

В.В. Харахинов

Нефтегазовая геология Сахалинского региона

НАУЧНЫЙ МИР

V.V. Kharakhinov

OIL-AND-GAS GEOLOGY OF THE SAKHALIN REGION

Moscow
Scientific World
2010

В.В. Харахинов

НЕФТЕГАЗОВАЯ ГЕОЛОГИЯ САХАЛИНСКОГО РЕГИОНА

Москва
Научный мир
2010

УДК 551
ББК 26.34
Х 20

Харахинов В.В.

НЕФТЕГАЗОВАЯ ГЕОЛОГИЯ САХАЛИНСКОГО РЕГИОНА. – М.: Научный мир, 2010. – 276 с., цв. вкл. 56 с.

ISBN 978-5-91522-104-7

В книге обобщен огромный объем существующей геолого-геофизической информации по нефтегазовой геологии Сахалина и присахалинского шельфа. На основе современных представлений приведены в единую систему сведения об условиях нефтегазонакопления в Сахалинском регионе. Вопросы нефтегазовой стратиграфии освещены с позиций секвенс-стратиграфического расчленения осадочных толщ региона. Основные представления об условиях нефтегазонакопления в резервуарах региона выработаны на результатах палеореконструкций основных этапов осадконакопления в кайнозойское время. Нефтегазовая тектоника кайнозойских и более древних комплексов Сахалинского региона рассмотрена как результат процессов активного взаимодействия двух литосферных плит: Амурской и Охотоморской. Вопросы нефтегазоносности и нефтегазогеологического районирования осадочных комплексов выработаны с флюидодинамических позиций формирования углеводородных скоплений.

Книга рекомендуется геологам и геофизикам, работающим в нефтегазовой отрасли.

ISBN 978-5-91522-104-7

© Харахинов В.В., 2010
© Научный мир, 2010

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ 7

Глава 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О РЕГИОНЕ 9

1.1. Геолого-структурное положение региона 9
1.2. Физико-географический очерк 14
1.3. Геолого-геофизическая изученность. История нефтегазогеологических исследований 22

Глава 2. НЕФТЕГАЗОВАЯ СТРАТИГРАФИЯ 42

2.1. Литостратиграфическая характеристика кайнозоя Сахалинского региона 45
2.1.1. Северо-Сахалинский бассейн 46
2.1.2. Южно-Сахалинский бассейн 60
2.1.3. Западно-Сахалинский бассейн 61
2.1.4. Пограничный бассейн 63
2.2. Секвенс-стратиграфическая характеристика кайнозоя Сахалинского региона 63

Глава 3. НЕФТЕГАЗОВАЯ ЛИТОЛОГИЯ 83

3.1. Условия накопления нефтегазоносных и перспективно-нефтегазоносных толщ 85
3.2. Природные резервуары 102
3.3. Коллекторы и покрышки 108
3.3.1. Фильтрационно-емкостные свойства коллекторов нефтегазоносных и возможно нефтегазоносных комплексов 113
3.3.2. Флюидоупоры 118
3.4. Турбидитные резервуары 119
3.5. Трещинные резервуары 125
3.6. Влияние литологического фактора на аккумуляцию скоплений углеводородов 127

Глава 4. НЕФТЕГАЗОВАЯ ТЕКТОНИКА 133

4.1. Глубинная тектоника. Нефтяная геодинамика 136
4.2. Структурная эволюция 152
4.3. Региональная тектоника 156
4.4. Структурные стили 184
4.5. Разломная тектоника 186
4.6. Локальная тектоника 210

Глава 5. НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ 221

5.1. Краткая характеристика месторождений углеводородов 222
5.1.1. Одоптинское морское нефтегазоконденсатное месторождение 222

5.1.2. Пильтун-Астохское нефтегазоконденсатное месторождение 227
5.1.3. Чайвинское нефтегазоконденсатное месторождение 229
5.1.4. Аркутун-Дагинское нефтегазоконденсатное месторождение 231
5.1.5. Лунское нефтегазоконденсатное месторождение 232
5.1.6. Венинское газовое месторождение 236
5.1.7. Изыльметьевское газовое месторождение 237
5.1.8. Монгинское нефтегазоконденсатное месторождение 238
5.1.9. Морские гидратные скопления как индикатор нижележащих скоплений углеводородов 243
5.2. Нефтегазогеологическое районирование Сахалинского региона 243

Глава 6. СОСТОЯНИЕ СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ УГЛЕВОДОРОДОВ И НАПРАВЛЕНИЯ НЕФТЕГАЗОПОИСКОВЫХ РАБОТ 251

6.1. Состояние сырьевой базы углеводородов и направления работ по ее развитию на Северном Сахалине 251
6.2. Перспективные направления и ресурсная база нефтегазопоисковых работ на шельфе Северо-Восточного Сахалина 256
6.2.1. Структурные и структурно-литологические ловушки Окобыкайско-Нижненутовского нефтегазоносного комплекса 256
6.2.2. Ловушки Уйнинско-Дагинского нефтегазоносного комплекса 257
6.2.3. Ловушки Верхненутовско-Помырского возможно нефтегазоносного комплекса 258
6.2.4. Ловушки Даехуриинского и Пильского нефтегазоносных комплексов ... 259
6.2.5. Структурно-стратиграфические ловушки позднемезозойского возможно нефтегазоносного комплекса 260

ЗАКЛЮЧЕНИЕ 261

ЛИТЕРАТУРА 263

ВВЕДЕНИЕ

Сахалинский регион включает в себя территорию острова Сахалин и акватории прилегающего шельфа. Сахалин является старейшим нефтегазодобывающим регионом России. Промышленная нефть была добыта на острове в 1923 году. В последние десятилетия идет интенсивное освоение нефтегазового потенциала шельфовых районов региона. В настоящее время на присахалинской акватории открыто 9 нефтегазовых месторождений, 8 из которых расположены на северо-восточном шельфе. В 2007 году в рамках проекта «Сахалин-1» на Чайвинском морском месторождении было добыто 12 млн. т нефти, что свидетельствует о рождении первого в России крупного центра нефтегазодобычи на шельфе. Базовыми для центра являются 5 крупнейших месторождений: Одопту, Чайво, Аркутун-Дагинское, осваиваемые в основном по проекту «Сахалин-1», Пильтун-Астохское и Лунское (проект «Сахалин-2»). Суммарные извлекаемые запасы этих месторождений составляют около 400 млн. т нефти и 1,1 трлн. м^3 свободного газа. Ввод в строй действующих в начале 2009 года крупнейшего в мире завода по сжижению природного газа в п. Пригородный на юге острова делает функционирование Сахалинского нефтегазового комплекса еще более активным.

Для долгосрочного развития комплекса необходимо дальнейшее восполнение углеводородной минерально-сырьевой базы (МСБ) региона. По прогнозной оценке специалистов ВНИГРИ [127] МСБ Сахалинского комплекса оценивается в 8 млрд. т нефтяного эквивалента. Подавляющая их часть (98%) сосредоточена в шельфовых районах Северо-Сахалинского и Пограничного осадочных бассейнов. Освоение этих ресурсов в неизученной части региона затруднено в связи со специфичными условиями нефтегазонакопления в регионе, особенно в двух названных выше бассейнах. В Северо-Сахалинском бассейне основные продуктивные горизонты уже открытых месторождений связаны с миоценовыми паралическими и шельфовыми толщами, образованными выносами продвигающейся на восток дельтовой системы Палеоамура. На шельфе Северо-Восточного Сахалина в его восточной части происходит глинизация продуктивных горизонтов и снижение аккумуляционной способности нефтегазовых систем в традиционных резервуарах. В связи с этим возрастает роль нефтегазопоисков в турбидитовых и трещинных коллекторах. Судя по открытию Кайганско-Васюканского нефтегазоконденсатного месторождения в турбидитных резервуарах, это направление геологоразведочных работ является весьма перспективным. Перспективы нефтегазоносности Пограничного бассейна связаны, главным образом, с поисками углеводородных скоплений в трещинных резервуарах.

Для долгосрочного функционирования Сахалинского нефтегазового комплекса необходимо расширение географии нефтегазопоисков в пределах других шельфовых районов Татарского пролива, заливов Терпения и Анива.

За долгие годы нефтегазопоисковых работ в Сахалинском регионе создана значительная по объему информационная база по его геологическому строению и нефтегазоносности. Проводимые ранее пятилетние анализ и обобщение накопившейся геолого-геофизической информации в связи с регулярной ревизией потенциальных ресурсов углеводородов в последние пятилетия не производятся из-за изменившейся в стране политико-экономической ситуации. За это время в регионе в связи с расширением фронта нефтегазопоисковых работ в шельфовых районах и внедрением в их практику современных технологий существенно уточнились и, во многом, изменились существовавшие ранее представления о нефтегазовой геологии региона. Появилась необходимость систематизации и интегрированного анализа

имевшейся ранее и полученной в последние годы геологической, в том числе скважинной, и геофизической, главным образом сейсмической, информации.

Автор работы, опираясь на существующие представления о нефтегазовой геологии региона, созданные в результате работы многих поколений геологов и геофизиков, попытался с позиций полученных в последние годы данных привести в единую систему нефтегазогеологические сведения об условиях нефтегазонакопления в Сахалинском регионе.

Стратиграфическая основа нефтегазогеологических исследований в регионе создавалась усилиями многих специалистов в этой отрасли знаний. Особо при этом надо отметить био- и литостратиграфические работы Н.А. Волошиновой, Л.С. Жидковой, Г.С. Мишакова, Л.С. Маргулиса, Ю.Б. Гладенкова, Б.А. Сальникова, которые со своими коллегами разработали иерархическую систему нефтегазостратиграфических подразделений осадочных толщ кайнозойских бассейнов региона. Сейсмостратиграфические и секвенс-стратиграфические методы в практику стратиграфических исследований в регионе внедрены, главным образом, усилиями В.О. Савицкого, Ю.В. Лопатнева и Л.С. Маргулиса. Эти работы, палеофациальные (Ю.Б. Гладенков, Л.С. Маргулис, Б.А. Сальников и др.), литологические (Л.И. Иваньшина, Н.А. Деревскова и др.), детальные секвенс-стратиграфические (А.В. Харахинов, Н.А. Ткачева, В.Ф. Кругляк и др.) исследования, выработали основные представления о резервуарных условиях нефтегазонакопления в регионе.

В настоящей работе не приводятся сведения о генерационных возможностях нефтегазоматеринских подразделений и условиях формирования скоплений углеводородов с позиций биоорганической гипотезы их происхождения. Они подробно освещены в работах Н.Б. Вассоевича [27], М.С. Ярошевич [242] и наиболее обстоятельно в исследованиях Э.Г. Коблова [81, 82, 83, 88]. В условиях дискуссионности основных концепций происхождения нефти и газа – осадочно-миграционной, мантийно-абиогенной и геосинергетической [118] – в данной работе акцентируется внимание на выявление главных особенностей условий нефтегазонакопления в регионе.

Не освещены в настоящей работе и вопросы гидрогеологии кайнозойских бассейнов региона, так как они весьма глубоко и подробно рассмотрены О.В. Равдоникас [149, 150, 151] и Ю.Н. Андрющенко [17].

Особое внимание при рассмотрении нефтегазовой геологии Сахалинского региона уделено Северо-Сахалинскому бассейну, содержащему основные запасы углеводородов и наиболее изученному. Детальная характеристика геологии, геодинамики и перспектив нефтегазоносности суббассейнов Татарского пролива приведена в работе А.Э. Жарова, Г.Л. Кирилловой с соавторами [69], изданной в 2004 году.

Решению проблем, затронутых в книге, способствовало многолетнее и тесное сотрудничество с Э.Г. Кобловым, В.М. Никифоровым, В.Ф. Кругляком, Б.А. Сальниковым, Ю.Н. Гололобовым, Ю.В. Лопатневым, Ю.К. Бурлиным, Л.С. Маргулисом, В.Э. Кононовым, И.К. Туезовым, Е.Г. Арешевым, Ю.А. Троновым. Большое влияние на формирование представлений об основных вопросах нефтегазовой геологии Сахалинского региона на автора настоящей работы оказали идеи Ф.А. Летникова, Б.А. Соколова, В.С. Рождественского, С.Д. Гальцева-Безюка.

Автор глубоко признателен Т.Б. Харахиновой за большую работу по переводу и систематизации зарубежных геолого-геофизических источников.

Глава 1

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О РЕГИОНЕ

1.1. Геолого-структурное положение региона

Сахалин и присахалинский шельф являются частью Охотоморского региона, в пределах которого расположена одноименная нефтегазоносная провинция. В свою очередь, регион находится в составе Азиатско-Тихоокеанской зоны перехода от континента к океану (фиг. 1, вклейка), представляющей собой гигантскую «шовную» (межблоковую) структуру глобального уровня и область интенсивной разрядки глубинной энергии, активной позднемезозойско-кайнозойской и современной геодинамики. Структурно-динамическая организация геологической среды региона, являющаяся следствием активных тектонических процессов, контролируется блоковым строением литосферы и реализуется в виде тектонических систем различного ранга. Характер и направленность геодинамических процессов, приведших к обособлению тектонических систем, и геологическая природа последних зависят от занимаемой соответствующими структурными элементами тектонической позиции.

Положение тектонических сооружений региона показано на схеме тектонического районирования (рис. 1), синтезирующей всю имеющуюся геолого-геофизическую информацию по структуре и динамике литосферы Охотоморской нефтегазоносной провинции.

Аккреционные системы, образованные докайнозойскими блоками и кайнозойскими складчатыми и складчато-надвиговыми комплексами, развиты в зонах преимущественно сдвигового взаимодействия литосферных плит. Деструкционные системы, состоящие из субокеанических котловин и окраинноморских прогибов с различной степенью рифтогенной переработки коры, формируются в приграничных частях плит в зонах разупрочнения литосферы, контролируемых разломами докайнозойского заложения. Основную часть тектонических систем составляют осадочные (нефтегазоносные и возможно нефтегазоносные) бассейны различной генетической природы. Нефтегазогеологическая характеристика бассейнов и степень их перспективности зависят от геодинамических режимов позднемелового и кайнозойского времени.

Крупнейшим структурным элементом региона является ***Охотоморская плита***, отделенная от соседних геоблоков (Амурского и Берингово-морского) граничными Хоккайдо-Сахалинской и Корякско-Камчатской аккреционными системами.

На севере и на юге деструктивные окраины плиты контактируют с мезозойскими Кони-Тайгоносской аккреционной, Удской и Охотско-Чукотской постаккреционными системами. Западную часть Охотоморского региона занимает деструктивная окраина Амурской плиты (Западно-Сахалинская рифтогенная зона), граничащая с Восточно-Сихотэалинской позднемезозойско-раннекайнозойской постаккреционной, Монголо-Охотской палеозойско-мезозойской и Сихотэ-Алинской мезозойской аккреционной системами.

Охотоморская плита представляет собой крупную литосферную тектоническую систему, окончательно оформившуюся в позднемеловое время и перекрытую достаточно мощным чехлом кайнозойских отложений.

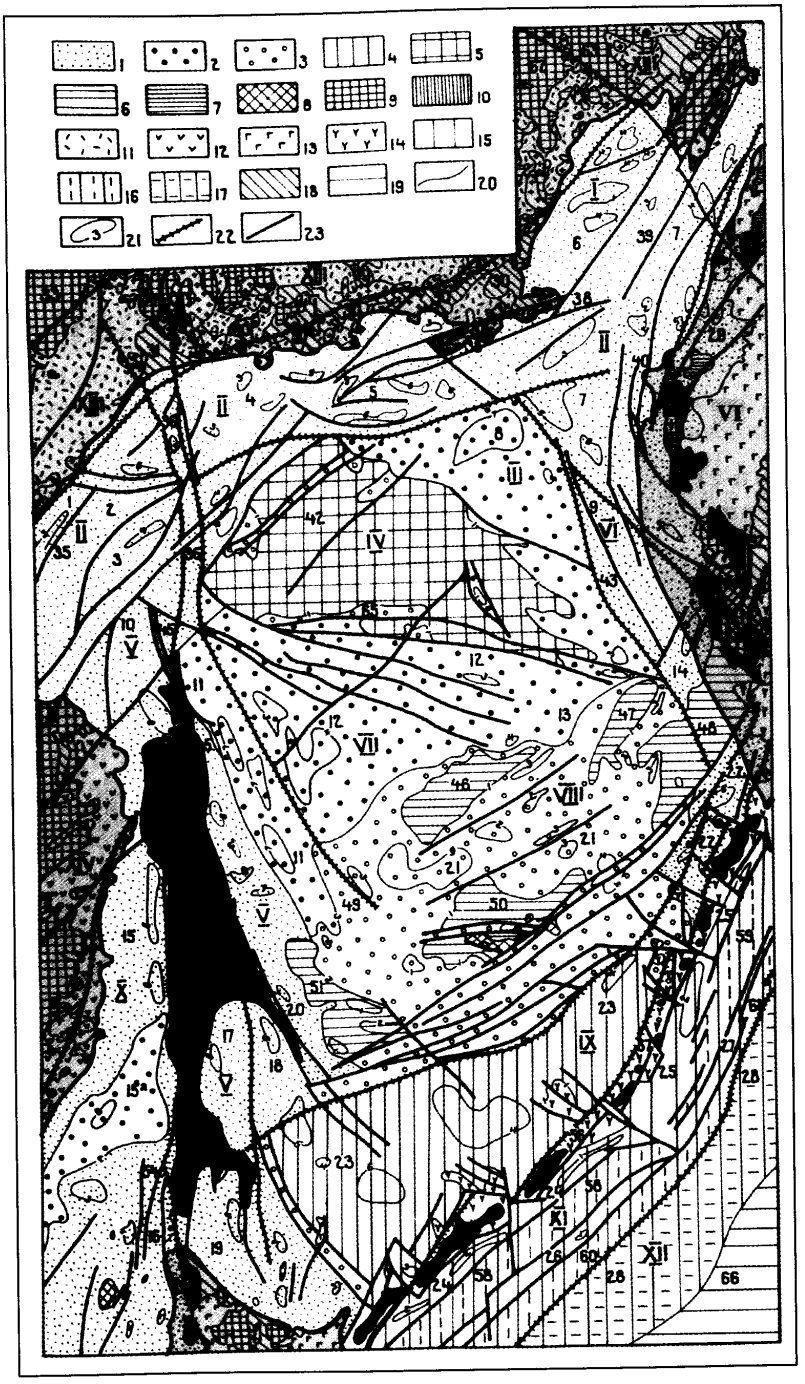


Рис. 1. Тектоническая позиция осадочных бассейнов Сахалинского региона

Кайнозойская рифтогенная деструкция привела к дезинтеграции, разрушению отдельных сегментов Охотоморской плиты (фиг. 2, вклейка). В пределах деструктивных окраин плиты в зонах нарушения прочности литосферы, контролируемых внутриплитными швами и разломами различного уровня проникновения в тектоносферу (верхнекоровыми, нижнекоровыми, ли-

Рис. 1. Тектоническая позиция осадочных бассейнов Сахалинского региона

1–6 – области деструктивного тектогенеза: 1–4 – комплексы осадочного выполнения зон кайнозойской деструкции на континентальной, субконтинентальной (1–3) и субокеанической (4) коре: 1– комплексы рифтовой (Р–N_1^1) и эпирифтовой (N_1^2–Q) стадий зон палеоген–нижнемиоценовой деструкции; 2 – комплексы рифтовой стадии неоген–четвертичной (N_1–Q) деструкции; 3 – комплексы рифтовой стадии среднемиоцен–четвертичной (N_1^2–Q) деструкции; 4 – комплексы палеоген–четвертичных (Р–Q) глубоководных котловин; 5–6 –относительно стабильные участки (массивы) на субконтинентальной (континентальной) коре: 5 – докембрийско–палеозойские (PR€–Pz); 6 – палеозойско–мезозойские (Pz–Mz); 7–16 области и районы аккреционного тектогенеза: 7 – позднемеловые складчатые зоны, сложенные преимущественно терригенными комплексами; 8–10 – тектонические зоны складчатого и складчато–блокового строения, сложенные преимущественно вулканогенно–кремнистыми комплексами: 8 – докембрийские (PR€); 9 – палеозойско–мезозойские (Pz–Mz); 10 – позднемеловые (K_2); 11–13 – вулканические пояса: 11 – меловые (K_1–K_2); 12 – позднемеловые (K_2); 13 – кайнозойские (Kz); 14–16 – комплексы современных островных дуг: 14 – вулканические дуги; 16 – невулканические дуги; 15,17,18 – районы деструктивного тектогенеза: 15 – районы деструкции в современных островных системах (преддуговые прогибы); 17 – осевые прогибы глубоководного желоба; 18 – районы кайнозойской деструкции в складчатых и складчато-блоковых тектонических зонах; 19 – области стабильного тектогенеза на океанической коре (вал Зенкевича); 20–23 – геологические границы: 20 – границы тектонических зон; 21 – изопахиты кайнозойской осадочной толщи, км; 22 – литосферные разломы; 23 – прочие разломы.

Цифрами обозначены: тектонические системы: I – Гижигинская, II – Северо-Охотская, III – Тинровская IV – Центрально-Охотская, V – Хоккайдо-Сахалинская, VI –Западно-Камчатская, VII – Дерюгинская, VIII – Академическая, IX – Южно-Охотоморская, X – Западно-Сахалинская, XI – Курильская, XII – Курило-Камчатского желоба, XIII – Охотско-Чукотского вулканического пояса, XIV – Восточно-Сихотэ-Алинского вулканического пояса; *прогибы*: 1 – Восточно-Удской, 2 – Восточно-Тугурский, 3 – Северный, 4 – Кухтуйский, 5 – Северо-Охотский, 6 – Гижигинский, 7 – Шелиховский, 8 – Тинро, 9 – Западно-Камчатский, 10 – Северо-Сахалинский, 11 – Восточно-Сахалинский, 12 – Дерюгинский, 13 – Лебедя, 14 – Кольский, 15 – Западно-Сахалинский, 15а – Южно-Татарский, 16 – Исикари, 17 – Макаровский, 18 – Владимировский, 19 – Анивский, 20 – Пограничный, 21 – Макарова, 22 – Голыгинский, 23 – Южно-Охотский, 24 – Курильский, 25 – Северо-Курильский, 26 – Внешний, 27 – Авачинский, 28 – Осевой, 29 – Воямпольский; *впадины*: 30 – Ямско-Тауйская, 31 – Охотская, 32 – Козыревско-Озерновская; *поднятия*: 33 – Сете-Дабанское, 34 – Охотское, 35 – Шантарское, 36 – Ионское, 37 – Кони, 38 – Кони-Пьягинское, 39 – Тайгоносское, 40 – Утхолокское, 41 – Тигильское, 42 – Центрально-Охотское, 43 – Прикамчатское, 44 – Срединно-Камчатское, 45 – Шмидтовское, 46 – Института Океанологии, 47 – Соболевское, 48 – Большерецкое, 49 – Пограничное, 50 – Академии Наук, 51 – Полевого, 52 – Западно–Сахалинское, 53 – Восточно-Сахалинское, 54 – Монеронское, 55 – Сусунайское, 56 Южно-Курильское, 57 – Северо-Курильское, 58 – Мало-Курильское, 59 – Пегаса, 60 – Фронтальное, 61 – Авачинское; *массивы*: 62 – Балыгчанский, 63 – Сугойский, 64 – Тайгоносский; 65 – Центрально-Охотский грабен; 66 – Вал Зенкевича

тосферными), возникали рифтогенные прогибы-грабены, субокеанические троги и котловины, системы присдвиговых впадин и поднятий.

В палеоцене–эоцене в результате листрического раскалывания земной коры формируется сеть грабенов, превратившаяся в олигоцене в ***Северо-Охотскую тектоническую систему (рифтовую зону)***. В периферических частях формируется сеть односторонних грабенов, ограниченных листрическими разломами и образующих Шантарский (на западе зоны) и Пьягинский (на востоке зоны) грабены. В центральной части зоны (Кухтуйский и Магаданский прогибы) образуются небольшие по размерам, но очень глубокие грабены, разделенные узкими горстами. Борта рифтогенных впадин ограничены с одной или двух сторон нормальными или листрическими сбросами и имеют ступенчатую форму. Глубина грабенов обусловлена уровнем проникновения ограничивающих их листрических разломов. Наиболее глубокие из них расположены вдоль литосферных разломов, вытянутых в субширотном и северо-восточном направлениях в осевых и краевых частях бассейнов.

В зоне действия Челомджа-Ямского мегасдвига, проходящего вдоль побережья Охотского моря в пределах мезозойских аккреционных систем, сформирована сеть неглубоких континентальных рифтогенных грабенов, образующих ***Гижигинскую систему осадочных бассейнов***.

В позднекайнозойское время (начиная со среднего миоцена) уровень деструктивных процессов резко снизился. Пострифтовое оседание конца неогена привело к созданию синеклизоподобных впадин (по верхним комплексам) с широким развитием пологих и крупных «полуплатформенных» складчатых форм.

В палеоцене–эоцене рифтовые процессы охватили северо-восточную часть Охотоморской плиты, где листрическое раскалывание континентальной коры по северо-западным литосферным и нижнекоровым разломам привело к фор-

мированию Тинровского рифтогенного прогиба. В олигоцене перпендикулярно к нему вдоль Южно-Магаданского и Шелиховского швов заложился глубокий трог Шелиховского грабена. Интенсивная рифтогенная переработка континентальной коры и литосферы в течение кайнозоя, сократившая их мощности, соответственно, до 19–25 км и 50–80 км, привела к обособлению ***Тинровской деструкционной системы*** (рифтовой зоны), объединившей одноименную субокеаническую котловину, Шелиховский грабен с резко редуцированной верхней корой и «остывший» в позднекайнозойское время Пьягинский грабен.

Значительную часть Охотоморской плиты занимает ***Центрально-Охотская система***, сохранившаяся от деструкции в виде одноименного поднятия (Охотского свода) – блока литосферы с мощностью более 100 км, с континентальной корой, характеризующегося развитием маломощного (до 1–2 км) и малодислоцированного чехла позднекайнозойских отложений.

На юго-западной окраине Охотоморской плиты в палеоцене и эоцене листрическое раскалывание коры привело к формированию сети субмеридиональных односторонних грабенов, явившихся основой будущих кайнозойских ***Дерюгинской и Южно-Охотоморской деструкционных систем***. В олигоцене начинают развиваться перпендикулярно этим прогибам в блоке между Кашеваровским и Центрально-Охотским швами Восточно-Дерюгинская грабеновая сеть и троги восточной части Южно-Охотской котловины. Блоковые границы этих рифтогенных структур совпадают с литосферными флексурами. Уровень кайнозойской рифтогенной переработки коры в них настолько высок, что в их пределах, а также в пределах Дерюгинского прогиба и западной части Южно-Охотской котловины мощности субокеанической коры и литосферы сокращаются, соответственно, до 7–9 км и 20–30 км.

На месте докайнозойского блока, ограниченного Центрально-Охотским и Южно-Охотским литосферными разломами, деструктивные процессы проявились в значительно меньшей мере и привели к формированию ***Академической системы присдвиговых грабенов и горстов***, развитых вдоль мегасдвигов (палеотрансформных разломов). Наиболее глубокими из них являются грабены Макарова и Кольский, приуроченные к зоне Океанологического разлома и находящиеся в пределах литосферной флексуры, погружающейся в сторону Академического блока. Последний, состоящий из Большерецкого, Академии Наук СССР, Полевого поднятий и небольших грабенов, разделяющих их, образует «жесткий» литосферный мост мощностью в 80 км между Сахалином и Камчаткой.

Хоккайдо-Сахалинская аккреционная система, представляющая собой крупнейшую «шовную» (межблоковую) структуру на границе Амурской и Охотоморской плит, характеризуется активной позднемезозойско-кайнозойской и современной геодинамикой. В целом, это вытянутый в субмеридиональном направлении на 1500 км узкий (100–150 км) литосферный блок мощностью в 80–100 км, ограниченный с двух сторон литосферными разломами. С востока он отделен от соседних прогибов системой погребенных листрических надвигов, погружающихся в западном направлении, с запада – Западно-Сахалинским листрическим взбросо-сдвигом, погружающимся на восток. Структурно-динамическую организацию геологической среды Хоккайдо-Сахалинского покровно-складчатого сооружения, ее тектоническую делимость определяет система сближенных нижнекоровых и литосферных разломов.

Рифтообразование началось в палеоцене–эоцене с заложения узких изолированных грабенов в зонах субмеридиональных расколов. В олигоцене и раннем миоцене формируется сеть крупных присдвиговых грабенов, ограниченных листрическими сбросами и явившихся основой современных осадочных бассейнов. В среднем–позднем миоцене (начиная с рубежа 13,5 млн. лет), в начале плиоцена позднерифтовое оседание контролируется субмеридиональными разломами. В пределах некоторых из этих дизъюнктивных зон (Хоккайдо-Сахалинская), имеющих литосферный уровень проникновения, образуются глубокие (до 9–10 км) позднекайнозойские прогибы (Пильтун-Чайвинский) с резко редуцированной земной корой. Кратковременное (позднеплиоценовое) пострифтовое оседание в конце плиоцена сменилось мощными аккреционными процессами, сформировавшими Хоккайдо-Сахалинскую позднекайнозойскую складчатую систему.

Хоккайдо-Сахалинская аккреционная система включает в себя присдвиговые складчатые сооружения Сахалина, Хоккайдо и западной части Охотского моря. Декстральный транспрессивный позднекайнозойский режим, сформировавший их, определил основные особенности их строения. На Сахалине аккреционная тектоника создала ряд мезозойских блоков (Сусунайский метаморфический, Тонино-Анивский, Восточно-Сахалинский, Восточно-Шмидтовский), позднемеловую надвиговую тектоническую пластину (Западно-Сахалинская), сеть кайнозойских складчатых форм, осложняющих прогибы: Северо-Сахалинский, залива Терпения, Анивский, Западно-Сахалинский, Исикари. В пределах прогибов транспрессивный режим на месте рифтовых грабенов, листрических разломов сформировал складки сдвигов, взбросов и надвигов. Надвиговые системы, как выяснилось при геологоразведочных работах в последние годы, имеют на Сахалине широкое распространение. Перемещения по надвигам (взбросо-надвигам) измеряются сотнями метров, реже первыми километрами (Хоккайдо-Сахалинский, Центрально-Сахалинский разломы). Немалое значение при создании современного облика Северо-Сахалинского прогиба имеют правосторонние сдвиговые перемещения по разломам амурского направления (северное замыкание системы разломов Танлу). Они определяют поперечную зональность в структуре прогиба.

Таким образом, на основе имеющейся и особенно полученной в последние годы геолого-геофизической информации можно уверенно говорить о развитии на месте конвергентной (сдвиговой) границы между Охотоморской и Амурской плитами крупной позднекайнозойской аккреционной системы.

Покровообразование по глубинным надвигам в результате давления со стороны Амурской плиты происходило периодически в течение позднемеловых и кайнозойских структурных перестроек. Предплиоценовое обдуцирование офиолитовых пластин на Восточно-Шмидтовский массив компенсировало интенсивное растяжение в пределах Дерюгинской впадины. Окраинноморский Западно-Сахалинский позднемеловой блок, сложенный мощной (6500 м) терригенной толщей, представляет собой аллохтонную тектоническую пластину, надвинутую на кайнозойские комплексы Центрального и Северного Сахалина. Надвиговые перемещения по Центрально-Сахалинскому разлому наиболее сильно проявились в северной части блока, где он перекрывает нижнемиоценовые отложения во время среднемиоценовой структурной перестройки и позднекайнозойского декстрального тектогенеза.

Формирование ***Корякско-Камчатской аккреционной системы, как и Хоккайдо-Сахалинской*** позднекайнозойской, происходило, судя по имеющейся на последнее время геолого-геофизической информации, по похожему сценарию. Характер геологических событий в Западно-Камчатском сегменте системы в позднем мезозое и кайнозое определялся тектоническими движениями в зоне Западно-Камчатского и Вывенского (Ватынско-Лесновского) литосферных швов – мегасдвигов. Разлом разделял в позднем мелу континентальный и океанические блоки Камчатки, фиксировал границу между Охотоморским и Беринговоморским геоблоками.

В целом, Западно-Камчатский сегмент Корякско-Камчатской аккреционной системы представляет собой литосферную тектоническую пластину, мощностью в 80 км, ограниченную серией листрических надвигов с обеих сторон и надвинутую на Охотоморскую плиту и ее деструктивные окраины.

Деструктивная окраина Амурской плиты в виде ***Западно-Сахалинской деструкционной системы*** (рифтогенной зоны), занимающая Татарский пролив, начала формироваться в виде неглубоких северо-северо-восточных и субмеридиональных палеоцен-эоценовых рифтогенных грабенов в зонах Восточно-Сихотэалинского и Западно-Сахалинских разломов на структурной террасе, окаймляющей Восточно-Сихотэалинский вулканоген и сложенной меловыми терригенными отложениями незначительной (до 2–3 км) мощности. В олигоцене деструктивный процесс привел к расширению сети северо-северо-восточных грабенов, а затем в раннем миоцене окончательно оформил контуры Западно-Сахалинской рифтогенной зоны. Начиная со среднего миоцена характер тектонических движений резко меняется в ее сегментах, разделенных Восточно-Сихотэалинским разломом. В Северо-Татарском прогибе формирование осадочного слоя происходит в результате пострифтового

оседания, а на юге зоны в Южно-Татарском прогибе продолжается интенсивная рифтогенная переработка коры с превращением ее в субокеаническую. Интенсивный разогрев литосферы, ее дезинтеграция связаны с высоким (на глубинах 20–0 км) стоянием астеносферного выступа, в то время как в северном блоке мощность литосферы достигает 50–80 км. В зоне Восточно-Сихотэалинского листрического литосферного разлома, погруженного под одноименный вулканоген и совпадающего с литосферной флексурой, регистрируется высокоинтенсивная линейная магнитная аномалия, фиксирующая возможное присутствие офиолитовых тел и коллизионную шовную природу разлома.

Таким образом, структурные элементы Охотоморского региона в зависимости от их тектонической позиции образуют тектонические системы с разнонаправленным развитием природных процессов, приведших к формированию складчатых, складчато-надвиговых комплексов кайнозойских аккреционных систем в пределах граничных областей между литосферными плитами и деструктивных окраин Охотоморской и Амурской плит в виде субокеанических трогов, котловин и рифтогенных прогибов различного строения. На мало редуцированной части Охотоморской плиты формируются системы присдвиговых впадин и поднятий небольшой интенсивности.

В пределах Сахалинского региона выделяются аккреционные – Южно-Сахалинский, Северо-Сахалинский, деструкционные – Пограничный, Западно-Сахалинский, Дерюгинский, Южно-Охотский осадочные (нефтегазоносные и возможно нефтегазоносные) бассейны (рис. 2).

Южно-Сахалинский бассейн расположен в пределах Хоккайдо-Сахалинской складчатой области и представляет систему двух синклинорных прогибов – залива Терпения и Анивского.

Северо-Сахалинский бассейн занимает акваторию западной части Охотского моря и территорию Северного Сахалина, протяженность его в северо-западном направлении составляет 900 км при ширине в 80–120 км. Глубина погружения фундамента, сложенного триас-раннемеловыми вулканогенно-кремнистыми и, в отдельных случаях, позднемеловыми вулканогенными отложениями, в опущенных блоках составляет 5,0–2,0 км, на обрамляющих и внутренних поднятиях поверхность его имеет глубину 1,5–3 км.

Западно-Сахалинский осадочный бассейн занимает акваторию Татарского пролива и территорию западной части Сахалина. На западе бассейн ограничен Восточно-Сихотэалинским вулканогенным поясом, на юге – группой Южно-Татарских поднятий отделен от Япономорского осадочного бассейна. Протяженность бассейна достигает 1200 км при ширине от 100 до 450 км.

Пограничный бассейн занимает акваторию Охотского моря вдоль берега Восточного Сахалина и присдвиговые кайнозойские грабены в Восточно-Сахалинских горах.

Бассейны глубоководных котловин (Дерюгинский, Южно-Охотский) сформированы в зонах наибольшего разупрочнения литосферы Охотоморского региона, испытавших интенсивнейшее воздействие рифтогенных процессов. Эти бассейны являются депоцентрами крупнейших ареалов прогибания региона: Западно-Охотоморского и Южно-Охотоморского. Западно-Охотоморский ареал включает в себя Дерюгинский и Северо-Сахалинский бассейны. Южно-Охотоморский ареал соответствует одноименному осадочному бассейну.

1.2. Физико-географический очерк

Своеобразие природных условий Сахалина определяется целым рядом факторов и, в первую очередь, географическим положением острова на восточной окраине Азиатского материка.

Сахалин – крупнейший остров Охотского моря, отделенный от восточных берегов Азии Татарским проливом и частично Японским морем. Сахалин вытянут с севера на юг на 1000 км при максимальной ширине около 200 км и минимальной 15–25 км. Площадь острова около 77 тыс. км^2. Большая часть его территории занята низко- и средневысотными горами. На севере острова, между полуостровом Шмидта и диагональным отрезком долины р. Тымь, находятся низменные и равнинные пространства, значительную площадь занимают равнины и в центральной части острова.

Орографически на территории Сахалина выделяются горные сооружения и равнины полу-

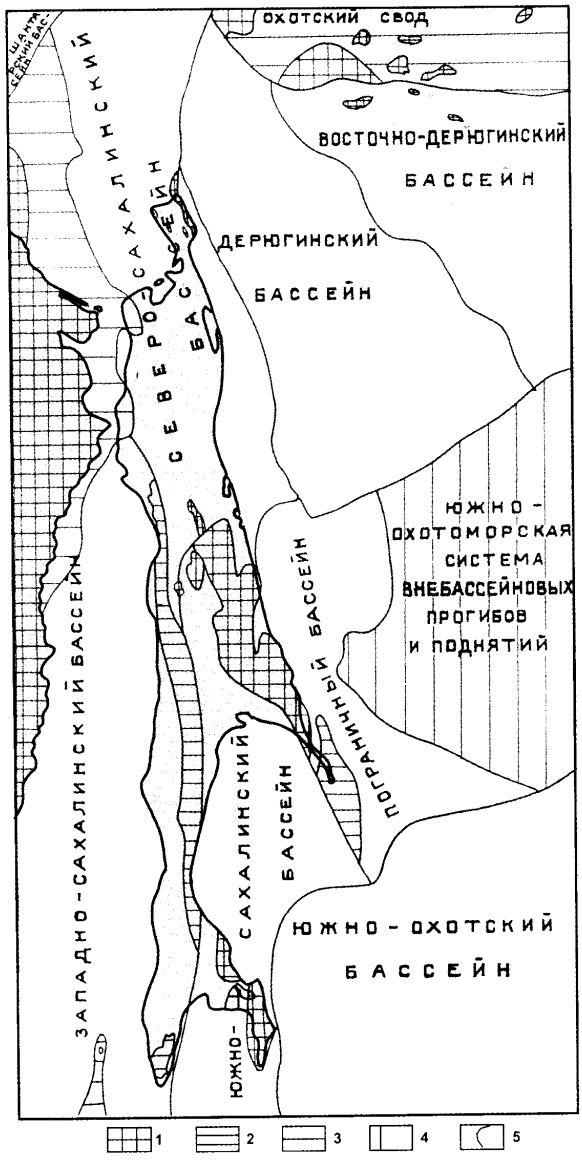


Рис. 2. Схема расположения осадочных (нефтегазоносных и возможно нефтегазоносных) бассейнов Сахалина и его шельфа

1 – выступы сильно литифицированных и метаморфических докайнозойских образований; 2 – выступы осадочных слабо литифицированных позднемеловых отложений; 3 – районы распространения маломощной (0,2–1,0 км) толщи кайнозойских отложений; 4 – внебассейновые кайнозойские структурные элементы; 5 – границы бассейнов

острова Шмидта, Северо-Сахалинские равнины и увалы, Западно-Сахалинские горы, Восточно-Сахалинские горы и Центрально-Сахалинские депрессии (фиг. 3, вклейка).

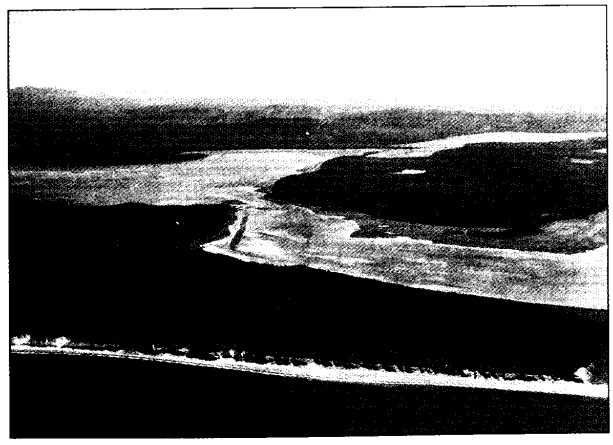


Рис. 3. Полуостров Шмидта. Северный Сахалин

Полуостров Шмидта (рис. 3) образует крайнюю северную оконечность Сахалина. Примечательной чертой устройства его поверхности является почти полное повторение в миниатюре основного орографического плана средней и южной частей острова. Вдоль западного и восточного побережий вытянуты в близком к меридиональному направлении горные гряды Западного и Восточного «хребтов», разделенные центральной депрессией или, как ее иначе называют, Срединным долом.

К югу от полуострова Шмидта располагаются **Северо-Сахалинские равнины и увалы** (рис. 4), занимающие около одной четверти площади всего острова. Денудационные равнины, создающие здесь основной орографический

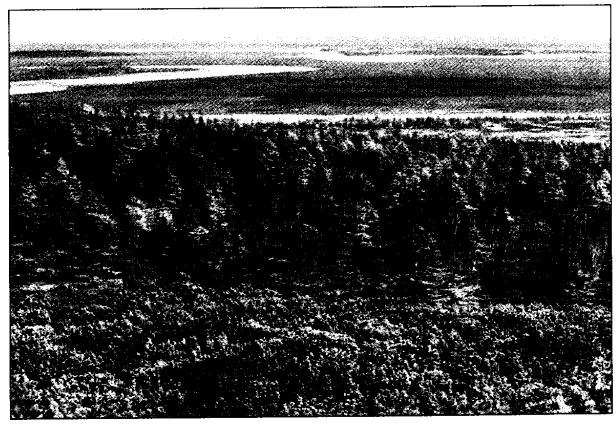


Рис. 4. Северо-Сахалинская равнина. Северо-Восточное побережье возле залива Пильтун

фон, редко поднимаются более чем на 100–150 м над уровнем моря. Обычно они расчленены речной сетью на серию плосковерхих увалов. Однообразие равнинного рельефа приводит к тому, что даже небольшие возвышенности с абсолютными высотами в 300–600 м воспринимаются как «горы». Таковы горы Вагис (539 м), Горомай (260 м), Вал (352 м), Даехурия (592 м) и др. «Горные» возвышенности вытянуты двумя меридиональными полосами, одна из которых расположена ближе к западному побережью, а другая – к восточному. Возвышенные гряды в пределах этих полос иногда кулисообразно заходят одна на другую, а иногда отстоят друг от друга на значительном расстоянии. Наиболее приподняты и резко расчленены возвышенности восточной ветви, такие, как горы Даги, Джимдан-Урш, Дывык. В пределах западной ветви подобный облик имеет только массив горы Вагис.

Помимо денудационных равнин и возвышенностей весьма существенное значение на севере Сахалина имеют и аккумулятивные равнины, приуроченные главным образом к морскому побережью. Особенно большие площади они занимают на побережье пролива Невельского. Здесь низкие морские террасы и примыкающие к ним более высокие прибрежные террасовые уровни (с высотами 40–50 м) слагают полосу шириной до 50 км. Террасовый бордюр вдоль восточного побережья имеет гораздо меньшую ширину, чем на западе. В центральной части Северного Сахалина, в верховьях рек Большой, Лангры, Вал, Эвай, Даги встречаются довольно крупные поля озерно-аллювиальных равнин.

Западно-Сахалинские горы (рис. 5) – наиболее крупная горная система Сахалина. Она состоит из серии более или менее параллельных горных гряд и хребтов, прослеживающихся в близком к меридиональному направлении приблизительно от широты м. Уанди (51° с.ш.) до перешейка Поясок (48° с.ш.). Постепенно выполаживаясь, горы появляются вновь уже южнее Пояска. При этом целый ряд горных гряд меняет меридиональное простирание на северо-западное. Меридиональная ориентировка сохраняется только у крайних восточных хребтов и гряд полуострова Крильон.

Осевую зону Западно-Сахалинских гор составляет Камышовый хребет (наибольшие вершины: Журавлева – 1324 м, Возвращения – 1321 м, Победы – 1311 м, Спамберг – 1021 м).

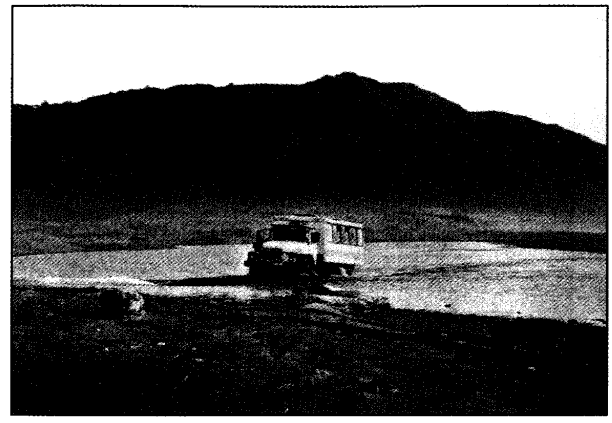
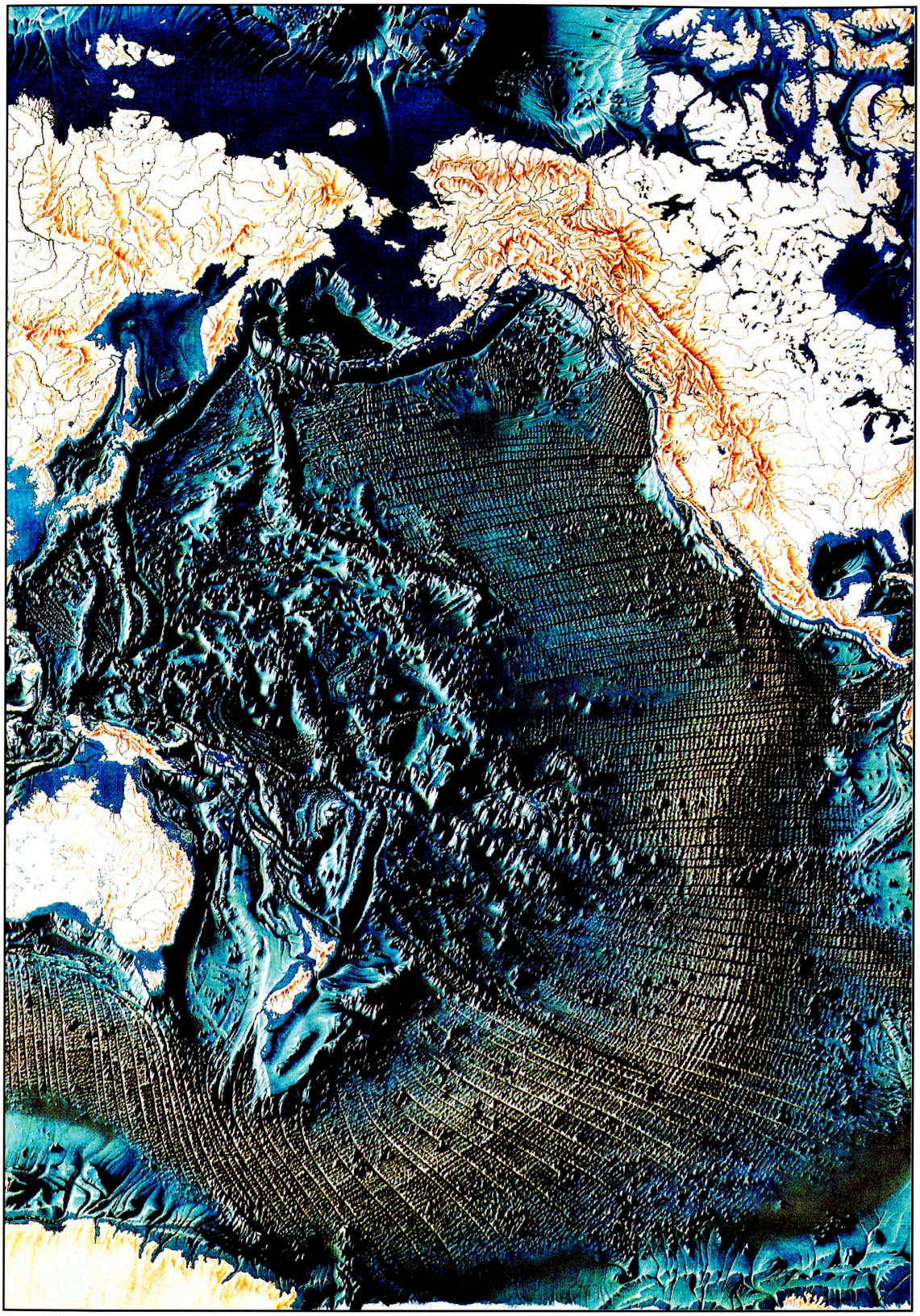


Рис. 5. Западно-Сахалинские горы

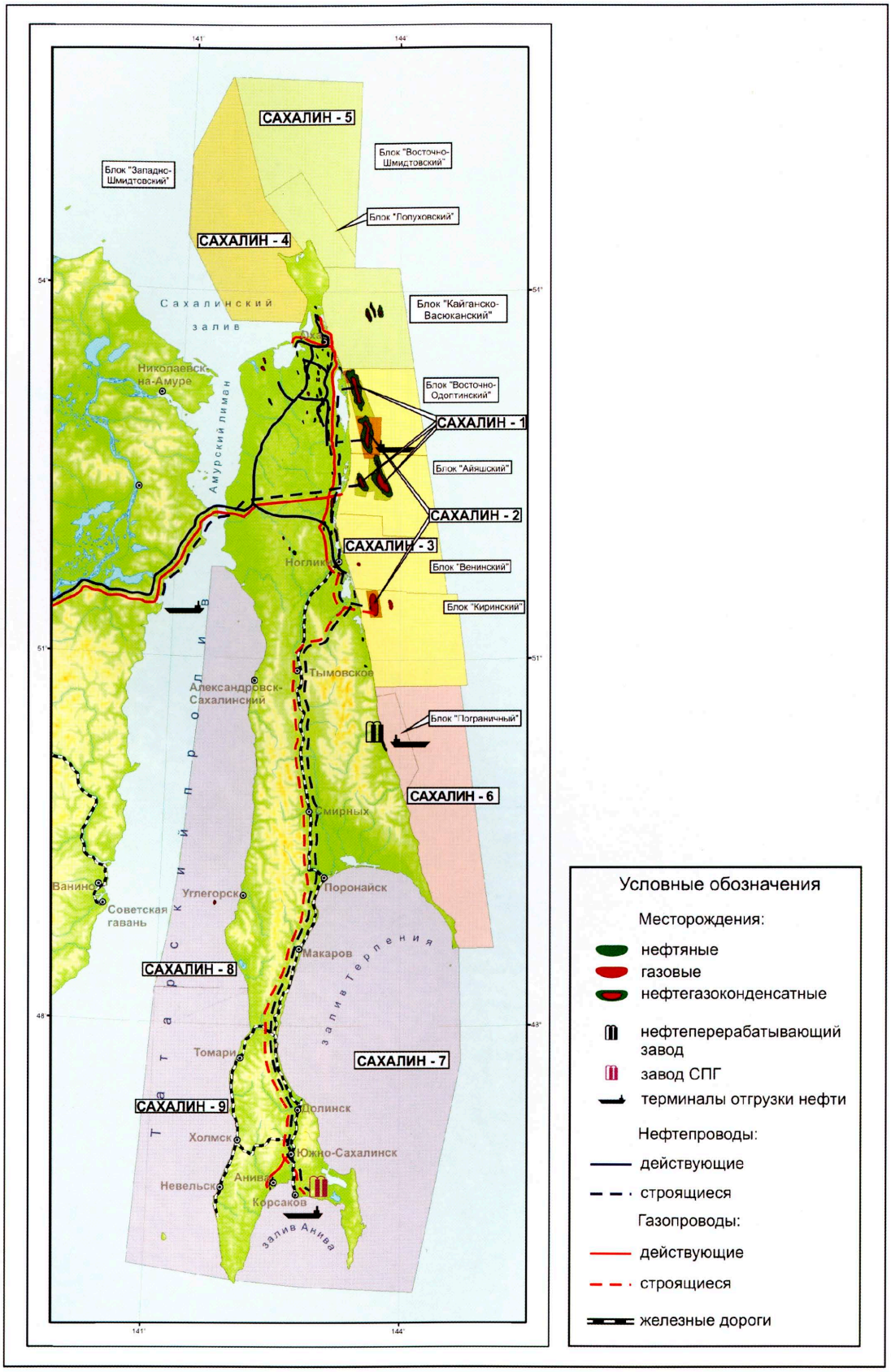
Особое место в системе Западно-Сахалинских гор занимают горные сооружения полуострова Ламанон. Здесь над поверхностью расчлененного базальтового плато возвышается целая группа крутосклонных конических вершин, образованных дацитовыми экструзиями. Наиболее крупные возвышенности: Краснова (1094 м), Ичара (1022 м), Орлова (868 м).

Восточно-Сахалинские горы (рис. 6, 7) занимают восточную половину Среднего Сахалина, от широты Набильского залива до полуострова Терпения. В отличие от Западно-Сахалинских гор здесь почти нет четко выдержанных по простиранию прямолинейных горных гряд. Большинство горных возвышенностей и массивов имеют сложные в плане очертания с многочисленными различно ориентированными отрогами. Наиболее крупный горный узел с максимальной для Сахалина вершиной – гора Лопатина (1608 м) – располагается в центральной части горной системы. В районе этого горного узла сходятся Набильский и Луньский хребты. К северо-западу от него располагается Северо-Набильский хребет, а к югу – Южно-Набильский и Стланниковый, отдельные вершины которых поднимаются до 1300–1400 м.

Южная часть и прибрежные цепи Восточно-Сахалинских гор имеют гораздо меньшие высоты – порядка 600–800 м. Только некоторые вершины Центрального хребта достигают 1000–1100 м. Центральный хребет, подобно Камышо-



Фиг. 1. Рельефная карта морского дна Тихого океана
(по данным американских исследователей, Курьер Юнеско, 1986, № 3)



Фиг. 4. Сахалинский нефтегазопромышленный комплекс



Рис. 6. Восточно-Сахалинские горы

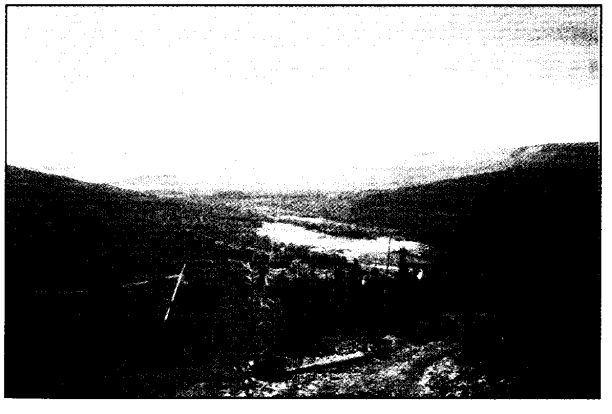


Рис. 7. Долины Восточно-Сахалинских гор

вому в Западно-Сахалинских горах, состоит из нескольких изолированных «хребтов»: собственно Центрального хребта, Центрального-Восточного и Центрального-Шамовского. Низкогорные гряды последнего постепенно выполаживаются на полуострове Терпения. С запада Восточно-Сахалинские горы обрамлены полосой предгорий, приподнятых до высоты 500–600 м. Их денудационная, слабо расчлененная поверхность снижается на юг и юго-восток, в сторону залива Терпения. Северная оконечность предгорий, наоборот, интенсивно расчленена и образует Краснотымский хребет, в котором древние денудационные поверхности сохранились только на водоразделе.

С северо-востока и востока довольно глубоко внутрь Восточно-Сахалинских гор проникают межгорные депрессии: Набильская, Луньско-Венгерийская и Пограничная. Все они контролируются близкими к меридиональному разломами и, по-видимому, являются частями более крупных депрессий, погруженных в настоящее время под воды Охотского моря. К югу на продолжении Восточно-Сахалинских гор расположены Сусунайский и Тонино-Анивский хребты.

Сусунайский хребет и его отроги обладают наибольшими для юго-востока острова высотами (пик Чехова 1045 м, гора Майорская 1000 м); **Тонино-Анивский хребет**, образующий крайний юго-восточный фас Сахалина, хотя и ниже Сусунайского хребта, но, подобно ему, глубоко расчленен и обладает весьма крутыми склонами. Рассматриваемые хребты разделяются низменным с многочисленными озерами и заливами Муравьевским перешейком, в геоморфологическом строении которого большую роль играют морские террасы, пересыпи и косы.

Южнее Сусунайского хребта, от горы Майорской и вплоть до залива Анива располагается невысокое (средняя высота 100–120 м) денудационное Корсаковское плато, над ровной поверхностью которого лишь в нескольких местах поднимаются узкие гряды, возникшие в результате препарировки устойчивых к разрушению пород.

Центрально-Сахалинские депрессии разделяют системы Восточно- и Западно-Сахалинских гор. Тымь-Поронайская и южная – Сусунайская депрессии разобщены водами залива Терпения. Обе депрессии в своих центральных частях служат водоразделами рек, текущих на север и юг. Максимальные высоты равнинного водораздела между реками Тымь и Поронай составляют 180–200 м, а заболоченный водораздел между реками Большой, Такой и Сусуя в пределах Сусунайской депрессии не превышает 50 м.

В обоих случаях поверхность депрессий понижается от водоразделов до уровня моря очень постепенно.

Морское побережье. Островное положение Сахалина обусловило значительную протяженность его береговой линии. В характере побережья отражается сложное взаимодействие геоструктурных и геоморфологических особенностей территории с гидродинамикой моря.

Скалистые абразионные берега (рис. 8) развиты преимущественно в средней и южной частях острова, где непосредственно к морю подходят устойчивые горные породы Западно- и Восточно-Сахалинских антиклинориев. Северный Сахалин, за исключением полуострова Шмидта, обладает низменными берегами. При пересечении береговой линией синклинальных, грабен-синклинальных структур и Центрально-Сахалинского сннклинория широкое развитие получают глубоко вдающиеся в сушу заливы и бухты.

Абразионные берега полуострова Шмидта особенно широко развиты по его восточному побережью. От мыса Елизаветы до мыса Левенштерна почти непрерывной прямолинейной полосой тянутся «непропуски» и скалистые берега. Высота скалистых обрывов достигает нескольких сотен метров. Небольшие речки, впадающие в Охотское море, прорезают в береговых обрывках каньонообразные долины и часто имеют висячие устья. Абразионные берега западного побережья полуострова более доступны. Только в районе мыса Марии и в отдельных пунктах к югу от него развиты высокие скалистые берега. На остальных участках западного побережья абрадируются морские террасы и денудационная равнина. Высота обрывов редко достигает ста метров, а вдоль подножья их повсеместно развит узкий пляж.

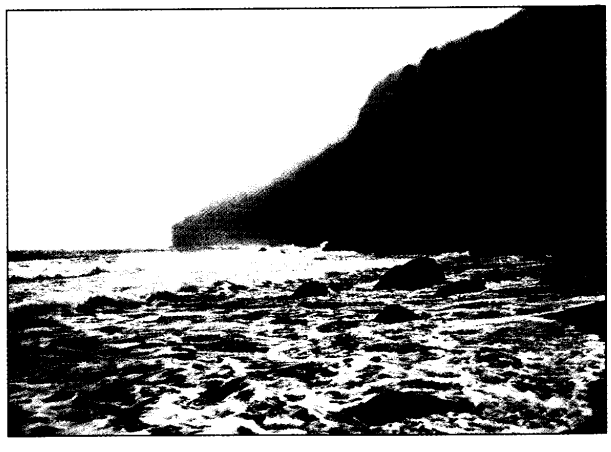


Рис. 8. Восточное побережье Центрального Сахалина

Побережье Северного Сахалина представляет собой классическую область развития низких берегов. Восточное побережье Северного Сахалина протягивается ровной или плавно изогнутой линией, имеет большое количество заливов, озер и лагун. Они отделяются от моря узкими песчаными барами или более широкими полосами суши. Двойные берега протягиваются на 300 км от Набильского залива до Охинского перешейка. Наиболее крупными заливами являются: Коленду, Уркт, Эхаби, Пильтун, Чайво, Ныйский и Набильский.

Вдоль западного побережья Северного Сахалина двойные берега очень редки. Они встречаются небольшими фрагментами только в районе Сахалинского залива. Песчаные бары, косы и островки отгораживают от последнего два более мелких, но глубоко вдающихся в сушу залива – Помрь и Байкал.

Береговая линия низменного западного побережья довольно извилиста. В Амурский лиман, пролив Невельского и Татарский пролив вдаются многочисленные мысы, чередующиеся с мелкими бухточками. Более крупные размеры имеет залив Тык.

Берега Среднего Сахалина существенно отличаются от вышеописанных. Близко подступающие к морю Западно- и Восточно-Сахалинские горы энергично абрадируются. Величина абразионных уступов определяется высотой срезаемого склона.

Берега Южного Сахалина образованы преимущественно разновысотными террасами. Скалистые берега с крутыми и высокими абразионными обрывами встречаются только севернее мыса Быкова, вблизи мыса Железного и вдоль южной оконечности Тонино-Анивского полуострова. Низменные берега довольно обычны в приустьевых частях речных долин. Кроме того, они оконтуривают с севера и юга Сусунайско-Такойский дол и Муравьевский перешеек. Такой же характер имеют берега крупного мыса Слепиковского, омываемого водами Японского моря.

Реки и озера. Сахалин имеет густую и довольно разветвленную речную сеть, принадлежащую к бассейнам Японского и Охотского морей. Линия главного водораздела, проходящая по Западно-Сахалинским горам в Северо-Сахалинской равнине, делит площадь водосбора на две неравные части. На долю рек, текущих в Охотское море, приходится три четверти этой площади.

Неравномерность площадей водосборных бассейнов объясняет различия в полноводности и эрозионной энергии рек Восточного и Западного Сахалина.

В Охотское море впадают две крупнейшие реки острова – Тымь и Поронай, каждая из которых протягивается приблизительно на 250 км. Большинство рек не отличается большими размерами и дебитом. Особенно коротки реки, стекающие со склонов Западно-Сахалинских гор в Японское море. Даже наиболее значительные из них, такие, как Агнево, Пилевка, Августовка, Лесогорка, Айнская и Черемшанка, едва достигают 50 км.

На севере острова преобладают реки равнинного типа (Большая, Лангры, Вал и др.). Они имеют спокойное течение, широко меандрируют и обладают неглубоко врезанными долинами. В средней части Сахалина и на юге, наоборот, доминируют бурные горные речки, вырабатывающие глубокие долины. Более спокойно текущие реки встречаются только в зоне Центрально-Сахалинских равнин и по отдельным межгорным впадинам.

Озерами Сахалин сравнительно небогат. Они приурочены главным образом к низменным участкам побережья. По происхождению выделяется несколько типов озер. Наиболее крупные озера, такие, как Буссе, Чибисанское, Тунайча на Муравьевском перешейке, Невское в Поронайском доле, Айнское на западном побережье Среднего Сахалина, Сладкое и Успенское на севере острова, связаны с нарастанием суши и отчленением косами и пересыпями морских заливов. Большое количество мелких озер, вытянутых параллельными цепочками, приурочено к зоне береговых валов.

Поверхность шельфа представляет выровненную абразионно-аккумулятивную равнину, осложненную различными мезо- и микроформами рельефа, обычно небольшой относительной высоты от дна, сформированную на реликтовой материковой равнине.

Крупные морфоструктурные элементы острова, выходящие в пределы прилегающих частей акваторий, предопределили морфологические черты последних. Это позволяет в первом приближении разделить присахалинский шельф на ряд районов, обладающих некоторыми специфическими особенностями рельефа дна. Так, например, в районах, примыкающих к крупным депрессиям и Северо-Сахалинской равнине, развиты обширные мелководные участки дна, сложенные песчано-алевритовыми осадками со слабо выраженными положительными формами рельефа. Под слоем донных осадков фиксируются плейстоценовые континентальные отложения, обнаруживаются продолжения речных систем и т.д.

В районах, примыкающих к областям поднятий (в том числе и в пределах Северо-Сахалинской равнины), прибрежная мелководная зона сужена, быстро сменяется материковым склоном, который в таких районах крут и сложно расчленен. Поверхность дна сложно расчленена, изобилует тектоническими формами рельефа. Обычны скалистые бенчи и участки дна, лишенные наносов, абразионные останцы удалены от берега на значительные расстояния и свидетельствуют об активном смещении береговой зоны. Речные системы, выходящие на шельф, несут следы переуглубления и глубоко врезаны в бенч.

Сахалинский залив, являющийся продолжением Байкальской депрессии с интенсивными нисходящими движениями в течение четвертичного времени, представляет морскую аккумулятивную равнину, закрытую мощной толщей песчаных и илистых осадков.

Поверхность дна характеризуется чрезвычайно пологим рельефом и мелководностью (средние глубины около 50 м). В прибрежной зоне распространены многочисленные аккумулятивные формы (косы, бары, пересыпи), отчленяющие от акватории залива обширные лагуны (заливы Байкал и Помры). Многие аккумулятивные формы достигают поверхности воды и образуют осушающиеся в отлив банки (банка Зотова и др.). Формирование аккумулятивных форм связано с интенсивным привносом обломочного материала из Амурского лимана. В вос-

точной части залива оседают главным образом тонкозернистые наносы (линзы илисто-алевритовых осадков).

Прибрежная отмель с восточной и северной сторон полуострова Шмидта отличается сложным рельефом, образование которого связано с недавними смещениями блоков. Общий уклон поверхности дна значителен, и изобаты 50 и 100 м подходят довольно близко к берегу. Рельеф дна сложен. Он изобилует подводными ложбинами, впадинами и поднятиями. Ложбины в большинстве случаев совпадают с разломами. Тектоническое происхождение имеют и поднятия, ориентированные, как правило, параллельно берегу.

К югу от м. Левенштерна до Луньского залива островной шельф характеризуется разнообразным донным рельефом и сложно построенной береговой полосой. Вдоль берега распространены многочисленные заливы – лагуны, отчлененные от моря песчаными барами и косами. Поверхность дна, особенно между заливами Одопту и Луньским, изобилует многочисленными банками, песчаными барами, мелкими и крупными поднятиями, впадинами и ложбинами.

К югу от Луньского залива прибрежная отмель сужается одновременно с увеличением уклона поверхности. В целом рельеф дна относительно спокойный. Некоторые осложнения в виде серии холмов намечаются в районе Пограничной депрессии.

Район шельфа южнее м. Терпения имеет довольно сложный донный рельеф. Цоколь одноименного полуострова отчетливо выделяется в виде узкого (от 40 миль у полуострова до 2–3 миль – в южной части) выступа общей протяженностью около 90 миль. Наибольшая расчлененность наблюдается в пределах глубин до 50 м, где на общей абразионно-аккумулятивной поверхности выделяется ряд поднятий, ориентированных приблизительно по траверзу м. Терпения.

Залив Терпения – обширный мелководный залив, образованный в результате погружения частей крупнейших отрицательных структур южной части острова – Поронайской, Сусунайской и Муравьевской низменности. Рельеф дна чрезвычайно выровнен и полого погружается в юго-восточном направлении. С запада и востока подводное плато ограничено ветвящимися ложбинами глубиной в отдельных местах до 60 м. Верховья долин совпадают с продолжением в море таких крупных рек, как Поронай, Рукутама, Мануй, поэтому предполагается их эрозионное происхождение. Между мысами Терпения и Свободный в плато центральной части залива вдается область больших глубин.

Восточное побережье Тонино-Анивского полуострова характеризуется узким, относительно крутым шельфом. Своеобразной формой рельефа является каньон на траверзе м. Менапуцы. Он имеет вид крутосклонного ущелья. Вершина его очень близко подходит к берегу; глубина относительно дна в этом месте достигает 300 м, а ширина – нескольких километров. На расстоянии 10–12 км от берега ширина возрастает до 17 км, а глубина – до 1000 м.

Залив Анива представляет собой обширное мелководье, которое сливается на юге с Хоккайдинской прибрежной отмелью, образуя широкую, уходящую далеко на восток плоскую абразионно-аккумулятивную равнину. Крупных осложнений рельефа его дна не отмечается. По характеру строения и рельефу дна залив разделяется на две части, граница между которыми проходит по меридиану г. Корсакова.

В пределах Татарского пролива средние уклоны шельфа невелики. Характерной особенностью шельфа являются бенчи, совершенно лишенные наносов. Ширина их, по материалам аэрофотосъемки, колеблется от 300 до 2000 м, уменьшается к северу. Наиболее широко бенчи развиты в зонах современных тектонических поднятий вблизи абразионных берегов. Во многих районах они встречаются в 5–6 км от берега за полосой рыхлых наносов. Севернее г. Александровска бенчи исчезают.

К югу от г. Холмска до о. Хоккайдо прослеживается мелководный участок, на котором развиты абразионные останцы, куэсты высотой до 30 м, скалистые бенчи, отражающие отдельные элементы структур, общих для Сахалина и Хоккайдо.

К северо-востоку от м. Лопатина зона шельфа постепенно сужается и на широте м. Слепиковского составляет всего около 4,5 миль. Рельеф дна этой части шельфа имеет полого-волнистый характер и отличается слабой расчлененностью, за исключением нескольких поднятий на глубинах от 125 до 138 м, ориентированных в севе-

ро-восточном направлении, с относительными превышениями 12–19 м.

К северу от г. Холмска островная отмель резко расширяется, что сопровождается изменением характера донного рельефа. На глубинах до 35 м появляется множество мелких, иногда скалистых банок (8–18 м). Значительно возрастает роль прибрежных аккумулятивных форм, одной из которых является м. Слепиковского, расположенный на границе следующего к северу резкого расширения шельфа. Не исключено, что формирование его косвенно связано с резким поднятием дна вдоль Томаринского разлома. На глубинах 35–100 м рельеф выравнивается, а с глубины 100 м приобретает характер полого понижающихся к внешнему краю шельфа уступов высотой до 15 м.

К северу от широты м. Ламанон островная отмель вновь сужается. Значительно возрастает роль абразионных поверхностей, лишенных наносов, и подводных гряд и холмов до глубин 20 м.

Амурский лиман, пролив Невельского и северная часть Татарского пролива представляют собой мелководные аккумулятивные равнины. Глубины в проливе и Амурском лимане невелики – 2–3 м, а нередко и до 4,5 м. Более глубокие участки (до 5 м) – узкие ложбины (фарватеры) шириной 1,5–2,0 км. Максимальные глубины достигают 27 м.

Климатические и метеорологические условия Сахалина и прилегающих частей акваторий тесно связаны с расположением острова в сфере действия муссона умеренных широт. Существенное влияние на климатические и метеорологические условия оказывает также значительная протяженность острова с севера на юг (около 1000 км), различный термический режим Охотского и Японского морей и сложный горный рельеф. Поэтому погодные условия северных и южных районов, западного и восточного побережий существенно различаются.

Ледовый режим. В северной части Татарского пролива и Охотском море в зимнее время образуется довольно мощный ледяной покров (рис. 9, 10), существенно затрудняющий судоходство, которое в Амурском лимане и в Сахалинском заливе из-за берегового припая прекращается полностью с конца октября по конец июня.



Рис. 9. Космоснимок Сахалинского региона, иллюстрирующий ледовую обстановку в Охотском море возле берегов Сахалина в феврале 1990 г. Спутник «Океан»



Рис. 10. Северо-восточное побережье Сахалина. Ледовая обстановка в феврале–марте

Северная часть Татарского пролива, до залива Советская Гавань, характеризуется наибольшей устойчивостью ледовых явлений.

В этом районе почти каждую зиму наблюдаются сплоченные дрейфующие льды, смерзающиеся в труднопроходные сморози.

Первый лед в Татарском проливе образуется в начале ноября. Образование льда начинается в северной части пролива. В ноябре накопление льда увеличивается, и в декабре вся северная часть пролива покрывается льдом до широты 49°. В декабре–январе происходит интенсивное наращивание толщины льда. В конце января ледяной покров достигает наибольшего развития. Площадь распространения льда из года в год существенно меняется. В южных и широких частях пролива в большинстве случаев образуется очень узкая, сравнительно неустойчивая полоса неподвижного льда. Устойчивый припай образуется лишь в закрытых бухтах и заливах. В районе мысов припая, как правило, нет. Наиболее широкий припай наблюдается севернее порта Александровск-Сахалинский. Ширина его в этом районе может достигать 15–20 миль за счет примерзания плавучих льдов. В течение зимы под влиянием ветров и течений припай неоднократно взламывается.

В середине марта ледяной покров начинает разрушаться. С увеличением повторяемости юго-восточных ветров начинается очищение моря от льда. В апреле этот процесс развивается одновременно и с севера, и с юга. В вершине пролива льды исчезают в результате выноса их на юг и прекращения ледообразования. Очищение с юга происходит в результате таяния. В апреле весь Татарский пролив в основном очищается от льда, лишь небольшие участки которого сохраняются до мая в закрытых бухтах. В Амурском лимане образование устойчивого льда начинается в ноябре, а вскрытие припая – в конце апреля – начале мая; полностью лиман очищается от льда лишь в середине–конце июня.

Вдоль северного и восточного побережий Сахалина, омываемых водами Охотского моря, образуется значительный ледовый припай. Большая часть Охотского моря покрывается дрейфующими льдами, но образование устойчивого припая происходит не повсеместно. Так, в начале ноября в Сахалинском заливе начинается образование берегового припая, который быстро увеличивается и на западе примыкает к приматериковому припаю, а на востоке распространяется до м. Елизаветы. В ноябре–декабре береговой припай образуется вдоль восточного побережья Сахалина. В конце января припай достигает наибольшей ширины. Однако в течение зимы возможны неоднократные взламывания припая в результате воздействия сильных ветров и дрейфующих льдов.

Очищение от льда южной части шельфа восточного побережья острова начинается в апреле. Северо-восточное побережье Сахалина полностью очищается от льда лишь в последней декаде июня, а в Сахалинском заливе дрейфующие льды можно встретить и в начале июля.

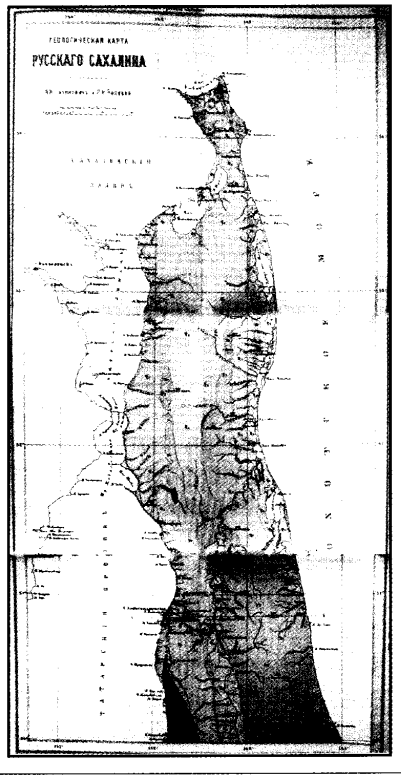
1.3. Геолого-геофизическая изученность. История нефтегазогеологических исследований

История нефтегазогеологических исследований Сахалинского региона разделяется на несколько этапов.

Первый этап (1889–1924 гг.) начинается с 1889 года, когда горный инженер Л.Ф. Бацевич посетил Охинские нефтяные выходы и сделал их первое геологическое описание [21]. Наиболее полные сведения о геологическом строении Северного Сахалина в этот период были получены Сахалинской экспедицией Геологического комитета России в 1907–1910 годов под руководством Э.Э. Анерта, Н.Н. Тихоновича и П.И. Полевого. Результаты этих работ были опубликованы в периодических изданиях Геологического комитета в 1914–1915 годах. По материалам экспедиции Н.Н. Тихоновичем и П.И. Полевым была составлена первая обзорная геологическая карта Северного Сахалина (рис. 11). Ими были выделены три фазы складчатости: домеловая, послемеловая, постплиоценовая. Определяющее значение в структуре острова отводилось горстам и грабенам, связанным с постплиоценовыми тектоническими движениями. Среди дизъюктивных нарушений ведущее место отводилось меридиональным сбросам. Многие из этих положений не утратили своего значения до настоящего времени.



Начало XX века. Одна из экспедиций на север Сахалина





ПОЛЕВОЙ Петр Игнатьевич (1873-1938), известный дальневосточный геолог, в 1924-1928 годах руководил Дальгеолкомом. В 1908-1910 годах один из руководителей Сахалинской экспедиции Геологического комитета. В 1914 году составил и издал первую геологическую карту Северного Сахалина. Знаток нефтяных и угольных месторождений Сахалина. В 20-е годы возглавлял геологические партии в экспедициях ВСНХ и Геологического комитета на Сахалине. Автор большого количества опубликованных работ

Рис. 11. Геологическая карта русского Сахалина, составленная по материалам исследований Н.Н. Тихоновича и П.И. Полевого. Издание 1914 года

Первая мировая и гражданская войны почти совсем приостановили геологические исследования на острове. Весной 1920 года Япония оккупировала северную часть Сахалина. С этого времени по 1924 год на севере острова экспедиционные исследования проводили японские

геологи Кабаяши, Сокода, Уэмура, Окада, Ябе и Симидзу. Последний опубликовал по результатам этих работ в 1926 году мелкомасштабную геологическую карту Северного Сахалина. Нефтеразведочные работы велись на восьми площадях: Оха, Нутово, Пильтун, Эхаби, Чайво, Ныйво, Уйглекуты и Катангли. В 1922 году было открыто Охинское месторождение, промышленная добыча на нем начата в 1923 году.

Второй этап (1925–1945 гг.) можно считать героическим, когда после освобождения Северного Сахалина в 1925 году от Японской оккупации на совершенно неосвоенной территории в суровых климатических условиях был создан на Дальнем Востоке страны нефтегазопромышленный центр [209].

В 1925–1926 годах Всесоюзный геологический комитет организовал комплексную горно-геологическую экспедицию для изучения нефтеносных районов Сахалина. Работами А.Н. Криштофович, А.Н. Косыгина, П.И. Полевого, С.И. Миронова, Н.А. Кудрявцева, Н.А. Гедройца было начато планомерное изучение нефтеносных площадей. Эти исследования установили и наметили оси наиболее перспективных антиклинальных структур.

В 1927 году в г. Охе создан трест «Сахалиннефть», начавший на острове разведочное и эксплуатационное бурение и интенсивные геологоразведочные работы. Разработка нефтяных месторождений Оха и открытых в эти годы Катангли (1928 г.) и Эхаби (1936 г.) осуществлялась совместно с японскими нефтяными компаниями, которые вели работы на правах концессионеров. Нефтеносные площади были поделены между трестом «Сахалиннефть» и Японскими концессиями на участки, расположенные в шахматном порядке [35].

Геологосъемочные и разведочные работы в этот период выполнялись геологами Нефтяного геологоразведочного института (НГРИ), выделенного из состава Геологического Комитета в 1929 году, и специалистами треста «Сахалиннефть». Основная часть исследований была направлена на детальное изучение выявленных ранее антиклинальных складок и на подготовку их к разведочному бурению. В результате съемок масштаба от 1:10 000 до 1:100 000 были составлены геологические карты Нутовской, Пильтунской, Паромайской и других перспективных площадей восточного побережья. Значительный объем геологоразведочных работ был проведен также на западном побережье острова. Наиболее важные результаты детальных работ этого периода – открытие новых газонефтяных залежей в окобыкайской и дагинской свитах и ввод в разведку, а затем в разработку новых газонефтяных месторождений (Восточное Эхаби – 1945 г., Южная Оха – 1946 г.). Эти работы, проведенные М.Г. Танасевичем, В.В. Ишерским, М.Г. Перфильевым, О.И. Буниным, Е.М. Смеховым, Н.П. Будниковым, Н.С. Ерофеевым, Ф.Г. Лаутеншлегером, К.И. Гнединым, И.А. Блинниковым, И.А. Голубковым, Н.Д. Цитенко способствовали резкому увеличению перспектив нефтегазоносности Северного Сахалина. Открытие в окобыкайской свите новых залежей (15 пластов), установление промышленной газонефтеносности дагинской свиты расширили перспективы нефтегазоносности не только эксплуатационных площадей, но и всего северо-восточного района Северного Сахалина.

Геологические исследования в этот период охватили много районов севера острова. Маршрутные пересечения и среднемасштабные съемки различных участков Северного Сахалина, проведенные Д.И. Дамперовым, Б.М. Штемпелем, Н.С. Ерофеевым, И.Б. Плешаковым, Е.М. Смеховым, А.В. Щербаковым, К.Н. Мироновым, П.П. Будниковым, А.А. Капицей, Л.И. Красным, Н.Д. Цитенко, Б.Н. Елисеевым, заложили основы нефтегазовой геологии острова, выработали основные критерии перспектив нефтегазоносности третичных отложений Северного Сахалина. Результаты этих работ привели к созданию крупных монографических работ по биостратиграфии третичных отложений Сахалина И.Б. Плешакова [146] и Н.А. Волошиновой [34], по тектонике – М.Г. Танасевича [193]. Особо следует отметить исследования И.Б. Плешакова [145], выделившего шесть фаз альпийской складчатости, разделивших третичную осадочную толщу Сахалина на по сути автономные структурно-вещественные комплексы. Таким образом, он впервые провел системный анализ геологической структуры палеоген-неогеновой толщи острова, не утративший своего значения до настоящего времени.

Обобщение всей геологической информации, полученной в результате нефтегеоло-

гических исследований этапа, было сделано Е.М. Смеховым в крупной монографии «Геологическое строение острова Сахалина и его нефтегазоносность» [185], в которой системно были изложены сложившиеся в ходе работ рассматриваемого периода представления о стратиграфии, тектонике и перспективах нефтегазоносности острова. Многие идеи Е.М. Смехова, особенно о роли дизъюнктивных дислокаций в формировании нефтегазоперспективных структур и нефтегазовых залежей, оказались плодотворными при дальнейшем развитии нефтегазогеологической науки и практики на Сахалине. Мелкомасштабные (геологическая и перспектив нефтегазоносности) карты, составленные Е.М. Смеховым, послужили основой для определения направлений нефтегазопоисковых работ следующего этапа исследований на Сахалине.

Третий этап (1946–1960 гг.) характеризуется значительным расширением объемов поисково-разведочных работ. Трест «Сахалиннефть» решением правительства был преобразован в производственное объединение. В 1948 году были организованы Центральная научно-исследовательская лаборатория (ЦНИЛ), Сахалинское отделение Всесоюзного научно-исследовательского геологоразведочного института (СО ВНИГРИ) в г. Чехове, с 1953 года в г. Охе, Дальневосточная геофизическая контора. На базе геологоразведочной конторы «Дальнефтеразведка» образован трест с одноименным названием.

Глубокое поисково-разведочное бурение в этот период проводилось только в северо-восточной части Сахалина. Подготовка антиклинальных структур под глубокое бурение осуществлялась, главным образом, структурным бурением, в меньшей мере сейсморазведкой МОВ и поисково-съемочными работами в комплексе с электроразведкой ВЭЗ и полудетальной гравиразведкой.

В результате геолого-геофизических работ этапа промышленные притоки нефти и газа были получены на Паромайской (1950 г.), Южно-Охинской (1946 г.), Гиляко-Абунанской (1950 г.), Уйглекутской (1951 г.), Ногликской (Лысая Сопка – 1952 г.), Сабинской (1952 г.), Эринской (1953 г.), Некрасовской (1957 г.), Тунгорской (1958 г.), Мухтинской (1959 г.) площадях. Особо следует отметить открытие в 1955 году на Одоптинской структуре, расположенной на берегу моря, промышленного скопления углеводородов. В дальнейшем, при проведении морских сейсморазведочных работ в 1957–1958 годах под руководством П.М. Сычева в рамках выполнения программы Международного геофизического года по изучению земной коры в зоне перехода от Азиатского континента было обнаружено, что Одоптинская структура является частью более крупной антиклинали, расположенной в пределах шельфа. Стала очевидной необходимость детального изучения нефтегазового потенциала шельфа. Ранее, в 1954 году на первой геологической конференции, проходившей в «нефтяной столице» Дальнего Востока г. Охе впервые было высказано предположение о том, что зоны нефтегазонакопления, выявленные на северо-востоке Сахалина, могут продолжаться на прилегающем шельфе Охотского моря (М.Н. Бальзамов). Этот прогноз основывался на данных отдельных гравиметрических и электроразведочных наблюдений, сделанных в начале 50-х годов в заливах и на прибрежном мелководье Северо-Восточного Сахалина под руководством А.И. Мамонова.

С 1948 года после организации СО ВНИГРИ на Сахалине резко увеличились научно-исследовательские и картировочные работы. В северной части острова работы выполнялись под руководством С.Н. Алексейчика, в южной – В.Д. Козырева. Специалистами СО ВНИГРИ, Геолого-поисковой конторы треста «Дальнефтеразведка», Дальневосточного геологического управления (И.Г. Гринберг, А.А. Капица, Л.С. Жидкова, И.Н. Кузина, Л.Н. Соломатина, С.Д. Гальцев-Безюк, И.И. Ратновский, Е.М. Смехов, Б.С. Никонов, В.В. Туманов, Н.Д. Цитенко, А.С. Архипченко, В.Д. Бутина, Л.М. Саяпина, А.В. Журавлев и др.) начиная с 1953 года было начато планомерное изучение всей территории Сахалина геологоразведочными работами масштаба 1: 100 000. Крупномасштабные съемки были сосредоточены на севере и западном побережье острова. Результаты этих работ были опубликованы в монографических работах по геологии и нефтегазоносности южной и северной частей Сахалина [3, 92].

Геофизические работы в этот период были развернуты по всей территории острова с сосредоточением крупномасштабных исследований (сейсмики, электроразведки) в северо-восточ-

ной части Сахалина. Среднемасштабными гравимагнитной и аэромагнитной съемками была изучена почти вся территория региона, включая и сопредельный шельф. Региональные маршруты КМПВ (1958 г.) и ГСЗ (1959 г.) проводились, соответственно, в северной и южной половинах острова. Основной объем детальных геофизических, в первую очередь гравиметрических и электроразведочных, работ был направлен на поиски и разведку нефтегазоносных структур. Так, электроразведкой были выявлены ранее не известные Колендинская, Некрасовская и Кенигская структуры, на которых впоследствии были открыты месторождения. В тресте «Дальнефтегеофизика» в этот период основы геофизических работ на Сахалине разрабатывали В.А. Сиплатов , В.Ю. Мосейчук, А.Н. Мамонов, Н.С.Агафонова, Л.Д. Карнов, М.А. Киричек, Г.Н. Смирнов, В.А. Липский, А.А. Матеркова и др.

Расширение объемов поисково-разведочных и региональных работ, проведенных в рассматриваемый период организациями объединения «Дальнефть», треста «Дальнефтегеофизика», СО ВНИГРИ и Дальневосточного геологического управления, руководство геологическими службами которых в эти годы осуществляли Н.С. Ерофеев, Н.П. Будников, Г.М. Коблов, М.И. Бальзамов, К.И. Гнедин, А.Л. Козлов, А.Я. Табояков, С.Н. Алексейчик, В.Д. Козырев, привело к созданию новых представлений о геологии и нефтегазоносности Сахалина.

Вопросам тектоники за этот период было посвящено много работ М.И. Бальзамова, М.П. Будникова, А.П. Милашина, Н.Д. Цитенко и др. Наиболее обоснованной и, в какой-то мере, общепринятой стала тектоническая схема С.Н. Алексейчика (1954 г.), в которой структура Сахалина трактовалась как система из двух антиклинориев и разделяющего их синклинория, вытянутых в субмеридиональном направлении через весь остров [2]. В 1963 году С.Н. Алексейчик, С.Д. Гальцев-Безюк, В.С. Ковальчук, П.М. Сычев опубликовали крупную сводку по тектонике и нефтегазоносности Сахалина [4], обобщившую всю геолого-геофизическую информацию, полученную ранее и в рассматриваемый период.

Итоги стратиграфических исследований за прошедшие и рассматриваемый период были подведены в 1959 году в г. Охе на Совещании по разработке унифицированных стратиграфических схем Сахалина, Камчатки, Курильских и Командорских островов. Труды Совещания были опубликованы в 1961 году [160]. Монографическая сводка по стратиграфии палеогеновых и неогеновых отложений Сахалина, обобщившая результаты стратиграфических работ, проведенных в эти периоды, была опубликована И.И. Ратновским в 1969 году [155].

Проблемы нефтегазоносности Сахалина, особенно нефтегазообразования, закономерности размещения месторождений нефти и газа интенсивно разрабатывались в СО ВНИГРИ. В 1956–1959 годах большой группой геологов и геохимиков под руководством Н.Б. Вассоевича [27] были выработаны основные положения нефтегазовой геологии острова, доминирующие на тот период. При этом, к нефтематеринским, с опорой на гипотезу «микронефти», отнесены большая часть отложений окобыкайской, дагинской, уйнинской, даехуриинской свит. Оспаривается идея о вертикальной миграции нефти как первопричине аномального распределения типов нефтей в Эхаби (утяжеление вниз по разрезу). Как объект для поисков «трещинной нефти» отмечены пиленгские отложения Юго-Восточного Сахалина.

Таким образом, в течение третьего этапа нефтегазогеологических исследований Сахалина существенно расширились представления о геологии и нефтегазоносности Сахалинского региона, был заложен фундамент для будущих успешных исследований, состоялось становление нефтегазовой геологии на Сахалине.

Четвертый этап (1961–1975 гг.) характеризуется охватом нефтеразведочными работами почти всей территории Сахалина, выходом с геологоразведочными исследованиями на присахалинский шельф, углублением научно-исследовательских нефтегазогеологических разработок, значительным изменением существовавших ранее представлений о геологии и нефтегазоносности Сахалинского региона. В эти годы резко возрастает объем эксплуатационного, разведочного, поискового, в т.ч. параметрического бурения. Интенсификация и расширение фронта буровых работ на Северном Сахалине происходили, главным образом, благодаря энергичным действиям главного геолога объединения «Саха-

линнефть» О.О. Шереметы (1962–1969 гг.), поддержанным учеными СО ВНИГРИ С.Н. Алексейчиком, Г.С Мишаковым, В.С. Ковальчуком, А.С. Владимировым и др. [6]. На Южном Сахалине нефтеразведочные работы проводило Сахалинское территориальное геологическое управление (СахТГУ). Основная роль их резкой активизации на этой территории принадлежит выдающемуся организатору, начальнику управления И.И. Тютрину.

В первые десять лет рассматриваемого периода расширение фронта нефтепоисковых работ с одновременным увеличением глубины поисковых и параметрических скважин до 3500–4000 м значительно раздвинуло границы не только нефтедобывающей промышленности Сахалина, но и перспективно-нефтегазоносных районов острова. При этом были подтверждены ранее высказанные предположения (И.Б. Плешаков, Е.М. Смехов и др.) о нефтегазоносности «древних» (средне-нижнемиоценовых, палеогеновых и верхнемеловых) комплексов. При испытании скважины № 1 Южно-Невельской площади на Южном Сахалине из трещиноватых аргиллитов и алевролитов нижнедуйской свиты палеогена получен приток сильно парафинистой легкой нефти. В скважине № 1014 Охинской площади на глубине 2819–2822 м вскрыты нефтенасыщенные песчаники.

Параметрическое бурение в эти годы проводилось почти во всех перспективно-нефтегазоносных районах Северного Сахалина: на Южно-Комуланской, Музьминской, Центрально-Тамлевской, Южно-Гыргыланынской, Полянской, Узловой, Средне-Пыркинской, Конгинской, Средне-Нышской, Охинской площадях [132]. На Южном Сахалине параметрическое бурение проводилось на Долинской, Лопатинской и Монеронской [144] площадях. Результаты параметрического бурения наряду с данными крупномасштабных геологических съемок, проводимых в эти годы (Г.И. Кремнев, О.Б. Семенович, Л.С. Маргулис, В.О. Савицкий и др.), привели к значительным изменениям характеристики литолого-фациальных особенностей нефтегазоносных и перспективно-нефтегазоносных толщ в различных структурно-фациальных зонах Сахалина [131], внесли существенные коррективы в конкретную оценку отдельных районов острова [6].

Нефтегазопоисковые работы на острове в период с 1961 по 1969 годы привели к открытию Колендинского (1961 г.), Западно-Сабинского (1961 г.), Кыдыланьинского (1961 г.), Абановского (1962 г.), Волчинского (1963 г.), Северо-Глухарского (1963 г.), Мало-Сабинского (1964 г.), Нельминского (1964 г.), Южно-Кенигского (1964 г.), Южно-Паромайского (1965 г.), Крапивненского (1965 г.), Гыргыланынского (1966 г.), Западно-Катанглийского (1966 г.), Северо-Охинского (1966 г.), Имчинского (1967 г.), Пильтунского (1967 г.), Северо-Боатасинского (1967 г.), Березовского (1967 г.), Лангрыйского (1968 г.), Северо-Паромайского (1969 г.), Узлового (1969 г.) месторождений.

Расширение фронта нефтепоисковых работ на Северном Сахалине, результаты параметрического бурения привели не только к выявлению новых перспективно-нефтегазоносных толщ [93], нефтегазоносности Байкальской депрессионной зоны и его обрамления, южной части Сабинской, Волчинской, Глухарской, Гыргыланынской, Шхунной мегаантиклиналей, но и к необходимости сосредоточения поисково-разведочных исследований в наиболее перспективных районах. Сверхоптимистический прогноз нефтегазоносности северо-западного района [142], вызванный открытием небольшого Березовского месторождения в 1967 году, не оправдался. Кроме небольшого Лангрыйского газового месторождения, промышленных залежей нефти и газа в эти и последующие годы не было обнаружено.

В южной части острова глубокое поисковое и параметрическое бурение проводилось СахТГУ с 1961 года. Однако за десятилетия промышленных залежей нефти и газа не было открыто, хотя притоки нефти и газа наблюдались при бурении скважин на Угловской, Шебунинской, Невельской, Долинской, Красногорской площадях. При этом проявления нефти и газа встречались практически по всему разрезу третичных отложений, но наиболее интенсивные притоки были в отложениях маруямской и невельской свит.

Необходимость концентрации нефтепоисковых работ в юго-восточном районе Северного Сахалина была осознана в 1969 году руководством геологической службы объединения «Сахалиннефть» (главный геолог Ю.А. Тронов, начальник геологического отдела Е.Г. Арешев).

Инициаторами этого направления геологоразведочных работ выступили: В.В. Харахинов, В.Э. Кононов, Ю.А. Тронов, А.С. Владимиров, Ю.В. Лопатнев [31, 213, 215]. Эти работы привели к открытию Восточно-Дагинского (1970 г.), наиболее крупных на острове Монгинского (1975 г.) и Набильского (1975 г.), небольших Прибрежного (1975 г.), Южно-Вальского (1974 г.) и Горомайского (1975 г.) месторождений. Юго-восточный район в настоящее время является основным нефтедобывающим на островной части региона. После открытия Монгинского нефтегазоконденсатного месторождения В.В. Харахиновым, В.Э. Кононовым, Ю.А. Троновым, Ю.В. Лопатневым [222] было выделено новое направление нефтепоисковых работ, направленное на выявление ловушек «монгинского» типа – погребенных эрозионно-тектонических блоков в отложениях дагинской свиты. В 1981–1985 годах на этом направлении были открыты месторождения Усть-Томинское (1981 г.), Нижнее Даги (1981 г.), им. Р.С. Мирзоева (1981 г.) и Усть-Эвай (1985 г.).

На Южном Сахалине концентрация нефтегазопоисковых работ в Пограничном грабене и южной части Сусунайской депрессии привела к открытию в первом случае – Окружного (1971 г.) месторождения в трещинных коллекторах борской и пиленгской свит, во втором случае – Восточно-Лугового (1971 г.) газового месторождения, в дальнейшем – Анивской группы мелких скоплений газа. Таким образом, блестяще подтвердились прогнозы И.Б. Плешакова [147], А.С. Владимирова [30] и В.А. Шустова [238] о нефтегазоносности трещинных коллекторов Пограничного прогиба. Перспективность юга Сусунайской депрессии обосновывалась специалистами СО ВНИГРИ [92]. В эти же годы для интенсификации геофизических исследований на шельфе, выявления и подготовки к поисковому бурению в апреле 1967 года была создана Тихоокеанская морская геолого-геофизическая экспедиция (ныне ОАО «Дальморнефтегеофизика»), а для осуществления буровых работ на шельфе в составе СахТГУ – в 1972 году – Дальневосточная морская нефтегазоразведочная экспедиция.

Несмотря на недостаточно высокий технологический и технический уровень морских геофизических работ, на наиболее перспективных участках шельфа Юго-Западного, Северного и Северо-Восточного Сахалина к середине 70-х годов был выполнен значительный объем сейсмических, гравимагнитометрических исследований, позволивших высоко оценить перспективы нефтегазоносности шельфа Северо-Восточного Сахалина [33].

Шельф Юго-Восточного Сахалина в эти годы изучали региональной морской сейсморазведкой МОВ (однократное профилирование) силами СахКНИИ АН СССР (в дальнейшем Институт морской геологии и геофизики). При этом были получены сведения, свидетельствующие о продолжении сахалинских структурных форм в пределах сопредельного шельфа [190, 191, 208].

Огромный потенциал сахалинского шельфа и его стратегическое значение в расширении ресурсной углеводородной базы в Дальневосточном регионе впервые были обоснованы специалистами СО ВНИГРИ в начале 60-х годов (С.Н. Алексейчик, 1966 г., В.Ш. Брутман, Г.Н. Новиков, 1968 г.). Выполненные в то время и позже, в 70-е годы, оценки прогнозных ресурсов нефти и газа шельфа показали, что они в несколько раз превышают нефтегазовый потенциал острова (С.Н. Алексейчик, Ю.А. Тронов, 1974 г., Э.Б. Коблов, Ю.С. Мавринский, В.С. Ковальчук, В.Ш. Брутман, 1975 г.). Этими и другими работами [5, 7, 9, 10, 72, 202] были обоснованы высокая концентрация ресурсов и первоочередность их освоения на Одоптинской и Ныйской нефтегазоносных зонах.

В 1971–1972 годах с Одоптинской косы (рис. 12) были пробурены в сторону шельфа наклонные скважины № 26 (1971 г.) с отклонением от вертикали в 650 м и Одоптинская морская № 1 (1972 г.) с рекордным для того времени отклонением в 2453 м, давшие промышленные притоки нефти.

Геофизические методы в рассматриваемый период наряду с буровыми работами стали ведущими в нефтегазопоисковых исследованиях региона. В начале периода (1961–1966 гг.) были составлены листы гравиметрической карты масштаба 1:200 000 по всему региону, сопровождавшиеся обобщением и геологической интерпретацией гравиданных по Сахалину и шельфу (Н.С. Агафонова, В.Э. Кононов, А.В. Журавлев). В дальнейшем эти материалы в комплексе с данными других методов послужили основой

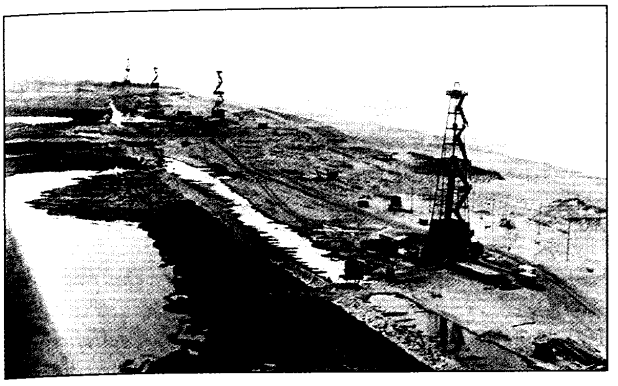


Рис. 12. Одоптинская коса. Берег Охотского моря. Одоптинский нефтегазовый промысел

при расшифровке глубинной структуры острова и шельфа. В эти же годы И.М. Альперовичем при участии специалистов ВНИИгеофизики (Г.Н. Чернявский) в практику нефтегазогеологических исследований внедрен метод магнитотеллурических исследований, ставший на острове основным видом региональных работ [11, 12, 234]. Электроразведочные работы ВЭЗ внесли ощутимый вклад в выявление литолого-фациального облика перспективно-нефтегазоносных толщ [94, 96]. В эти же годы сейсморазведка МОВ становится ведущим методом при подготовке структур под поисковое бурение. С 1967 года на Северном Сахалине начинает внедряться метод ОГТ (А.Н. Телегин, Ю.В. Лопатнев, Ю.Г. Слуднев), значительно повысивший информативность сейсмических материалов. Переход к многократным системам наблюдений резко увеличил геологическую эффективность сейсморазведочных работ [195]. В 1974 году Г.Н. Фетискиным на Северном Сахалине были начаты работы по внедрению пространственной сейсморазведки (методика широкого профиля). Отсутствие в те годы соответствующих для достижения этой цели программного обеспечения, регистрирующей и обрабатывающей аппаратуры не дали реализовать эту плодотворную идею. В дальнейшем решение этой проблемы было достигнуто при сейсмоработах 3D, в первую очередь на шельфе.

Данные сейсморабот 2D, охвативших почти весь Сахалинский регион (включая шельфовые районы) в рассматриваемый период, вкупе с материалами гравиметрических (А.А. Терещенков, В.А. Липский), магнитометрических и электроразведочных (МТЗ – И.М. Альперович, В.М. Никифоров) методов, позволили создать региональные и зональные геолого-геофизические модели строения не только нефтегазоносных и перспективно-нефтегазоносных толщ [12], но и глубинных слоев земной коры и литосферы региона [13, 14, 15, 16, 95, 96, 98].

В начале периода по результатам предыдущих исследований были составлены крупные сводки по геологии и полезным ископаемым Сахалина [43]. На основе обобщения всех материалов геолого-съемочных работ В.Н. Верещагиным, Ю.М. Ковтуновичем была составлена геологическая карта острова масштаба 1:500 000 (1969 г.). В 1974 году С.Н. Алексейчик с соавторами опубликовали крупную сводку по геологии нефтяных и газовых месторождений Сахалина [8]. В эти же годы Е.Г. Арешев [18], Т.И. Евдокимова [66] разрабатывают вопросы по выявлению закономерностей размещения залежей нефти и газа. Развитие нефтепоисковых работ в рассматриваемый период, особенно параметрического и глубинного поисково-разведочного бурения потребовало совершенствования стратиграфических схем нефтегазоносных и перспективно-нефтегазоносных толщ. Итоги анализа и обобщения поступающих данных были подведены в 1974 году на Камчатском стратиграфическом совещании. На этом совещании были обсуждены и одобрены новые стратиграфические схемы, составленные Б.А. Сальниковым, Г.С. Мишаковым и их коллегами [174] и утвержденные в дальнейшем Межведомственным стратиграфическим комитетом.

Тектонические исследования в регионе в этот период в связи с поступлением новых материалов по геологии региона характеризовались значительной вариацией мнений о структуре острова, а затем и сопредельного шельфа. В 1964 году Ю.М. Пущаровский [148], затем в 1967 году Д.Ф. Русаков, Ю.С. Мавринский, В.Ш. Брутман [170] предлагают новые схемы тектонического районирования Сахалина, основываясь на блоковом строении слагающих остров толщ. В 1969 году А.В. Журавлев [72], используя геолого-геофизические материалы, полученные при работах на присахалинском шельфе, констатирует антиклинорное строение осадочных толщ региона. В 1972 году В.В. Харахинов с коллегами [214, 217,

218, 219, 220, 223] предлагают новую детальную тектоническую карту Сахалинского региона масштаба 1:500 000, в основу которой положено мегантиклинорное строение мезозойско-кайнозойских комплексов, осложненное крупными автономными блоками.

В рассматриваемый период полученные геолого-геофизические материалы позволили изменить существовавшие представления о преимущественно пликативном строении нефтегазоносных и перспективно-нефтегазоносных районов и структур. С.Д. Гальцев-Безюк [39, 40], В.В. Харахинов [212, 216], В.К. Горохов, В.Я. Ратнер [54, 55, 156, 157, 158] отметили значительную роль разрывных дислокаций не только в формировании структурного плана кайнозойский отложений, но в размещении нефтегазовых залежей. Ю.Н. Гололобов, В.В. Харахинов [48] впервые выявили сдвиговые дисклокации в кайнозойской толще Северного Сахалина со значительной (до 4,5 км) амплитудой горизонтальных перемещений.

В этот же период интенсивно, особенно в СО ВНИГРИ – М.С. Ярошевич, Э.Г. Коблов, В.Ш. Брутман [242] развивают вопросы нефтегазообразования и нефтегазонакопления на основе органической гипотезы происхождения углеводородов. Прогнозная оценка потенциальных ресурсов нефти и газа и выработка основных направлений геологоразведочных работ на Сахалине и присахалинском шельфе производятся большим коллективом геологов СО ВНИГРИ и объединения «Сахалиннефть», основную роль в которых играли Ю.А. Тронов, Е.Г. Арешев, С.Н. Алексейчик, Ю.С. Мавринский, Э.Г. Коблов, В.Ш. Брутман, Г.С. Мишаков, Г.Н. Новиков, В.К. Горохов, В.С. Ковальчук, В.В. Харахинов [120].

Все дальнейшие геофизические и буровые работы по поискам месторождений нефти и газа на присахалинском шельфе являются реализацией выработанных в период 1961–1975 годов геологических представлений о структуре и нефтегазоносности осадочных толщ региона, и на их основе главных направлений геологоразведочных работ в пределах Сахалина и Сахалинского шельфа.

Пятый этап (1976–1990 гг.) характеризуется широким разворотом работ на шельфе острова. В этот период на шельфе был выполнен максимальный объем морских геологоразведочных работ, создана основная ресурсная база Сахалинского региона.

В 1975 году было подписано Генеральное соглашение между СССР и Японией (фирма «Содеко») по Сахалину. Генеральным соглашением было предусмотрено изучение геологоразведочными работами около 30 тыс. км^2 на шельфах северо-востока и юго-запада Сахалина. Начатыми в 1976 году морскими геофизическими работами было изучено 18 перспективно-нефтегазоносных структур. В 1977–1979 годах были открыты крупные морские Одоптинское (1977 г.) и Чайвинское (1979 г.) нефтегазоконденсатные месторождения. За время действия Соглашения (1976–1983 гг.) было пробурено 25 скважин (61 212 м), введено в бурение семь площадей (Одопту, Чайво, Вени, Кузнецовская, Виндисская, Старомаячнинская). На трех последних, расположенных на юго-западном шельфе, бурение (1978–1979 гг.) оказалось непродуктивным. На Венинской площади (северо-восточный шельф) бурение скважины №1 (1978 г.) не выявило промышленных скоплений углеводородов. В 1985 году бурение скважины №2 на этой площади обнаружило газовую залежь.

После завершения в 1983 году геологоразведочных работ по Генсоглашению сахалинские нефтегазоразведочные предприятия продолжили освоение нефтегазового потенциала присахалинского шельфа собственными силами.

В 1978 году на базе объединения «Сахалиннефть» было образовано Всесоюзное промышленное объединение «Сахалинморнефтегазпром» с передачей ему геологоразведочных предприятий Сахалинского ТГУ – Дальневосточной морской нефтегазоразведочной и Охинской геологоразведочной экспедиций. В дальнейшем они были преобразованы, соответственно, в Дальневосточное морское управление разведочного бурения (ДМУРБ) и трест «Сахалингеофизразведка». При этом государством были направлены огромные средства на строительство специализированных геофизических судов (НИС) и плавучих буровых установок. Были построены пять НИС, четыре самоподъемных и одна полупогружная установка, а также уникальное буровое судно «Михаил Мирчинк» для бурения в глубоководных акваториях.

Всего за рассматриваемый период было отработано 350 тыс. пог. км сейсмических профилей, пробурено 55 поисково-разведочных скважин. В результате этих работ на северо-восточном шельфе кроме Одоптинского и Чайвинского были открыты крупные морские Лунское (1984 г.), Пильтун-Астохское (1986 г.) и Аркутун-Дагинское (1983 г.) нефтегазоконденсатные и мелкое Венинское (1985 г.) газовое месторождения. Бурение на Хангузинской морской структуре (1990 г.) не дало положительных результатов.

На шельфе Юго-Западного Сахалина [205] буровые работы проводились после 1983 года на Красногорской (1984 г.), Ильинской (1985 г.), Старомаячнинской (скважина № 2, 1985 г.), Изыльметьевской (1986 г.), Гавриловской (1987 г.), Надеждинской (1987 г.) и Александровской (1987 г.) структурах. Лишь на одной из них, Изыльметьевской, было открыто мелкое газовое месторождение. На шельфах заливов Терпения и Анива в 1986–1988 годах были пробурены, в первом случае – поисковые скважины на Вахрушевской (1987 г.), Пугачевской (1988 г.) и Лебяжинской (1988 г.) площадях, во втором – параметрические скважины [106] на Петровской (1986 г.) и Новиковской (1987 г.) структурах. Залежей углеводородов не было обнаружено из-за отсутствия пластов-коллекторов. В 1990 году на шельфе Юго-Восточного Сахалина (Пограничный бассейн) буровыми работами была изучена Борисовская структура.

На островной части региона в рассматриваемый период продолжаются нефтегазопоисковые работы в пределах Байкальской депрессии и его обрамления, юго-восточного района Северного Сахалина [203]. В эти годы объединение «Сахалинморнефтегаз» открыло Усть-Томинское, Усть-Эвайское, Нижне-Дагинское, им. Р.С. Мирзоева, Астрахановское, Восточно-Байкальское, Мостовое месторождения. В эти же годы Сахалинское ТГУ в пределах Лунской впадины и Нышского грабена Северного Сахалина обнаружило мелкие Полярнинское, Уфское, Маячное (в первом случае), Верхне-Нышское, Западно-Татамское и Верхне-Татамское (во втором случае) скопления углеводородов, на юге Сусунайской депрессии Южного Сахалина – Анивскую группу мелких месторождений.

Параметрическое бурение продолжалось на Северном Сахалине – на Пойменной, Средне-Лангрыйской, Ныйденской, на Южном Сахалине – Поронайской, Лермонтовской площадях [175]. Результаты бурения значительно уточнили стратификацию и литолого-фациальную характеристику перспективно-нефтегазоносных и нефтегазоносных толщ Сахалина [132, 204].

Геофизические методы, особенно сейсморазведочные, в эти годы резко повысили свою информативность за счет внедрения новых технологий как при производстве полевых работ, так и при обработке и интерпретации полученных при этом материалов [196, 231, 232, 233]. В этот же период повышается эффективность магнито-теллурических зондирований по изучению глубинной структуры острова [99, 135, 136, 221]. В 1981–1984 годах на севере острова проводится детальная аэромагнитная съемка, по результатам которой были уточнены блоковая структура кайнозойских отложений Северного Сахалина и, главным образом, зоны распространения месторождений «монгинского» типа в юго-восточном районе севера острова. С середины 80-х годов на острове интенсивно развивается сейсмостратиграфическое направление нефтегазовой геологии и геофизики. В.Э. Кононов, Ю.В. Лопатнев, Ю.Г. Слуднев, В.В. Харахинов на Северном Сахалине [97, 225, 226], В.О. Савицкий, И.И. Хведчук на Южном Сахалине [173] активно внедряют это направление в практику нефтегазопоисковых работ.

Лавинный характер геолого-геофизической информации, поступавшей в результате огромного объема геологоразведочных работ, проводимых в этот период в пределах Сахалинского региона, внес существенные изменения в представления о геологическом строении и нефтегазоносности острова и шельфа. К концу этапа была практически создана структурная основа нефтегазопоисковых исследований в регионе (Приложение 1, CD), выявлены почти все нефтегазоносные и перспективно-нефтегазоносные структуры (Приложение 2, CD).

Стратиграфические исследования привели к усовершенствованию стратиграфических схем кайнозойских отложений острова Б.А. Сальниковым с коллегами [175], Г.С. Мишаковым [133], В.О. Савицким [172].

Тектонические исследования в основном разрабатывались в институте «СахалинНИПИнефтегаз» (с 1988 года – «СахалинНИПИмор-

нефть») В.В. Харахиновым, А.А. Терещенковым [224]. В 1984 году была составлена новая тектоническая карта Сахалинского региона масштаба 1:500 000, учитывающая полученную в последние годы геолого-геофизическую информацию по строению глубинных и приповерхностных структур острова и шельфа. При этом Хоккайдо-Сахалинская складчатая система трактовалась как крупнейшая сдвиго-складчатая форма в зоне сочленения Охотоморской и Амурской плит.

Высокая эффективность поисково-разведочных работ в эти годы была достигнута во многом из-за плодотворных работ по оценке прогнозных ресурсов нефти и газа, выбору оптимальных направлений нефтегазопоисковых работ и оперативному анализу геолого-геофизической информации, выполненных в институте «СахалинНИПИморнефть» Э.Г. Кобловым, Ю.С. Мавринским, В.С. Ковальчуком, В.В. Харахиновым, Т.А. Азимовым, Е.К. Бояршиным, В.К. Гороховым, А.С. Владимировым, Ю.Н. Гололобовым [50].

В эти же годы в институте «СахалинНИПИморнефть» было разработано перспективное направление, связанное с поисками месторождений в порово-трещинных коллекторах пильского и даехуриинского комплексов. В этих отложениях открыты Окружное (1975 г.) и Восточно-Кайганское (1989 г.) месторождения. В.В. Харахинов и Т.А. Азимов (1991 г.) в пределах Охинского района и на шельфе Северо-Восточного Сахалина выделили около 30 перспективных площадей с предполагаемым трещинным типом коллектора.

В 1991 году в институте «СахалинНИПИморнефть» под руководством В.В. Харахинова была завершена крупная сводка по анализу и обобщению результатов геологоразведочных работ на шельфе Сахалина и разработке рекомендаций на постановку дальнейших работ на нефть и газ. В ней в трех томах были проанализированы и обобщены результаты исследований на присахалинском шельфе за все предыдущие годы, даны новые трактовки стратиграфии, тектоники, перспектив нефтегазоносности, детальные сведения по геологии месторождений, создана новая нефтегазогеологическая основа для планирования дальнейших нефтегазопоисковых работ (рис. 13).

В рассматриваемый период сформировалась высокопрофессиональная Сахалинская школа нефтяных геологов и геофизиков. Среди них особо выделяются в руководстве геологической службы объединения «Сахалинморнефтегаз»



Рис. 13. Фото сотрудников СахалинНИПИморнефть – 1991 год (г. Оха Сахалинской обл.)
(слева направо): Т.А. Азимов, В.В. Харахинов, Э.Г. Коблов, В.Ш. Брутман, Ю.С. Мавринский, С.Х. Шаинян

Ю.А. Тронов, Е.Г. Арешев, П.А. Хлебников, Н.М. Девятилов, Р.С. Мирзоев, В.М. Закальский, В.А. Касумов; в институте «СахалинНИПИморнефть» – кроме перечисленных ранее сотрудников Н.В. Куликов, Н.А. Деревскова, Л.П. Иваньшина, А.А. Терещенков, В.А. Бабошина, М.С. Ярошевич, Б.А. Сальников, В.Ш. Брутман; в тресте «Сахалингеофизразведка» – В.Э. Кононов, Ю.Г. Слуднев, И.М. Альперович, В.М. Никифоров, Ю.В. Лопатнев, Г.Н. Фетискин, А.Н. Телегин, А.И. Мамонов, А.И. Гаврилов, М.Г. Булатов; в тресте «Дальморнефтегеофизика» – А.В. Журавлев, Л.С. Маргулис, В.О. Савицкий, И.И. Хведчук, Э.Я. Кропп, В.В. Головчак, В.В. Куделькин, Л.Н. Суховольский, Э.Г. Пудиков, В.Ф. Кругляк, А.А. Чуйко; в Сахалинском ТГУ – И.И. Тютрин, Ю.В. Мотовилов, В.И. Головинский, Л.А. Митрофанова, Ф.И. Оксенгорн, В.М. Радюш, Ю.М. Ковтунович, А.И. Юрочко (рис. 14).

Таким образом, в период с 1976 по 1990 гг. в Сахалинском регионе была создана ресурсная база для формирования Сахалинского нефтепромышленного комплекса XXI века.

Шестой этап (1991–2007 гг.) характеризуется подготовкой и началом промышленного освоения нефтегазового потенциала присахалинского шельфа, формирования крупного Сахалинского нефтегазопромышленного комплекса на Востоке России.

В связи с распадом СССР в стране практически прекратилось финансирование морских геологоразведочных работ. За счет собственных средств объединение «Сахалинморнефтегаз» в 1991 году открыло Киринское газоконденсатное месторождение.

С 1992 года геологоразведочные работы на шельфе Сахалина выполнялись в основном за счет собственных средств ОАО «НК «Роснефть», ОАО «Роснефть – Сахалинморнефтегаз», ОАО



Рис. 14. Руководство Геологической службы ВНО «Сахалинморнефтегаз» и треста «Сахалингеофизразведка» г. Оха-на-Сахалине, 1987 г.

Сидят (слева направо): Н.М. Девятилов, Л.М. Буров, Ю.А. Тронов (главный геолог), Е.Г. Арешев, В.Н. Накрохин, В.Э. Кононов; стоят: Ю.Н. Силкин, В.В. Харахинов, Ю.Г. Слуднев, П.А. Хлебников, В.М. Закальский, С.П. Сауленко, В. Мордвинов

«Дальморнефтегеофизика» и иностранных инвестиций по сахалинским проектам. За этот период проведена сейсморазведка 3D на площади более 10 тыс. км^2 и сейсморазведка 2D объемом 9 тыс. пог. км (рис. 15), пробурены 1 поисковая и 15 разведочных скважин. Полученные новые геолого-геофизические данные постоянно расширяют представления о распространении нефтегазоперспективных объектов по разрезу и площади шельфа и их нефтегазовом потенциале.

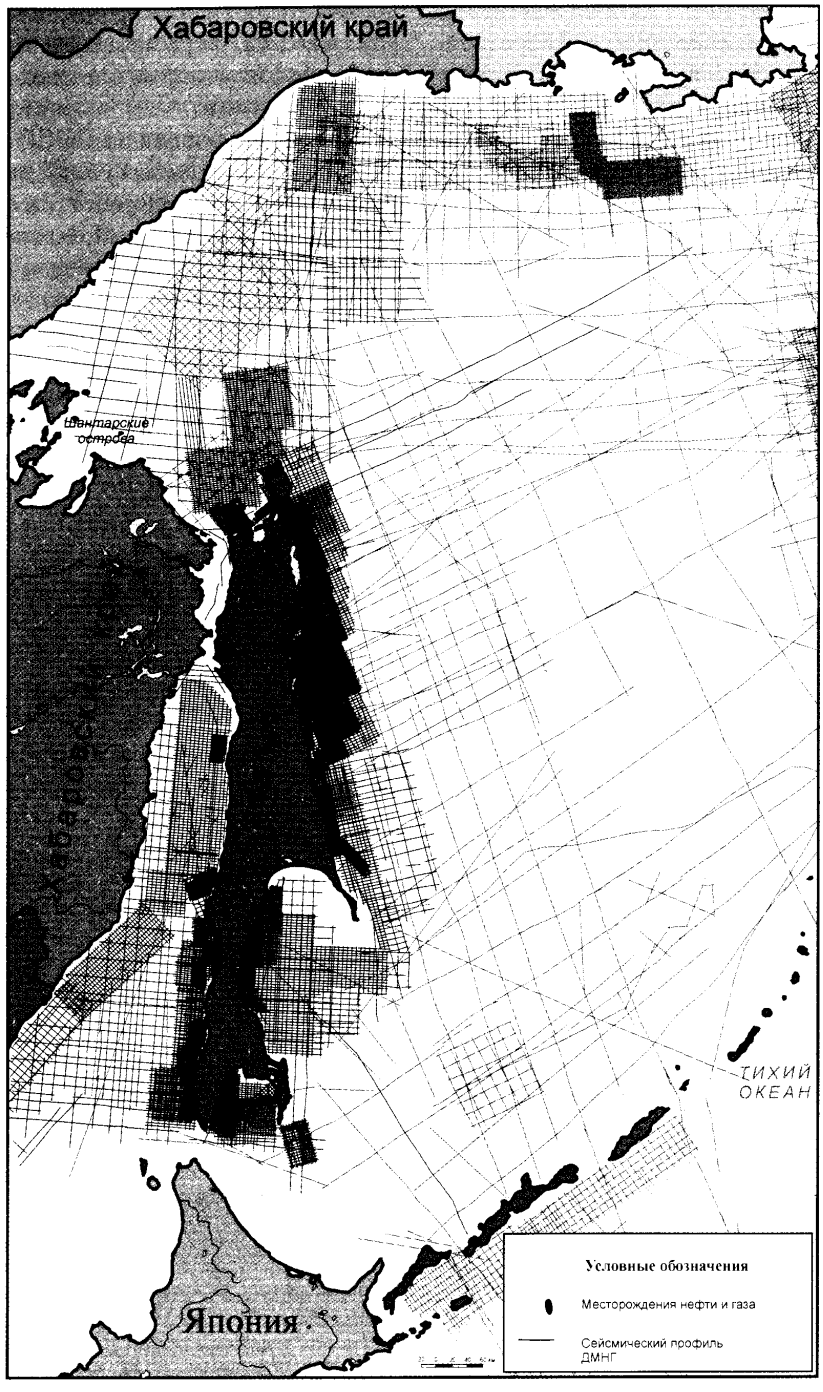


Рис. 15. Карта геолого-геофизической изученности Присахалинского шельфа

С 1992 года началось крупномасштабное сотрудничество российской стороны с некоторыми иностранными фирмами США и Японии (рис. 16). «Сахалинморнефтегаз» (СМНГ) совместно с Консорциумом по проекту «Сахалин-2» разработал ТЭО освоения Пильтун-Астохского и Лунского месторождения, которое легло в основу развития проекта. Соглашение о разделе продукции (СРП) «Сахалин-2» подписано в 1994 году.

В 1995 году было подписано, а в 1996 году вступило в силу СРП по проекту «Сахалин-1». В 1998 году объявлено о начале проектов «Сахалин-3» и «Сахалин-5» (рис. 17). Геологические разделы технико-экономических обоснований и расчетов реализации всех сахалинских проектов были выполнены специалистами института «СахалинНИПИморнефть» Ю.С. Мавринским, Э.Г. Кобловым, В.В. Харахиновым, Б.А. Саль-

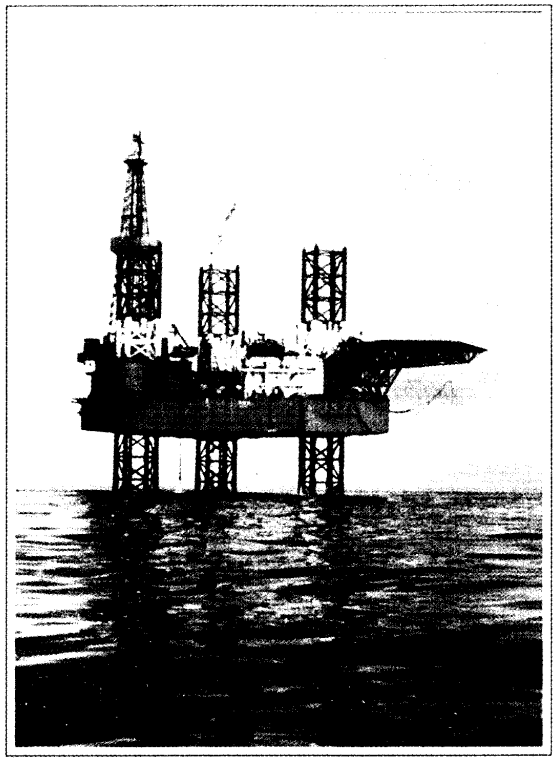


Рис. 16. Российская буровая установка «Оха», с которой в 1992 г. были пробурены две скважины в рамках проекта «Сахалин-2»



Рис. 17. Фото сотрудников института «СахалинНИПИморнефть» (г. Оха, Сахалинская область, 1996 г.)
Сидят: В.С. Ковальчук, В.В. Харахинов, Б.А. Сальников, А.А. Терещенков. Стоят: Ю.С. Мавринский, А.И. Кучин, Г.И. Вахтеров, Э.Г. Коблов, В.Н. Накрохин

никовым, В.С. Ковальчуком, Е.К. Бояршиным на начальном этапе (проекты «Сахалин-1», «Сахалин-2»), Э.Г. Кобловым, В.В. Харахиновым, Б.А. Сальниковым, А.В. Бычковым, А.В. Харахиновым (рис. 18) на заключительном этапе (проект «Сахалин-5»). Успешному выполнению этих разделов предшествовала крупная работа, основанная на применении впервые в регионе, а возможно и в России, зарубежной технологической схемы интегрального анализа скважинной и сейсмической информации, и содержащая капитальную сводку по нефтяной геологии и углеводородному потенциалу Охотоморского региона. Она была составлена Ю.С. Мавринским, Э.Г. Кобловым, Б.А. Сальниковым и В.В. Харахиновым (1992–1993 гг.) совместно с «Дальморнефтегеофизикой» и компаниями «Саймон Петролеум Технолоджи» (Англия) и «Нопек» (Норвегия). По аналогичной схеме были представлены материалы в информационных пакетах, подготовленных для проведения конкурсов по проектам «Сахалин-3» и «Сахалин-4».

В 1998 году СМНГ первым начал разработку морских месторождений не только на Сахалинском шельфе, но и в России, наклонно направленными скважинами (рис. 19), пробуренными с берега с отклонением от вертикали в 4800–6000 м [24] на Северном Куполе Одоптинского морского месторождения. К концу периода пробурено 18 скважин; добыча составляет около трети всего объема готовой продукции СМНГ.

Эффективность такого подхода к освоению морских месторождений по сравнению с использованием дорогостоящих морских платформ оказалась очень высокой. Оператор проекта «Сахалин-1» – компания Exxon Mobil



Рис. 18. Фото разработчиков проекта «Сахалин-5» (Лондон, 1999 г.)
Сидят: сотрудники British Petroleum – BP (Англия), в центре К. Йнчкомб (руководитель группы). Стоят: сотрудники ОАО «Роснефть-Сахалинморнефтегаз» (слева направо): В.В. Харахинов, Н.М. Девятилов, Э.Г. Коблов, Б.А. Сальников

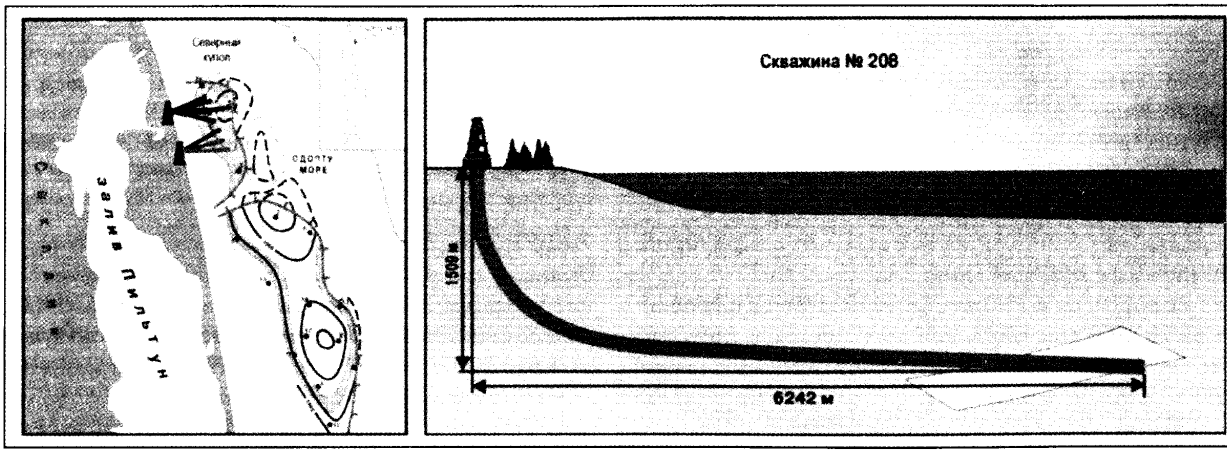


Рис. 19. Схема разработки северного купола Одоптинского нефтегазоконденсатного месторождения наклонно направленными скважинами с отходом от вертикали более 6000 м

– тоже начала разработку крупной нефтяной залежи Чайвинского месторождения с запасами в 150 млн. т, выявленной при изучении месторождения пространственной сейсморазведкой 3D (рис. 20) наклонно направленными скважинами, пробуренными с берега с отходом от вертикали в 11 км. Для этих целей был специально создан мощнейший в мире береговой буровой комплекс «Ястреб» (см. рис. 20). Добыча с него началась в 2005 году; в 2007 году она достигла 10 млн. т в год.

В 1999 году в рамках проекта «Сахалин-2» со стационарной платформы «Моликпак» начата добыча нефти на Пильтун-Астохском месторождении; в 2001 году добыча достигла более 2 млн. т в год.

В 2000 году за счет средств «Роснефти» была пробурена поисковая скважина на Астрахановской структуре (Сахалинский залив). Хотя результаты бурения оказались отрицательными, данные сейсморазведки 3D свидетельствуют о наличии залежей на восточном крыле и южной периклинали складки.

В 2004–2005 годах были открыты залежи нефтегазоконденсатного месторождения Удачная–Васюканская–Пела Лейч на Кайганско-Васюканском участке (проект «Сахалин-5») альянсом «Роснефть» и Бритиш Петролеум (BP).

В 2006–2007 годах бурение на структурах Савицкого, Медведь, Тойская (проект «Сахалин-5») и Южно-Аяшская (проект «Сахалин-3») не обнаружило коллекторов в перспективных комплексах. В связи с резкой фациальной изменчивостью перспективных толщ в пределах действия проекта «Сахалин-5» проблема поисков высокоемких резервуаров становится решающим фактором успешности поисков углеводородных скоплений. Для решения этой проблемы необходимы детальная интерпретация и переинтерпретация данных сейсморазведки для определения зон развития коллекторов и локализации нефтегазоперспективных объектов.



Рис. 20. Северо-восточное побережье Сахалина, месторождение Чайво. Самая мощная в мире наземная установка «Ястреб»

В 2007 году продолжалась реализация проекта «Сахалин-2» по освоению газового потенциала Сахалинского шельфа. На Лунском месторождении установлена морская платформа «Лунская-А» на расстоянии 15 км от берега. Именно на этой платформе планируется добывать основной объем газа для завода по производству сжиженного газа (СПГ) в п. Пригородный на юге острова (рис. 21).

В настоящее время (к 01.01.2008 г.) перспективные районы Сахалинского шельфа разделены на 16 лицензионных блоков, объединенных в 9 крупных проектов («Сахалин-1–9»), по 10 блокам выданы лицензии на производство геологоразведочных работ (фиг. 4, вклейка).

Проект «Сахалин-1» представлен нефтегазоконденсатными месторождениями Чайво, Одопту-море (Центральный и Южный куполы), Аркутун-Дагинское с суммарными запасами 240 млн. т нефти и конденсата и 450 млрд. м^3 растворенного и свободного газа [182].

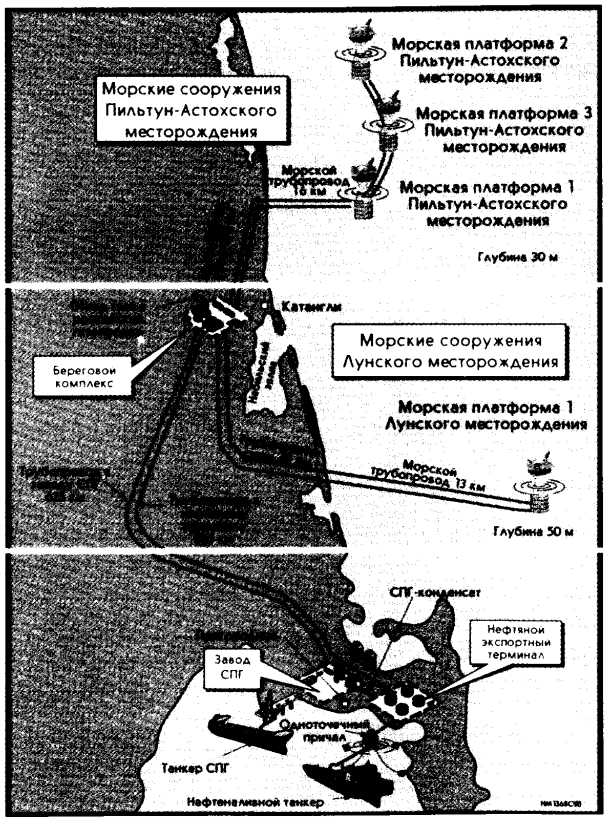


Рис. 21. Технологическая схема разработки месторождений проекта «Сахалин-2»

«Сахалин-2» включает в себя нефтегазоконденсатные месторождения Пильтун-Астохское и Лунское с суммарными запасами 155 млн. т нефти и конденсата и 490 млрд. м^3 газа.

«Сахалин-3» охватывает четыре лицензионных блока: Восточно-Одоптинский, Аяшский, Венинский и Южно-Киринский. В пределах этого проекта открыты Венинское газовое и Киринское газоконденсатное месторождения с извлекаемыми запасами газа 77 млрд. м^3. Сейсморазведкой выявлено 35 перспективных ловушек с нефтегазовым потенциалом, оцениваемым (с учетом рисков) в 450 млн. т нефти и конденсата и 1400 млрд. м^3 газа [239].

«Сахалин-4» включает в себя Астрахановский и Северо-Шмидтовский лицензионные блоки. Сейсморазведкой выявлены 24 перспективные структуры. Нефтегазовый потенциал оценивается (с учетом рисков) в 320 млн. т нефти и конденсата и 950 млрд. м^3 газа [239].

«Сахалин-5» представлен четырьмя лицензионными блоками, примыкающими к Охинскому промышленно-нефтегазоносному району и полуострову Шмидта. Сейсморазведкой выявлено около 40 перспективных ловушек структурного и литологического типа. Их нефтегазовый потенциал оценивался [239] (с учетом рисков) в 935 млн. т нефти и конденсата и 1250 млрд. м^3 газа. В пределах проекта открыто Удачное–Васюканское–Пела Лейч нефтегазоконденсатное месторождение с извлекаемыми запасами в 80 млн. т условного топлива (УТ). Необнаружение коллекторов в перспективных толщах при бурении скважин на структурах Савицкого, Тойской и Медведь вызывает необходимость более углубленной оценки нефтегазового потенциала проекта «Сахалин-5».

«Сахалин-6» охватывает Восточно-Пограничный блок сахалинского шельфа. Сейсморазведкой в пределах блока выявлено 18 перспективных ловушек структурного и литологического типов. Их нефтегазовый потенциал оценивается (с учетом рисков) в 180 млн. т нефти и конденсата и 400 млрд. м^3 газа [239]. Основным объектом реализации этого потенциала являются сложно построенные массивные трещинные природные резервуары нефти и газа.

Проект «Сахалин-7» предполагает исследование и разработку шельфов заливов Терпения и Анива. По имеющейся геолого-геофизической

информации, они характеризуются невысоким нефтегазовым потенциалом – 20 млн. т нефти и 90 млрд. м^3 газа [239].

Проекты «Сахалин-8–9» предполагают исследование шельфа Татарского пролива. Бурение на локальных структурах этой акватории не выявило нефтегазовых залежей, кроме небольшого Изыльметьевского газового месторождения. Возможно, причиной этого явилась сильная фациальная изменчивость перспективно-нефтегазоносных толщ Западно-Сахалинского бассейна [68, 69]. Освоение нефтегазового потенциала этой обширной части присахалинского шельфа возможно после применения современных технологий сейсморазведочных работ с целью выявления высокоемких резервуаров в бортовых частях бассейна.

Таким образом, к концу рассматриваемого периода высокая концентрация ресурсов УВ в Сахалинском регионе сосредоточена на шельфе Северного Сахалина (рис. 22). По далеко не полным оценкам извлекаемые начальные потенциальные ресурсы УВ в его пределах составляют около 7 млрд. т УТ. Большая их часть представлена запасами категории C_1–C_2 (23%) и ресурсами категории C_3–$Д_1$ (50%).

При этом работами сахалинских геологов и геофизиков (Э.Г. Коблов, В.В. Харахинов, Б.А. Сальников, А.В. Бычков, А.В. Харахинов) в эти годы развиваются новые перспективные направления нефтегазопоисковых работ [74, 75]. Одним из главных резервов роста ресурсной базы на Сахалине являются ловушки прибрежной мелководной (транзитной) зоны, доступные для разбуривания с суши наклонно направленными скважинами [86]. Эти же исследователи выделили новый перспективно-нефтегазоносный район – Восточно-Шмидтовский, потенциал которого связан с ловушками в кавернозно-трещинном коллекторе позднемезозойского комплекса [89, 201]. Установлена связь некоторых залежей месторождений Сахалина с турбидитными резервуарами, и прогнозируется обнаружение подобных резервуаров на шельфе [200].

В годы рассматриваемого периода приток новой геолого-геофизической информации, особенно скважинной и пространственной сейсмической 3D, позволил значительно дополнить и иногда изменить существовавшие представления о геологии и нефтегазоносности региона.

В 1994 году Д.Ф. Семеновым, Б.А. Сальниковым, В.В. Харахиновым была составлена геологическая карта Сахалина масштаба 1:500 000 на основе обобщения данных крупномасштабных геологических съемок на Южном Сахалине, материалов съемок, бурения и сейсморазведки на Северном Сахалине (Приложение 3, CD). Были внесены изменения в стратиграфические [161, 175], тектонические [194, 228], нефтегазогеологические [19, 88] схемы и карты региона. В 2002 году Ю.Б. Гладенковым с коллегами была опубликована монографическая сводка по стратиграфии кайнозойских толщ Сахалина [47], основанная на длительном изучении опорных геологических разрезов острова. В 1998 году В.В. Харахиновым была завершена диссертационная работа по тектонике Охотоморского региона, в которой большое внимание было уделено ключевым вопросам тектоники Сахалинского региона. Ранее, в 1996 году, В.В. Харахиновым, И.К. Туезовым, А.А. Терещенковым, Б.А. Бабошиной были подытожены результаты исследований по изучению строения литосферы Охотоморского региона, включая его Сахалинский сектор [229].

В 1996 году Ю.С. Мавринским, Э.Г. Кобловым, Б.А. Сальниковым, В.В. Харахиновым был составлен геологический раздел «Программы изучения и комплексного освоения углеводородных ресурсов шельфов дальневосточных морей», утвержденной Министерством топлива и энергетики РФ и послужившей основой дальнейших инвестиционных проектов по освоению дальневосточных шельфов, в том числе Сахалинского [23].

В 2004 году была завершена совместная работа ОАО «Дальморнефтегеофизика» и Института тектоники и геофизики РАН (г. Хабаровск) по обобщению геолого-геофизической информации по строению нефтегазоперспективных толщ Татарского пролива. А.Э. Жаров с коллегами опубликовали работу [69], по результатам которой резко повысилась информативность сейсмических работ, главным образом пространственных 3D, проводимых ОАО «Дальморнефтегеофизика», в основном на шельфе Северного Сахалина. Так, например, интерпретация сейсмоматериалов 3D на Пограничном блоке позволила В.Ф. Кругляку [101] обособить массивные кавернозно-трещинные резервуары, ранее не



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ:

Месторождения нефти и газа:

- нефтяные
- нефтегазовые, нефтегазоконденсатные
- газовые

- локальные структуры на акватории
- выходы на поверхность докайнозойских пород
- граница Северо-Сахалинского и Пограничного нефтегазоносных бассейнов

Рис. 22. Схема расположения месторождений нефти и газа и перспективно-нефтегазоносных структур Северо-Сахалинского и Пограничного нефтегазоносных бассейнов

Месторождения УВ:

Н – нефтяное, Г – газовое, ГН – газонефтяное, НГК – нефтегазоконденсатное, ГК – газоконденсатное

1. Северное Колендо (ГН)
2. Колендо (ГН)
3. Северная Оха (ГН)
4. Оха (Н)
5. Южная Оха (НГ)
6. Эхаби (НГ)
7. Тунгор (НГК)
8. Восточное Эхаби (ГН)
9. Восточный Кайган (Н)
10. Одопту (Н)
11. Гиляко-Абунан (НГ)
12. Абановка (Г)
13. Нельма (ГН)
14. Эрри (Г)
15. Западное Эрри (Г)
16. Южное Эрри (Г)
17. Сабо (НГ)
18. Западное Сабо (ГН)
19. Малое Сабо (НГК)
20. Некрасовка (НГ)
21. Волчинка (НГ)
22. Восточный Байкал (Н)
23. Шхунное (НГ)
24. Северная Глухарка (Г)
25. Березовка (ГН)
26. Крапивненское (НГ)
27. Узловое (ГК)
28. Астрахановка (Г)
29. Кыдыланьи (НГ)
30. Мухто (ГН)
31. Паромай (ГН)
32. Усть-Эвай (ГК)
33. им.РС.Мирзоева (НГК)

Локальные структуры на акватории

1.Северо-Люгинская
2.Сахалинская
3-4.Астрахановская морская
5.Центрально-Астрахановская
6.Северо-Астрахановская
7.Мончигарская
8.Эспенбергская
9.Бакланья
10.Лопуховая
11.Тумская
12.Восточно-Александровская (Южный Кролик)
13.Тойская
14.Северо-Эспенбергская
15.Узорная
16.Куэгдинская
17.Северо-Шмидтовская
18.Елизаветинская
19.Гленская
20.Шмидтовская
21.Трехбратская
22.Восточно-Шмидтовская
23.Тэни
24.Савицкого
25.Лони
26.Южно-Омбинская
27.Удачная
28.Васюканская
29.Восточно-Сахалинская
30.Хангузинская
31.Северо-Кайганская
32.Южно-Шмидтовская
33.Кайганская
34.Восточно-Кайганская
35.Южно-Кайганская
36.Средне-Кайганская
37.Восточно-Одоптинская
38.Лозинская
39. 1Южно-Люгинская
40.Баутинская
41.Осенгинская
42.Северо-Венинская
43.Западно-Айяшская (не структ.)
44.Западно-Айяшская
45.Айяшская
46.Восточно-Венинская
47.Северо-Киринская
48.Ульвинская
49.Восточно-Ульвинская
50.Южно-Ульвинская
51.Набильская морская
52.Южно-Лунская
53.Западно-Киринская
54.Южно-Киринская
55.Чаткинская
56.Мынгинская
57.Южная
58.Керосинная
59.Южно-Окружная
60.Восточно-Окружная
61.Центрально-Пограничная
62.Без названия
63.Без названия
64.Слоновая
65.Восточно-Рымникская
67.Витницкая
68.Северо-Богатинская
69.Богатинская
70.Нерпичья
71.Варваринская
72.Борисовская
73.Терновская
74.Таежная
75.Палевская
76.Медведь

выделявшиеся по данным сейсморазведки.

Таким образом, длительный период изучения геологии и нефтегазоносности Сахалинского региона завершился созданием крупного нефтегазодобывающего комплекса на Востоке России, имеющего колоссальный потенциал для его дальнейшего развития.

За этот период произошли значительные изменения в трактовке ключевых вопросов геологии и нефтегазоносности региона.

Создана новая нефтегазогеологическая основа дальнейших нефтегазопоисковых исследований в регионе.

Глава 2

НЕФТЕГАЗОВАЯ СТРАТИГРАФИЯ

Стратиграфические исследования в нефтегазовой геологии характеризуются специфическими особенностями, что позволяет выделить их в самостоятельную ветвь стратиграфической отрасли – **нефтегазовую стратиграфию**. Основными задачами нефтегазовой стратиграфии являются разделение осадочных толщ нефтегазоносных бассейнов на нефтегазостратиграфические подразделения различного ранга (от нефтегазоносных комплексов до продуктивных горизонтов и пластов), их корреляцию, прослеживание их в геологическом пространстве бассейнов с определением их границ и объемов и основных уровней углеводородонакопления. В последние десятилетия особое значение в нефтегазовой стратиграфии приобретает событийный анализ, нацеленный на детальное расчленение осадочных (нефтегазоносных) толщ и корреляцию их подразделений. **Событийная стратиграфия** основана на выявлении седиментологических и биотических признаков динамических изменений параметров геологической среды, приведших к разрушению или перестройкам палеоэкосистем и к внезапным геологическим, в том числе биотическим, событиям. Маркирующие событийные уровни распознаются на основе лито-биофациальных (в том числе экостратиграфических) и секвенс-стратиграфических методов. В последние годы применение высокоразрешающих сейсморазведочных технологий позволило ввести в практику нефтегазопоисковых работ секвенс-стратиграфическое направление нефтегазовой стратиграфии. **Секвенс-стратиграфия** представляет собой качественно новый уровень развития стратиграфии нефтегазоносных бассейнов, существенно расширяющий ее возможности, в том числе при детальном литостратиграфическом расчленении и корреляции разнофациальных толщ; повышает «разрешающую способность» и эффективность стратиграфических критериев нефтегазоносности. Секвенс-стратиграфические методы позволяют выделить надежные маркеры внутрибассейновой корреляции; по ним проводится дифференциация осадочных толщ на нефтегазостратиграфические подразделения различного ранга. В целом, создание событийно-стратиграфических шкал высокой разрешающей способности опирается на весь комплекс литологических, седиментологических, биостратиграфических, биофациальных и секвенс-стратиграфических данных.

Стратиграфическая основа Сахалинского региона, в основном, до середины 80-х годов представляла собой хроностратиграфический временной каркас, базирующийся, главным образом, на развитии биоты и данных литостратиграфических исследований, и, по сути, не связанный в единую систему с пространственным положением и геометрией осадочных тел и поверхностей их разделов. Внедрение в практику стратиграфических исследований сейсмостратиграфического, а затем секвенс-стратиграфического методов в конце прошлого и начале нового, XXI столетия позволило существенно изменить представления о структуре нефтегазостратиграфических подразделений региона.

Результаты лито-биостратиграфических исследований, приведшие к созданию фундаментальной основы нефтегазовой стратиграфии Сахалинского региона, обобщены в многочисленных работах Ф.Г. Лаутеншлегера, Н.А. Волошиновой, Л.С. Жидковой, В.О. Савицкого, Ю.Б. Гладенкова, Г.С. Мишакова, Н.Я. Брутман, И.И. Ратновского, А.С. Владимирова, Л.С. Маргулиса, И.Н. Ку-

зиной, Б.А. Сальникова, М.Я. Серовой, Л.И. Митрофановой, В.Н. Кузнецовой, Л.С. Леоненко, А.Д. Архиповой, Л.И. Фотьяновой и др. Этот список специалистов, конечно, далеко не полный. Но важно отметить, что все эти исследователи внесли значительный вклад в комплексное обоснование сахалинских стратиграфических горизонтов. Наиболее крупные обобщения по стратиграфии осадочных бассейнов Сахалинского региона были опубликованы в начале 70-х годов в томе «Геология СССР. Остров Сахалин» [43], монографии И.И. Ратновского [155], книгах, посвященных биофациальным особенностям мезозойско-кайнозойских бассейнов Сахалина и Курильских островов [71]. Стратиграфические схемы палеогена и неогена Сахалина, созданные в последние годы, подробно рассмотрены в работах Ю.Б. Гладенкова, Г.С. Мишакова, Б.А. Сальникова, Л.С. Маргулиса, итоговых документах региональных стратиграфических совещаний [44, 45, 124, 125, 133, 160, 161, 174, 175]. В 2002 году Ю.Б. Гладенков и Б.А. Сальников с соавторами в монографии «Кайнозой Сахалина и его нефтегазоносность» [47] обобщили результаты многолетнего детального изучения десяти опорных разрезов Сахалина с подробной лито-биостратиграфической характеристикой и корреляцией кайнозойских подразделений. В 2002 году Л.С. Маргулис в докторской диссертации «Секвенс-стратиграфия и нефтегазоносность Охотоморского региона» произвел секвенс-стратиграфический анализ кайнозойских комплексов Сахалинского региона [126]. Обзор новейших данных по стратиграфии шельфовых района региона приведен в отчетах, посвященных этому направлению научно-исследовательских работ СахалинНИПИморнефтегаза (Б.А. Сальников, В.С. Ковальчук, Н.Я. Брутман, А.Д. Архипова и др.). В настоящей работе приводятся лито- и секвенс-стратиграфические характеристики нефтегазостратиграфических подразделений Сахалинского региона. Результаты биостратиграфических исследований освещены в соответствующих монографиях, статьях и отчетах.

Наиболее крупными нефтегазостратиграфическими подразделениями Сахалинского региона являются **этажи нефтегазоносности**: кайнозойский нефтегазоносный, позднемеловой и мезозойский потенциально нефтегазоносные.

Кайнозойский нефтегазоносный этаж представляет собой мощную толщу осадочных пород, включающую несколько нефтегазоносных комплексов, занимает большую часть геологического пространства региона и является основным объектом нефтегазогеологических исследований.

Позднемеловой потенциально нефтегазоносный этаж, входящий в состав осадочной толщи региона, развит на Западном и Северном Сахалине, частично на юге Восточного Сахалина (полуостров Терпения) и представляет собой мощную песчано-глинистую толщу с участием грубообломочных пород, углей и вулканических образований, накопившихся в морских и реже субконтинентальных условиях. Толща обнажена в пределах Главного мелового поля Западного Сахалина (см. вкладку 3), подстилает с угловым и стратиграфическим несогласием кайнозойские комплексы Северного Сахалина, западного побережья острова, Татарского пролива и шельфа Юго-Восточного Сахалина. Лито- и биостратиграфическая характеристика верхнемеловых отложений подробно дана в XXXIII томе «Геология СССР. Остров Сахалин» [43] и работах Б.А. Сальникова [174, 175] (рис. 23). На Северном Сахалине под мощным кайнозойским чехлом нормально осадочные верхнемеловые отложения вскрыты скважинами на Полянской, Троптунской, Колендинской, Притокской, Катанглийской, Чемернинской и Северо-Бауринской площадях. Меловые породы вулканогенного и вулканогенного-осадочного состава вскрыты скважинами на Музьминской, Лангрыйской, Тамлевской и Охинской площадях. Наиболее полный разрез осадочного верхнего мела изучен параметрической скважиной №1 Северное Баури в интервале глубин 1300–3750 м, где он представлен неравномерным чередованием пачек аргиллитов и алевритов с пачками разнозернистых песчаников.

Нефтегазогеологические исследования позднемелового потенциально нефтегазоносного этажа производились в незначительных размерах. Мощный разрез верхнемеловых отложений, представленный главным образом морскими осадками, состоящими из глинистых и песчаных разностей, по особенностям строения может оказаться нефтегазоносным. Возможная нефтегазоносность этих образований косвенно

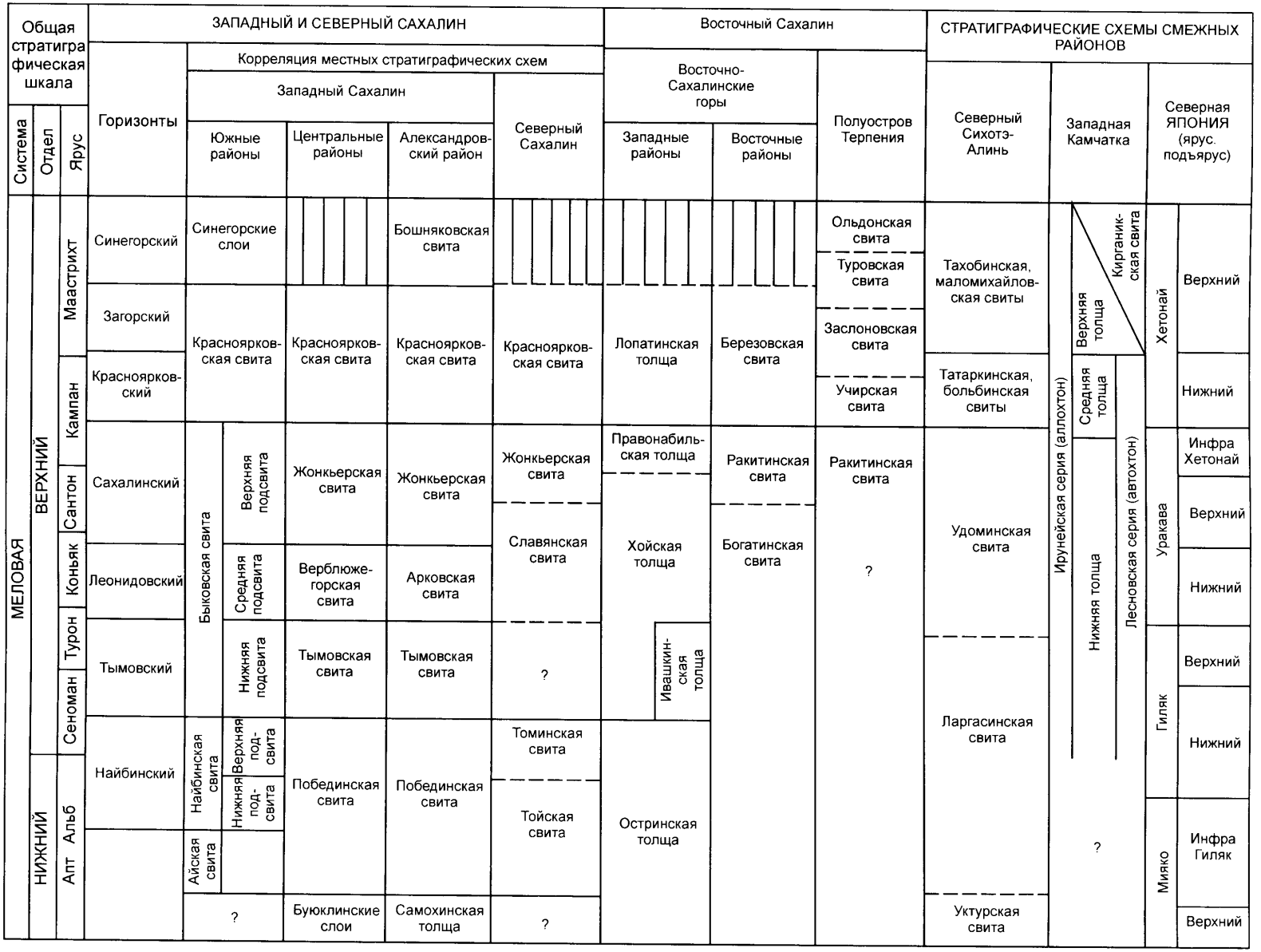


Рис. 23. Схема стратиграфии меловых отложений Сахалина (по Б.А. Сальникову, 1998 г.)

подтверждается известными в них газо- и нефтепроявлениями по р. Побединка. Кроме того, люминесцентным анализом установлено высокое содержание битумов в некоторых разностях меловых пород. При испытании скважин на Большехолмской структуре Юго-Западного Сахалина из отложений красноярковской свиты верхнемелового возраста были получены притоки пластовых минерализованных вод с растворенным газом, пленками нефти и фонтанными притоками сухого газа дебитом до 5 тыс. $м^3$/сут, с содержанием тяжелых УВ до бутана (C_4H_{10}) включительно. О хороших емкостных свойствах испытанных горизонтов красноярковской свиты свидетельствует получение в скважине 3 притока пластовой минерализованной воды с метановым газом дебитом 480 $м^3$/сут (при самоизливе). При наличии региональных и зональных флюидоупоров верхнемеловой толщи, содержащей резервуары с трещинно-поровыми коллекторами, в ареалах действия очагов углеводородообразования могут создаться условия для нефтегазонакопления.

Мезозойский потенциально нефтегазоносный этаж, представляющий собой «фундамент» осадочной толщи региона и сложенный метаморфизованными и сильно литифицированными позднеюрскими и меловыми породами, может содержать залежи углеводородов в трещинных резервуарах серпентинитовых массивов, развитых в пределах в Восточно-Сахалинского офиолитового (гипербазитового) пояса, распространенного в пределах шельфа Восточного Сахалина [228]. В «фундаменте», выходящем на поверхность в Восточно-Сахалинских горах, Таулан-Армуданской гряде, Тонино-Анивском полуострове и полуострове Шмидта, серпентинитовые блоки и массивы характеризуются неоднородностью строения и содержат «разуплотненные» фрагменты значительных размеров. В скважине на Окружном месторождении в образцах керна разуплотненных серпентинитов люминесцентно-микроскопическими исследованиями установлены в большом количестве легкие битумоиды, люминесцирующие зеленовато-голубыми и желтовато-зелеными цветами [91]. Эти данные позволяют прогнозировать возможную нефтегазоносность мезозойского потенциально нефтегазоносного этажа, так как судя по имеющимся сейсмо- и магнитометрическим материалам под региональной олигоценовой покрышкой шельфа Восточного Сахалина находятся крупные массивы серпентинитовых тел, содержащих трещинные и кавернозно-трещинные резервуары [89, 20].

Характеристика нефтегазостратиграфических подразделений более низкого ранга приводится для кайнозойского этажа нефтегазоносности.

2.1. Литостратиграфическая характеристика кайнозоя Сахалинского региона

Кайнозойский этаж нефтегазоносности занимает основной объем сахалинских осадочных бассейнов. Мощность кайнозоя в наиболее прогнутых структурах достигает 10–12 км.

Кайнозой представлен преимущественно терригенными песчано-глинистыми отложениями. Наряду с ними широким распространением пользуются кремнистые, а также грубообломочные породы и угли.

Кайнозойские отложения сформировались в различных палеогеографических обстановках, от межгорных или предгорных впадин до батиали открытого морского бассейна. Наиболее развиты отложения приморской низменности, литорали и различных частей сублиторали. Наблюдается четкая палеогеографическая зональность: на западе преобладают субконтинентальные, а на востоке – морские отложения. В связи с развитием в неогене дельт крупных рек (Палеоамгунь, Палеоамур), граница суши и моря смешалась во времени в восточном направлении.

В этих условиях создание стратиграфической базы и обеспечение развивающихся нефтегазопоисковых работ представляет сложную задачу.

Основная информация о строении и генезисе осадочной толщи, составе и распространении ископаемых групп получена в результате поисково-разведочного (сотни скважин) и параметрического бурения (десятки скважин), а также изучения нескольких разрезов в обнажениях. На Сахалине и шельфе выполнен большой объем разнообразных геофизических исследований. Данные промысловой геофизики в сочетании с материалами сейсморазведки, особенно на море,

позволили осуществить детальную корреляцию разрезов на поисковых площадях и месторождениях, выявить закономерности латеральных изменений в строении осадочной толщи.

В разных частях кайнозойских бассейнов выделены и используются в практике геологоразведочных работ местные стратиграфические подразделения (свиты) различных номенклатур (рис. 24). В некоторых случаях они подразделяются на подсвиты и более дробные единицы: слои (с собственным стратиграфическим названием), пачки, группы пластов.

По латерали свиты объединены в горизонты и подгоризонты, которые, по сути, являются региональными хроностратиграфическими подразделениями. Средняя продолжительность формирования их 4 млн. лет (от 1,5 до 7 млн. лет). На шельфе, где в силу фациальной специфики свиты не различаются, горизонты и подгоризонты являются основными стратиграфическими подразделениями.

И местные, и региональные стратиграфические подразделения имеют комплексное, био- и литостратиграфическое (событийное) обоснование.

В пределах Сахалинского региона выделяются четыре структурно-формационные зоны, контролируемые Северо-Сахалинским, Южно-Сахалинским, Западно-Сахалинским и Пограничным седиментационными бассейнами и разделенные на структурно-фациальные зоны (районы), отличающиеся по особенностям строения кайнозойских комплексов (рис. 25). Ю.Б. Гладенков, Б.А. Сальников и Л.С. Маргулис [45, 47] в пределах острова и его шельфа различают следующие районы: полуострова Шмидта, Охинский, Дагинский, Лангрыйский, Энгизпальский, Александровский, Утлегорско-Чеховский, Холмско-Невельский, Макаровский и Пограничный с подробной литолого-фациальной характеристикой их кайнозойских разрезов (рис. 26–30). Региональная стратиграфическая схема кайнозойских отложений региона, уточненная этими исследователями [47] на основе новейших лито-, био- и секвенс-стратиграфических данных, подразделяет кайнозой Сахалина на ряд горизонтов (снизу вверх по разрезу): снежинкинский (палеоцен–эоцен), краснопольевский и шебунинский (эоцен), аракайско-холмский (олигоцен), уйнинский (нижний миоцен), дагинский (нижний–средний миоцен), окобыкайский (средний–нижний миоцен), нутовский с двумя подгоризонтами (нижненутовский – верхний миоцен, верхненутовский – верхний миоцен – нижний плиоцен), помырский (средний и верхний плиоцен) и дерюгинский (верхний плиоцен – квартер). В дополнение к этой схеме необходимо добавить, что имеющийся огромный фактический материал диктует необходимость разделения аракайско-холмского горизонта на мачигарский и даехуриинский горизонты. В пределах Северо-Сахалинского, Южно-Сахалинского и Пограничного бассейнов палеоцен-эоценовые отложения объединены в один (люкаминский) горизонт (см. рис. 24).

Литостратиграфическая характеристика кайнозойских горизонтов в настоящей работе приводится раздельно для седиментационных бассейнов региона.

2.1.1. Северо-Сахалинский бассейн

Северо-Сахалинский бассейн охватывает Северный Сахалин и прилегающий шельф. В его пределах пробурено 2200 параметрических и поисково-разведочных скважин на суше и 65 на море. Северная часть острова хорошо изучена сейсморазведкой; регулярная сеть сейсмических профилей (с плотностью 1 км/км^2 и более) отработана на акватории шельфа. Из-за высокой степени изученности строение кайнозойской толщи субрегиона охарактеризовано весьма полно.

Кайнозойская толща бассейна представляет собой крупную клиноформную призму осадков проградационного типа, значительную роль при формировании которой сыграло продвижение на восток дельты Палеоамура, сопровождавшееся значительными масштабами латеральных взаимопереходов неогеновых формаций (рис. 31). Особенностью кайнозойской толщи являются значительная мощность, достигающая в прогибах 10–12 км, высокая скорость седиментации (до 500–800 м/млн. лет) и резкая фациальная изменчивость слагающих ее горизонтов.

Строение кайнозойских отложений существенно различно в разных районах бассейна. Выделяются пять структурно-фациальных зон: Лангрыйская, Энгизпальская, Дагинская, Охинская и п-ова Шмидта (см. рис. 25).

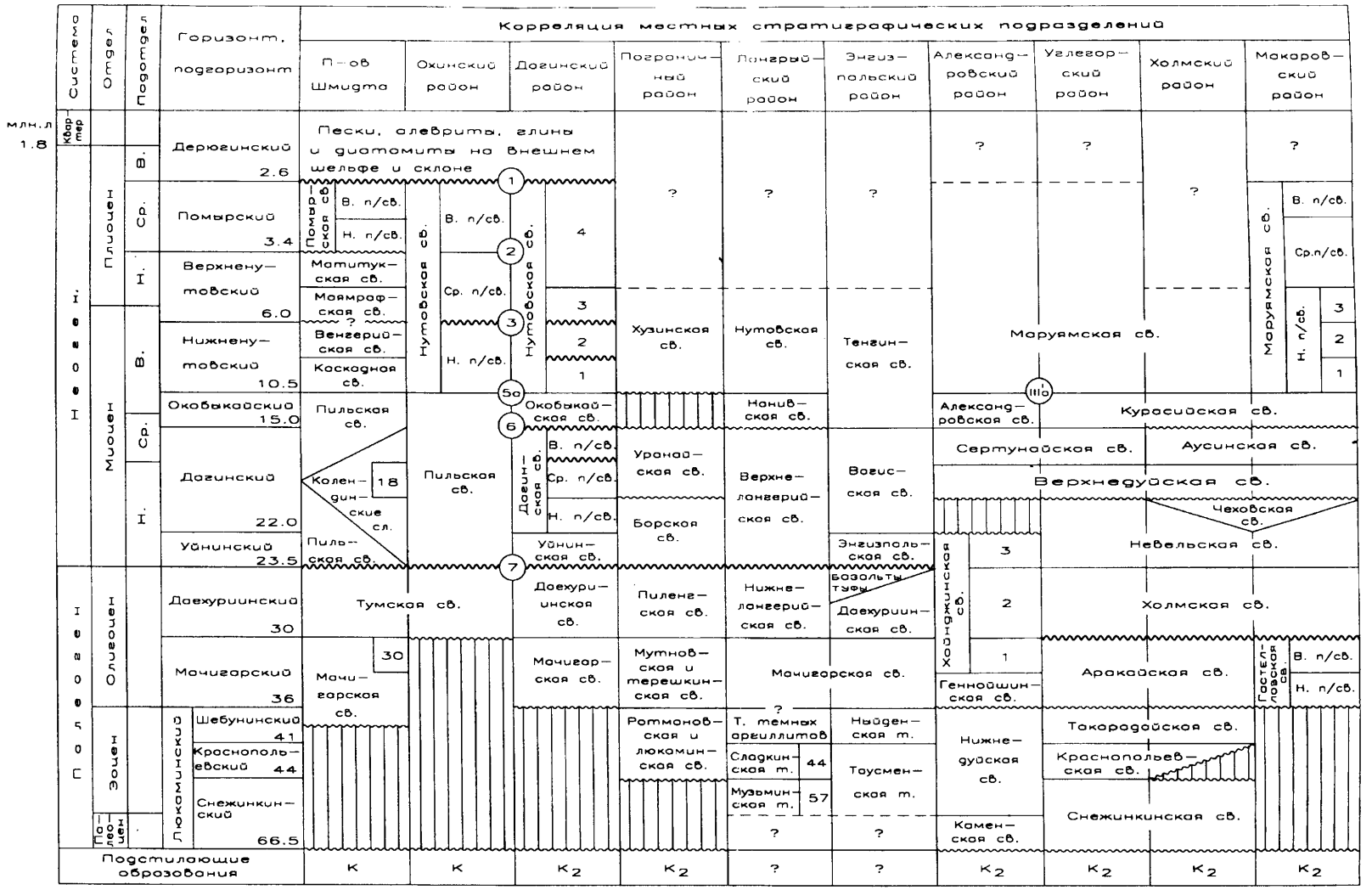


Рис. 24 Стратиграфическая схема кайнозойских отложений Сахалинского региона (по Б.А. Сальникову, 1998 г., с дополнениями)

В кружках – сейсмогоризонты; в квадратах – абс. возраст; п/св – подсвита; св – свита; сл – слой; т – толща. Толщи нутовской свиты: 1 – разнозернистые пески и глины, 2 – гравелистые пески, 3 – мелкозернистые пески и алевриты, 4 – неотсортированные пески. Пачки нижнеморуямской подсвиты: 1 – диатомиты, 2 – зеленовато-серые песчаники, 3 – диатомиты и песчаники. Толщи хойнджинской свиты: 1 – туфы м. Хойнджо, 2 – бродяжские слои, 3 – слои м. Маркевича

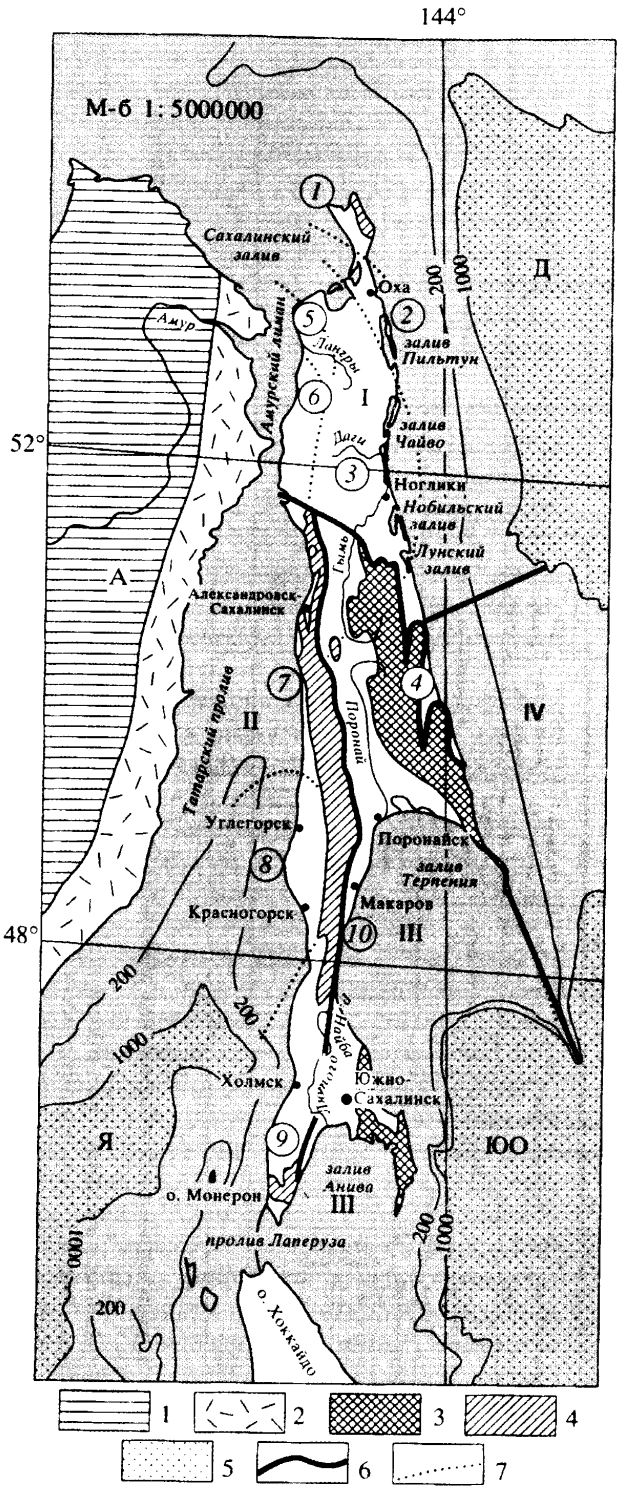


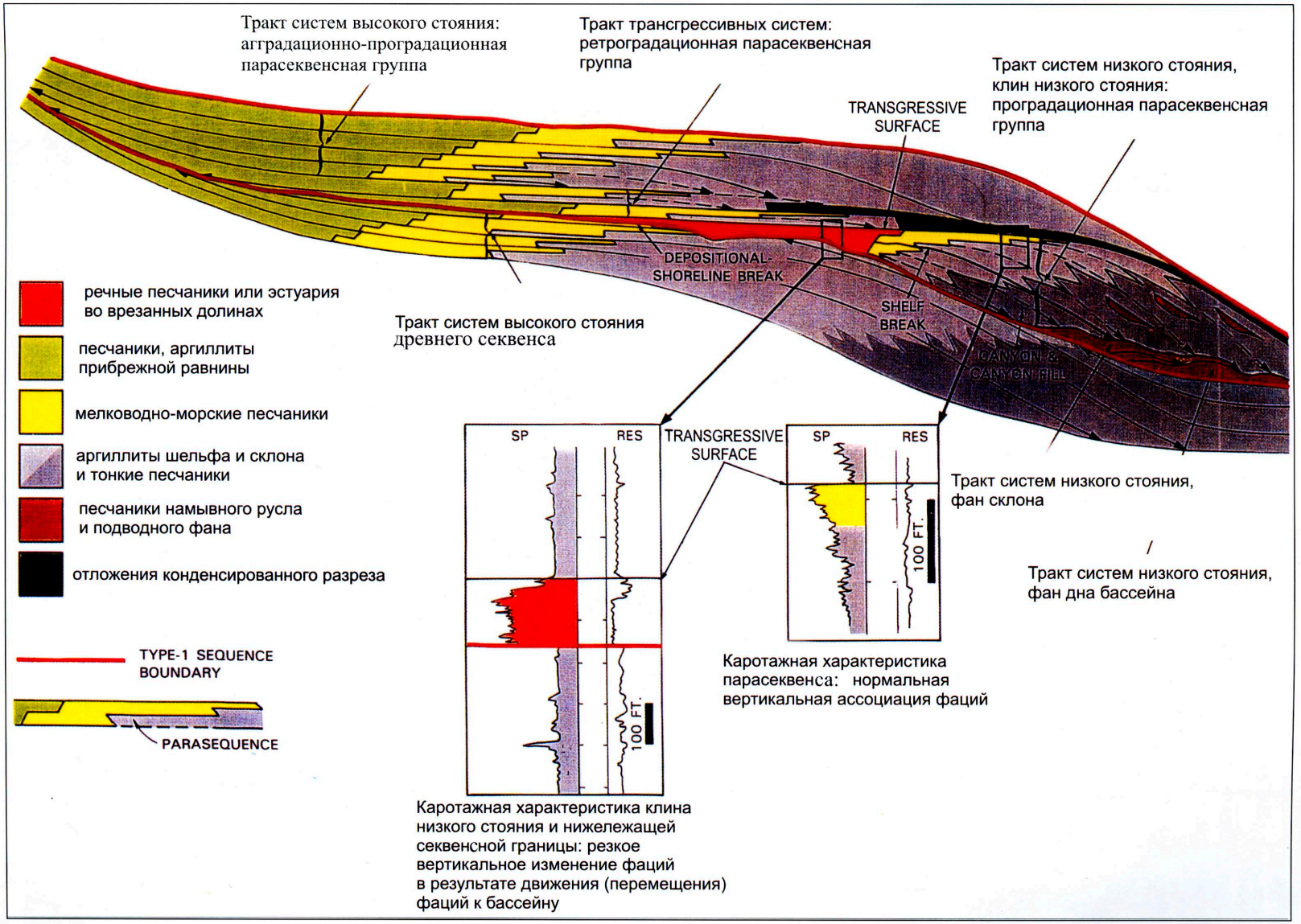
Рис. 25. Карта районирования кайнозоя Сахалина (по Ю.Б. Гладенкову, 2001 г., с дополнениями)

Лангрыйская и Энгизпальская структурно-фациальные зоны занимают западную часть субрегиона и служат продолжением структур Юго-Западного Сахалина. Как и на юге, здесь хорошо развит средний, а может быть и нижний палеоген.

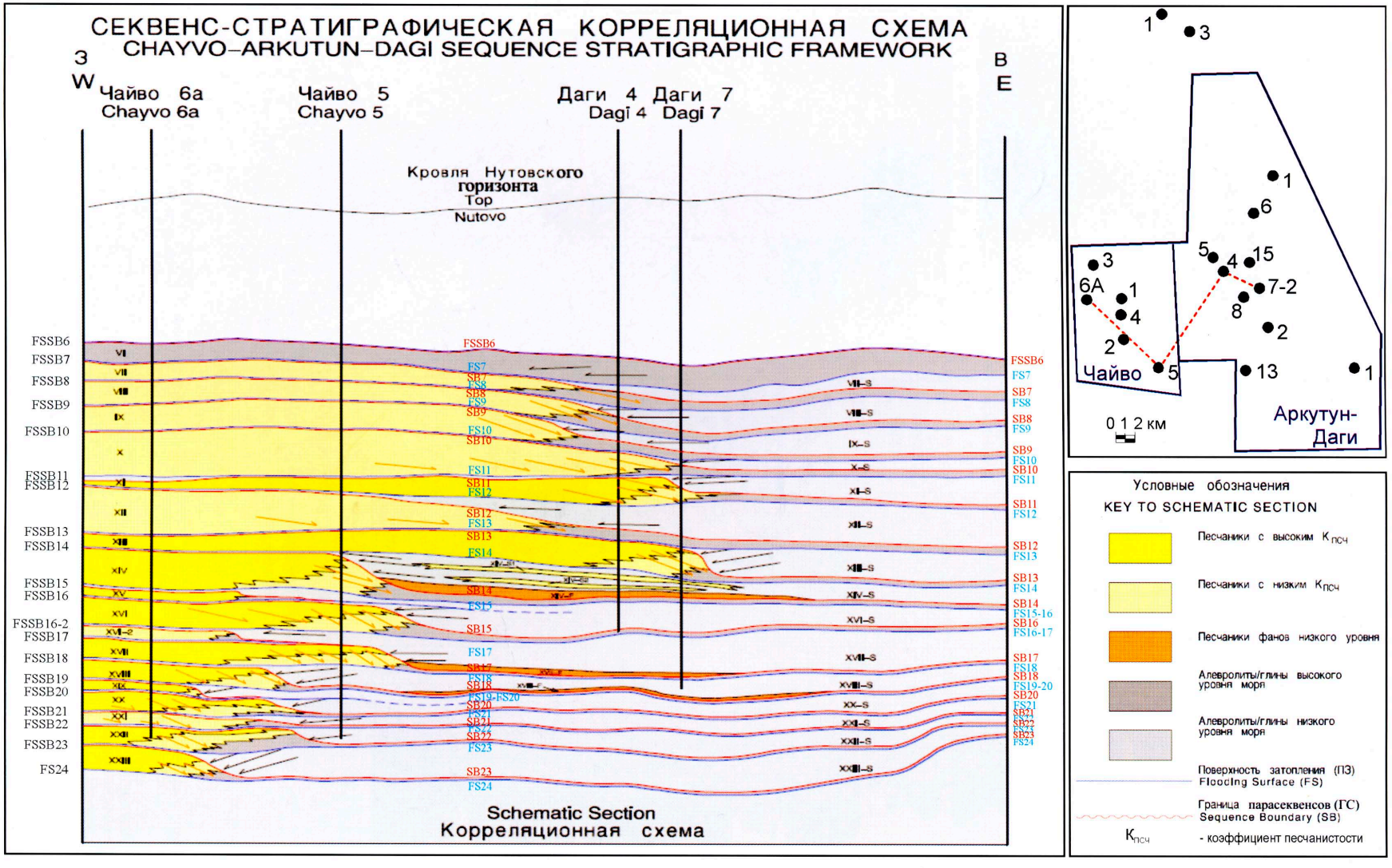
Три нижних горизонта региональной унифицированной схемы – снежинкинский, краснопольевский и шебунинский – здесь не различаются. Наиболее древними образованиями являются туфы и эффузивы основного состава (музьминская толща), вскрытые бурением в Лангрыйском районе. Их возраст 57±2 и 72 млн. лет (Мишаков, 1981 г.). По-видимому, здесь располагалась окраина Восточно-Сихотэалинского вулканического пояса. Выше залегает вулканогенно-обломочная толща среднего состава (сладкинская толща), тоже связанная с вулканическим поясом. Ее возраст 44 млн. лет. В Энгизпальском районе ей, вероятно, синхронна таусменская толща, сложенная чередующимися песчаными и алевритово-глинистыми породами, с участием грубообломочного материала. Вскрытая мощность 800 м. Выше лежит ныйденская толща, которая состоит из алевролитов и аргиллитов с редкими прослоями песчаников и примесью вулканогенно-обломочного материала. Мощность 600 м. Ее аналогом, возможно, является толща темных аргиллитов в Лангрыйском районе. Возможно, к домачигарским отложениям относится и слабоугленосная существенно песчаная пачка, связанная с ныйденской толщей постепенным переходом. Все эти отложения имеют субконтинентальный генезис.

---

1 – Сихотэ-Алинская складчатая область (А), 2 – Восточно-Сихотэ-Алинский вулканический пояс; 3–4 – выходы докайнозойского фундамента Хоккайдо-Сахалинской складчатой области: 3 – палеозой–мезозой, 4 – верхний мел; 5 – глубоководные впадины (Д – Дерюгинская, ЮО – Южно-Охотская, Я – Японская); 6 – границы седиментационных бассейнов (структурно-формационных зон) кайнозоя Сахалина; 7 – границы структурно-фациальных зон (районов); I–IV – седиментационные бассейны: I – Северо-Сахалинский, II – Западно-Сахалинский, III – Южно-Сахалинский, IV - Пограничный; цифры в кружках – районы: 1 – п-ов Шмидта, 2 – Охинский, 3 – Дагинский, 4 – Пограничный, 5 – Лангрыйский, 6 – Энгизпальский, 7 – Александровский, 8 – Углегорско-Чеховский, 9 – Холмско-Невельский, 10 – Макаровский



Фиг. 5. Модель секвенса (цикла 3 порядка) первого типа (Van Wagoner et al., 1990)



Фиг. 8. Модель секвенс-стратиграфического расчленения нижненутовского подгоризонта Чайвинского и Аркутун-Дагинского месторождений (по версии специалистов компании ExxonMobil, 2001 г.)

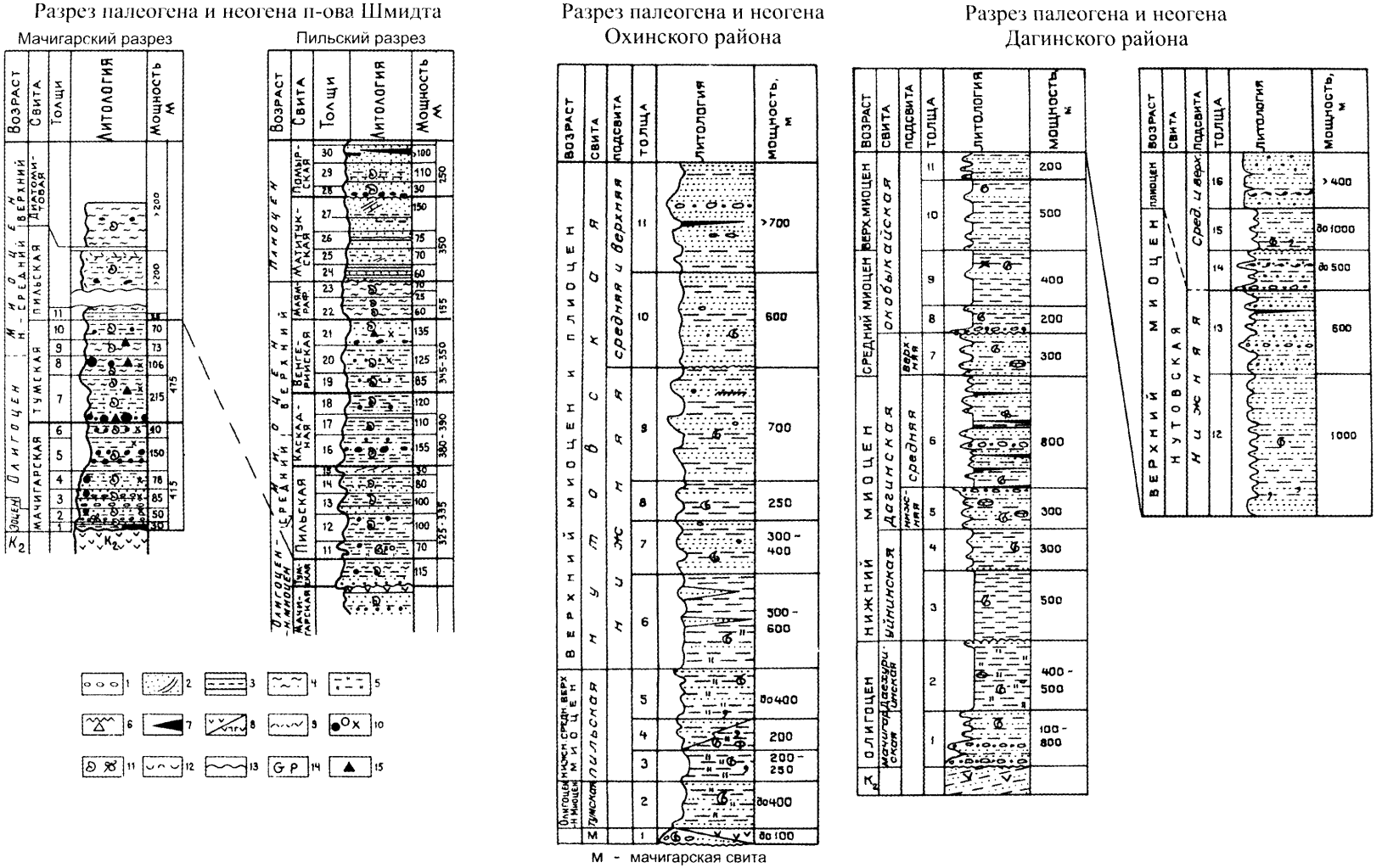


Рис. 26. Разрезы кайнозойских отложений структурно-фациальных зон (районов) Сахалинского региона (по Ю.Б. Гладенкову, Б.А. Сальникову, Л.С. Маргулису, 2002 г.)

1 – конгломераты, гравелиты; 2 – песчаники, в том числе косослоистые; 3 – алевролиты, аргиллиты; 4 – диатомиты, в том числе песчано-алевролито-глинистые; 5 – опоки, кремнистые аргиллиты (опал СТ); 6 – кремнистые породы с кварц-халцедоновой формой SiO_2 и кремни; 7 – уголь; 8 – вулканогенные и вулканогенно-осадочные породы (лавы, брекчии, туфы и туффиты); 9 – пеплы и туфы преимущественно кислого состава; 10 – карбонатные конкреции и глендониты (геннойши); 11 – остатки фауны и флоры; 12 –ракушняк; 13 – размывы; 14 – глауконит, фосфорит; 15 – валуны и галька

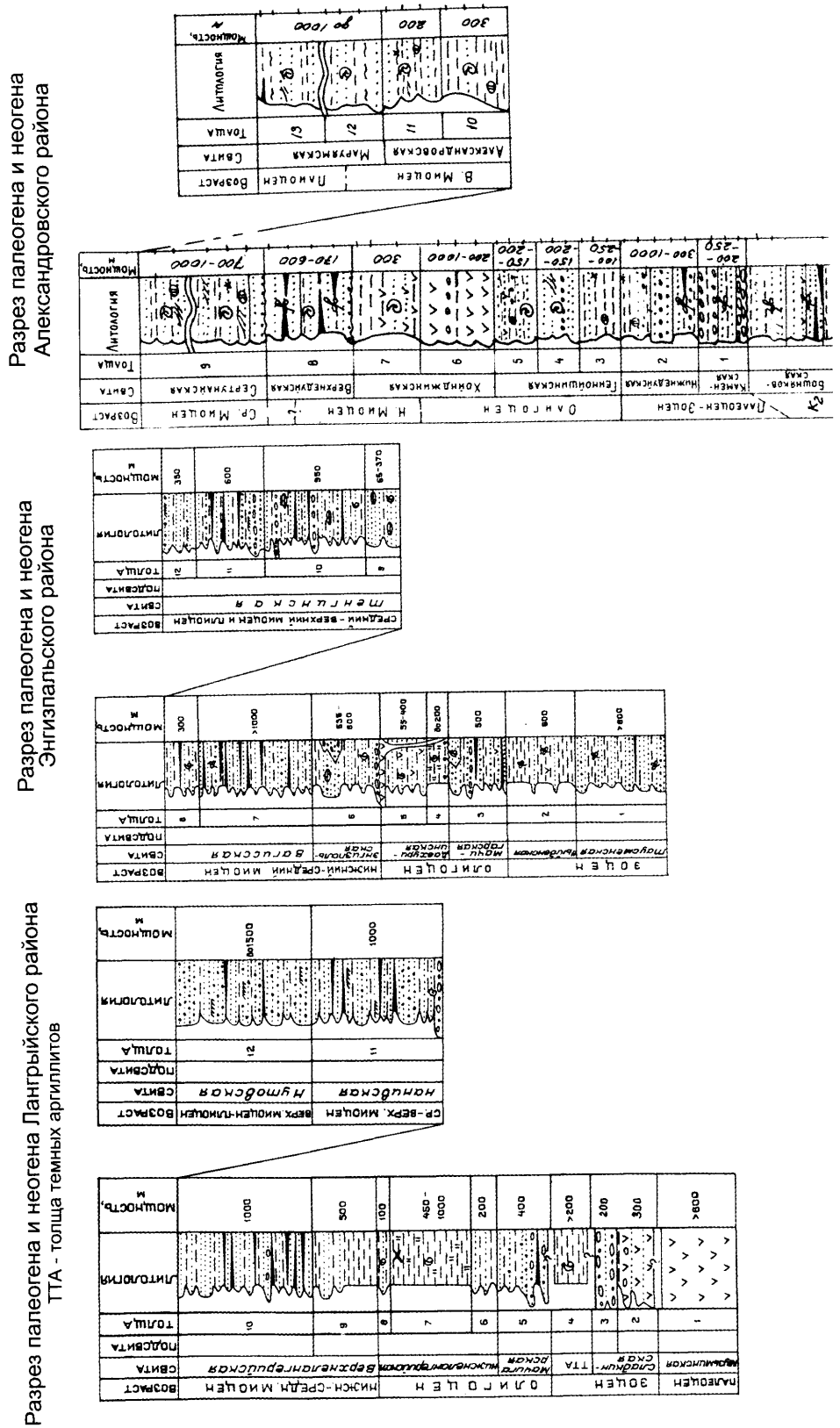


Рис. 27. Разрезы кайнозойских отложений структурно-фациальных зон (районов) Сахалинского региона (по Ю.Б. Гладенкову, Б.А. Сальникову, Л.С. Маргулису, 2002 г.)

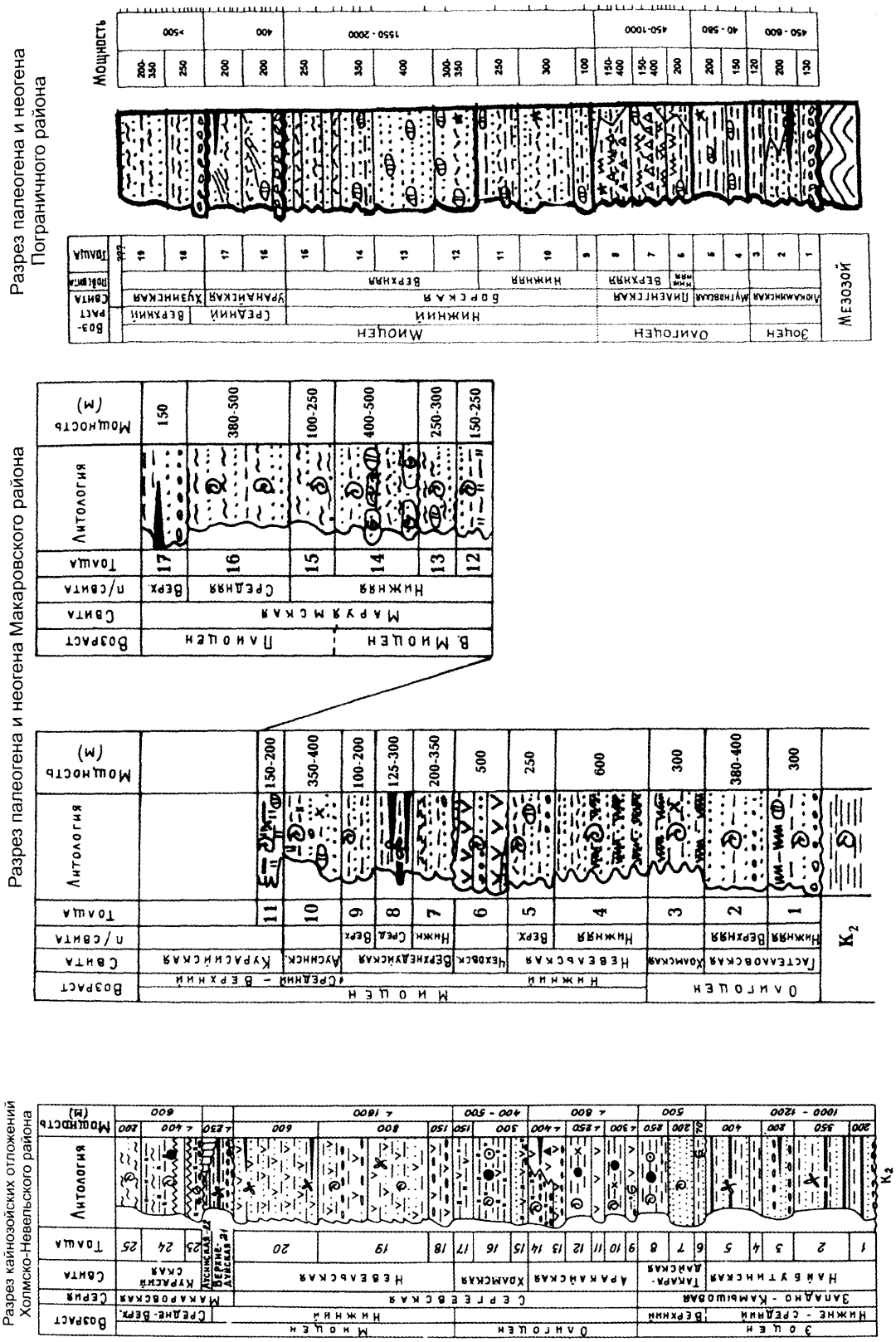


Рис. 28. Разрезы кайнозойских отложений структурно-фациальных зон (районов) Сахалинского региона (по Ю.Б. Гладенкову, Б.А. Сальникову, Л.С. Маргулису, 2002 г.)

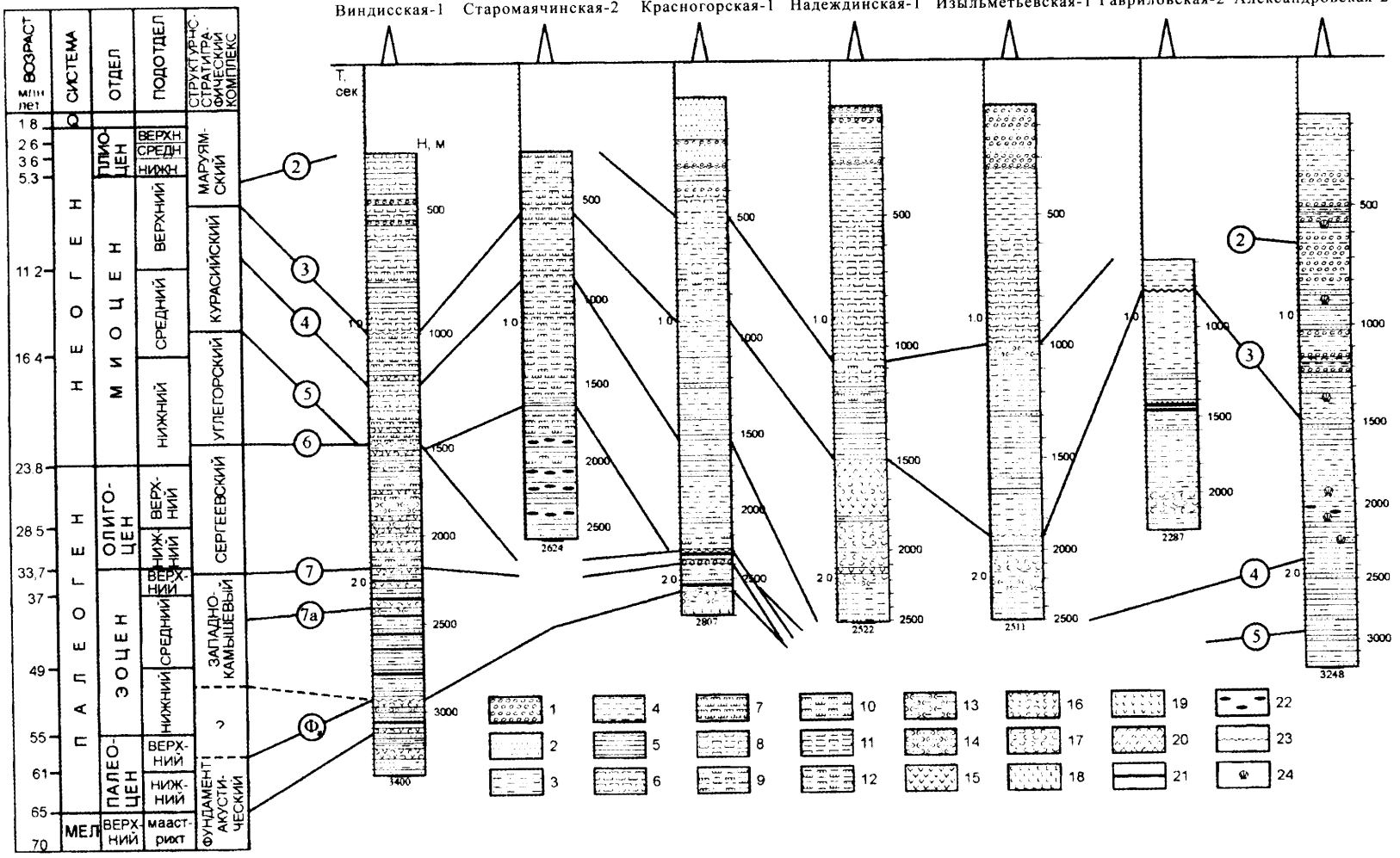


Рис. 29. Схема региональной стратиграфической корреляции разрезов скважин Татарского пролива (по Л.С. Маргулису, 2004 г.)

1 – конгломераты и гравелиты, 2 – пески, 3 – алевролиты, 4 – глины, 5 – аргиллиты, 6 – диатомиты, 7 – опоки, 8 – диатомовые глины, 9 – опоковидные глины, 10 – кремнистые алевролиты, 11 – кремнистые аргиллиты, 12 – туфосилициты, 13 – туфоалевролиты, 14 – туфопесчаники, 15 – туффиты, 16 – туфы среднего состава, 17 – туфы нерасчлененные, 18 – базальты, 19 – андезибазальты, 20 – риолиты, дациты, 21 – прослои углей, 22 – обломки углей, 23 – стратиграфическое несогласие, 24 – остатки макрофауны

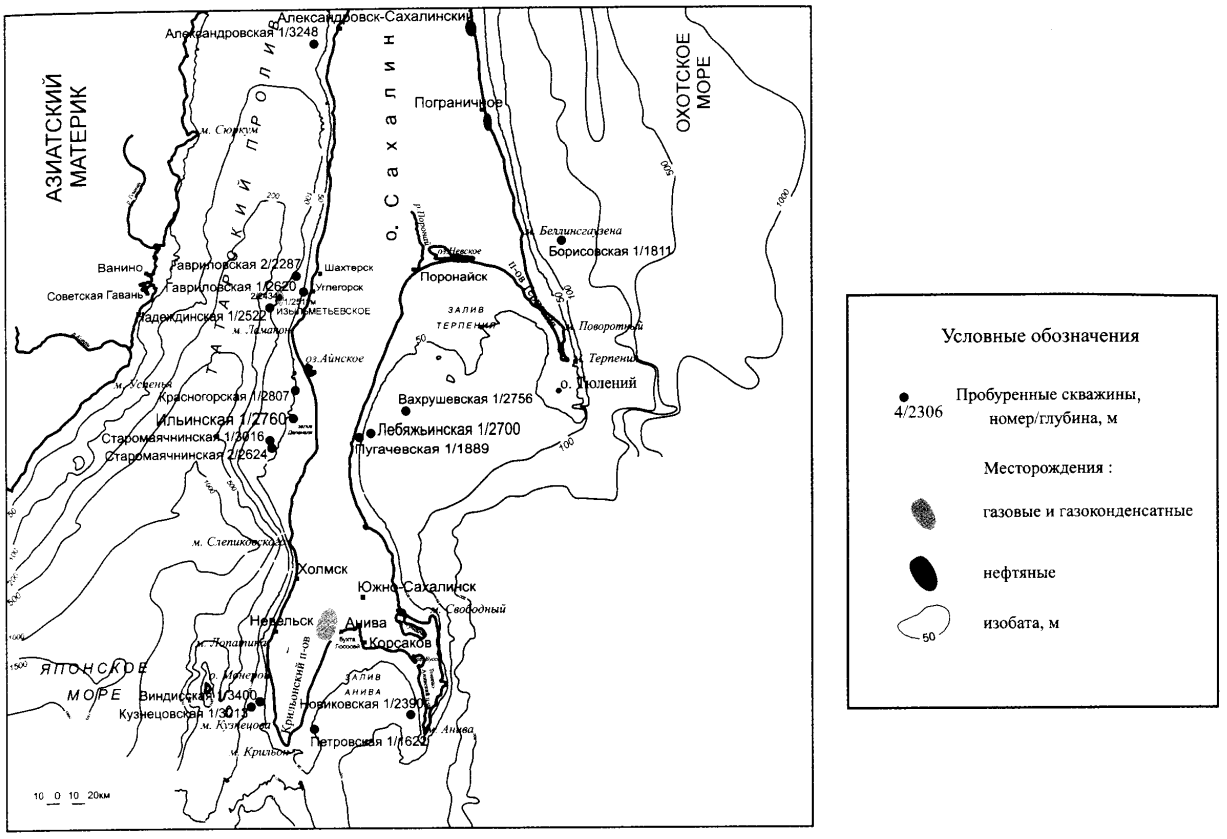


Рис. 30. Шельф Сахалина и северная часть Японского моря. Карта изученности бурением

Мачигарский горизонт в Энгизпальском районе представлен прибрежно-морскими песчаниками с характерным комплексом моллюсков. Вскрытая мощность их – несколько десятков метров. В Лангрыйском районе к этому горизонту относится трансгрессивно построенная пачка песчаников с грубообломочным материалом, алевролитов и аргиллитов мощностью 300 м, залегающая между сладкинской толщей и нижнелангерийской свитой.

Даехуриинский горизонт сложен характерными кремнистыми аргиллитами и алевролитами. На юге они имеют небольшую мощность (100 м) или выклиниваются вообще. В районе Энгизпала эти породы перекрыты базальтами. На Пыркинской площади место базальтов занимает пачка туфов, песчаников и алевролитов мощностью около 300 м. На севере зоны мощность горизонта возрастает до 1000 м.

Уйнинский горизонт выражен главным образом чередующимися песчаниками, алевролитами и аргиллитами, в верхней части, возможно, с угольными пластами. В районе Энгизпала он сложен грубыми песчаниками. Мощность горизонта 500–600 м.

Дагинский горизонт представлен угленосной толщей (большая нижняя часть вагисской и большая верхняя часть верхнелангерийской свиты), имеющей мощность до 1300 м.

Окобыкайский, нутовский и помырский горизонты не подразделяются. Они образуют мощную, до 2000 м, преимущественно песчаную толщу (теньгинская, нанивская и другие свиты), в нижней части морскую, а в большей верхней – субконтинентальную угленосную.

Слои, отвечающие окобыкайскому горизонту, в северо-восточных разрезах зоны представлены переслаиванием песчаников и алевролито-глинистых пород.

В разрезе Лангрыйской структурно-фациальной зоны, наиболее приближенной к источнику сноса обломочного материала и поэтому содержащей минимальное количество глинистых пород, нефтегазоносность связана с уйнинским

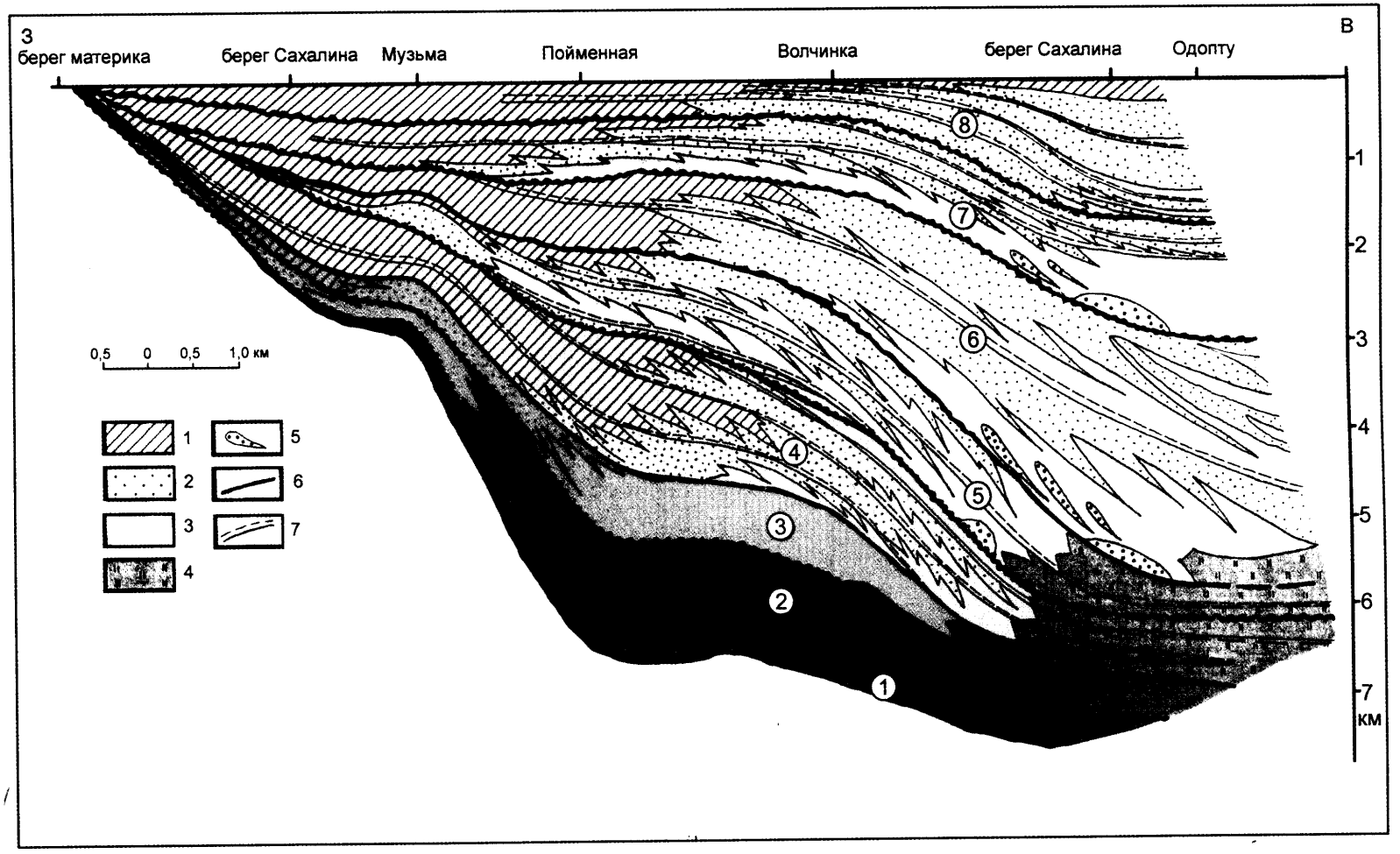


Рис. 31. Северо-Сахалинский бассейн. Схема строения кайнозойских отложений (по Л.С. Маргулису, с дополнениями, 2004 г.)

Стратиграфические горизонты: 1 – мачигарский (P_3), 2 – даехуриинский (P_3^2), 3 – уйнинский (N_1^1)), 4 – дагинский (N_1^1–N_1^2), 5 – окобыкайский (N_1^2), 6 –нижненутовский подгоризонт (N_1^3), 7 – верхненутовский подгоризонт (N_2), 8 – помырский (N_2–Q).1–5 – осадочно–породные (ландшафтные) ассоциации: 1 – континентальные и паралические угленосные, 2 – верхней сублиторали (пески, песчаники, алевролиты, глины, аргиллиты), 3 – нижней сублиторали и переходной зоны (алевролиты, глины, аргиллиты), 4 – переходной зоны и батиали (кремнистые аргиллиты и алевролиты, силициты), 5 – песчаники турбидитов и конусов выноса; 6 – границы стратиграфических горизонтов; 7 – границы секвенсов

горизонтом (Березовское месторождение). Флюидоупорами могут служить глинистые породы ныйденской толщи и пласты глинистых пород в окобыкайском горизонте.

Дагинская структурно-фациальная зона широкой полосой прослеживается с северо-запада на юго-восток и занимает большую часть Северного Сахалина. К ней относятся и два участка шельфа: в Сахалинском заливе и на востоке – к югу от Пильтунского залива. В пределах зоны используется единая стратиграфическая номенклатура.

Мачигарский горизонт представлен песчаниками, алевролитами и аргиллитами с грубообломочным материалом в подошве, а иногда и по всему разрезу. Полностью горизонт вскрыт на юге зоны, где его мощность не превышает 600 м.

Даехуриинский горизонт (свита) сложен кремнистыми аргиллитами и алевролитами с редкими прослоями песчаников и обильными прослоями чуждых с рассеянными гравием и галькой пород, что говорит о свободном ледовом разносе. Мощность горизонта – первые сотни метров.

В *уйнинском горизонте* (свите), имеющем мощность 500–800 м, преобладают бескремнистые глины и алевролиты с частыми, особенно вверху разреза, пластами, прослоями и линзами песчаного материала. Как и предыдущие, это морские отложения.

Дагинский горизонт (свита) общей мощностью до 1700 м обычно подразделяется на три части (подсвиты): нижнюю и верхнюю морские и среднюю – угленосную, преимущественно континентально-лагунную. В нижней и верхней частях мощные песчаные пласты чередуются с достаточно крупными глинистыми разделами. В средней части развито обычное для угленосных толщ ритмичное чередование различных песчано-глинистых пород и углей. В западных районах зоны угленосность захватывает практически весь объем горизонта, в восточных сохраняется только в верхней половине разреза.

Окобыкайский горизонт (свита) сложен преимущественно глинами и алевролитами с тем или иным количеством песчаных пластов различной мощности. Наибольшее содержание песчаного материала наблюдается в северной части зоны. Мощность горизонта изменяется в широких пределах: от первых сотен до 1500–2000 м. Окобыкайская свита залегает на дагинской свите трансгрессивно, часто с глауконитовыми песчаниками в подошве. К югу от Катангли предполагается подошвенное прилегание.

Относительно глубоководные глины окобыкайского горизонта (свиты) служат региональным коррелятивом.

Нутовский горизонт (свита) представляет собой регрессивно построенную, в основном песчаную толщу. Он делится на два подгоризонта: нижний и верхний, по подошве относительно тонкозернистых отложений. В стратотипической местности нижненутовский подгоризонт подразделяется на две толщи: разнозернистых песков и глин и гравелистых песков. В нем встречаются пласты углистых пород, хотя это в основном морские отложения. Мощность подгоризонта до 2000 м.

Верхненутовский подгоризонт представлен внизу мелкозернистыми песками и алевролитами, а в верхней части – разнозернистыми песками. Его мощность до 1000 м.

Помырский горизонт не отделяется от верхненутовского подгоризонта.

Разрез Дагинской структурно-фациальной зоны на многих уровнях характеризуется благоприятным соотношением коллекторов и покрышек. Залежи углеводородов встречаются по всему разрезу дагинской и окобыкайской свит. Не исключены скопления нефти в предполагаемых трещинных коллекторах даехуриинского горизонта, экранированных уйнинскими глинами.

Кроме горючих полезных ископаемых в Дагинской структурно-фациальной зоне промышленное значение имеют недавно обнаруженные фосфориты в нутовской свите.

Охинская структурно-фациальная зона расположена к северо-востоку от Дагинской и содержит больше глинистых и кремнистых морских отложений.

Мачигарский горизонт развит не везде и представлен маломощной пачкой песчано-глинистых пород с эффузивами в кровле.

Даехуриинский горизонт (даехуриинская или тумская свита) сложен кремнистыми аргиллитами и алевролитами с прослоями песчаников и имеет мощность до нескольких сотен метров.

Охинская структурно-фациальная зона имеет черты сходства как с Дагинской, так и с расположенной восточнее Шмидтовской зоной.

Поэтому следующие три горизонта: уйнинский, дагинский и окобыкайский на западе зоны различаются, а на востоке образуют единую толщу – пильскую свиту (рис. 32).

Уйнинский горизонт литологически близок к стратотипическому – в Дагинской зоне. Это преимущественно глинистые породы мощностью в первые сотни метров.

Дагинский горизонт представляет собой чередование морских алеврито-глинистых и песчаных пород с преобладанием первых. Его мощность от нескольких сотен до 1000–1300 м.

Окобыкайский горизонт сложен главным образом глинистыми породами, хотя и в нем содержится много песчаных пластов. Характерна мощная глинистая пачка в основании горизонта, отделяющая его от дагинского. Мощность горизонта от 400 до 1200 м.

Пильская свита существенно отличается от свит описанных горизонтов. В ее составе преоб-

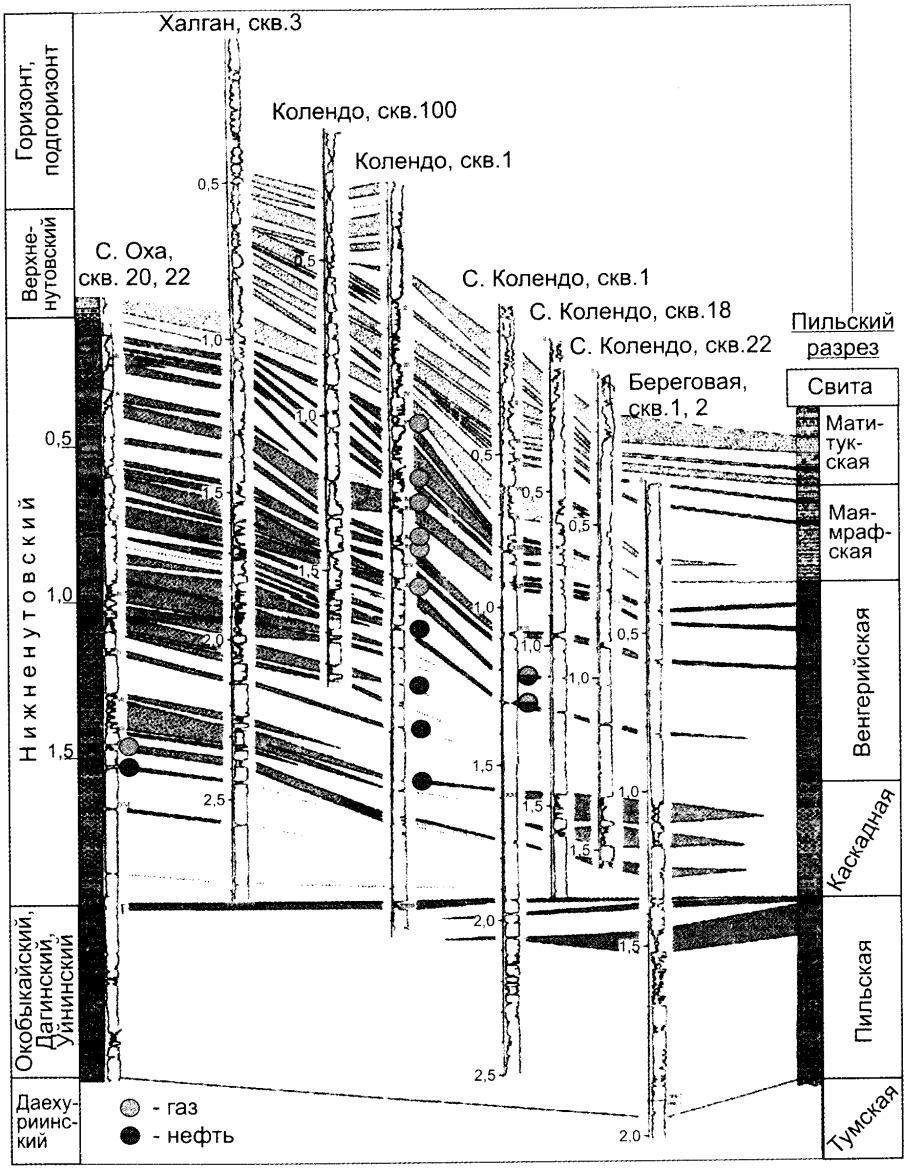


Рис. 32. Западное побережье полуострова Шмидта. Схема корреляции Пильского разреза с разрезами газонефтяных месторождений Охинского района

ладают плотные кремнистые аргиллиты и алевролиты с пластами песчаников. В нижней части свиты местами имеется пачка бескремнистых аргиллитов с фосфорито-глауконитовыми стяжениями (колендинские слои). Песчаные пласты свиты неустойчивы по площади. Мощность свиты 500–1000 м.

Нутовский горизонт, как и в Дагинской структурно-фациальной зоне, делится на два подгоризонта. Нижний подгоризонт представляет собой четко дифференцированную толщу чередующихся песчаных и глинистых пластов и пачек. В верхних пластах много грубообломочного материала. В западной части зоны подгоризонт содержит угольные пласты, в восточной среди морских отложений встречаются слои с солоноватоводной фауной. Мощность до 2000 м. Верхенутовский подгоризонт в нижней части сложен преимущественно мелкозернистыми песками, а в верхней – разнозернистыми песками с грубообломочными углистыми породами. Мощность около 1000 м. Помырский горизонт на суше не отделяется от нутовского. Их границей на шельфе можно считать 2-й сейсмический горизонт. Видимая мощность несколько сотен метров.

В Охинской структурно-фациальной зоне нефтегазоносность имеет максимальный стратиграфический диапазон. Залежи углеводородов содержатся и в дагинском, и в окобыкайском, и в нутовском горизонте. Однако, если в Дагинской зоне основные запасы связаны с дагинским горизонтом, то в Охинском – с нижненутовским подгоризонтом.

Шмидтовская структурно-фациальная зона охватывает полуостров Шмидта и часть шельфа. В основании кайнозойского разреза на полуострове Шмидта выделяются маломощные угленосные слои, образующие базальную часть мачигарской свиты. Собственно *мачигарский горизонт* представлен преимущественно морскими глинами и алевролитами с пластами песчаников, особенно мощными и грубозернистыми в нижней части. В отдельных местах в верхней части горизонта имеется пачка средне-основных эффузивов и туфов. Мощность горизонта варьирует в широких пределах, достигая 700 м.

Даехуриинский горизонт (тумская свита) сложен аргиллитами и алевролитами, с рассеянными галькой и гравием чуждых пород. Мощность от первых сотен до 800 м. Как и в Охинском районе, следующие три горизонта (*уйнинский, дагинский и окобыкайский*) не разделяются и входят в состав *пильской свиты*. Общая мощность 500 м. Литофациальные особенности этой свиты аналогичны охинским.

Нижненутовский подгоризонт состоит из каскадной и венгерийской свит, сложенных преимущественно глинистыми породами, внизу слабокремнистыми, а вверху – мусорными, со значительной примесью песчаного материала. Мощность подгоризонта около 1000 м.

Верхненутовский подгоризонт представлен в основании, главным образом, диатомитами (маямрафская свита), а выше – песками с прослоями и пачками глин (матитукская свита). Мощность этих двух свит 1200 м.

С размывом на матитукской свите залегает *помырский горизонт* (свита), вскрытой мощностью около 500 м. В нижней части он сложен песчаниками, алевролитами и глинами с мелководно-морской фауной, а в верхней – чередующимися грубообломочными породами, песками и глинами с пластами рыхлого бурого угля с лигнитом.

На полуострове Шмидта в разрезе кайнозоя еще есть коллекторские горизонты (верхнепильские песчаники, матитукская свита).

В пределах **шельфовой части Северо-Сахалинского бассейна** литостратиграфическая характеристика кайнозойских горизонтов проведена на основе интегрированного анализа скважинной и сейсмической информации, в основном, полученной в последние десятилетия.

На северо-восточном шельфе Сахалина распространены, главным образом, неогеновые отложения. В основании разреза имеется, по-видимому, не повсеместно распространенный палеоген. Почти везде на неогеновой толще несогласно залегают четвертичные отложения.

Палеогеновые и неогеновые отложения со структурным несогласием залегают на фундаменте, который представлен на севере нижним, а на юге верхним мелом.

Палеоген-неогеновые отложения представлены, главным образом, различными породами терригенной ассоциации – от грубообломочных до пелитов. Преобладают алеврито-глинистые и песчаные породы. Наряду с ними развиты диатомиты, опоки и смешанные кремнисто-глинис-

тые породы. Почти вся масса осадков накопилась в морских условиях, от литорали до батиали, в морском бассейне нормальной солености. Кроме морских встречаются лагунно-баровые и озерно-болотные отложения (пласты угля и прослои углистого аргиллита).

Осадочная толща содержит зональные и локальные перерывы разного морфологического типа.

Представления о возрасте палеоген-неогеновых отложений базируются на палеонтологических и абиотических данных, полученных как на самом шельфе, так и в прилегающих районах Сахалина в результате исследований Б.А. Сальникова, Н.Я. Брутман, А.Д. Архиповой, И.Ю. Выповой и др. Разрезы шельфа сопоставлены с разрезами суши с помощью увязочных сейсмогеологических разрезов. В палеоген-неогеновых отложениях северо-восточного шельфа выделяются те же стратиграфические подразделения, что и на острове. В палеогене это мачигарский и даехуриинский горизонты (олигоцен), в неогене – уйнинский, дагинский, окобыкайский (миоцен), нутовский (миоцен–плиоцен) и помырский (плиоцен) горизонты. Нутовский горизонт подразделен на два подгоризонта: нижний и верхний.

В результате сейсморазведочных работ выделен ряд региональных отражающих сейсмических горизонтов, из которых наиболее отчетливо выражены: 6 – в кровле дагинского горизонта, 5а – в кровле окобыкайского горизонта, 4 – в верхней части нижненутовского подгоризонта и 2 – вблизи подошвы помырского горизонта.

Палеогеновые отложения вскрыты бурением на Дагинской и Хангузинской площадях и представлены олигоценовыми относительно глубоководными отложениями открытого моря. В скважине №1 Дагинской площади в нижней части – это аргиллиты и алевролиты мачигарского горизонта (30 м), а в верхней – перекристаллизованные опоки с прослоями кремнистых аргиллитов даехуриинского горизонта, сходные с породами пиленгской свиты Пограничного района (220 м). В скважине № 1 Хангузинской площади к палеогену относятся отложения тумской свиты в интервале 1000–1160 м, представленные кремнистыми аргиллитами с алевролитами и линзами песчаника. По геофизическим данным, мощность глинисто-кремнистой толщи даехуриинского горизонта достигает 2000 м (Лунская синклиналь). Возможно, что в некоторых прогибах ниже морских тонкозернистых отложений мачигарского горизонта распространена толща кластических пород, аналогичная низам разреза палеогена Лунского и Пограничного районов (люкаминский горизонт, эоцен).

Состав пород, строение и условия накопления **неогеновых отложений** существенно отличаются от палеогеновых. В течение позднего неогена на Северном Сахалине развивалась дельта Палеоамгуни–Палеоамура. Наиболее крупные трансгрессии произошли в окобыкайское, поздненутовское и раннепомырское время. В целом, в течение неогена дельта продвигалась к востоку.

Уйнинский горизонт (нижний миоцен) вскрыт на Венинском месторождении и Дагинской площади. На Венинском участке горизонт сложен массивными аргиллитами и алевролитами. На Дагинской площади к горизонту относится нижняя часть пачки слабокремнистых глин, в отдельных прослоях обогащенных глауконитом.

Горизонт на подстилающих отложениях залегает несогласно.

На Венинском участке отложения горизонта накопились в условиях средней–нижней сублиторали, а на Дагинской площади, возможно, и верхней батиали.

Видимая мощность горизонта до 350 м.

Дагинский горизонт (нижний – средний миоцен) распространен, главным образом, в южной части шельфа, где его мощность достигает 1500 м. К северо-востоку он резко сокращается в мощности и местами полностью выклинивается. С уйнинским горизонтом он связан постепенным переходом. Горизонт вскрыт бурением на Дагинской морской площади, на Венинском, Лунском и Киринском месторождениях.

Для отложений дагинского горизонта характерны несколько типов разреза.

Первый тип характеризуется накоплением угленосных отложений, представляющих собой ритмичное чередование песчаников, алевролитов, аргиллитов и углей, перекрытых мощными песчаными пластами. К этому типу относятся разрезы Лунского месторождения и прибрежных площадей вблизи него.

Разрез второго типа в нижней части сложен алеврито-глинистыми породами с подчи-

ненными им пластами песчаников, а в верхней – преимущественно песчаниками. Мощность горизонта около 1000 м. Этот разрез вскрыт на Киринском месторождении.

Третий тип разреза представлен чередованием алеврито-глинистых и песчаных пород с преобладанием первых, но еще достаточно мощными пластами песчаников, обладающих хорошими коллекторскими свойствами. Мощность отложений до 1000 м. Разрез этого типа на шельфе бурением не вскрыт. Он прогнозируется к северу от предыдущего.

Четвертый тип разреза характеризуется преобладанием алеврито-глинистых пород и заглинизированных песчаников, а в северо-восточной части района – и глинисто-кремнистых пород. Мощность этого типа – несколько сотен метров. К нему относится разрез Дагинской площади.

Наибольший интерес в отношении нефтегазоносности дагинский горизонт представляет в южной части района, где широко развиты прибрежно-морские фации с мощными песчаными пластами.

Окобыкайский горизонт (средний–верхний миоцен), по геофизическим данным, распространен на большей части площади района. В северной половине на отдельных площадях он выклинивается. Мощность горизонта обычно несколько сотен метров. На востоке района – первые сотни метров и меньше. В прибрежной зоне – около 1000 м. Максимальная мощность отмечается на продолжении Пильтунской и Чайвинской синклинальных зон. Здесь она местами превышает 2000 м.

На подстилающих отложениях горизонт залегает со стратиграфическим несогласием: с подошвенным или кровельным прилеганием.

Среди пород горизонта явно преобладают алеврито-глинистые разности: аргиллиты, алевритовые глины, глинистые алевролиты. Встречаются кремнисто-глинистые породы. По-видимому, имеются и диатомиты (опоки). Этим породам подчинены песчаники, как правило, мелкозернистые, глинистые.

Судя по литофациальным особенностям и характеру бентоса, осадки горизонта накопились в глубоководных условиях: в нижней сублиторали и батиали, при очень слабой гидродинамике.

Нижненутовский подгоризонт (верхний миоцен) распространен практически повсеместно. Он отсутствует или представлен самыми нижними слоями лишь в своде Венинской антиклинали. Мощность варьирует в широких пределах, достигая максимума (более 3500 м) на продолжении Пильтунской и Чайвинской синклинальных зон, а минимума – у восточной границы района.

Подгоризонт полностью или частично вскрыт большинством морских скважин. Судя по керну и шламу, в его составе распространены различные терригенные породы: песчаники, от мелкозернистых до грубозернистых с гравийно-галечным материалом, алевролиты и глины. В восточной части района в породах содержится кремнистый материал.

На шельфе подгоризонт представлен чисто морскими отложениями. Различаются отложения верхней, средней и нижней сублиторали и верхней батиали. По-видимому, встречаются и литоральные отложения. На суше, где развивалась дельтовая платформа, распространены чередующиеся песчаные, алеврито-глинистые и грубообломочные породы с угольными пластами, сформировавшиеся в условиях приморской низменности.

На шельфе выделяется три литофациальных типа разрезов, характеризующие, как и для дагинского времени, последовательную смену седиментационных обстановок на внешнем крае дельты.

Первый тип разреза представляет собой чередование песчаников, алевролитов и глин морских фаций, распространявшихся в авандельте в условиях литорали и верхней–средней сублиторали.

Второй тип распространен в продельте, которая захватывала различные горизонты сублиторали. В чередовании песчаников, алевролитов и глин большая роль принадлежит здесь алеврито-глинистым породам. Некоторые песчаные пласты сформировались в условиях конусов выноса. С границами песчаных пластов продельты связано литологическое экранирование залежей углеводородов. Мощность отложений около 1500 м. К этому типу относятся разрезы месторождений Чайво, Одопту, Пильтун-Астохское и Аркутун-Дагинское.

Третий тип разреза развит в южной части района, где вскрыт на Лунском месторождении. К нему же относится разрез скважины Даги-море №1. Это преимущественно глины и алевролиты

средне-нижнесублиторальных фаций, среди которых содержатся редкие и маломощные песчаные пласты. Мощность отложений – от 1500 м до полного выклинивания. В поле распространения этих отложений, по сейсмофациальным данным, располагаются конусы выноса. Большая часть конусов находится на северо-востоке района, где заканчивается продельта.

Нижненутовский подгоризонт представляет наибольший интерес в северной части района, куда к концу миоцена сместилась область дельты.

Верхненутовский подгоризонт (верхний миоцен – плиоцен) распространен почти везде, за исключением наиболее поднятых структур. Его мощность изменяется от нескольких сотен до 2000 м (на внешнем шельфе). На подстилающих породах он залегает несогласно.

Подгоризонт имеет пестрый литологический состав: от разнозернистых песков с гравийно-галечным материалом до глин и диатомитов. В нижней части подгоризонта преобладают относительно тонкозернистые, а в верхней – преимущественно песчаные породы, причем в направлении с запада на восток последние быстро замещаются алевро-пелитами.

В подгоризонте преобладают сублиторальные фации. На востоке района прогнозируется распространение различных конусов выноса в верхней батиали (склон).

Помырский горизонт (плиоцен) распространен достаточно широко. Наибольшие мощности его отмечены в синклинальных структурах: до 1500 м. В составе горизонта преобладают песчаные породы морских и, возможно, субконтинентальных фаций. В конце плиоцена дельта Палеоамура занимала максимальную площадь, и континентальные отложения могли захватывать часть сегодняшнего северо-восточного шельфа.

Дерюгинский горизонт (плиоцен-четвертичные отложения) распространен на внешнем шельфе и склоне впадины Дерюгина. По горизонту имеется, в основном, геофизическая информация. Мощность его достигает 2,5 км. По-видимому, он сложен песчано-глинистыми породами морских фаций. Горизонт вскрыт скважинами Даги-море №№ 1 и 2 и Киринская № 1. Здесь он представлен прибрежно-морскими песками с гравийно-галечным материалом и прослоями глин. Видимая мощность 300–400 м.

2.1.2. Южно-Сахалинский бассейн

Южно-Сахалинский бассейн занимает акватории заливов Анива и Терпения и прилегающие территории Поронайской и Сусунайской депрессий. В пределах бассейна поисково-разведочное бурение проводилось, в основном, на территории депрессий и побережья. Богатый и подробный материал принесли комплексные исследования расположенного на побережье залива Терпения Макаровского опорного разреза палеоген-неогеновых отложений острова, данных Лермонтовской и Поронайской параметрических скважин. Шельфы заливов изучены региональной и поисковой сейсморазведкой 2D. На акваториях пробурено пять поисковых скважин (см. рис. 30).

Кайнозойские отложения залегают с размывом на меловых образованиях и представлены гастелловской (олигоцен), холмской (олигоцен), невельской, чеховской, верхнедуйской, аусинской, курасийской миоценовыми и маруямской миоцен-плиоценовой свитами.

Мачигарский горизонт (гастелловская свита) сложен, главным образом, прибрежно-морскими песчаниками, с примесью вулканогенно-обломочного материала. В Макаровском опорном разрезе в нижней части горизонта много алеврито-глинистых пород. Мощность около 700 м.

Даехуринский и уйнинский горизонты включают в себя отложения холмской, невельской и чеховской свит. Максимальная суммарная мощность холмской и невельской свит, разделить которые трудно, достигает 1300 м. Чеховская свита в линзах имеет мощность до нескольких сотен метров. К дагинскому горизонту принадлежат верхнедуйская и аусинская свиты. Возможно, к нему относится и чеховская свита [47]. Верхнедуйская свита на подстилающих породах залегает несогласно, вплоть до низов даехуриинского горизонта. Мощность ее до 700 м. Аусинская свита сложена чередованием пачек алеврито-глинистых пород и песчаников с мелководно-морской фауной. Мощность ее 400 м.

Окобыкайский горизонт представлен курасийской свитой, литологически близкой к стратотипу. Она состоит из кремнистых аргиллитов и алевролитов мощностью в первые сотни метров.

Нутовский и помырский горизонты входят в состав маруямской свиты. В разрезе этой сви-

ты выделяется ряд дробных стратиграфических подразделений, прослеженных от Анивского до Макаровского районов. Для низов свиты характерно преобладание диатомитов, в той или иной мере засоренных глинисто-алевритовым и песчаным материалом (пачки 1 и 2 в Макаровском опорном разрезе). Выше выделяется пачка разнозернистых песчаников с глауконитом. Затем следует новая пачка относительно тонкозернистых пород, в том числе диатомитов (пачка 4). Верхняя часть свиты сложена преимущественно песчаниками с ракушняками, которые коррелируются с низами помырского горизонта. Самым верхним членом разреза является пачка грубозернистых пород с пластами рыхлого бурого угля с лигнитом. Общая мощность двух горизонтов достигает 2000 м.

На **акватории залива Терпения** тремя скважинами (см. рис. 30) стратиграфически изучены отложения неогенового возраста от чеховского до позднемаруямского уровня.

На **акватории залива Анива** пробурены две скважины. Расположенная у юго-восточного побережья полуострова Крильон Петровская скважина вскрыла отложения раннемелового (айская свита, от забоя до 900 м) возраста, преимущественно вулканогенную анивскую свиту, курасийские и раннемаруямские образования. Анивская свита (900–610 м) представлена базальтами и базальтоидами, туфами основного состава, туффитами и прослоями кремисто-алевролитовых пород, группирующихся в основном в нижней ее части [106]. Стратиграфический диапазон анивской свиты охватывает чеховское, верхнедуйское и сертунайское время, причем, судя по спорово-пыльцевым спектрам паленозон, накопление этой толщи в разгар потепления не вызывает сомнений.

В Новиковской морской скважине вскрыты те же по возрасту неогеновые отложения, подстилаются они комплексом кислых эффузивов олигоценовой аракайской свиты. В целом, в пределах залива Анива существенно редуцированы практически все подразделения кайнозойского разреза; наибольшее распространение на акватории залива имеют курасийские и особенно нижнемаруямские отложения, с которыми на суше бассейна связаны мелкие газовые месторождения (Восточно-Луговское, Южно-Луговское и др.).

2.1.3. Западно-Сахалинский бассейн

Западно-Сахалинский бассейн охватывает территории Юго-Западного Сахалина и акваторию Татарского пролива. На юго-западе острова кайнозойские горизонты изучены геолого-съемочными исследованиями, структурным и глубоким поисковым и поисково-разведочным бурением. Акватория пролива покрыта 24–48-кратными съемками МОГТ ОГТ с плотностью наблюдений 4–8 км/км^2, сгущенными на участках детализации до 2–3 км/км^2. Бурение нескольких параметрических и поисковых скважин (см. рис. 30) проводилось на структурах присахалинского шельфа Татарского пролива.

Снежинкинский горизонт во всем субрегионе представлен песчано-глинистыми угленосными отложениями, внизу континентальными, а в верхней части – преимущественно лагунными. В Александровском районе в низах горизонта много гравелитов и конгломератов (каменская свита). Наиболее тонкозернистый состав отмечен на полуострове Крильон. Мощность горизонта варьирует от первых сотен метров до 1200 м. Горизонт содержит большое число угольных пластов, обычно с высокой зольностью угольной массы.

В районе Невельска в горизонте поисковыми скважинами установлено присутствие высокопарафинистой нефти.

Краснопольевский горизонт сложен главным образом прибрежно-морскими песчаниками, со скоплениями гравия, устричными ракушняками и пачками тонкого переслаивания песчаных и алеврито-глинистых пород. К югу от Углегорска горизонт залегает несогласно и постепенно выклинивается (или замещается морскими глинами). К северу наблюдается переход морских отложений в угленосные, тоже с сокращением мощности (от 1300 до первых сотен метров).

Шебунинский горизонт на большей части субрегиона представлен массивными алевролитами и аргиллитами с единичными прослоями песчаников. Мощность его достигает 900 м. Севернее Углегорска глинистые породы вначале сменяются чередованием с песчаниками, а затем переходят в паралическую угленосную толщу.

Мачигарский горизонт мощностью до 1000 м представляет собой крупное чередование слабокремнистых аргиллитов, алевритовых, псамми-

товых и в меньшей мере псефитовых туффитов и туфов средне-основного состава. К северу от Углегорска вулканогенный материал концентрируется в верхней части разреза, и горизонт распадается на две свиты: глинистую – генной-шинскую и туфо-эффузивную – хойнджинскую. В этом районе горизонт залегает трансгрессивно, с фосфорито-глауконитовыми песчаниками в подошве.

Границы следующих трех горизонтов: *даехуриинского, уйнинского и дагинского* на Юго-Западном Сахалине не определены, поскольку точной корреляции юга и севера острова, где находятся стратотипы этих горизонтов, на этом уровне пока нет. К ним относятся холмская, невельская, верхнедуйская и, возможно, сертунайская (аусинская) свиты.

Холмская и невельская свиты, взаимоотношения между которыми изучены слабо, сложены кремнистым туфогенным флишем и субфлишем общей мощностью до 2000 м. Чеховская света представлена, главным образом, псефитовыми и псаммитовыми туфами и туффитами основного состава, которые образуют цепочку линз максимальной мощностью до 1500 м. К северу от Углегорска три описанные свиты выпадают из разреза в результате предверхнедуйского перерыва. Верхнедуйская свита максимальной мощностью до 1200 м сложена чередующимися алевролитами, аргиллитами и песчаниками с грубообломочным материалом в нижней части разреза. Она содержит большое число пластов угля высокого качества. Сертунайская (аусинская) свита, мощность которой достигает 1000 м, состоит преимущественно из мелководно-морских песчаников с прослоями алеврито-глинистых пород.

Окобыкайский горизонт представлен глинистой толщей (курасийская и александровская свиты), в которой на юге содержится значительное количество кремнистого материала. Мощность варьирует в широких пределах, от 500 до 2000 м.

Нутовский и помырский горизонты охватывает маруямская свита. В нижней ее части преобладают относительно тонкозернистые породы: алевролиты, аргиллиты, диатомиты. В верхней большая роль принадлежит песчаникам. На разных стратиграфических уровнях встречаются линзы вулканогенно-обломочных и эффузивных пород. В верхней части выделяется вулканогенная орловская свита. Общая мощность маруямской свиты достигает 3500 м, из них на помырский горизонт приходится несколько сотен метров.

В целом в субрегионе преобладают морские отложения, хотя на снежинкинском и верхнедуйском уровнях распространены угленосные отложения.

На **шельфовой части Западно-Сахалинского бассейна** интегрированный анализ скважинной и сейсмической информации позволил Л.С. Маргулису [69] обособить кайнозойские подразделения в несколько комплексов (см. рис. 29): западно-камышевый, сергеевский, углегорский, курасийский, маруяминский.

Западно-камышевый комплекс вскрыт в Виндисской № 1, Кузнецовской № 1 и Красногорской № 1 скважинах, объединяет палеоцен-эоценовые отложения снежинкинского, краснопольевского и шебунинского горизонтов и представлен в первых двух скважинах чередованием песчаников, алевролитов, аргиллитов с прослоями углистых аргиллитов и каменных углей. Вверх по разрезу отмечается появление кремнистых прослоев. В Красногорской скважине комплекс представлен субконтинентальными отложениями: чередование конгломератов, песчаников, аргиллитов, часто углистых, алевролитов, прослоек углей.

Сергеевский комплекс вскрыт в Виндисской, Кузнецовской и Красногорской скважинах и объединяет олигоценовые отложения мачигарского и даехуринского горизонтов. В первых двух скважинах подразделен на два подкомплекса. Нижний из них (аракайский) мощностью 260 м сложен туфогенными породами и туфами андезитов, переслаивающимися с туфопесчаниками, туфоалевролитами, кремнистыми алевролитами. Верхний, мощностью 380–450 м, сложен чередующимися туфогенными и кремнисто-глинистыми породами. В Красногорской скважине комплекс представлен кремнисто-глинистыми породами.

Углегорский комплекс вскрыт в Ильинской, Старомаячнинских и Александровской скважинах, объединяет отложения уйнинского и дагинского горизонтов. Разделен на два подкомплекса: чеховский и верхнедуйский. Нижний, чеховский подкомплекс в Ильинской скважине сложен переслаивающимися туфопесчаниками, туфами,

туфоалевролитами, алевролитами и аргиллитами. Верхнедуйский подкомплекс вскрыт всеми названными скважинами; в Ильинской скважине он сложен сильно трещиноватыми аргиллитами с прослоями алевролитов, в Старомаячнинских скважинах – кремнистыми аргиллитами, опоками, алевролитами с прослоями песчаников, в Александровской скважине – тонко переслаивающимися плотными глинами, алевролитами и хорошо сцементированными песчаниками.

Курасийский комплекс вскрыт во всех скважинах присахалинского шельфа Татарского пролива, соответствует окобыкайскому горизонту. В большинстве скважин он сложен глинами, кремнистыми аргиллитами и алевролитами с редкими слоями глинистых песчаников.

Маруямский комплекс изучен во всех скважинах присахалинского шельфа пролива, объединяет отложения нутовского, помырского и дерюгинского горизонтов. Региональным несогласием (предверхненутовским) разделен на два подкомплекса. Сложен, в основном, регулярным чередованием песчаников, алевролитов и глинистых пород.

2.1.4. Пограничный бассейн

Пограничный бассейн занимает акваторию шельфа Юго-Восточного Сахалина и территорию одноименной межгорной депрессии. Пограничная впадина на суше изучена сейсморазведкой 2D и 3D, поисковым, поисково-разведочным и эксплуатационным бурением. Акватория шельфа покрыта поисковой сейсморазведкой 2D с плотностью 2–3 км/км^2 и сейсморазведкой 3D в прибрежной полосе. В пределах шельфа пробурена одна Борисовская скважина. Низы кайнозойской толщи субрегиона образует люкаминский горизонт.

В его основании выделяется угленосная толща с базальным конгломератом и существенно песчаная морская толща (люкаминская и ратмановская свиты), генетически близкие к низам разреза Юго-Западного Сахалина. Мощность от нескольких сотен до 1000 м. Выше люкаминской на юге района залегает существенно глинистая толща (терешкинская свита), которая может быть аналогом такарадайской свиты. Ее мощность тоже несколько сотен метров. На ратмановской и терешкинской свитах лежит мутновская свита, представленная слабокремнистыми алевролитами с характерной костыльчатой отдельностью. По литологическим особенностям и фауне она близка к аракайской свите Юго-Западного Сахалина (*мачигарский горизонт*). Мощность ее до 800 м. Несогласно на разных горизонтах подстилающих пород лежит пиленгская свита, относящаяся к *даехуриинскому горизонту*. Мощность ее местами доходит до 1000 м. Согласно на пиленгской залегает мощная (до 2500 м) борская свита. Эта свита представлена, главным образом, мусорными песчано-глинистыми породами с гравием, галькой и валунами различных пород, пластами туфов и глауконитовых песчаников. На Северном Сахалине она отвечает *уйнинскому* и низам *дагинского горизонтов*. Выше лежит существенно песчаная уранайская свита, на севере, в Лунском районе, содержащая угольные пласты и соответствующая дагинскому горизонту. Мощность ее 400–500 м. Разрез завершается глинистой хузинской и песчаной моховской свитами общей мощностью в несколько сотен метров, которые относятся к *нутовскому горизонту. Окобыкайский и помырский горизонты*, по-видимому, выпадают из разреза.

В Пограничном районе с трещиноватыми породами пиленгской свиты (перекристаллизованными опоками, до силицитолитов) связано Окружное нефтяное месторождение.

В Борисовской скважине (см. рис. 30) весь вскрытый разрез от олигоцена до среднего миоцена сложен глубоководными и морскими кремнисто-глинистыми, глинистыми породами с прослоями алевролитов.

2.2. Секвенс-стратиграфическая характеристика кайнозоя Сахалинского региона

Секвенсная стратиграфия (секвенс-стратиграфия) как мультидисциплинарное научное направление, основанное на фундаментальных положениях стратиграфии, седиментологии и учения о фациях, сформировалось в конце минувшего века. В последнее десятилетие секвенс-стратиграфический анализ все активнее применяется при изучении нефтегазоносных бассейнов. Секвенс-стратиграфия возникла и родилась

из недр сейсмостратиграфии [183, 236, 246], полностью вобрала ее положения и методические разработки и является ее логическим развитием. Секвенс-стратиграфия использует весь арсенал геолого-геофизической информации: сейсмической, скважинной (данные изучения керна и ГИС), био- и литостратиграфической для решения разнообразных задач нефтегазовой геологии. Наряду с уточнением и детализацией корреляционных стратиграфических схем в пределах бассейнов, нефтегазоносных районов и площадей секвенс-стратиграфия применяется при тектонических, палеогеографических, седиментологических построениях, поисках сложно построенных ловушек углеводородов.

Концепция секвенс-стратиграфии наиболее полно разработана американскими учеными, среди которых можно выделить П. Вейла, Р. Митчела, Г. Посаментьера, Д. Ван-Вагонера, Б. Хага [245, 247]. Среди отечественных исследователей, разрабатывающих основные положения этого направления, выделяются Ю.Б. Гладенков, Н.Я. Кунин, А.Е. Шлезингер, Ю.А. Волож, Л.С. Маргулис [46, 108, 126, 141]. Для дальневосточных регионов особо следует отметить работы В.О. Савицкого [173], Ю.В. Лопатнева [114, 115, 116] и Л.С. Маргулиса [126, 128], впервые на российских территориях и акваториях выделивших седиментационные комплексы (синтемы), впоследствии названные мегасеквенсами и секвенсами [65].

Единицей секвенс-стратиграфии (секвентной стратиграфии) является *секвенс*-седиментационный комплекс, ограниченный поверхностями несогласия или коррелятными им согласными разделами, связанными с относительными колебаниями уровня моря (ОУМ). Изменения ОУМ обусловлены тремя главными факторами: эвстазией, прогибанием дна бассейна и поступлением осадочного материала. О решающей роли каждого из этих факторов в пределах конкретного района можно лишь догадываться.

На основе сопоставления графиков изменения ОУМ обширных районов Земли была создана и откалибрована шкала глобальных эвстатических колебаний уровня моря для мезозоя и кайнозоя [245]. Эвстатическому фактору в концепции секвенс-стратиграфии придается ведущее значение. В кайнозое выделяются циклы: первого порядка (мегациклы продолжительностью 65–70 млн. лет), второго порядка (суперциклы 9–10 млн. лет), третьего порядка (0,5–9 млн. лет), четвертого и пятого порядков (продолжительностью, соответственно, в сотни и десятки тысяч лет).

В течение циклов II порядка формируются *мегасеквенсы*, циклов III порядка – *секвенсы*, циклов IV и V порядков – *парасеквенсы*.

Парасеквенсы характеризуются определенным типом напластований – проградационный (регрессивный), ретроградационный (трансгрессивный) – формирующихся, соответственно, в условиях наступления и отступления береговой линии, и аггрдационный – в относительно стабильном положении ландшафтных обстановок.

Секвенсы включают в себя системные (или фациальные) тракты низкого стояния уровня моря, трансгрессивный и высокого стояния уровня моря (фиг. 5, вклейка; рис. 33). *Тракт низкого стояния (ТНС)* связан с седиментационными потоками подводных каналов, активно действующими при снижении уровня моря ниже бровки шельфа. Тракт состоит из турбидитовых образований проградационного седиментационного клина отложений конусов выноса склонов и дна бассейнов.

Трансгрессивный тракт (ТТ) образуется при подъеме уровня моря над бровкой шельфа и седиментационным береговым перегибом, представлен ретроградационным пакетом парасеквенсов, сформированным в результате трансгрессии на осушенный шельф и приморскую низменность. В зашельфовой области образуется глинистый конденсированный разрез.

Тракт высокого стояния (ТВС) начинается аггрдационным пакетом парасеквенсов, сменяющимся серией проградационных клиноформ. В глубоководной части бассейна тракт представлен тонким глинистым покровом, наращивающим конденсированный разрез трансгрессивного тракта.

Выделяются два типа секвенсов. Первый из них содержит все системные тракты. Во втором типе отсутствует тракт низкого стояния. В пределах дальневосточных бассейнов преобладают секвенсы первого типа (см. рис. 33) с преимущественным развитием «угрубляющихся» снизу вверх по разрезу (рис. 34) парасеквенсов.

Таким образом, секвенсы, фиксирующие колебания уровня моря, соответствуют хроно-

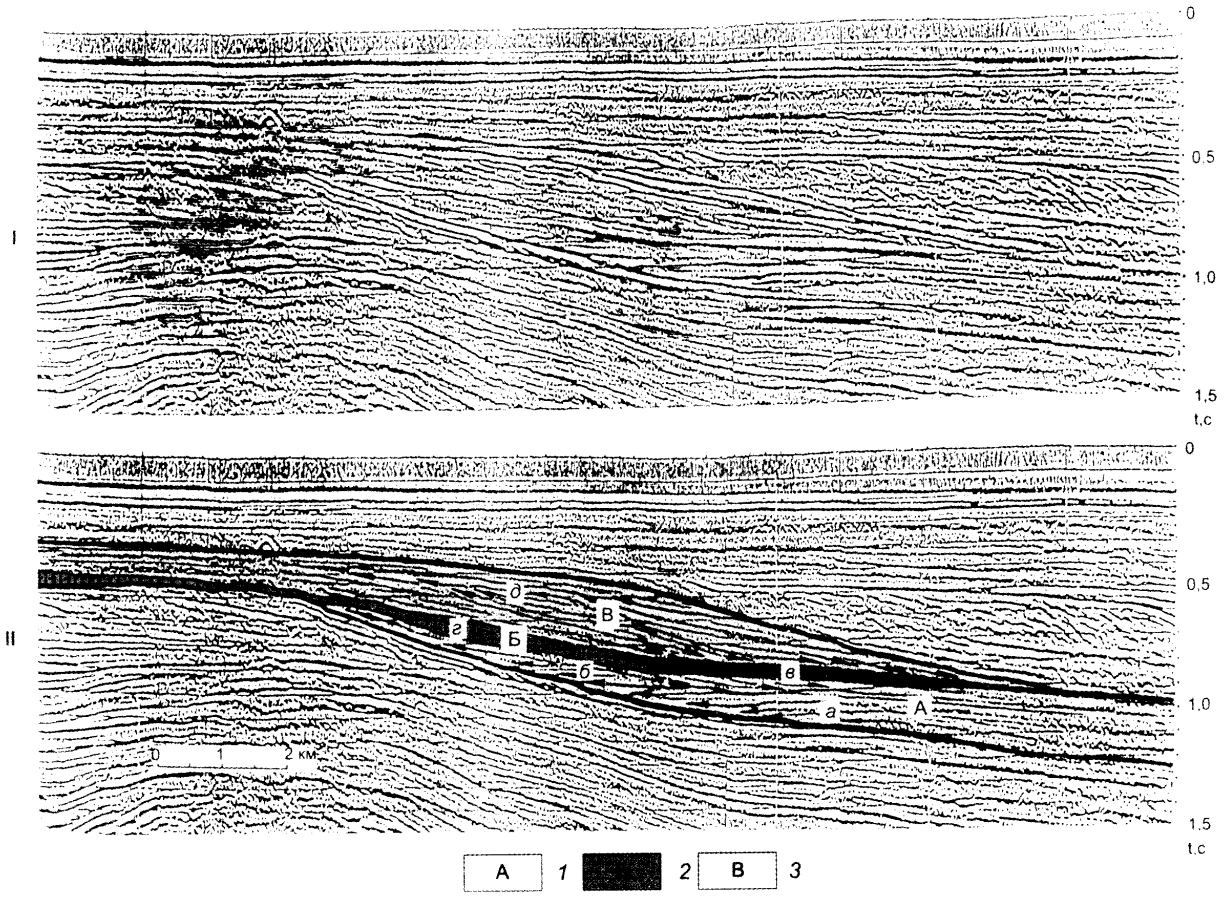
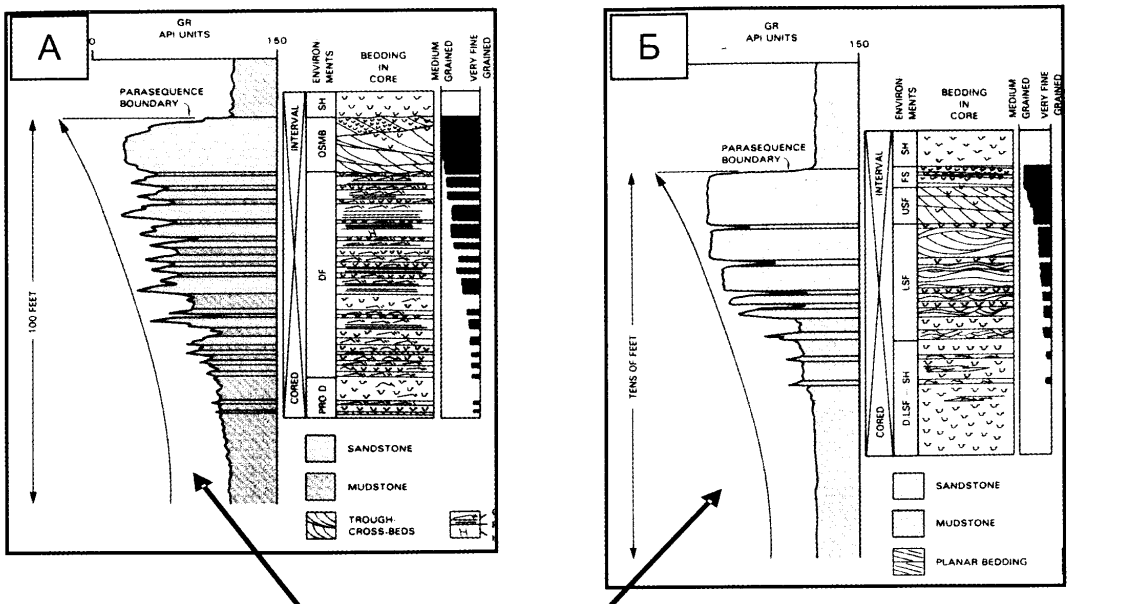


Рис. 33. Секвенс (цикл III порядка). Плиоценовые отложения шельфа Северного Сахалина (по Л.С. Маргулису, 2008)

I – фрагмент временного сейсмического разреза, II – его интерпретация. Тракты осадочных систем: 1 – низкого стояния уровня моря (ТНС), 2 – трансгрессивный (ТТ), 3 – высокого стояния (ТВС), *а* – осадки подводного конуса выноса, *б* – проградационная серия парасеквенсов ТНС, *в* – конденсированный покров, *г* – ретроградационная серия парасеквенсов и уровень максимального затопления территории, *д* – проградационная серия парасеквенсов ТВС

стратиграфическим подразделениям с отчетливой вещественной специализацией слагающих их элементов. Его внутренняя структура определена расположением трактов (латеральных рядов) осадочно-породных систем. Секвенс-стратиграфический анализ кайнозойских подразделений Сахалинского региона основан на развитии сейсмостратиграфических построений, проведенных в конце прошлого столетия В.О. Савицким, Л.С. Маргулисом, В.В. Кудельки-ным, В.Э. Кононовым, Ю.В. Лопатневым и др. [97, 104, 173, 226]. Основная процедура сейсмостратиграфических исследований включала: 1) анализ несогласий, 2) расчленение осадочного чехла на структурно-стратиграфические комплексы, 3) геохронологическую калибровку структурно-стратиграфического каркаса, 4) реконструкцию седиментационных систем на основе сейсмофациального анализа. При этом они, главным образом, основывались на картировании сейсмических границ и комплексов, анализе динамических параметров сейсмической среды и рисунке сейсмической записи.

В пределах Северного Сахалина и его восточного шельфа прослежено (рис. 35) несколько сейсмических горизонтов (1, 2, 3, 4, 5, 5а, 6,



В пределах каждого «угрубляющегося» парасеквенса (А и Б) снизу вверх по разрезу:
- мощности песч. пластов и пачек возрастают
- размерность зерен возрастает
- наклон слойков становится более крутым
- интенсивность биотурбации уменьшается
- фации обмеляются

ПАРАСЕКВЕНСЫ
(PARASEQUENCES) - это относительно согласные последовательности генетически связанных слоев и пачек, ограниченные поверхностями морского затопления
(Van Wagoner et al., 1990)

Рис. 34. Парасеквенсы (Van Wagoner et al., 1990)

6а, 7, ф), соответствующих региональным и зональным несогласиям. На шельфе Пограничного района к ним добавляются горизонты 8 и 9. Опорными рефлекторами являются 1, 2, 3, 4, 5а, 6, 7, сопоставляемые, соответственно, с подошвами дерюгинского, помырского, верхненутовского, верхней части нижненутовского, нутовского, окобыкайского и уйнинского горизонтов

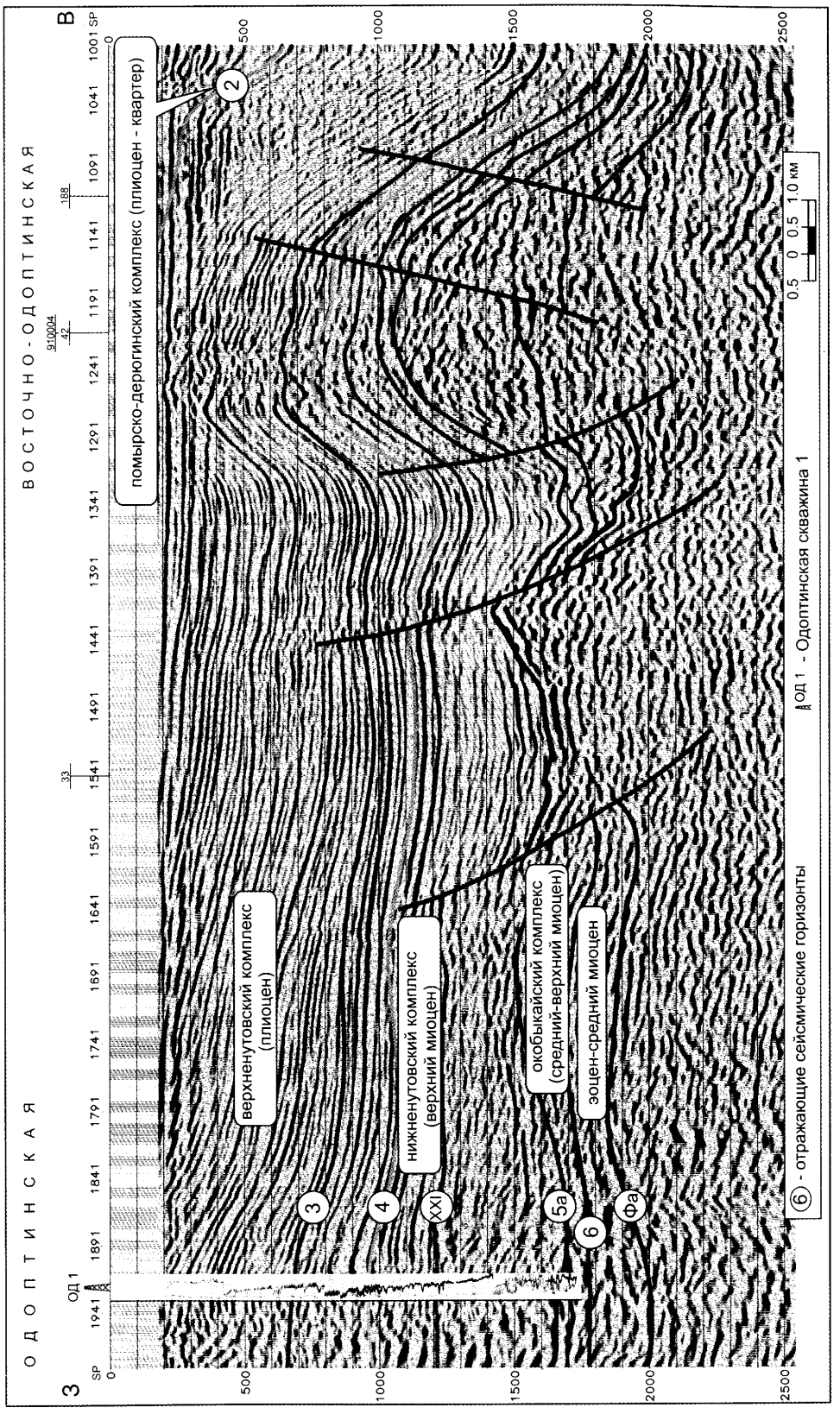


Рис. 35. Северо-Сахалинский бассейн. Одоптинская и Восточно-Одоптинская структуры. Временной сейсмический разрез

и подгоризонтов. Рефлекторы 5, XXI, 6а, 8 и 9, соответственно, прослеживаются в средней, нижней частях нутовского, подошве дагинского, основании пиленгского и мутновского комплексов; выделяются они спорадически, в пределах отдельных районов. На шельфе полуострова Шмидта специалистами ОАО «НК "Роснефть"» и BP принята другая номенклатура отражающих сейсмических горизонтов (рис. 36): 010 – для кровли олигоценовых отложений, M30 – кровли пильского комплекса, M35 – внутри нижненутовского подгоризонта, M45 – кровли нижненутовского подгоризонта, PL26 – кровли верхненутовского подгоризонта.

Стратиграфическая индексация сейсмических границ проведена путем непосредственной привязки к разрезам скважин, интегрированного анализа скважинной и сейсмической информации, детальных лито- и биостратиграфических данных и материалов ГИС.

Анализ несогласий представляет собой итерационный процесс выделения по всем имеющимся геолого-геофизическим данным границ изменения вещественного состава седиментологических, биостратиграфических и фациальных признаков пород, структурных особенностей, фиксирующих нарушение полной хронологической последовательности напластования в результате временного прекращения осадконакопления и денудации ранее образовавшихся отложений. Прослеживание несогласий, в том числе и параллельных, проведено по сейсмическим данным. В зависимости от длительности перерывов, пространственного распространения, масштаба циклов, которые они разделяют, различаются региональные и зональные несогласия.

Анализ несогласий кайнозойской осадочной толщи Сахалинского региона проведен, главным образом, для хорошо изученного Северо-Сахалинского бассейна.

Наиболее крупным региональным несогласием является *перерыв между позднемеловыми и кайнозойскими комплексами* (рис. 37). Он раз-

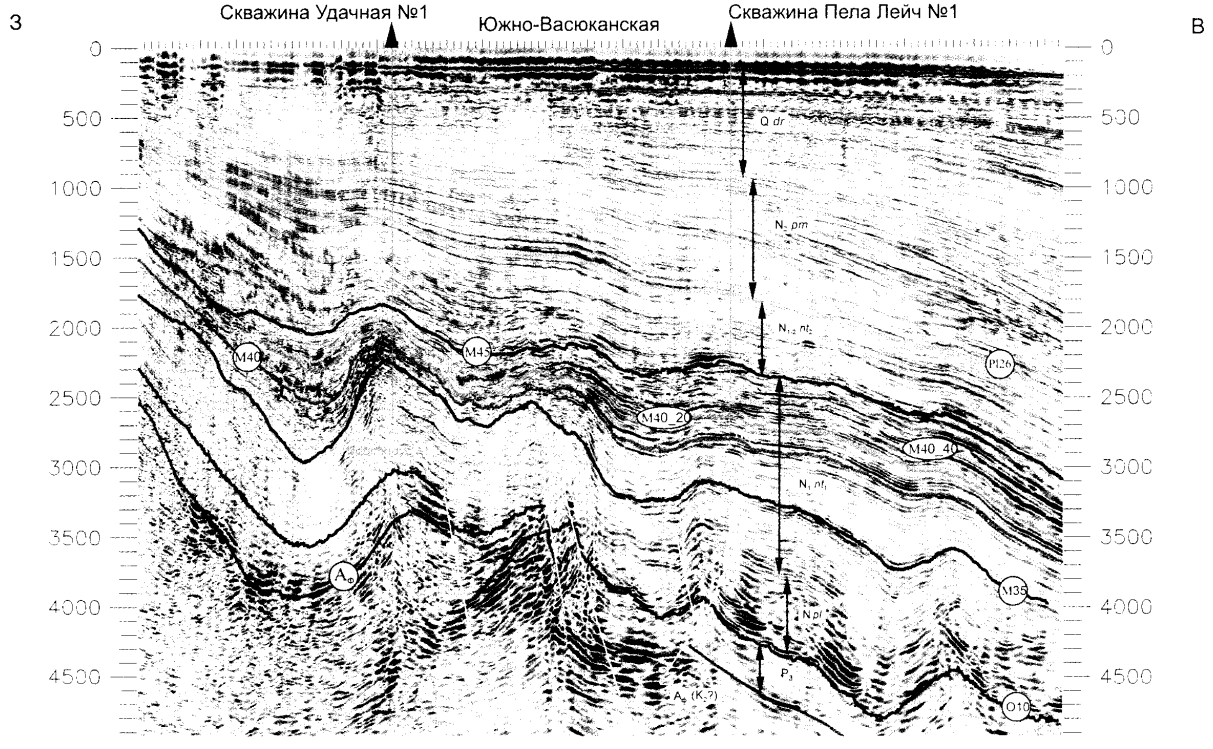


Рис. 36. Северо-Сахалинский бассейн. Восточно-Сахалинская субмоноклинальная зона. Временной сейсмический разрез по линии Удачная – Пела Лейч

Комплексы: Q_2dr – дерюгинский, N_2pm – помырский, $N_{1-2}nt_2$ – верхненутовский, N_1nt_1 – нижненутовский, Npl – пильский, P_3 – позднепалеогеновый. В кружках: А – акустический фундамент, другие – отражающие сейсмические горизонты

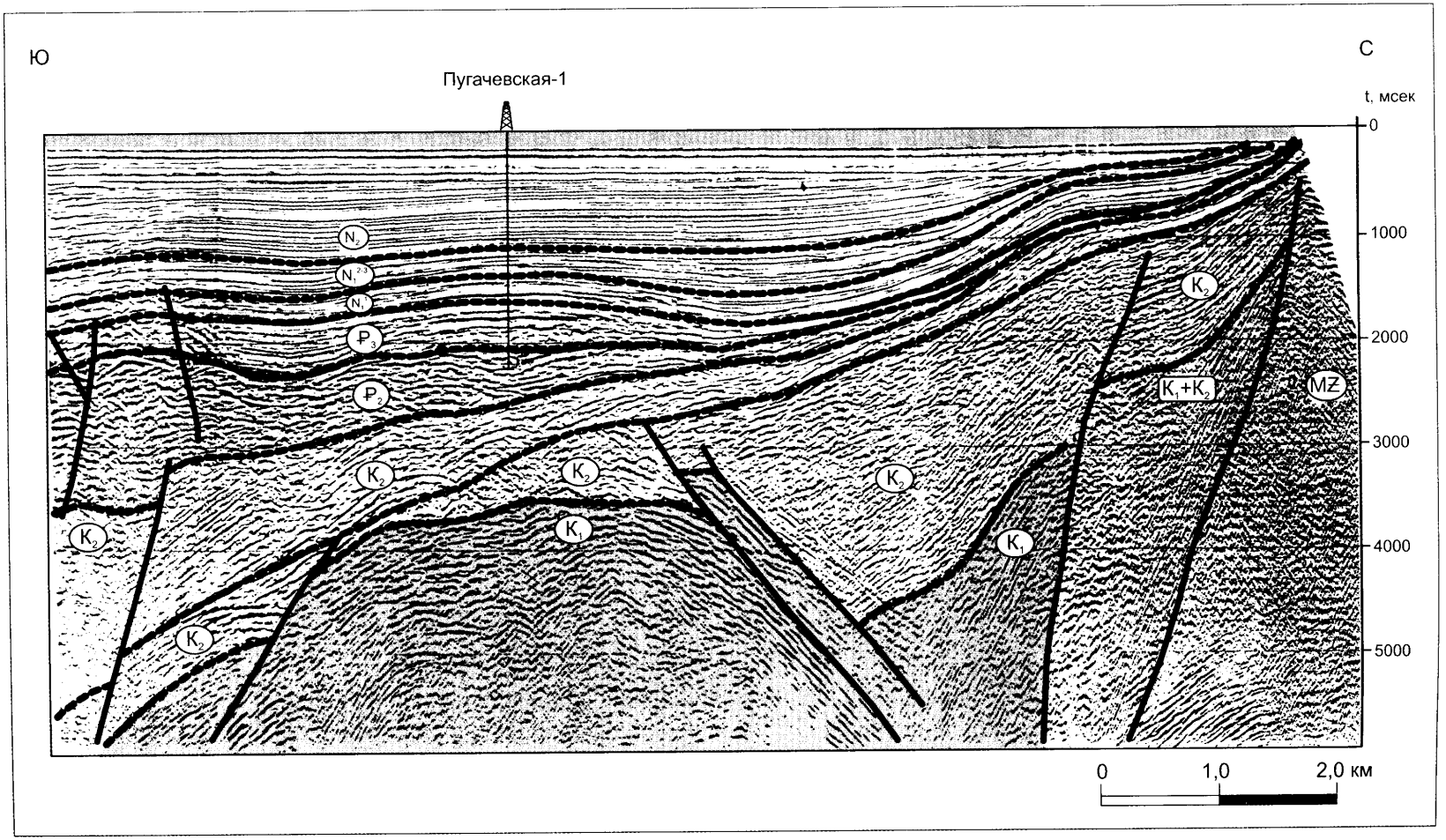


Рис. 37. Южно-Сахалинский бассейн. Западный борт прогиба залива Терпения. Временной сейсмический разрез по линии X-X (сейсмический профиль 104). Взаимоотношение кайнозойских и меловых комплексов

Схема расположения профиля на рис. 86

деляет две крупнейшие нефтегазостратиграфические единицы: позднемеловой потенциально нефтегазоносный и кайнозойский нефтегазоносный этажи региона.

Внутипалеогеновые зональные несогласия наиболее четко проявились в Пограничном бассейне. Опорный сейсмогоризонт 9 соответствует *предолигоценовому несогласию* (перерыву) и разделяет люкаминский и мутновский комплексы Пограничного района. В пределах Холмско-Невельского и Углегорского районов несогласие отделяет аракайскую толщу от нижележащих такарадайских пород шебунинского горизонта. Опорный сейсмогоризонт 8 соответствует *внутриолигоценовому несогласию* (перерыву) и разделяет в Пограничном районе пиленгский и мутновский комплексы. Пиленгские отложения сплошным чехлом покрывают нижележащие породы верхнего мела или мутновского комплекса, слагающие отдельные грабены, большей частью с угловым – в первом случае и слабо выраженным – во втором случае несогласиями. В пределах Холмско-Невельского и Углегорского района несогласие разделяет породы мачигарского (аракайская свита) и даехуриинского (холмская свита) горизонтов.

Опорные сейсмогоризонты 7 и 010 соответствуют *региональному предмиоценовому несогласию*, наиболее контрастно проявившемуся в пределах шельфовых районов Северного Сахалина (см. рис. 36; рис. 38). Несогласие разделяет даехуриинский и вышележащие комплексы, резко отличающиеся по структурно-вещественным характеристикам.

Опорный сейсмогоризонт 6а соответствует *внутрираннемиоценовому (I) зональному несогласию*, разделяет отложения уйнинского и дагинского горизонтов; выражен, в целом, нечетко в пределах Северо-Сахалинского бассейна. Наиболее контрастно этот перерыв фиксируется в пределах Дагинского района, где к размытой поверхности уйнинских отложений с несогласием прилегают различные проградационные секвенсы и парасеквенсы дагинского горизонта (рис. 39).

Внутрираннемиоценовое (II) зональное несогласие (предверхнедуйский перерыв) наиболее контрастно проявилось в южных районах Сахалина, где верхнедуйские образования сплошным чехлом перекрывают разновозрастные отложения чеховской, невельской, хойнджинской свит Александровского, Углегорского, Холмско-Невельского и Макаровского районов (рис. 40). В Пограничном районе уранайский комплекс с размывом залегает на борском комплексе. В пределах Северного Сахалина в Дагинском районе несогласие отделяет нижнедагинский подгоризонт от вышележащего угленосного интервала (подгоризонта) дагинской свиты (горизонта) контрастной границей. Нижнедагинский подгоризонт имеет регрессивное строение и соответствует фазе высокого стояния моря. На границе между нижне- и среднедагинскими подгоризонтами происходит смена на обстановку низкого стояния моря. Интересно, что на этот раздел приходится граница суперциклов ТВ-1 и ТВ-2 глобальной эвстатической кривой [245]. По-видимому, внутрираннемиоценовое (II) несогласие является в какой-то мере отражением глобальных событий кайнозойского времени.

Предсреднемиоценовое зональное несогласие (предверхнедагинский перерыв) наиболее четко выражено в Дагинском районе, где оно разделяет среднедагинский угленосный интервал от верхнедагинского подгоризонта, сложенного прибрежно-морскими и морскими отложениями. В островной части района из разреза верхней части среднедагинского горизонта по материалам скважин Имчинского, Монгинского и Южно-Дагинского месторождений выпадает в связи с размывом до 250 м субконтинентальных образований [49, 52]. По данным А.В. Журавлева (1958 г.) и А.С. Владимирова (1964 г.), в нижней части верхнедагинского подгоризонта обнаружены конгломераты и галечники с галькой подстилающих пород, в том числе углей. В шельфовой части района в верхнедагинском интервале отмечается по сейсмическим данным подошвенное прилегание отражений к средней части дагинской свиты. По В.В. Кудельскому (1991 г.), предсреднемиоценовому несогласию соответствует сейсмическое отражение 6′ (рис. 41).

Опорный сейсмический горизонт 6 соответствует *внутрисреднемиоценовому региональному несогласию* (предокобыкайскому перерыву), разделяющему окобыкайский и дагинский стратиграфические горизонты. С раннеокобыкайским временем связано скачкообразное углубление дна бассейнов на 100–150 м, поэтому на большей части региона окобыкайский го-

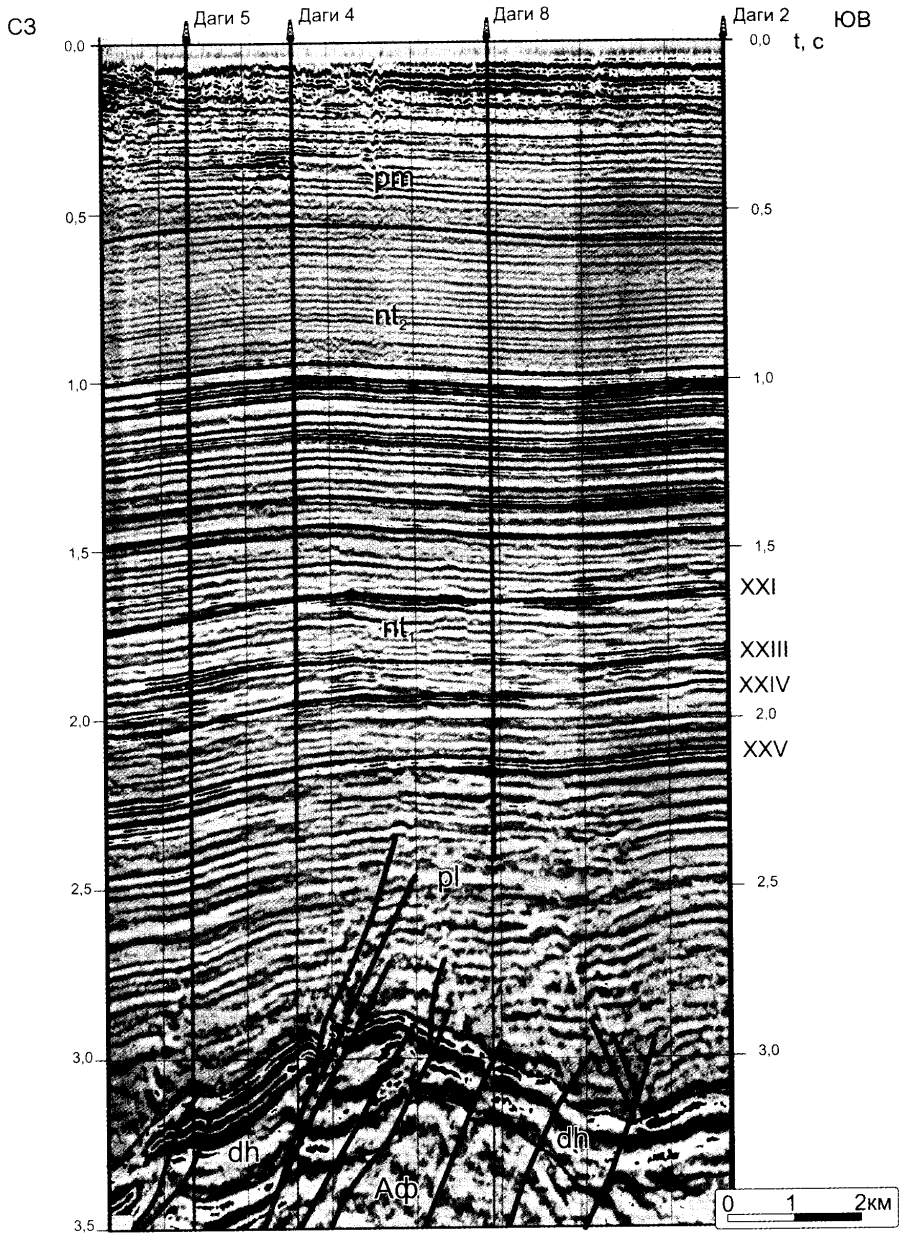


Рис. 38. Северо-Сахалинский бассейн. Аркутун-Дагинское месторождение. Временной сейсмический разрез. Взаимоотношение кайнозойских комплексов

Пример резкого несоответствия структурных планов олигоценового и миоценовых комплексов. Комплексы: pm – помырский, nt_2 – верхненутовский, nt_1 – нижненутовский, pl – пильский, dh – даехуриинский. Аф – акустический фундамент. XXI – отражающие горизонты, соответствующие продуктивным интервалам

ризонт представлен глубоководной толщей, в нижней части которой, по-видимому, формировался маломощный конденсированный покров трансгрессивного системного тракта. Поэтому опорное отражение 6 на границе дагинского и окобыкайского горизонтов, вероятно, в пределах Дагинского района приурочено к этому интервалу окобыкайского разреза (рис. 42). Предокобыкайский перерыв разделяет горизонты с различной структурно-вещественной характеристикой.

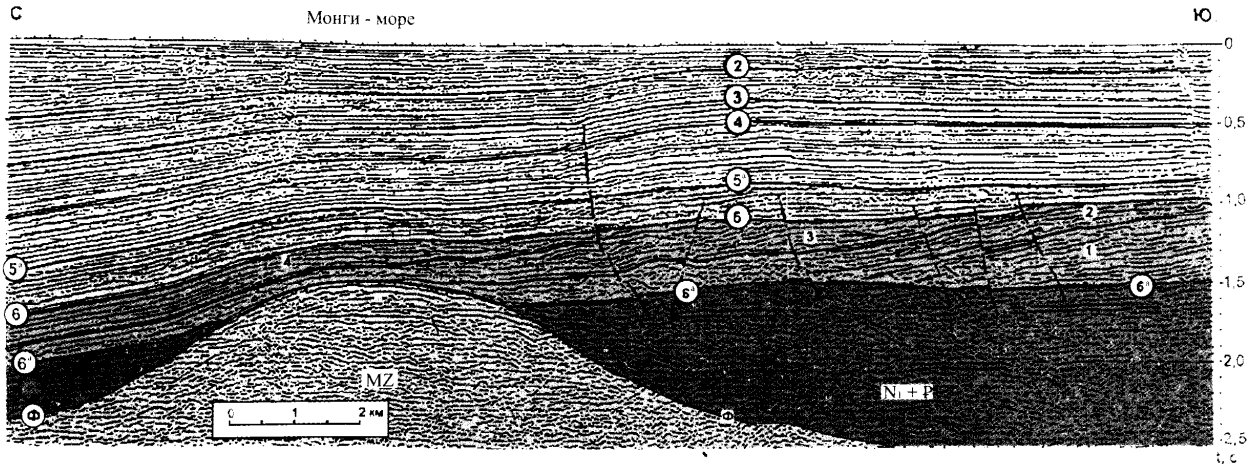


Рис. 39. Временной сейсмический разрез мелководной части шельфа в зоне сочленения Дагинского и Охинского районов

Цифры в кружках – обозначения отражающих горизонтов, ф – поверхность фундамента, 6 и 6ª, соответственно, основание и кровля дагинского горизонта, 5 – подошва нутовского горизонта, 4 – подошва нижненутовского подгоризонта I, 3 – подошва верхненутовского подгоризонта, 2 – подошва помырского горизонта; цифры вне кружков – секвенсы дагинского горизонта (по Л.С. Маргулису, 2002 г.)

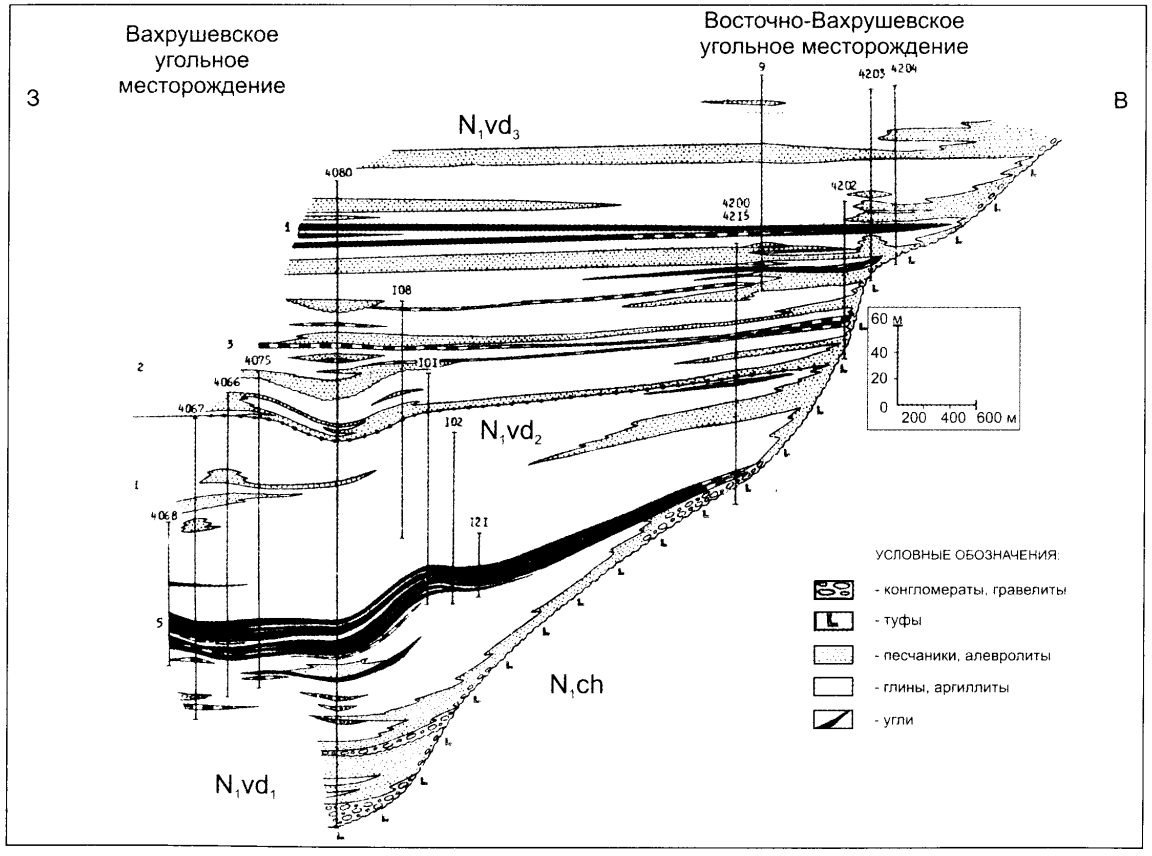


Рис. 40. Южно-Сахалинский бассейн. Прогиб залива Терпения (западный борт). Взаимоотношение верхнедуйской и чеховской свит (по Б.А. Сальникову, 1980 г.)

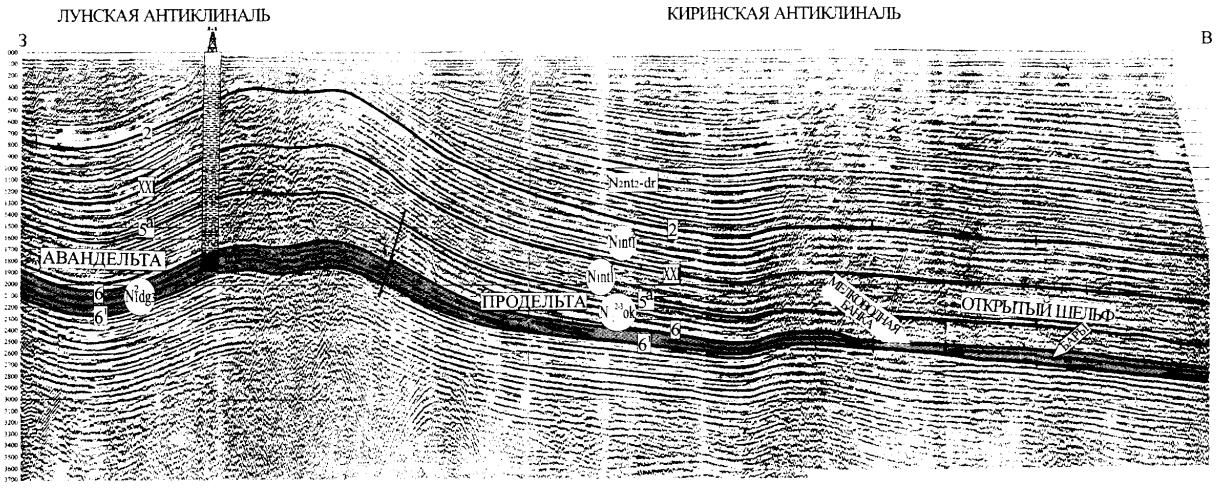


Рис. 41. Шельф Дагинского района. Сейсмический разрез, характеризующий взаимоотношение верхнедагинского и среднедагинского подгоризонтов по сейсмогоризонту 61 (по В.В. Куделькину, 1991 г.)

Горизонты и подгоризонты: $N_1^2dg_3$ – верхнедагинский, $N_1^{2-3}ok$ – окобыкайский, $N_1nt_1^1$ – нижненутовский (I), $N_1nt_1^2$ – нижненутовский (II), N_2nt_2–dr – верхненутовский, помырский, дерюгинский

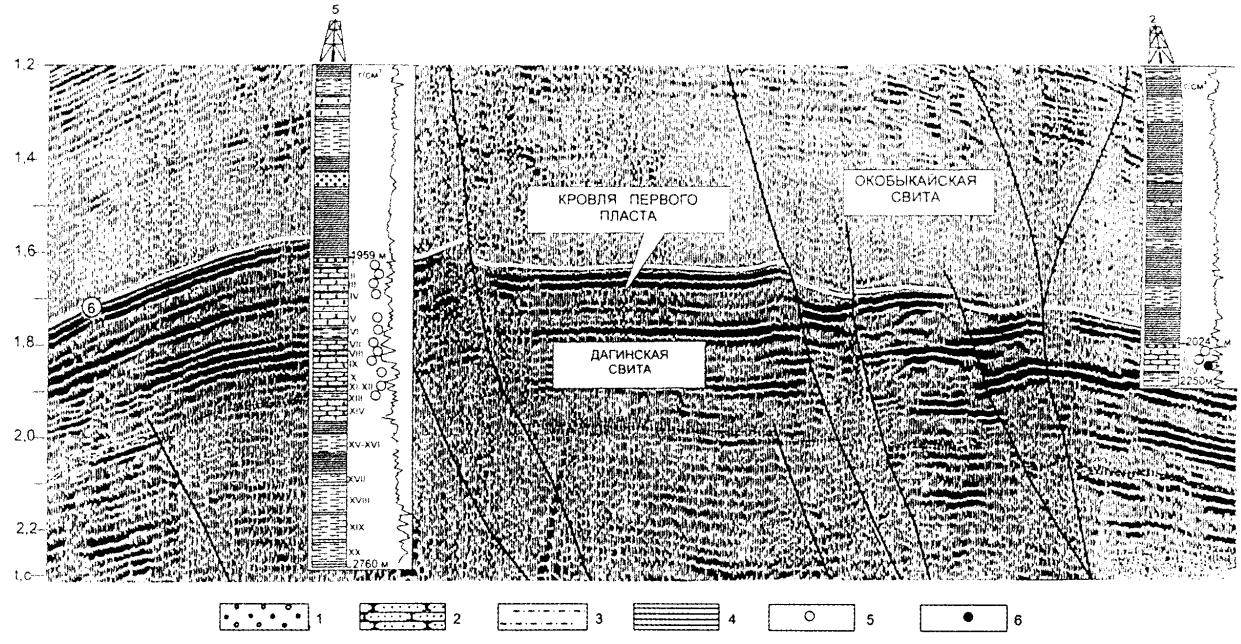


Рис. 42. Временной сейсмический разрез через Лунское нефтегазоконденсатное месторождение, иллюстрирующий различие волнового поля дагинской и окобыкайской свит, характер и положение опорного отражения «6»

1 – конгломераты; 2 – песчаники; 3 – алевролиты; 4 – аргиллиты и глины; 5 – притоки газа; 6 – притоки нефти; римские цифры – номенклатура продуктивных пластов

Так, в Дагинском районе поверхность дагинского комплекса зачастую имеет сложную ступенчато-блоковую структуру за счет конседиментационного формирования низов окобыкайского горизонта (рис. 43). В южных районах Сахалина предокобыкайский (предкурасийский) перерыв

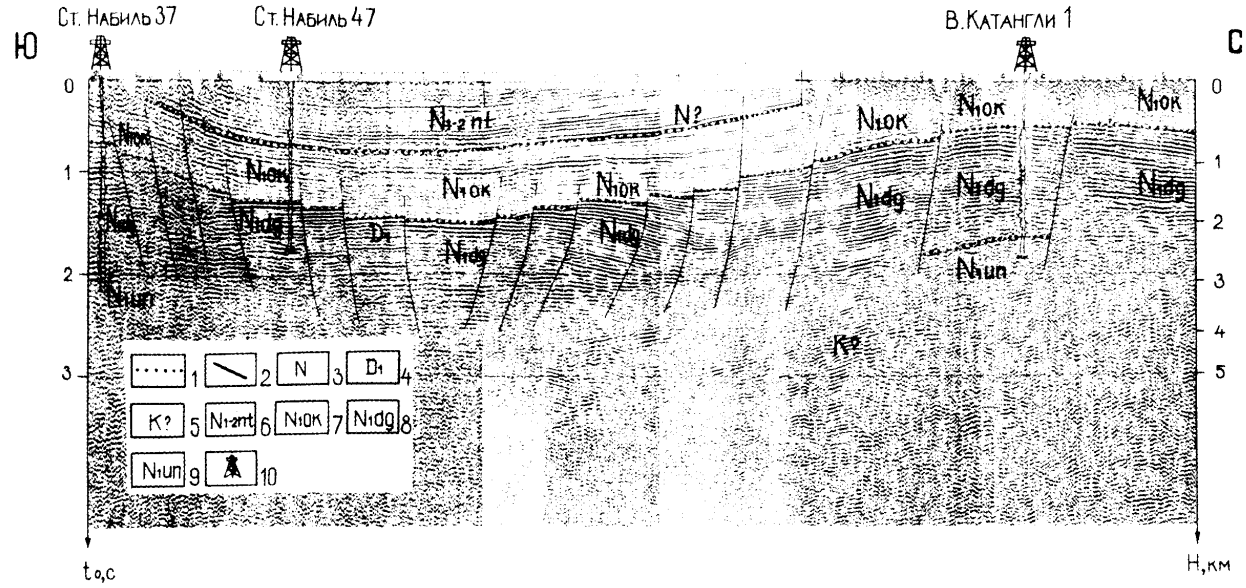


Рис. 43. Северо-Сахалинский прогиб (Набильская синклиналь). Динамический сейсмический разрез. Взаимоотношение и строение уйнинско-дагинского и окобыкайско-нутовского структурно-стратиграфических комплексов (по Ю.В. Лопатневу, 1984 г.).

1 – стратиграфические границы, 2 – листрические сбросы, 3–4 – отражающие горизонты, 5 – возможно верхнемеловые отложения, 6 – нутовская свита, 7 – окобыкайская свита, 8 – дагинская свита, 9 – уйнинская свита, 10 – скважины глубокого бурения

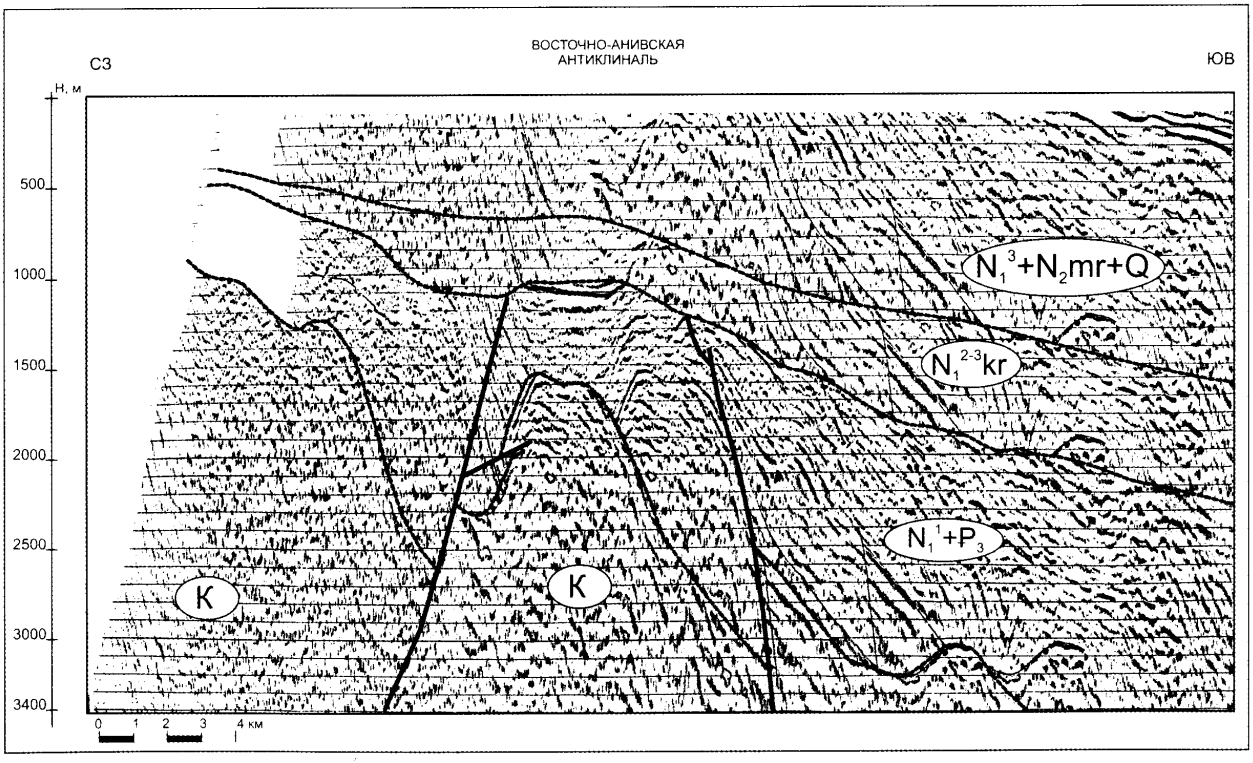


Рис. 44. Южно-Сахалинский бассейн. Анивский прогиб. Глубинный сейсмический разрез. Взаимоотношение кайнозойских комплексов

характеризуется значительной глубиной размыва, вследствие чего курасийские отложения сплошным чехлом перекрывают разновозрастные образования подстилающих горизонтов (рис. 44).

Опорный сейсмогоризонт 5а соответствует *внутриверхнемиоценовому зональному несогласию*, разделяющему окобыкайский и нутовский горизонты. На большей части бассейна несогласие выражено нечетко и характеризуется размывом небольшой части верхнеокобыкайских отложений в пределах островной части бассейна (рис. 45). В пределах шельфа полуострова Шмидта несогласию соответствует сейсмогоризонт М30, также недостаточно четко выраженный.

Опорный сейсмогоризонт XXI соответствует *внутриверхнемиоценовому зональному несогласию*, разделяющему нижненутовские подгоризонты I и II. Наиболее контрастно этот раздел выражен в шельфовых (рис. 46) и прибрежных (рис. 47) районах Северного Сахалина. На шельфе полуострова Шмидта ему соответствует сейсмогоризонт М35. Внутри нижненутовских подгоризонтов следятся сейсмогоризонты (4, 5, М20, М40), разделяющие группы нижненутовских парасеквенсов. В пределах Южного Сахалина этому несогласию соответствует раздел между 1 и 2 пачками нижнемаруямской подсвиты.

Опорный сейсмогоризонт 3 соответствует *предплиоценовому региональному несогласию*, разделяющему нижненутовские и верхненутовский подгоризонты. Наиболее контрастно этот раздел выражен в шельфовых районах Северного Сахалина (фиг. 6, вклейка). На шельфе полуострова Шмидта ему соответствует сейсмогоризонт М45 (см. рис. 36). Несогласие разделяет комплексы с различной структурно-вещественной характеристикой.

Опорные сейсмогоризонты 2 и 1 соответствуют *внутриплиоценовым зональным несогласиям*, разделяющим в первом случае верхненутовский и помырский, во втором – помырский и дерюгинский стратиграфические подразделе-

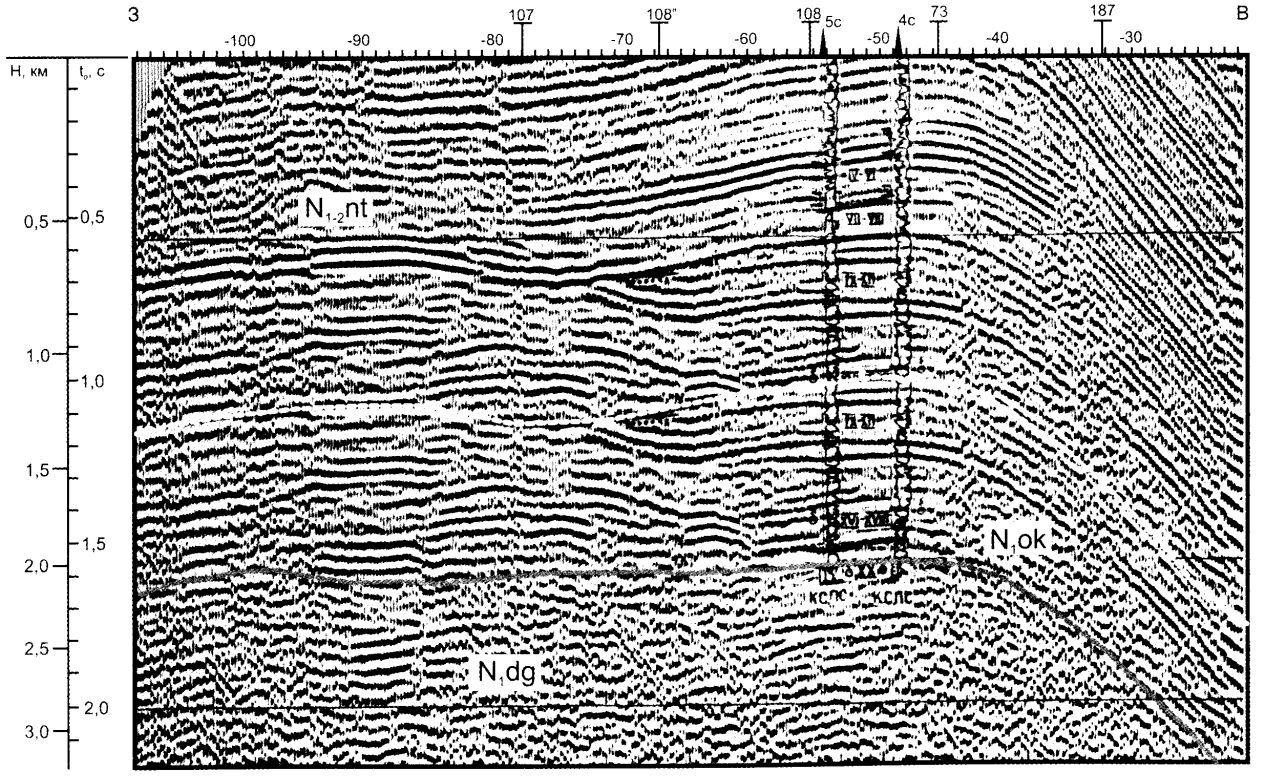


Рис. 45. Волчинское месторождение. Временной сейсмический разрез

Пример взаимоотношения нижненутовского и окобыкайского горизонтов. N_1dg – дагинский, N_1ok – окобыкайский, N_{1-2}nt – нижненутовский горизонты

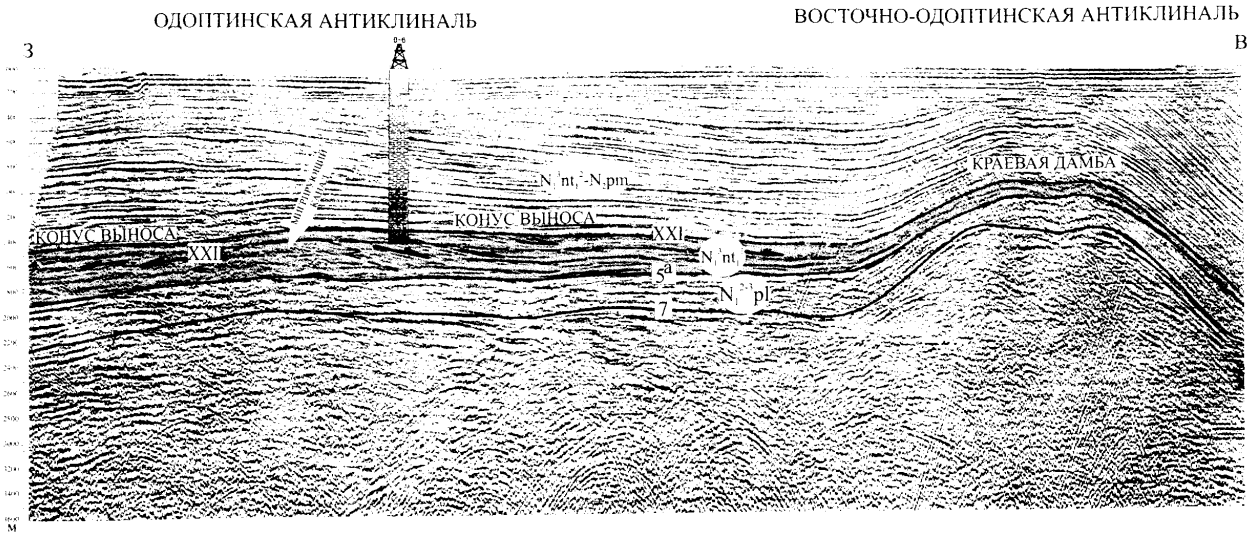


Рис. 46. Шельф Охинского района. Сейсмический разрез, характеризующий взаимоотношение нижненутов-ских подгоризонтов I и II (по В.В. Кудельскину, 1991 г.)

В квадратах – сейсмогоризонты, в кружках – названия горизонтов, подгоризонтов: $N_1^{2-3}pl$ – пильский комплекс, $N_1^3nt_1^1$ – нижненутовский подгоризонт I, $N_1^3nt_1^2$ – нижненутовский подгоризонт II, N_2nt_2 – верхненутовский подгоризонт, N_2pm – помырский горизонт

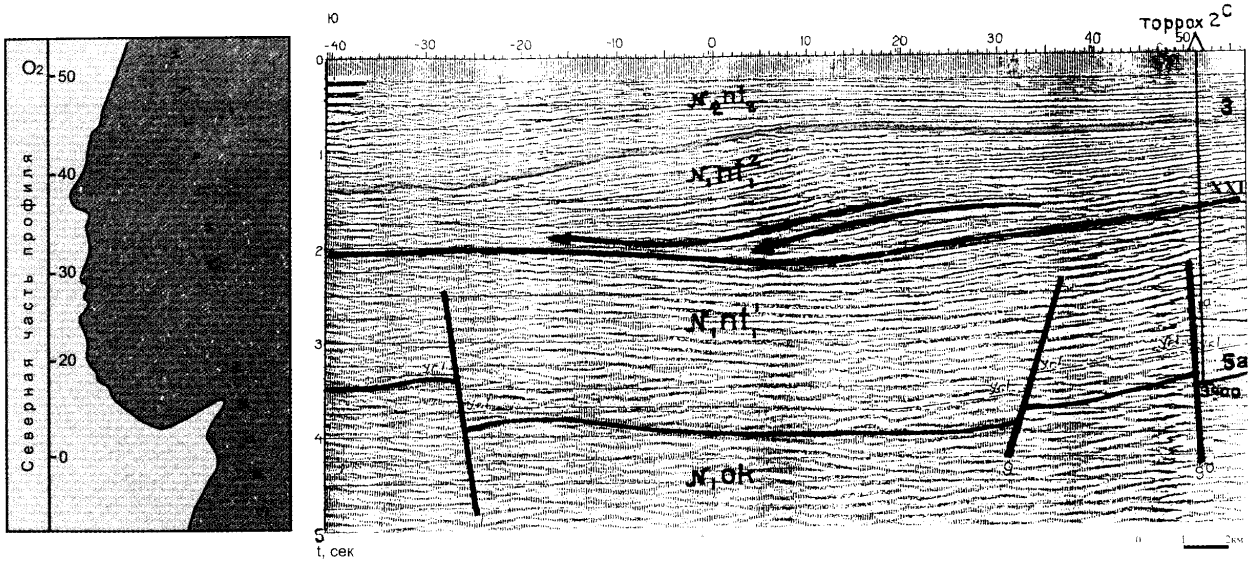


Рис. 47. Северо-Сахалинский бассейн. Сейсмогеологический профиль. Примеры подошвенного прилегания и проградационного строения Нижненутовского II секвенса

3, XXI, 5а – сейсмические горизонты

ния. Строение плиоцен-четвертичных отложений очень сложное; образованные ими комплексы ограничены разделами, делящими их на ряд самостоятельных секвенсов (рис. 48, 49).

В целом, региональные несогласия служат границами седиментационных суперциклов, зональные несогласия – циклов III порядка.

Секвенс-стратиграфическое расчленение кайнозойской толщи Сахалинского региона, произведенное на основе имеющейся геолого-геофизической информации, позволяет выделить в зависимости от степени изученности с высокой степенью уверенности мегасеквенсы в пределах всего региона, секвенсы в большинстве районов,

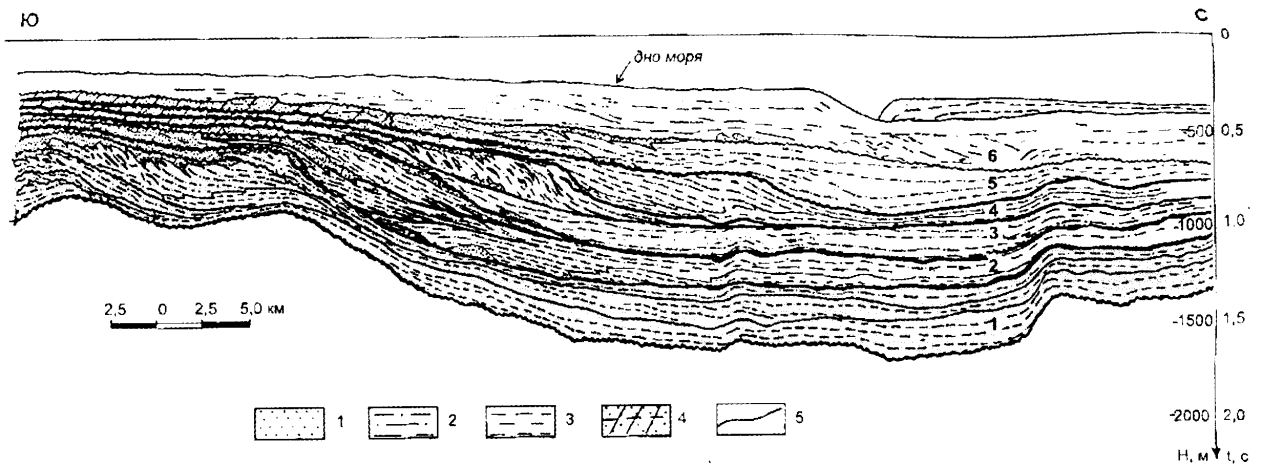


Рис. 48. Седиментационная модель помырско-четвертичных (дерюгинских) отложений шельфа Северного Сахалина. Составлена по временному сейсмическому разрезу профиля 1990-10 (по Л.С. Маргулису, 2002 г.)
Положение профиля на рис. 49. 1–3 – преимущественно морские пески (1), алевриты (2), глины (3): 4 – флювиальные пески, алевриты, глины; 5 – границы секвенсов; цифры – номера плиоцен-четвертичных секвенсов

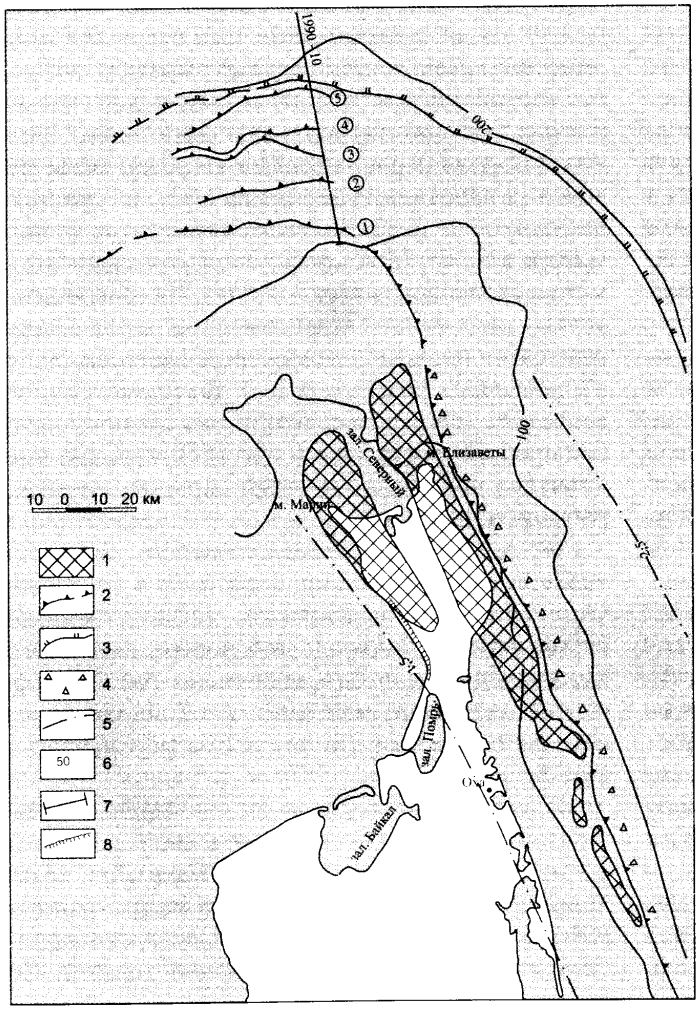


Рис. 49. Характер наращивания Северо-Сахалинского шельфа в позднем плиоцене-квартере (по Л.С. Маргулису, 2002 г.)
1 – участки позднеплиоценовой эрозии; 2 – бровки шельфов (прослеженные и предполагаемые) помырско-четвертичных секвенсов (цифры в кружках – номера секвенсов); 3 – современная бровка шельфа; 4 – олистостромы в основании помырского горизонта; 5 – верхнеплиоцен-четвертичные осадочные депоцентры (цифры – максимальные мощности отложений); 6 – изобаты; 7 – сейсмический разрез (см. рис. 48); 8 – береговой пильский разрез (стратотипическая местность помырского горизонта)

группы парасеквенсов в хорошо изученных секторах нефтегазоносных бассейнов [176].

Разрез кайнозоя сахалинских осадочных бассейнов распадается на ряд крупных седиментационных комплексов (мегасеквенсов), сформированных в течение тектоно-эвстатических суперциклов развития бассейнов (5–9 млн. лет в олигоцене-неогене) и разделенных региональными несогласиями. Выделяются палеоцен-раннеэоценовый, среднеэоценовый, средне-позднеэоценовый, раннеолигоценовый (мачигарский), позднеолигоценовый (даехуриинский), раннесреднемиоценовый (уйнинско-дагинский), средне-позднемиоценовый (окобыкайско-ранненутовский), плиоценовый (поздненутовско-помырский) мегасеквенсы, образующие самостоятельные структурно-стратиграфические комплексы (фиг. 7, вклейка).

Нижние два суперцикла охватывают нижне-среднепалеогеновые отложения: *снежинкинский, краснопольевский и шебунинский* (такарадайский) горизонты (мегасеквенсы), по южносахалинской номенклатуре. Они имеют отчетливое трансгрессивное строение и сформировались при повышающемся уровне моря и трансгрессии. Регрессивная часть их выражена слабо. Возможно, она смыта перед накоплением следующего, нижнеолигоценового цикла. Мощность этих мегасеквенсов в Западно-Сахалинском бассейне достигает 3,0–3,5 км.

Сравнение с глобальной эвстатической кривой (ГЭК) показывает, что эти мегасеквенсы охватывают суперциклы ТА2, ТА3 и нижнюю часть ТА4. Возможно, регрессия на уровне 49,5 млн. лет привела к несогласию в кровле найбутинской свиты на Лопатинском угольном месторождении.

Следующий суперцикл соответствует мачигарскому горизонту (мегасеквенсу) региональной стратиграфической схемы (аракайская свита, по южносахалинской номенклатуре, геннойшинская и хойнджинская свиты в Александровском районе). Он начинается о обширной трансгрессии на границе эоцена и олигоцена, хорошо выраженной во многих разрезах Охотоморского региона, и заканчивается регрессией на уровне 30 млн. лет.

Возможно, с этой регрессией связаны слабые углепроявления на Западном Сахалине. Мачигарский мегасеквенс занимает верхнюю часть суперцикла ТА4. Мощность от нескольких десятков до 1000 м.

Выше выделяется *даехуриинский мегасеквенс*. Для него характерно еще более широкое, чем в мачигарское время, распространение моря. На ГЭК он, однако, выражен временем относительно низкого стояния уровня океана (нижняя часть суперцикла ТВ1). На Южном Сахалине этот суперцикл охватывает сложный комплекс морских отложений (холмская свита), имеющий большую мощность (до 3 км).

Неогеновая часть кайнозойского разреза наиболее полно изучена на Северном Сахалине и его шельфе. Мегасеквенсы, из которых она состоит, в границах не совпадают с суперциклами ГЭК, хотя главные геологические события коррелируются достаточно уверенно.

В основании неогена лежит *уйнинско-дагинский мегасеквенс*, включающий верхнюю половину суперцикла ТВ1 и нижнюю – ТВ2. Перерыв между этими суперциклами на Северном Сахалине мало выражен, но хорошо выражен южнее, где верхнедуйская свита несогласно залегает на разных горизонтах подстилающих толщ. Зато важную роль играет перерыв в кровле мегасеквенса (в середине суперцикла ТВ2), на границе дагинского и окобыкайского горизонтов (сейсмогоризонт 6). Мощность уйнинско-дагинского мегасеквенса достигает 2–2,5 км. На северо-восточном шельфе и в Татарском проливе она сокращается до первых сотен метров. Мегасеквенс в непрерывных разрезах имеет диссимметричное строение: его регрессивная ветвь по мощности больше трансгрессивной. В тех разрезах, где проявлен предверхнедуйский перерыв, он построен трансгрессивно.

В составе уйнинско-дагинского мегасеквенса выделяются по крайней мере 4 секвенса: уйнинский, нижнедагинский, среднедагинский, верхнедагинский. В условиях проградационного строения дагинского горизонта (см. рис. 39) возможно появление еще одного дополнительного секвенса в шельфовой части Северо-Сахалинского бассейна.

Следующий мегасеквенс – *окобыкайско-нижненутовский* – также отвечает смежным половинам суперциклов ГЭК: ТВ2 и ТВ3. Максимум регрессии, приходящийся на их границу (10,5 млн. лет), в непрерывном северосахалинском разрезе выражен угленосной толщей. По

этому мегасеквенсу на суше и шельфе имеется наиболее полная информация. Мощность мегасеквенса на восточном побережье Северного Сахалина достигает 4,5–5,0 км.

Как и предыдущий, мегасеквенс имеет диссимметричное строение: хорошо развитую регрессивную и сокращенную трансгрессивную ветви.

Верхнюю часть неогенового разреза образует *верхненутовско-помырский мегасеквенс*. Составляющие его секвенсы начинаются с перерывов и трансгрессий и заканчиваются регрессивным субконтинентальным осадконакоплением. В некоторых местах, например на Юго-Восточном Сахалине, они сливаются в один суперцикл. Мощность этой части разреза достигает 3,5–4,0 км.

Секвенс-стратиграфический подход позволил уточнить стратиграфические границы и объемы горизонтов и подгоризонтов в разнофациальных толщах неогена региона.

Внутреннее строение цикла второго порядка изучено, в основном, для окобыкайско-нижненутовского мегасеквенса и верхненутовского секвенса на Северо-Восточном Сахалине и его шельфе, где осуществлена комплексная интерпретация геофизических и буровых материалов.

В ходе поисково-разведочных работ в окобыкайско-нижненутовском мегасеквенсе (структурно-стратиграфическом комплексе) на шельфе было выделено несколько сейсмических горизонтов (5а, 5, 4, 3 и другие), с каждым из которых связано несогласие. Таким образом, секвенс был подразделен на ряд циклов меньшего масштаба (секвенсов (см. фиг. 7, вклейка) и парасеквенсов), которые прослеживались на северо-восточном шельфе. Другие горизонты выделены в Татарском проливе, в заливах Терпения и Анива.

Детальный анализ строения секвенсов по материалам бурения по суше показал, что он также распадается на несколько парасеквенсов. В каждом парасеквенсе по подошвенному налеганию можно выделить фазы трансгрессии (и низкого стояния моря) и регрессии (при высоком стоянии). В некоторых случаях наблюдается боковое наращивание слоев в продельте. Судя по морфологии толщи, на Северо-Восточном Сахалине реализована модель без резкого перегиба дна между шельфом и материковым склоном. Из других особенностей наслоения можно отметить кровельное и подошвенное прилегания, иногда врезы. Интересно асимптотическое приближение слоев продельты к подошве секвенсов, приводящее к конденсированию отложений.

Подразделение разреза на системные тракты (низкого уровня моря, трансгрессивной и высокого уровня моря) опиралось на анализ конфигурации сейсмических отражений и контролировалось данными о литофациальном составе отражений. На временном разрезе отмечается окончание прослеживания отражений, которое образует рисунки подошвенного налегания (onlap) и кровельного (toplap) и подошвенного (downlap) прилеганий, маркирующие границы систем напластования и секвенсов.

На Охинском перешейке, где в нутовское время располагался один из рукавов дельты Палеоамура, нутовские отложения подразделяются более чем на десять парасеквенсов, имеющих в первом приближении линзовидную форму. Максимальные мощности парасеквенсов накапливались в районе фронта палеодельты, которая смещалась во времени в северо-восточном направлении. В этом же направлении при движении вглубь бассейна наблюдается конденсирование разреза и полное замещение песчаных пластов тонкодисперсными осадками. Максимальные значения мощностей отдельных парасеквенсов составляют 150–350 м.

Не каждый из выделенных парасеквенсов отмечается на временном разрезе полной триадой систем напластования. Большей частью отражения, связанные с трансгрессивными слоями, не выделяются вследствие их сравнительно небольшой мощности. Эти слои более определенно устанавливаются по данным ГИС.

Специалистами компании Эксон проведена секвенсная интерпретация сейсмо-геологических материалов на морских разведочных площадях Одопту, Чайво и Аркутун-Даги. В отложениях ранненутовского времени выделено более 15 парасеквенсов проградационной группы мощностью от 70–80 м до 200 м (фиг. 8, вклейка). На основании анализа приведен вариант сопоставления песчаных горизонтов, отличающийся от выполненного на основании непосредственного сопоставления каротажных материалов. Ряд ранее считавшихся едиными песчаных горизонтов оказался выклинивающимся и приуроченным на

отдельных участках площади к равным интервалам разреза.

Относительные колебания уровня моря, приводящие к образованию парасеквенсов, носят, видимо, региональный характер и не имеют глобального распространения. Значительную, но пока недостаточно изученную роль имеет объем поступающего в бассейн осадочного материала.

Таким образом, детальный секвенс-стратиграфический анализ, главным образом, дельтового окобыкайско-нижненутовского секвенса выявил характерные морфологические элементы его строения (трансгрессивная и регрессивная последовательности напластования, подошвенное налегание, подошвенное и кровельное прилегания, срезание, конденсирование слоев и т.д.), зависящие от относительного положения уровня моря при его формировании. Осадочные системы, соответствующие обстановкам осадконакопления при низком и высоком положении уровня моря, а также в периоды трансгрессии, характеризуются различным строением природных резервуаров нефти и газа. Секвенс-стратиграфический подход при изучении нефтегазоносных площадей в дельтовых комплексах с проградационным типом напластования позволяет создать реалистические модели их строения и повысить эффективность нефтегеологических работ (размещение скважин, подсчет запасов нефти и газа, выработка оптимальных технологических схем разработки).

В целом, секвенс-стратиграфический анализ строения кайнозойских толщ осадочных бассейнов Сахалинского региона позволяет сделать следующие **выводы**:

1. Вещественный состав седиментационных суперциклов (мегасеквенсов) по латерали претерпевает существенные изменения, но на значительной части бассейнов все они начинаются с глин и аргиллитов максимального затопления территорий (акваторий). Они приурочены к низам даехуриинского, окобыкайского горизонтов и верхненутовского подгоризонта и в большей мере коррелируются с главными уровнями максимального затопления суперциклов глобальной эвстатической шкалы [245]. Такое соответствие свидетельствует о значительном влиянии эвстатических событий на строение осадочных толщ кайнозойских бассейнов региона.

2. Мегасеквенсы расчленены на секвенсы (циклы 3 порядка) в неогеновом разрезе: в уй-

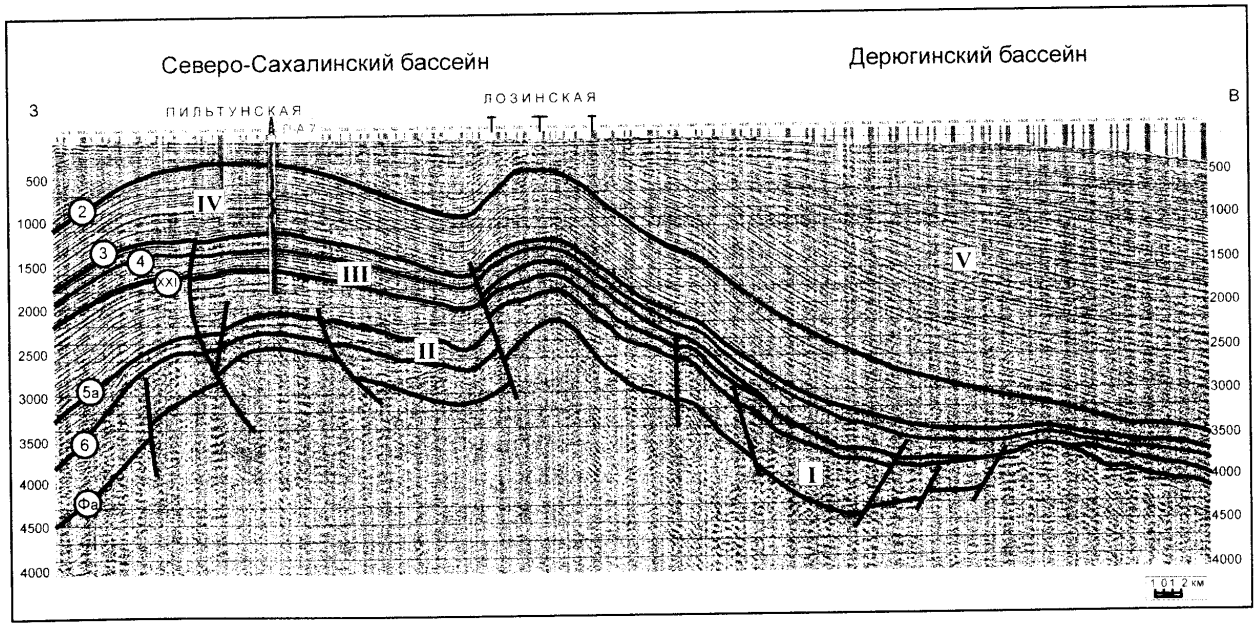
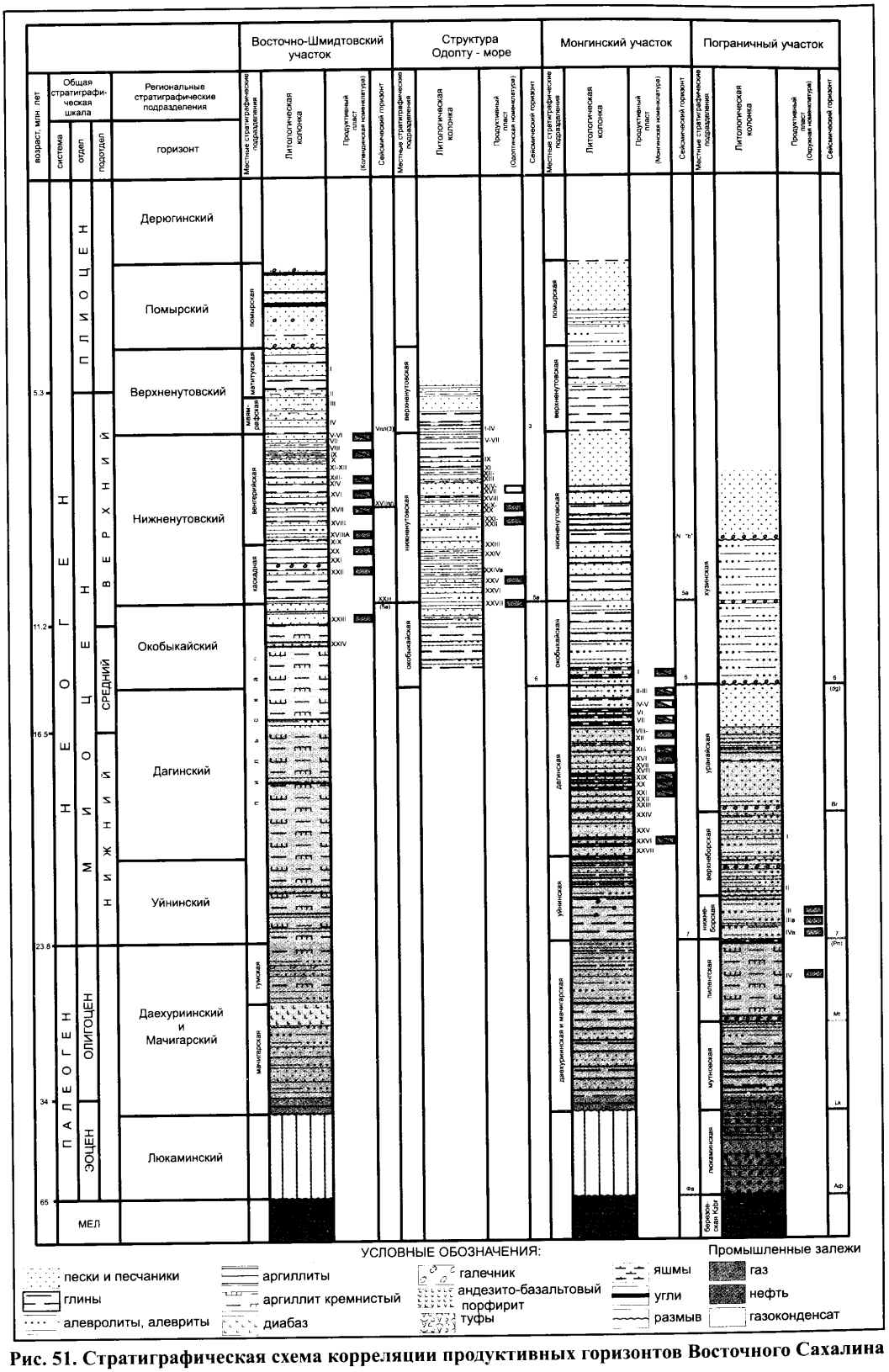


Рис. 50. Проградационное сочленение Северо-Сахалинского и Дерюгинского бассейнов. Временной сейсмический разрез по линии Пильтунская-Лозинская структуры. Взаимоотношение кайнозойских сейсмокомплексов

В кружках – отражающие сейсмические горизонты (Фа – фундамент); в квадратах: I – эоцен – средний миоцен, II – окобыкайский комплекс, средний–верхний миоцен, III – нижненутовский комплекс, верхний миоцен, IV – верхненутовский комплекс, плиоцен, V – помырско-дерюгинский комплекс (плиоцен–квартер). П-А-7 – Пильтун-Астохская скважина №7


Восточно-Шмидтовский участок
Структура Одопту - море
Монгинский участок
Пограничный участок
возраст, млн. лет
Общая стратиграфическая шкала
система
отдел
подотдел
Региональные стратиграфические подразделения
горизонт
Местные стратиграфические подразделения
Литологическая колонка
Продуктивный пласт (Колендинская номенклатура)
Сейсмический горизонт
Продуктивный пласт (Одоптинская номенклатура)
Продуктивный пласт (Монгинская номенклатура)
Продуктивный пласт (Окружная номенклатура)
ПАЛЕОГЕН
ЭОЦЕН
ОЛИГОЦЕН
НЕОГЕН
МИОЦЕН
НИЖНИЙ
СРЕДНИЙ
ПЛИОЦЕН
ВЕРХНИЙ
МЕЛ
5.3
11.2
16.5
23.8
34
65
Дерюгинский
Помырский
Верхненутовский
Нижненутовский
Окобыкайский
Дагинский
Уйнинский
Даехуриинский и Мачигарский
Люкаминский
помырская
малотуйская
малмаграйская
венгерийская
каскадная
тумская
мачигарская
верхненутовская
нижненутовская
окобыкайская
дагинская
уйнинская
даехуринская и мачигарская
хуринская
урунайская
верхнеборская
нижнеборская
пильтинская
мутновская
люкаминская
Vнут(3)
XV(пл)
XXIII(Ба)
Ба
Да
Ма
Ад
Ух
Ур
Вг
Мт
Лк
(Пн)
(Бд)
Ух-1
Ух-2
Ух-3
Ух-4
Ух-5
Ух-6
Ух-7
Ух-8
Ух-9
Ух-10
Ух-11
Ух-12
Ух-13
Ух-14
Ух-15
Ух-16
Ух-17
Ух-18
Ух-19
Ух-20
Ух-21
Ух-22
Ух-23
Ух-24
Ух-25
Ух-26
Ух-27
Ух-28
Ух-29
Ух-30
Ух-31
Ух-32
Ух-33
Ух-34
Ух-35
Ух-36
Ух-37
Ух-38
Ух-39
Ух-40

нинско-дагинском – 4 секвенса, окобыкайско-нижненутовском – 3 секвенса, верхненутовско-помырском – 7 секвенсов.

Секвенсы кайнозойских бассейнов, особенно в Северо-Сахалинском, представлены своими центральными и дистальными элементами. Приближенные к областям сноса проксимальные части секвенсов на разрезах не выражены, так как слагают, главным образом, континентальные толщи. Но резкая дифференциация по составу и наличие контрастных разделов секвенсов миоцен-четвертичных комплексов залива Терпения позволяет обособить их в проксимальных частях седиментационных потоков, сносимых с контрастных палеоподнятий Срединного Сахалина.

Неогеновые секвенсы Северо-Сахалинского бассейна представляют клинообразные проградационные осадочные призмы, проксимальные части которых сформированы континентальными и частично мелководными, центральные части – прибрежно-морскими отложениями, а дистальные части – тонкими (десятки – первые сотни метров) глубоководными покровами (рис. 50).

3. Мегасеквенсы кайнозойских бассейнов образуют структурно-стратиграфические комплексы кайнозойских бассейнов, характеризующиеся автономностью структурно-вещественных характеристик, своим структурным стилем и особенностями нефтегазоносности. Мегасеквенсы соответствуют нефтегазоносным комплексам региона. На современной стадии изученности выделяются даехуриинский, уйнинско-дагинский, окобыкайско-нижненутовский нефтегазоносные и верхненутовско-помырский возможно нефтегазоносные комплексы.

4. Нефтегазосодержащие свойства мегасеквенсов и секвенсов определяются большей частью их архитектурой. Уровни наиболее высокого стояния моря (окобыкайский и верхненутовский) представлены главными глинистыми толщами – зональными флюидоупорами, а основные резервуары сосредоточены в отложениях низкого стояния моря (дагинских и нижненутовских). В последних сосредоточено более 90% разведанных запасов (рис. 51). Кроме того, в проградирующих толщах предполагается широкое развитие структурно-литологических и литологических ловушек как в трансгрессивных, так и высокоуровневых трактах. В низкоуровневых трактах выделены обширные районы распространения турбидитных резервуаров.

Глава 3

НЕФТЕГАЗОВАЯ ЛИТОЛОГИЯ

Основными задачами **нефтегазовой литологии** являются: 1) литолого-фациальный анализ строения породно-слоевых ассоциаций с целью выявления региональных и зональных факторов седименто- и литогенеза, контролирующих условия нефтегазообразования и нефтегазонакопления; 2) разносторонняя литолого-петрографическая и детальная характеристика продуктивных и потенциально продуктивных пластов, их состава, строения, структуры и характера порового (пустотного для трещинных коллекторов) пространства; 3) изучение влияния литологического фактора на аккумуляцию скоплений углеводородов; характеристика и прогноз неструктурных ловушек нефти и газа, в том числе литологических, структурно-литологических и связанных с трещинными и трещинно-поровыми резервуарами.

Факторы седименто-литогенеза играют решающую роль в условиях развития разнофациальных нефтегазостратиграфических подразделений Сахалинского региона (см. рис. 31; рис. 52), при выделении резервуарных толщ, формировании особенностей строения, размещения и качества природных резервуаров, коллекторских и экранирующих свойств осадочных пород. Секвенс-стратиграфические исследования оказались эффективными для создания пространственных седиментационных моделей кайнозойских бассейнов для каждого этапа их развития. Произведенное при этом расчленение разнофациальных осадочных толщ на секвенсы и их составные части – системные тракты в комплексе с имеющейся лито- и биостратиграфической информацией позволяет адекватно реконструировать обстановки осадконакопления и определять фациальные пояса и порядок их расположения в бассейнах седиментации от берега к их глубоководным секторам, а также характер изменчивости фаций по разрезу.

Детальное литогенетическое и литолого-петрофизическое изучение продуктивных пластов, перекрывающих покрышек и полупокрышек необходимы не только для выявления их фильтрационно-емкостных и экранирующих свойств, но и для создания их детальных седиментационных моделей и установления генезиса, строения и закономерностей размещения аккумулятивных тел, наиболее восприимчивых к нефтегазонакоплению.

Создание на основе региональных, зональных и детальных седиментологических и литогенетических построений соответствующих моделей нефтегазостратиграфических подразделений Сахалинского региона, особенно для Северо-Сахалинского бассейна, позволяет выявлять зоны развития нетрадиционных ловушек нефти и газа литологического типа.

В пределах Сахалинского региона нефтегазолитологические исследования проводились, главным образом, специалистами СО ВНИГРИ, Сахалин НИПИморнефтегаза и, частично, Сахалинского геологического управления и Института морской геологии и геофизики ДВО РАН. Различные вопросы литологии разных районов острова отображены в работах Н.Г. Бродской, М.А. Захаровой, Е.А. Маргулис, О.А. Мельникова, А.И. Юрочко, Р.В. Данченко, С.С. Размысловой, В.И. Гречина и др. Детальные литогенетические работы для нефтегазопоисковых целей произведены Л.И. Иваньшиной, Н.А. Деревсковой и Н.В. Куликовым [105, 107]. На результатах исследований этих авторов основаны детальные характеристики продуктивных пластов месторождений региона. Палеофациальные реконструкции обстановок осадконакопления

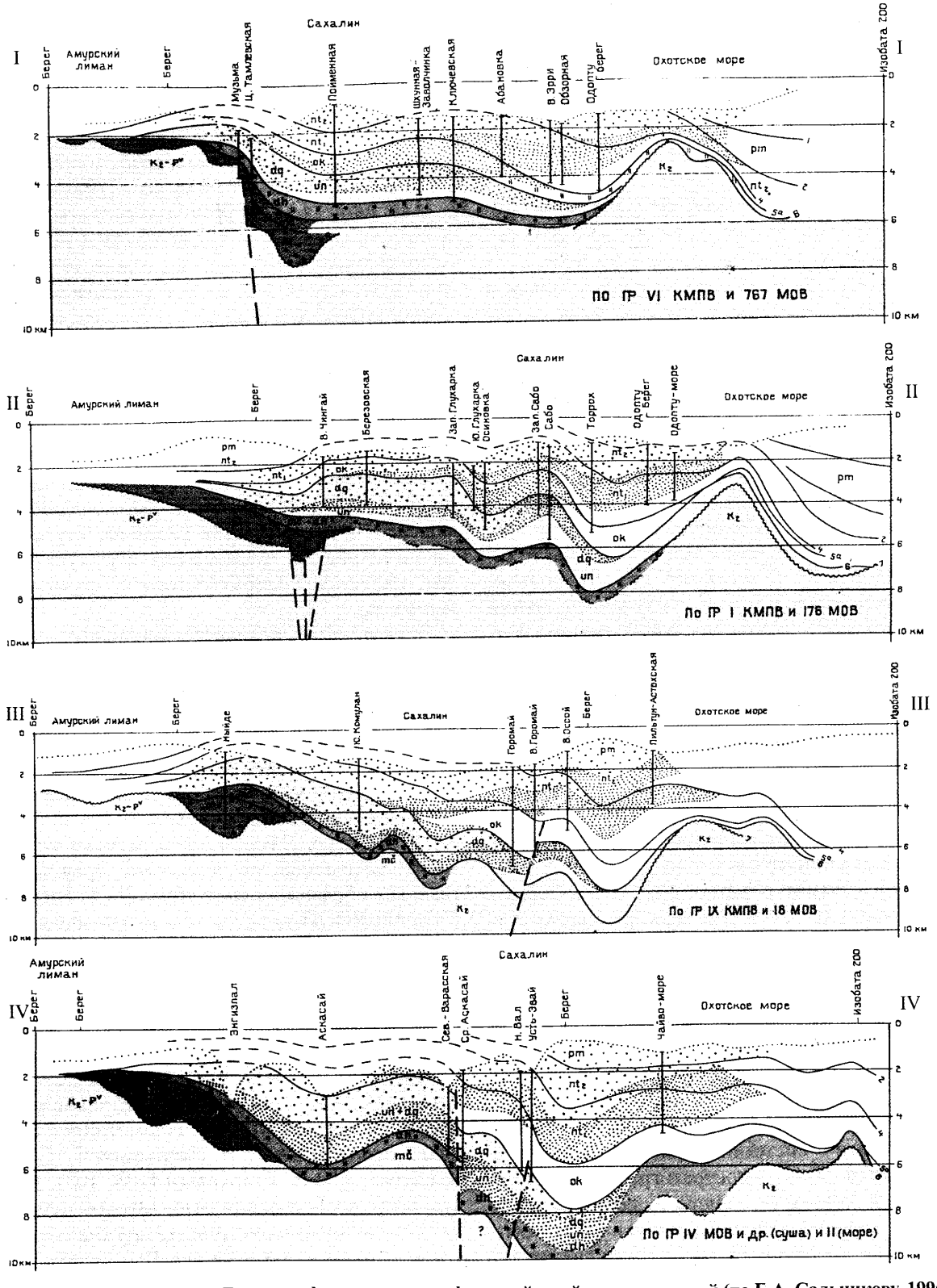


Рис. 52. Северный Сахалин. Литолого-фациальные профили кайнозойских отложений (по Б.А. Сальникову, 1996 г.)

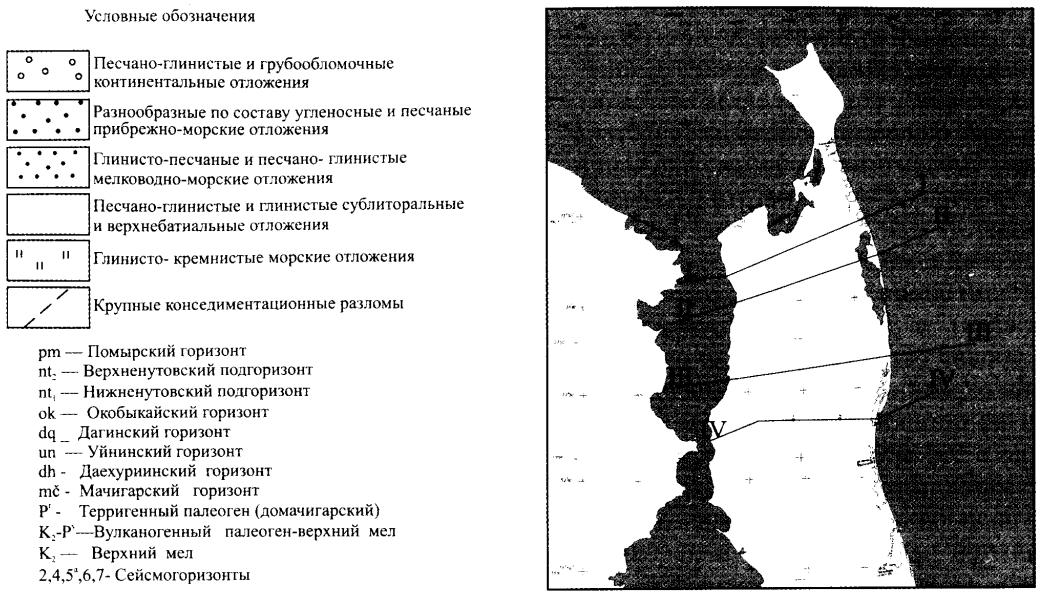


Рис. 52 (окончание)

для различных этапов развития кайнозойских бассейнов Сахалинского региона выполнены на основе обобщения всей имеющейся лито-, био- и секвенс-стратиграфической информации Л.С. Маргулисом [69], Б.А. Сальниковым [47], для всего региона, для отдельных районов Э.Г. Кобловым, Н.А. Ткачевой, В.В. Кругляком, А.В. Харахиновым [200, 210].

3.1. Условия накопления нефтегазоносных и перспективно-нефтегазоносных толщ

Нефтегазоносными и перспективно-нефтегазоносными в пределах Сахалинского региона, в основном, являются верхнемеловые и кайнозойские толщи. Подавляющее большинство из них накопилось в морских условиях, что характерно для активной притихоокеанской окраины.

В **альб-позднемеловое время** в регионе осадконакопление развивалось в двух палеобиогеографических обстановках: предгорной равнины или приморской низменности, временами заливаемой морем (северо-западная часть региона), и крупного морского залива, открывающегося на юг к острову Хоккайдо. В западной части бассейна шло накопление терригенных осадков, поставлявшихся азиатским материком. В восточной части дополнительным источником сноса служили вулканические острова.

В **палеогене** палеогеографическая обстановка существенно изменилась. Большая часть региона превратилась в горную страну, где накопление осадков шло в узких меридионально вытянутых впадинах (грабенах). Наиболее крупная впадина – Западно-Сахалинская – наследует позднемеловую седиментационную структуру, хотя и смещена к западу от оси мелового прогиба. Кроме нее существовали впадины Центрального и Восточного Сахалина (фиг. 9, вклейка). Во всех впадинах сначала накопились грубообломочные континентальные отложения. С развитием трансгрессии в некоторых из впадин они сменились песчано-глинистыми морскими. Впадины, превратившиеся в морские заливы, открывались, как и в мелу, в сторону океана на юг (см. фиг. 9, вклейка).

В **олигоцене** палеогеографическая обстановка вновь изменилась. Поднятия были денудированы и частично абрадированы наступившем морем. Отчетливое влияние местных источников в *мачигарское время* (фиг. 10, вклейка) наблюдается на Юго-Восточном и Центральном Сахалине, где гастелловская свита содержит много грубообломочного материала. На Юго-Западном

Сахалине в это время существовало более глубокое море, с цепочкой вулканических островов. В конце мачигарского времени отмечается понижение уровня океана, с которым связывается обмеление или даже осушение отдельных участков с накоплением субконтинентальных отложений в отдельных грабенах. Возможно, это регрессия, происходившая 30 млн. лет назад (по глобальной эвстатической шкале).

В **конце олигоцена**, в *даехуриинское время* (фиг. 11, вклейка), в результате значительного повышения уровня океана произошло расширение акватории окраинного моря. В регионе в это время почти не осталось суши; на Юго-Западном Сахалине в это время развивались флишевые троги с кордильерами, откуда в уйнинское время поступали олистолиты холмского облика. На остальной части региона, в основном, накапливались глубоководные кремнисто-глинистые осадки сублиторали и батиали (см. фиг. 11, вклейка). В даехуриинское время, главным образом, в южной части региона произошла новая вспышка вулканизма. Кремнистые толщи с характерными пепловыми включениями широко распространены по всему региону, они развиты и в узких грабенах Восточно-Сахалинских гор.

Во время отложения даехуриинского горизонта на Северном Сахалине дельта Палеоамура была еще не развитой. Интервал представляет собой время длительной трансгрессии во время погружения большой территории в течение и после развития транстенсионных грабенов. Вскрытие морских отложений в скважинах Хангуза-1 и Даги-1 показало, что существовавшие ранее острова были погружены, но предположительно оказали влияние на распределение осадков. Палеогеографические построения указывают на небольшую шельфовую зону на западе острова с источником осадков на западе. Распространение широкого склона, или рампы, состоящего из кремнистых аргиллитов со значительными включениями тонких кластических пород, согласуется с ограниченными данными по геологическим обнажениям и скважинными данными на суше и морскими скважинами Хангуза-1 и Даги-1.

Начиная с **раннего миоцена** палеогеографические зоны стали существенно различаться в южных субрегионах и на севере региона (рис. 53; фиг. 12, вклейка). На юге в сложной обстановке архипелага островов произошли поднятия и денудация; в морских заливах, раскрывающихся в сторону Япономорской глубоководной котловины, по сравнению с предыдущим этапом развития стало ограниченным накопление кремнистых отложений. В них стали накапливаться флишевые и субфлишевые толщи, в ряде случае отмечаются крупномасштабные седиментационные брекчии. Эти явления сопровождались вспышкой вулканизма в чеховское время.

На Северном Сахалине после короткого перерыва на границе даехуриинского и *уйнинского времени* начались погружения, и в это же время возник новый мощный западный источник сноса обломочного материала, и наблюдаются первые проявления деятельности раннемиоценовой дельты Северного Сахалина. На западе субрегиона по реке Средний Вагис, в Аскасайской параметрической скважине и других разрезах уйнинский горизонт представлен либо чередующимися алеврито-глинистыми и песчаными породами, либо песчаниками, до грубозернистых, с гравийно-галечным материалом (энгизпальская свита). На юго-востоке субрегиона влияние дельты сказывается в появлении пластов песчаников в верхней части уйнинской свиты. В целом же в уйнинское время здесь существовала обстановка относительно глубокого открытого моря (внешний шельф). Вследствие ограниченности геологических данных по суше затруднено оконтуривание прогнозируемой преимущественно песчаной дельтовой равнины и мелководно-морского фронта дельты. Скважинами Астрахановская-2 и Поморская-78 была вскрыта фация склона, преимущественно сложенная аргиллитами с незначительным содержанием песчаника.

На шельфе северо-востока субрегиона уйнинский горизонт не может быть отделен от вышележащего дагинского горизонта. Он образует нижнюю часть пильской свиты (литостратиграфическое наименование фации аргиллитов открытого моря, которое также включает в себя окобыкайский горизонт). По данным геологических обнажений полуострова Шмидта и бурения скважин Хангуза-1 и Даги-1, предполагается, что глубоководно-морская фация является конденсированным разрезом. Прогнозируется преимущественное распространение конденсированного разреза на большой площади северной части Северо-Сахалинского и Дерюгинско-

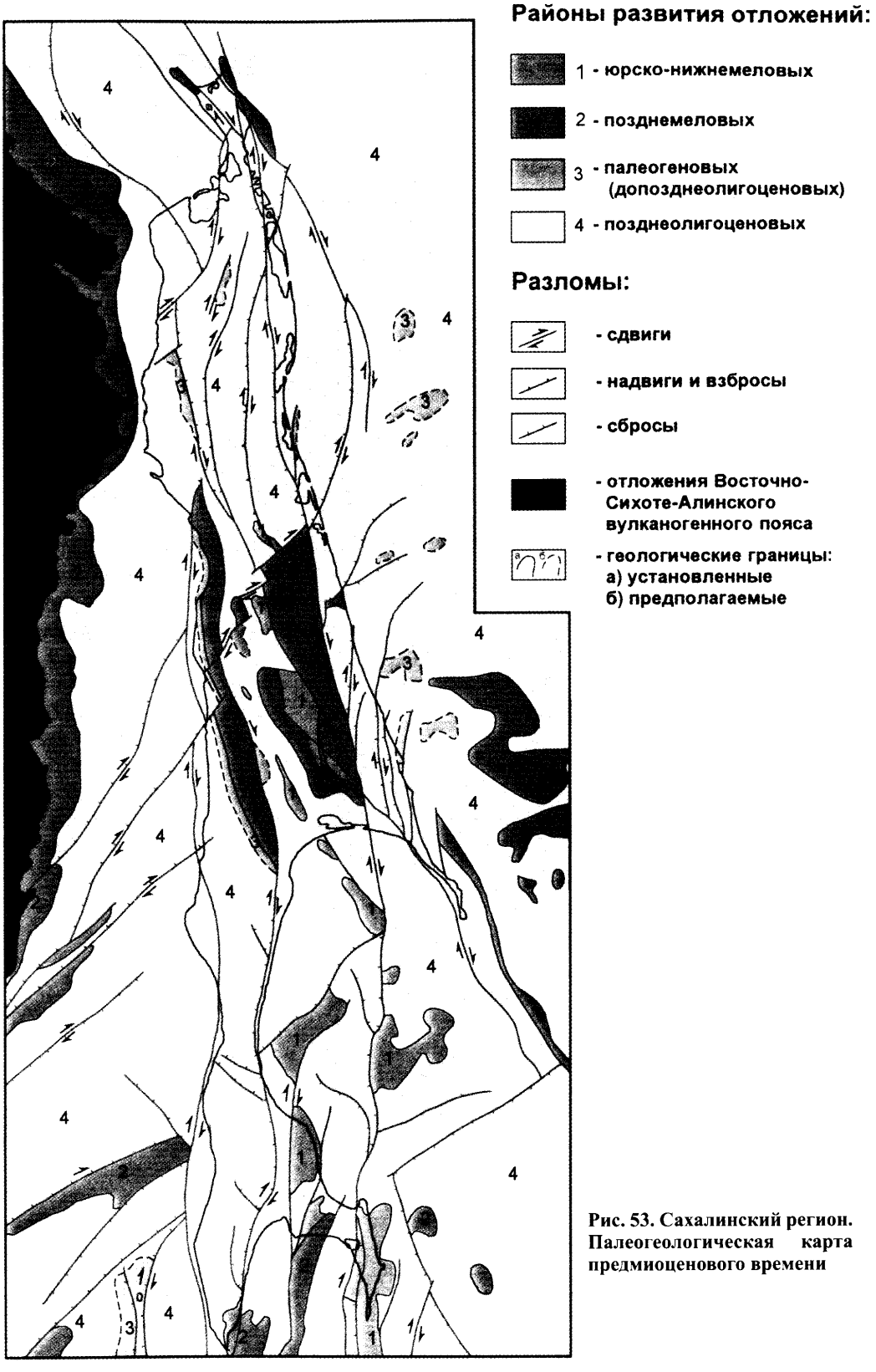


Рис. 53. Сахалинский регион. Палеогеологическая карта предмиоценового времени

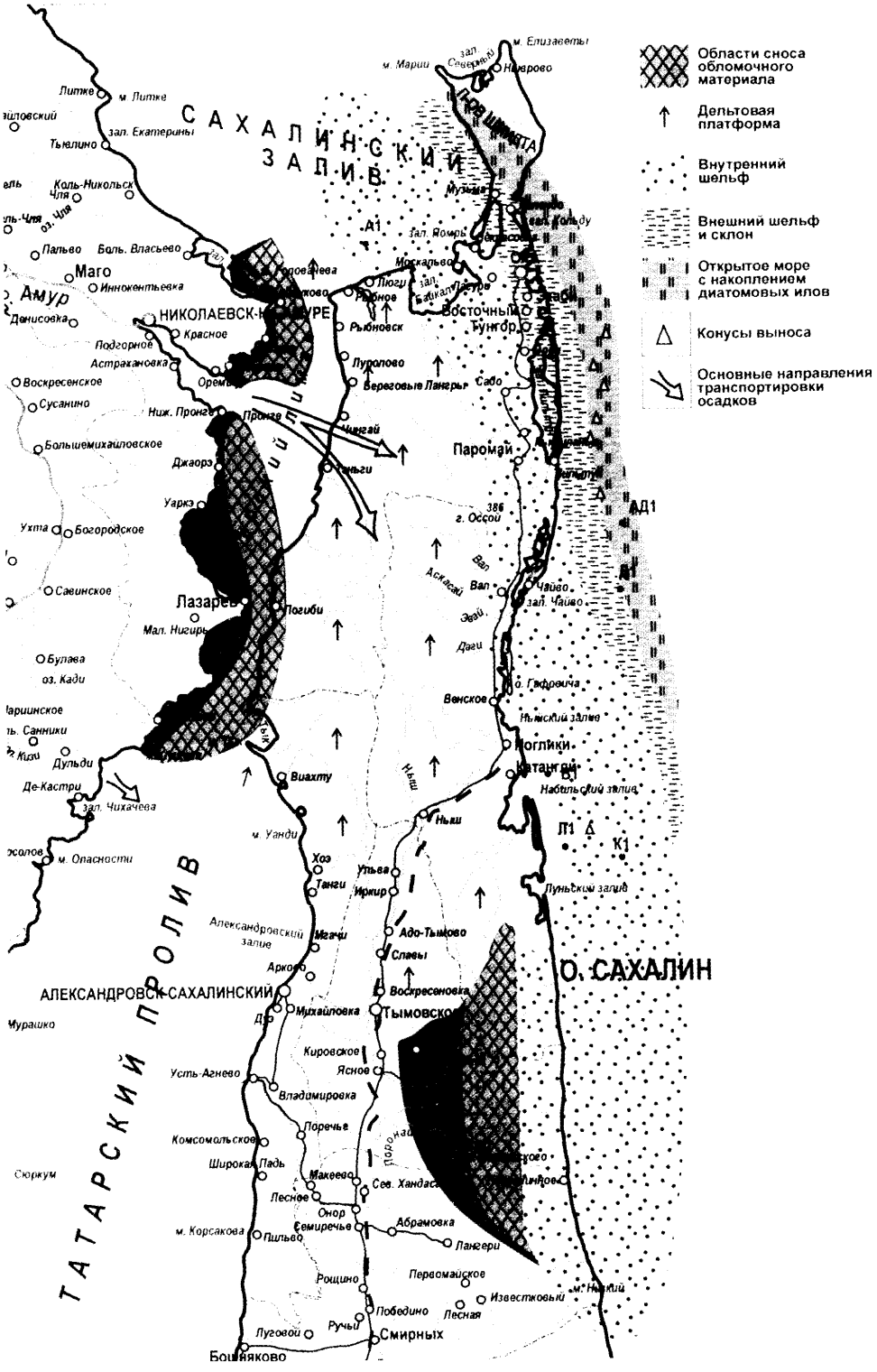


Рис. 54. Северный Сахалин. Обстановки осадконакопления дагинского времени (по Б.А. Сальникову, 2004 г.)

Морские скважины: АД1 – Аркутун-Дагинская №1, В1 – Венинская №1, Л1 – Лунская №1, К1 – Киринская №1, Д1 – Дагинская №1

го бассейнов. Во время отложения уйнинского горизонта участок Сахалин-5 находился полностью в глубоководной обстановке.

В *дагинское время* (фиг. 13, вклейка; рис. 54) на Северном Сахалине формируется крупное дельтовое образование, в пределах которого хорошо различаются дельтовая платформа, фронт дельты и продельта, в сторону бассейна переходящая в незатронутую дельтовыми процессами часть шельфа. Дельтовая система сформировалась несколькими реками, стекавшими с возвышенностей азиатского материка. Это могли быть Палеотумнин, Палеоамур и Палеоамгунь.

Дельтовая платформа представлена фациями приморской низменности, на которой происходила частая смена субаквальных обстановок субаэральными. Здесь в условиях ваттового побережья происходило формирование угленосных парасеквенсов при примерно равном участии опресненных лагун, заливов, эстуариев, где накапливались глинистые отложения, и барового волнового поля (устьевые бары, косы, пересыпи, отмели, где отлагались песчаные осадки).

Во фронтальной зоне дельты существовали обстановки барового волнового поля, пляжа и предфронтальной зоны пляжа (верхняя сублитораль) с преобладанием песчаных осадков.

Продельта характеризуется обстановкой мелководья открытого моря – средней сублиторали. Здесь накапливались чередующиеся алеврито-глинистые и песчаные осадки.

Мористее располагался внешний шельф (нижняя сублитораль). Здесь происходило накопление преимущественно глинистых осадков.

В течение дагинского времени обстановка фронта дельты существовала дважды: в начале и в конце развития дельты. И отложения этих обстановок существенно различны. В раннедагинской фронтальной зоне, на переходе от продельты к дельтовой платформе формировались мощные сложно построенные морские парасеквенсы регрессивного типа. Они содержат песчаники, мелко- и среднезернистые, с заметным количеством алеврито-глинистой примеси и линзами гравийно-галечного материала. Скорость осадконакопления была высокой, и обломочный материал в мелководной зоне открытого моря не успевал хорошо отсортировываться. Морская фауна встречается редко, по-видимому, из-за значительного опреснения бассейна. В позднедагинское время, напротив, происходило отмирание дагинской дельты, связанное, вероятно, и с сокращением поступления кластического материала, и с повышением уровня моря. В этих условиях пески накапливались в обширном волновом поле, отделенном от открытого моря барьерными островами. Многократная переработка песчаных осадков несильными волнениями и течениями обеспечила высокую отсортированность верхнедагинских песчаников.

На границе ранне- и среднедагинского времени уровень моря достиг минимальной отметки. На юго-востоке субрегиона выдвинулась дельтовая платформа, в пределах которой накопление осадков шло в условиях приморской низменности. Здесь были развиты фации озер и торфяных болот, лагун и заливов, пересыпей, кос и баров.

В *среднедагинское время* в связи с эвстатической регрессией поле распространения угленосных фаций захватывает юго-западную часть Северного Сахалина, Юго-Западный Сахалин, бассейн рек Тымь и Поронай, Макаровский район и залив Терпения. На юге Сахалина в пределах суши и ближнего шельфа *верхнедуйская свита*, как правило, представлена угленосными, континентальными и лагунными, а также литоральными отложениями с большим количеством локальных внутриформационных перерывов. Эти перерывы дают на сейсмопрофилях, как правило, радионаправленные отражения небольшой протяженности, характеризующие линзовидные (клиноформные) части этой пестрой по составу и генезису толщи. Нижнюю границу ее, как правило, выделить невозможно.

Верхнедуйская свита преимущественно в морских фациях вскрыта Красногорско-Ильинской группой скважин. Севернее их, на широтах Ламанонского выступа и до широты, по крайней мере, Бошняково большие мощности неогеновых толщ свидетельствуют о том, что здесь находилась наиболее погруженная часть палеобассейна осадконакопления. Естественно ожидать, что здесь в верхнедуйское время накапливались морские тонкозернистые кремнистые осадки, мало чем отличающиеся от вышележащих сертунайских (аусинских) и курасийско-маруямских. Таким образом, верхнедуйская свита в континентальных, переходных и прибрежно-морских фациях может быть обнаружена на сравнительно неширокой полосе обрамления центральной

части бассейна осадконакопления, а наибольшая площадь развития таких фаций приходится на участок пролива севернее широты п. Бошняково.

Верхнедуйская свита Южного Сахалина перекрыта сертунайско-аусинскими глинисто-песчаными морскими отложениями, сформировавшимися в результате позднедагинской трансгрессии. Глубины залегания кровли сертунайской свиты на шельфе Татарского пролива составляют 3,5–4 км, т.е. перспективные в отношении содержания пластов-коллекторов отложения доступны для бурения.

Особое значение для нефтегазолитологических исследований имеет выявление условий осадконакопления *верхнедагинских пород* (рис. 55), слагающих продуктивные пласты месторождений юго-восточных районов Северного Сахалина. Верхнедагинский подгоризонт (секвенс) является одним из основных УВ-содержащих интервалов с доказанным наличием УВ-залежей в дельтовых песчаниках как на суше, так и на море (например, на Лунском, Венинском и Киринском месторождениях).

В позднедагинское время в результате трансгрессивных событий в пределах Сахалинского региона на юго-востоке Северного Сахалина существенно расширилось поле фронта дельты. Мощные песчаные пласты барового волнового поля, зоны пляжа и верхней сублиторали открытого моря захватывают Киринское месторождение на востоке и весь Лунский район – на юге. К северо-востоку песчаное поле сменялось продельтой, переходившей далее к шельфу и склону.

Сейсмофациальные исследования по шельфу, проведенные В.В. Куделькиным с коллегами

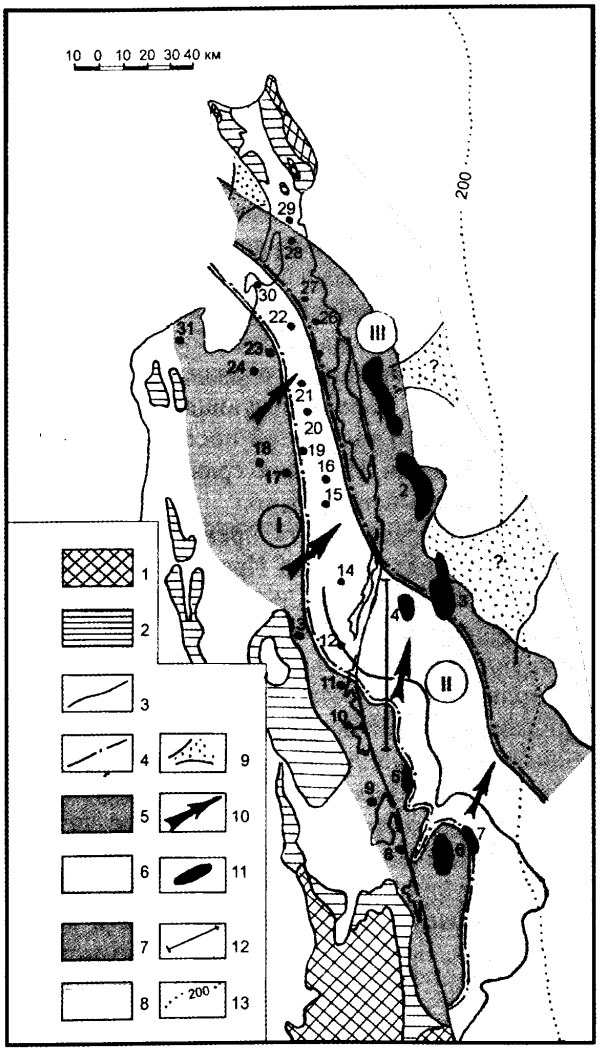


Рис. 55. Палеогеография Северо-Восточного Сахалина и прилегающего шельфа в раннем лангии (верхи дагинского стратиграфического горизонта). Составлена Л.С. Маргулисом (2002 г.) с использованием данных Г.С. Мишакова, Л.С. Жидковой, Б..А. Сальникова, Ю.Н. Гололобова, Ю.В. Лопатнева, В.В. Куделькина, В.О. Савицкого и др.

1–2 – выходы на дневную поверхность: 1 – докайнозойских образований, 2 – дагинских и более древних кайнозойских отложений; 3–4 – границы: 3 – ландшафтных зон, 4 – типов разреза дагинского стратиграфического горизонта; 5–8 – ландшафтные зоны: 5 – дельтовая платформа и фронт дельты, 6 – сублитораль, в том числе авандельта, 7 – переходная зона и батиаль, 8 – батиаль; 9 – подводные конусы выноса; 10 – направление сноса обломочного материала; 11 – месторождения нефти и газа на шельфе; 12 – положение фрагмента сейсмического профиля; 13 – изобата 200 м. Типы разрезов дагинского горизонта (римские цифры в кружках): I – Дагинско-Астрахановский (дагинская свита стратотипа), II – переходный (Паромай–Сабинский), III – Охинско-Пильский (пильская свита стратотипа). Некоторые месторождения нефти и газа (арабские цифры): 1 – Одопту-море, 2 – Пильтун-Астохское, 3 – Аркутун-Дагинское, 4 – Чайвинское, 5 – Венинское, 6 – Лунское, 7 – Киринское, 8 – Набиль, 9 – Катангли, 10 – Монги, 11 – Мирзоева, 12 – Усть-Эвай, 13 – Средний Аскасай, 14 – Горомай, 15 – Паромай, 16 – Мухто, 17 – Крапивнинское, 18 – Гыргыланьи, 19 – Малое Сабо, 20 – Сабо, 21 – Эрри, 22 – Гиляко-Абунан, 23 – Волчинка, 24 – Шхунное, 25 – Тунгор, 26 – Эхаби, 27 – Оха, 28 – Колендо, 29 – Северное Колендо, 30 – Некрасовка, 31 – Астрахановка

(1991 г.), показали, что в конце позднедагинского времени контуры дельтовой платформы и других зон дельты значительно усложнились. В частности, на шельфе имеются два выступа дельтовой платформы и два поля фронта дельты (авандельты), разделенные продельтой: одно против юга Ныйского залива, а второе – от юга Набильского залива до Усть-Конги. Каналы транспортировки обломочного материала ориентированы большей частью в северо-восточном и юго-восточном направлениях.

На северо-востоке Северо-Сахалинского субрегиона в позднедагинское время осадконакопление происходило в условиях глубокого шельфа.

В Сахалинском заливе был развит склон, характеризующийся клиноформами и резким утонением пачки. Склон, сложенный преимущественно аргиллитами с незначительным количеством песчаников, отмечается на месторождениях Колендо, Эхаби и Охинское. Эти коллекторы являются потенциальными нефтегазоносными объектами в этой части субрегиона.

Глубоководно-морская фация на севере Северо-Сахалинского бассейна представляет собой конденсированный разрез, что подтверждается глубоководно-морскими аргиллитами пильской свиты, наблюдаемыми в северной части западношмидтовских обнажений. В большей части бассейна, где дагинский горизонт не может быть интерпретирован из-за плохого качества данных, предполагается его наличие в конденсированном виде вследствие барьера на пути переноса осадков в восточном направлении, которым предположительно являлась существовавшая ранее гряда фундамента полуострова Шмидта (северо-северо-запад–юго-юго-восток). Такое предположение соответствует положению дагинского горизонта, вскрытого в скважине Даги-1 на южном погружении гряды.

В **среднем миоцене** достигла максимума новая трансгрессия (15 млн. лет). На юге региона, как и в конце олигоцена, почти все пространство было занято морем (фиг. 14, вклейка), где накапливались, в основном, кремнистые отложения. Плохие условия для кремненакопления существовали в пределах воздействия речных дельт (см. фиг. 14, вклейка). Так, в разрезе курасийской свиты в Александровской морской скважине преобладают преимущественно терригенные осадки, в частности песчаные. В заливах Терпения и Анива объемы курасийских кремниевых толщ в связи с удаленностью от источников сноса значительно сокращены.

На Северном Сахалине палеогеографическая ситуация в *окобыкайское время* (рис. 56) была достаточно сложной. На запад субрегиона выдвинулась дельта Праамура с накоплением угленосных отложений. По периферии дельтовой платформы располагался пояс прибрежно-морских песков. Далее к востоку накапливались шельфовые пески и глины. К северо-востоку, где образовалась внутришельфовая относительно глубоководная впадина, они переходили в чистые глины и кремнистые илы нижней сублиторали и верхней батиали.

Преимущественно песчаная продельтовая равнина – мелководно-морские песчаники фронта дельты – установлена сухопутными скважинами. На суше северо-востока Сахалина окобыкайский горизонт содержит песчаники фронта дельты с доказанной нефтегазоносностью. Скважины показывают переход в обстановки склона, глубоководно-морских фаций и глубоководных фанов. Максимальное распространение подошвы склона отмечается по кажущемуся подошвенному прилеганию, установленному по сейсмике. Глубоководно-морская фация представлена конденсированным разрезом в северной части Северо-Сахалинского и центральной части Дерюгинского бассейнов.

Кремнистые аргиллиты пильской свиты были вскрыты в скважине Хангуза-1 и отмечены в обнажениях подуострова Шмидта. Трещинные кремнистые аргиллиты несут в себе коллекторный потенциал в перспективных структурах, сформированных структурными замыканиями Трехбратской и Восточно-Шмидтовской зон.

Глубоководные фановые песчаники у основания склоновой–глубоководно-морской обстановки были вскрыты на месторождении Северное Колендо и отмечены в обнажениях побережья полуострова Шмидта.

Продуктивные пласты окобыкайского горизонта сформировались большей частью в пределах продельтовой равнины в условиях внутреннего шельфа (см. рис. 56). Изученность этого сектора Северо-Сахалинского бассейна весьма высокая, поэтому в работе дается детальный анализ условий накопления продуктивных отложений горизонта.

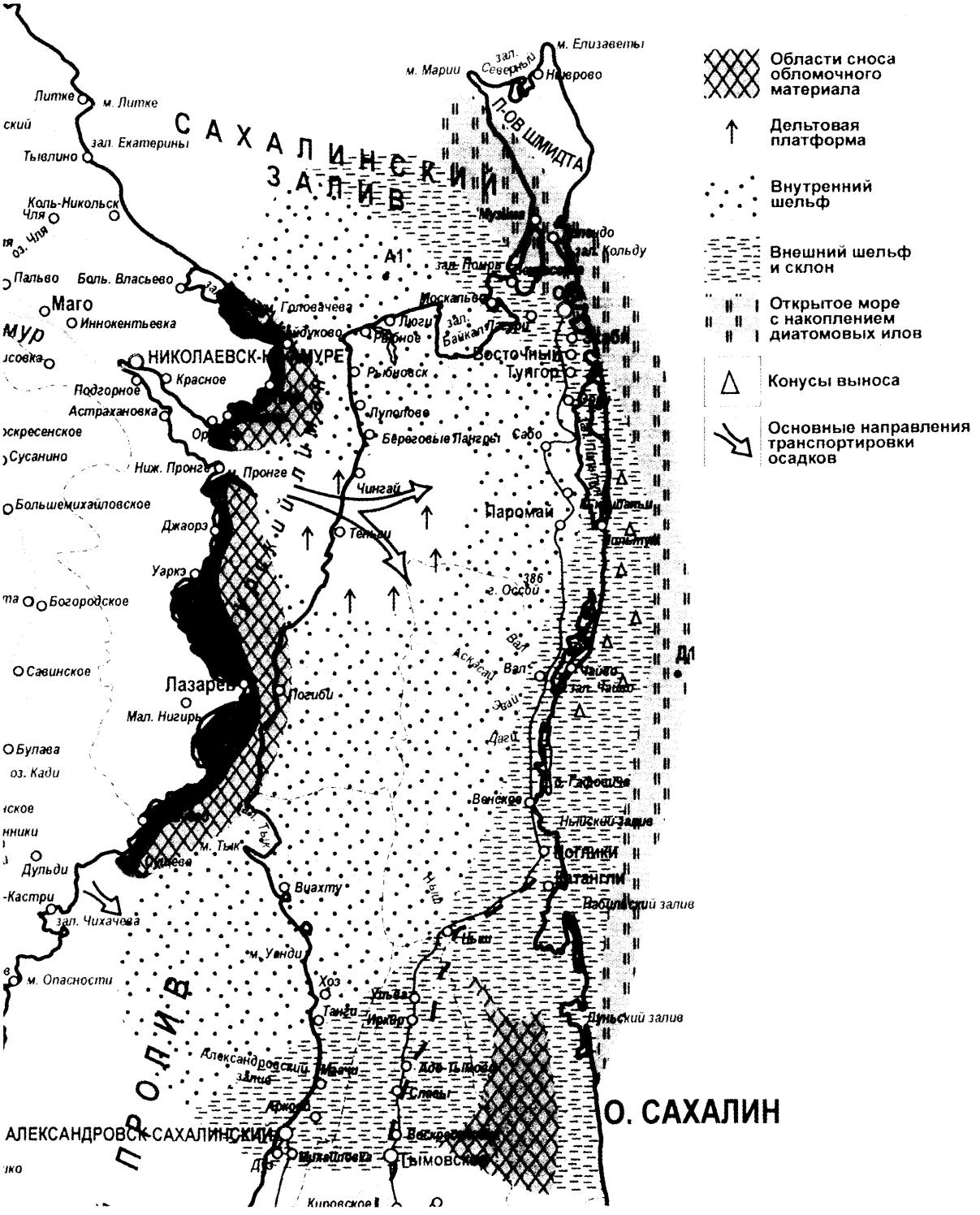


Рис. 56. Северный Сахалин. Обстановки осадконакопления окобыкайского времени (по Б.А. Сальникову, 2004 г.)
Морские скважины: Д1 – Дагинская №1

Восстановление седиментационных обстановок и реконструкция рельефа дна палеобассейна проводились на основе литологических, палеонтологических и петрографических показателей, полученных в результате длительного изучения Северного Сахалина многими поколениями геологов и геофизиков. Типизация условий осадконакопления проведена на принципах, разработанных в последние годы в отечественной и зарубежной литературе для бассейнов с терригенной седиментацией. Полученные результаты синтезированы на палеогеографической карте масштаба 1:100 000 (фиг. 15, вклейка), построенной для конца раннеокобыкайского времени. На карте воспроизведены преобладающие обстановки осадконакопления, особенности гидродинамических режимов палеобассейнов окобыкайского времени и условия накопления песчаных отложений. Определение абсолютных глубин окобыкайского палеобассейна, реконструкция рельефа его дна производились по микропалеонтологическим, литологическим и сейсморазведочным данным.

Палеобатиметрия окобыкайского бассейна показана на перспективной блок-диаграмме (рис. 57). Морфология дна Северо-Сахалинского среднемиоценового морского палеобассейна во многом определялась рифтогенными тектоническими движениями окобыкайского времени и в значительной мере отличается по контрастности от современных шельфов дальневосточных морей. На сравнительно узкой (до 20 км) полосе внутреннего шельфа (интервал глубин 20–200 м) располагались субгоризонтальные и пологонаклонные ступени, по сбросовым уступам опускающиеся к востоку в сторону внешнего шельфа и отделенные от него узким (5–10 км) внутришельфовым склоном (интервал глубин 200–300 м). Внешний шельф (интервал глубин 300–500 м), представляющий собой батиальную пологонаклонную равнину шириной в 20–30 км, разделялся сбросовыми уступами, наклоненными к западу, на две узкие ступени. В пределах последних возвышались отдельные подводные банки (Охинская, Восточно-Эхабинская). На внутреннем шельфе преобладала система под-

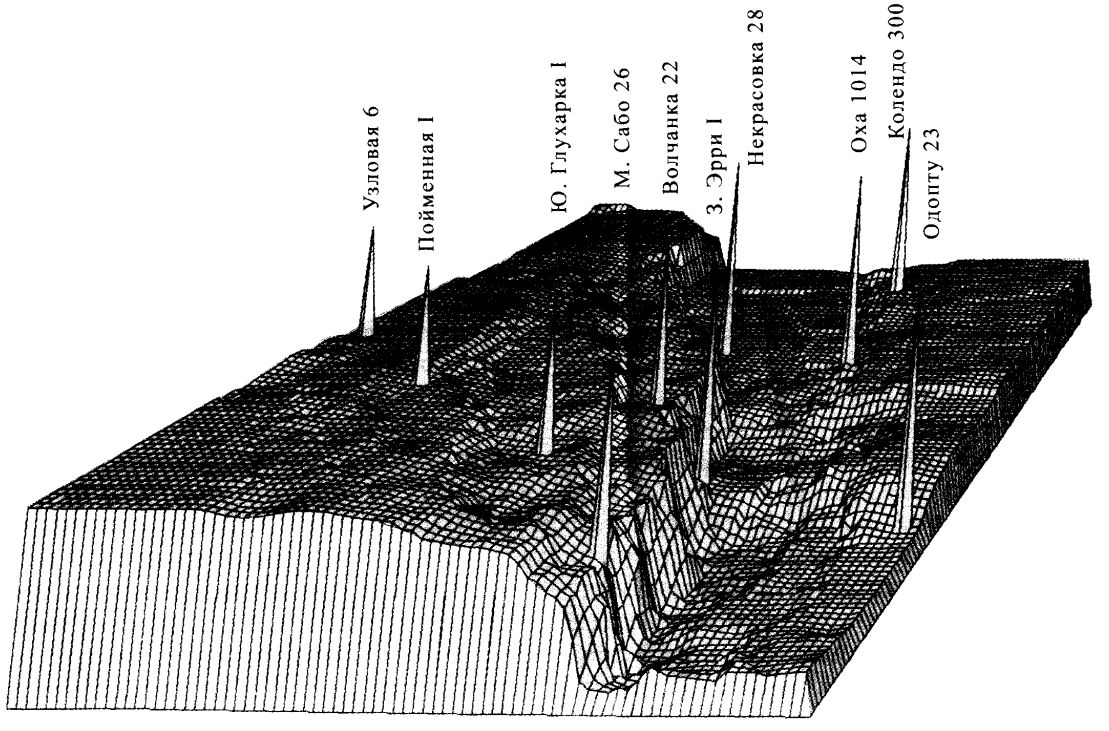


Рис. 57. Аксонометрическое изображение палеорельефа окобыкайского времени на Северном Сахалине (по Д.И. Бурканову, 1992 г.).

водных промоин и долин, зачастую приуроченных к зонам разрывных нарушений или субширотным и диагональным конседиментационным грабенам.

Палеобатиметрические элементы окобыкайского бассейна во многом определяли динамику среды осадконакопления и расположение палеогеографических зон.

Динамика среды осадконакопления в окобыкайском палеобассейне контролировалась в пределах внутреннего шельфа сложным взаимоотношением вдольбереговых и вдольуступовых течений и направленных от берега разрывных и плотностных течений. При этом уступы дна в значительной мере определяли расположение зон аномальной седиментации песчаных образований. В пределах внутришельфового склона и внешнего шельфа преобладают турбидитные и контурные течения, также формирующие аномальные песчаные тела.

Палеогеографические зоны контролируют пространственное распределение седиментационных обстановок окобыкайского палеобассейна, во многом обусловленных его расположением в среднемиоценовое время на периферии окраинного моря и существованием дельты Праамура. В бассейне выделяется последовательный ряд литофаций от наземной части дельты на западе до отложений сублиторали и батиали на востоке региона.

Прибрежная равнина, заливаемая морем, с широким развитием лагун, заливов и ваттов, соответствовала современной территории Лангрийского района и большей части акватории Амурского лимана и с востока ограничивалась Западно-Байкальским трендом (сбросовым уступом). В ее юго-западной части формируется основной объем Праамурского дельтового комплекса, строение которого до сих пор очень плохо изучено. Можно лишь по сейсморазведочным данным предполагать развитие фаций активных и неактивных лопастей дельты, представляющих нефтегазопоисковый интерес, в пределах современной Чингайской синклинали и соседних с ней структур. Отложения фронта дельты (прибрежного барового комплекса) можно прогнозировать вдоль Западно-Байкальского конседиментационного разлома.

Прибрежно-морская зона узкой полосой в 8–13 км протягивается с северо-запада (площадь Узловая) на юго-восток (площадь Мостовая). С запада зона ограничена Западно-Байкальским прибрежным трогом, а с востока Большереченским трендом (сбросовым уступом).

Резкое, хотя и относительно небольшое углубление дна бассейна в начале окобыкайского времени, а также режим растяжений этого периода, приведший к формированию конседиментационных продольных и поперечных грабенов, существенным образом повлияли на характер осадконакопления. Оно здесь шло под воздействием сложного механизма приливно-отливных, вдольбереговых, разрывных течений в условиях расчлененного (изрезанного) рельефа дна. В западной части зоны в прибрежном троге, являющемся основной седиментационной ловушкой, формировался комплекс сбросового уступа (см. фиг. 15, вклейка). Транспортируемый многочисленными речными потоками осадочный материал, в основном, концентрировался в прибрежном троге. В северной части зоны и к востоку от трога отлагались песчано-глинистые осадки небольшой мощности. На юге зоны мощный Праамурский седиментационный поток, формируя подводную продельтовую равнину (платформу), заполнял осадочным материалом не только конседиментационный прибрежный трог, но и большую часть прибрежной отмели. В ее пределах образовалась мощная толща осадков преимущественно песчаного состава. По данным сейсморазведки и бурения можно судить о развитии на востоке зоны вдоль Большереченского тренда (сбросового уступа) шельфового барового комплекса. При изучении керна из скважин, пробуренных вдоль тренда (Большереченская, Мостовая площади), отмечаются текстурные формы пород, характерные для мелководных участков зоны (подводных банок): пологоволнистая, косая слоистость, присутствие знаков ряби, разная сортировка пород, наличие прослоев гравелита, линз галек, микропрослоев угля, отпечатки листьев. Первичные текстуры часто изменены жизнедеятельностью донных организмов.

Сублиторальные зоны, включающие в себя седиментационные обстановки мелководного (глубины до 120 м, верхняя сублитораль) и углубленного (глубина 120–200 м, средняя и нижняя сублитораль) внутреннего шельфа, занимали довольно значительную акваторию палеобассейна. На севере ширина зоны доходила до 30 км, на юге

до 12 км. Верхняя сублитораль, ограниченная с запада Большереченским трендом, на востоке имеет извилистую границу, иногда контролируемую Шхунным трендом, и представляет собой пологонаклонную эрозионно-аккумулятивную равнину, изрезанную подводными долинами и промоинами. Выступы восточной границы зоны совпадают с основными подводными руслами – поставщиками и аккумуляторами большей части песчаного материала. В пределах верхней сублиторали Праамурский седиментационный поток дробится на три подчиненных потока, оси которых совпадают с осями поперечных конседиментационных структур растяжения: главная – Собинского, малая – Тунгорского и краевая – Восточно-Байкальского грабенов.

Северная часть зоны была защищена от основной массы песчаного материала невысокими барьерами – сбросовыми уступами на границах поперечных грабенов – и представляла собой область некомпенсированного осадконакопления. В ее пределах наблюдаются небольшие мощности и преимущественно глинистый состав окобыкайского подкомплекса. Лишь отдельные подводные русла (Астрахановская площадь) на северо-западе зоны формировали небольшие аномальные песчаные тела.

В пределах средней и нижней сублиторали, имеющей ширину 4–9 км, дно бассейна становится более наклонным. Транзит обломочного материала под действием выносных течений, по-видимому, усиливается; в этих условиях аккумуляция песчаного материала теряет свои масштабы, характерные для верхней сублиторали, и сохраняется в прежних объемах, в основном, в пределах главной оси Праамурского седиментационного потока.

Распределение осадочного материала в сублиторальных зонах происходило, по-видимому, не только под воздействием выносных течений, но и течений вдоль уступов рельефа дна. Данные бурения на некоторых площадях (Кобзакская, Средне-Тепловская и другие) показывают, что сложное взаимодействие этих течений может формировать песчаные гряды на трендах и границах зон. Эти подводные «баровые» образования имеют сложную структуру: есть элементы косой слоистости, обнаруженные мелководные формы фораминифер. Пески отличаются хорошей окатанностью и отсортированностью.

Батиальная зона занимала восточную половину Северо-Сахалинского окобыкайского палеобассейна в пределах рассматриваемого региона и включала в себя седиментационные обстановки внутришельфового склона и батиальной равнины внешнего шельфа. Характеризуется преимущественным накоплением глинистых отложений и распространением отдельных изолированных песчаных тел.

Внутришельфовый склон занимал довольно значительную акваторию, соответствующую территориям современных Волчинской, Некрасовской, Сабинской мегантиклиналей и разделяющей их Нельминской мегасинклинали. Западная и восточная его границы в южной части региона почти совпадают с Волчинским и Собинским трендами. Ширина зоны колеблется от 5 до 14 км.

Сложное взаимодействие выносных течений с вдольсклоновыми течениями формирует в пределах склона в области действия Праамурского седиментационного потока мощные песчаные тела, приуроченные к подводным долинам и каналам. Породы в них обычно хорошо отсортированы, в песчаниках развиты тонкогоризонтальнослоистые текстуры; нередки текстуры оползания (Сабинская, Мало-Сабинская, Ключевская, Тунгусская и другие площади). Глубоководные комплексы фораминифер перемешаны с привнесенной мелководной фауной (Западно-Сабинская и Мало-Сабинская площади). Клиноформные тела, отчетливо выделяемые по сейсмическим материалам на внутришельфовом склоне, имеют сложное строение и представляют собой сочетание линзовидных и (или) черепицеобразно налегающих друг на друга песчаных пластов, постепенно уменьшающих свою мощность или выклинивающихся к подножью склона и бортам седиментационных ловушек.

«Глубоководные пески» (пачки пластов XVIII–XX Гиляко-Абунана) северной части современной Сабинской мегантиклинали, по-видимому, формировались у подножья склона в устьях подводных каналов в узких продольных конседиментационных грабенах небольшой контрастности. Выявление подобных седиментационных ловушек имеет значение для поисков «поднадвиговых» залежей нефти и газа в зоне современного Сабинского взброса, ограничивающего с востока одноименную мегантиклиналь.

Батиальная равнина, занимающая восточную и северо-восточную части окобыкайского палеобассейна, характеризуется накоплением преимущественно глинистых и алеврито-глинистых осадков со значительной примесью органогенного материала. Аномальные песчаные тела пока обнаружены при изучении современных антиклинальных структур, развитых в зонах Восточно-Эхабинского и Западно-Охинского трендов. По-видимому, эти конседиментационные сбросовые уступы явились барьером на пути песчаного материала, поставляемого турбидными течениями по подводным каналам Праамурским седиментационным потоком. Батиальный барьерный комплекс пока известен на Кыдыланьинской, Тунгорской, Восточно-Эхабинской и Западно-Охинской площадях. Построения Т.Л. Стыценко [192] по Тунгорскому месторождению показали, что песчаное тело пласта XX на этой структуре представляет собой аккумулятивное образование, не совпадающее по своей кровле с антиклинальной структурой и быстро выклинивающееся в сторону соседних площадей. И.Е. Николаев при изучении Восточно-Эхабинского месторождения приходит к выводу о формировании песчаных тел в погребенных палеоруслах [137]. По-видимому, Праамурский седиментационный поток здесь распадается на многочисленные протоки, контролируемые сетью небольших палеодолин.

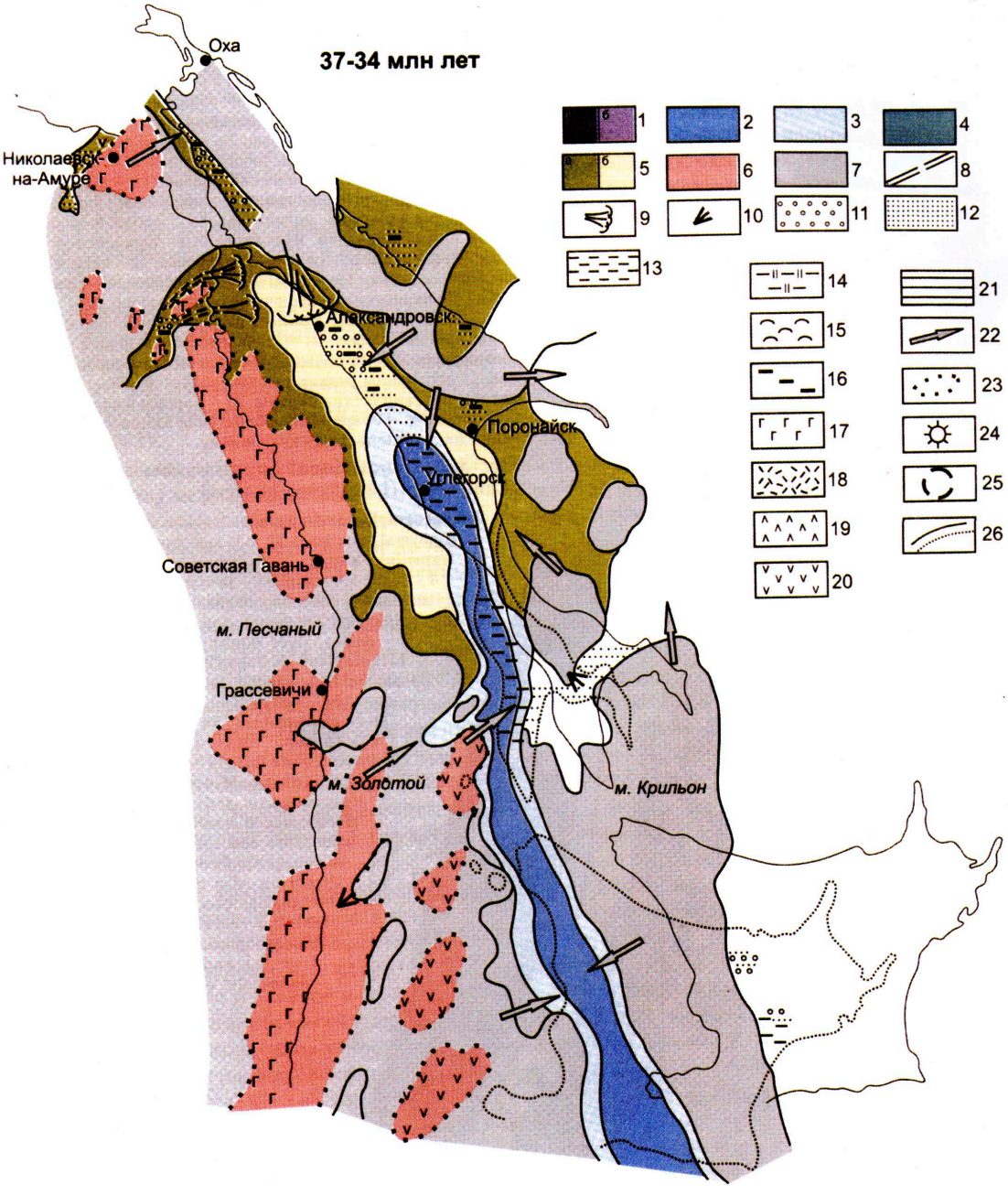
Изучение батиального барьерного комплекса может привести к обнаружению вдоль трендов аномальных песчаных тел вне известных месторождений в зоне Праамурского седиментационного потока. Консервативность расположения в пространстве и во времени поперечных конседиментационных структур позволяет надеяться, что и в последующие геологические эпохи Праамурский поток сохранял свое пространственное положение. По сейсморазведочным материалам видно, что в зоне Восточно-Эхабинского тренда даже в поздненутовском палеобассейне увеличение объема песчаных образований приурочено к главной оси Праамурского седиментационного потока: продольный конседиментационный сброс являлся барьером для песчаного материала и в позднем миоцене, и плиоцене.

Западно-Охинский тренд выделял северо-восточную часть батиальной равнины в отдельную фациальную зону. В ее пределах аномальные песчаные тела окобыкайского подкомплекса предположительно формировались контурными течениями, огибавшими конседиментационные поднятия. Контуритовый комплекс, слагающий Бирюканскую зону аномальной седиментации песчаных образований (см. фиг. 15, вклейка), возможно, широко распространен в пределах современного шельфа Северо-Восточного Сахалина, огибая с запада конседиментационное поднятие современной Одоптинской антиклинальной зоны.

В целом, палеогеографические реконструкции показали сложную картину осадконакопления северного сектора Северо-Сахалинского бассейна в окобыкайское время. На характер аккумуляции песчаных отложений основное влияние оказал Праамурский седиментационный поток. Большую роль в формировании песчаных тел сыграли конседиментационные продольные и поперечные разрывные нарушения, определявшие морфологию рельефа дна палеобассейна.

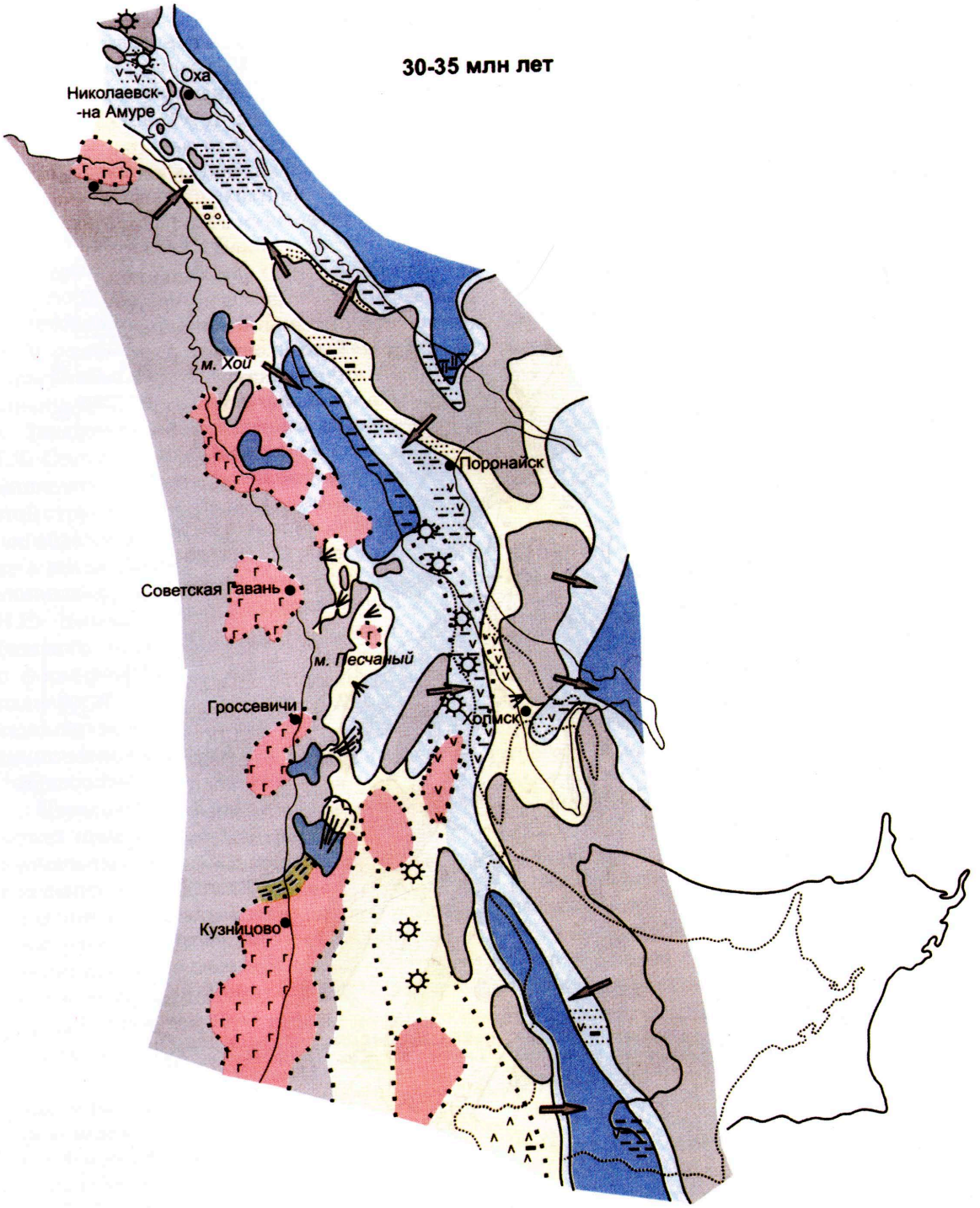
В **позднем миоцене (ранненутовское время)** на юге и севере острова, так же как и в среднем, существовали разные палеогеографические обстановки (фиг. 16, вклейка). В южных регионах начали формироваться поднятия, разделившие единый бассейн на два: Татарский и Южно-Охотский. Эти поднятия питали обломочным материалом соседние прогибы. Раннемаруямская регрессия в заливе Анива протекала активно; в разрезе нижнемаруямской подсвиты относительно тонкозернистые породы переслаиваются с песчаниками, которые в благоприятных условиях становятся резервуарами для газовых залежей (Восточно-Луговское и другие месторождения этого района). Кроме того, в прибрежной зоне Макаровского прогиба (залив Терпения) определенный нефтегазопоисковый интерес представляют песчаники, завершающие разрез нижнемаруямской подсвиты и перекрытые диатомитами верхнемаруямской подсвиты. В северной части Южно-Татарского прогиба нижнемаруямские песчаные пласты содержат газовые залежи Изыльметьевского месторождения. Возможно, что их формирование обязано существованию краевых частей палеоамурских дельт.

На Северном Сахалине (рис. 58) в позднем миоцене дельтовая платформа значительно продвинулась на восток. В Дагинском районе располагалась прибрежная зона моря. В Охин-



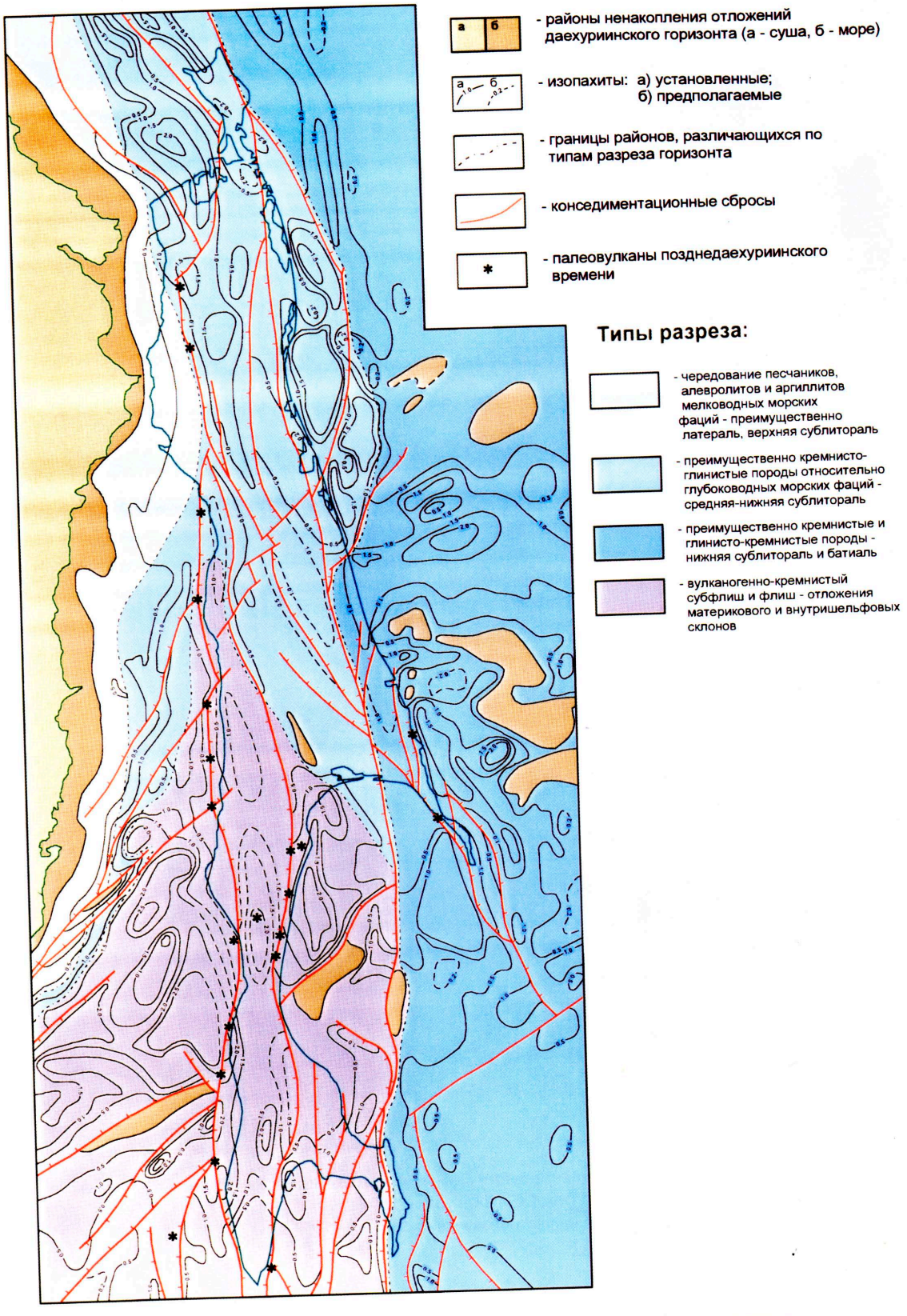
Фиг. 9. Обстановки осадконакопления в позднем эоцене (шебунинское время) (по Л.С. Маргулису, 2004 г.)

Палеогеографические обстановки: 1 – море, глубоководные области: а – абиссаль, б – батиаль; 2 – море, нижняя литораль и переходный горизонт; 3 – море, литораль верхняя сублитораль; 4 – озеро; 5 – равнина: а – низменная аккумулятивная, б – периодически заливаемая морем: 6 – области наземного вулканизма; 7 – области денудации; 8 – речные долины; 9 – дельты, речные устья; 10 – подводные конусы выноса. Литологический состав: 11 – галечники, пески; 12 – пески, алевриты; 13 – алевриты, глины; 14 –кремнистые алевриты, аргиллиты; 15 – опоки и диатомиты; 16 – прослои углей. Вулканогенные образования: 17 – лавы и туфы основного и среднего состава; 18 – лавы и туфы кислого состава; 19 – олигоцен-миоценовые «зеленые туфы». Вулканогенно-осадочные образования: 20 – терригенно-вулканогенные, примесь пирокластического материала и прослои туфов; 21 – вулканогенный флиш. Прочие обозначения: 22 – направление сноса обломочного материала; 23 – границы вулканических областей; 24 – изолированные вулканические центры; 25 – породы в аллохтонном залегании; 26 – современная береговая линия и ее проекция на палинспастическую основу

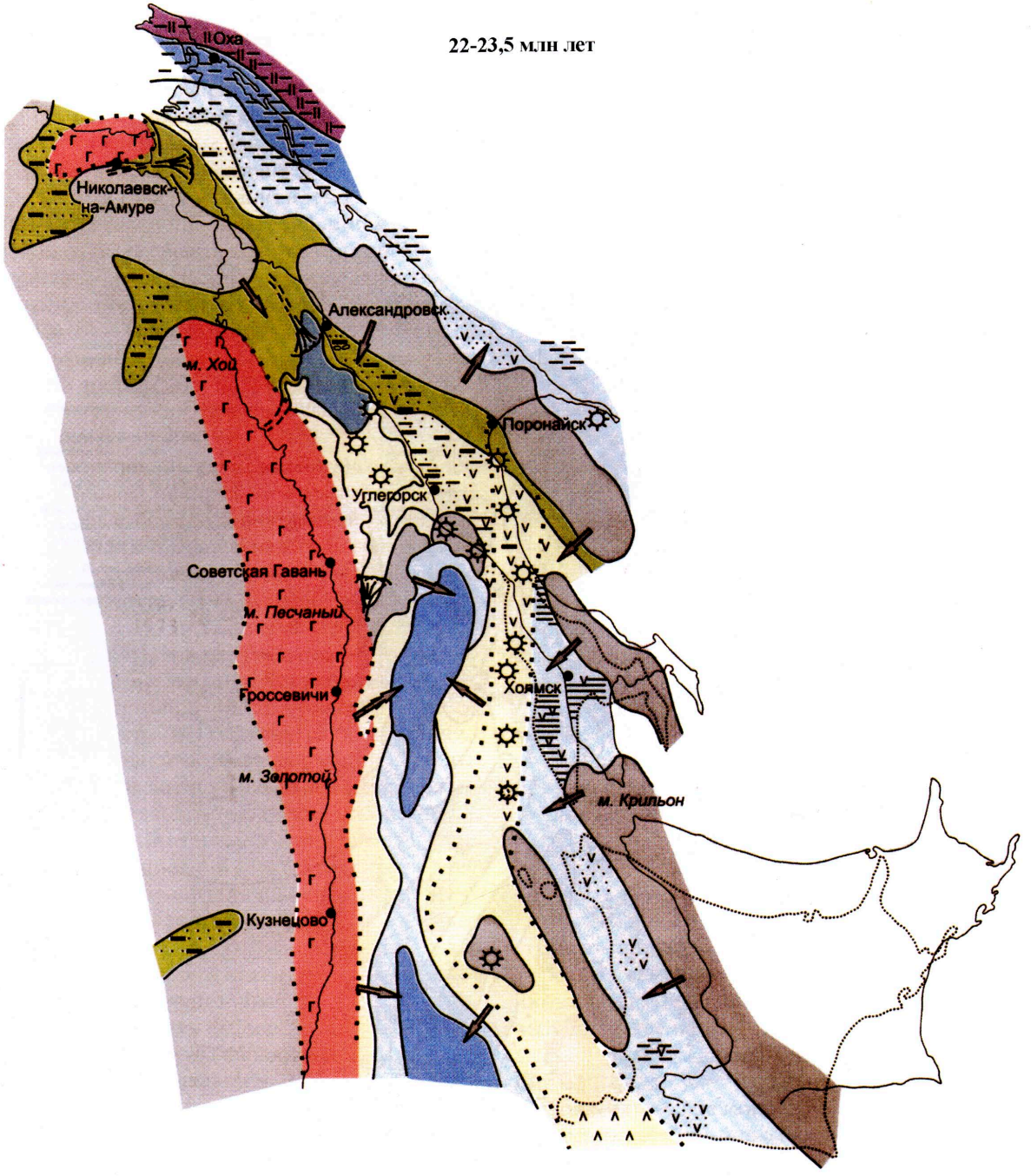


Фиг. 10. Обстановки осадконакопления в олигоцене (мачигарское время) по Л.С. Маргулису, 2004 г.)

Условные обозначения см. на фиг. 9

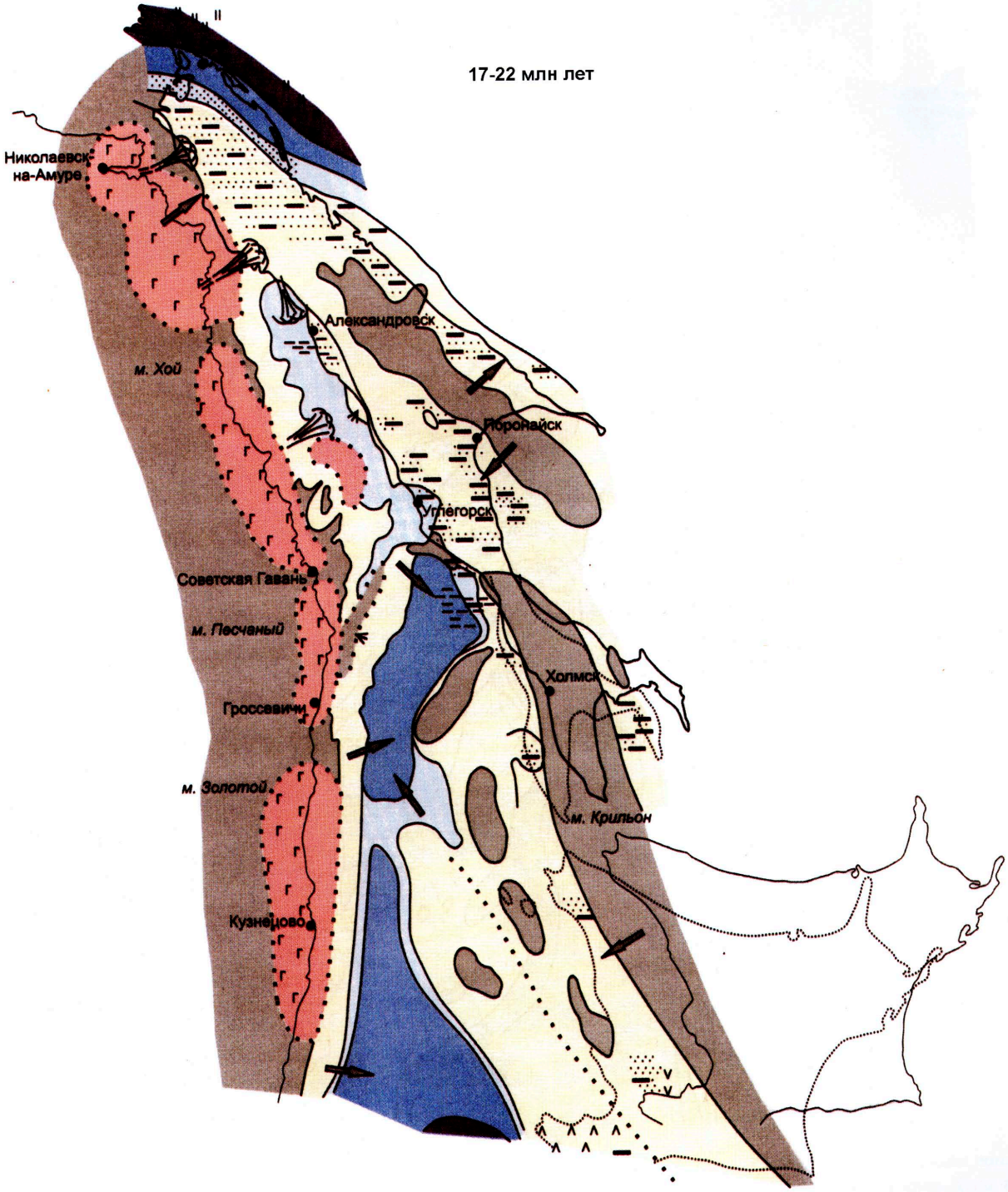


Фиг. 11. Сахалинский регион. Карта типов разрезов даехуриинского горизонта



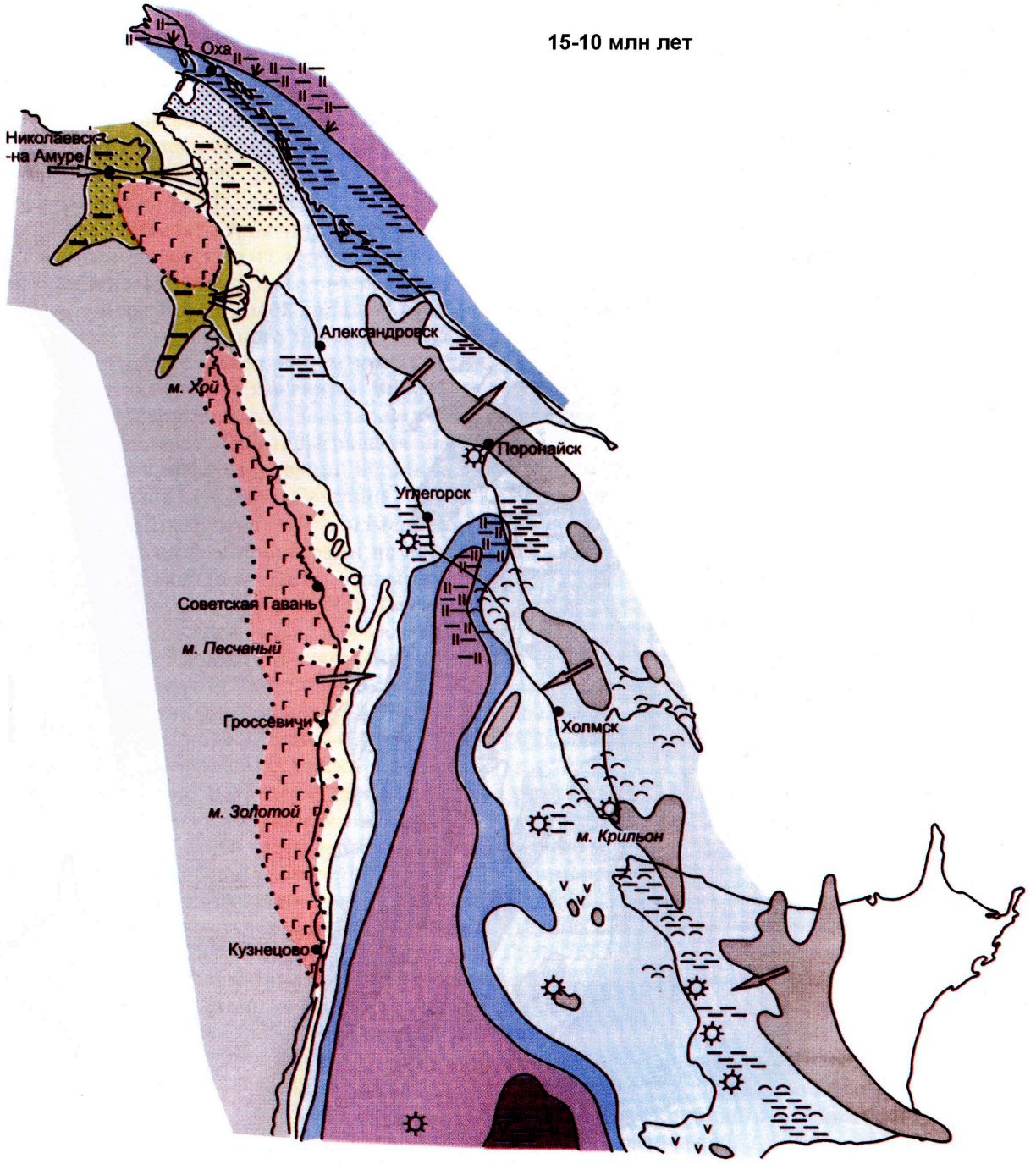
Фиг. 12. Обстановки осадконакопления в начале раннего миоцена (уйнинское время) (по Л.С. Маргулису, 2004 г.)

Условные обозначения см. на фиг. 9



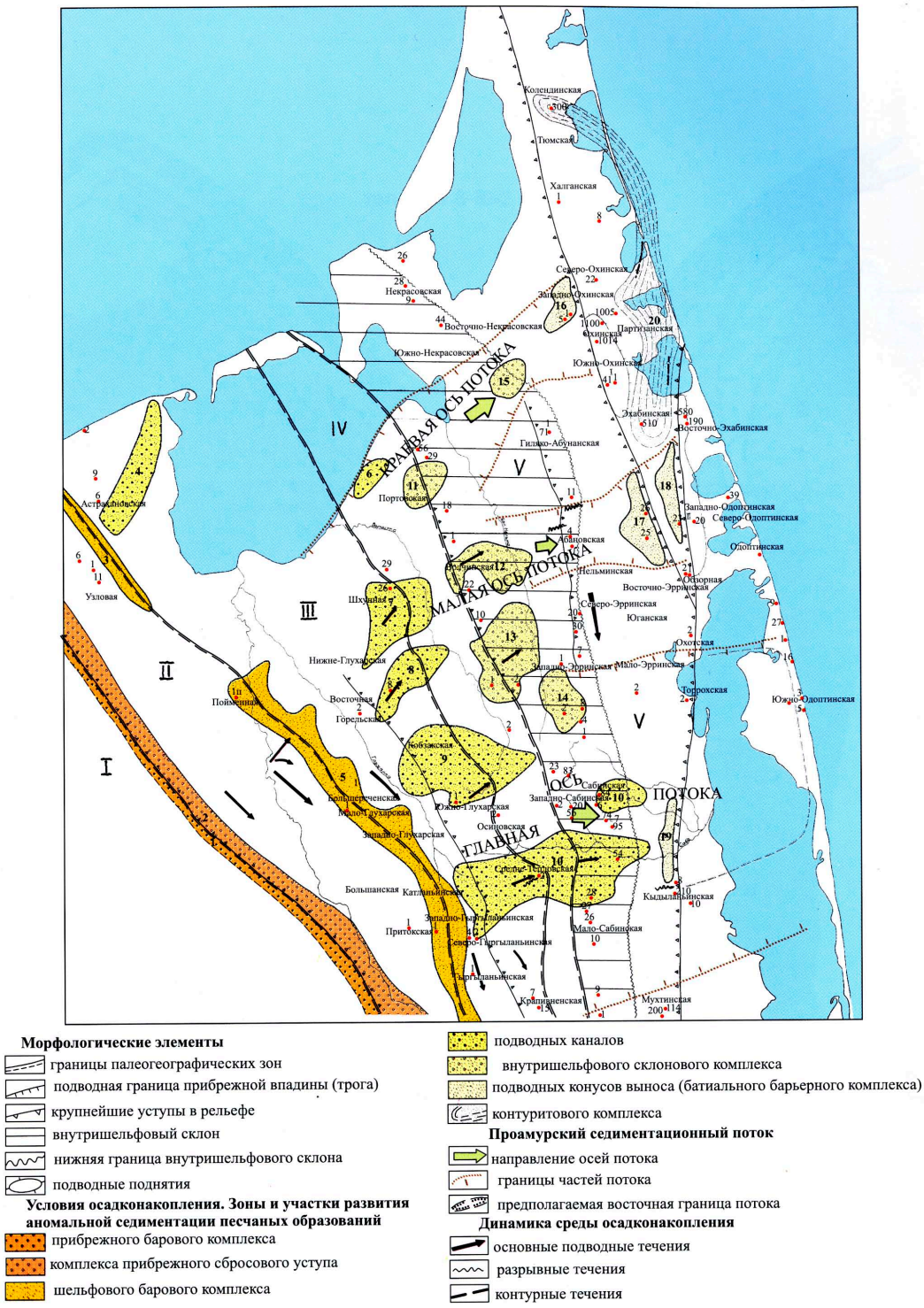
Фиг. 13. Обстановки осадконакопления в начале среднего миоцена (дагинское время) (по Л.С. Маргулису, 2004 г.)

Условные обозначения см. на фиг. 9



Фиг. 14. Обстановки осадконакопления в конце среднего миоцена (окобыкайское время) (по Л.С. Маргулису, 2004 г.)

Условные обозначения см. на фиг. 9



Морфологические элементы

- границы палеогеографических зон
- подводная граница прибрежной впадины (трога)
- крупнейшие уступы в рельефе
- внутришельфовый склон
- нижняя граница внутришельфового склона
- подводные поднятия

Условия осадконакопления. Зоны и участки развития аномальной седиментации песчаных образований

- прибрежного барового комплекса
- комплекса прибрежного сбросового уступа
- шельфового барового комплекса
- подводных каналов
- внутришельфового склонового комплекса
- подводных конусов выноса (батиального барьерного комплекса)
- контуритового комплекса

Проамурский седиментационный поток

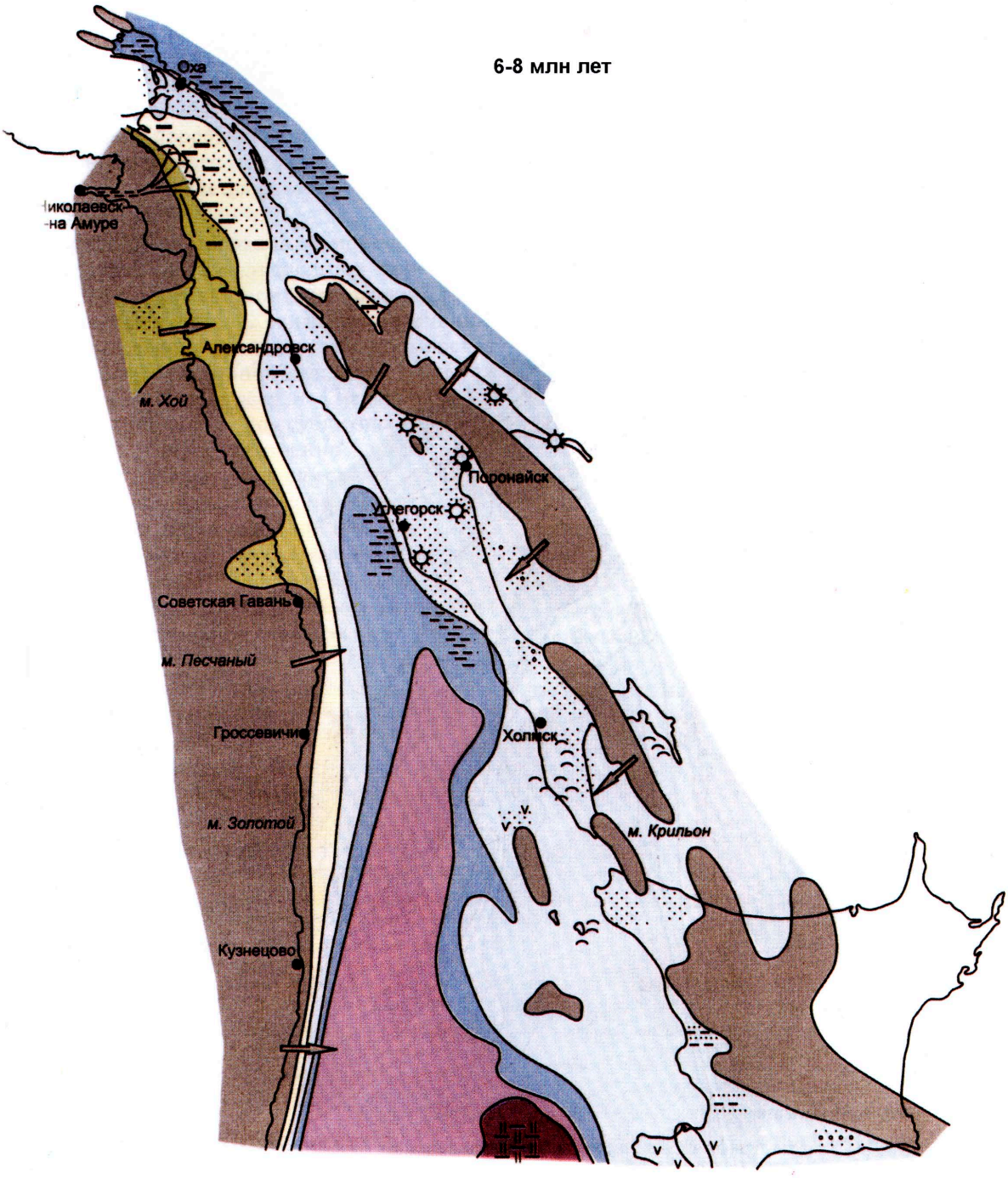
- направление осей потока
- границы частей потока
- предполагаемая восточная граница потока

Динамика среды осадконакопления

- основные подводные течения
- разрывные течения
- контурные течения

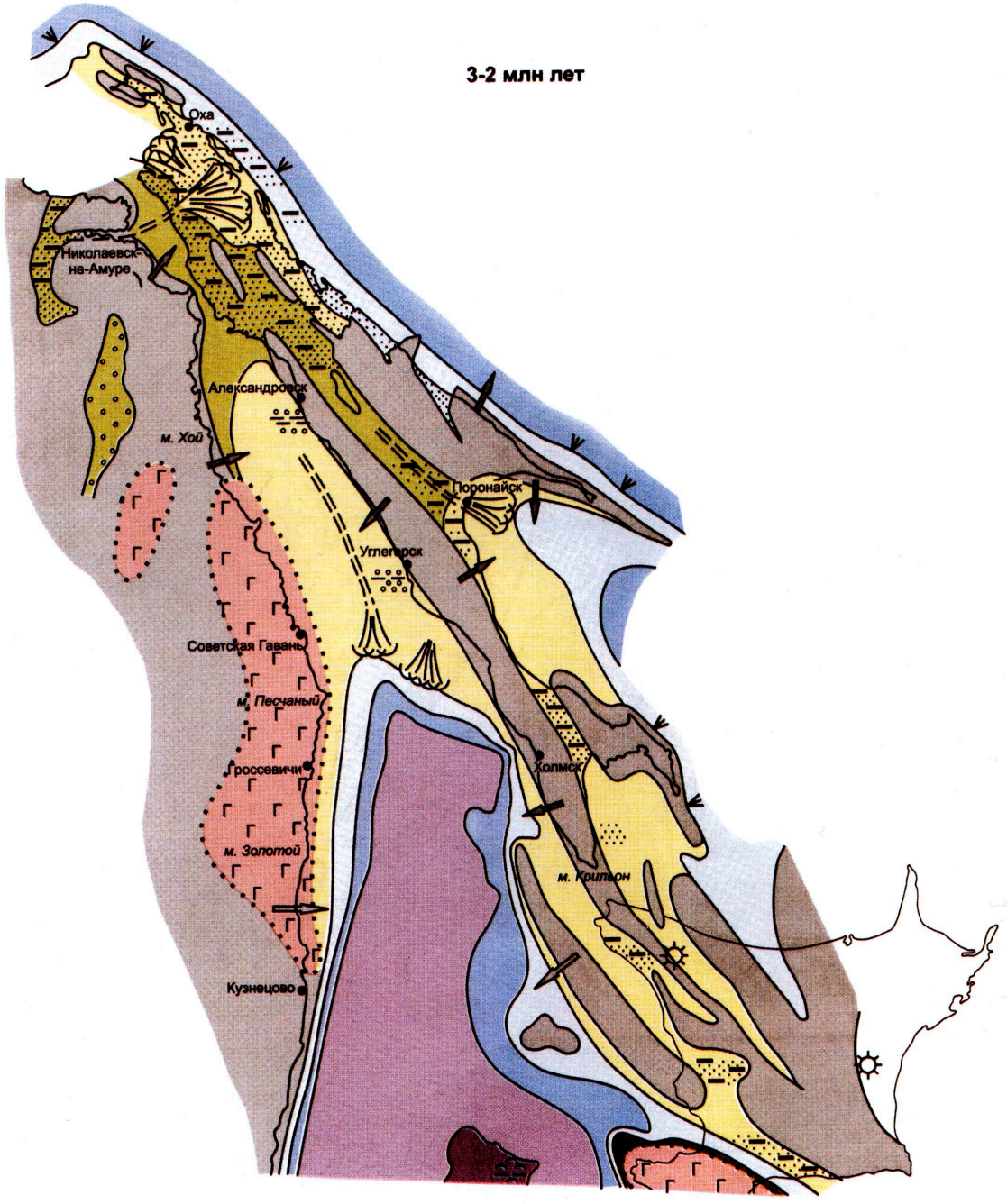
Фиг. 15. Палеогеографическая карта Северо-Сахалинского бассейна (северный сектор) на конец раннеокобыкайского времени

Палеогеографические зоны: I – прибрежная равнина, заливаемая морем, с развитием лагун; II – прибрежная зона моря; III – верхняя сублитораль (мелководная часть шельфа); IV – средняя и нижняя сублитораль; V – батиаль. Зоны и участки аномальной седиментации песчаных образований: 1 – Люгинская, 2 – Западно-Байкальская, 3 – Успеновский, 4 – Южно-Астрахановский, 5 – Большереченский, 6 – Восточно-Байкальский, 7 – Заволчинский, 8 – Кобзакский, 9 – Глухарский, 10 – Сабинский, 11 – Портовской, 12 – Ключевской, 13 – Северинский, 14 – Западно-Эрриинский, 15 – Поморский, 16 – Западно-Охинский, 17 – Тунгорский, 18 – Восточно-Эхабинский, 19 – Кыдыланьинский, 20 – Бирюканская. Подводные поднятия: I – Охинское, II – Восточно-Эхабинское



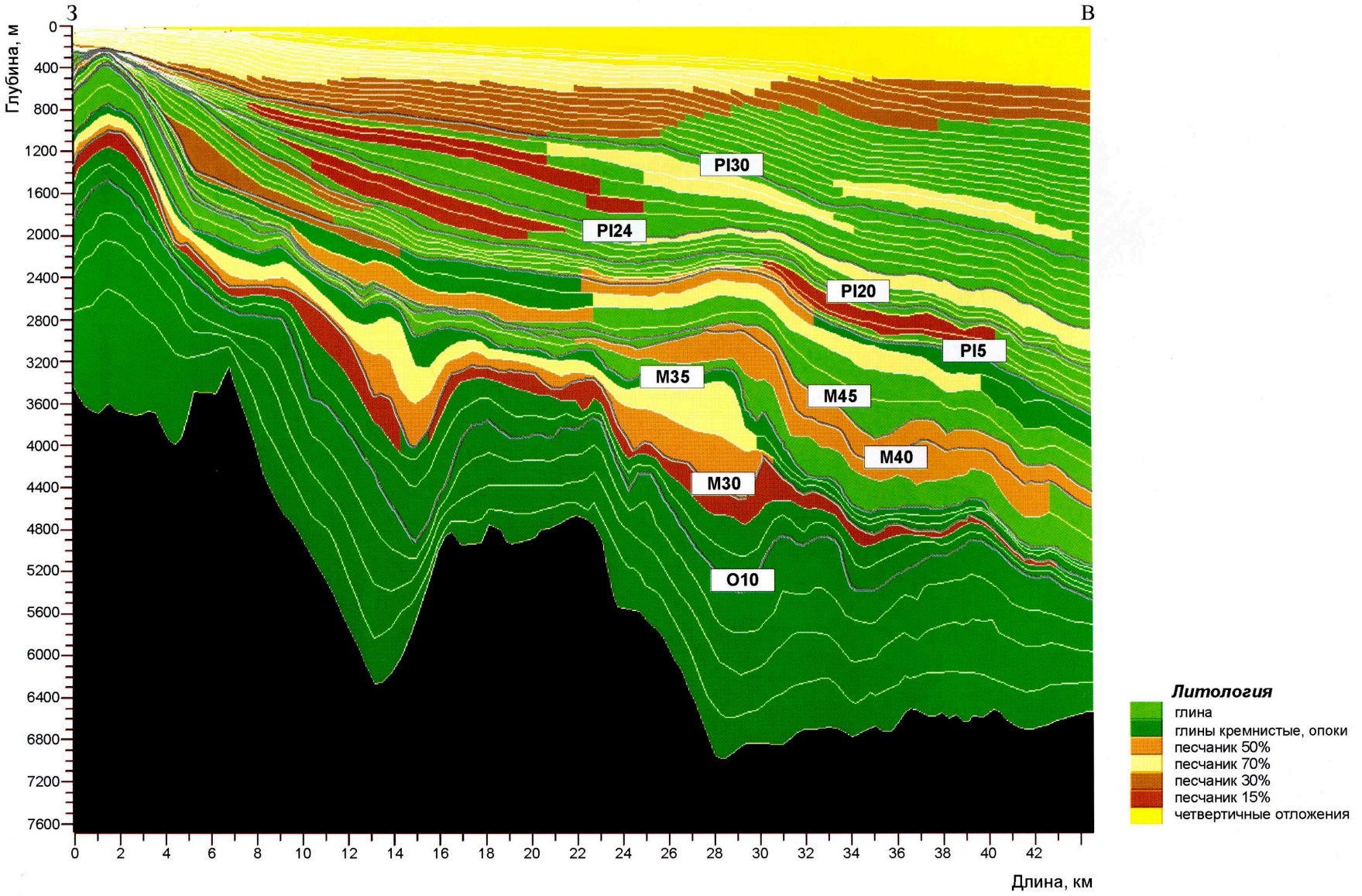
Фиг. 16. Обстановки осадконакопления в конце позднего миоцена (нутовское время) (по Л.С. Маргулису, 2004 г.)

Условные обозначения см. на фиг. 9

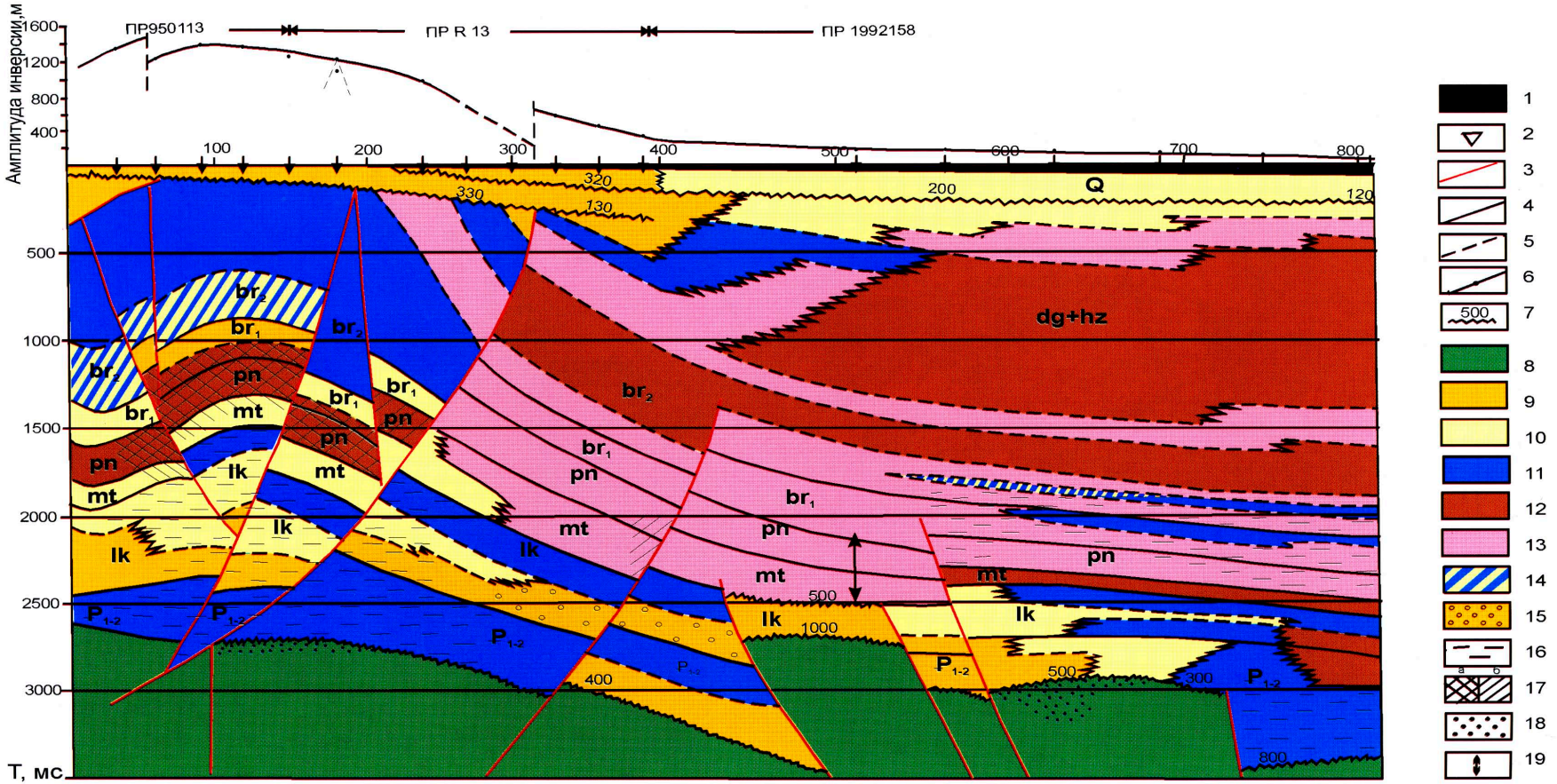


Фиг. 17. Обстановки осадконакопления в позднем плиоцене (помырское время) (по Л.С. Маргулису, 2004 г.)

Условные обозначения см. на фиг. 9

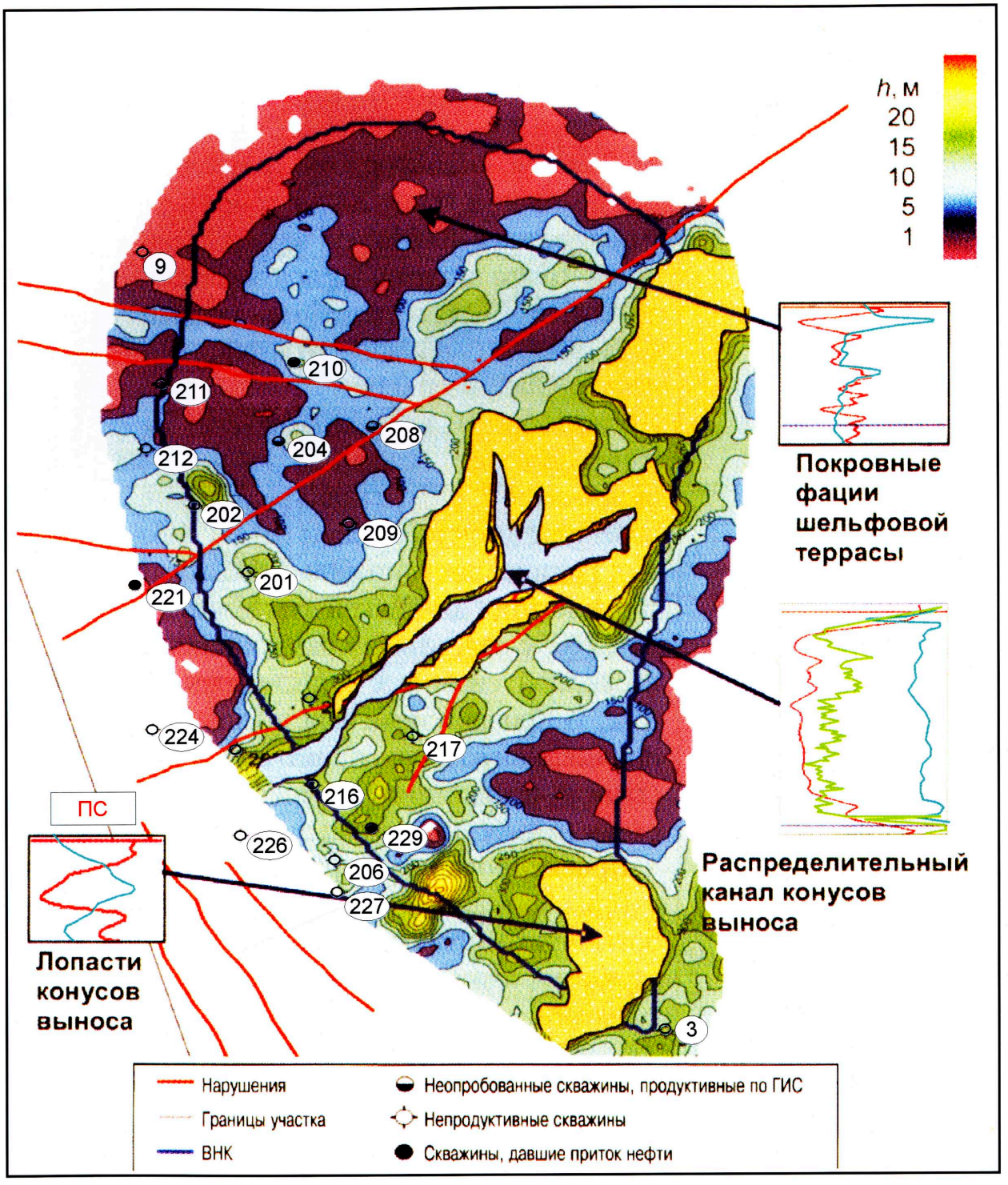


Фиг. 18. Литологическая модель кайнозойской толщи восточного шельфа Шмидтовского района
Индексами O, M, Pl обозначены, соответственно, олигоценовые, миоценовые и плиоценовые подразделения

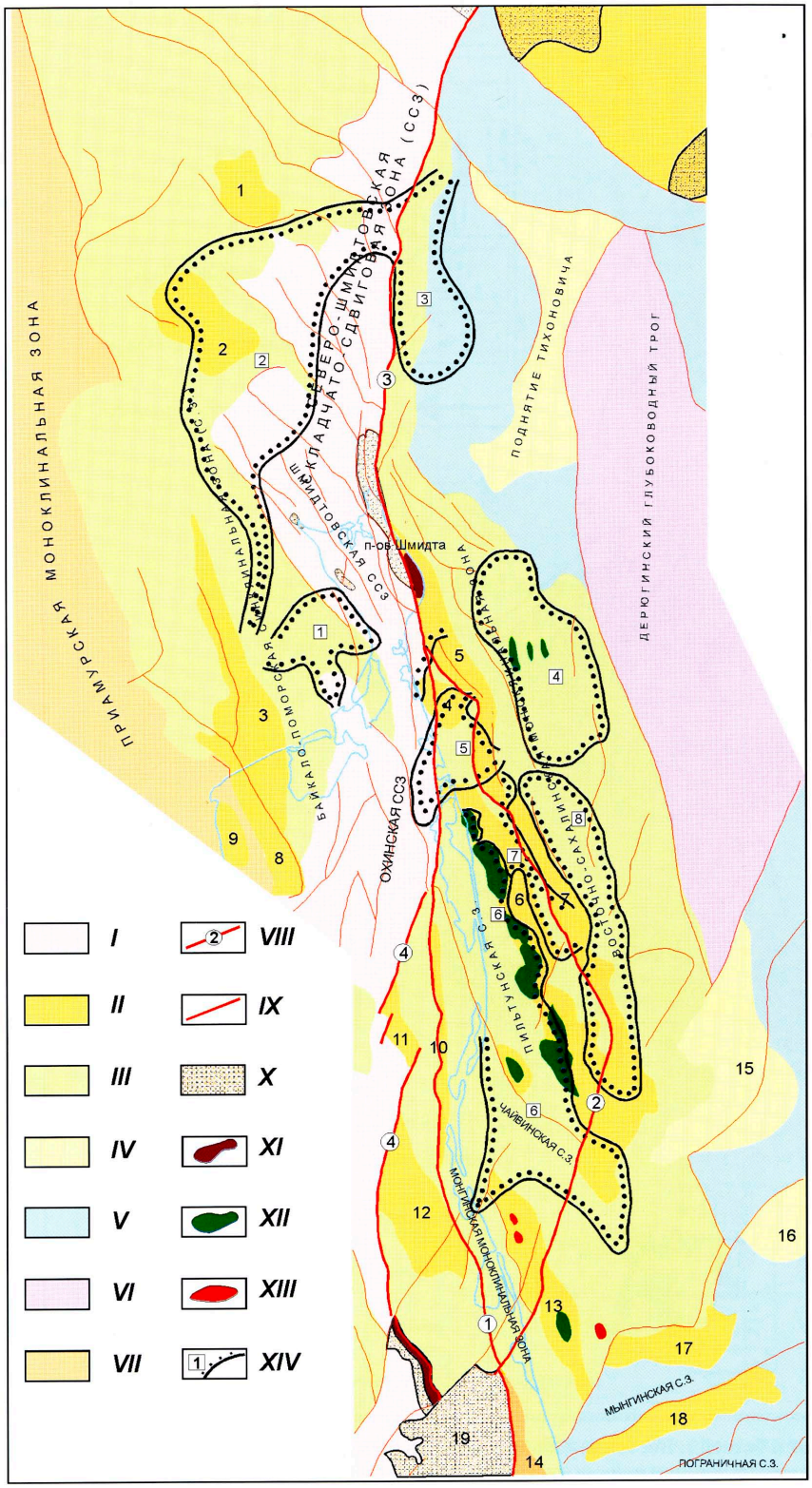


Фиг. 19. Строение резервуарных толщ Пограничного района. Литолого-физический разрез суша–шельф (ПР 95013, ПР R13, ПР 1992158) (по Э.Г. Коблову, А.В. Харахинову, 2008 г.)

1 – слой воды; 2 – точки интерпретации разреза; 3 – разрывы; 4 – стратиграфические границы; 5 – границы литофаций; 6 – профиль амплитуд инверсии разреза; 7 – поверхности размыва и оценка его амплитуды (м); 8 – фундамент; 9–15 – литофации: 9 – глинисто–песчаная (доля песчаных пород в разрезе свыше 45%), 10 – песчано-глинистая (15–45%), 11– глинистая, глинисто-алевритовая (возможно присутствие редких песчано-алевритовых пластов), 12– глинисто-кремнистая, 13 – глинистая и глинисто-кремнистая, 14 – глинистая и песчано-глинистая, 15 – грубообломочная (песчано-галечно-конгломератовая); 16–20 – аномальные зоны пониженной скорости: 16 – нефтеуплотнения пород (АВПоД, АВПД), а также угленасыщения разреза (для комплексов P_{1-2} и P_2, lk), 17– разуплотнения вследствие трещиноватости пород различной интенсивности (а – сильной, б – слабой), 18 – разуплотнения в породах фундамента вследствие трещиноватости и формирования кор выветривания, 19 – интервалы разреза с понижением скорости вследствие возможного присутствия залежи в интервале или ниже («дыхание» залежи)

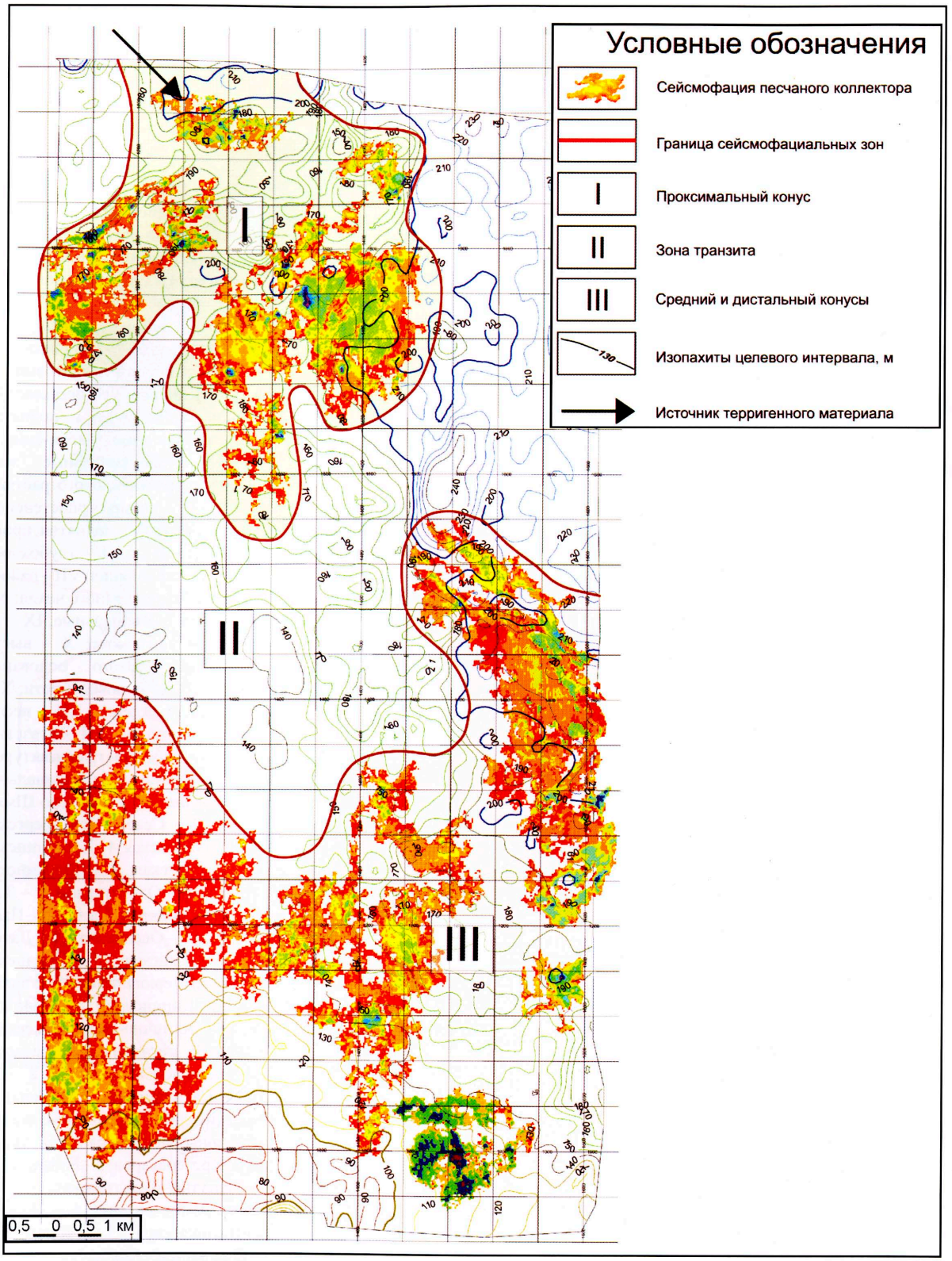


Фиг. 20. Одоптинское месторождение (Северный купол). Палеофациальная карта XXI пласта [103]



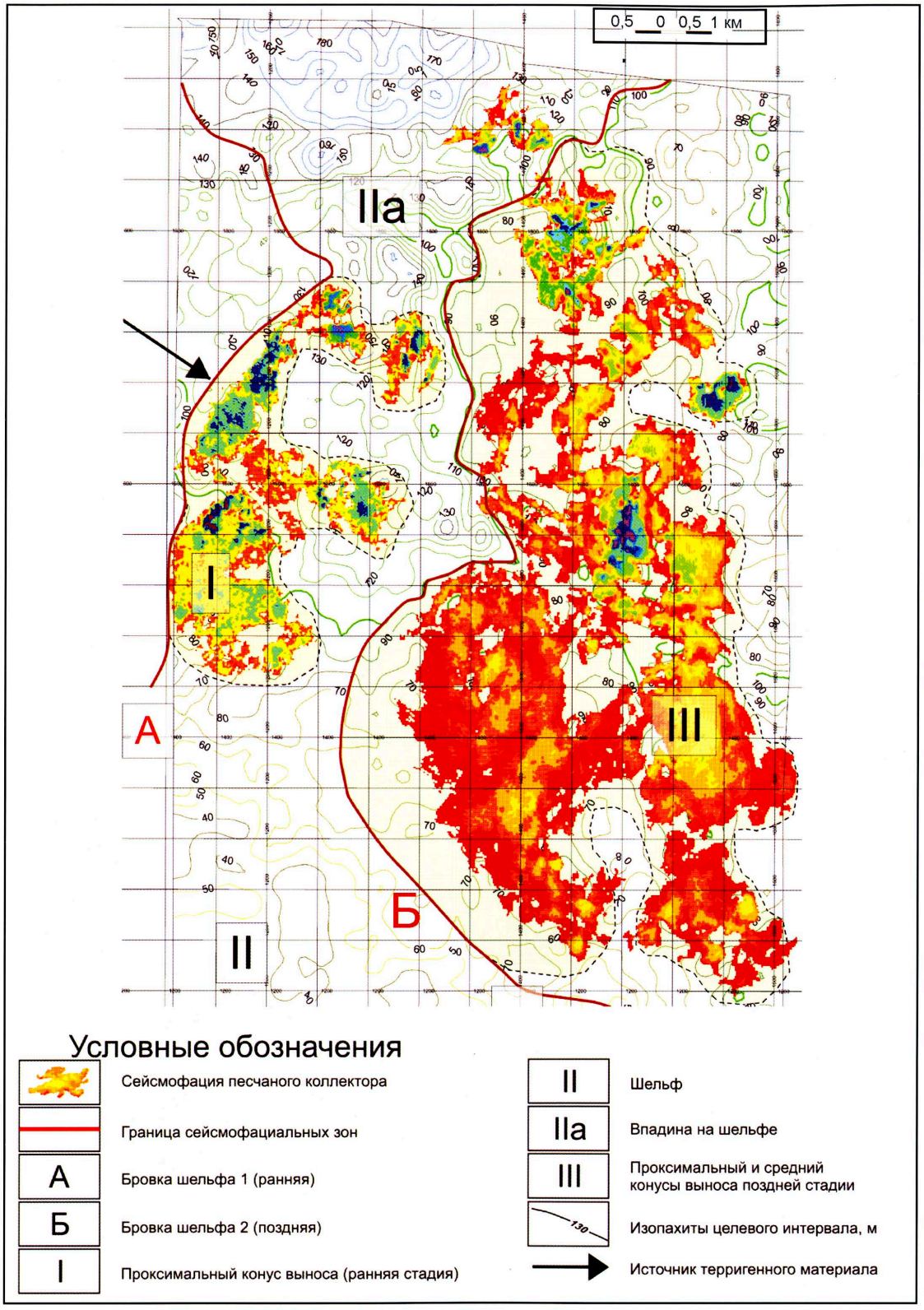
Фиг. 21. Северный Сахалин и шельф. Схема распространения миоцен-плиоценовых турбидитных резервуаров [87]

I–III – районы транспрессивной тектоники: I – складчато-сдвиговые и складчато-надвиговые зоны декстрального тектогенеза, II – антиклинальные зоны и поднятия; III – синклинальные, грабен-синклинальные, моноклинальные зоны присдвигового и тылового растяжения; IV–VI – районы транстенсионной тектоники: IV – поднятия, прогибы, V – грабены, VI – глубоководные троги, зоны зияния; VII – районы маломощного осадочного чехла; разломы: VIII – региональные, IX – зональные и локальные; X – выступы докайнозойского основания; XI – офиолиты на поверхности; XII–XIII – месторождения: XII – нефтегазоконденсатные, XIII – газовые; XIV – районы распространения турбидитных резервуаров; антиклинальные зоны и поднятия: 1 – Северо-Шмидтовское, 2 – Северо-Эспенбергская, 3 – Астрахановская, 4 – Хангузинское, 5 – Трехбратская, 6 – Одоптинская, 7 – Восточно-Одоптинская, 8 – Тамлевская, 9 – Лангрыйская, 10 – Паромайская, 11 – Оссойская, 12 – Дагинская, 13 – Ныйская, 14 – Конгинская, 15 – Южно-Дерюгинское, 16 – Ульвинское, 17 – Киринское, 18 – Мынгинское, 19 – Восточно-Сахалинское (Набильское); региональные разломы: 1 – Хоккайдо-Сахалинский, 2 – Восточно-Сахалинский, 3 – Западно-Охотский, 4 – Срединно-Сахалинский; зоны распространения турбидитных резервуаров: 1 – Байкальская, 2 – Западно-Шмидтовская, 3 – Восточно-Шмидтовская, 4 – Кайганско-Васюканская, 5 – Кайганская, 6 – Одоптинско-Айяшская, 7 – Одоптинско-Лозинская, 8 – Восточно-Одоптинско-Баутинская



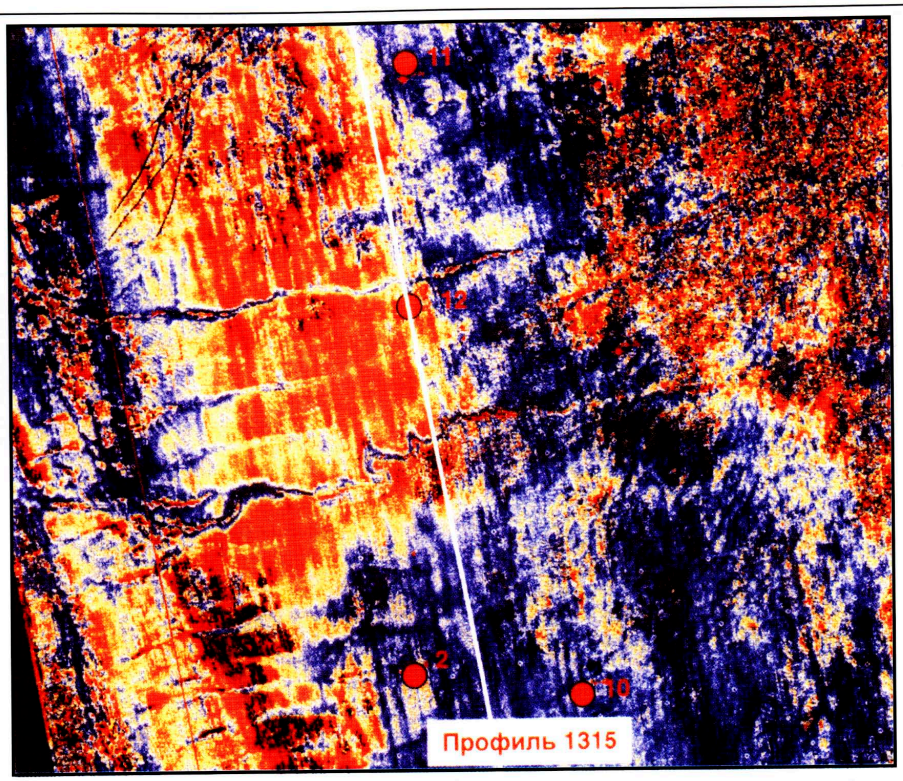
Фиг. 22. Северо-Сахалинский бассейн. Восточно-Одоптинская зона. Южно-Айяшский блок. Сейсмофациальная (по данным 3D-съемки) карта верхней части нижненутовского горизонта

Иллюстрация глубоководной модели седиментации осадков горизонта

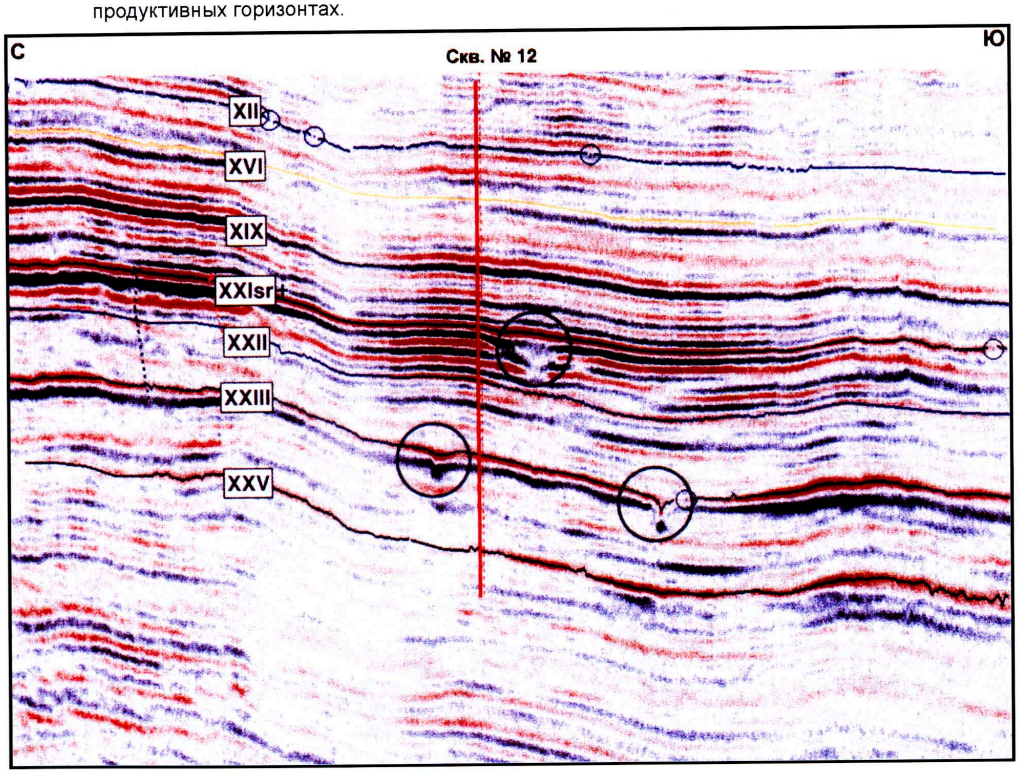


Фиг. 23. Северо-Сахалинский бассейн. Восточно-Одоптинская зона. Южно-Айяшский блок. Сейсмофациальная (по данным 3D-съемки) карта нижней части нижненутовского горизонта

Иллюстрация глубоководной модели седиментации осадков горизонта



а) карта мгновенных частот по горизонту XXIII, демонстрирующая эрозионные врезы в продуктивных горизонтах.



б) временной сейсмический разрез по профилю 1315, иллюстрирующий наличие эрозионных врезов-каналов в продуктивных горизонтах.

Фиг. 24. Пильтун-Астохское месторождение. Сейсмические данные 3-D, иллюстрирующие наличие эрозионных врезов-каналов (экранов) в продуктивных горизонтах

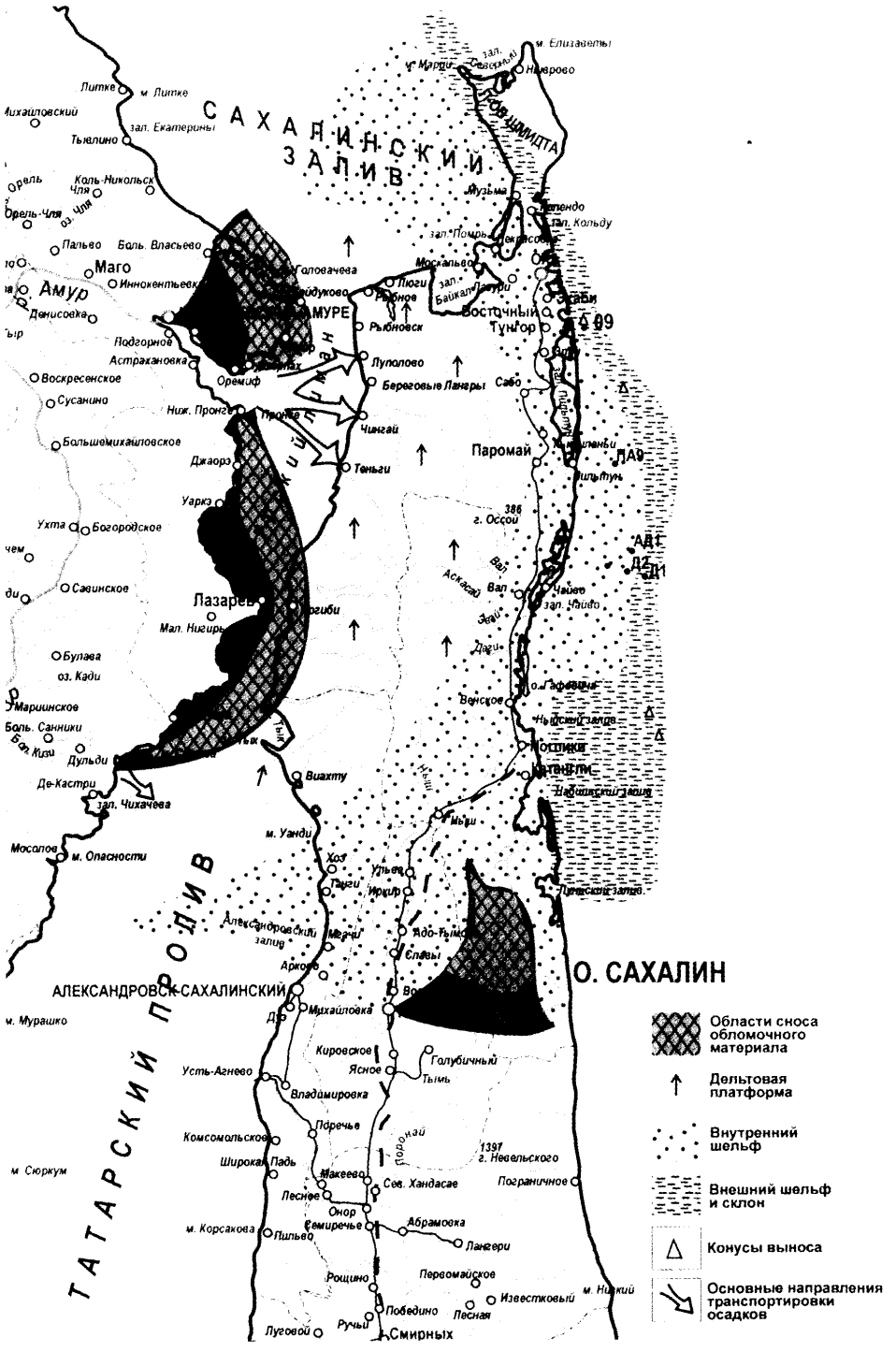


Рис. 58. Северный Сахалин. Обстановки осадконакопления раннемутовского времени (по Б.А. Сальникову, 2004 г.)

Морские скважины: О9 – Одоптинская №9, ПА9 – Пильтун-Астохская №9, АД1 – Аркутун-Дагинская №1, Д2 – Дагинская №2, Д1 – Дагинская №1

ском районе шло накопление сублиторальных чередующихся песков и глин. Песчаные пласты формировались как в волновой зоне, так и за ее пределами, в условиях вдольбереговых течений. Встречаются граветиты. К востоку эти отложения сменялись алевритовыми и кремнистыми илами.

Преимущественно глинистый склон устанавливается по обнажениям западного побережья полуострова Шмидта и скважинами северо-восточных сахалинских месторождений на суше (например Колендо, Охинское, Эхаби и Одопту). Максимальное распространение подошвы склона обозначено кажущимся клином подошвенного прилегания на сейсмике.

Как и в нижележащей пильской свите, глубоководно-морская фация представляет собой конденсированный разрез в северной части Северо-Сахалинского бассейна и большей части Дерюгинского бассейна. В скважине Хангуза-1 был вскрыт сохранившийся тонкий пласт морских аргиллитов. Большая часть участка Сахалин-5 находилась в склоново-морской обстановке во время отложения нижненутовского подгоризонта.

Интерпретированные многопластовые склоново-морские лопастные песчаники были вскрыты на месторождениях Северное Колендо и Одопту-море. В Дерюгинском бассейне были интерпретированы глубоководные фаны, представленные локально мощными клиньями подошвенного прилегания в основании склоново-морской обстановки. Их распространение параллельно берегу и, по всей видимости, происходило под влиянием и в пределах нижележащих полуграбенов вдоль западного фланга Дерюгинского бассейна.

Верхние части нижненутовского горизонта являются основным нефтегазоносным интервалом на суше и на море. На море крупные промышленные залежи УВ включают в себя месторождения Одопту, Пильтун-Астохское, Аркутун-Даги и Чайво. Протяженность преимущественно песчаного мелководно-морского фронта дельты согласуется со скважинами месторождений Колендо, Охинское, Верхний Кайган, Эхаби и Одопту.

В южной части Охинского района (шельфовый сектор) в конце ранненутовского времени на месте Одоптинского участка располагалась область переуглубленного шельфа, переходящая в пологонаклоненное краевое плато на склоне. Его восточным ограничением служила краевая дамба, в структурном плане совпадающая с шарнирной частью Восточно-Одоптинской антиклинальной зоны. Формирование отложений нижненутовского подкомплекса на этом участке проходило в относительно глубоководных условиях; глубина моря на краевом плато составляла не менее 300 м при общем низком стоянии уровня моря. Терригенный материал по системе мигрирующих подводных каналов поступал по направлению с западо-северо-запада и аккумулировался в конусах выноса. Соответствующая конусам сейсмофация представлена низкоамплитудными прерывистыми отражениями, характеризующимися прилеганием к подошве и боковой проградацией. В системе конусов выноса выделяется субфация мигрирующих каналов, которые приурочены к подножию тылового уступа краевого плато.

Наиболее молодой северный конус расположен непосредственно под XXI_1 пластом. Формирование более древнего – южного конуса соответствует интервалу времени между накоплением XXIII и XXII_{1-2} пластов. Центральный конус выноса самый древний из трех и выделяется под пластом XXII_3. В составе конусов преобладают алевролиты и глины, судя по данным бурения на Одоптинском участке. Можно ожидать опесчанивание состава сейсмофаций выполнения мигрирующих каналов. Песчаники пластов XXIII, XXII и XXI связаны, скорее всего, с кратковременными регрессиями моря, приводившими к увеличению поступления грубозернистого материала с суши. В периоды регрессий песчаники накапливались также и в пределах конусов выноса, которые превращались в подводные банки и попадали в зону волнового воздействия.

В конце ранненутовского времени южнее Одоптинского участка преобладали более мелководные условия осадконакопления. Пильтун-Астохский участок представлял собой шельф с мелководными банками вдоль внешнего края. Анализ сейсмических материалов и данных бурения позволил в этом районе откартировать лопасть продельты. Соответствующая ей сейсмофация на временных разрезах выделялась по прилеганию сейсмических отражений к подошве и увеличению мощности исследуемого интерва-

ла. Скважины 1, 2, 3 и 4, расположенные в пределах контура продельты, вскрыли ниже XXI_1 пласта песчаники с хорошими коллекторскими свойствами. Судя по описанию керна в скважине № 1, песчаники XXI_2, XXI_3 и XXII пластов разнозернистые, имеющие косослоистую текстуру. Геометрический анализ прилеганий сейсмических отражений к подошве позволил установить преобладающее северо-западное направление транспортировки осадочного материала. Мелководные банки на краю шельфа препятствовали распространению осадков продельты на склон. Во время кратковременных регрессий моря банки попадали в зону волнового воздействия, что способствовало накоплению песчаников XXI_2, XXI_3 и XXII пластов.

На Чайвинском участке шельфа в конце ранненутовского времени условия осадконакопления были еще более мелководными. Пробуренные здесь скважины вскрыли ниже IX пласта (уровень XXI пласта по Одоптинской номенклатуре) разнозернистые песчаники с различными типами косой, перекрестной и фестончатой слоистости, геннойшами и включениями сингенетичных галек и растительного детрита, накапливавшиеся в обстановке авандельты. В восточном направлении авандельта переходит в продельту, для которой характерно небольшое увеличение мощности исследуемого интервала. Песчаники, вскрытые скважиной Аркуту № 1 ниже пласта XXI_1, по-видимому, накапливались в пределах мелководной банки при кратковременных регрессиях моря. Фации продельты распространяются в район северной периклинали Дагинской структуры, и здесь можно ожидать наличия литологической ловушки УВ. На месте Дагинской и Айяшской антиклиналей в конце ранненутовского времени располагалось барьерное поднятие на внешнем краю шельфа. Относительно большие глубины моря и удаленность от берега способствовали накоплению здесь тонкообломочного материала. В Дагинской скважине исследуемый интервал разреза представлен плотными карбонатными песчаниками, не являющимися коллектором.

Между двумя банками на месте Дагинской и Аркутунской антиклиналей продельта выносила осадки на склон с образованием покровов турбидитов, в которых выделяются проксимальные и дистальные части (рис. 59). В связи с тем, что

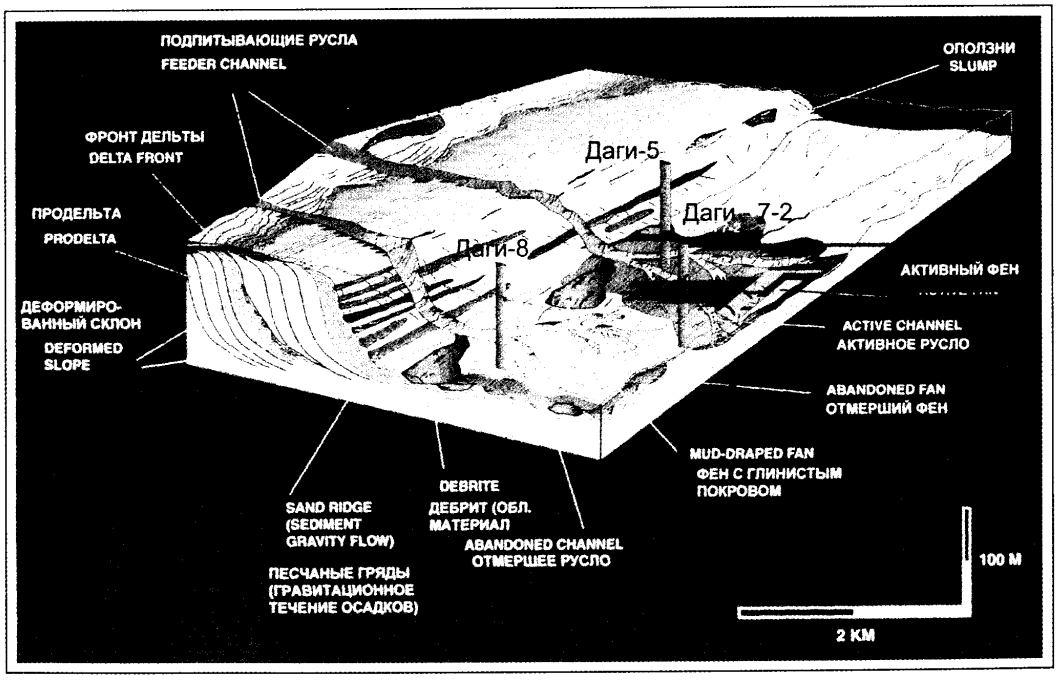


Рис. 59. Аркутун-Дагинское месторождение. Фациальная модель формирования подводных фанов подножья склона XXVI горизонта нижненутовского подкомплекса (версия специалистов Exxon Mobil, 1998 г.).

континентальный палеосклон на этом участке имел большой уклон, можно ожидать вынос песчаного материала в дистальные части турбидитов. По отдельным профилям наблюдаются следы внутренних деформаций и оползания осадков вдоль палеосклона. На востоке распространение турбидитов контролировалось краевой дамбой на склоне, контуры которой приблизительно совпадают с Баутинской антиклиналью. К югу от Айяшской антиклинали в пределах палеосклона откартирована сейсмофация с малоамплитудными отражениями, характеризующаяся разрастанием мощностей исследуемого интервала. По-видимому, сейсмофация соответствует недифференцированной турбидитовой линзе на склоне, сложенной глинистым материалом.

В **плиоцене (поздненутовское время)** крупная трансгрессия и предшествующий ей перерыв значительно изменили палеогеографическую обстановку регионов.

Наступившее после предверхнемаруямского перерыва повсеместное углубление осадочных бассейнов было на большей части акватории и территории кратковременным, однако успела накопиться пачка диатомитов и мелкозернистых пород мощностью до первых сотен метров (четвертая пачка нижнемаруямской подсвиты по номенклатуре Макаровского опорного разреза). Начавшийся затем этап регрессии, осложненный в конце плиоцена кратковременной помырской трансгрессией, привел к накоплению преимущественно песчаных толщ, венчающихся в краевых частях бассейнов седиментации лигнитоносными отложениями. Вероятно, именно во время предверхнемаруямского перерыва произошло воздымание Западно-Сахалинских гор, разделившее Западно-Сахалинский суббассейн седиментации на современные прогибы Татарского пролива и западной части залива Терпения. Это подтверждается тем фактом, что верхнемаруямские отложения в массовых количествах содержат грубообломочный материал – гравийные зерна, разноразмерные гальки и щебень, что, в целом, не характерно для более древних толщ и свидетельствует о возникновении близкорасположенного мощного источника сноса, каковым и явились Западно-Сахалинские горы.

В наиболее погруженных частях Западно-Сахалинского бассейна, как, например, в районе бурения Надеждинской морской скважины, описанные события проявились с несколько меньшей амплитудой: пачка, завершающая разрез нижнемаруямской подсвиты, сложена преимущественно алевролитами с пластами небольшой мощности мелкозернистых или алевритистых песчаников и не содержит хороших коллекторов, вероятно, во всей центральной части Татарского пролива. Можно ожидать, что песчаники распространены в этой части разреза вблизи западного борта и при наличии достаточно мощной толщи верхнемаруямских отложений могут образовать стратиграфические ловушки вдоль линии выклинивания.

На Северном Сахалине верхненутовский горизонт формировался в условиях подъема уровня моря, прерывавшегося малыми регрессиями.

Распределение мощности верхненутовского подгоризонта указывает на смещение депоцентра к северу Северо-Сахалинского и Дерюгинского бассейнов, где значительно увеличивается привнос осадков. Согласно сейсмическим данным и наличию эродированного раздела мощностью 3 км, установленного по значению отражательной способности витринита на полуострове Шмидта, мощность осадочной толщи также увеличивается по направлению к полуострову Шмидта и на море к северу. Это свидетельствует о благоприятном переносе осадков на север – северо-восток от фронта дельты в глубоководные области через плуостров Шмидта на север.

Как и для нижележащих комплексов, Северо-Сахалинский бассейн аккумулировал значительные объемы осадков Праамура. Но избыточные осадки, которых было достаточно, создали возможность для проградации дельты, к востоку к крутому западному краю Дерюгинского бассейна и отложению значительных объемов глубоководных обломочных пород в самом бассейне.

Подошвенное налегание и утонение предполагают локализованные, незначительные инверсионные события в раннем верхненутовском горизонте вдоль морских поднятий. Вклинивающиеся депрессии предположительно выступали как места сосредоточения привноса глубоководных осадков в Дерюгинский бассейн.

Была сохранена радиальная проградация дельты, которая достигла западного края Дерюгинского бассейна. Фациальный пояс сместился к глубоководно-морской зоне по сравнению с нижележащим нижненутовским горизонтом.

Содержащий песчаники фронт дельты обосновывается скважинами на суше и на море.

Глубоководно-морская область определена как область за продвинутыми передовыми слоями дельты, которые включают в себя прилегающие клинья, интерпретируемые как глубоководные фаны, на севере Северо-Сахалинского и Дерюгинского бассейнов. Некоторые фаны вклиниваются в нижний склон.

Интерпретируемые по сейсмике глубоководные фаны шельфа Шмидтовского района представляют собой хорошо определенные локальные утолщения с четкими каналами и разнообразной внутренней геометрией и амплитудами на сейсмике.

В целом, несмотря на постепенный подъем уровня моря, в течение поздненутовского времени происходило периодическое обмеление бассейна вследствие усиления привноса осадков. На Одоптинском участке шельфа в это время песчаный материал аккумулировался на косах, приустьевых барах и барьерных островах. На Пильтун-Астохской площади в нижней и средней части верхненутовского подкомплекса также выделяются пачки массивных песчаников, накапливавшихся в условиях авандельты (намывные отмели, косы). В южном направлении, вплоть до Лунского участка, отмечается переход к обстановкам все более переуглубленного шельфа. Если в разрезе скважин Пильтун-Астохская № 3 и Аркуту № 1 отмечаются маломощные прослои песчаника, то на Дагинской и Лунской площадях в анализируемом интервале вскрыта толща переслаивающихся алевролитов и глин. Исключением является Чайвинский район, где тонкие прослои песчаников в нижней части разреза накапливались в условиях неглубокого открытого шельфа и не связаны с разгрузкой авандельты, как нижерасположенные песчаные пласты нижненутовского подкомплекса.

В конце поздненутовского времени продолжилось прогибание Пильтунской и Чайвинской синклиналей. Вместе с эвстатическим подъемом уровня моря это привело к трансгрессивному характеру осадконакопления на значительной территории. На большей части Пильтун-Чайвинского участка шельфа преобладали условия полуизолированного морского залива, представленного сейсмофацией низко- и среднеамплитудных протяженных отражений. Здесь в низкоэнергетической обстановке преимущественно накапливались глины, редко алевролиты. По данным бурения, на Чайвинской площади анализируемый разрез представлен, в основном, толщей пластичных диатомовых глин. В восточной части залив был ограничен Даги-Аркутунским подводным поднятием и подводно-надводной косой, в плане приблизительно совпадающей с Пильтун-Астохской антиклиналью.

В **среднем плиоцене (помырское время)** в Северо-Сахалинском бассейне формировалось завершение дельтовой седиментации Палеоамура. Помырский горизонт представляет собой последнюю проградацию дельты в Дерюгинский бассейн (фиг. 17, вклейка).

Четко прослеживается смещение фациальных поясов к морю по сравнению с нижележащим верхненутовским горизонтом. Проведенные ранее исследования указывают, что проградация дельты менее интенсивна в Дерюгинском бассейне по сравнению с севером Северо-Сахалинского бассейна, что указывает на изменение скорости отложения в зависимости от привноса осадков. Сохранившиеся преимущественно песчаные фронты дельты согласуются на суше с обнажениями полуострова Шмидта, скважинами месторождений Гиляко-Абунан, Колендо и Верхний Кайган и морскими скважинами месторождений Чайво и Аркутун-Даги. Каналы приблизительно до 300 м глубиной в области склона и фронта дельты интерпретируются по сейсмике как каньоны, выступающие в качестве источников питания для глубоководных фанов. В морской зоне локальные мощные прилегающие клинья были проинтерпретированы как глубоководные фаны в северной части Северо-Сахалинского и Дерюгинского бассейнов. Глубоководные фаны также предположительно распространены в Дерюгинском бассейне.

В **позднем плиоцене и квартере (дерюгинское время)** было характерным отсутствие осадконакопления в результате поднятия острова в течение плиоплейстоцена. Поднятие острова также изменило направление проградации дельты от центра Дерюгинского бассейна в северную часть Северо-Сахалинского бассейна.

Четкое развитие клиноформ, прослеживаемое по сейсмическим данным на участке Саха-

лин-4 и северной части Сахалина-5, указывает, что проградация дельты проходила в северном направлении, затем к востоку через погруженную инверсионную зону на севере полуострова Шмидта в северную часть Дерюгинского бассейна.

На востоке острова дерюгинский горизонт характеризуется расходящимися сейсмоотражениями. Отсутствие клиноформ предполагает, что проградация дельты Палеоамура прекратилась в этой области. Таким образом, отложение мощного дерюгинского горизонта в Дерюгинском бассейне объясняется преимущественно вдольбереговым переносом осадков с севера и предположительно незначительным локализованным привносом эродированных осадков с острова. Распределение фациальных поясов сместилось в направлении глубоководно-морской зоны по сравнению с нижележащим помырским горизонтом в Северо-Сахалинском бассейне, но в основном сохранилось в центральной части Дерюгинского бассейна.

Обстановки фронта дельты, склона и глубоководно-морской зоны в Сахалинском заливе на севере и шельфе полуострова Шмидта были обозначены главным образом на основании геометрии сейсмических отражений. Неопределенная граница дельтовой равнины предположительно обозначена к северу от острова. Мелководно-морской/шельфовый фронт дельты на севере связан с шельфовой системой к востоку от Сахалина.

Таким образом, нефтегазоносные и потенциально нефтегазоносные толщи Сахалинского региона формировались в течение нескольких седиментационных мегациклов, в свою очередь, разделенных на циклы более высокого порядка. Основные продуктивные горизонты связаны с миоценовыми морскими и паралическими толщами, образованными выносами продвигающейся на восток проградирующей дельтовой системы Палеоамура. На восток к шельфу происходит глинизация продуктивных горизонтов и резкое сокращение аккумуляционной способности нефтегазовой системы в традиционных резервуарах. Первостепенное значение приобретает изучение ловушек, связанных с турбидитными резервуарами, широко развитыми в продельтовых и авандельтовых секторах дельтовых систем Палеоамура различного возраста.

3.2. Природные резервуары

В разрезах нефтегазоносных комплексов Сахалина и его шельфа выделяют следующие типы природного резервуара [25, 83]: пластовый, массивно-пластовый, массивный, линзовидный и рукавообразный.

Наиболее распространенным является **пластовый резервуар** – чередование песчаных, алевритовых и глинистых пластов. По соотношению коллекторов и флюидоупоров в нем выделяется несколько подтипов: преимущественно глинистый с долей коллекторов менее 10%, песчано-глинистый (10–20%), песчано-глинистый (20–40%), глинисто-песчаный (40–70%). Осадочные комплексы, выполненные преимущественно песчаной толщей с долей коллекторов более 70%, практически не содержат залежей нефти и газа, если они не перекрыты региональным или зональным флюидоупором. Для пластовых резервуаров наиболее благоприятное соотношение между коллекторами и флюидоупорами соответствует доле проницаемых пластов в разрезе 20–40%. С пластовым типом резервуара связана большая часть залежей и основные запасы нефти и газа.

Массивно-пластовый резервуар – это сочетание мощного флюидоупора с однородным проницаемым комплексом, который может содержать в разрезе глинистые пласты небольшой мощности, но последние, по крайней мере в геологическом времени, не выполняют роль покрышки, хотя могут проявлять свойства изолирующего раздела в процессе разработки залежи. Типичный пример залежей в массивно-пластовом резервуаре – залежи в надугленосной подсвите (дагинской свиты) в Дагинско-Набильском районе Северного Сахалина. С этим же подтипом связаны основные залежи крупнейшего в области Лунского месторождения. С **резервуаром массивного типа** в трещиноватой толще силицитов и кремнистых аргиллитов связана нефтяная залежь в пиленгской свите на месторождении Окружное и в пильской свите на месторождении Восточно-Кайганское. Широкое распространение массивного резервуара с порово-трещинным коллектором предполагается на Северо-Восточном шельфе в отложениях даехуриинского горизонта и глинисто-кремнистом пильском комплексе. По аккумулирующим

свойствам массивно-пластовый и массивный типы резервуара превосходят пластовый даже при оптимальном соотношении в последнем коллекторов и флюидоупоров.

Линзовидный и рукавообразный резервуар также является достаточно распространенным типом. Результаты исследований по морфологии и обстановкам осадконакопления песчаных тел в Охинском районе [87] и на Восточно-Шмидтовском шельфе (рис. 60) показали широкое распространение здесь этого типа резервуара, формирующегося в обстановках склона и дна бассейна в отложениях конусов выноса и заполнения каналов транспортировки обломочного материала.

Флюидоупорами во всех типах резервуаров являются пласты или пачки глинистых пород с прослоями алеврито-песчаных.

Глинистые породы обычно плохо отсортированы со значительной долей (20–40%) алевритовой фракции. По составу глины обычно монтмориллонит-гидрослюдистые. До глубины погружения 3,5–3,7 км в составе глинистых минералов преобладает монтмориллонит, ниже выделяется зона смешаннослойных минералов. Доля гидро-слюдистой компоненты в составе последних постепенно увеличивается и на глубинах погружения свыше 4,5 км становится преобладающей. В подчиненных количествах встречаются хлорит, каолинит.

По площади распространения флюидоупоры чаще всего относятся к зональным и локальным. Их мощности чаще всего изменяются в пластовых резервуарах в пределах 10–90 м, в массивно-пластовых – ста и более метров. Нижнеокобыкайская глинистая толща над верхнедагинским проницаемым комплексом имеет характер субрегионального флюидоупора, ее мощность на Северо-Восточном Сахалине и примыкающем шельфе измеряется сотнями метров. Эффективные мощности продуктивных пластов в пластовых резервуарах чаще всего измеряются единицами – первыми десятками метров. Нефтегазонасыщенные мощности в массивно-пластовых резервуарах достигают 400 м.

Проницаемые комплексы в промышленно нефтегазоносных резервуарах обычно представлены алеврито-песчаными породами с поровым

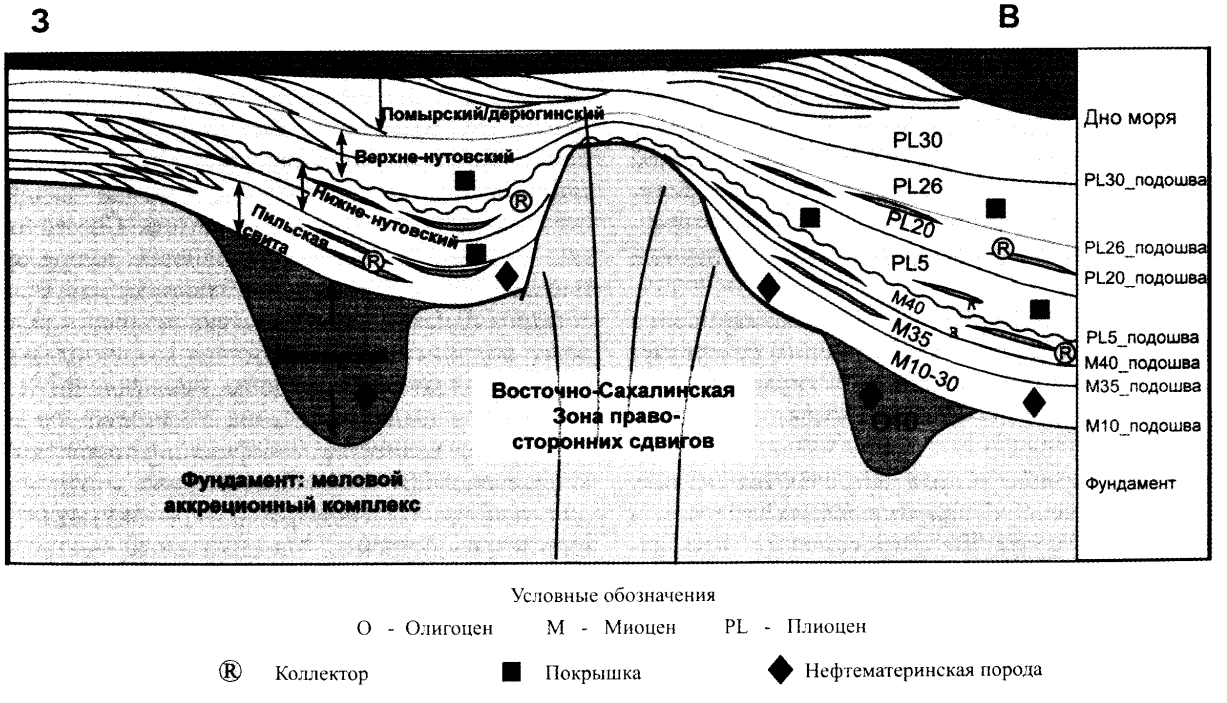


Рис. 60. Северо-Сахалинский бассейн.
Принципиальная модель строения резервуарных толщ Шмидтовского района

типом коллектора, редко – силицитами, кремнистыми аргиллитами с порово-трещинным типом коллектора. Для алеврито-песчаных пород характерен полимиктовый состав: кварц – 35–55%, как исключение до 75%, полевые шпаты – 10–35%, обломки пород – 10–30%. Песчаники обычно мелкозернистые, реже средне-мелкозернистые, со значительной долей алевритовой и глинистой фракции. В песчаниках и алевролитах преобладает глинистый неравномерно-поровый цемент в количестве 15–25%. В породах дагинского резервуара нередки прослои алевролитов и песчаников с количеством цемента менее 15%, на ряде месторождений (Монги, Лунское) встречены прослои с содержанием цемента 2–3%.

Положение того или иного типа резервуара в разрезе и распространенность по площади определяется цикличностью и условиями осадконакопления. Массивно-пластовые резервуары с поровым (или порово-трещинным) типом коллектора обычно приурочены к трансгрессивной ветви цикла. В истории осадконакопления на Сахалине и его шельфе условия формирования такого типа резервуара существовали в дагинское, мачигарское, красноярковское и побединское время. Значительно реже они встречаются в отложениях регрессивной части цикла, для которой обычным является пластовый резервуар. Массивный резервуар (с порово-трещинным или трещинным типом коллектора) приурочен к кремнистым, глинисто-кремнистым отложениям, накапливавшимся в условиях максимальной трансгрессии в позднем олигоцене (даехуриинский, холмский горизонты) или раннего–среднего миоцена (пильский глинисто-кремнистый комплекс).

Разнообразие обстановок осадконакопления обусловило изменчивость строения резервуарных толщ региона. Особенно это характерно для хорошо изученного Северо-Сахалинского бассейна.

Резервуарные толщи встречаются во всех стратиграфических подразделениях разреза и приурочены к этапам регрессивного или начального трансгрессивного осадконакопления. Выделяются нефтегазоносные даехуриинский, уйнинско-дагинский, окобыкайско-нижненутовский комплексы (системы) и перспективные – мачигарский и верхненутовско-помырский комплексы. В пределах шельфа отложения мачигарского комплекса вследствие преимущественного глинисто-алевритового состава и высокой степени катагенетической преобразованности характеризуются низкими коллекторскими свойствами и за небольшим исключением малоперспективны для поисков нефти и газа. Отложения верхненутовско-помырского комплекса на большей части субрегиона находятся в зоне слабой катагенетической преобразованности, что обуславливает низкие экранирующие свойства пород комплекса. Лишь на некоторых структурах Восточно-Одоптинской и южном погружении Одоптинской антиклинальных зон верхненутовские отложения входят в катагенетическую зону, благоприятную для формирования залежей нефти и газа. Суммарная мощность коллекторов оценивается порядка 100 м. Предполагается, что коллекторы будут иметь высокую пористость (20–30%) и удовлетворительную проницаемость (10–100 мД).

Основными нефтегазоносными комплексами (системами) являются окобыкайско-нижненутовский и уйнинско-дагинский, значительные перспективы связываются с трещинными коллекторами даехуриинского комплекса.

Окобыкайско-нижненутовский нефтегазоносный комплекс (система) отличается существенными изменениями литофациального состава по разрезу и по латерали. Снизу вверх и с востока на запад состав комплекса изменяется от морских глинисто-кремнистых отложений до мелководноморских и дельтовых глинисто-песчаных. Преимущественно распространен пластовый тип резервуара. Соотношение коллекторов и флюидоупоров в резервуаре пластового типа последовательно, вслед за литофациальными замещениями, изменяется от резко подчиненного содержания коллекторов до их преобладания. В пределах шельфовой части субрегиона выделяется зона оптимального соотношения коллекторов и флюидоупоров (доля коллекторов 20–40%), обладающая наилучшими для пластового типа резервуара аккумулирующими свойствами. Максимальная мощность этой зоны достигает 1,5 км. Поровые коллекторы в разрезе комплекса (в основном в нижненутовской части комплекса) наиболее развиты в пределах Одоптинской антиклинальной зоны (суммарная мощность до 750 м). В южном и восточном направлениях отложения комплекса

глинизируются и сокращаются в мощности. За пределами Одоптинской антиклинальной зоны поровые коллекторы в разрезе нижненутовских отложений, по геофизическим материалам (Куделькин и др., 1991 г.), выделяются на Восточно-Одоптинской, Лагунной, Южно-Лагунной и на северной периклинали Венинской структуры. В разрезе комплекса на Одоптинской антиклинальной зоне преобладают коллекторы хорошего качества с пористостью 20–30% и проницаемостью в сотни мД. В разрезе комплекса на Восточно-Одоптинской антиклинальной зоне ожидаются коллекторы удовлетворительного и плохого качества (повышенная глинистость, неотсортированность) с проницаемостью меньше 100 мД и пористостью 15–25%.

В пределах шельфовой части субрегиона наиболее аккумулирующие свойства приобретает нижненутовский подкомплекс, содержащий основные объемы углеводородов Охинского района. В пределах островной части субрегиона, в ее западных и центральных секторах, в пластовых резервуарах окобыкайского подкомплекса содержатся залежи большинства мелких месторождений острова.

Нижненутовский нефтегазоносный подкомплекс отличается существенными изменениями литофациального состава по разрезу и по латерали. Залежи углеводородов, связанные с нижненутовскими отложениями, приурочены к пластовым и линзовидным резервуарам песчаных тел, большинство из которых ограничены с востока линией замещения песчаных пород на глинистые. Потенциальными коллекторами являются песчаники и алевролиты, накопление которых происходило в различных обстановках от морских мелководных до морских глубоководных.

Терригенный материал выносился по системе подводных каналов с запада на восток, северо-восток и юго-восток и аккумулировался в конусах выноса и песчаных телах, выполненных фациями дистальных частей турбидитных конусов. О подобном характере осадконакопления свидетельствует подошвенное налегание слоев, широко распространенное в восточной и юго-восточной части шельфа Охинского района. Турбидитные резервуары нижненутовского подкомплекса оказались продуктивными в пределах Шмидтовского района; строение резервуарных толщ восточного шельфа района позволяет прогнозировать их широкое развитие (см. рис. 60; фиг. 18, вклейка).

Уйнинско-дагинский нефтегазоносный комплекс (система) сложен разнофациальными глинисто-песчаными и песчано-глинистыми отложениями при общем преобладании песчано-алевритовых пород. Для нижней части комплекса характерен пластовый тип резервуара с постепенным изменением соотношения между коллекторами и флюидоупорами снизу вверх от преобладания флюидоупоров до преобладания коллекторов. Верхняя часть комплекса в сочетании с субрегиональной окобыкайской глинистой толщей образует массивно-пластовый резервуар с высоким аккумуляционным потенциалом. В разрезе Ныйской антиклинальной зоны поровые коллекторы достигают суммарной мощности до 1000 м и обладают высокими фильтрационно-емкостными свойствами: пористость – 20–28%, проницаемость – сотни и первые тысячи мД. В северном и восточном направлении разрез комплекса сокращается в мощности и глинизируется. По материалам геофизических работ граница распространения поровых коллекторов проходит по юго-западному крылу Одоптинской антиклинальной зоны (западные крылья Дагинской и Айяшской структур), где отложения дагинского комплекса, по-видимому, представлены пластовым резервуаром с преобладанием глинистых пород и обладают удовлетворительными либо плохими фильтрационно-емкостными свойствами (значительные глубины максимального погружения и неблагоприятный гранулометрический состав). Далее к востоку поровые коллекторы в отложениях этого комплекса связываются с отложениями конуса выноса на Баутинской и Осеньгинской структурах. Глинисто-кремнистые отложения комплекса на структурах Одоптинской и Восточно-Одоптинской антиклинальных зон перспективны также для поисков залежей нефти и газа в коллекторах трещинного типа. В аналогичных отложениях на суше открыты залежи нефти на месторождении Восточно-Кайганское.

Уйнинско-дагинский комплекс содержит в пластовых резервуарах уйнинского подкомплекса небольшие залежи месторождений островной части субрегиона; основные объемы углеводородов сосредоточены в массивно-пластовых резер-

вуарах дагинских (особенно верхнедагинского) подкомплексов Дагинского района, где они перекрыты мощным окобыкайским флюидоупором.

Даехуриинский нефтегазоносный комплекс (система) представлен кремнисто-глинистыми породами и в связи с повышенной трещиноватостью последних является объектом поиска залежей нефти и газа, связанных с трещинным коллектором. Наибольший интерес вызывают разрезы комплекса, значительную долю в которых занимают перекристаллизованные опоки, характеризующиеся очень высокой трещиноватостью. В Пограничном районе на месторождении Окружное верхняя часть даехуриинского комплекса, сложенная трещиноватыми кремнистыми аргиллитами и силицитами пиленгской свиты, содержит залежь нефти. Пористость матрицы в коллекторе изменяется от 1,3 до 18%, проницаемость – от 14 до 1000 мД. Для комплекса характерен резервуар массивного типа. Аналогичные типы резервуара и коллектора ожидаются в разрезе комплекса на Одоптинской и Восточно-Одоптинской антиклинальных зонах. В разрезе Ныйской зоны даехуриинский комплекс, по-видимому, представлен аргиллитами и кремнистыми аргиллитами. В пользу такого предположения говорит состав комплекса на разбуренных площадях соседних территорий острова (Лунский и Набильский районы), а также скоростные характеристики отложений комплекса, соответствующие литотипу, промежуточному между глинистым и глинисто-кремнистым. Это обстоятельство снижает перспективность комплекса в разрезах ловушек Ныйской зоны.

Значительный объем даехуриинского комплекса развит в пределах крупной разломной зоны Пограничного района, содержащей залежь Окружного месторождения. Литолого-физический разрез резервуарных толщ района (фиг. 19, вклейка), построенный по методике скоростного литофизического моделирования [85, 199, 211], иллюстрирует приуроченность крупных массивов дезинтегрированных пиленгских (даехуриинских) пород к этой зоне, обладающей наибольшими аккумуляционными свойствами для углеводородов. Флюидоупором для них является менее дезинтегрированная борская, преимущественно глинистая, толща.

О перспективности отложений даехуриинского горизонта в пределах шельфа Северного Сахалина говорят результаты люминесцентно-микроскопических анализов грунтов, представленных кремнистыми аргиллитами в скважине №1 Даги-море, пробуренной в своде Дагинской антиклинали до глубины 2773 м, свидетельствующие о присутствии в трещинах газоконденсата. При проходке трещиноватых кремнистых пород, соответствующих даехуриинскому горизонту, отмечено повышение газопоказаний. Отобранные грунты содержат углеводороды.

Верхненутовско-помырский перспективно нефтегазоносный комплекс (система), судя по данным сейсморазведочных работ, в пределах северо-восточного шельфа субрегиона, особенно в Шмидтовском районе (см. рис. 60, фиг. 18, вклейка) содержит турбидитные резервуары.

По заключениям некоторых исследователей (Мишаков и др., 1983 г.), в верхненутовское время произошло некоторое изменение направления выноса обломочного материала в северо-восточном направлении, при котором подавляющая масса осадков выносилась через акваторию Сахалинского залива, вокруг полуострова Шмидта, в южном направлении в Охотское море, образуя вдоль палеоподнятий, служивших барьерами (в данном случае Восточно-Одоптинского), песчаные тела подводных конусов выноса, их лопастей и каналов.

В пределах Восточно-Одоптинской зоны возможного нефтегазонакопления, по результатам сейсмофациального анализа, верхненутовские отложения с севера на юг и с запада на восток меняют свой литологический состав от терригенных до глинисто-кремнистых. В сводовой части Восточно-Одоптинской ловушки кровля верхненутовских отложений выходит на дно моря, поэтому, очевидно, отложения не содержат флюидоупоров удовлетворительного качества.

На продолжении восточного крыла структуры, в верхней и нижней частях верхненутовских отложений, по результатам сейсмофациального анализа выделены зоны возможного распространения резервуаров с поровым типом коллектора в литологических ловушках.

Верхненутовские отложения (в верхней части разреза) представлены субфациями склоновых шлейфов и проксимальных частей турбидитных конусов выноса. В пределах этих ловушек прогнозируется выявление *пластовых* и *линзовид-*

ных резервуаров с коллекторами порового типа в интервалах глубин от 500–2500 м, насыщенных углеводородами, что также подтверждается результатами моделирования углеводородных систем.

Предполагается, что *пластовые и линзовидные* резервуары с поровыми коллекторами верхненутовских отложений плиоценового возраста в пределах перспективных ловушек участка Сахалин-3 будут характеризоваться хорошими фильтрационно-емкостными свойствами: иметь высокую пористость, изменяющуюся в широких пределах (15–30%) и удовлетворительную проницаемость (10–100 мД).

Роль покрышек для резервуаров верхненутовско-помырского комплекса выполняют внутриформационные глинистые толщи плиоценового трансгрессивного цикла.

В целом, особенности строения резервуарных толщ и природных резервуаров осадочных бассейнов региона (на примере Северо-Сахалинского) определены следующими основными факторами.

Литолого-фациальный состав осадочного чехла контролирует как условия нефтегазообразования, так и условия нефтегазонакопления. По мнению Э.Г. Коблова и его соавторов [81], в первом случае благоприятными являются районы, в разрезе которых присутствуют глинисто-кремнистые толщи с повышенным содержанием сапропелевого ОВ. Нефтепроизводящий потенциал этих отложений в 3–6 раз превышает генерирующую способность прибрежно-морских глинисто-песчаных и континентальных угленосных отложений. Существенное развитие в разрезе Пильтун-Чайвинского прогиба глинисто-кремнистых литофаций в сочетании с большой мощностью разреза обеспечило высокий нефтегазопроизводящий потенциал и, соответственно, продуктивность зон нефтегазонакопления, для которых прогиб является основной зоной нефтегазообразования.

Значительна и многообразна в определении условий нефтегазонакопления роль литологических особенностей как самого нефтегазоносного, так и перекрывающего его комплексов. Наиболее благоприятными условиями нефтегазонакопления отличаются пластово-массивный резервуар и пластовый, доля проницаемых пластов в разрезе которого составляет 20–40%.

Установлено влияние типа разреза нефтегазоносного комплекса на степень реализации эмиграционного потенциала зоны питания в зонах нефтегазонакопления. По особенностям строения аккумулирующих элементов различаются три типа разреза. Максимальным коэффициентом реализации эмиграционного потенциала характеризуются разрезы комплексов с массивно-пластовым резервуаром (монгинский тип), средним – разрезы с пластовым типом резервуара (охино-эхабинский тип), и пониженным – разрезы с таким же типом резервуара, но занимающим ограниченный объем нефтегазоносного комплекса (паромайско-чайвинский тип). Результаты математического анализа свидетельствуют о наличии связи между нефтегазонасыщенностью комплекса и характеристикой флюидоупоров. Для пластовых резервуаров с преобладанием в разрезе глинистых разделов первоочередное значение имеет качество внутренних флюидоупоров – выдержанность прослоев комплекса и песчанистость глинистых разделов. Для нефтегазоносных комплексов с преобладанием в разрезе проницаемых пластов наиболее тесные связи его нефтегазонасыщенности отмечаются с характеристиками перекрывающего комплекса: песчанистостью, неоднородностью состава глинистых пород (содержание пелитовой фракции).

Катагенетический фактор отражает уровень термобарического воздействия на ОВ и породы и наряду с литолого-фациальным является основным фактором, определяющим для области масштабы нефтегазообразования и нефтегазонакопления. В силу незначительных колебаний геотермического градиента (25–35°С/км) – уровень катагенеза контролируется, в основном, глубиной максимального погружения. Исследованиями масштабов и динамики генерации и эмиграции УВ [82], характера и направленности изменения коллекторских и экранирующих свойств пород [83] в ходе катагенеза осадочных толщ Сахалина установлены граничные значения глубин максимального погружения, палеотемпературов и палеодавлений, в пределах которых существуют наиболее благоприятные условия для проявления процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления. Для неогеновых отложений Сахалина зона проявления эмиграции УВ фиксируется в интервале глубин максимального

погружения 1,5–5,5 км ($ПК_2$-$МК_3$, 55–165°С) с двумя максимумами: на 1,7–3,4 км ($ПК_2$ – начало $МК_1$, 60–110°С) и 4,2–5,5 км ($МК_1$ – начало $МК_3$, 125–165°С).

В пределах крупных разломных зон с аномальными значениями геотермического градиента эти данные меняются в зависимости от геотермического режима.

3.3. Коллекторы и покрышки

Фильтрационно-емкостные и изолирующие свойства коллекторов и флюидоупоров нефтегазоносных и возможно нефтегазоносных комплексов Сахалинского региона наиболее полно освещены в работах Э.Г. Коблова [83], Н.А. Деревсковой, Н.В. Куликова [59, 60], Л.П. Иваньшиной [105, 107], Е.А. Маргулис [122, 123] и А.И. Юрочко [240, 241]. Ниже приведен краткий очерк результатов их исследований.

Продуктивные пласты нефтегазовых месторождений Северного Сахалина приурочены к даехуриинскому, уйнинскому, дагинскому, окобыкайскому, нижненутовскому горизонтам палеоген-неогенового возраста. Системообразующим элементом продуктивных пластов являются коллекторы – породы, содержащие флюиды и способные отдавать их в процессе эксплуатации. Коллекторами для нефти и газа на месторождениях Северного Сахалина служат песчаники, алеврито-песчаники, алевролиты и перекристаллизованные опоки. По форме пустотного пространства среди коллекторов выделяются поровые, трещинные, порово-трещинные и трещинно-поровые типы.

Песчаники, алеврито-песчаники, алевролиты являются **коллекторами порового типа**, емкостные и фильтрационные свойства которых зависят от размера и количества полых пор, образованных обломочными зернами. Поровые коллекторы развиты на большинстве месторождений и приурочены, главным образом, к дагинскому, окобыкайскому, нижненутовскому горизонтам, реже присутствуют в уйнинском и верхненутовском.

Поровое пространство песчано-алевритовых пород представляет собой сложную систему связанных между собой полых и заполненных цементирующим материалом межзерновых пор. Геометрия порового пространства, размер, количество и распределение пор в породе, их заполнение твердой и жидкой фазами определяют в значительной степени фильтрационно-емкостные свойства продуктивных пластов. При этом емкость коллектора зависит преимущественно от эффективного пустотного пространства, величина которого отражается эффективной пористостью, а фильтрационные возможности – размером пор и их связанностью в единую систему. Строение порового пространства коллектора обусловлено структурными особенностями пород. Параметры, контролирующие формирование порового пространства, образуют иерархию, в основании которой находятся размерность, окатанность, отсортированность обломочного материала, количество и качество цемента. По мере увеличения размера обломочных зерен, улучшения их окатанности и отсортированности увеличивается эффективная пористость и проницаемость песчано-алевритовых пород. Заполнение пор материалом цемента отрицательно отражается на величине эффективной пористости.

Особенности порового пространства, вещественного состава, структуры и текстуры пород обусловлены длительным процессом литогенеза. В самом общем виде стадийность формирования пород может быть сведена к следующей схеме: образование осадков (седиментогенез), включающий мобилизацию, перенос и отложение вещества в конечном бассейне аккумуляции, превращение осадков в горные породы (диагенез) и последующие преобразования пород (катагенез).

Неоген-палеогеновые осадочные отложения Северного Сахалина накапливались в прогибе, характеризовавшемся разнообразием обстановок осадконакопления, которые изменялись во времени и пространстве от субконтинентальных до морских глубоководных. Закономерности распределения типов и свойств коллекторов являются функцией состава и строения осадочной толщи, запечатлевшей тектоно-фациальные особенности формирования седиментационного бассейна. Главными региональными факторами, создавшими благоприятные условия для формирования высокоемких поровых коллекторов, являются: накопление осадочных толщ в краевой части прогиба; неоднократная смена знака движения на фоне стабильного прогибания бассей-

на и связанное с этим проявление трансгрессий и регрессий моря; лавинный привнос терригенного материала Палеоамуром, обеспечившим накопление осадочной толщи мощностью до 9 км, смещение зон максимального накопления осадков в восточном направлении от древних горизонтов к более молодым, субмеридиональное распространение однотипных фаций, резкие фациальные замещения вкрест простирания фациальных зон, увеличение скорости накопления осадков, которые для палеогена не превышали 100 м/млн. лет, а в миоцене составили не менее 400–800 м/млн. лет. Небольшие глубины погружения продуктивных пластов на большинстве месторождений вследствие незначительного влияние палеотемператур и палеодавлений еще не привели к заметному уплотнению пород и значительному уменьшению седиментационной пористости, тем более что ранее заполнение ловушек флюидами способствовало сохранению исходных седиментационных параметров коллекторов.

Сочетание перечисленных факторов создало на отдельных участках Северного Сахалина и его шельфа благоприятные условия для формирования зон высокоемких коллекторов. Основным критерием, определяющим территориальное положение этих зон, является фациальная принадлежность пород. Благоприятными фациями для формирования высокоемких поровых коллекторов, генетически связанных с седиментитами, являются прибрежно-морские, мелководно-морские и дельтовые. Особенный интерес представляют древние побережья и приуроченные к ним отложения пляжей, баров, отмелей, кос, где накапливались средне-мелкозернистые и мелко-среднезернистые песчаные породы. В этих отложениях преобладают породы с проницаемостью от 250 до $5000 \cdot 10^{-3}$ мкм^2, эффективной пористостью 18–28%. В мелководно-морских условиях формировались коллекторы, представленные песчаниками – мелкозернистыми, реже средне-мелкозернистыми, алевролито-песчаниками и крупнозернистыми алевролитами. Здесь преимущественно развиты коллекторы с проницаемостью $100–500 \cdot 10^{-3}$ мкм^2, эффективной пористостью 14–26%. Общей особенностью коллекторов в таких зонах является образование их в условиях динамически активной среды, где обеспечивается лучшая сортировка обломочных компонентов (S=1,3–2,7), небольшое содержание пелитовых фракций (от 3–8 до 15–20%), относительная выдержанность литологического состава в пределах пласта. Текстура пород-коллекторов преимущественно однородная, массивная. В них иногда отмечаются характерные для этих фациальных отложений слоистые текстуры: волнистая, косо-волнистая, диагональная, следы оползания незатвердевшего осадка, «глинистые окатыши», знаки ряби.

Для продуктивных пластов характерна выдержанность по мощности, циклическое строение, связанное со сменой обстановок осадконакопления от прибрежных болот до мелководно-морских. В строении пластов часто наблюдаются закономерности, обусловленные изменением гранулометрического состава пород. Проведенный циклический анализ в прибрежно-морских отложениях Лунского морского месторождения показал, что пласты состоят либо из элементарных циклитов, либо они имеют сложное композиционное строение. Особенно сложным строением отличаются пласты, содержащие угольные прослои. Для них типичны разнонаправленные циклиты, что является следствием разнонаправленных движений береговой линии. Для пластов, образовавшихся в мелководно-морских условиях, характерно преимущественно рециклическое строение.

Пласты-коллекторы, образовавшиеся в дельтовых условиях, сложены разнозернистыми, обычно косослоистыми песками и песчаниками, иногда с прослоями галечников и конгломератов, гравия и гравелитов.

В относительно глубоководных условиях внешней сублиторали – батиали появление поровых коллекторов связано с привносом сюда песчано-алевритового материала плотностными потоками. Аккумуляция таких отложений связана с особенностями динамики среды переноса и отложения осадков – с неустойчивыми гравитационными течениями. Причиной зарождения потоков на донных склонах крутизной до нескольких минут могут быть высокие скорости осаждения осадков (лавинная седиментация, по А.П. Лисицыну), вследствие чего осадок не успевает полностью консолидироваться. Материал осаждается так быстро, что между зернами остаются большие объемы воды и развивается избыточное поровое давление. Поэтому осадок легче

сдвигается, чем это могло бы быть при нормальной консолидации. При оползании терригенный материал захватывает дополнительную воду, что приводит к уменьшению вязкости и увеличению скорости потока. На первой стадии происходит перемешивание частиц и образование плохо отсортированных осадков, содержащих линзы и гнезда глины, алевролита и песка. По мере ускорения потока осадок частично дифференцируется по размеру зерен (в породах образуется неясно выраженная слоистость). При больших скоростях движения потока происходит отчетливое расслоение осадка по размеру зерен, что приводит к образованию слоистости. Этим объясняется разнообразие текстур горных пород. Гравититы по реологии, механизмам влечения и текстурным особенностям А.П. Лисицыным [113] подразделяются на несколько классов. Главных классов четыре: 1 – обвалы, оползни; 2 – потоки разжиженного осадочного материала с ламинарным течением; 3 – турбулентные мутьевые потоки (турбидиты или суспензионные потоки); 4 – суспенситы–контуриты.

Следует иметь в виду, что образование гравититов происходит на фоне постоянной нормальной морской седиментации пелитов и алевролитов.

На изученных месторождениях в зоне развития гравититов коллекторами являются мелкозернистые песчаники, алеврито-песчаники, алевролиты и хлидолиты. Литологической особенностью их является повышенное содержание глинистого (от 15–20 до 30–35%) и алевритового материала, плохая отсортированность (S=2,2–4,0) и текстурная неоднородность пород. Различают микро- и макронеоднородности.

Микронеоднородности обнаруживаются в шлифах и связаны с многочисленными мелкими обособленными линзами глины и тонкозернистых алевролитов. Макронеоднородности просматриваются визуально как присутствие неясно выраженных крупных линз глинистого или более крупнозернистого материала. Контуры таких участков нечеткие с постепенным переходом в основную массу. В свою очередь, сами эти участки также неоднородны. Отмечаются породы с гнездовидной текстурой, когда гнезда глины, песчаника или алевролита четко обособлены. Отложения этого типа, как правило, не имеют отчетливой слоистости. Лишь иногда в породах встречается неясно выраженная прерывистая слоистость. Часто такая слоистость подчеркивается субпараллельным расположением обрывков углефицированных растительных остатков. Гранулометрический состав породы отличается большой изменчивостью. По классификации А.П. Лисицына, их можно отнести к отложениям потоков разжиженного материала, в частности – к зерновым потокам.

Встречаются также (особенно в западной части Аркутун-Дагинского месторождения) породы с более отчетливой слоистостью, обусловленной горизонтальными слойками глин различной мощности (от долей миллиметра до 25 см). В продуктивных пластах присутствуют и более мощные (от 25 см до 2 м) прослои глин, которые, в свою очередь, содержат тонкие слойки песчаника или алевролита. Отмечаются породы с линзовидно-волнистой, часто в сочетании с косой, слоистостью. Встречаются знаки внедрения в виде бугорчатых образований. Изредка присутствует градационная слоистость. Эти образования можно отнести к третьему и четвертому классу (см выше), т.е. низкоплотностным суспензионным потокам, либо контуритам. Неравномерный привнос обломочного материала в сочетании с удаленностью территории от источников сноса обусловили сильную литологическую изменчивость коллектора в пласте. Пласты образованы редуцированными либо прерывистыми циклитами; представлены частым чередованием проницаемых (песчаники, алеврито-песчаники, алевролиты) и непроницаемых (глин, глинистых алевролитов, алеврито-глин) слоев. Сильная расслоенность продуктивных пластов – характерная черта месторождений, коллекторы в которых генетически связаны с гравититами. Так, на месторождении Аркутун-Дагинское в скважине №4 XXI-2 пласт состоит из 14 проницаемых слоев мощностью от 5–10 см до 1–2 м. И, как следствие этого, эффективные мощности пластов значительно меньше их общих толщин. В зонах развития гравититов коллекторы обладают проницаемостью от 200–250 до $10–5 \cdot 10^{-3}$ мкм^2 и эффективной пористостью 6–21%. В коллекторах, приуроченных к седиментитам, между оценочными (проницаемость, эффективная пористость, водонасыщенность) и структурными (медианный размер зерен, количество цемента, коэффициент отсортированности) па-

раметрами существуют тесные корреляционные связи. Для коллекторов, связанных с гравититами, корреляционные связи между оценочными и структурными параметрами менее близкие, а некоторые отсутствуют. Неоднозначны такие характеристики, как «глинистость», «отсортированность».

Изменение коллекторских свойств поровых коллекторов в глубокозалегающих горизонтах является, в основном, результатом проявления механического уплотнения и постседиментационной цементации и тесно связано с глубиной максимального погружения пород и их литологическим составом. Индикаторами степени катагенеза терригенных пород являются минералогические преобразования цемента песчано-алевритовых пород и основной массы глин, угольных включений, типов контактов между обломочными зернами, плотность и пористость глин.

Факторы механического уплотнения и вторичной цементации пород, испытавших погружение до глубины 3500 м, сказываются незначительно. Контакты между обломочными зернами преимущественно точечные и линейные, а в основной массе глин и в цементах низкопроницаемых пород либо сохраняется седиментационный монтмориллонит, либо он трансформирован до смешаннослойных минералов монтмориллонитового ряда. Это зона оптимального сохранения фильтрационно-емкостных свойств. Глубже 3500 м фактор уплотнения становится решающим в переформировании порового пространства. Обломочные зерна сближаются, увеличивается количество выпукло-вогнутых контактов (до 70–80%), что в сочетании с кварцевой цементацией приводит к уменьшению и закрытию фильтрующих пор и способствует резкому ухудшению коллекторских свойств, в особенности проницаемости, градиент уменьшения которой резко возрастает. При погружении пород на глубины свыше 4500 м коллекторами остаются лишь песчаники с количеством цемента не более 15%. Седиментационные признаки в этой зоне прослеживаются не столь отчетливо из-за увеличения размера зерен за счет образования сростков, изменения минерального состава глинистого цемента до гидрослюд, развития вторичных выпукло-вогнутых контактов и кварцевой цементации.

Трещинные, порово-трещинные, трещинно-поровые коллекторы связаны с перекристаллизованными опоками, развитыми на месторождениях Окружное, Восточный Кайган, Восточное Эхаби и приуроченными к пиленгской (даехуриинский горизонт олигоценового возраста) и пильской (уйнинско-дагинский горизонт нижнемиоценового возраста) свитам. Особенность рассматриваемых пород заключается в том, что их поровое пространство представлено тонкими субкапиллярными порами. Такие поры предопределили низкую (менее $0{,}01 \cdot 10^{-3}$ мкм^2) проницаемость перекристаллизованных опок во всем диапазоне их распространения. Фильтрационные свойства пород обеспечиваются трещинами, связанными в единую систему. Наибольшую склонность к трещинообразованию проявляют перекристаллизованные опоки с агрегатно-глобулярной, агрегатно-кристалломорфной структурами халцедона. Интенсивная трещиноватость пород определяет наличие единой гидродинамической среды и обуславливает притоки нефти в скважины. Отмечается значительная изменчивость плотности трещин по разрезу: участки с большей и меньшей интенсивностью трещиноватости перемежаются между собой. Минимальная мощность интенсивно трещиноватых частей разреза, фиксируемых в керне, составляет 2–3 м; максимальная (по данным ГИС) – 10–25 м.

Перекристаллизованные опоки пересечены трещинами нескольких генераций. Более ранние (диагенетические) заполнены глинисто-битуминозным веществом, их отличительной чертой является сложный петельчатый, сутуровидный рисунок. Трещины второй генерации – катагенетические, также различного направления, они секут либо подновляют диагенетические трещины. Катагенетические трещины либо полые, либо заполнены кальцитом, доломитом, тонкораскристаллизованным кварцем. Тектонические трещины – протяженные, прямолинейные, разнообразно ориентированные, пересекающие или подновляющие первые две системы трещин. Для них характерны зеркала скольжения (трещины скалывания), занозистая поверхность зальбандов (трещины отрыва), участки интенсивного дробления. Большая часть тектонических трещин не несет следов минерализации (заполнены флюидами), реже выполнены кальци-

том и кварцем. Плотность трещин в коллекторе, т.е. в породах с сообщаемостью трещин выше пороговой, составляет в среднем 134 м/м^2 – на месторождении Восточный Кайган; 293 м/м^2 – на месторождении Восточное Эхаби; 358 м/м^2 – на месторождении Окружное. Емкость трещин соответственно – 0,15; 0,31; 0,58%. Трещинная проницаемость – 15, 16 и 216·10^{-3} мкм^2.

Емкостные свойства перекристаллизованных опок обеспечиваются тонкими субкапиллярными порами. Открытая пористость перекристаллизованных опок уменьшается по мере погружения пород: в интервалах палеоглубин 3200–3500 м открытая пористость равна 12–27% (в среднем 18,6); на глубинах 3500–4200 м пористость уменьшается до 6–12% (в среднем 9); на 4200–5000 м – пористость менее 6% (в среднем 3).

Как показало проведенное детальное изучение силицитов, основными породообразующими компонентами, слагающими перекристаллизованные опоки, являются: халцедон, глинистое вещество, обломочный (песчано-алевритовый) терригенный материал, пирокластический (преимущественно витрокластический) материал. В северных районах отсутствует пирокластика. Обломочный терригенный и пирокластический материал встречается в небольшом количестве. Первый чаще образует линзы и прослои. Глинистый материал (преимущественно монтмориллонит), аллотигенный или продукты его трансформации (смешаннослойные минералы, гидрослюда), в перекристаллизованных опоках составляет от 10 до 45%, в прослоях преобладает. Источником кремнезема – основного компонента, участвующего в формировании кремнистых пород Сахалина (диатомитов, диатомовых глин, опок, опоковидных пород, перекристаллизованных опок и кремнистых аргиллитов), являются остатки кремнестроящих организмов: преимущественно диатомей, реже радиолярий. В начальную стадию литогенеза, седиментогенезе, накапливались морские диатомовые илы, органогенный опал которых в стадию катагенеза трансформировался по схеме: рентгеноаморфный опал-А–опал-КТ–L-кристаболит–халцедон–кварц, что и привело к образованию различных типов пород.

Единая первичная органогенно-кремнистая природа всех типов силицитов подтверждается прослеживанием в непрерывных кремнистых разрезах изменений органогенной структуры, постепенно исчезающей при переходе от диатомитов к опокам; сохранением органогенной структуры в диагенетических конкрециях и развитием пиритовых слепков диатотомей в опоках и перекристаллизованных опоках; сходством структурных и текстурных особенностей всех типов пород. В геологическом разрезе отмечается четыре максимума кремненакопления, связанных с погружением территории и трансгрессией моря в даехуриинское (пиленгская свита Пограничного и Лунского районов, тумская и дагинская свиты на месторождении Даги-море, Восточное Эхаби, в Дагинском районе на суше); уйнинско-дагинское (пильская свита полуострова Шмидта и Охинского перешейка); окобыкайское (хузинская, курасийская свиты) и нутовское (маруямская свита в пределах акваторий Татарского пролива, заливов Анива и Терпения) время.

Роль органогенного кремнистого материала в осадках возрастала по мере удаления от суши и имела решающее значение на акваториях (относительно глубоководных), характеризующихся спокойным гидродинамическим режимом, незначительным поступлением обломочного материала. На отсутствие в бассейнах накопления сильных волнений указывает ритмичное строение кремнистых толщ без следов взмучивания, течения, волнения.

Направленные катагенетические изменения в системе кремнезема, связанные с трансформацией кремнистого вещества по схеме рентгеноаморфный опал-А–опал-КТ–L-кристаболит–халцедон–кварц обусловили специфику эволюции коллекторских свойств кремнистых пород. Силициты на определенном этапе своего развития, когда органогенный опал превращается в халцедон с агрегатно-глобулярной и агрегатно-кристалломорфной микроструктурами, могут приобретать свойства коллектора: трещинно-порового, порово-трещинного и трещинного. Наличие агрегатов глобул делает породу более хрупкой, что приводит, с одной стороны, к увеличению в ней катагенетической трещиноватости, а с другой стороны, порода приобретает повышенную способность к растрескиванию под воздействием тектонических напряжений.

Таким образом, изложенное показывает изменчивость и неоднородность свойств продук-

тивных пластов месторождений нефти и газа, обусловленных седиментационными и литогенетическими особенностями формирования пород.

3.3.1. Фильтрационно-емкостные свойства коллекторов нефтегазоносных и возможно нефтегазоносных комплексов

Побединский (альб-сеноман) ВНГК отличается катагенетической измененностью пород и соответственно низкими фильтрационно-емкостными свойствами. По результатам изучения образцов из разрезов острова, пористость песчаников составляет 0,4–10%, проницаемость не превышает $0{,}12 \cdot 10^{-3}$ мкм^2. По результатам изучения микротрещиноватости пород в комплексе могут быть развиты коллекторы порово-трещинного типа.

Быковский (нижний сенон) ВНГК содержит резервуар пластового типа в зоне литофациальных замещений (Юго-Западного Сахалина). Минимальная степень литификации пород отмечается на полуострове Крильон и в Макаровском районе. Пористость песчаников составляет здесь 10–15%. По величине проницаемости коллекторы относятся к V классу, редкие прослои – к IV классу. На остальной части Юго-Западного Сахалина пористость песчаных пород незначительна – 3,5–10%. Возможен порово-трещинный тип коллектора. На Северном Сахалине в связи с сильной литификацией пород комплекса пористость песчаников не превышает 4%, породы практически непроницаемы.

Красноярковский (верхний сенон) ВНГК характеризуется в общем преобладанием песчано-алевритовых пород. В его разрезе преобладает пластовый тип резервуара с подчиненным содержанием флюидоупоров, локализованно распространен массивно-пластовый резервуар. На Северном Сахалине породы комплекса сильно литифицированы, пористость песчаников не превышает 5%. На Юго-Западном Сахалине коллекторы порового типа развиты лишь на полуострове Крильон, где имеются прослои коллекторов IV–V классов с проницаемостью до 0,025 мкм^2. На остальной территории района пористость песчаников не превышает 11%. Возможны коллекторы порово-трещинного типа. Благоприятные катагенетические условия ($МК_1$) для отложений комплекса на шельфе отмечаются лишь для структур Кузнецовской и Крильонской антиклинальных зон. Отложения комплекса вскрыты на Кузнецовской и Виндисской структурах (Кузнецовская зона), где они представлены переслаиванием туфогенных песчаников, алевролитов, туфов и туффитов. Судя по результатам испытания скважины Виндисская-1, они лишены коллекторов (притоков не получено).

Снежинскинско-краснопольевский (палеоцен–оцен) ВНГК характеризуется ограниченным распространением коллекторов порового типа. Они встречаются только на Юго-Западном Сахалине, пористость песчаных пород достигает здесь 13–20%, проницаемость – 0,001–0,1 мкм^2 (IV–V класс), крайне редко – 0,1–1 мкм^2. Характерен пластовый тип резервуара с подчиненным содержанием флюидоупоров, в верхней части комплекса – массивно-пластовый. На шельфе отложения комплекса распространены преимущественно в его юго-западном районе и локализованно – на шельфе залива Терпения и на Пограничном участке Северо-Восточного шельфа. Благоприятные катагенетические условия ($МК_1$) наблюдаются только в разрезе Крильонской и Кузнецовской зон. В пределах последней отложения комплекса вскрыты поисковыми скважинами на Кузнецовской и Виндисской площадях, где представлены толщей переслаивания алевролитов, аргиллитов, углистых сланцев, углей и песчаников мощностью до 1,5 км. Встречаются прослои туфогенных пород. Коллекторские свойства из упомянутых скважин весьма низкие: проницаемость не превышает $5 \cdot 10^{-3}$ мкм^2.

Шебунинский (такарадайский) ВНГК выполнен, главным образом, алеврито-глинистыми породами и является покрышкой для предыдущего комплекса. Но в некоторых районах (Углегорский) в разрезе комплекса присутствует резервуар пластового типа. Алеврито-песчаные породы в связи со значительной катагенетической преобразованностью и повышенным содержанием пелитовой фракции характеризуются пониженными коллекторскими свойствами: пористость – 2–17%, проницаемость – 0,001–0,005 мкм^2. Некоторое улучшение фильтрационных свойств песчаников отмечается лишь в Углегорском и Красногорском районах, где встречаются отдельные пласты с проницаемостью бо-

лее 0,01 мкм^2. Как и предыдущий, комплекс развит преимущественно в юго-западном секторе шельфа и локализованно – в заливе Терпения и на Северо-Восточном шельфе. В благоприятных катагенетических условиях разрез комплекса находится только на Крильонской и Кузнецовской зонах. Разрез комплекса мощностью 0,4–0,45 км вскрыт скважинами на Кузнецовской и Виндисской площадях и в островной части Крильонской зоны. В последней комплекс представлен в основном алевролитами с прослоями песчаников и аргиллитов, в Кузнецовской – частым чередованием алевролитов, песчаников (мощность пластов 5–10 м), туфов, туффитов, каменного угля, углистых сланцев и редко кремнистых аргиллитов. Песчаные прослои составляют 10–20% от мощности комплекса. Развит, главным образом, поровый тип коллектора, участками порово-трещинный. Фильтрационно-емкостные свойства пород в основном низкие.

Мачигарский (гастелловский) ВНГК распространен практически по всей территории области. В составе преобладают песчано-алевритовые породы. На Юго-Западном Сахалине и примыкающем шельфе в разрезе комплекса присутствуют также туфы, туффиты. Характерен природный резервуар массивно-пластового типа.

Породы комплекса на большей части Северного Сахалина и его шельфа сильно литифицированы. Поровый тип коллектора распространен лишь в Энгизпальском районе и предполагается в ловушках Мынгинской горст-аниклинали и Приматериковой возможно нефтегазоносной зоны. Пористость песчаников составляет здесь 15–25%, проницаемость – 0,001–0,1 мкм^2. В отдельных районах пористость не превышает 10%, проницаемость – 0,01 мкм^2.

На Южном Сахалине породы комплекса в связи со значительными уплотнением, большим содержанием цемента и эпигенетическим минералообразованием в поровом пространстве обладают невысокой пористостью (5–14%) и проницаемостью (0,001–0,005 мкм^2). В районе Крильонского поднятия встречаются поровые коллекторы IV класса (m=16–20%, $К_{пр}$=0,015–0,06 мкм^2). Возможен порово-трещинный тип коллектора. На Юго-Западном шельфе отложения комплекса находятся в благоприятных катагенетических условиях ($МК_1$) в разрезе Крильонской, Кузнецовской и отчасти Лопатинской зон. Вскрыты скважинами в Кузнецовской зоне (Виндисская площадь) и в островной части Крильонской зоны (Шебунинская площадь). Мощность комплекса от 0,45 км на Шебунинской площади до 0,2 км на Виндисской площади. Представлен переслаиванием туфопесчаников, туфов, туффитов, алевролитов и кремнистых аргиллитов. Фильтрационные свойства туфопесчаников низкие. Образования мачигарского комплекса в акваториях заливов Терпения и Анива скважинами не вскрыты. Максимальные его мощности (более 0,5 км) приурочены к Анивскому и Макаровскому прогибам. В западной части залива Терпения предполагаются наиболее благоприятные литофации – глинисто-песчаные, перекрытые глинисто-кремнистыми породами холмской свиты (даехуриинский горизонт). На большей части шельфа заливов Терпения и Анива отложения комплекса находятся в неблагоприятных катагенетических условиях, но в некоторых ловушках степень катагенеза не превышает $МК_1$, возможны поровые коллекторы IV–V классов.

Даехуриинский (холмский) НГК на большей части территории области представлен кремнисто-глинистыми породами. Песчано-алевритовые породы в составе комплекса присутствуют в Энгизпальском (Северный Сахалин) и Курильском (Юго-Западный Сахалин) районах, а также локально развиты на структурах, существовавших как подводные поднятия в даехуриинском седиментационном бассейне (Охинское месторождение). На шельфе Сахалина песчано-алевритовые породы в отложениях комплекса присутствуют в разрезах Кузнецовской, Крильонской и Приматериковой зон. На этих участках распространены коллекторы порового типа. В общем же толщи кремнистых аргиллитов, алевролитов и особенно силицитолитов в связи с повышенной трещиноватостью – объект для поисков коллекторов порово-трещинного и трещинного типов. В Пограничном районе верхняя часть комплекса, сложенная трещиноватыми кремнистыми аргиллитами и силицитолитами пиленгской свиты, содержит залежь нефти. Пористость матрицы в коллекторе изменяется от 1,3 до 18%, проницаемость – 0,14–1 мкм^2. Для комплекса характерен резервуар массивного типа. Аналогичные типы резервуара

и коллектора ожидаются в ряде ловушек Северо-Восточного шельфа.

Уйнинско-дагинский НГК в большинстве районов области сложен разнофациальными глинисто-песчаными и песчано-глинистыми отложениями при общем преобладании песчано-алевролитовых пород. Для нижней части комплекса характерен пластовый тип резервуара с постепенным изменением соотношения между коллекторами и флюидоупорами снизу вверх от преобладания флюидоупоров до преобладания коллекторов. Верхняя часть комплекса в сочетании с субрегиональной окобыкайской глинистой толщей образует массивно-пластовый резервуар с высоким аккумуляционным потенциалом. На Северном Сахалине зона распространения такого резервуара прослеживается от западного борта Байкальской депрессии через Тыргыланьинское и Дагинское поднятия в Катанглийско-Лунский район, а также на примыкающую шельфовую зону (Ныйская нефтегазоносная зона). Южной границей распространения этого типа резервуара в отложениях комплекса на Северо-Восточном шельфе является Мынгинская горст-антиклиналь. В общем плане емкостные и фильтрационные свойства пород комплекса ухудшаются с запада на восток (Коблов и др., 1976 г.). В западной и центральной частях Сахалина развиты поровые коллекторы I–III классов (m=15–30%, $К_{пр}$=0,01–1 мкм^2 и более). Поровые коллекторы с аналогичными фильтрационно-емкостными свойствами распространены в отложениях комплекса и в Ныйской нефтегазоносной зоне (табл. 3.1, 3.2). В северо-восточной части Сахалина распространены в основном плохо проницаемые коллекторы V класса.

Таблица 3.1

Фильтрационно-емкостные свойства коллекторов уйнинско-дагинского нефтегазоносного комплекса

Месторождение	Пласт, пачка	Глубина залегания, м	Пористость, %	Класс коллектора по проницаемости
Узловое	I–IX I–III (уйнинская свита)	2030–2570 2890–3160	22–28 15–18	III, IV IV
Волчинка	XX XXIV XXVII–XXIX	1680–2060 2230 2600–2870	19 20 18–22	III IV IV
Гиляко–Абунан	XXIV XXV	2250 2380	19–20 17–19	IV IV
Сабо	XX–XXIII XXIV	1950–2070 2480	17–20 20	III IV
Усть-Эвай им. Р.С. Мирзоева	XIII–XXVI II–X XIII–XVI XVII–XXIII	3980–4560 3100–3470 3200–3850 3350–4000	12–17 17–20 17–19 15–17	III–V III III III, IV
Монги	II–VII VIII–XXI	1240–2740 1340–3030	19–25 18–22	III, IV III, IV
Катангли	I–IV	0–200	30–31	I, II
Набиль	I, II IV–XIII XIX–XX	40–830 570–2020 1470–2060	29–35 24–28 17–31	II II IV
Венинское	I–IV XI		21–26 11–13	II–IV V
Лунское	I–III IV V VI–XII XIII–XVII		24–37 24–28 21–24 21–23 16–23	II, III I, II III, IV I–III IV

Таблица 3.2

Структура пустотного пространства для песчано-алевритовых коллекторов различных классов (по Коблову, 1990 г.)

Класс коллектора, по А.А. Ханину (1969 г.), проницаемость 10^{-3} мкм^2	Тип пород (медианный диаметр зерен, мм)	Пористость, замеренная в шлифе, %	Средний диаметр пор, мкм	Максимальный диаметр пор, мкм	Количество пор размером более 60 мкм, %	Объемное содержание пор размером более 60 мкм, %	Количество цемента, %
I, более 1000	Песчаники мелко-среднезернистые (более 0,2)	Более 15	70–130	500	55–80	70–94	5–15
II, 500–1000	Песчаники мелко-среднезернистые (0,16-0,20)	Более 15	60–100	250	30–40	50–60	10–20
III, 100–00	Песчаники мелкозернистые (0,12-0,15)	5–15	40–90 35–50	150	15–30	40–50	10–25
IV, 10–100	Алевролиты крупно зернистые, алевролито-песчаники, песчаники мелкозернистые (0,08-0,12)	5–15	25–60	130	5–15	20–30	10–15
V, 1–10	Алевролиты разно-зернистые, алевролиты тонкозернистые (0,04-0,09)	Менее 5	Менее 30	20	5	10	20–35
VI, менее 1							

В южной части области комплекс характеризуется более глинистым составом и ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами. В пределах Поронайской впадины и Макаровского прогиба распространены коллекторы преимущественно IV–V классов (m=8–30%, $К_{пр}$<0,1 мкм^2), на Юго-Западном Сахалине – III–IV классов. Комплекс вскрыт скважинами на шельфе заливов Терпения (Пугачевская, Лебяжьинская, Вахрушевская площади) и Анива (Новиковская площадь). В первом случае он представлен переслаиванием алевролитов и аргиллитов с редкими прослоями песчаников в верхней части (сертунайская свита) и таким же переслаиванием с добавлением прослоев углей в нижней части (верхнедуйская свита). Отложения комплекса находятся в оптимальных катагенетических условиях, но неблагоприятный вещественный состав ограничивает распространение поровых коллекторов. В разрезе Новиковской площади отложения комплекса (верхнедуйская свита) мощностью 170 м представлены песчаниками с прослоями опоковидных глин и углей. В сочетании с глинисто-кремнистыми отложениями курасийской свиты они могут рассматриваться как массивно-пластовый резервуар, находящийся в оптимальных катагенетических условиях.

В южной части Юго-Западного шельфа комплекс либо отсутствует (большая часть Крильонской и Кузнецовской зон), либо представлен малоблагоприятными для формирования природного резервуара преимущественно алеврито-аргиллитовыми отложениями с прослоями углей, углистых сланцев и редкими маломощными прослоями песчаников, находящимися не в оптимальных катагенетических условиях (Красногорская зона). В северной части этого шельфа верхняя часть (сертунайская свита) вскрыта на

Александровской площади, где представлена переслаиванием глин, алевролитов и песчаников. Доля последних составляет 10–20%. На ряде участков этого шельфа комплекс находится в оптимальных катагенетических условиях ($ПК_3$–$МК_1$), что позволяет предполагать распространение в его разрезе поровых коллекторов III, V классов.

Окобыкайско-нижненутовский НГК отличается существенными изменениями литофациального состава по разрезу и по латерали. Снизу вверх и с востока на запад (на Северном Сахалине и его шельфе) состав комплекса изменяется от морских глинисто-кремнистых отложений до субконтинентальных песчаных угленосных. Преимущественно распространен пластовый тип резервуара, локализованно развит массивно-пластовый (4–7 пласты месторождения Оха, XX пласт месторождения Тунгор). Соотношение коллекторов и флюидоупоров в резервуаре пластового типа также последовательно, вслед за литофациальными замещениями, изменяется от резко подчиненного содержания коллекторов до их преобладания. Выделяется зона оптимального соотношения коллекторов и флюидоупоров (доля коллекторов 20–40%), обладающая наилучшими для пластового типа резервуара аккумулирующими свойствами. В разрезах месторождений Северо-Восточного Сахалина и мелководной части Северо-Восточного шельфа мощность этой зоны достигает 1,5 км.

Преобладающим типом коллектора является поровый. Характеристики фильтрационно-емкостных свойств аналогичны уйнинско-дагинскому НГК: m=15–30%, $К_{пр}$=0,01–1 мкм^2 и более.

Перспективы поисков коллекторов трещинного типа связываются в основном с кремнистыми аргиллитами пильской свиты, в которых на острове открыты залежи нефти (Восточно-Кайганское месторождение).

В разрезах комплекса в Поронайской, Сусунайской впадинах преобладающе развиты плохо проницаемые коллекторы V класса, прослоями коллекторы IV класса. Пористость песчано-алевролитовых пород изменяется от 15–20% (Поронайская впадина) до 30–35% (Сусунайская впадина). Проницаемость, соответственно, изменяется от 0,001 мкм^2 до 0,05 мкм^2. На шельфе заливов Терпения и Анива комплекс вскрыт скважинами на Пугачевской, Лебяжьинской, Вахрушевской, Петровской и Новиковской площадях. По литологическому составу делится на две части: верхнюю – преимущественно песчаную с прослоями диатомитов и диатомитовых глин (маруямская свита), и нижнюю – преимущественно глинисто-кремнистую (курасийская свита). Наиболее благоприятный разрез с резервуаром пластового типа отмечается в нижней части маруямской свиты в Анивской и Сусунайской зонах шельфа и предполагается в Онорско-Макаровской зоне. Отложения комплекса обычно слабо литифицированы и характеризуются низкими экранирующими свойствами флюидоупоров.

На Юго-Западном Сахалине в комплексе развиты в основном поровые коллекторы IV, крайне редко – III класса (m = 20–30%, $К_{пр}$=0,01–0,1 мкм^2). По данным морского бурения, на Юго-Западном шельфе в южной его части (от Красногорской площади и южнее) комплекс представлен преимущественно глинистыми, глинисто-кремнистыми отложениями и не содержит поровых коллекторов. В северной части этого шельфа в разрезе комплекса выделяется резервуар пластового типа (в отложениях маруямской свиты), представленный чередованием песчано-алевритовых и глинистых пластов. Породы резервуара находятся в оптимальных катагенетических условиях ($ПК_3$–$МК_1$), обладают высокой пористостью (25–35%), но пониженными фильтрационными свойствами (IV–V класс по проницаемости) в связи с повышенной глинистостью и слабой отсортированностью.

Характеристики фильтрационно-емкостных свойств коллекторов комплекса на основных месторождениях приведены в таблице 3.3.

Верхненутовско-помырский ВНГК распространен в наиболее погруженных структурах области. Определенные перспективы связываются с отложениями этого комплекса на Восточно-Одоптинской антиклинальной зоне, расположенной на шельфе Северо-Восточного Сахалина. Здесь предполагается в преимущественно глинистом разрезе комплекса распространение линз песчано-алевритовых пород. Возможен линзовидный тип резервуара. Учитывая невысокую степень катагенетической преобразованности отложений комплекса ($ПК_3$–$МК_1$), можно ожидать неплохие фильтрационно-емкостные свойства коллекторов.

Таблица 3.3

Фильтрационно-емкостные свойства коллекторов окобыкайско-нижненутовского нефтегазоносного комплекса

Месторождение	Пласт, пачка	Глубина залегания, м	Пористость, %	Класс коллектора по проницаемости
Колендо	XVII–XXII	1420–2320	21–23	III
Оха	2–7 8–14 XVI–XIX	0–310 350–670 640–990	22–30 14–25 16–21	II, III II–IV III, IV
Эхаби	16–21	530–1110	21–26	III–IV
Восточное Эхаби	22–29	1260–1890	12–21	IV
Тунгор	XIX–XXI	2050–2340	15–17	IV
Сабо	XI–XIX	1210–1940	15–25	III, IV
Западное Сабо	I–VII VIII–XII	900–1270 1260–1490	21–27 20–23	I, II III, IV
Мухто	A–VIII	600–1730	20–27	II
Паромай	Д–К I–III IV, V VI–XII	300–580 490–560 630–670 770–1260	19–30 16–24 19–29 13–24	IV IV IV IV, V
Одопту	XX–XXI	2050–2150	14–25	IV, V
Чайво	$XIV–XVII_1$ $XVII_2–XXII$		19–23 16–19	I–III III
Одопту-море	XII–XVII $XVIII–XXI_1$ XXI_2 XXI_3 XXII–XXIV		21–24 19–25 20–24 19–22 19–24	II, III III, IV II, III IV II, III
Пильтун-Астохское	XVI–XVIII XIX–XXI XXII–XXV		27–30 22–23 19–26	– II, III III, IV

3.3.2. Флюидоупоры

Наиболее типичными для Сахалинской нефтегазоносной области являются пластовые резервуары, в качестве флюидоупора в которых выступает пласт глинистых или алеврито-глинистых пород. Известно, что экранирующая способность такого флюидоупора, не нарушенного разрывами, контролируется, в основном, его мощностью, однородностью строения и состава и уровнем испытанного при катагенезе термобарического воздействия. Влияние катагенеза на качество флюидоупора проявляется в изменении изолирующей способности матрицы, слагающей его породы, и нарушении экранирующих свойств пласта-покрышки литогенетической и тектонической трещиноватостью. Наиболее информативными параметрами для определения способности флюидоупора удержать залежь являются его мощность и расслоенность. Наибольшее количество залежей нефти и газа имеют покрышки мощностью 40–80 м. При мощности покрышки более 40 м доля относительно крупных залежей возрастает до 63%, при меньшей мощности заметно увеличивается (до 70%) число мелких залежей. При мощности покрышки менее 5 м сохраняются единичные мелкие залежи. В изученных месторождениях под всеми глинистыми разделами мощностью более 40 м встречены залежи УВ, а под разделами мощностью более 80 м – только относительно крупные залежи. На качестве покрышки сказывается также присутствие и количество в ней проницаемых прослоев (расслоенность). Наибольшее число залежей (50%) связано с более однородными по структуре глинистыми разделами, в которых количество слоев (песчаных и глинистых) не превышает одного на 10 м разреза. С такими же разделами связан и основной объем относительно крупных залежей (76%).

При значении коэффициента расслоенности ($К_р$) >2относительно крупные залежи не встречены, а >4 – залежи УВ вообще отсутствуют.

Весьма информативным параметром изолирующей способности флюидоупора является его «раскрытость» в результате воздействия разломной тектоники. В пределах островной части кроме вышеперечисленных факторов (толщина и расслоенность покрышек) отрицательное влияние на экранирующие свойства флюидоупоров оказывает значительная дизъюнктивная нарушенность островных месторождений, в то время как на шельфовой части субрегиона окобыкайско-нижненутовские и вышележащие отложения характеризуются малой дислоцированностью и зачастую отсутствием разрывных деформаций.

3.4. Турбидитные резервуары

Турбидитные резервуары Северо-Сахалинского бассейна являются в настоящее время основным резервом для дальнейшего наращивания сырьевой базы нефтегазовой промышленности Сахалинского региона. В последние годы это новое направление нефтегазопоисковых работ с очень высоким нефтегазовым потенциалом изучается сахалинскими геологами и геофизиками. Э.Г. Коблов, А.В. Харахинов, В.Ф. Кругляк, Н.А. Ткачева, Б.А. Сальников, А.В. Бычков [87] провели комплексный анализ имеющейся геолого-геофизической информации по этому направлению. В настоящей работе на основе этого анализа приведена характеристика турбидитных резервуаров Северо-Сахалинского бассейна.

Анализ материалов полевых наблюдений, сейсморазведки и глубокого бурения показал, что в неогене Северного Сахалина широко распространены песчаные резервуары, образованные гравитационным перемещением осадков по материковому склону (турбидитные резервуары). Последние установлены в верхней части окобыкайского горизонта (средний миоцен) на месторождениях Северное Колендо, Гиляко-Абунан и в нижней части нутовского горизонта (верхний миоцен) на месторождениях Северное Колендо, Тунгор и Восточное Эхаби. В нижненутовских фанах открыты залежи углеводородов Кайганско-Васюканского месторождения (структуры Пела-Лейч, Удачная, Васюканская). Фановые тела представлены песчаными, алеврито-песчаными пачками, содержащими прослои глинистых алевролитов, алеврито-глин и глин.

Турбидитные резервуары контролируют часть залежей Аркутун-Дагинского (XXVI–XXVIII пласты) и залежи Одоптинского (северный купол) месторождений [103]. Детальные 3D геологические модели продуктивных пластов показали, что распределительные каналы и лопасти конусов выноса (рис. 61; фиг. 20, вклейка) характеризуются наибольшими толщинами (до 20 м). На остальной площади (до 60%) наблюдаются участки пониженных толщин (3–4 м), приуроченные к покровным отложениям шельфовых террас, сформировавшихся в условиях ограниченности терригенного материала.

В скважинах месторождения Северное Колендо, поисковых площадей Береговая и Троптун, а также на западном берегу полуострова Шмидта, вблизи устья р. Пильво, в пильской свите (в окобыкайском горизонте) изучены мощные фаны основания материкового склона (рис. 62, 63). Вмещающие их глинисто-кремнистые породы содержат комплексы глубоководных фораминифер (*Cyclammina pilvoensis*) и моллюсков (*Delectopecten pedroanus*).

В северной части месторождения Гиляко-Абунан в XVII пласте (кровля окобыкайского горизонта) четко выделяется канал на склоне, ориентированный в направлении северо-запад–юго-восток. Осевая часть канала врезана в пласт-спутник XVII пласта. К северо-востоку от канала осадки его осевой зоны практически сразу сменяются покровными песками значительной мощности (до 20 м). К юго-западу наблюдается постепенная смена осадков осевой и краевой части канала покровными песками. Вмещающие канал глины содержат комплекс глубоководных фораминифер (*Haplophragmoides renzi*, *Cyclammina praecancellata*) и моллюсков (*Nuculana alferovi*, *Yoldia scapha*).

На месторождении Тунгор в нутовском горизонте отлично выражен склоновый канал в пласте XX^{ж}. Он ориентирован с юго-запада на северо-восток и тоже в осевой части врезан в подстилающие отложения. Северо-западный борт канала крутой, юго-восточный – пологий, с постепенным уменьшением мощности и переходом осадков осевой зоны канала в покровные пески.

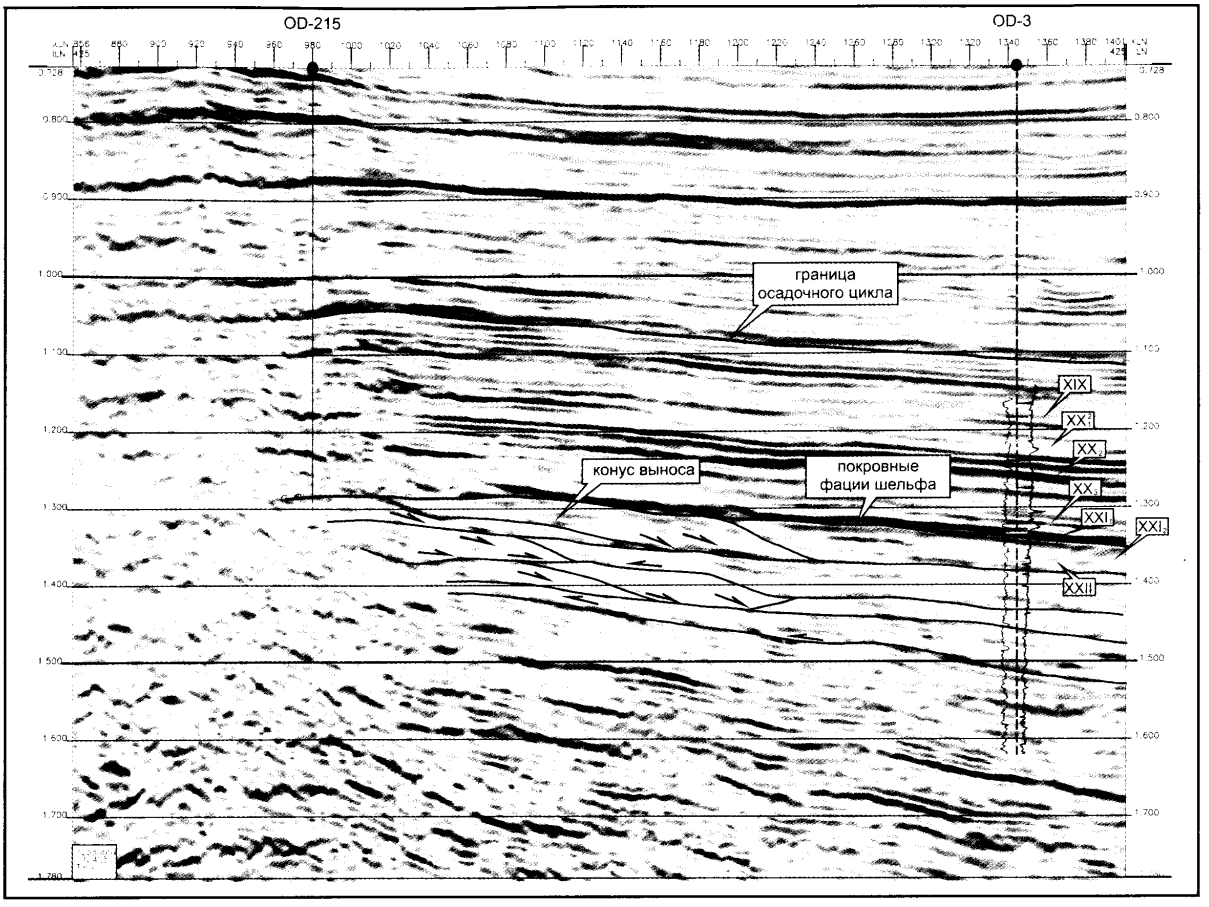


Рис. 61. Одоптинское месторождение. Взаимоотношение конусов выноса в интервале XXI_2 и XXII пластов

Пласт $XX^{д}$ имеет форму крупного канала, разделяющегося к юго-востоку на два рукава, с межканальным полем, на котором пески отсутствуют. К югу от канала развиты покровные пески. Выше по разрезу Тунгора в пластах $XX^{б}$ и $XX^{а}$ имеются каналы, переходящие в лопасти. Алеврито-глинистые породы, в которых залегают пласты $XX^{а-ж}$, охарактеризованы глубоководными фораминиферами (комплекс *Haplophragmoides renzi*, *Cyclammina praecancellata*).

В пластах XVIII и XVII на Тунгоре хорошо выражены две лопасти (северная и южная) с мощностью до 30 м и разделяющая их межлопастная ложбина, в которой мощность песчаника сокращается до нескольких метров.

На Северном Колендо и площади Береговая в нутовском горизонте имеются два фана основания материкового склона (пласты XXI_1 и XXI_2).

Исследованиями И.Е. Николаева [137] на месторождении Восточное Эхаби выделена серия склоновых каналов субширотной ориентировки, которые были названы дельтовыми протоками.

В районе месторождений Паромай, Пильтун в окобыкайской свите И.А. Барышевой выявлены глубоководные песчаники (пачка XI–XIII пластов), образующие полосовидные тела, ориентированные субмеридионально. Межпластовые глины и алевролиты пачки охарактеризованы комплексами глубоководных фораминифер (*Haplophragmoides renzi*) и моллюсков (*Nuculana alferovi*). Морфологический облик этих тел и ориентировка позволили предположить, что это – контуриты, сформированные на материковом склоне циркумохотским вдольбереговым течением.

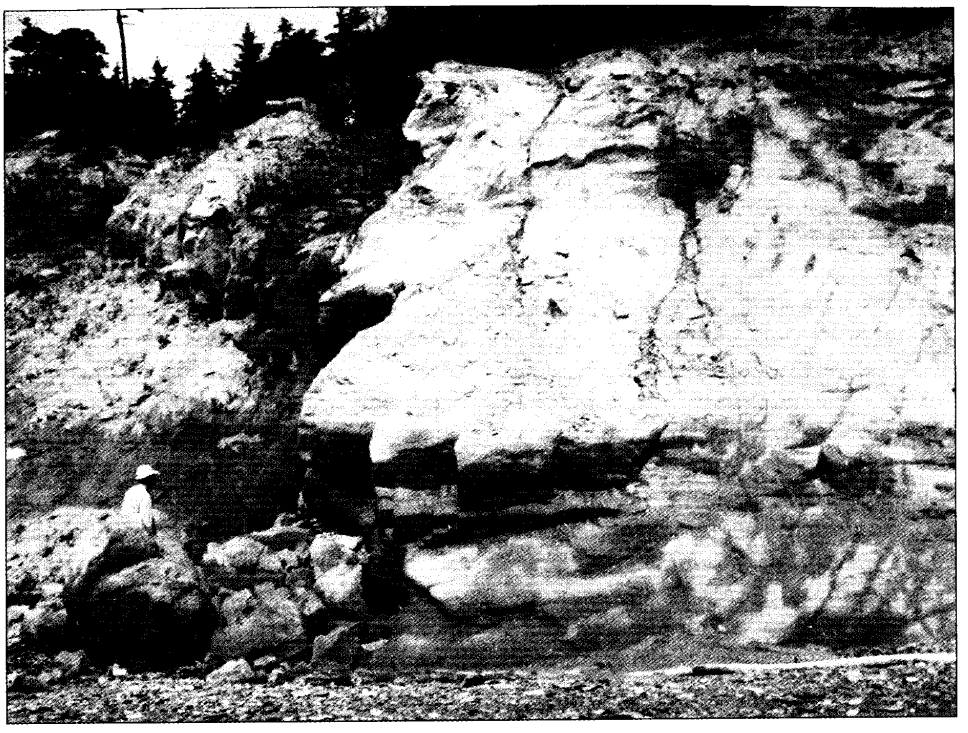


Рис. 62. Западное побережье полуострова Шмидта. Пильская свита, I пласт. Турбидитные песчаники

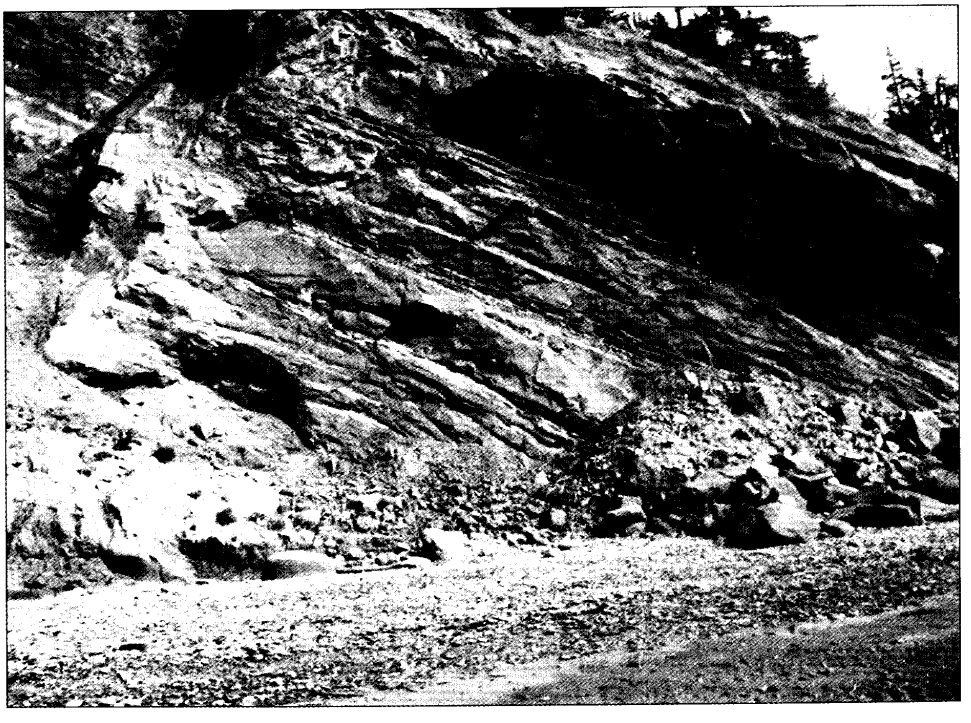


Рис. 63. Западное побережье полуострова Шмидта. Пильская свита. Турбидитные отложения II пласта

Анализ распределения значений $\alpha_{ПС}$ по методике В.С. Муромцева (1984 г.) показывает, что местами линейность контуритов нарушается появлением полей грубозернистого материала иной ориентировки. Возможно, это связано с существованием здесь каналов, по которым происходила транспортировка осадков при формировании Паромайско-Чайвинского турбидитного комплекса.

Помимо глубоководных песчаников на месторождении Колендо в верхней части нижненутовского подгоризонта изучены шельфовые каналы. Один из них заканчивается хорошо выраженной лопастью. В отличие от глубоководных эти каналы залегают в толще относительно мелководных алевролитов и глин (комплексы фораминифер с *Cribroelphidium paromaense* и моллюсков – с *Leionucula psjakauphensis*).

В изученных фановых системах выделяются морфологические элементы: подводящие и распределительные каналы (русла), осевые и краевые части каналов, покровные пески, лопасти, зоны переходов от каналов к лопастям, межлопастные пространства, или зоны нормального осадконакопления без влияния привноса терригенного материала гравитационными потоками (области распространения седиментитов).

По сочетанию и выраженности морфологических элементов различаются два типа фановых систем:

- системы зоны конечной разгрузки гравитационных потоков, характеризующиеся ярко выраженной лопастью и различно выраженными питающими каналами и промежуточными элементами (фаны на участке Северное Колендо – Береговая и XVII, XVIII, XXа,б пластов месторождения Тунгор);
- промежуточные системы на пути гравитационного потока, главными ярко выраженными морфологическими элементами которых являются осевая и краевые зоны канала, прорезающего систему насквозь, а также покровные пески, формирующиеся при переполнении канала (фаны месторождений Гиляко-Абунан и Восточное Эхаби, XXд и XXж пластов месторождения Тунгор).

Несмотря на сравнительно слабую изученность турбидитных резервуаров Северо-Сахалинского осадочного бассейна имеющиеся материалы сейсморазведки и глубокого бурения позволяют выделить две крупных зоны их распространения. Пространственное распределение таких резервуаров (фиг. 21, вклейка) определяется положением материкового склона и дельтовой системы Палеоамура на разных этапах осадконакопления.

Внешний пояс турбидитных резервуаров занимает зону современного внешнего шельфа (глубины моря 100–200 м) и протягивается вдоль Северо-Восточного Сахалина и полуострова Шмидта. Здесь по данным сейсморазведки намечается несколько обширных полей распространения турбидитных резервуаров: Северо-Шмидтовское, Восточно-Шмидтовское и Восточно-Одоптинское. Основной стратиграфический интервал распространения турбидитных резервуаров включает нижненутовский (верхняя часть), верхненутовский подгоризонты и помырский горизонт. В перспективе литологические и структурно-литологические ловушки этого направления составляют главный резерв роста ресурсной базы и уровня нефтегазодобычи на сахалинском шельфе.

Внутренний пояс турбидитных резервуаров (см. фиг. 21, вклейка) протягивается полосой шириной 35–50 км вдоль северо-восточного побережья Сахалина от залива Чайво до полуострова Шмидта, занимая прибрежную часть острова и мелководную зону шельфа. К северо-западу от Охинского перешейка пояс уходит под воды Сахалинского залива. Основной стратиграфический интервал распространения турбидитных резервуаров включает нижнюю часть нижненутовского подгоризонта и окобыкайский горизонт. В пределах пояса выявлено несколько месторождений нефти и газа, часть залежей которых приурочена к турбидитным резервуарам: Гиляко-Абунан (XVII пласт), Тунгор (XVII–XX), Восточное Эхаби (XVII–XX, 27–29), Паромай (XI–XII), Аркутун-Дагинское (XXVI–XXVIII).

Перспективы этого направления связаны со структурно-литологическими ловушками мелководной зоны шельфа и прибрежной зоны острова. В первой наиболее привлекательными объектами являются северное продолжение Аркутун-Дагинского, Хангузинское и Кайганское поля распространения турбидитных резервуаров. С этим типом резервуара, по-видимому, связана крупная Западно-Одоптинская литологическая

ловушка, выделяемая в отложениях переходной нижненутовско-окобыкайской толщи и прослеживаемая вдоль западного крыла Одоптинской антиклинальной зоны между месторождениями Одопту-море и Аркутун-Дагинское.

Для выявления перспективных объектов внутреннего пояса турбидитов в прибрежной зоне острова необходимо выполнить переинтерпретацию материалов проведенной раньше сейсморазведки с целью выделения перспективных участков для постановки поисково-детальной сейсморазведки 2D. Среди уже выявленных объектов первоочередным является Восточно-Оссойская структурно-литологическая ловушка. Ловушка выделена в отложениях окобыкайского турбидитного комплекса на южной периклинали Восточно-Оссойской антиклинальной складки. В объеме комплекса мощностью до 600 м выделяются до 7 песчаных пластов (рис. 64). На ряде сейсмопрофилей наблюдаются признаки присутствия в них залежей УВ (амплитудные аномалии в области контактов УВ–вода). С учетом этих данных площади залежей оцениваются в 16 км^2, что превышает размеры самых крупных

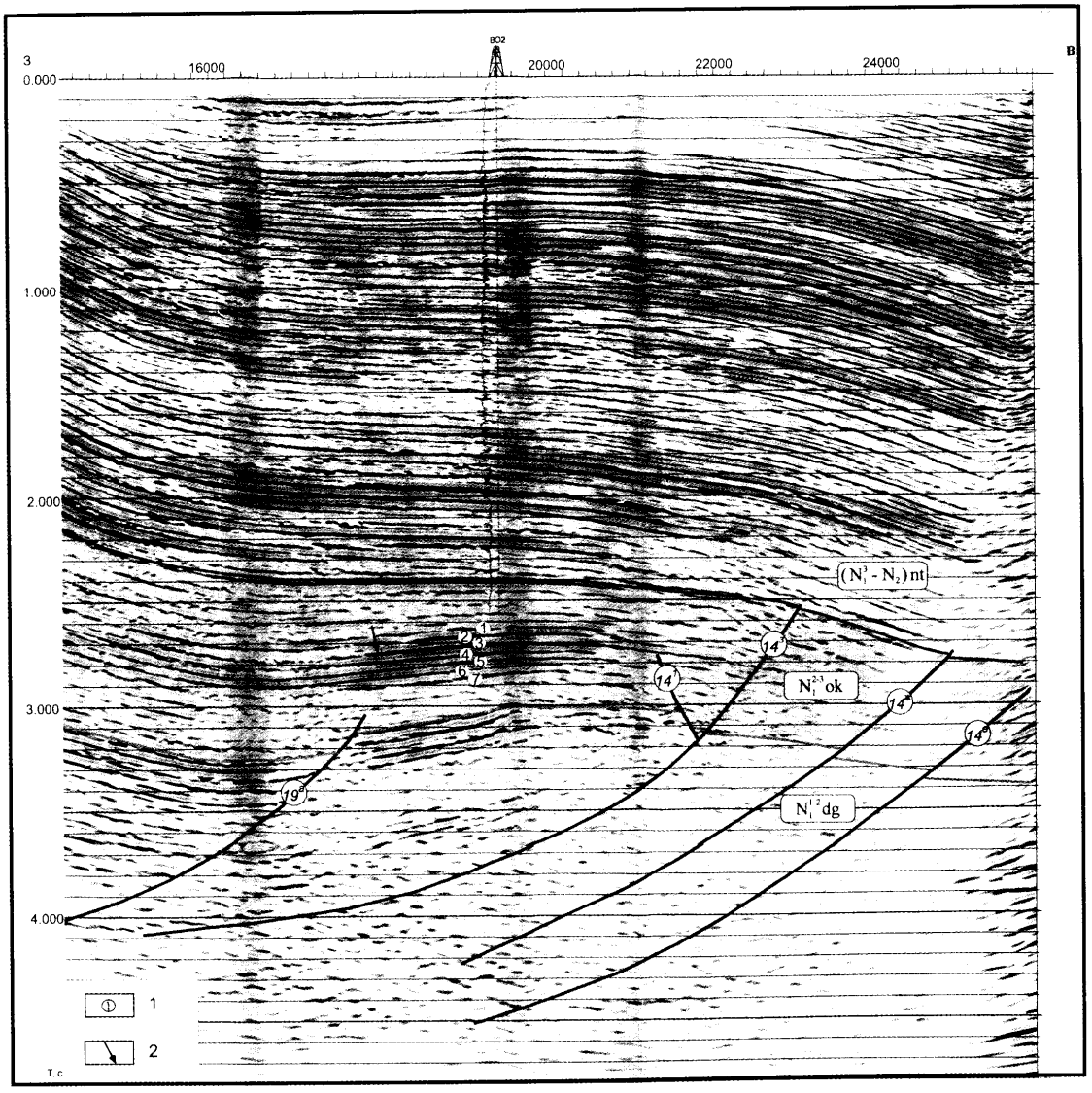


Рис. 64. Восточно-Оссойская площадь. Временной мигрированный разрез по ПР 38821
1 – пласты турбидитного окобыкайского комплекса; 2 – признаки контактов УВ–вода

из разведанных залежей Сахалина. Наиболее вероятен газоконденсатный состав залежей, но не исключается и возможность присутствия нефтяных оторочек.

Основные перспективы поисков крупных месторождений нефти и газа в ловушках внешнего пояса связаны с турбидитными резервуарами миоцен-плиоценового комплекса на присахалинском борту Дерюгинского бассейна. Полоса распространения установленных и предполагаемых литолого-стратиграфических и структурно-литологических ловушек в этих отложениях, по данным сейсморазведки, протягивается в пределах Восточно-Сахалинской моноклинальной зоны на 350 км вдоль Западно-Охотского разлома и восточного крыла Шмидтовского поднятия от Ионинского поднятия на севере до южного окончания Восточно-Одоптинской антиклинальной зоны на юге. Площади таких ловушек – 300–400 км^2.

Перспективными объектами являются структурно-литологические и литологические ловушки и зоны ловушек Северо-Восточного Сахалина и его шельфа: Пильско-Северо-Колендинская, Северо-Одоптинская, Западно-Одоптинская, Южно-Айяшская (фиг. 22, 23, вклейка), Ульвинская и Северо-Венинская. Площади ловушек – от 30 до 400 км^2.

При поисках турбидитных резевуаров и зон распространения фановых тел, судя по сейсморазведочным 2D- и 3D-данным, полученным в пределах Восточно-Сахалинской субмоноклинальной зоны, необходимо учесть, что «фановая» седиментация, в основном, контролируется разломной тектоникой (рис. 65, 66). Седиментационные ловушки этого типа, главным образом, приурочены к конседиментационным формам, обязанным своим происхождением дизъюнктивной тектонике. При изучении турбидитных резервуаров неисследованными остаются вещественно-генетические аспекты турбидитных потоков, т.е. выяснение того, представляют ли они собой мутьевые потоки или зерновые. Неудачный опыт бурения на Савицкой литологической ловушке в пределах Восточно-Сахалинской моноклинальной зоны, где прогнозировалось раз-

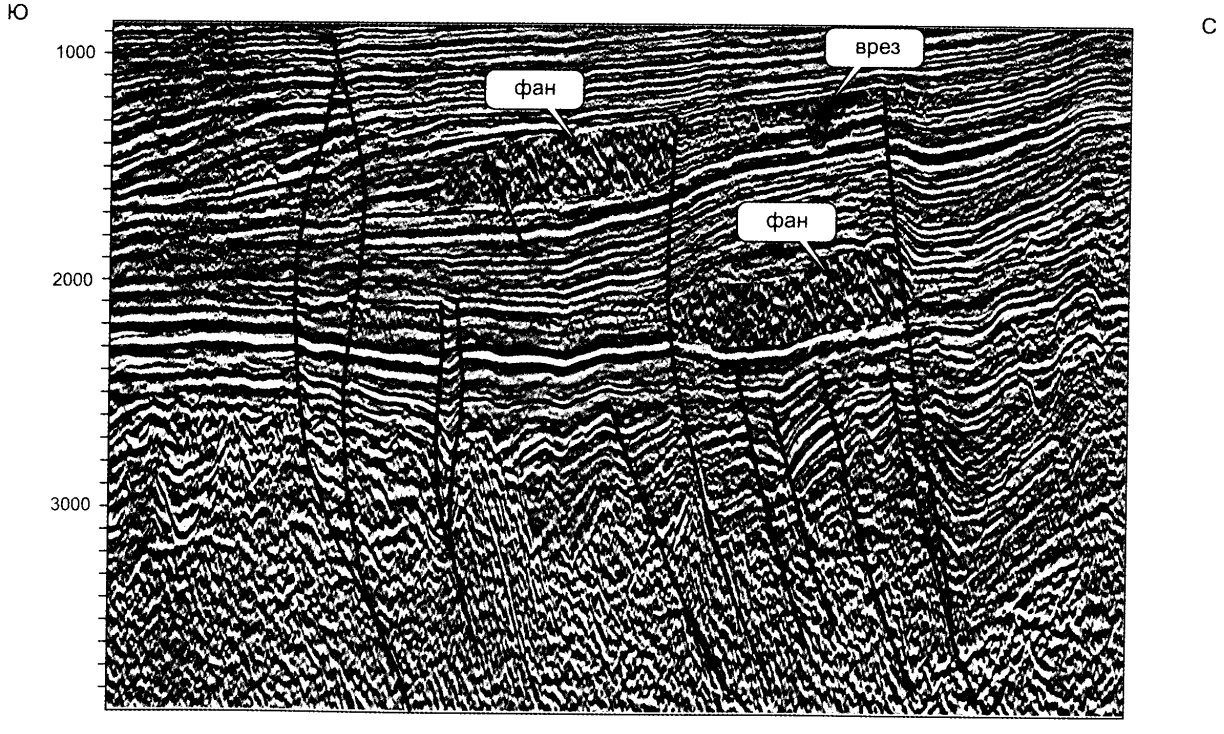


Рис. 65. Северо-Сахалинский бассейн. Восточно-Сахалинская субмоноклинальная зона
Временной сейсмический разрез. Влияние разломной тектоники на формирование «фановой» седиментации

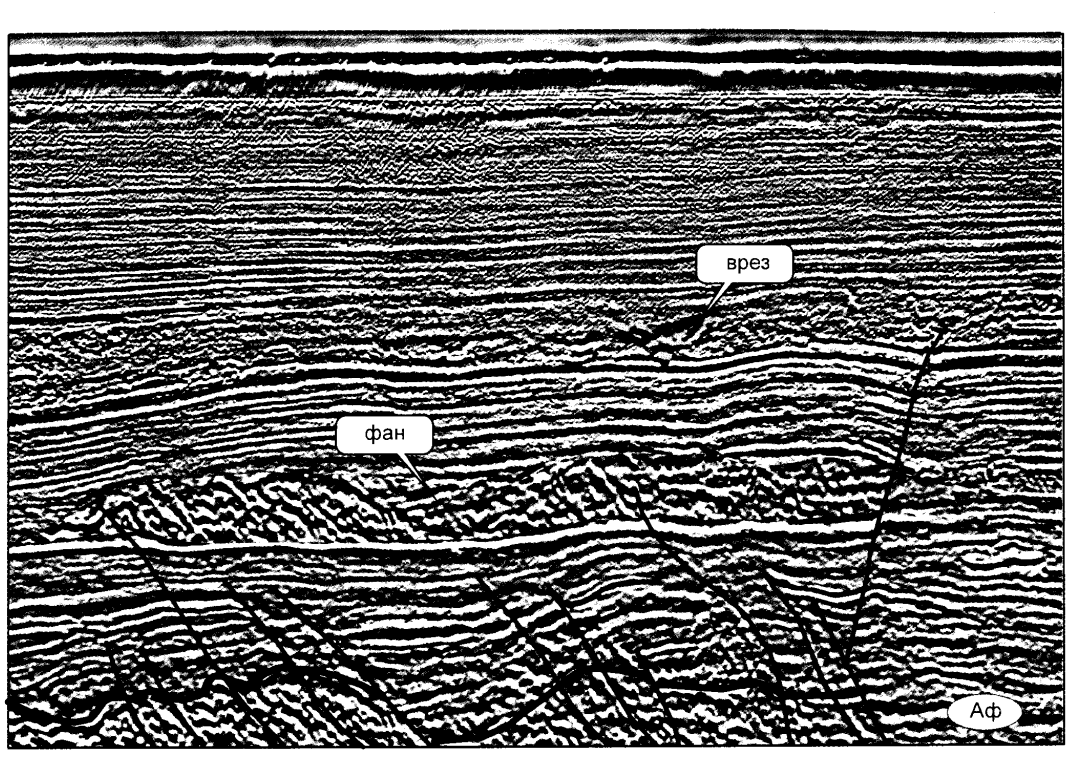


Рис. 66. Северо-Сахалинский бассейн. Восточно-Сахалинская субмоноклинальная зона. Временной сейсмический разрез. Влияние разломной тектоники на формирование «фановой» седиментации

витие песчаного фанового тела, а вскрыты были разуплотненные глинистые пласты, показал необходимость разработки методических приемов локализации песчаных тел в глубоководных отложениях по сейсмическим, главным образом 3D-данным.

Таким образом, нефтегазовый потенциал направления нефтегазопоисковых работ, связанного с турбидитными резервуарами, оценивается очень высоко. Перспективные выявленные и предполагаемые ловушки являются одним из главных резервов увеличения нефтегазодобычи в бассейне, в том числе и за счет освоения мелководной зоны наклонно-направленным бурением.

3.5. Трещинные резервуары

Проблема нефтегазоносности трещинных резервуаров на Северном Сахалине возникла в начале 30-х годов вслед за открытием естественных нефтепроявлений в Пограничном грабене в глинисто-кремнистых отложениях пиленгской свиты. Интенсивный масштаб этих проявлений (последующими работами только в районе с. Пограничного обнаружено свыше 100 естественных выходов преимущественно нефти) и значительный ареал их распространения позволил уже в те годы выдвинуть предположение о второй (нижнемиоценовой) нефтегазоносной толще в разрезе Северного Сахалина [147].

Промышленная нефтеносность этой толщи (по современным представлениям, она относится к верхнему олигоцену) была установлена в 1971 году открытием залежи нефти в трещиноватых силицитах пиленгской свиты на месторождении Окружное.

Основной продуктивный горизонт здесь – пиленгская свита миоценового возраста мощностью от 100 до 500 м и более, представленная тонким переслаиванием пелитоморфных кремнистых и глинисто-кремнистых пород с единичными маломощными прослоями туфов, песча-

ников и алевролитов. Продуктивные отложения перекрыты глинистыми породами борской свиты и образуют пластовую ловушку высотой около 600 м, которая практически до замка заполнена нефтью. Породы пиленгской свиты характеризуются интенсивной трещиноватостью, благодаря чему в пределах столь мощной толщи существует единая гидродинамическая система. Трещиноватость пород определяет и их сравнительно хорошие фильтрационные свойства, о чем свидетельствуют результаты испытания скважин, в которых получены притоки нефти с дебитами до 156 т/сут.

Открытие промышленной залежи нефти подтвердило перспективность нового направления нефтепоисковых работ, связанного с трещинными резервуарами в кремнистых толщах пиленгской и низов борской свиты Пограничного и Лунского районов и одновозрастных отложений даехуриинской свиты в более северных районах. В результате поискового бурения в Лунском районе открыто небольшое Полярнинское нефтяное месторождение в кремнистых аргиллитах борской свиты, получен промышленный приток нефти из отложений пиленгской свиты на Междуреченской разведочной площади.

Существование трещинного резервуара в отложениях даехуриинской свиты подтверждено получением обильных притоков пластовой воды при испытании этих отложений в поисковых скважинах Пойменная 1, Портовская 1 и Усть-Тымская 1. Глубоким бурением на прибрежных структурах Охинского района установлена промышленная нефтеносность трещинного резервуара в пильской кремнистой толще (нижний–средний миоцен). В 1989 году здесь открыто Восточно-Кайганское месторождение нефти, ранее при поисковом бурении на Кеутинской площади были получены малодебитные притоки нефти.

Потенциальные резервуарные толщи с трещинными коллекторами – глинисто-кремнистые породы – распространены практически по всему разрезу осадочного чехла Северо-Сахалинского бассейна от даехуриинского горизонта (поздний олигоцен) до маруямского горизонта (плиоцен). По результатам интерпретации сейсморазведочных материалов в более глубоководных зонах сахалинского шельфа они распространены и в более молодых осадках дерюгинского горизонта.

Наиболее широким ареалом распространения, охватывающим не только шельф, но и значительные участки острова, характеризуются уровни максимальных трансгрессий в бассейне – даехуриинский и окобыкайский. Результаты поискового бурения и сейсморазведки говорят о формировании этого ареала не только в результате латеральной фациальной изменчивости осадков в бассейне, но и под влиянием тектонических процессов. Отмечается локализованное распространение пород, обогащенных кремнеземом, вдоль некоторых разрывов как в пиленгской свите Пограничного района, так и в пильско-даехуриинском глинисто-кремнистом комплексе Охино-Эхабинского района и Шмидтовского поднятия.

Степень трещиноватости глинисто-кремнистых пород находится в прямой зависимости от содержания свободного кремнезема. Хрупкость кремнистых пород определяет их повышенную тектоническую трещиноватость, интенсивность которой неоднородна в разрезе и по площади. Судя по имеющимся геолого-геофизическим материалам, ареалы кремненакопления локализуются вдоль крупных разрывных нарушений, имеющих сдвигово-надвиговую природу. Пространственное распределение этих ареалов зависит от характера присдвиговых напряжений, характеризовавшихся различной интенсивностью в периоды транстенсионного развития крупных дизъюнктивов.

Наиболее высокая кремнистость присуща позднеолигоценовым присдвиговым палеограбенам, развитым вдоль Пограничного и Восточно-Сахалинского разломов, глубоко (более 50 км) проникающих в нижние слои литосферы. Меньшей степенью кремнистости и трещиноватости отличаются кремнистые толщи нижнего миоцена, формировавшиеся в присдвиговых структурах растяжения в зонах Восточно-Эхабинского, Охинского и Восточно-Сахалинского разломов.

По соотношению кремнистого и глинистого материалов породы разделены на кремнистые и глинисто-кремнистые. К первым относятся разновидности, в которых кремнезем составляет более 55% объема породы, ко вторым – менее 55%. Граничное содержание кремнезема выбрано по уровню изменения внешнего облика пород и их физических свойств.

Среди кремнистых пород выделены опоковидные силициты (по внешнему сходству с опоками) и халцедонолиты. Опоковидные силициты представлены светло-серыми разностями и отличаются от халцедонолитов, имеющих самую разнообразную окраску, преимущественно модификацией кремнезема. В опоковидных силицитах преобладает кристобалит; в халцедонолитах присутствует халцедон с незначительной примесью менее устойчивых модификаций кремнезема.

Глинисто-кремнистые породы названы кремнистыми аргиллитами. Это темно-серые разновидности, содержащие кремнезем в виде кристобалита и частично опала. Резкое различие в окраске опоковидных силицитов и кремнистых аргиллитов обусловлено более высоким содержанием в последних глинистого материала.

Опоковидные силициты составляют около 50% объема свиты, кремнистые аргиллиты – 35–40%, халцедонолиты – 5–10%. Породы ритмично переслаиваются, мощность отдельных прослоев 1–5 см.

Выделенные литотипы различаются как по вещественному составу, так и по физическим свойствам. Их особенностью является высокая трещиноватость. Наблюдаются тектонические и диагенетические трещины. Первые обособляются в три системы: одна проходит по напластованию; две другие образуют с трещинами первой двугранные углы 60–90°, а между собой – 45–82°. Плотность трещин систем примерно одинаковая и составляет 12–20 м, раскрытость их 1–3 мм и более. Среди диагенетических трещин выделяются две группы: первая характеризуется субпараллельной ориентировкой их относительно друг друга и слоистости; вторая представлена слабоизвилистыми трещинами типа сутурных швов, развитых под углами 45–70° к слоистости. Плотность открытых трещин этих групп 50–1050 м, раскрытость 5–55 мкм. Степень трещиноватости пород прямо зависит от содержания кремнезема и его преобладающей модификации.

Матрица пород практически непроницаемая, открытая пористость ее может достигать довольно значительных величин, что обусловлено своеобразной глобулярно-пластинчатой микроструктурой пелитовой составляющей.

В последние годы появились материалы, позволяющие выделить еще один стратиграфический уровень распространения трещинного (или кавернозно-трещинного) резервуара. Он связывается с **серпентинизированными массивами ультраосновных пород** в мезозойском фундаменте, распространенными на всем протяжении шельфа Северо-Восточного Сахалина от Пограничного грабена на юге до полуострова Шмидта на севере [89, 201].

Распространение серпентинитового комплекса контролируется Восточно-Сахалинским и Пограничным глубинными разломами, формирующими крупные массивы сильно разуплотненных (по данным гравиметрии и наземных измерений плотности на полуострове Шмидта) ультраосновных пород. По данным бурения, на Окружной площади они характеризуются повышенной битуминозностью и высоким уровнем трещиноватости. По предварительной оценке, наибольшим нефтегазовым потенциалом комплекс обладает в пределах Трехбратской и северной части Восточно-Одоптинской антиклинальной зон, где он залегает на относительно небольших глубинах 2,0–3,5 км и характеризуется сочетанием благоприятных условий нефтегазообразования и аккумуляции УВ. Одними из первоочередных объектов являются Северо-Кайганская и Восточно-Одоптинская структуры. Прогнозные геологические ресурсы нефти, конденсата, свободного газа по Восточно-Одоптинской структуре оцениваются в 300 млн. т у.т.

Освоение нефтегазового потенциала трещинных резервуаров кайнозойских бассейнов, в первую очередь Северо-Сахалинского и Пограничного, является одним из главных резервов увеличения ресурсной углеводородной базы Сахалинского региона [89]. Главное направление поисков УВ в трещинных резервуарах связано со структурными ловушками в глинисто-кремнистом пильско-даехуриинском комплексе Сахалинского шельфа и побережья Северо-Восточного Сахалина.

3.6. Влияние литологического фактора на аккумуляцию скоплений углеводородов

Влияние литологического фактора на аккумуляцию скоплений углеводородов на региональном и зональном уровнях рассмотрены в

предыдущих разделах главы. Зона регионального выклинивания нижненутовских песчаных резервуаров (рис. 67) формирует структурно-литологические ловушки крупной Одоптинской зоны нефтегазонакопления (Одоптинское, Пильтун-Астохское и Аркутун-Дагинское месторождения). Зональное распространение имеют турбидитные резервуары окобыкайского, нижненутовского, верхненутовского и помырского горизонтов восточных районов Северо-Сахалинского бассейна.

На детальном уровне литологический фактор при формировании скоплений углеводородов Северо-Сахалинского бассейна детально рассмотрен в работах С.Н. Алексейчика, Т.И. Евдокимовой, Е.Г. Арешева, Г.С. Мишакова, В.Я. Ратнера, Э.Г. Коблова, В.С. Ковальчука, Т.Л. Стыценко и других исследователей региона. В пределах островной части субрегиона продуктивные толщи сложены чередованием песчано-глинистых отложений.

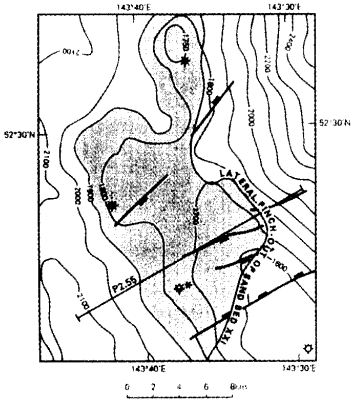
Большинство природных резервуаров внутри этих толщ литологически невыдержаны, наблюдаются резкие колебания их толщин, частая глинизация и выклинивание. В связи с этим залежи нефти и газа в подобных резервуарах характеризуются иногда сложной конфигурацией, а первоначальные дебиты отдельных скважин, расположенных на небольшом расстоянии друг от друга, варьируют в очень широких пределах.

На Северном Сахалине пластовые сводовые залежи нефти и газа с элементами литологического ограничения характерны для Эхабинского, Восточно-Эхабинского, Северо-Охинского, Колендинского, Гиляко-Абунанского и других месторождений. Так, XV пласт на месторождении Эхаби резко меняет свою толщину в северо-восточном направлении вплоть до полного выклинивания. Контур нефтеносности, следуя параллельно изогипсам кровли продуктивного пласта, упирается в нулевую изопахиту (границу распространения коллекторских пород). Значительной литологической изменчивостью и непостоянной толщиной характеризуется и XIII пласт этого месторождения. Его толщина закономерно уменьшается с северо-востока на юго-запад от 35 до 5 м. Аналогично меняются и коллекторские свойства пород: максимальная (24%) пористость песков XIII пласта установлена в северной части месторождения, а в южной она уменьшается до 13% и менее в связи с резкой глинизацией резервуара. В соответствии с изменением коллекторских свойств и толщины пласта начальные дебиты отдельных скважин колебались от 2 т/сут на юге до 135 т/сут на севере. Поэтому разработка нефтяной залежи в южной части месторождения происходит совместно с нижележащим XIV пластом.

Своеобразным строением характеризуется нефтяная залежь в 27-м пласте окобыкайской свиты в поднадвиговой части месторождения Восточное Эхаби. В тектоническом отношении это месторождение представляет собой длинную брахиантиклинальную складку, вытянутую в субмеридиональном направлении. Вдоль восточного крутого (около 70°) крыла складки установлен региональный разрыв типа взброса-надвига, по которому различные горизонты верхнего миоцена надвинуты на восток на отложения плиоценового возраста. Основная добыча на месторождении производится из поднадвиговой части, где насчитывается до двенадцати продуктивных горизонтов. Среди них наибольший интерес с точки зрения влияния литологического фактора на условия залегания нефти представляет 27-й пласт. Он сложен песчаными породами, толщина которых резко меняется по площади месторождения. Максимальное (46 м) ее значение установлено в северной периклинальной части поднадвига, с которой связана основная добыча нефти из пласта. К югу, по направлению к своду, толщина его резко уменьшается, а на отдельных участках он полностью замещается глинистыми породами, образуя три непродуктивные зоны. Две из них приурочены к восточной присводовой части залежи и одна к району южной периклинали. Подобное строение характерно и для нефтяных залежей XVIII и XIX пластов надвинутой части того же месторождения.

Литологический фактор оказал влияние и на разделение залежей Одоптинской группы месторождений. На Пильтун-Астохском месторождении по данным 3D сейсмической съемки были выделены системы каналов – эрозионных врезов в пластах XXI, XXII и XXIII (фиг. 24, вклейка), представляющие собой узкие глинистые разделы. Они четко просматриваются на сейсмических разрезах и срезах в виде протоков, меандри-

Структурная карта кровли XXI пласта нутовского горизонта



Lateral pinch-out of sand bed XXI -латеральное выклинивание песчаного XXI пласта

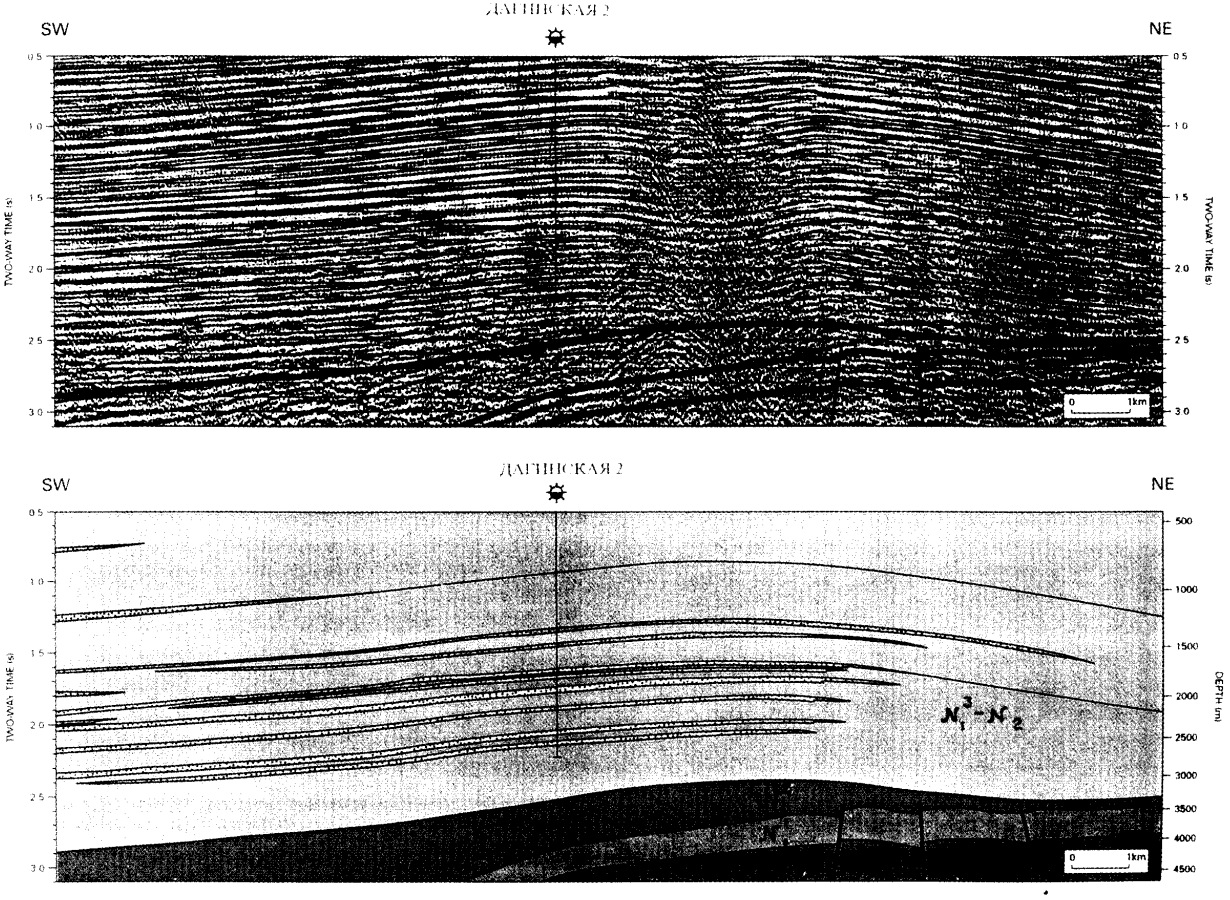


Рис. 67. Аркутун-Дагинское месторождение. Сейсмогеологический профиль
Месторождение контролируется структурно-литологической ловушкой нефти и газа (нутовский горизонт)

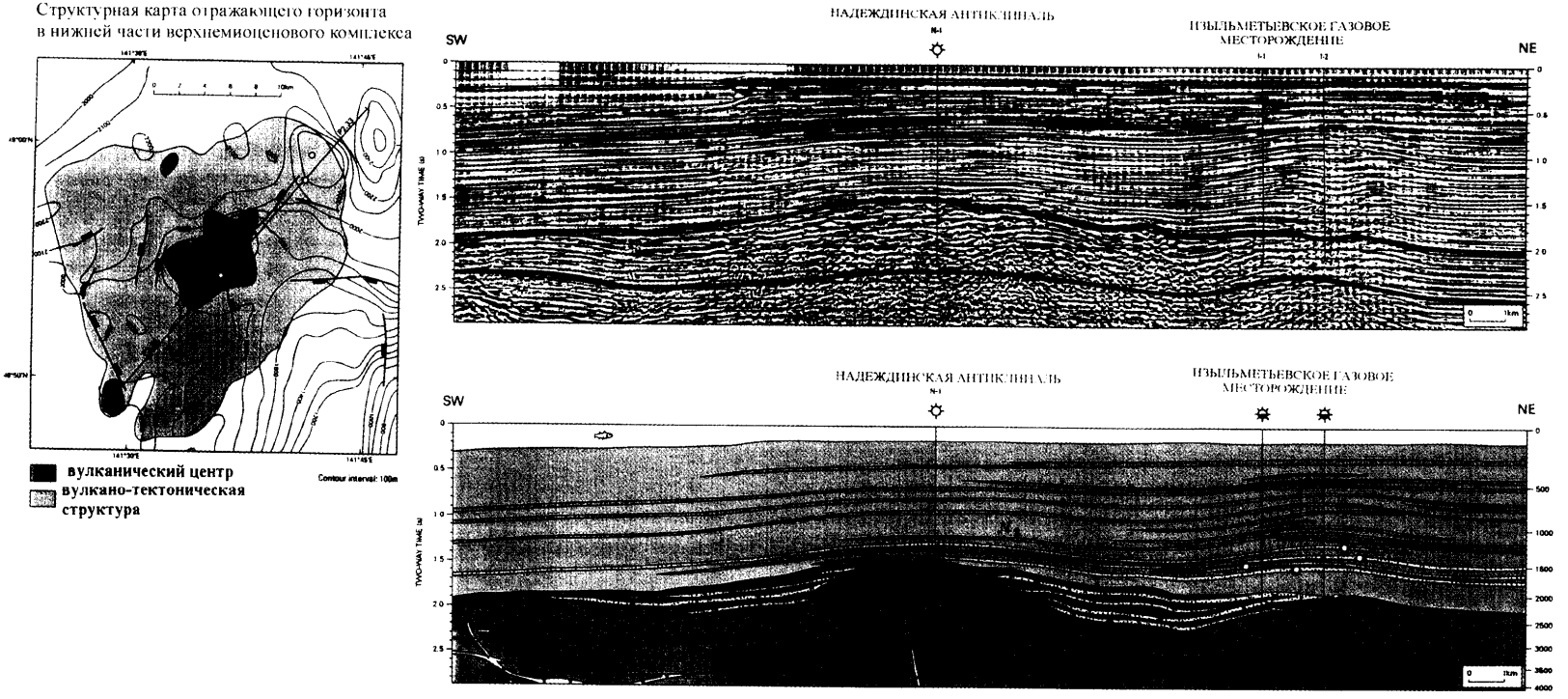
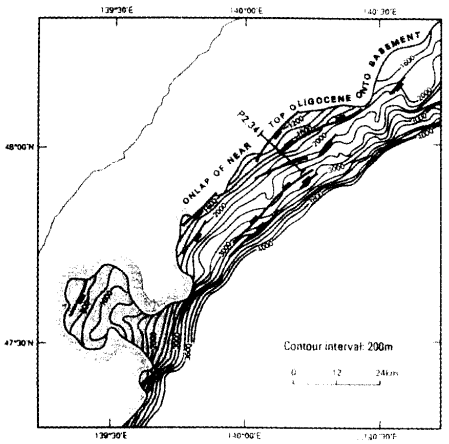


Рис. 68. Западно-Сахалинский бассейн (Северо-Татарский прогиб). Сейсмогеологический профиль
Показано строение структурно-литологических и литологических ловушек нефти и газа
в вулканогенно-осадочном верхнемиоценовом подкомплексе в южной части бассейна

структурная карта поверхности олигоценового комплекса



Onlap of near top oligocene onto basement- подошвенное налегание на фундамент верхней части олигоценового комплекса

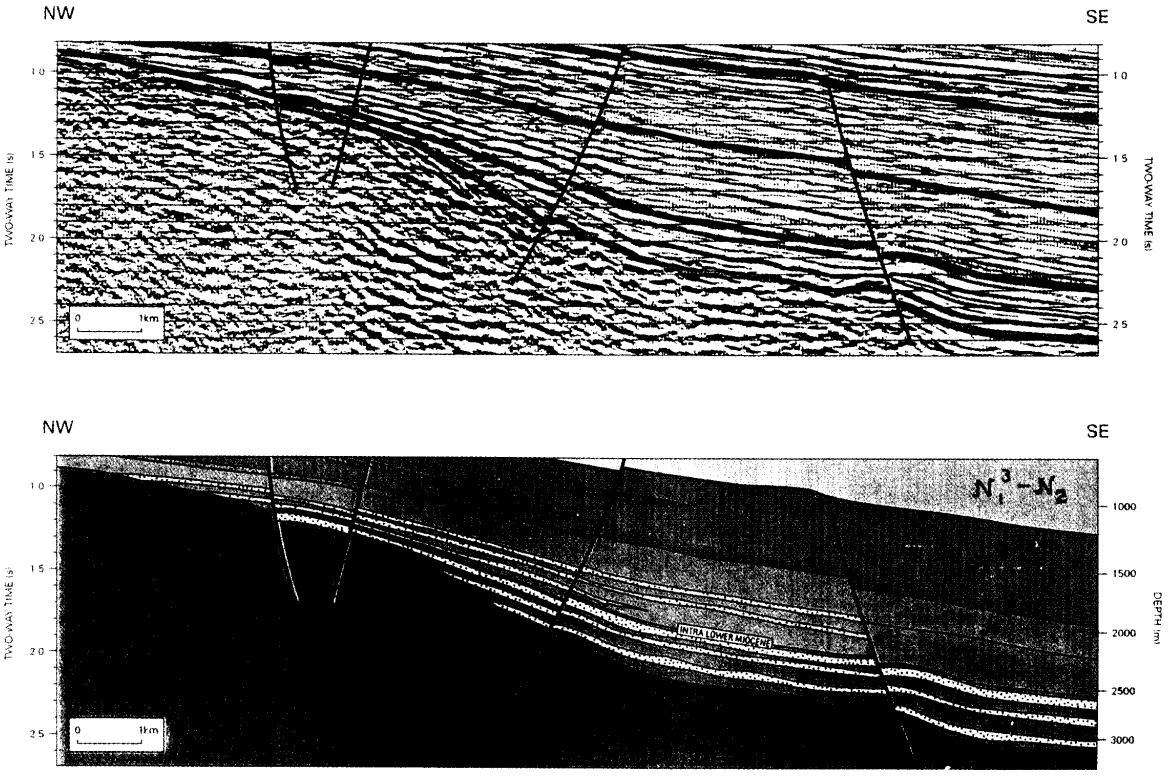


Рис. 69. Западно-Сахалинский бассейн (Южно-Татарский прогиб). Сейсмогеологический профиль
Показано строение структурно-литологических и литологических ловушек нефти и газа на западном (присихотэалиньском) борту бассейна

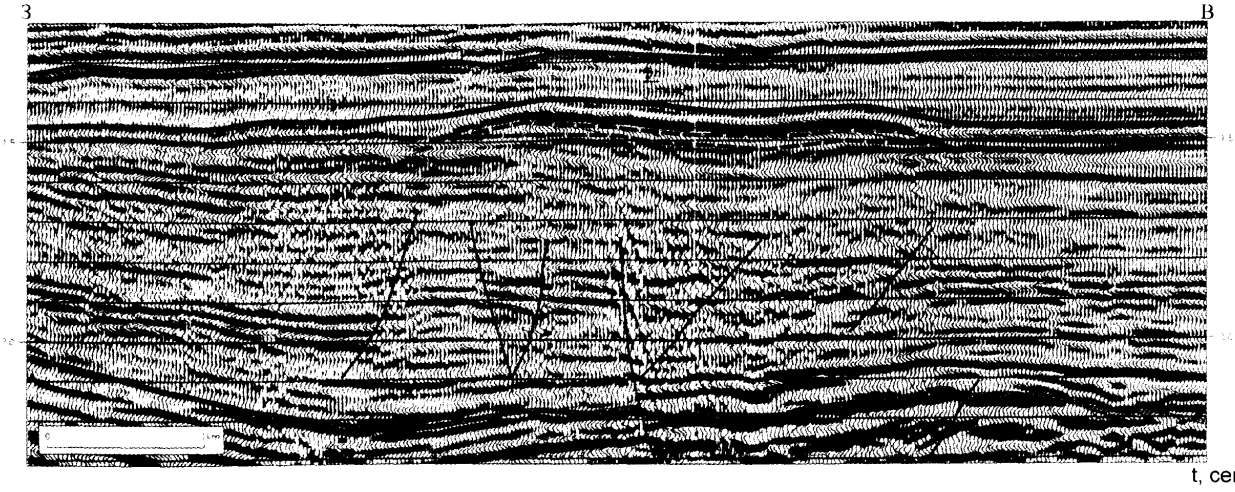


Рис. 70. Южно-Сахалинский бассейн (прогиб Залива Терпения). Сейсмогеологический профиль
Пример барового песчаного тела (пунктир) в кровле раннемиоценового комплекса

рующих с запада на восток перпендикулярно береговой линии. Эти разделы были использованы для объяснения различий в контактах флюидов пласта XXIII между скважинами 5, 11 и 12 Пильтун-Астохского месторождения.

Фактический материал, полученный в последние годы, в основном по сейсморазведочным данным, позволяет прогнозировать развитие литологических и структурно-литологических ловушек во всех субрегионах Сахалинского региона. В пределах Северо-Сахалинского бассейна основное распространение имеют турбидитные резервуары; в Западно-Сахалинском бассейне структурно-литологические ловушки, по-видимому, развиты на крыльях и периклиналях крупных антиклинальных структур, в том числе и вулкано-тектонических структур (рис. 68). На западном (присихотэалиньском) борту бассейна прогнозируется их распространение на субмоноклинальном склоне Южно-Татарского прогиба (рис. 69). В Южно-Сахалинском бассейне (прогиб залива Терпения) баровые песчаные тела (рис. 70), судя по данным сейсморазведочных работ, могут быть обнаружены вдоль западного борта бассейна.

Таким образом, приведенные факты показывают, что литологический фактор наряду с тектоническим является определяющим при формировании залежей нефти и газа Сахалинского региона.

Глава 4

НЕФТЕГАЗОВАЯ ТЕКТОНИКА

Основными задачами **нефтегазовой тектоники** являются: а) выявление и изучение глубинных гео- и флюидодинамических критериев нефтегазоносности; б) характеристика региональных тектонических условий нефтегазонакопления; в) изучение тектонических факторов зонального и локального нефтегазонакопления.

Среди факторов, определяющих процессы нефтегазонакопления, особая роль принадлежит тектоническому фактору. Поэтому вопросы нефтегазовой тектоники имеют не только теоретическое, но и огромное прикладное значение. На рубеже XX и XXI веков в нефтегазовой промышленности сложилось положение, когда огромный поток принципиально новой геолого-геофизической информации, получаемой нефтегазовыми компаниями в результате применения новых эффективных технологий, из-за ее конфиденциальности и зачастую из-за отсутствия достаточного времени на ее изучение не получает должного осмысления.

К началу XXI века стало ясным, что образовался разрыв между реальным сложным геологическим строением нефтегазоносных территорий (акваторий), районов и месторождений и традиционно сложившимися представлениями об их геологической природе, определяющей пространственные особенности процессов нефтегазонакопления. На локальном уровне нарастает неадекватность схем разработки месторождений их реальному геологическому строению.

Кроме того, традиционный подход к изучению глубокозалегающих горизонтов или, как ныне называют, к оценке нефтегазоносности ниже промышленно освоенных глубин оказался мало эффективным (за исключением отдельных удачных случаев).

Все эти факты говорят о необходимости новых подходов к вопросам изучения строения нефтегазоносных районов и месторождений.

В последние годы XX века в теоретической нефтегазовой геологии сложились новые идеи в деле создания общей теории нефтегазоносности недр, основой которых являются геодинамический (К.А. Клещев, В.С. Шеин [180], В.П. Гаврилов и др.) и флюидодинамический (А.Н. Дмитриевский, Б.А. Соколов, В.Е. Хаин, Б.М. Валяев, Ю.И. Пиковский и др.) подходы к процессам генерации углеводородов и нефтегазонакопления. Стала усиленно разрабатываться, особенно за рубежом, методика бассейнового анализа, базирующегося на идее возникновения и развития нефтегазоносных бассейнов в результате взаимодействия геосфер. Эффективно применяется секвенс-стратиграфический анализ структуры осадочных бассейнов.

Особое внимание следует обратить на следующие ключевые разделы нефтегазовой тектоники: глубинную, разноуровневую и сдвиговую тектоники, контролирующие процессы нефтегазонакопления в земной коре, и проиллюстрировать некоторыми примерами, полученными в результате обработки геолого-геофизической информации современными технологиями.

Глубинная тектоника (геодинамика). В настоящее время почти общепризнанным является тот факт, что Земля представляет собой стратифицированную, многооболочечную планету, разделенную на множество геосфер, основными из которых являются тектоносфера, мезосфера и ядро. Японские геологи, а вслед за ними и наши исследователи (В.Е. Хаин) для каждой из них констатируют особые свойственные ей процессы: для тектоносферы – процессы тектоники плит, в мезосфере – широкомасштабная плюм-

тектоника, в ядре – тектоника роста. Несмотря на автономность происходящих в каждой геосфере процессов, тесное их взаимодействие приводит к значительному влиянию процессов плюм-тектоники на формирование особенностей тектоносферы и, что самое важное, для литосферы и земной коры на глобальном, региональном, зональном и даже локальном уровнях.

В первую очередь, для нефтегазовой геологии имеет первостепенное значение, что при этом создается система каналов – проводников глубинной энергии и глубинного материала, по которым мантийные струи-плюмы достигают верхних слоев литосферы, в основном в виде флюидных плюмов. В последние годы стало ясным, что выявленное глубинной геофизикой и сверхглубокими скважинами сочетание интенсивной субвертикальной и наклонной сквозной нарушенности геосферы с ее субгоризонтальной расслоенностью способствует проникновению мощных восходящих газофлюидных потоков в самые верхние слои земной коры, т.е. можно говорить о **флюидной плюм-тектонике**, которая наряду с процессами деформационной тектоники контролирует в пределах литосферы процессы нефтегазонакопления.

На глобальном уровне мощные потоки планетарного вещества и энергии, создаваемые мантийными суперплюмами, контролируются крупнейшими проницаемыми зонами литосферы в виде рифтовых систем (Западная Сибирь, Северное море, Ближний Восток и т.д.) и гигантских концентрических структур (Прикаспийская впадина, Мексиканский залив). На региональном уровне мантийные плюмы способствуют формированию расколов литосферы в виде рифтовых зон и депрессий, контролирующих нефтегазоносные бассейны, и отдельных концентрических систем литосферы, контролирующих ареалы нефтегазонакопления в пределах нефтегазоносных провинций.

На локальном уровне флюидная плюм-тектоника проявляется в виде локальных субвертикальных зон деструкции – проводящих каналов глубинных флюидопотоков. В настоящее время накопился значительный материал по их строению. Наиболее подробно они рассмотрены на обширном фактическом материале Западной Сибири Р.М. Бембелем [22]. Он их называет солитонами и придает им первостепенное значение при формировании локальных скоплений углеводородов. Обширная геолого-геофизическая информация по Северному морю и Мексиканскому заливу позволила исследователям из «Статойла» выделить эти флюидодинамические структуры (миниплюмы) в качестве «чимнесов» – «дымоходов», контролирующих степень нефтегазонасыщенности месторождений. Ранее подобные структуры отмечались в качестве «вамп-структур» при сейсморазведочных работах на акваториях как отечественными, так и зарубежными исследователями (Охотское, Берингово, Северное, Баренцево и др. моря). Существование таких структур предполагали в качестве «труб дегазации Земли» П.Н. Кропоткин, а вслед за ним и Б.М. Валяев [62].

Подобными флюидодинамическими структурами (миниплюмами) в пределах некоторых месторождений Западной Сибири (Приобское, Алехинское, Горелое и др. месторождения) и Восточной Сибири (Куюмбинское) контролируются очаги высокодебитных скважин. При изучении высокоразрешающей пространственной сейсморазведкой 3D многих структур Западной и Восточной Сибири выявилось, что субвертикальные зоны деструкции представляют собой в большинстве случаев концентрические столбообразные разуплотненные зоны диаметром от 0,5 до 6,5 км, прослеживающиеся до глубин, изученных сейсморазведкой, в 5–12 км [134]. По данным сейсмической томографии, приведенным Б.М. Валяевым и его коллегами на Российско-Китайском симпозиуме 2000 г., такие структуры следятся до глубин в 25 км (Колумбия).

Мощные высокоэнергетические потоки флюидов на некоторых площадях Западной Сибири прорывают баженовский горизонт в виде кольцевых «столбов» высотой в 30–40 м и диаметром до 1,0 км.

В целом, флюидодинамические структуры (зоны повышенной проницаемости земной коры) проявляются в виде линейных (разломы), линейно-очаговых (разломы с концентрами в их пределах) и очаговых (концентры) форм организации геологической среды.

Несомненно, что в формировании флюидодинамических структур кроме мощных импульсов плюм-тектоники значительную роль играет **дилатантная тектоника** – тектоника формирования пустотного пространства под влиянием

флюидных потоков в результате самоорганизации геологической среды. Судя по исследованиям новосибирских литологов (Матвиенко, Сердюк и др.), перетоки флюидов, активная их гидротермальная деятельность происходят импульсивно в периоды геодинамической активности бассейнов.

Таким образом, вопросы глубинной тектоники, имеющие огромное нефтегазогеологическое значение, требуют глубокого осмысления на основе новой геолого-геофизической информации, получаемой нефтегазовыми компаниями в результате применения современных технологий.

Разноуровневая тектоника нефтегазоносных провинций и бассейнов определяется, прежде всего, тектоно-реологической расслоенностью литосферы, в свою очередь, контролирующей ее флюидодинамическую расслоенность. Верхнюю часть осадочного чехла бассейнов занимает преимущественно изотропная флюидодинамическая система, отвечающая артезианской гидродинамической структуре с нормальным гидростатическим давлением и с литификацией пород, достигающей лишь степени прото- и мезокатагенеза. В пределах этой системы преимущественно развит стратиформный тип залежей и месторождений углеводородов.

Нижнюю часть осадочного чехла, спорадически подвергавшуюся литификации пород на высших стадиях мезокатагенеза и апокатагенеза, занимает анизотропно-изотропная флюидодинамическая система, характеризующаяся наличием спорадически развитых зон линейных, линейно-очаговых и очаговых зон аномальной трещиноватости. В пределах этих зон преимущественно стратиформный тип залежей и месторождений углеводородов сменяется на нетрадиционный (нестратиформный), определяемый степенью разуплотненности пород в зонах аномальной трещиноватости. Этой системе присущи квазиэлизионная гидродинамическая обстановка, локальные проявления АВПД.

Анизотропные флюидодинамические системы, соответствующие разуплотненным горизонтам в сильно литифицированной и метаморфической частях верхних слоев литосферы, развиты в доюрском основании и баженовитах Западной Сибири, подсолевом комплексе Прикаспийской впадины, рифейских комплексах Восточно-Европейской и Сибирской платформ и т.д., т.е. в тех нефтегазоносных комплексах, где определяющая роль при нефтегазонакоплении принадлежит зонам аномальной трещиноватости различного ранга и строения. Ловушками нефти и газа в таких системах, как свидетельствует мировой опыт, являются дезинтегрированные объемы горных пород вне зависимости от их литологической природы, изолированные сверху и по латерали непроницаемыми их разностями. Питающими каналами для формирования скоплений углеводородов в анизотропных флюидодинамических системах являются, в основном, субвертикальные зоны проницаемости для флюидных потоков.

В нижних слоях земной коры и литосферы, судя по данным электрометрии [28] и сейсмометрии, развиты субгоризонтальные зоны повышенной трещиноватости, насыщенные большими массами глубинных флюидов, возможно, являющихся результатом деятельности плюм-тектоники.

Судя по данным профильной (2D) и пространственной (3D) сейсморазведки, анализу поля энергии рассеянных волн, проведенному С.И. Шленкиным [237], анизотропные флюидодинамические системы, выраженные в виде зон и горизонтов аномальной трещиноватости, спорадически развиты в нижней части осадочного чехла, дискретно – в виде довольно значительных ареалов в верхней части основания (фундамента) и интенсивно – на глубинах 6–10 км. Это хорошо согласуется с данными сверхглубокого бурения (Сиротенко, 2000 г.).

Изучение анизотропных флюидодинамических систем находится на начальной стадии, но открытие в их пределах месторождений типа Белый тигр порождает большие надежды. Ясно, что для таких систем характерно мозаичное расположение скоплений углеводородов, контролируемое в первую очередь процессами плюм-тектоники и ее производной – дилатантной тектоники, определяющими расположение не только потенциальных резервуаров, но и питающих каналов. Нефтегазогеологическими объектами при этом могут являться очаги дилатансии, расположенные в геодинамически активных зонах земной коры, участках пересечения разломных зон.

Сдвиговая тектоника. В последние годы все более очевидной становится ведущая роль сдви-

говой тектоники в формировании структурного стиля тектонических форм, контролирующих нефтегазонакопление в земной коре. Сдвиговое взаимодействие геоблоков и блоков меньшего ранга на глобальном и региональном уровнях в условиях транстенсии формирует крупные присдвиговые структуры растяжения – рифтовые троги, в дальнейшем трансформировавшиеся в осадочные бассейны, в условиях транспрессии – крупные аккреционные системы (Урал, Сахалин, Кряж Карпинского и т.д.). На зональном и локальном уровнях в условиях транстенсии образуются узкие рифтовые расколы, грабены и полуграбены, в условиях транспрессии – складчато-сдвиговые и складчато-надвиговые зоны. При сдвиговом взаимодействии геоблоков и блоков различного ранга создаются проницаемые зоны во всей литосфере, определяющие, в основном, размещение флюидопроводящих каналов самого различного уровня [171]. Аномально высокая плотность запасов углеводородов характерна для многих осадочных бассейнов (бассейны в зонах сдвигов Сан-Андреас, Колтогорско-Уренгойского, Суэцкого и др.), сформировавшихся в результате присдвигового растяжения.

Сдвиговые разломные деформации, как правило, состоят из относительно узкой субвертикальной зоны на глубине, а в осадочном чехле состоят из пучка расщепляющихся разломов в виде «цветковых» структур.

В приповерхностных слоях осадочного чехла складчатых бассейнов или же плитных комплексах сдвиги обычно проявляются в виде малоамплитудных или почти безамплитудных разломов, зачастую выполняющих роль гидродинамических разделов в пределах месторождений. Эта особенность малоамплитудных сдвигов стала выявляться в последние годы в довольно значительных масштабах при разработке месторождений и их изучении сейсморазведкой 3D.

Вопросы сдвиговой тектоники требуют дальнейшего углубленного значения, так как ее роль при расшифровке строения нефтегазоконтролирующих структур представляется определяющей.

В сферу нефтегазовой тектоники входят и такие важнейшие разделы, как вопросы региональной и дискретной структуры нефтегазоносных бассейнов, их фрактальной геометрии, вопросы эволюционной тектоники, вопросы формирования нефтегазоносных структур и т.д. Но акцентировано внимание на вышерассмотренных разделах нефтегазовой тектоники, так как они представляются наименее исследованными.

4.1. Глубинная тектоника. Нефтяная геодинамика

Сахалинский нефтегазоносный регион расположен в зоне сдвигового взаимодействия крупных литосферных плит: Амурской и Охотоморской (фиг. 25, вклейка). Между этими плитами с конца мезозоя и до настоящего времени необратимо развивается зона широкого сложного сдвигания толщ тектоносферы. В разрезе область сдвигания распространяется, судя по электрометрическим данным, до глубин 120 км и проявляется в формировании зон разуплотнения в верхней мантии (рис. 71). В этих условиях в пределах региона формируется система сближенных глубинных сдвигов, определявших его структурный облик в течение позднего мезозоя и кайнозоя [243, 244]. В конце раннего и начале верхнего мела образуются крупные присдвиговые структуры растяжения pull-aparte – Западно-Сахалинский, Восточно-Сахалинский, Сусунайский и Шмидтовский транстенсионные грабены (троги). В пределах Западно-Сахалинского трога, ограниченного с запада и востока соответственно Западно-Сахалинским и Центрально-Сахалинским глубинными сдвигами, в альб-сеномане формируется мощная турбидитовая толща [79]. В дальнейшем, в течение позднего мезозоя и кайнозоя, продолжалось преимущественно регрессионное (кроме отдельных эпизодов углубления дна бассейна) заполнение трога. Восточно-Сахалинский грабен, ограниченный с запада и востока соответственно Срединно-Сахалинским и Пограничным (Богатинским) глубинными сдвигами, представляет собой крупнейшую проницаемую зону региона. Судя по присутствию в ее пределах бонинит-офиолитовых ассоциаций, образование трога обязано деструктивным процессам под воздействием суперглубинных флюидных потоков (плюмов). По мнению Ф.А. Летникова [111], именно высокоэнергетические флюидные плюмы формируют основу осадочных бассейнов. Восточно-Сахалинский грабен в мелу и палеогене представлял

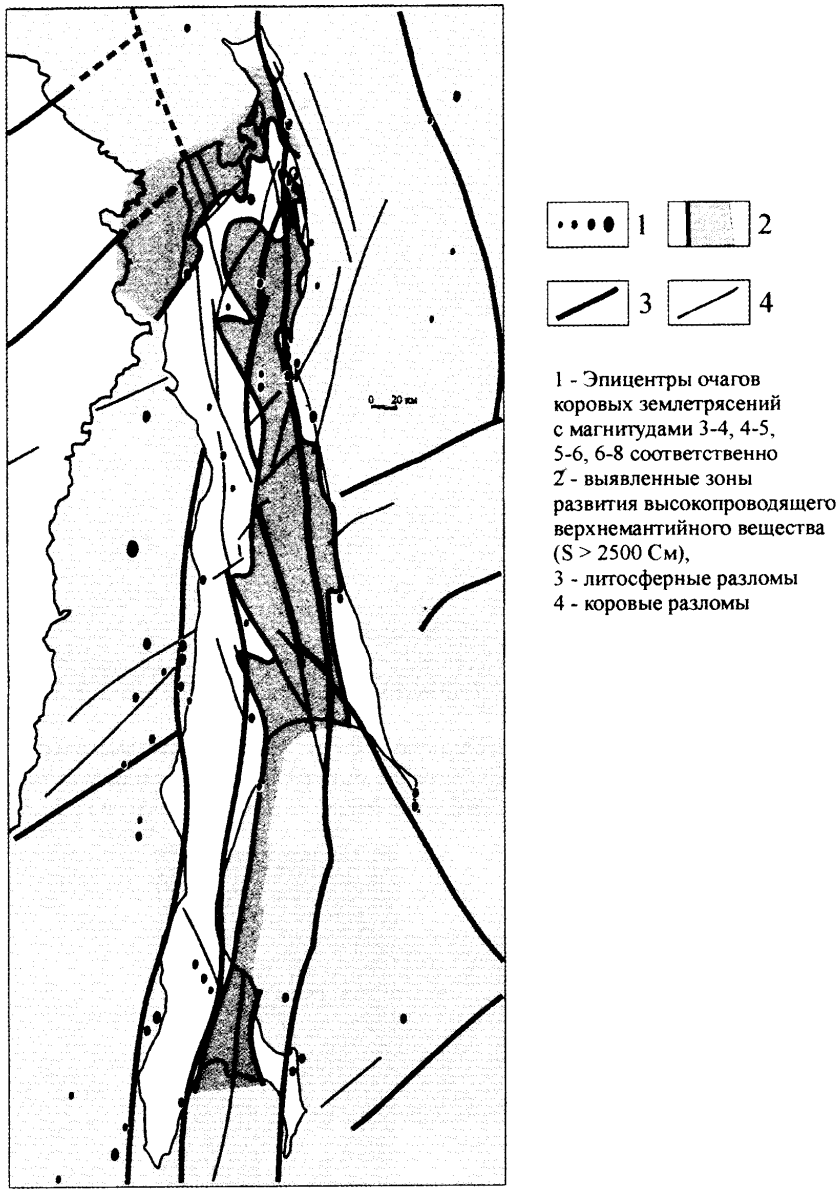


Рис. 71. О. Сахалин. Схема развития электропроводящих верхнемантийных образований (S>2500См, глубина до кровли 80–120 км) и эпицентры очагов коровых землетрясений (по В.М. Никифорову, 2006 г.)

собой глубоководный трог; в неогене частично под воздействием транспрессионных сдвигово-надвиговых процессов превратился в горстовую аккреционную структуру Восточно-Сахалинских гор (фиг. 26, вклейка).

Сусунайский и Шмидтовский раннемеловые троги, значительно уступающие по размерам Восточно-Сахалинской структуре, также отличаются активной геодинамикой и характеризуются идентичным развитием [70]. Составляющие основу современных Сусунайского и Шмидтовского кайнозойских поднятий офиолитовые сутурные зоны сформировались в пределах проницаемых зон, достигающих значительных глубин в верхней мантии, в основном в верхнемеловое время. Более поздние внедрения интрузий ги-

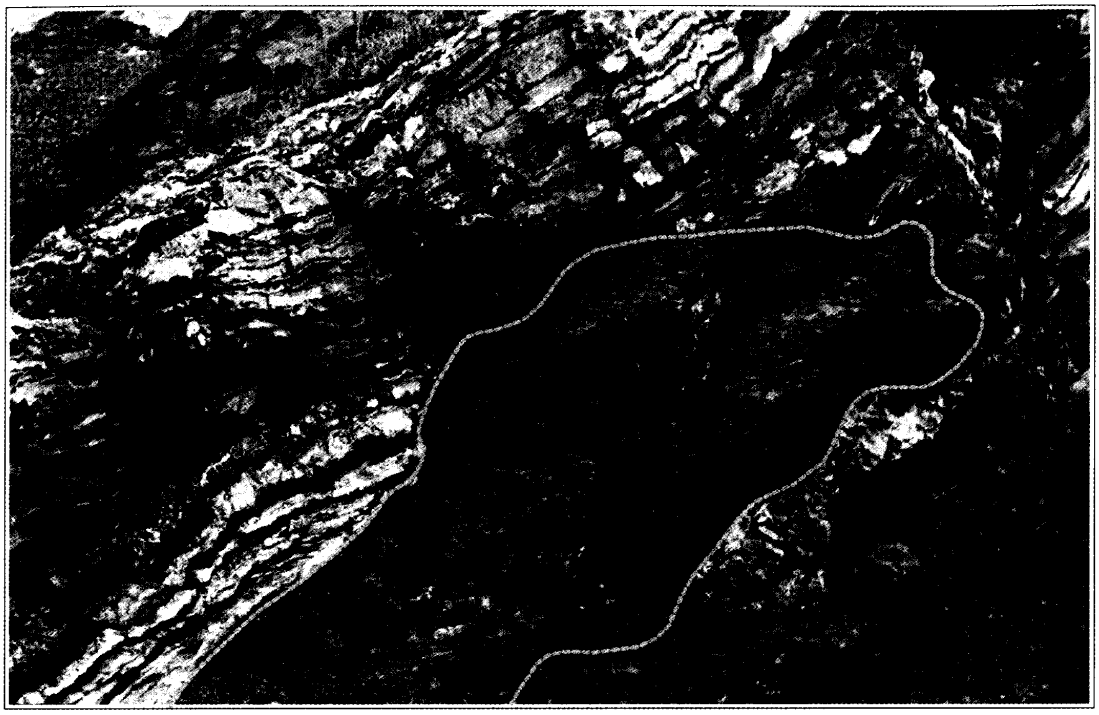


Рис. 72. Сахалин, п-ов Шмидта, восточный берег. Интрузия гипербазитов («горячий» контакт с осадочными верхнемеловыми отложениями томинской свиты)
На фотографии верхнемеловые породы выделяются светлым фоном и слоистым строением. Фото В.С. Ковальчука

пербазитов (рис. 72) происходили во время отдельных фаз кайнозойской активизации.

Западно-Сахалинский, Восточно-Сахалинский, Сусунайский и Шмидтовский кайнозойские горстовые массивы, сформированные в результате транспрессивных процессов преимущественно неогенового времени на месте транстенсионных трогов, характеризуются повышенной проницаемостью консолидированной коры, фиксируемой по данным магнито-теллургических зондирований в виде высокопроводящих линейных аномалий (рис. 73, 74).

Ведущую роль сдвиговых процессов при формировании тектонического облика Сахалинского региона можно иллюстрировать геодинамической интерпретацией магнито-томографического разреза, пересекающего регион

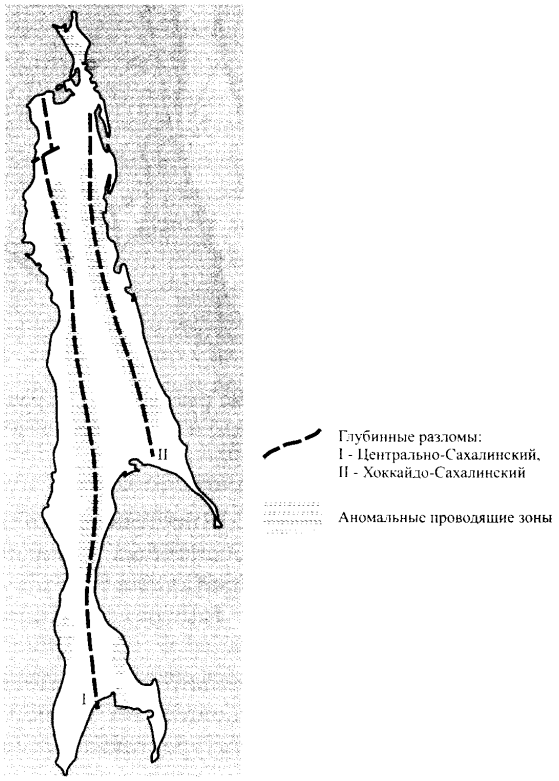


Рис. 73. Схема расположения аномальных проводящих зон в земной коре о. Сахалин (по И.М. Альперовичу, В.М. Никифорову, В.В. Харахинову, 1979 г.)

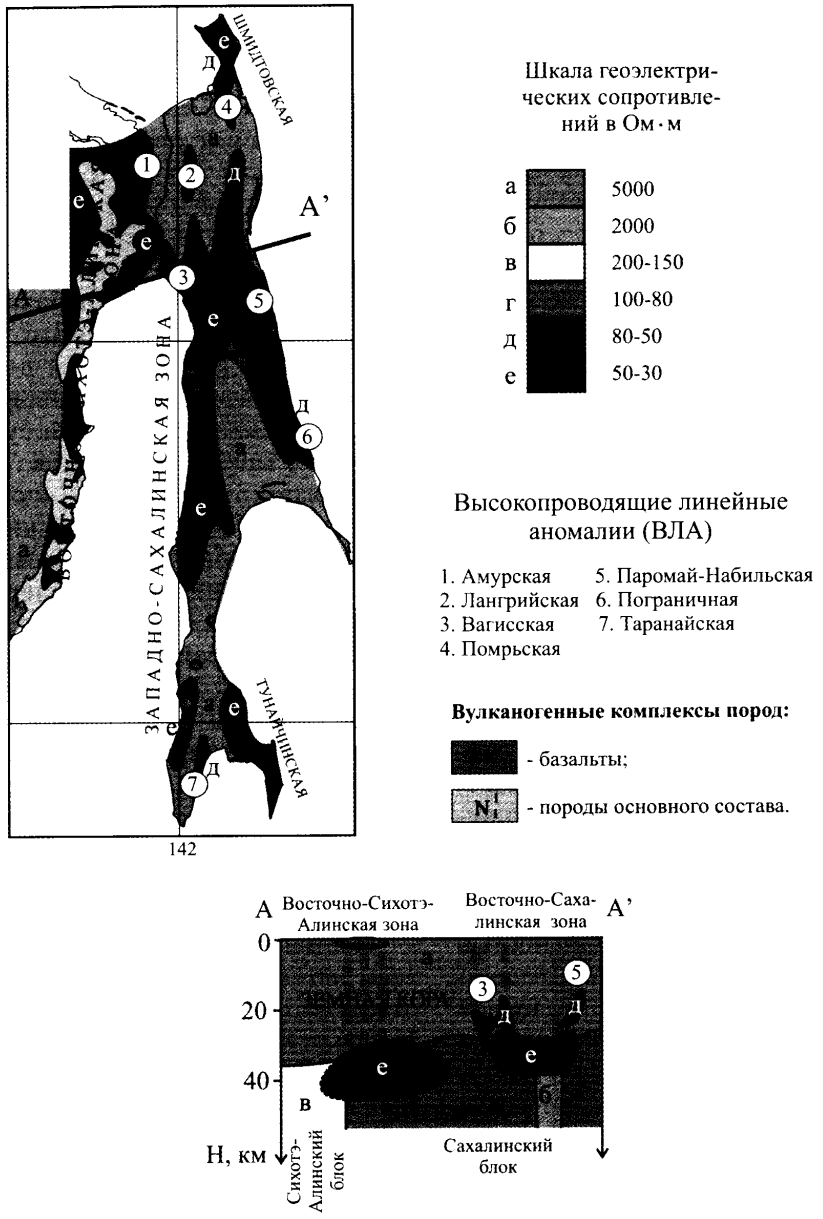


Рис. 74. Сихотэ-Алиньский и Сахалинский регионы.
Схема геоэлектрических неоднородностей в нижней и средней частях земной коры (по В.М. Никифорову, 2005 г.)

в его центральной части (фиг. 27, 28, вклейка) и составленного по оригинальной методике А.И. Атаковым и Ю.И. Гололобовым [53]. На разрезе видно, что крупнейшие тектонические формы региона, образованные в результате транспрессивных и транстенсионных процессов, представляют собой «цветковые» структуры литосферного уровня – как следствие надрегиональной сдвиговой тектоники.

В целом, глубинная структура Сахалинского региона, сформированная в результате активных геодинамических процессов позднеемезозойско-кайнозойского времени, характеризуется тектоно-реологической (флюидодинамической) расслоенностью литосферы. Эта особенность делает ее крайне неоднородной и определяет специфику тектонических процессов, которые в ней реализуются.

По материалам сейсморазведки (ГСЗ, КМПВ, МОГТ) и гравиметрии, литосфера региона делится на: а) субконтинентальную кору мощностью 30–32 км, состоящую из двух частей: осадочной, мощностью 8–12 км, и консолидированной, мощностью 18-26 км; б) верхнюю мантию [197, 198, 229]. Границей между осадочным слоем и консолидированной частью, по геологическим данным, принята поверхность сильно литифицированных мезозойско-кайнозойских отложений. В нефтяной геологии эту поверхность считают «экономическим фундаментом», т.е. нижней границей осадочной толщи, где возможно обнаружение залежей нефти и газа. Геологическим основанием средне-верхнемелового–кайнозойского структурного этажа являются триас-нижнемеловые отложения, слагающие субокеанический фундамент Сахалинских рифтовых позднемезозойско-кайнозойских осадочных прогибов.

Модель литосферы [12–16, 135, 136] **по данным магнито-теллурических зондирований** (рис. 75) представляется в следующем виде (сверху вниз): 1) изотропно проводящий горизонт, сопротивлением 10 Ом·м, средней мощностью 4 км, сложенный осадочными отложениями с преимущественно поровым типом межскелетного пространства; 2) анизотропно проводящий горизонт, сопротивлением 10 Ом·м (вдоль оси анизотропии), средней мощностью 4 км, сложенный преимущественно трещинными образованиями нижней части осадочной толщи и частично верхов метаморфизованных пород консолидированной части земной коры и верхней мантии, в которых в результате повышения температуры с глубиной сопротивление меняется по вертикали от 10 Ом·м до 10^3 Ом·м; 3) токопроводящие слои в верхней мантии со средним сопротивлением ниже 10 Ом·м, мощностью несколько десятков километров, проводимость которых связана с плавлением верхнемантийного вещества при температуре выше точки солидуса.

Отклонения от нормального геоэлектрического разреза уверенно фиксируются МТЗ. На Сахалине выделяются три типа аномалий электропроводности.

1. Аномалии, связанные с развитием площадного «корового» слоя (с площадью более сотни квадратных километров). Проводимость слоя вызвана, скорее всего, частичным плавлением вещества земной коры при температуре свыше 600°С в присутствии надкритического пара (флюидов) на глубинах 12–35 км.

2. Аномалии, связанные с линейными электропроводящими зонами в земной коре шириной несколько километров, протяженностью несколько десятков километров. Проводимость, вероятнее всего, связана с повышенной дилатансионной трещиноватостью в зонах разломов. Прослеживаются они на глубинах 10–35 км.

3. Аномалии, связанные с линейными зонами высокой проводимости в осадочной толще и верхней части консолидированной коры, контролируемыми системами субпараллельных флюидонасыщенных разломов.

По характеру строения аномалий электропроводности Северный Сахалин четко разделяется на два крупнейших геоблока.

Западный геоблок характеризуется развитием крупнейших аномалий первого типа, состоящих из серий проводящих тел шириной 10 км и длиной 30–50 км, залегающих на глубинах 10–12 км с нижними кромками на 30–35 км. Эти тела приурочены к субширотным и северо-восточным разломам, сопровождающимися широкими «ослабленными» (трещиноватыми) зонами. Последние, по-видимому, выполнены расплавами, перемещающимися в горизонтальном и вертикальном направлениях.

Восточный геоблок характеризуется развитием аномалий второго типа, группирующихся в отдельные зоны, развитые на границах крупных блоков земной коры, обычно отличающихся по строению. Электропроводность в этих зонах, по всей вероятности, связана с повышением объемного содержания и концентрации флюидов в зонах дилатаксионной трещиноватости.

Западный и восточный геоблоки отличаются по строению верхней мантии. Токопроводящий слой, соответствующий астеносфере, в западном геоблоке расположен на 130–140 км. В восточном геоблоке астеносферные слои фиксируются на двух уровнях. Первый из них находится на глубине 60 км, второй – на глубине 170 км.

Крупнейшие геоэлектрические неоднородности (западный и восточный геоблоки) отличаются по особенностям геологического строения в широком интервале глубин, охватывающем земную кору и верхнюю мантию.

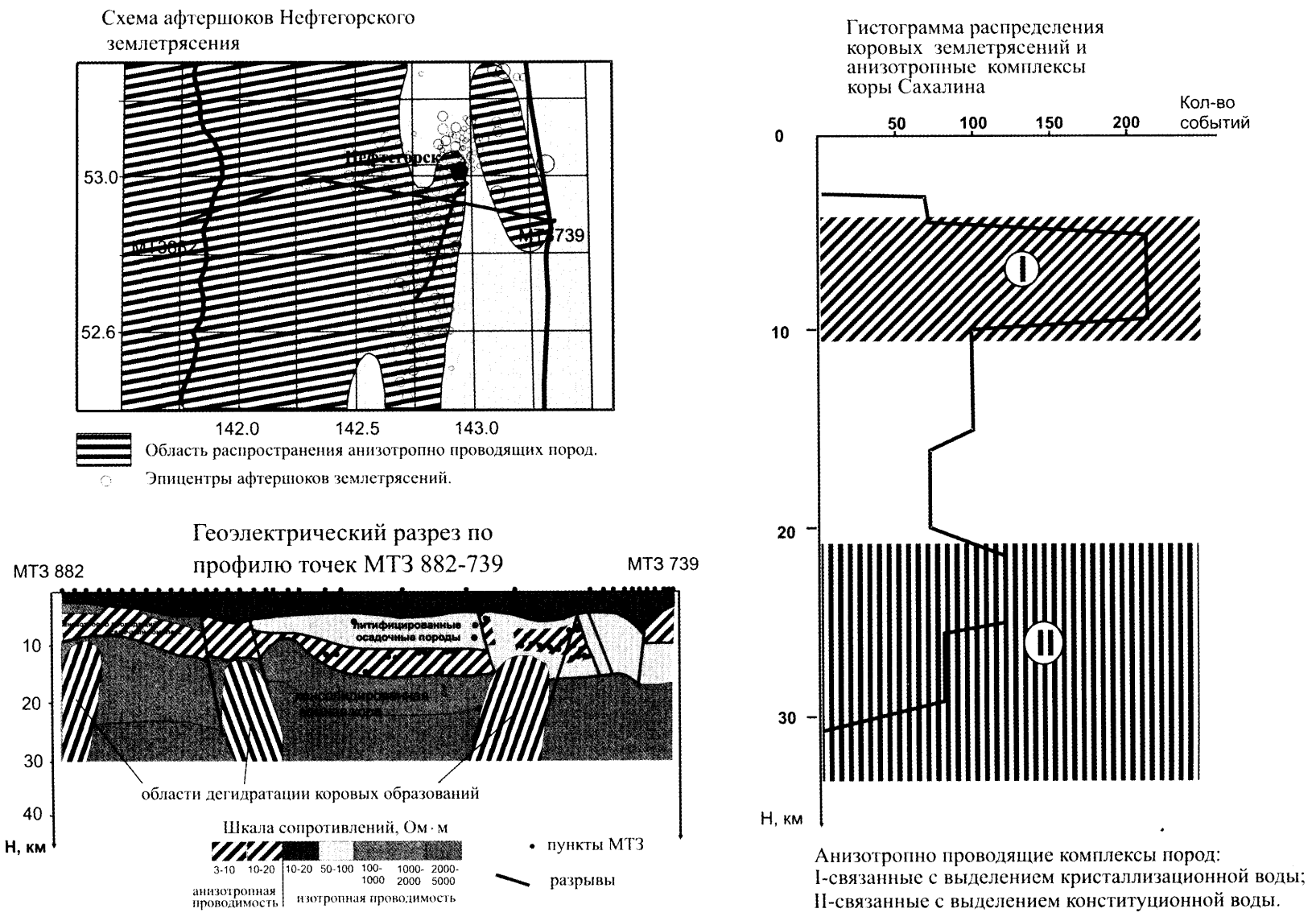


Рис. 75. Северный Сахалин. Расположение гипоцентров коровых землетрясений относительно анизотропно проводящих комплексов пород (по В.М. Никифорову, 2006 г.)

Западный геоблок характеризуется повсеместным развитием мощного осадочного слоя и преимущественно складчатым строением; для восточного геоблока характерны блоковая структура, развитие горстов, чередующихся с грабенами, выполненными мощными толщами осадков.

В пределах западного геоблока преимущественным является развитие растяжения субмеридионального направления с наибольшей их концентрацией в зонах распространения «корового» слоя – геоэлектрических аномалий первого типа. В восточном геоблоке, в основном, развиты присдвиговые деформации сжатия и растяжения. Аномалии второго типа – зоны дилантансионной трещиноватости, развиты вдоль региональных сдвигов, ограничивающих крупные блоки земной коры.

Литосферные неоднородности региона, судя по имеющимся геологическим материалам, обособились уже в триас-раннемеловое время. Тогда два геоблока соответствовали приокеанической (западный) и океанической (восточный) частям бассейна. Границей между геоблоками служит сутурная зона «фундамента», выраженная в осадочном слое Северного Сахалина зоной интенсивных дислокаций вдоль Дывыкского, Верхне-Пильтунского и Восточно-Эхабинского секторов Срединно-Сахалинского глубинного разлома.

Приведенные данные показывают значительную физическую (геологическую) расслоенность литосферы региона как по латерали, так и по вертикали. Сложная этажно-ячеистая структура земной коры и ее слоев значительно повлияла на строение нефтегазоносных комплексов. Блоковая раздробленность определила дифференцированное развитие различных районов региона, их различную геодинамическую активность во времени и пространстве.

Выявленные при магнито-теллургических зондированиях в пределах региона токопроводящие слои большинство исследователей [28, 63, 99, 135] отождествляют с насыщенными флюидами зонами разуплотнения. В настоящее время лавинообразный поток геолого-геофизической информации, полученной в результате применения современных технологий изучения геологической среды, позволяет судить о широко распространенных в ее пределах процессах генерации и эвакуации флюида из недр [26, 61, 134]. В условиях Сахалинского региона широко разветвленная эндодренажная система, контролируемая разломными (проницаемыми) системами различного ранга, обеспечивает активную флюидодинамику недр.

Под **флюидодинамикой** большинство исследователей понимают пульсирующую (периодическую) восходящую миграцию растворов, нефтей, газов (CH_2, CO_2, H_2SH_2, N_2 и др.), имеющих различную температуру, состав и давление и формирующих различные аномалии в физических и геологических полях (в частности, в поле пластовых давлений). Активная современная вертикальная восходящая разгрузка флюидов фиксируется в пределах региона в виде скоплений углеводородов, грязевых вулканов, глинистого диапиризма и термальных источников. Результатом этого процесса также является инверсионное складкообразование.

Косвенным признаком вертикальной миграции флюидов по флюидопроводящим системам является тот факт, что все скопления углеводородов Сахалинского региона венчают разломные каналы различной проницаемости. Кроме того, подтверждением этому явлению может служить многопластовость сахалинских месторождений. Основными путями вертикальной миграции служат наиболее ослабленные и относительно легко проницаемые зоны разрывных нарушений растяжения (сбросы) и зоны пересечения разноориентированных разрывов. Сбросовые зоны, разбуренные на Охинском, Восточно-Эхабинском и других месторождениях, характеризуются повышенной нефтенасыщенностью, даже когда они заполнены перемятой глинистой породой.

Зона разуплотнения в земной коре и связанная с ними флюидизация являются очагами образования сложных газоводных растворов, которые под влиянием флюидодинамических процессов формируют различного рода песчано-глинистые диапиры – грязевые вулканы, глинистые диапиры, кластические дайки. На Сахалине известны 4 крупных грязевых вулкана: Пугачевский, Южно-Сахалинский, Лесновский и Дагинский [29, 129]. Только в XX веке насчитывается 14 извержений Пугачевского и Южно-Сахалинского вулканов, расположенных в зоне Центрально-Сахалинского глубинного разлома (см. фиг. 25, вклейка). Грязевая масса обычно

на поверхность Земли выходит путем эксплозий (взрыв грязевой пробки и выброс значительных объемов газа и сопочной брекчии).

Флюидное состояние зон разуплотнения создает принципиально иную геодинамическую ситуацию по сравнению с жесткими подстилающими и покрывающими их толщами. При воздействии на них мощной тепловой энергии, привносимой флюидными плюмами, происходят вертикальные перемещения огромных масс вещества из нижних частей земных недр в более высокие и к поверхности. При этом они проявляются в виде магматизма, грязевого диапиризма и вулканизма, а также интенсивной гидротермальной деятельности. Особенно интенсивно глинистый диапиризм в пределах Сахалинского региона проявился в зонах Хоккайдо-Сахалинского и Срединно-Сахалинского глубинных разломов. В пределах первого резко увеличивается (в несколько раз) толщина окобыкайских глин на Паромайском отрезке разлома (рис. 76). В зоне Восточно-Эхабинского отрезка Срединно-Сахалинского разлома глинистый диапиризм сформировал Хангузинскую (морскую) антиклиналь. При бурении на ней был вскрыт преимущественно глинистый разрез кайнозойских отложений, интенсивно нарушенный, и с развитием АВПД. Также известны локальные проявления глинистого диапиризма преимущественно в зонах этих же разломов (рис. 77).

Весьма важным индикатором флюидодинамической активности земных недр в пределах проницаемых зон крупных разломов является диапиризм серпентизированных в результате интенсивной флюидизации офиолитовых тел Восточно-Сахалинского глубинного разлома (рис. 78). Фиксируемые по аэромагнитным данным серпентинитовые тела полностью соответствуют по местоположению кайнозойским антиклинальным структурам, сформированным

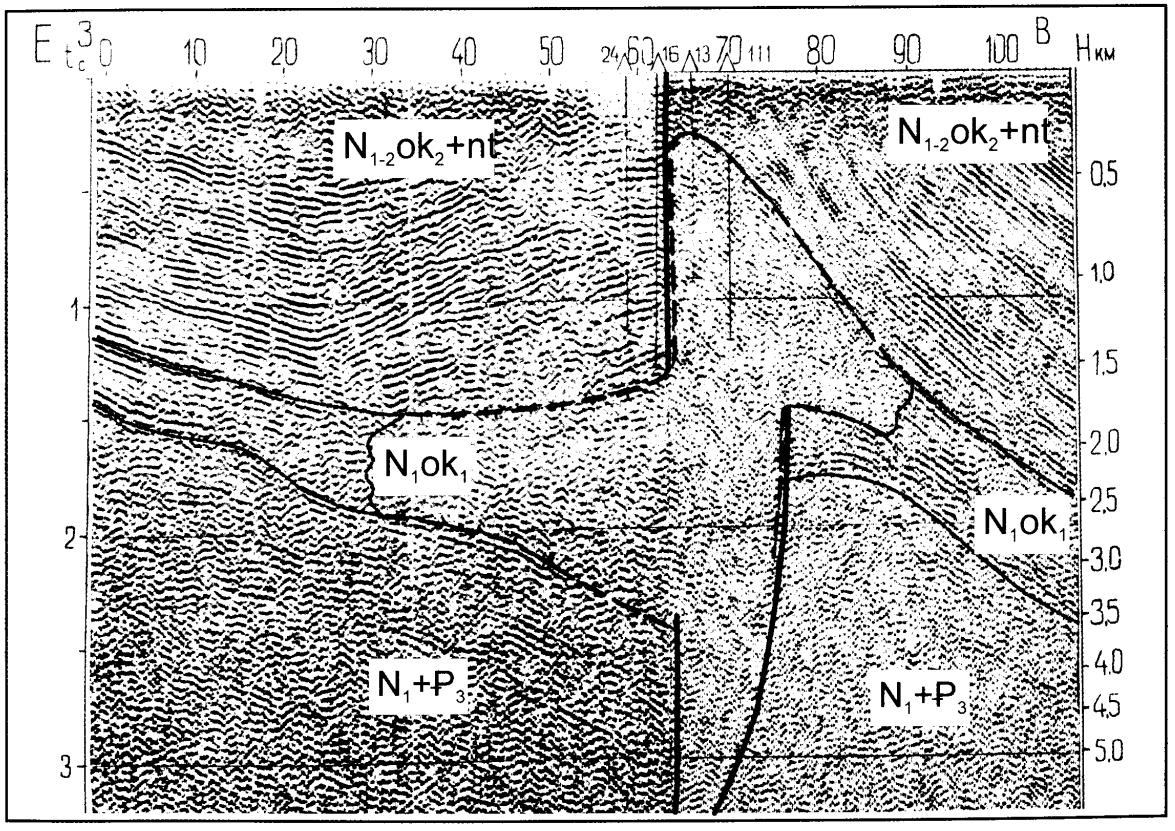


Рис. 76. Зона Хоккайдо-Сахалинского разлома, Северный Сахалин (Паромай). Временной сейсмический разрез
Пунктиром показаны границы криптодиапирового тела глинистых отложений окобыкайской свиты

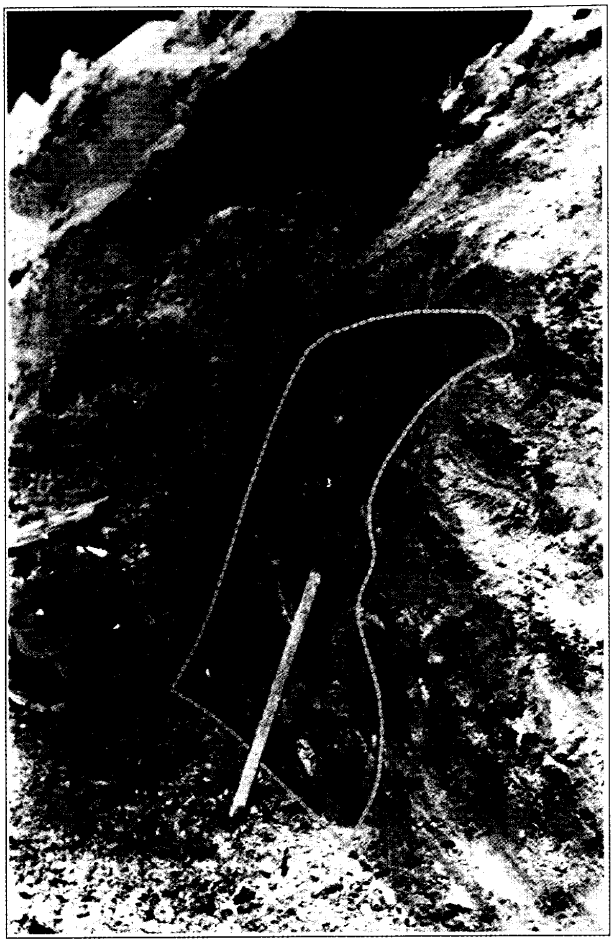


Рис. 77. Дагинский район Северного Сахалина. Руч. Белауш. Канава газопровода Даги-Погиби. Диапир глинистых окобыкайских отложений в зоне разлома. Фото С.М. Зайцева, 1985.

в конце плиоцена (рис. 79). Это позволяет говорить, что флюидодинамическая активность Восточно-Сахалинского разлома выразилась в позднекайнозойское время в виде криптодиапировых инверсионных складчатых деформаций кайнозойского чехла.

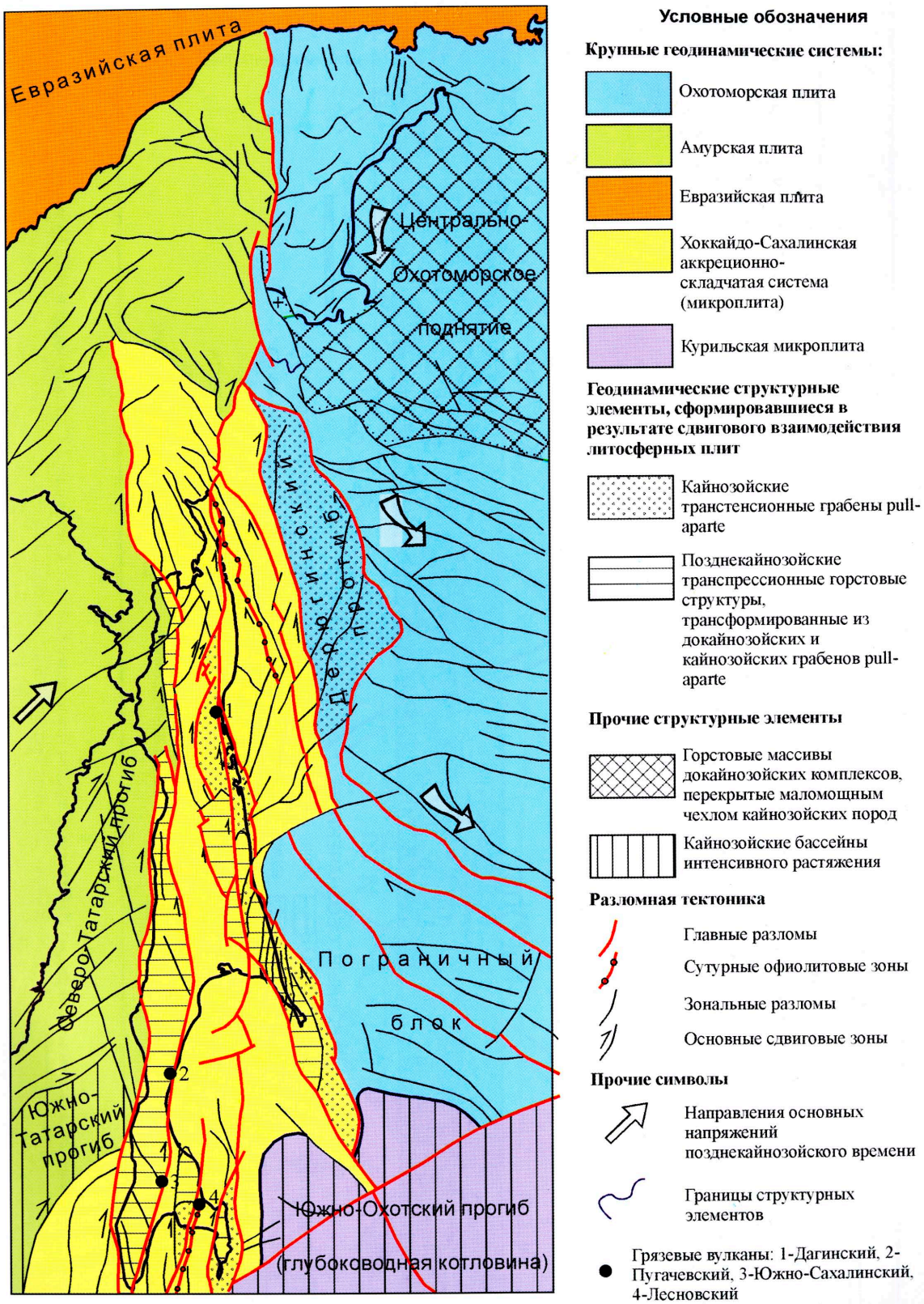
Локальный диапиризм в зонах разломов проявляется также в виде кластических даек – трещин в глинистых толщах, заполненных песчаным материалом [90] (фиг. 29, вклейка).

Флюидодинамическая активность недр Сахалинского региона контролируется не только магистральными разломными зонами, но и зональной и локальной сетью проницаемых флюидопроводных элементов среды.

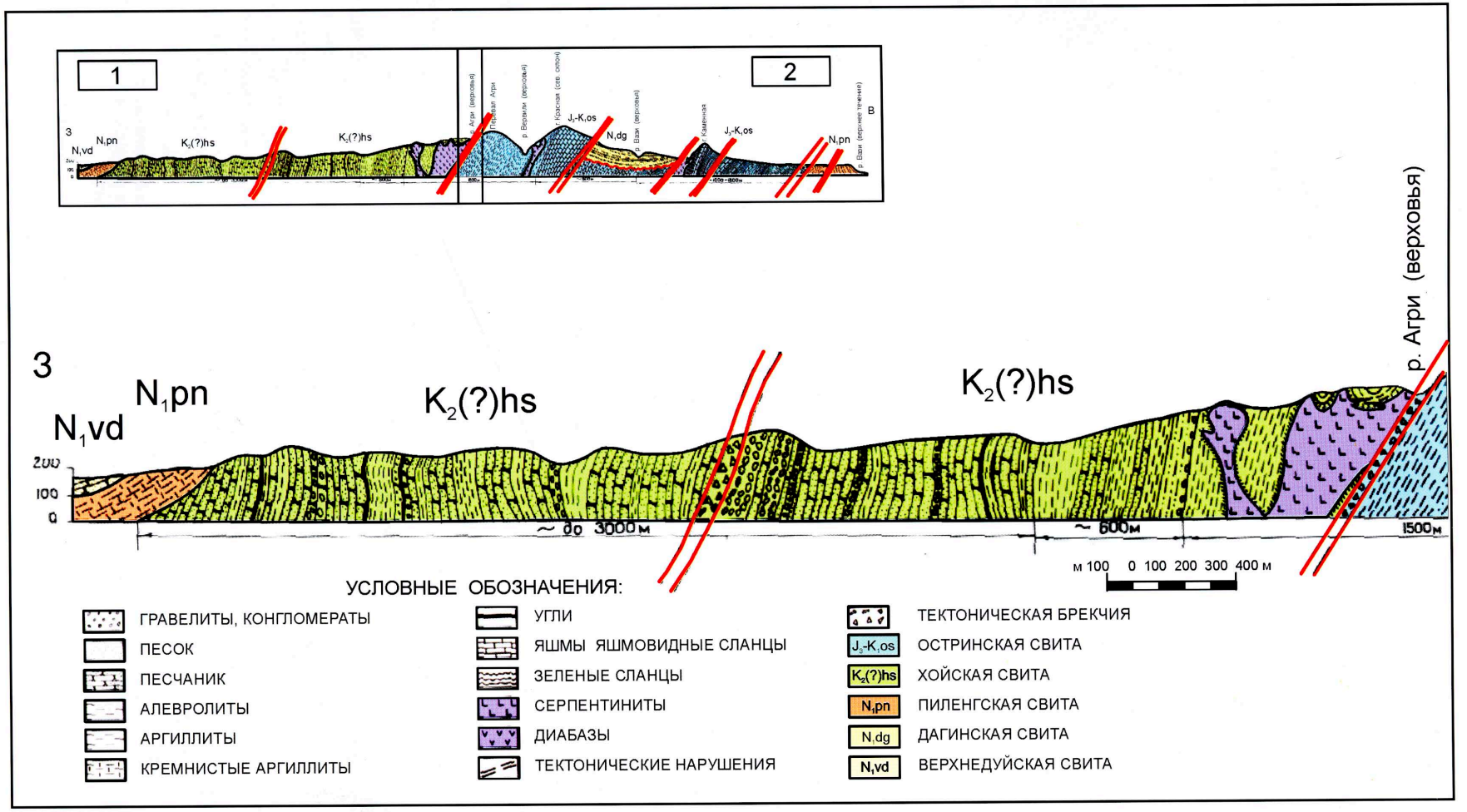
В результате анализа полученных на основе применения современных технологий обработки и интерпретации сейсмоданных в комплексе со скважинной информацией во многих регионах России [230] выявлены принципиально новые данные о пространственной и внутренней структуре каркасных зональных и локальных элементов коровой дезинтеграции среды, представляющих собой **потенциальные флюидопроводящие каналы**.

Транспортировка глубинных флюидов в верхние слои земной коры обеспечивается флюидопроводящими системами трех типов. Первый из них – (субдукционно-обдукционный) контролируется листритами (надвигового и/или сбросового типа), выполаживающимися с глубиной в субгоризонтальные флюидонасыщенные зоны значительной толщины на различных уровнях земной коры и, возможно, верхней мантии. Второй (рифтогенный) тип флюидопроводящих систем литосферы формируется субвертикальными зонами дезинтеграции (СЗД) линейного, очагового и линейно-очагового характера. Линейные СЗД образуются дизъюнктивными дислокациями различного ранга, очаговые СЗД – дилатансионными концентрами различных размеров, линейно-очаговые – сочетанием разломных и дилатансионных структур. Третий (смешанный) тип флюидопроводящих систем контролируется сочетанием листритов и СЗД.

Наклонные флюидопроводящие системы, контролируемые листритами надвигового и/или сбросового типа, фиксируются по новым сейсморазведочным данным в виде дезинтегрированных зон шириной в 0,05–0,4 км в рифейских (Юрубчено-Тохомская зона, прибрежная часть Кольского полуострова), палеозойских (Тимано-Печорская провинция), мезозойских (Широтное Приобье) и кайнозойских (дальневосточные моря) нефтегазоносных бассейнах. Эти системы представляют собой, в основном, межблоковые дезинтегрированные объемы, которые можно рассматривать, судя по рассеивающим свойствам среды, как зоны повышенной проницаемости. Подобные зоны, выделяемые в основании гигантских и крупных месторождений Широтного Приобья, могут являться дренажными артериями из глубинных очагов нефтегазогенерации. Прослеживаемость наклонных флюидопроводящих зон в глубину фиксируется на данном этапе



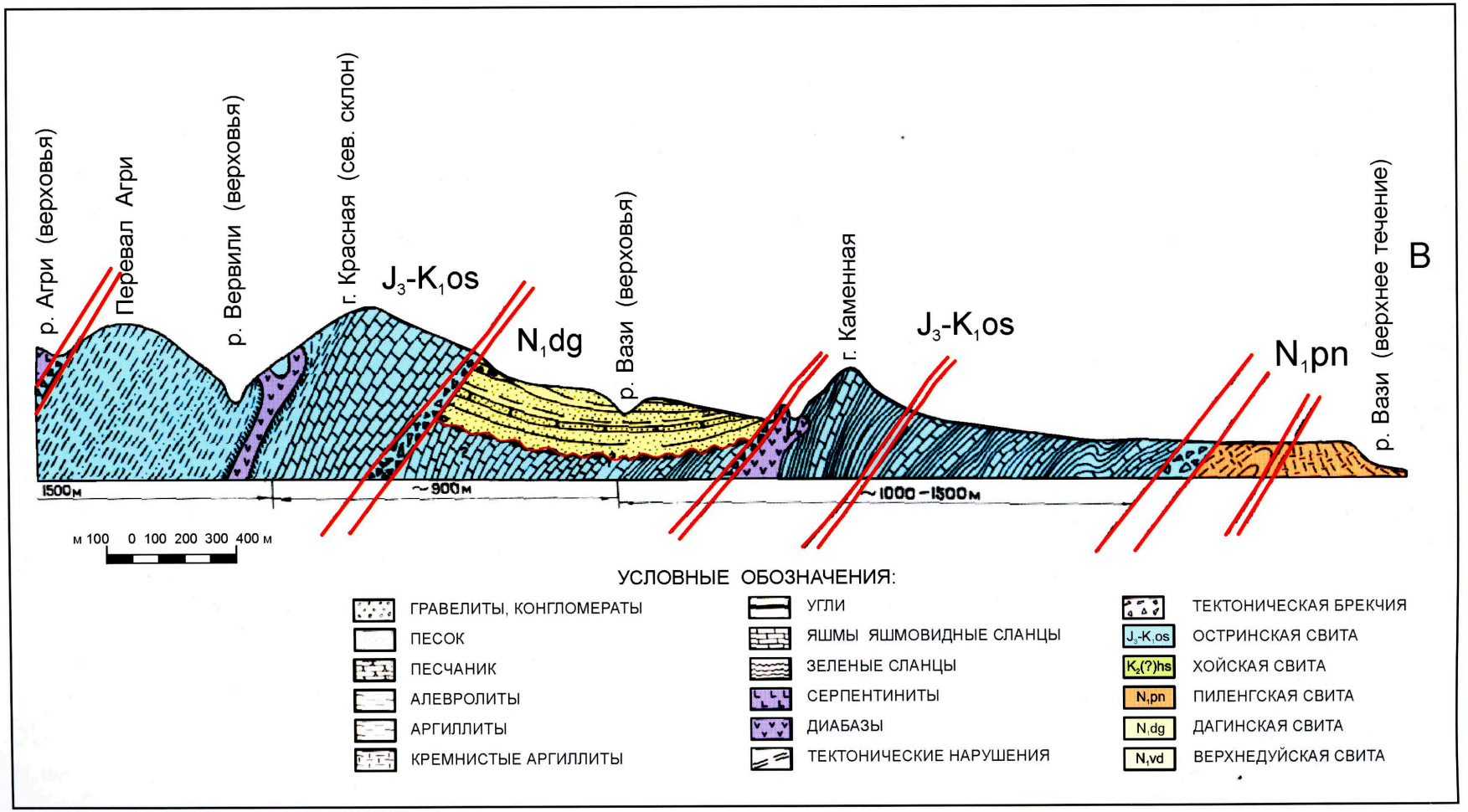
Фиг. 25. Карта кайнозойской геодинамики западной части Охотоморского региона



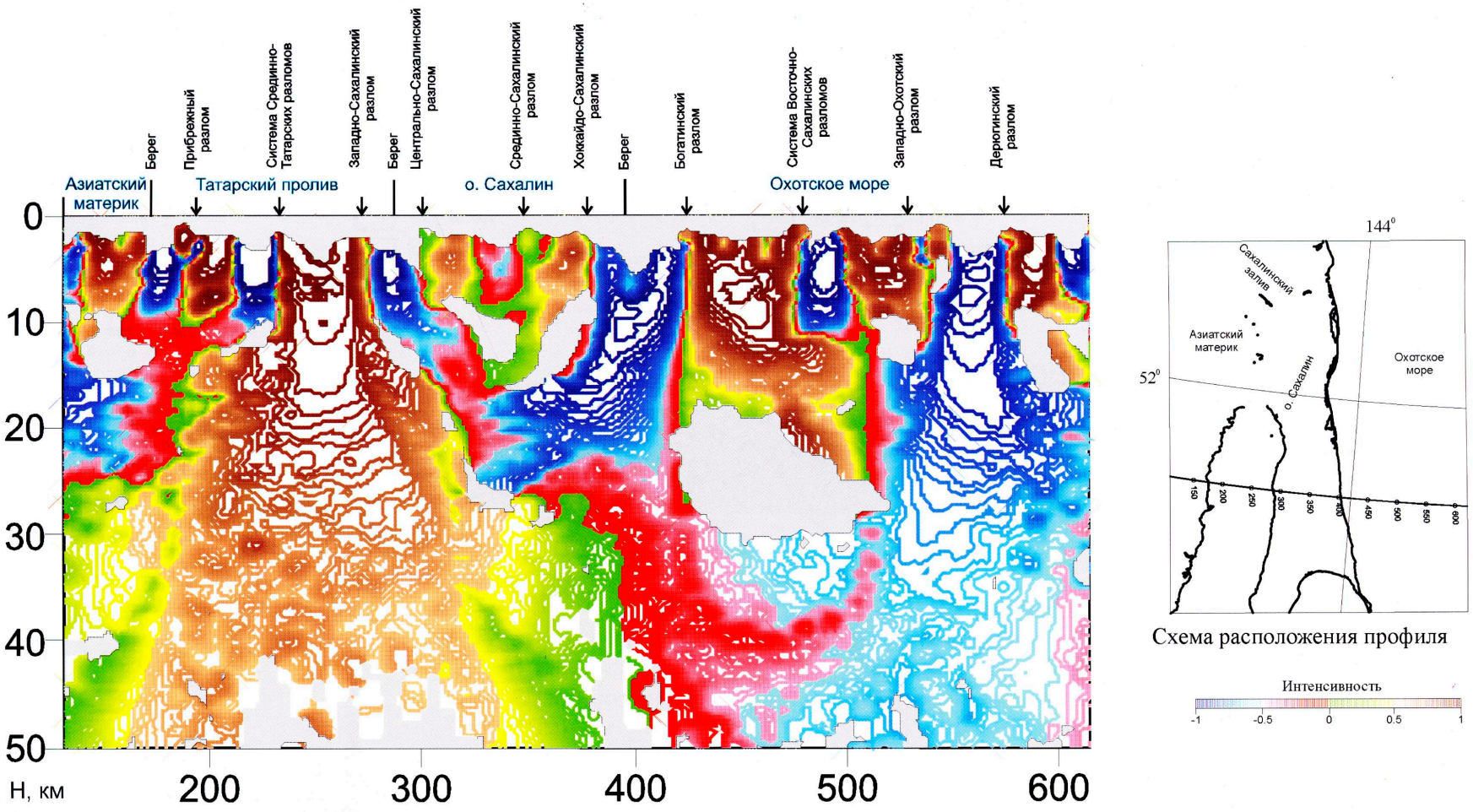
Фиг. 26. Геологический разрез Набильского хребта (на широте р. Арги). Составили А.С. Владимиров и И.Н. Кузина

Взаимоотношение тектонических комплексов Сахалина.

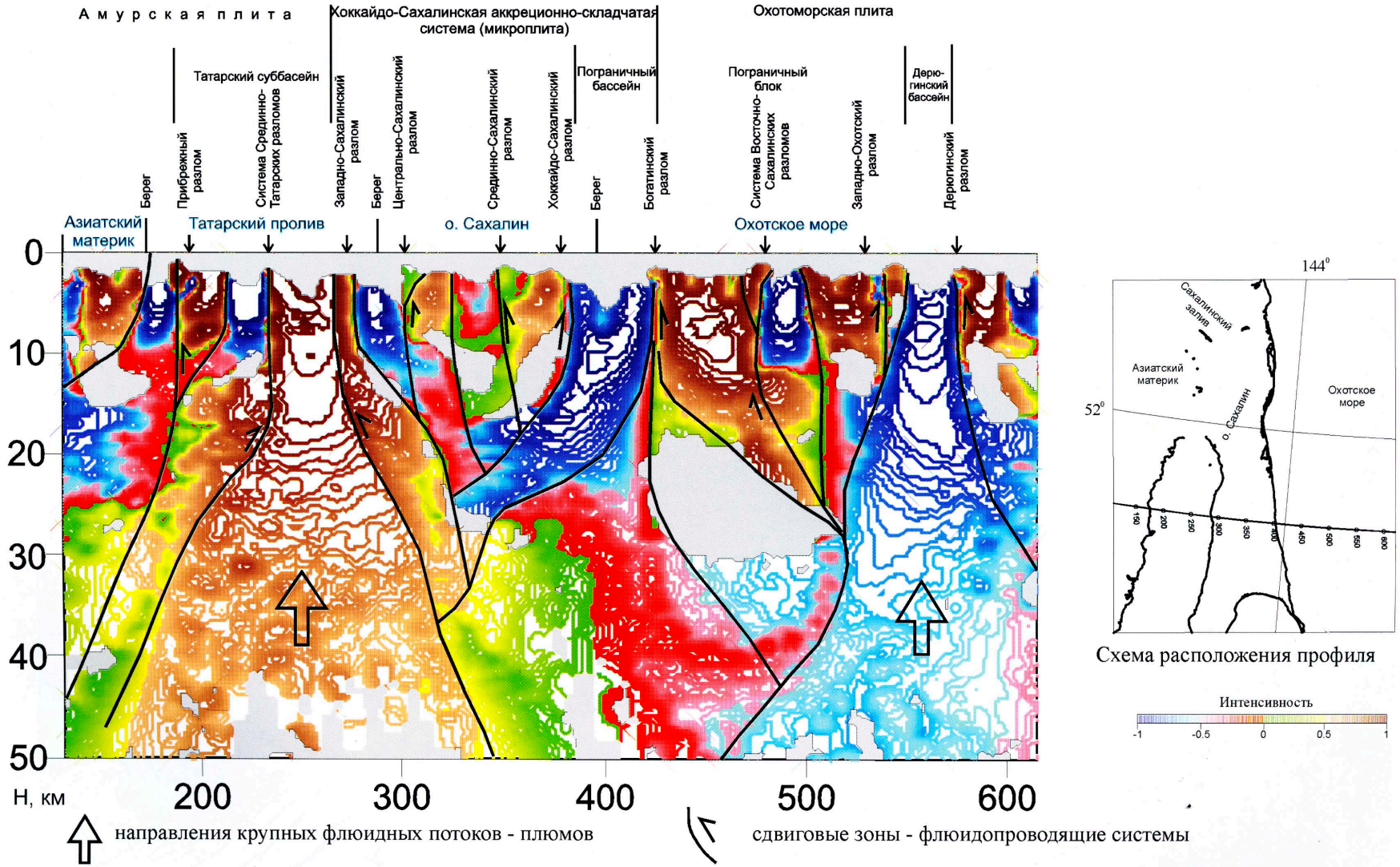
Лист 1


р. Агри (верховья)
Перевал Агри
р. Вервили (верховья)
г. Красная (сев. склон)
J3-K1os
N1dg
р. Вази (верховья)
г. Каменная
J3-K1os
N1pn
р. Вази (верховное течение)
В
1500м
~900м
~1000-1500м
м 100 0 100 200 300 400 м
УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ:
ГРАВЕЛИТЫ, КОНГЛОМЕРАТЫ
ПЕСОК
ПЕСЧАНИК
АЛЕВРОЛИТЫ
АРГИЛЛИТЫ
КРЕМНИСТЫЕ АРГИЛЛИТЫ
УГЛИ
ЯШМЫ ЯШМОВИДНЫЕ СЛАНЦЫ
ЗЕЛЕНЫЕ СЛАНЦЫ
СЕРПЕНТИНИТЫ
ДИАБАЗЫ
ТЕКТОНИЧЕСКИЕ НАРУШЕНИЯ
ТЕКТОНИЧЕСКАЯ БРЕКЧИЯ
J3-K1os ОСТРИНСКАЯ СВИТА
K2(?)hs ХОЙСКАЯ СВИТА
N1pn ПИЛЕНГСКАЯ СВИТА
N1dg ДАГИНСКАЯ СВИТА
N1vd ВЕРХНЕДУЙСКАЯ СВИТА

Лист 2



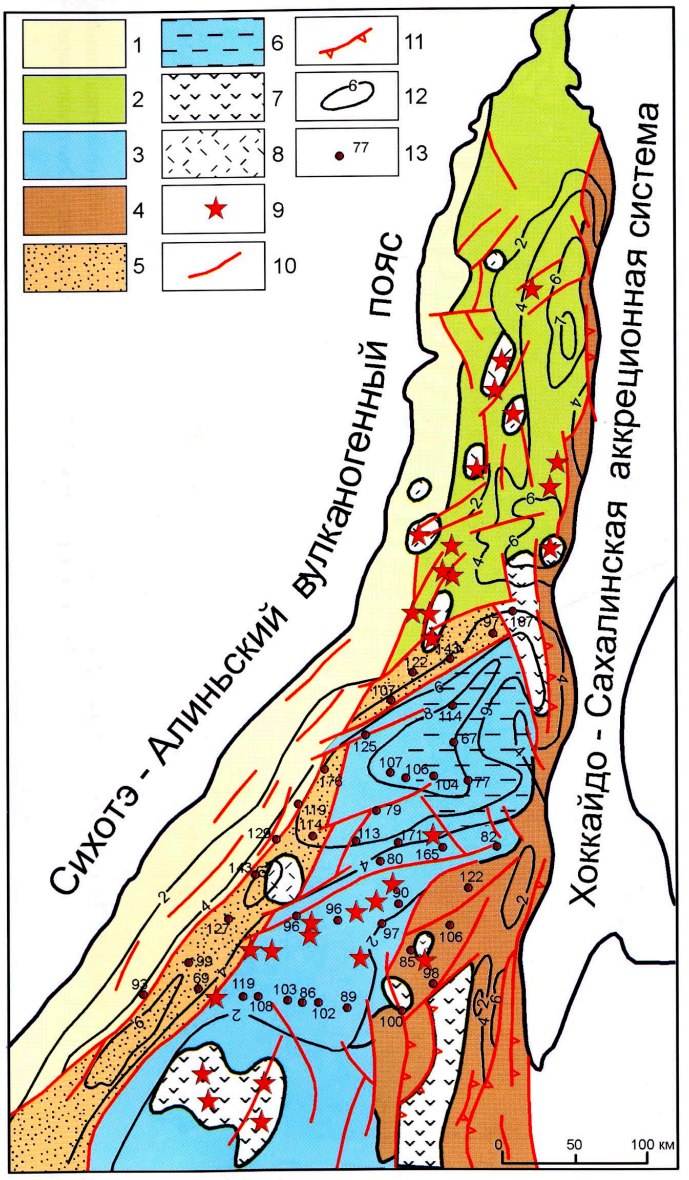
Фиг. 27. Магнитотомографический разрез (распределение параметров магнитного поля) по линии Татарский пролив – о. Сахалин – Охотское море (по А.И. Атакову, Ю.Н. Гололобову, 2006 г.)



Фиг. 28. Геодинамическая интерпретация магнитотомографического разреза (распределения параметров магнитного поля) по линии Татарский пролив – о. Сахалин – Охотское море

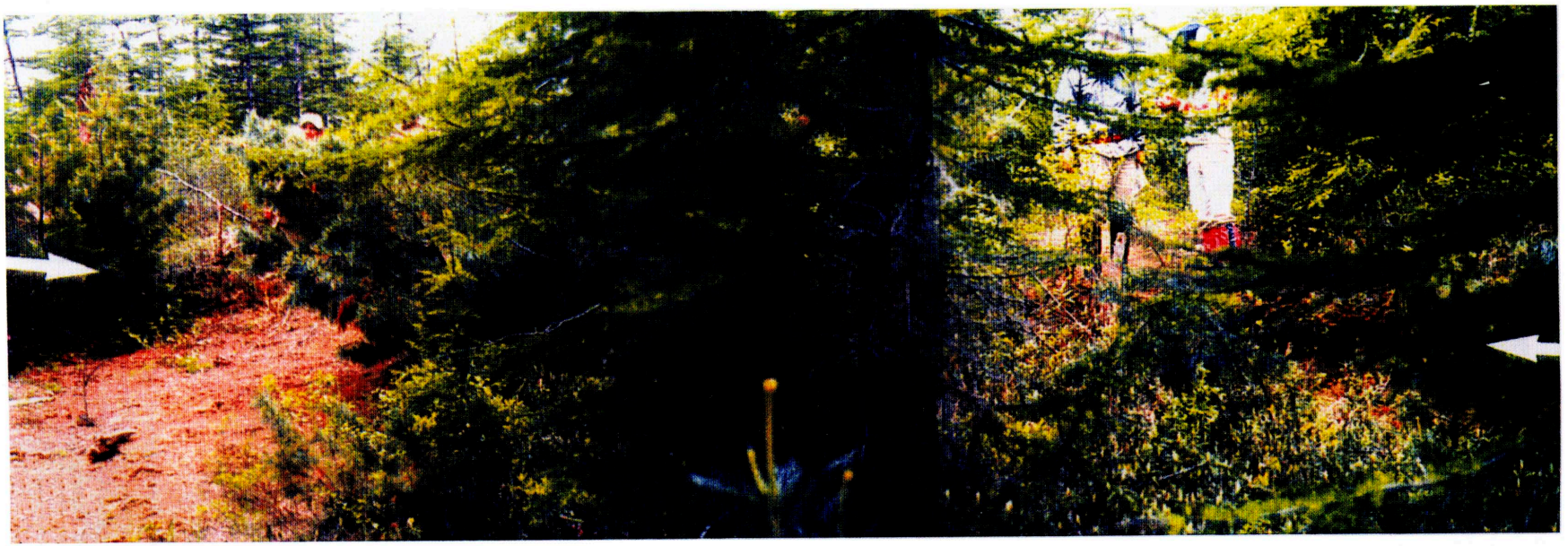


Фиг. 29. Западное побережье полуострова Шмидта. Пильская свита. Внедрение песчаного материала по разлому

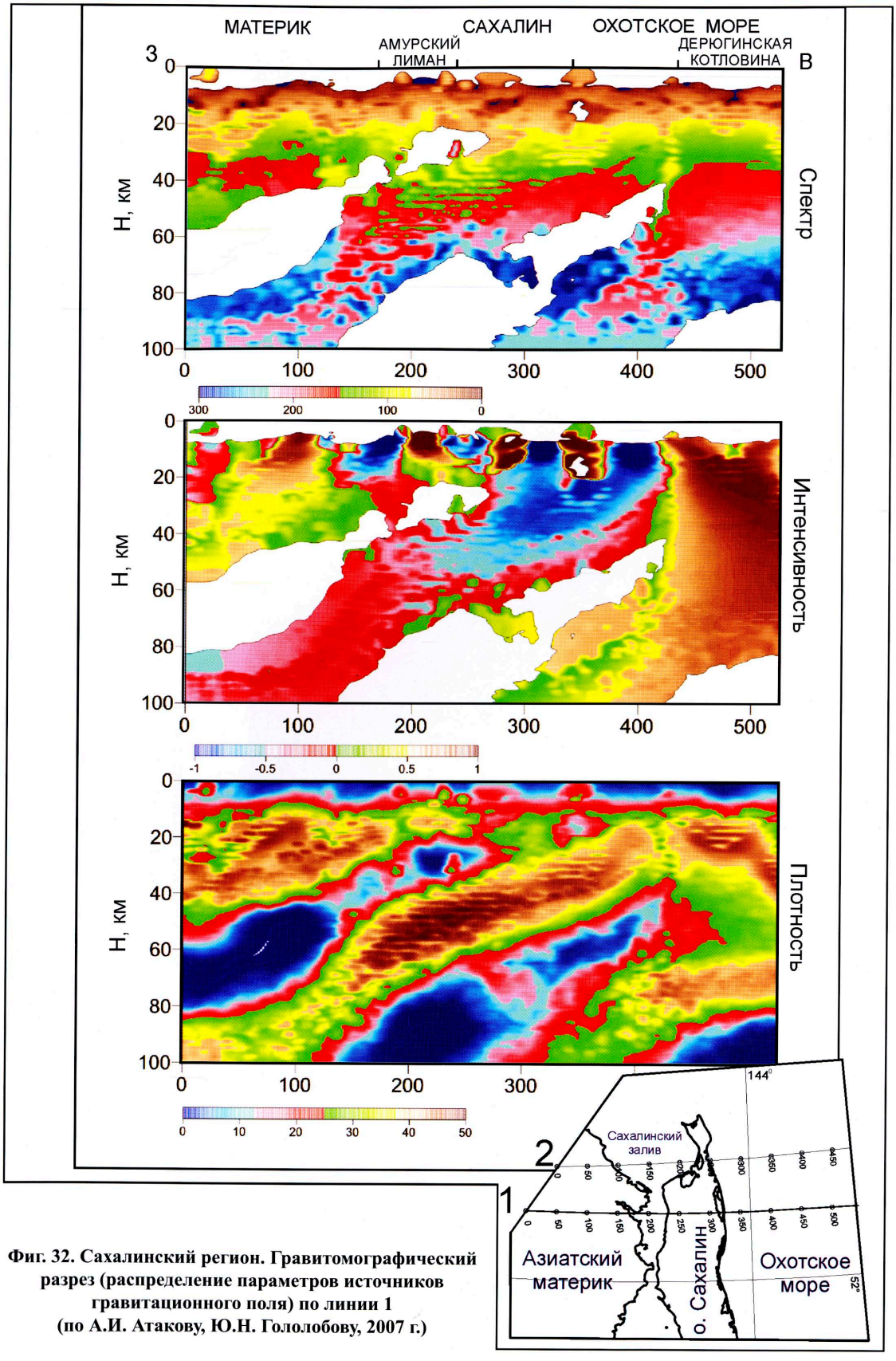


Фиг. 30. Схема флюидогеодинамики Татарского палеотрога (Западно-Сахалинского осадочного бассейна)

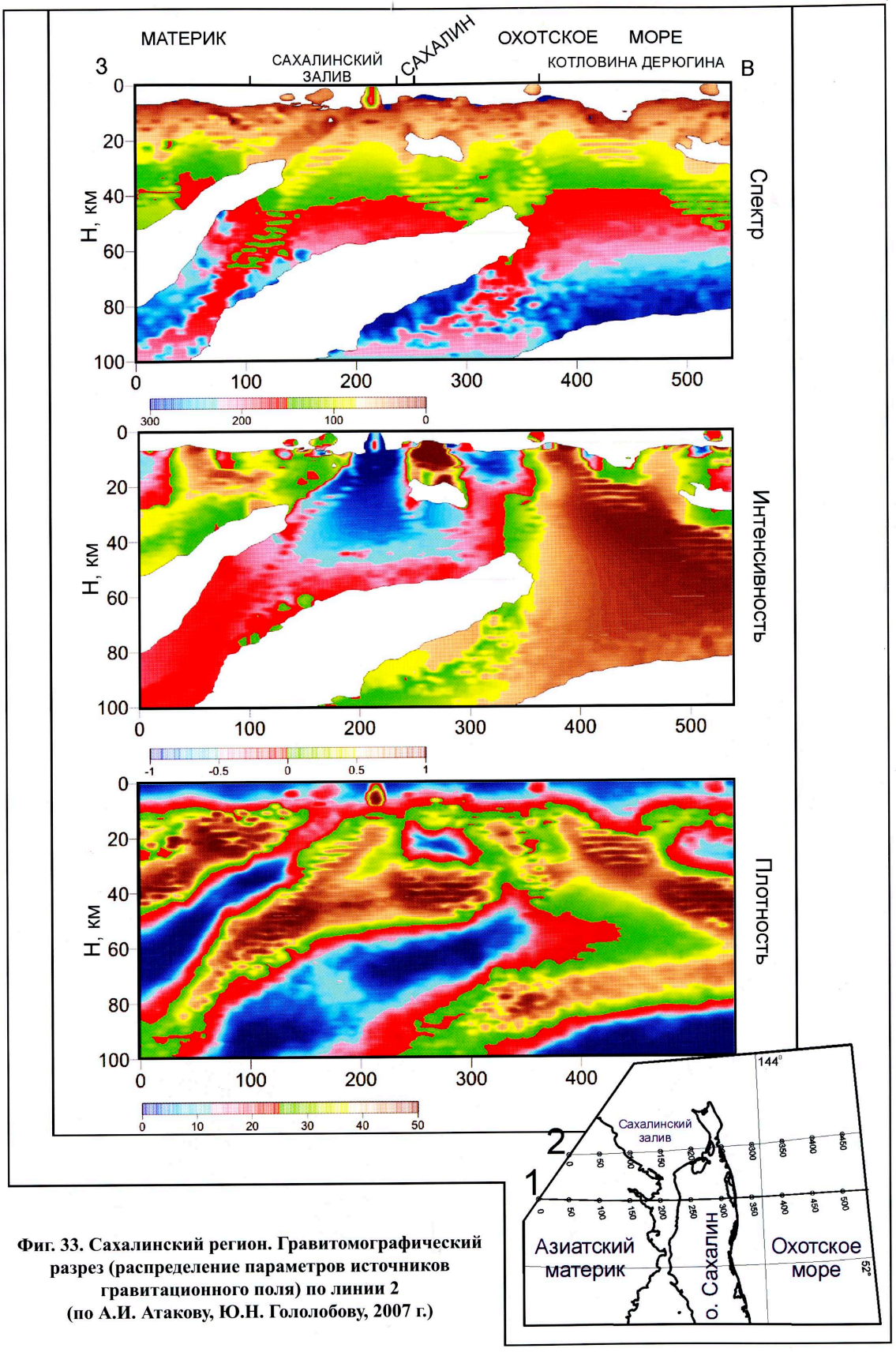
1–3 – основные структурные элементы: 1 – субмоноклинальный склоновый западный прибортовой Присихотэалинский блок; 2 – Северо-Татарский грабен (суббассейн) – район частичной деструкции континентальной коры; 3 – Южно-Татарская глубоководная котловина (суббассейн) с субокеанической корой – район глубокой деструкции коры; 4 – блоки Хоккайдо-Сахалинской складчатой (аккреционной) системы; 5 – зональные рифтогенные грабены с частичной деструкцией континентальной коры; 6 – зона интенсивной деструкции субокеанической коры – зона «зияния» земной коры; 7–9 – геологические тела – индикаторы флюидодинамической активности недр: 7– олигоцен-эоценовые вулкано-тектонические структуры; 8 – ареалы позднемиоцен-плиоценовой вулкано-тектонической активности; 9 – субвертикальные геологические тела – индикаторы локальной флюидодинамической активности; 10–11 – разломная тектоника: 10 – сбросы, 11 – взбросо-надвиги; 12 – изопахиты кайнозойской осадочной толщи, км; 13 – точки измерения теплового потока, цифрами обозначены их значения в мВт/м^2



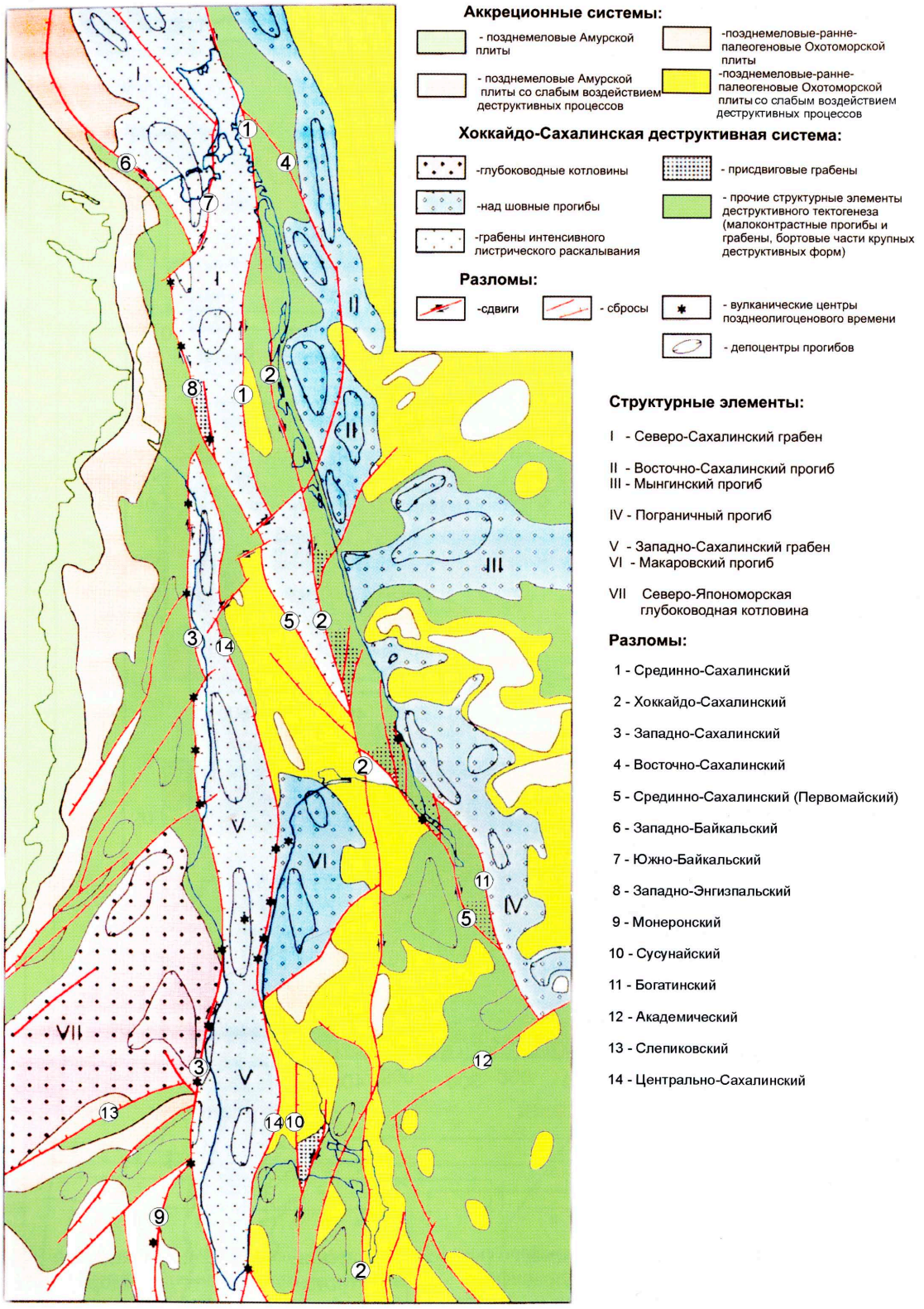
Фиг. 31. Нефтегорское землетрясение (1995 г). Сейсмотектоническая дислокация
Фото проселочной дороги, перемещенной в результате правостороннего сдвига вдоль сейсморазрыва на 7,8 м



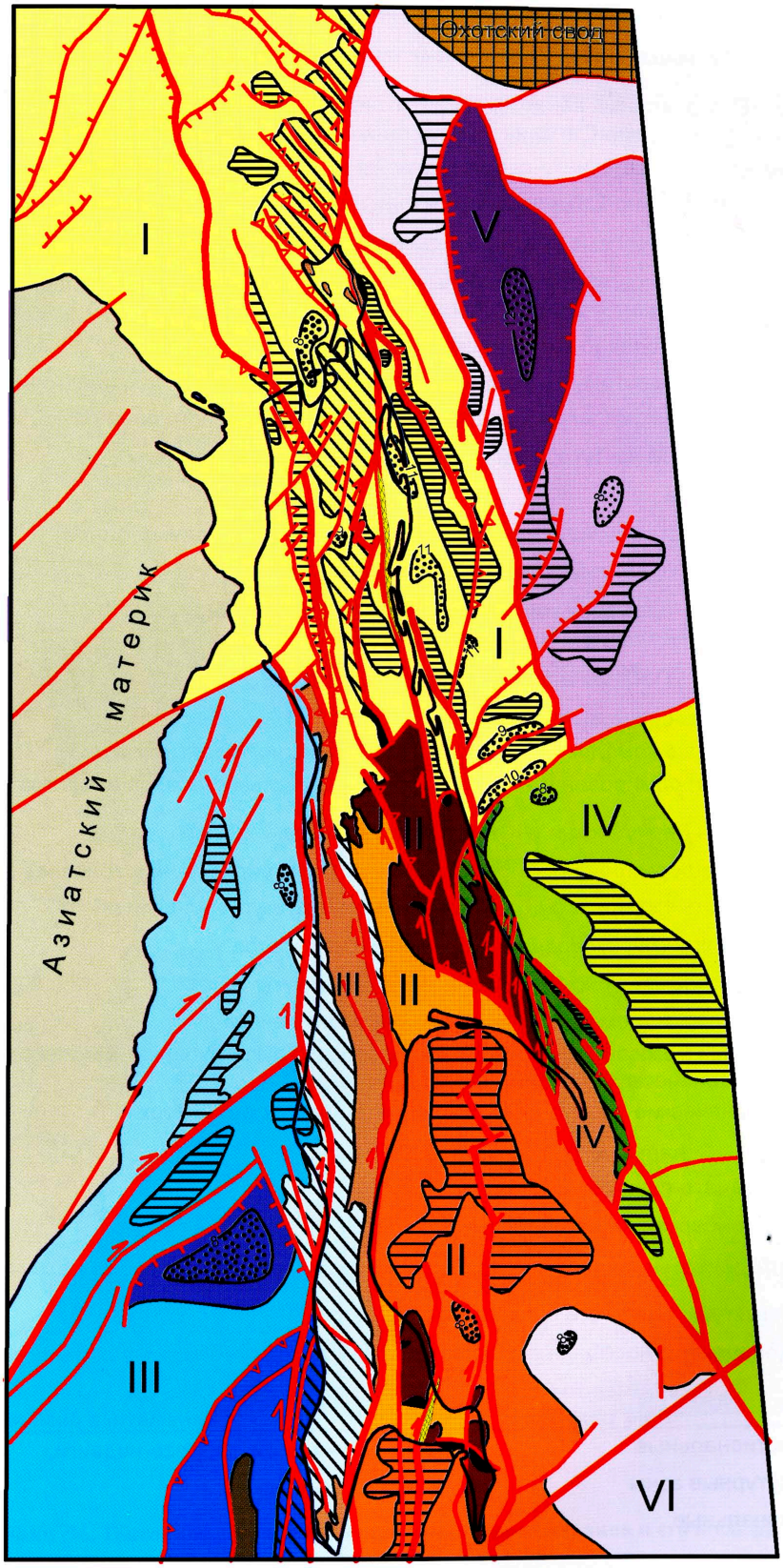
Фиг. 32. Сахалинский регион. Гравитомографический разрез (распределение параметров источников гравитационного поля) по линии 1 (по А.И. Атакову, Ю.Н. Гололобову, 2007 г.)



Фиг. 33. Сахалинский регион. Гравитомографический разрез (распределение параметров источников гравитационного поля) по линии 2 (по А.И. Атакову, Ю.Н. Гололобову, 2007 г.)



Фиг. 34. Палеотектоническая карта олигоценового времени Хоккайдо-Сахалинской деструктивной системы



Фиг. 35. Схема тектоники Сахалинского региона

Условные обозначения к Схеме тектоники Сахалинского региона

Региональные кайнозойские тектонические элементы

I - Северо-Сахалинская тектоническая система

- складчатые, складчато-сдвиговые зоны Северо-Сахалинского дельтового бассейна

II - Южно-Сахалинская тектоническая система

- складчато-блоковые комплексы рифтогенных прогибов заливов Терпения и Анивы
- поздненеогеновые слабодеформированные и маломощные комплексы Поронайской и Сусунайской впадин

III - Западно-Сахалинская тектоническая система

- складчато-сдвиговые комплексы Западно-Сахалинских гор и предгорий
- складчатые комплексы Северо-Татарского рифтогенного прогиба

комплексы Южно-Татарской глубоководной котловины:

- складчатые
- преимущественно слабодеформированные глубоководных трогов
- складчато-сдвиговые комплексы прогиба Исикари
- складчато-блоковые комплексы Ребун-Монеронского вулкано-тектонического поднятия

IV - Пограничная тектоническая система

- складчато-сдвиговые комплексы
- складчатые комплексы прогибов с глубоководной седиментацией
- слабодеформированные комплексы присдвиговых грабенов и горстов

V-VI - Дерюгинская и Южно-Охотская тектонические системы

- слабодеформированные блоковые комплексы рифтогенных грабенов и горстов
- складчатые комплексы с преобладанием структур “нагнетания”
- комплексы глубоководных субокеанических трогов

Докайнозойские тектонические элементы

- выступы позднемеловых аккреционных комплексов
- выступы мезозойских (триас-юрско-меловых) аккреционных комплексов субокеанических присдвиговых палеотрогов
- тектонические системы Амурской плиты (Азиатский материк)

Зональные тектонические элементы

- складчато-сдвиговые зоны
- внутрибассейновые поднятия
- офиолитовые аллохтоны, серпентинитовый меланж
- структуры Охотского свода (Охотское море)
- депоцентры наиболее глубоких кайнозойских прогибов, изопахиты в км

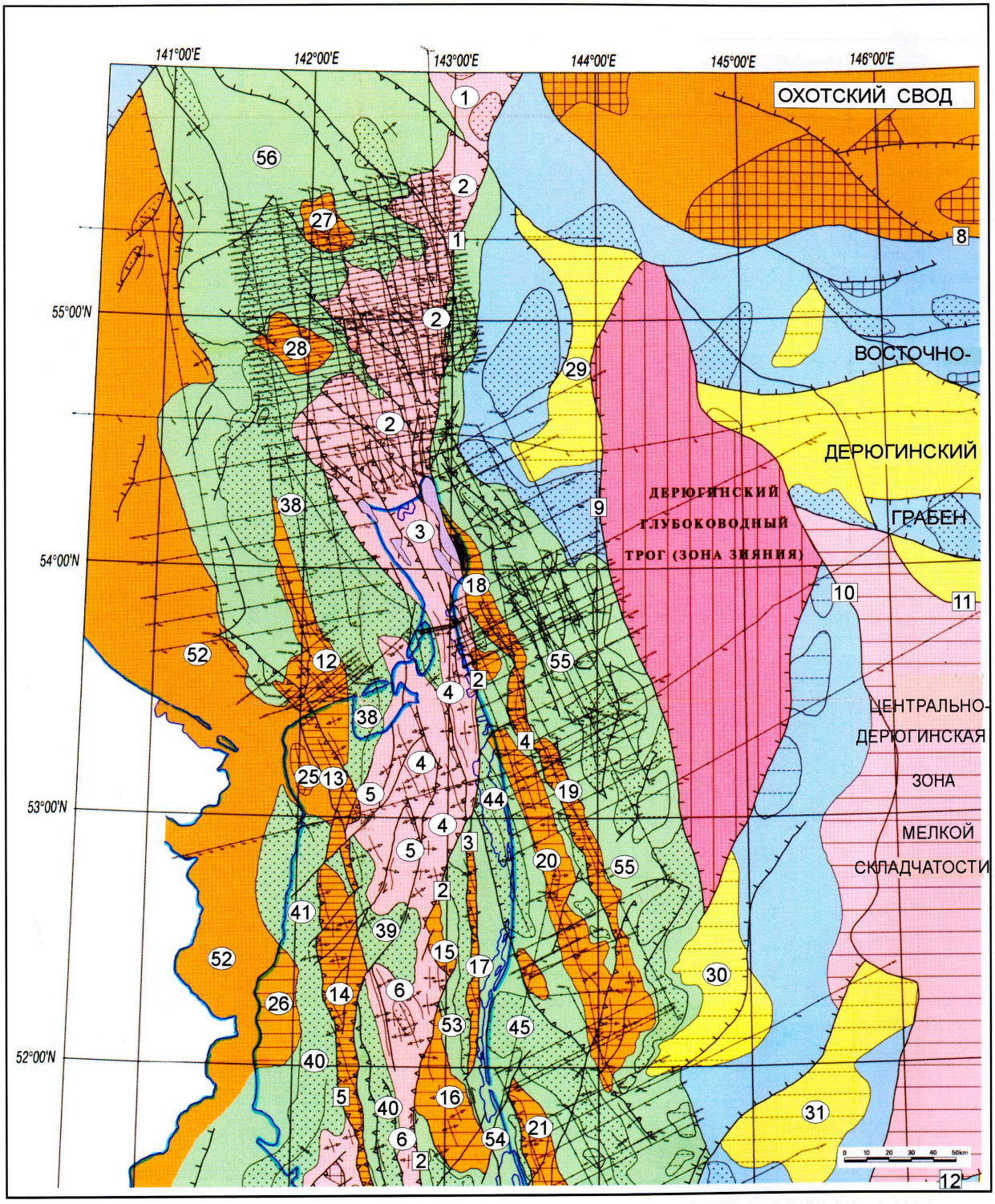
Разломная тектоника

Ранг разломов

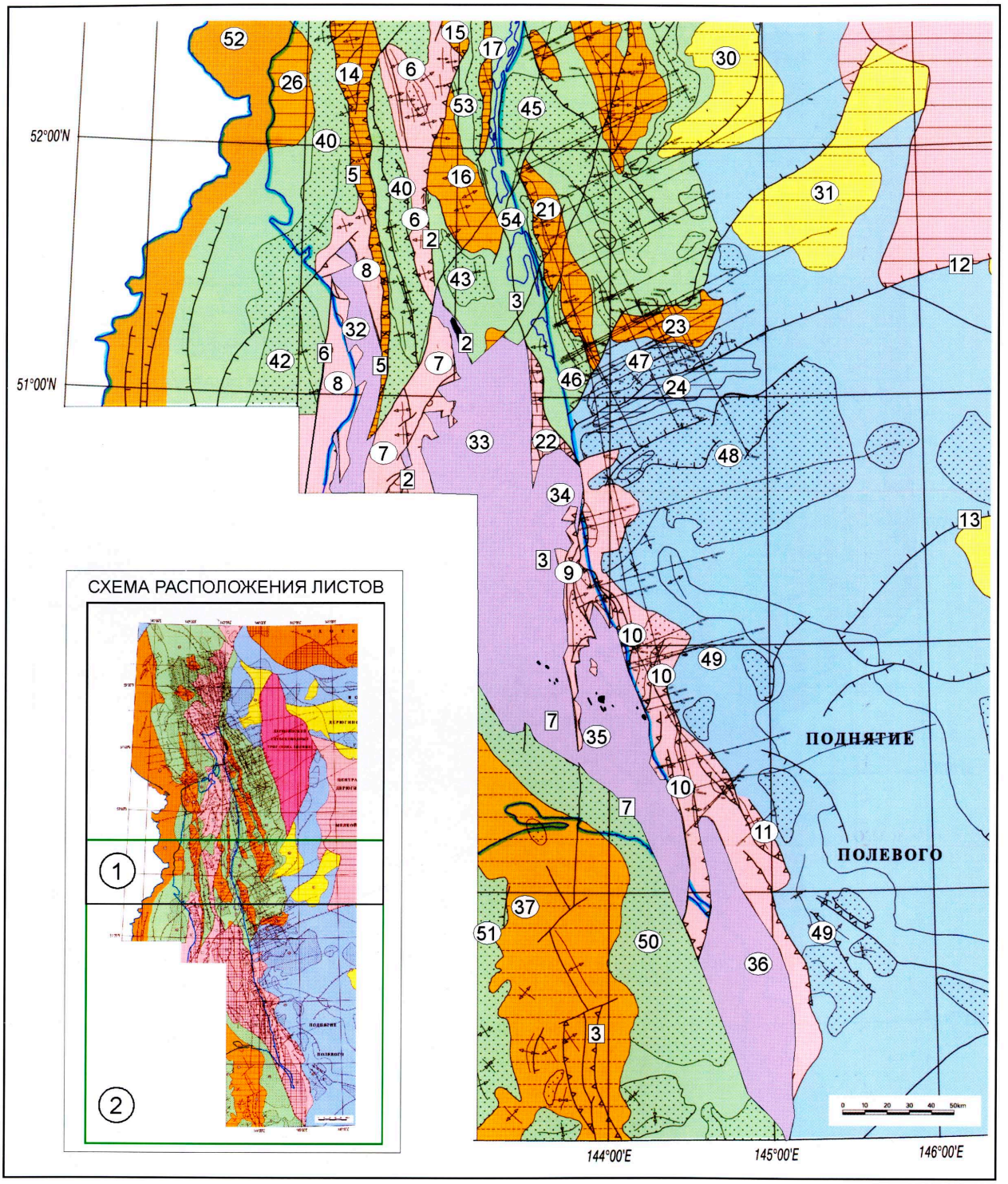
- региональные
- сутурные зоны
- зональные

Кинематика разломов

- надвиги, взбросо-надвиги
- сбросы
- сдвиги
- невыявленной природы

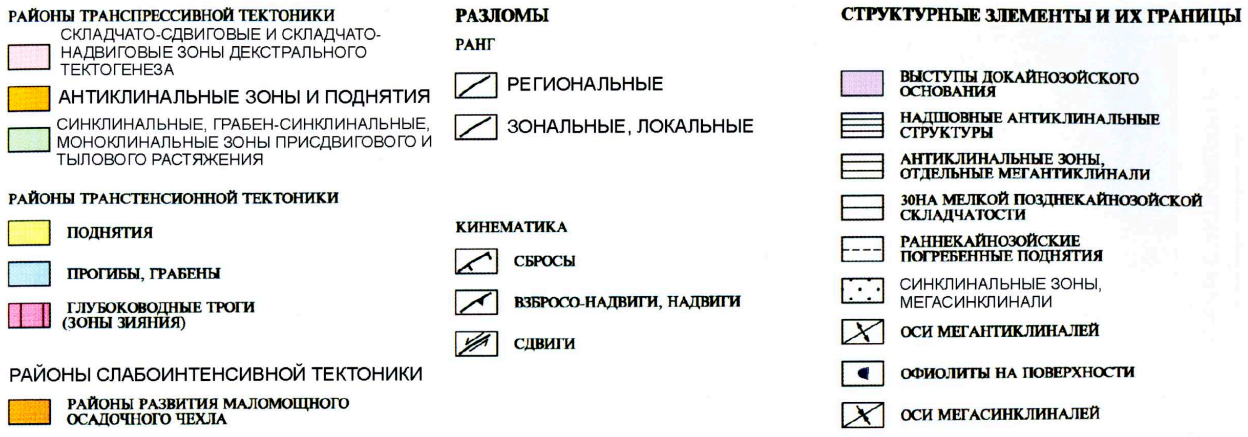


Фиг. 36. Тектоническая карта Северо-Восточного Сахалина и его шельфа.
Составил В.В. Харахинов, 1998 г.
Лист 1


52°00'N
51°00'N
144°00'E
145°00'E
146°00'E
ПОДНЯТИЕ
ПОЛЕВОГО
СХЕМА РАСПОЛОЖЕНИЯ ЛИСТОВ
1
2
0 10 20 30 40 50km

Лист 2

Условные обозначения к листам 1 и 2 Тектонической карты Северо-Восточного Сахалина



СПИСОК СТРУКТУРНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ

Складчато-сдвиговые зоны:

1 – Ионинская, 2 – Северо-Шмидтовская, 3 – Шмидтовская, 4 – Охинская, 5 – Средне-Лангрыйская, 6 – Верхне-Дагинская, 7 – Верхне-Тымовская, 8 – Арковская, 9 – Пограничная

Складчато-надвиговые зоны:

10 – Шатунно-Хузинская, 11 – Терновская

Антиклинальные зоны:

12 – Астрахановская, 13 – Тамлевская, 14 – Энгизпальская, 15 – Оссойская, 16 – Дагинская, 17 – Паромайская, 18 – Трехбратская, 19 – Восточно-Одоптинская, 20 – Одоптинская, 21 – Ныйская, 22 – Конгинская

Поднятия:

23 – Киринское, 24 – Мынгинское, 25 – Лангрыйское, 26 – Погибинское, 27 – Северо-Шмидтовское, 28 – Северо-Эспенбергское, 29 – Тихоновича, 30 – Ульвинское, 31 – Южно-Дерюгинское, 32 – Арковское, 33 – Восточно-Сахалинское (Набильское), 34 – Рымникское, 37 – Невское

Синклинальные, грабен-синклинальные зоны:

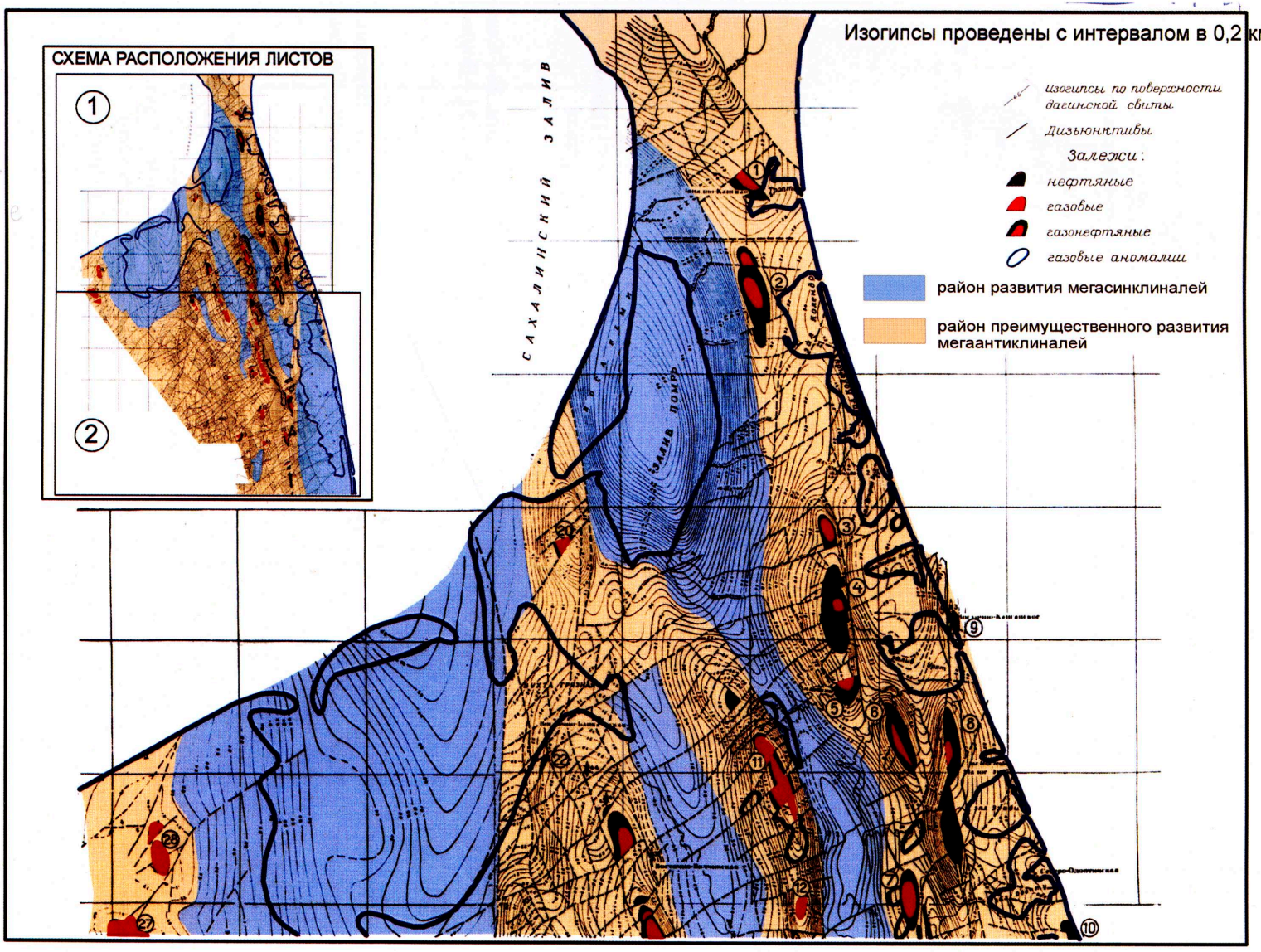
38 – Байкало-Поморская, 39 – Валская, 40 – Нышская, 41 – Вагисская, 42 – Северо-Татарская, 43 – Паркатинская, 44 – Пильтунская, 45 – Чайвинская, 46 – Конгинская, 47 – Мынгинская, 48 – Пограничная, 49 – Тюленья, 50 – Владимировская, 51 – Макаровская

Моноклинальные и субмоноклинальные зоны:

52 – Приамурская, 53 – Средне-Аскасайская, 54 – Монгинская, 55 – Восточно-Сахалинская, 56 – Северная

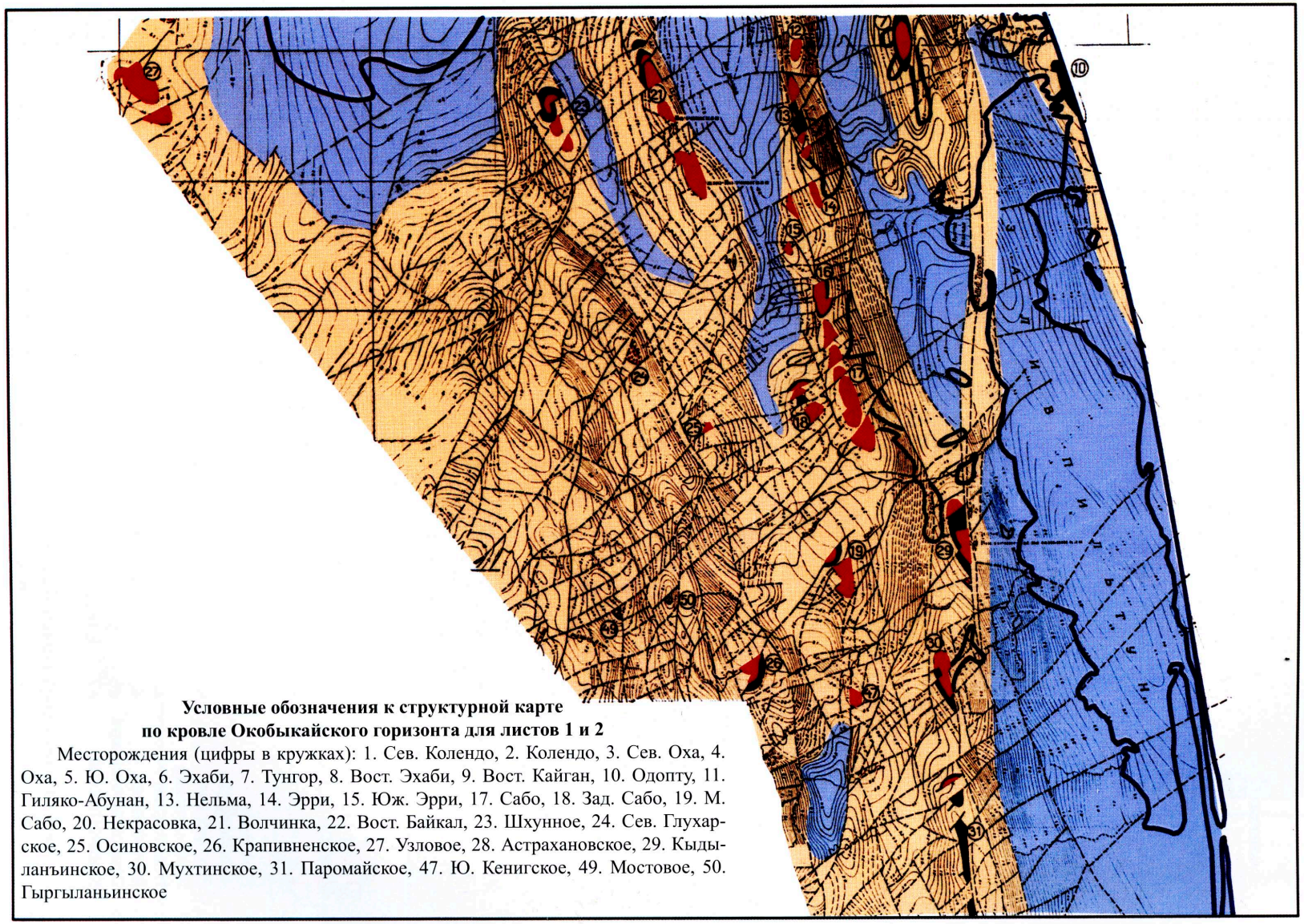
Региональные разломы:

1 – Западно-Охотский, 2 – Срединно-Сахалинский, 3 – Хоккайдо-Сахалинский, 4 – Восточно-Сахалинский, 5 – Центрально-Сахалинский, 6 – Западно-Сахалинский, 7 – Первомайский, 8 – Кашеваровский, 9 – Западно-Дерюгинский, 10 – Центрально-Дерюгинский, 11 – Восточно-Дерюгинский, 12 – Центрально-Охотский, 13 – Океанологический



Фиг. 37. Северо-Восточный Сахалин. Структурная карта по кровле (структурный облик) Окобыкайского горизонта (тектоническая позиция месторождений УВ). Составили: Т.А. Азимов, И.А. Барышева, В.А .Бабошина, Д.И. Бурканов, С.М. Зайцев, 1992 г.

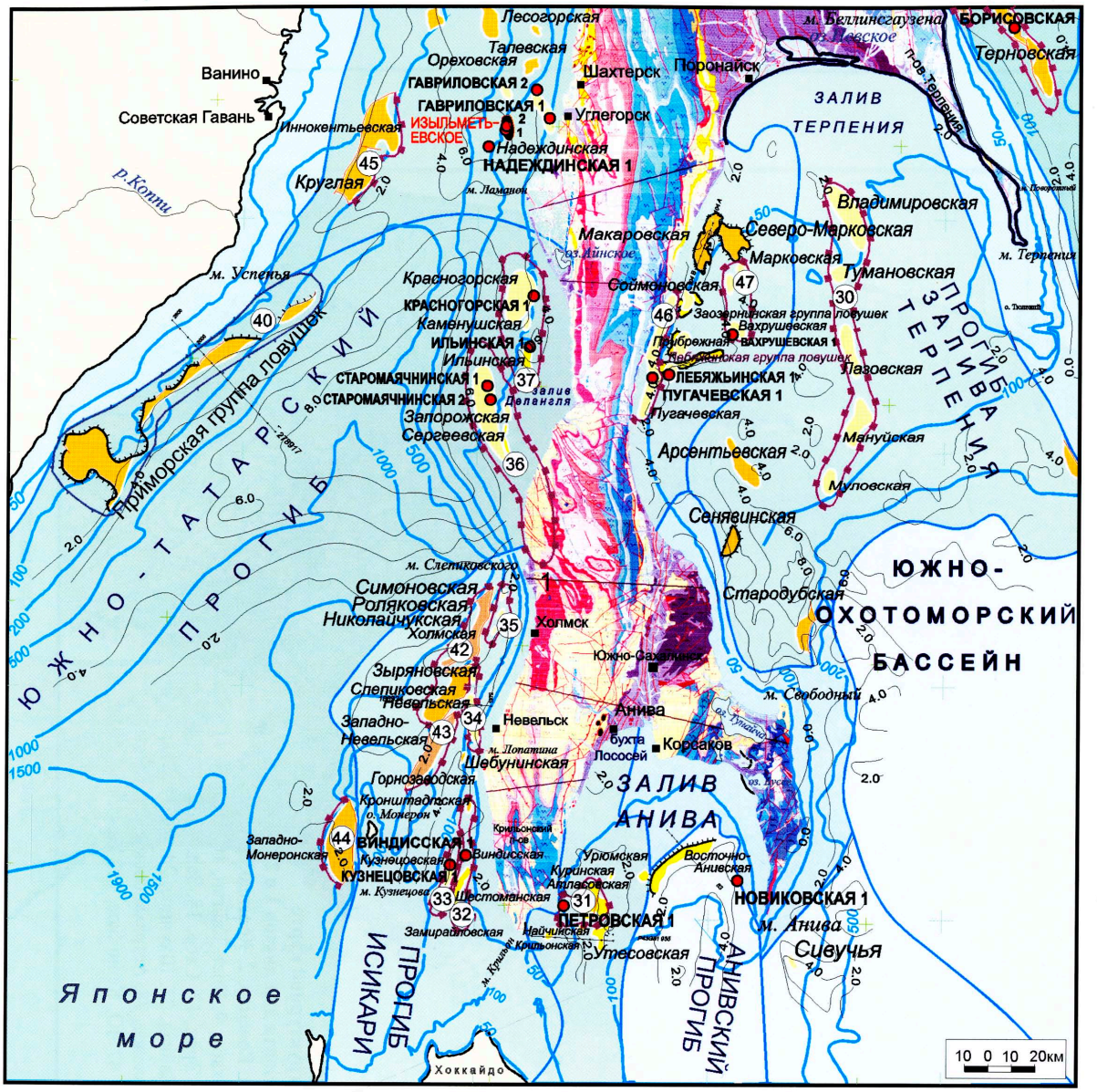
Лист 1



Условные обозначения к структурной карте по кровле Окобыкайского горизонта для листов 1 и 2

Месторождения (цифры в кружках): 1. Сев. Колендо, 2. Колендо, 3. Сев. Оха, 4. Оха, 5. Ю. Оха, 6. Эхаби, 7. Тунгор, 8. Вост. Эхаби, 9. Вост. Кайган, 10. Одопту, 11. Гиляко-Абунан, 13. Нельма, 14. Эрри, 15. Юж. Эрри, 17. Сабо, 18. Зад. Сабо, 19. М. Сабо, 20. Некрасовка, 21. Волчинка, 22. Вост. Байкал, 23. Шхунное, 24. Сев. Глухарское, 25. Осиновское, 26. Крапивненское, 27. Узловое, 28. Астрахановское, 29. Кыдыланъинское, 30. Мухтинское, 31. Паромайское, 47. Ю. Кенигское, 49. Мостовое, 50. Гыргыланьинское

Лист 2



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ:

Нефтегазоносные и возможно нефтегазоносные суббассейны (прогибы)

30 Зональные структурные элементы - мегантиклинали

30 - Невская
31 - Атласовская
32 - Виндисская
33 - Кузнецовская
34 - Невельская
35 - Антоновская
36 - Старомаячнинская
37 - Красногорская
40 - Успенская
41 - Бошняковская
42 - Слепиковская
43 - Западно-Невельская
44 - Западно-Монеронская
45 - Иннокентьевская
46 - Пугачевская
47 - Вахрушевская

Локальные структурные элементы

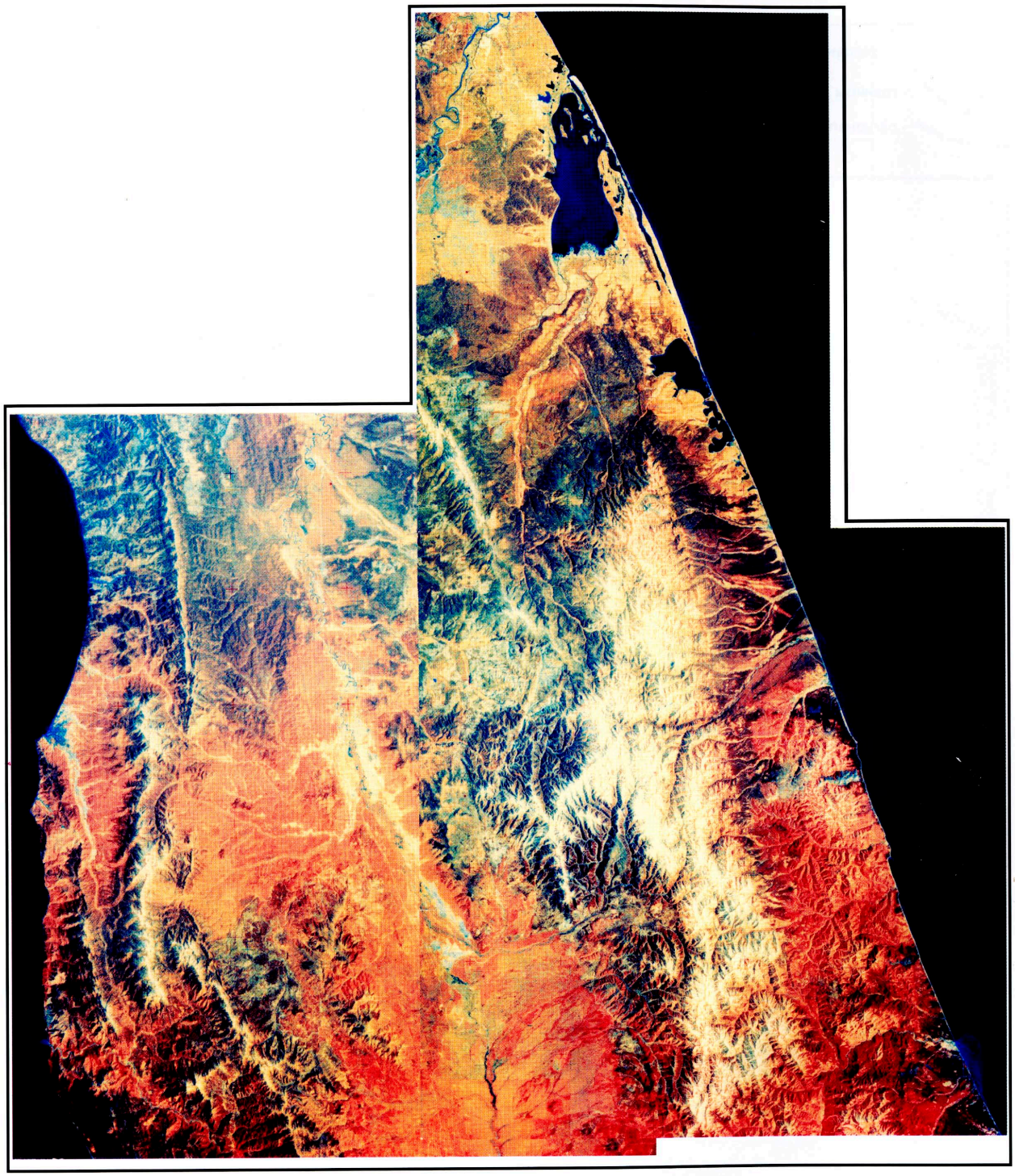
Газовые месторождения

ПЕТРОВСКАЯ 1 Поисковые скважины

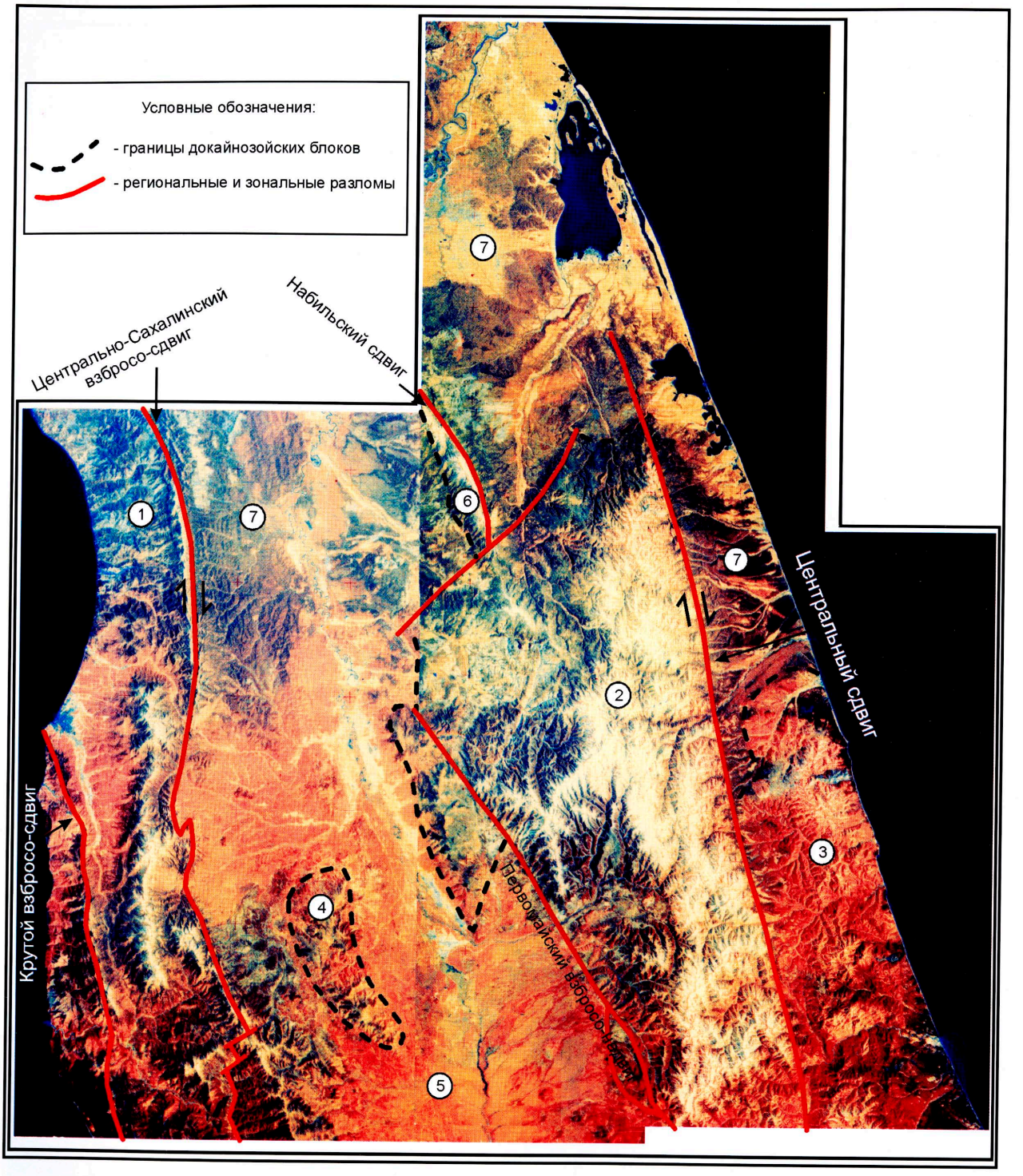
4.0 Изопахиты кайнозойской осадочной толщи, км

200 Изобаты морского дна, м

Фиг. 38. Схема структурных (нефтегазогеологических) элементов Южного Сахалина и прилегающего шельфа

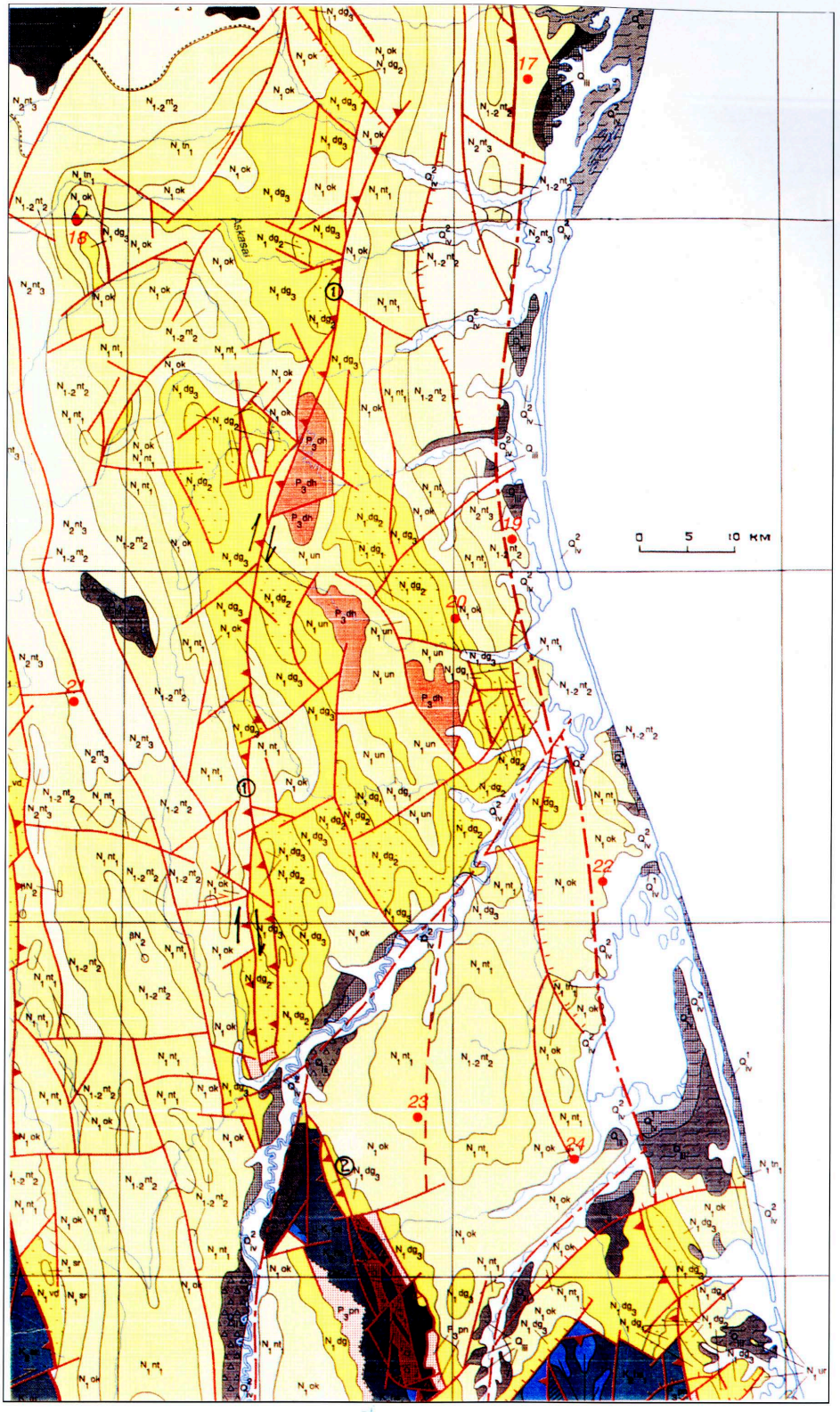


Фиг. 39. Космоснимок Центрального Сахалина



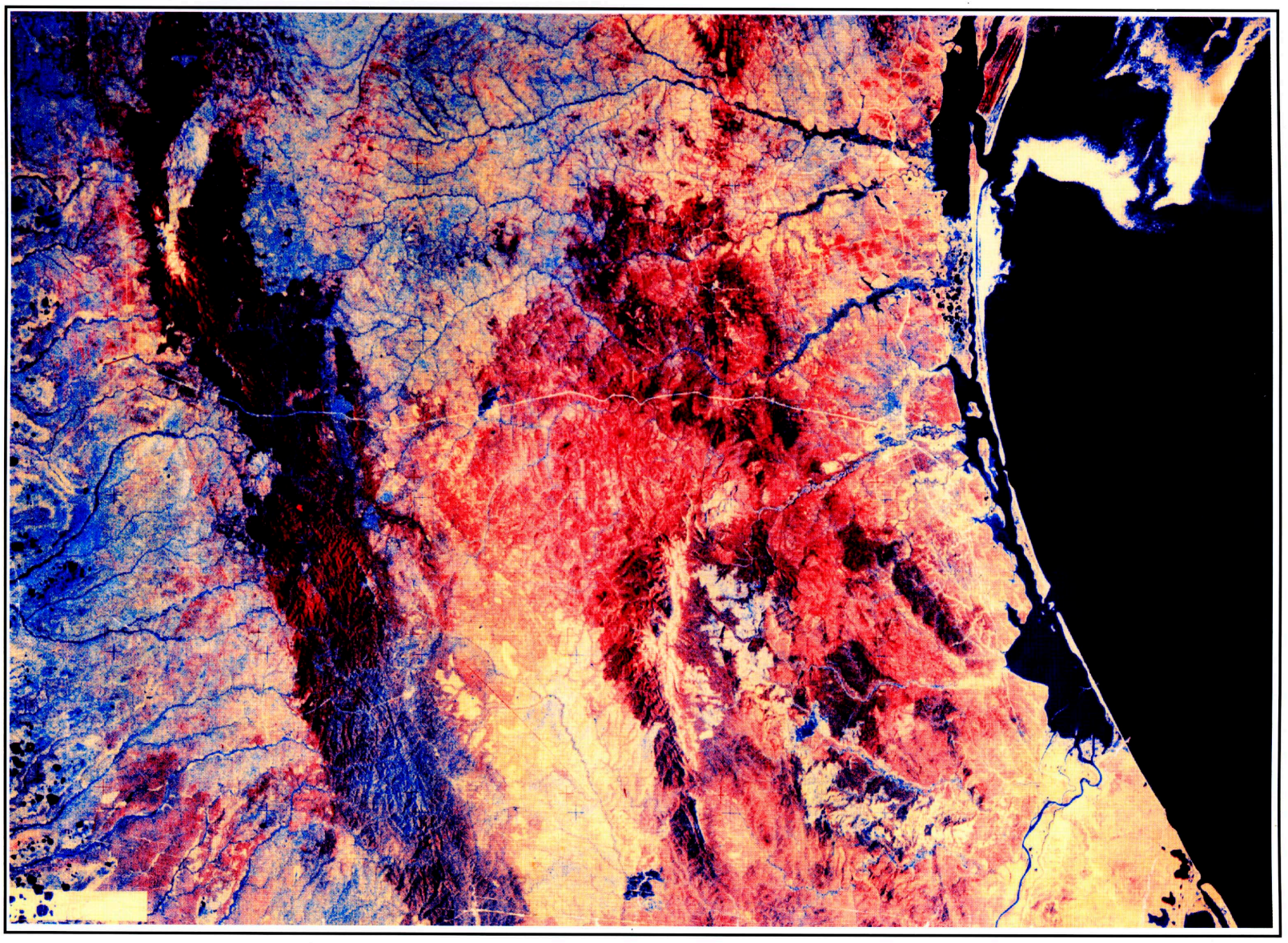
Фиг. 40. Космоснимок Центрального Сахалина. Тектоническая позиция основных разломов

Основные тектонические элементы: 1 – Западно-Сахалинская позднемеловая складчато-сдвиговая система, 2 – Восточно-Сахалинский юрско-нижнемеловой горстовый массив, 3 – Рымникский позднемеловой аккреционный массив, 4 – Таулан-Армуданский юрско-нижнемеловой блок, 5 – Поронайская кайнозойская наложенная впадина, 6 – Набильский юрско-нижнемеловой блок, 7 – Северо-Сахалинский кайнозойский прогиб

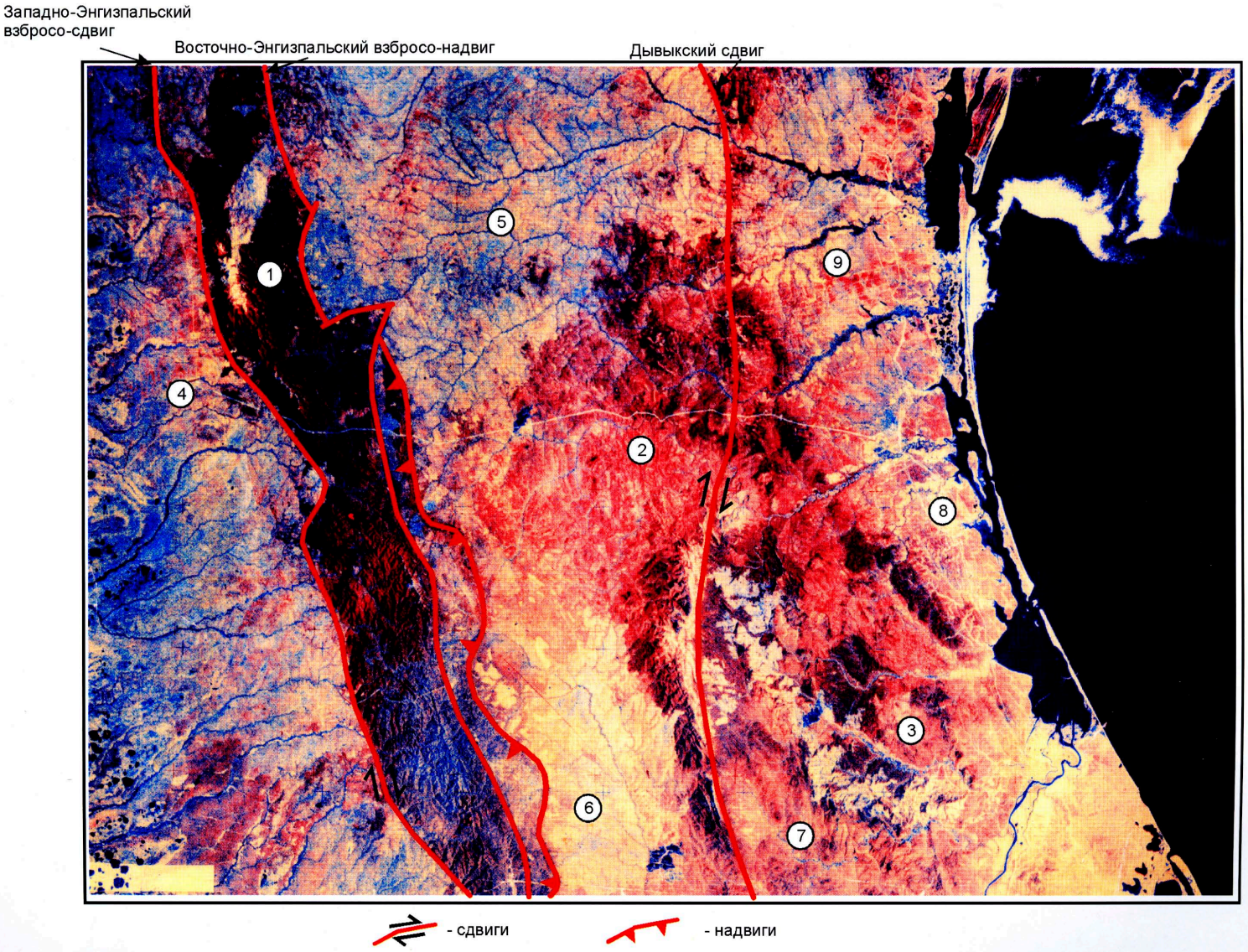


Фиг. 41. Геологическая карта юго-восточного района Северного Сахалина
Строение сдвиговых зон Дывыкского (1) и Набильского (2) отрезков Срединно-Сахалинского мегасдвига.

os – остринская, hs – хойская, ar – арковская, pn – пиленгская, dh – даехуриинская, un – уйнинская, dg – дагинская, ok – окобыкайская, nt – нутовская свиты; ΣMZn – мезозойские серпентиниты, βN_2 – плиоценовые вулканиты

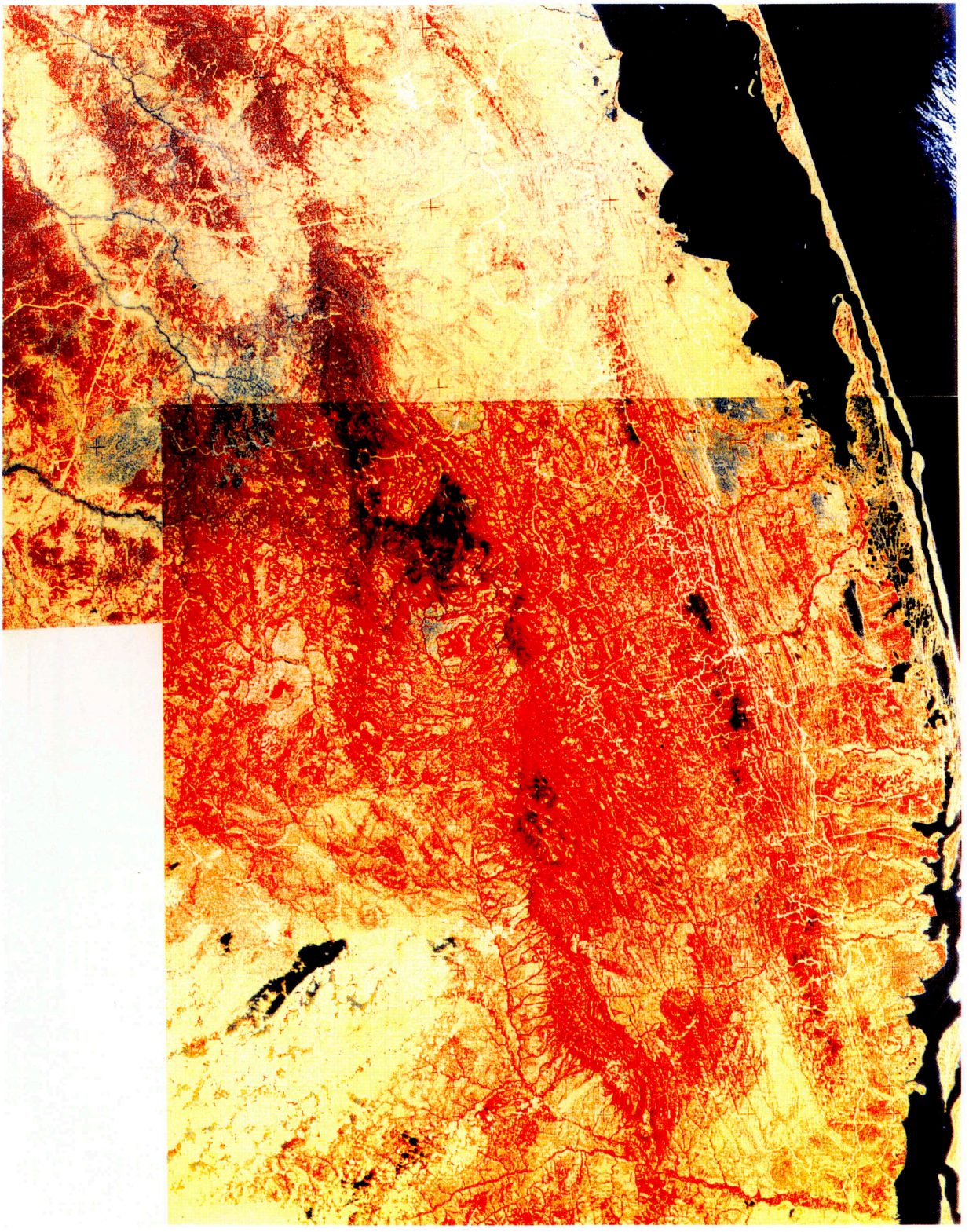


Фиг. 42. Космоснимок центральной части Северного Сахалина

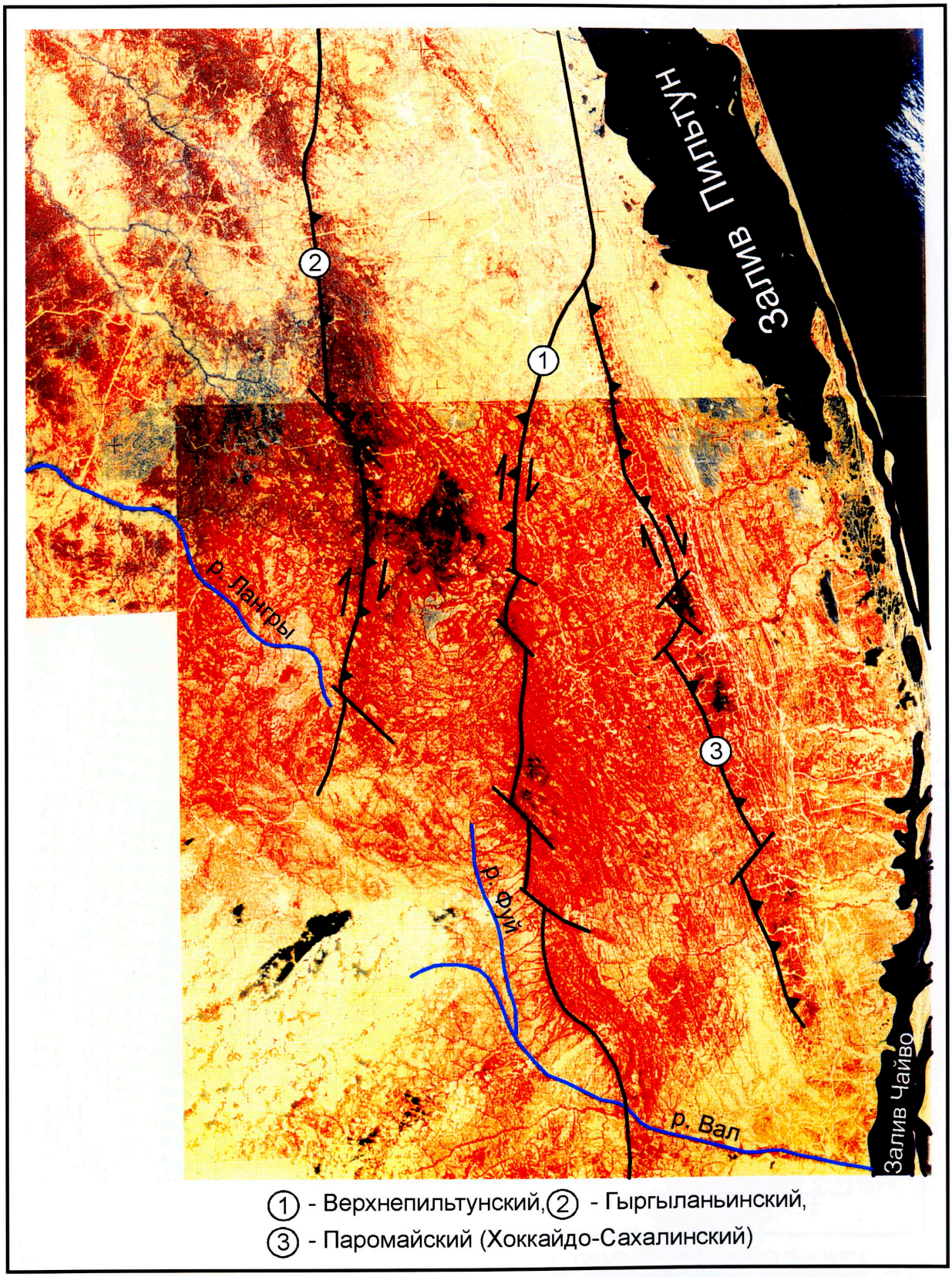


Фиг. 43. Космоснимок центральной части Северного Сахалина. Тектоническая позиция основных разломов

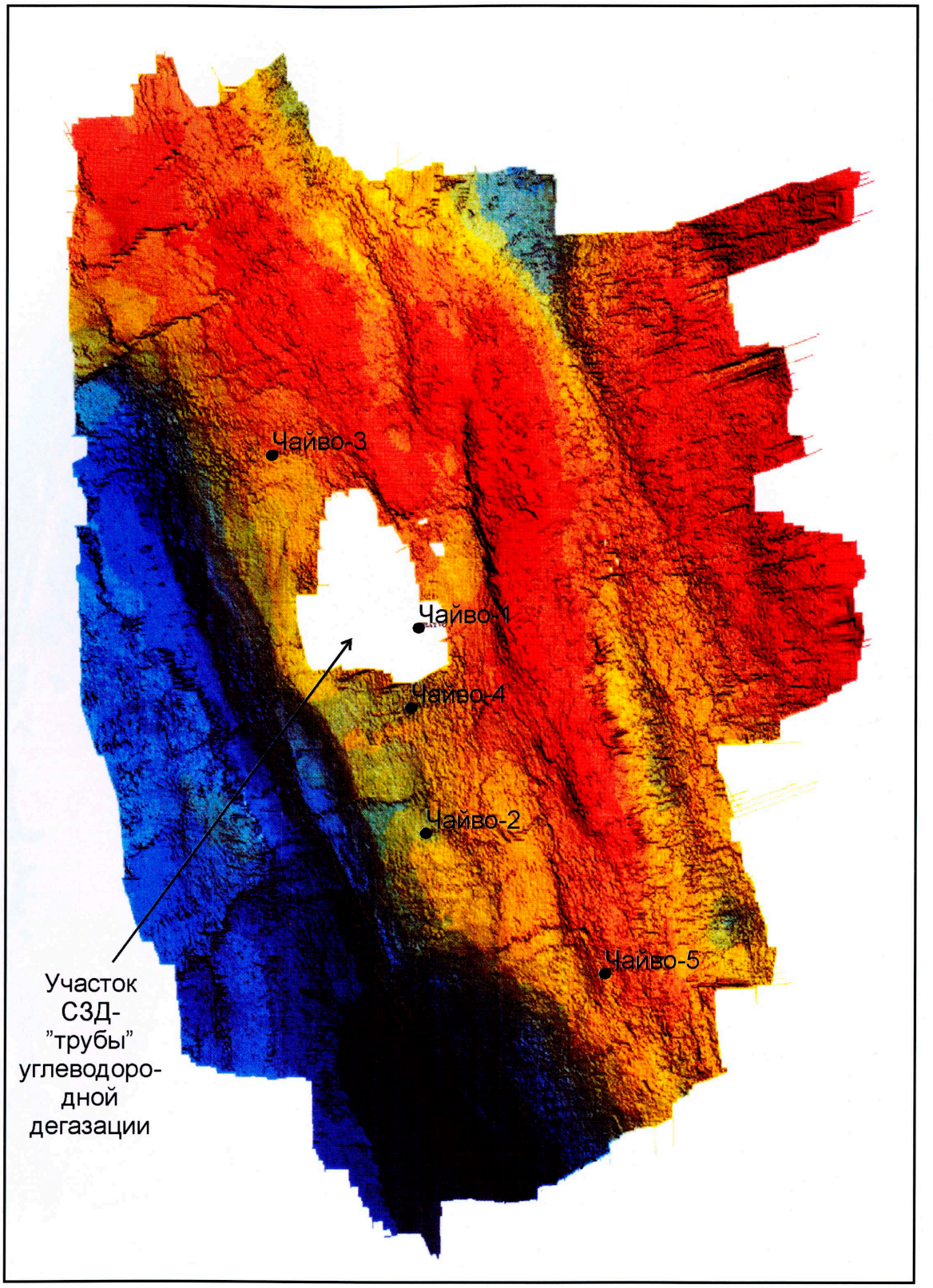
Основные тектонические элементы: 1 – Энгизпальская складчато-сдвиговая зона, 2 – Верхнее-Дагинская складчато-сдвиговая зона, 3 – Дагинская антиклинальная зона, 4–7 – синклинальные зоны:4 – Вагисская, 5 – Валская, 6 – Нышская, 7 – Паркатинская, 8 – Монгинская, 9 – Средне-Аскасайская



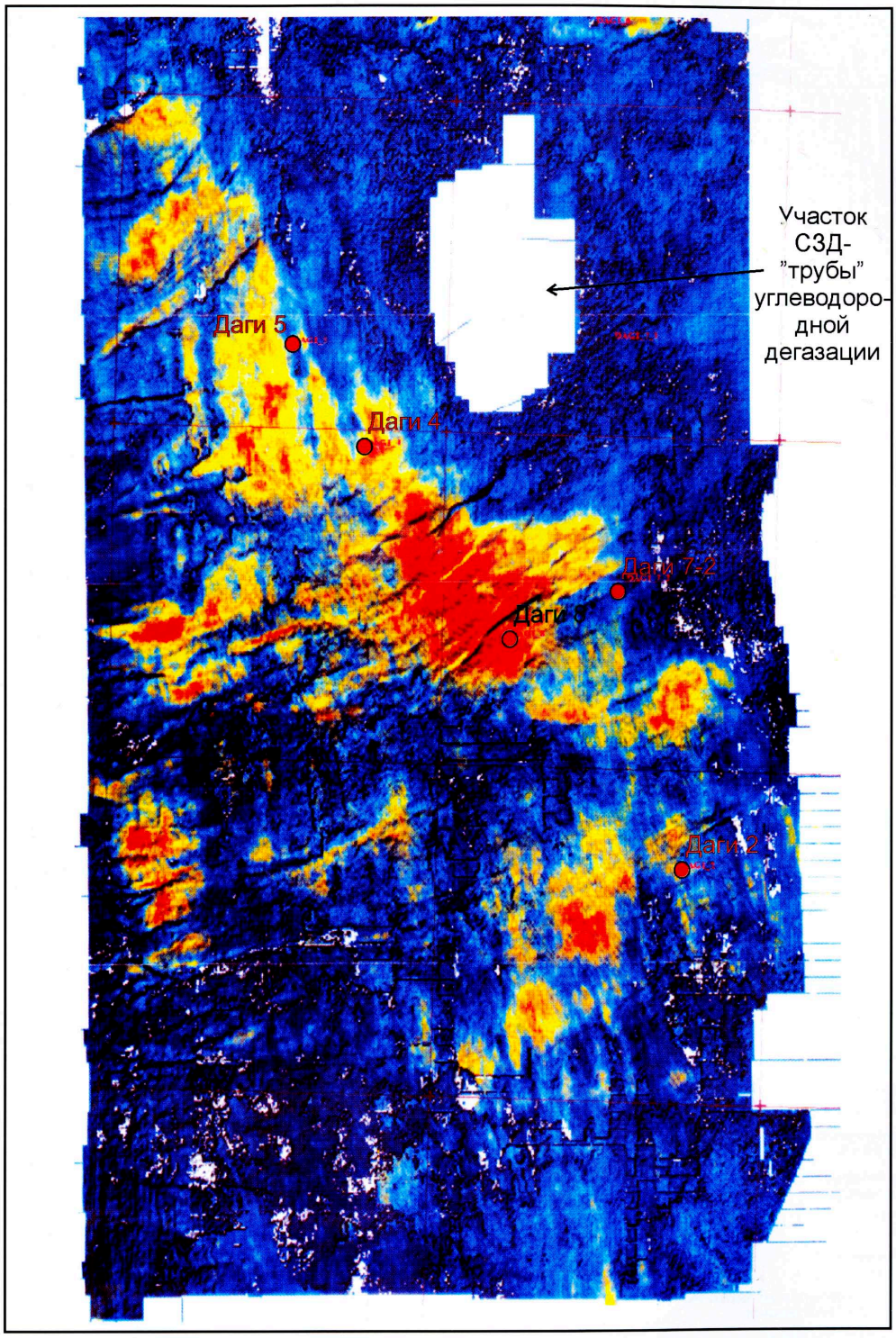
Фиг. 44. Фрагмент космофотоснимка Северного Сахалина. Тектоническая позиция Верхнепильтунского разлома



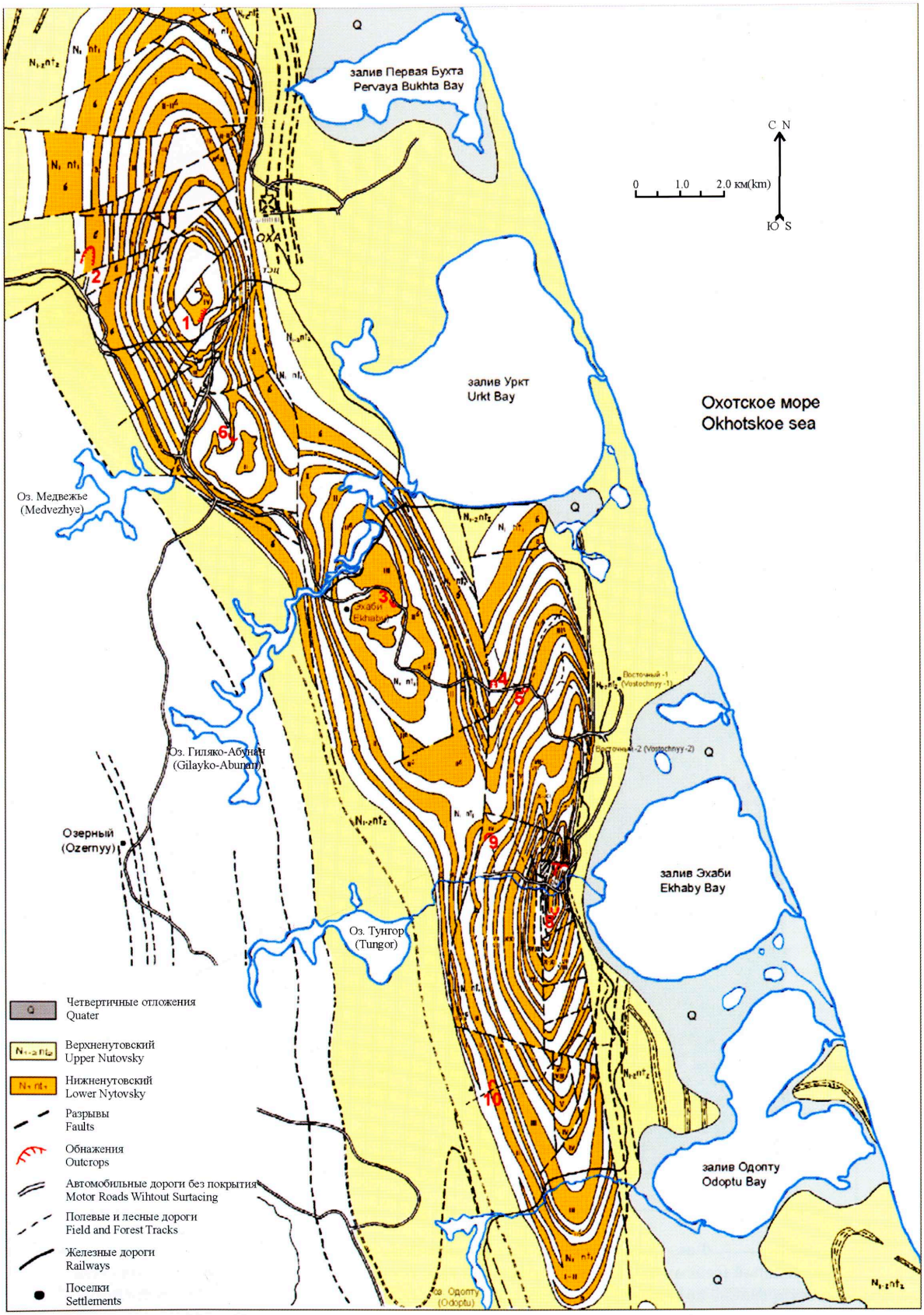
Фиг. 45. Фрагмент космофотоснимка Северного Сахалина. Тектоническая позиция Верхнепильтунского разлома



Фиг. 46. Чайвинское месторождение. Карта градиентов отражающего горизонта в нижненутовском интервале кайнозойского разреза. Трассирование по сейсмическим 3D данным разрывных нарушений



Фиг. 47. Аркутун-Дагинское месторождение. Южная часть.
Амплитудный (сейсмический) погоризонтный срез в интервале нижненутовского горизонта.
Трассирование по сейсмическим (3D) данным малоамплитудных разрывных нарушений



Фиг. 48. Охино-Эхабинская мегантиклиналь. Схематическая геологическая карта

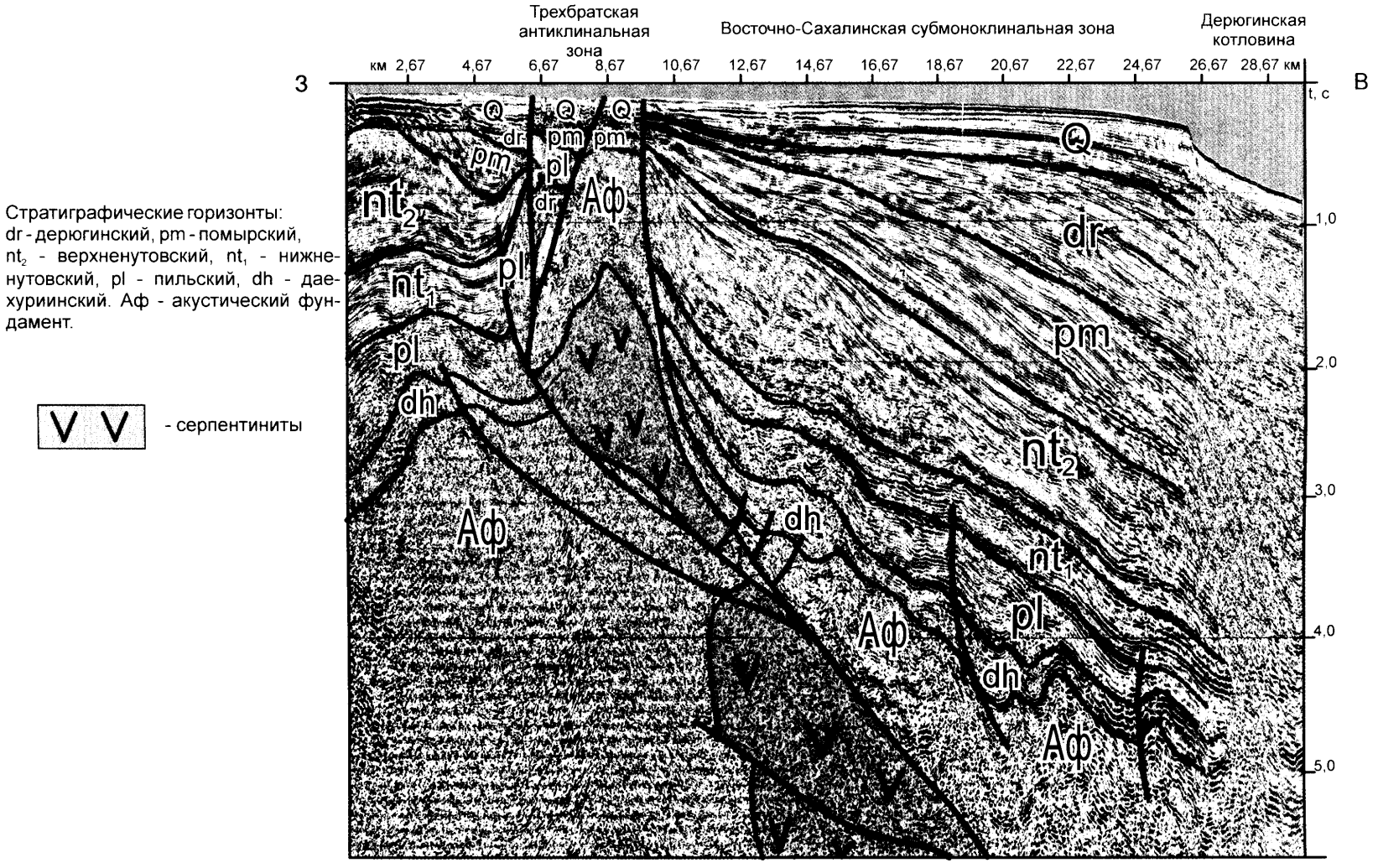


Рис. 78. Северо-Сахалинский бассейн. Характер взаимоотношения Трехбратской антиклинальной и Восточно-Сахалинской субмоноклинальной зон. Временной сейсмический разрез по профилю 219035

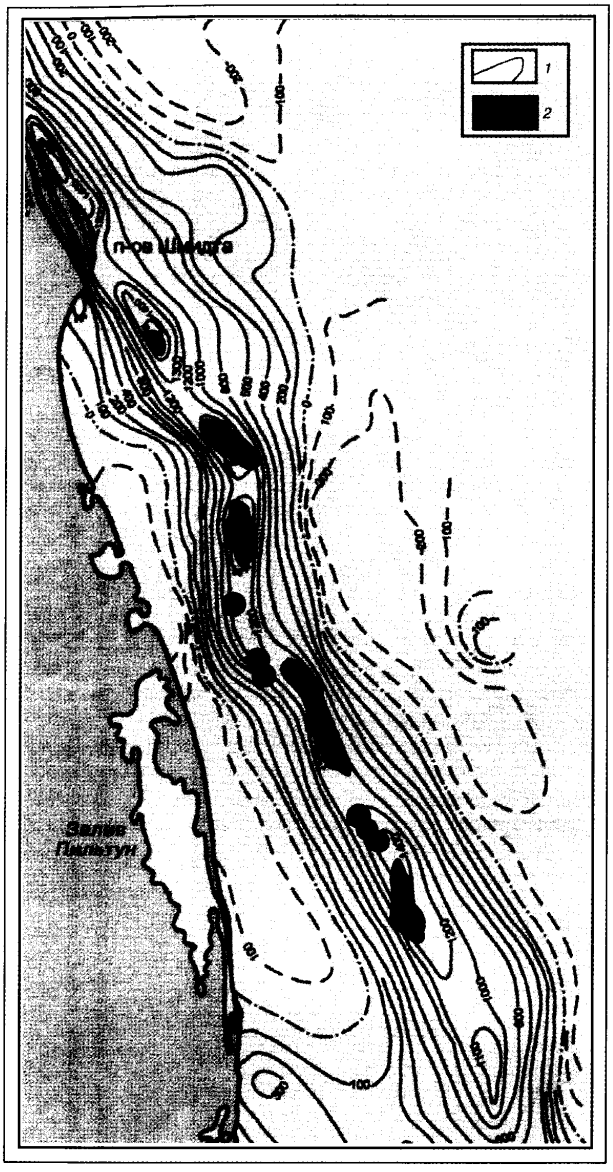


Рис. 79. Карта аномального магнитного поля ΔT, приведенного к полюсу, для Северо-Восточного шельфа Сахалина

1 – изодинамы, нТл; 2 – контуры антиклинальных структур по вышележащим отложениям

изученности от 5 (Широтное Приобье) до 40 км (Юрубчено-Тохомская зона).

Субвертикальные зоны дезинтеграции (СЗД) геологической среды формируются, в основном, в результате процессов рифтогенного растяжения и контролируются: 1) линейные СЗД – разломными зонами различных ранга, протяженности (от десятков до сотен километров), ширины (от 0,5 до 10 км) и глубины проникновения (от 5 до 35–40 км); 2) очаговые СЗД – большей частью дизъюнктивными узлами и листрическими каналами (концентрами), проникающими до глубин 14–15 км; 3) линейно-очаговые СЗД – комбинациями разломов и концентров. Так, например, флюидодинамика ЮТЗ контролируется сквозными субвертикальными дезинтегрированными и дилатансионными зонами проницаемости в венд-рифейском разрезе, возникающими в триасе в условиях сильного растяжения, изолированными сверху региональной нижнепалеозойской эвапоритовой покрышкой и образующими линейные, линейно-очаговые и очаговые зоны флюидонасыщения. Наиболее оптимальными нефтегазосодержащими свойствами обладают линейно-очаговые зоны аномальной трещиноватости, слагающие значительные объемы венд-рифейского резервуара и обрамленные слабопроницаемыми участками уплотнения. Накопленная в результате проведенных ОАО НГК «Славнефть» [230] работ информация о распределении по площади и в пространстве высокопродуктивных коллекторов свидетельствует, что фактор неоднократного обновления заложенных некогда древних систем трещиноватости имеет ключевое значение для развития этих коллекторов. Значимость этого фактора для развития фильтрационно-емкостных свойств на порядки превышает роль и значение степени глинистости рифейских карбонатов. Например, на фотографиях стенок скважины К-208 четко и с высоким разрешением зафиксировано сквозное распространение открытых зияющих тектонических трещин через чистые карбонатные разности, заглинизированные доломиты и прослои аргиллитов.

Столбообразные СЗД диаметром от 0,5 до 2 км обнаружены в последние годы при сейсморазведочных работах в большом количестве в Западной и Восточной Сибири, в Северном море и Мексиканском заливе («газовые трубы» – gas chimney), в Беринговом море (VAMP-структуры), в Южно-Китайском море («цилиндрические зоны коллапса» – CSC). Со всеми этими СЗД различные исследователи связывают сосредоточенную разгрузку высоконапорного флюида. Кроме того, эти субвертикальные каналы могут быть источником латерального поступления

флюидов в смежные ареалы, где баротермический потенциал среды ниже.

В пределах Сахалинского региона на ведущую роль субвертикальных зон деструкции (СЗД) как труб углеводородной дегазации в формировании Чайвинского, Одоптинского, Аркутун-Дагинского и Лунского нефтегазоконденсатных месторождений впервые было указано А.В. Журавлевым [73]. В дальнейшем при проведении детальной пространственной сейсморазведки 3D субвертикальные дезинтегрированные тела были обнаружены на многих площадях шельфа Северного Сахалина. Особенно часто они локализуются в зонах крупных сдвигов. Так, например, на Одоптинском (северный купол) морском месторождении СЗД соответствует наиболее интенсивно дезинтегрированному присдвиговыми локальными деформациями объему продуктивного блока (рис. 80). Кроме того, СЗД обнаружены в пределах части структур Восточно-Одоптинской антиклинальной зоны. Многочисленные СЗД выявлены при сейсморазведочных работах в пределах Татарского пролива (фиг. 30, вклейка) и Дерюгинского трога, т.е. в районах с активной флюидодинамикой. Наличие СЗД на Изыльметьевском месторождении Татарского трога позволяет прогнозировать возможное обнаружение углеводородных скоплений в Северо-Татарском прогибе, где ожидается наличие природных резервуаров в кайнозойской толще.

Таким образом, субвертикальные зоны деструкции представляют собой, в основном, крупные погребенные и секущие весь осадочный чехол проницаемые флюидопроводящие трубы углеводородной дегазации, по-видимому, имеющие значительное, если не определяющее, влияние на формирование углеводородных скоплений Сахалинского региона.

Флюидодинамическая активность недр, судя по полученным в последние годы высокоинформативным сейсмическим материалам, является причиной формирования инверсионной складчатости кайнозойских отложений Сахалинского региона (рис. 81, 82).

В целом, флюидодинамические системы, концентрирующиеся в наиболее проницаемых объемах коры и литосферы, не только носители тепла и углеводородов, но и обуславливают напряженно-деформированное состояние земной коры.

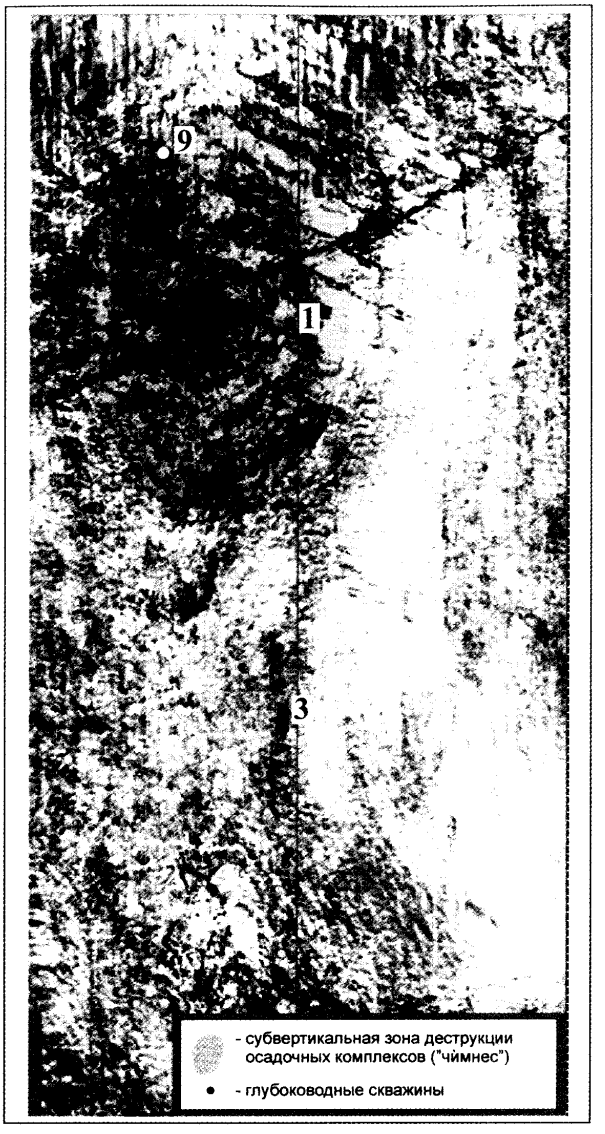


Рис. 80. Северо-Сахалинский бассейн. Одоптинское (морское) месторождение (северный блок). Иллюстрация присдвиговых локальных деформаций в нижненутовском горизонте
Горизонтальный срез куба когерентности на времени 440 мс

Сейсмичность. Сахалинский регион расположен в сейсмически активном регионе, относящемся к Тихоокеанскому подвижному поясу, в котором высвобождается 80% всей энергии сейсмических волн Земли, и где энергия землетрясений достигает от 10^{15} до 10^{18} дж. Сейсмичес-

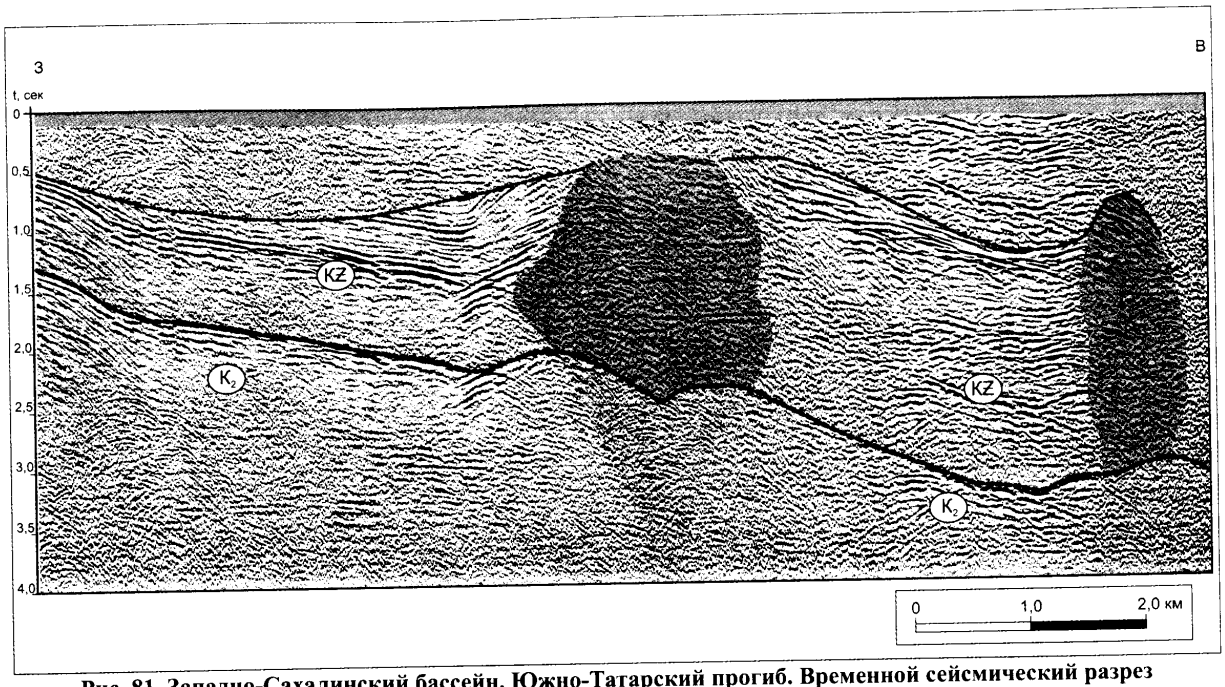


Рис. 81. Западно-Сахалинский бассейн. Южно-Татарский прогиб. Временной сейсмический разрез

Пример инверсионных структур "нагнетания" в кайнозойской осадочной толще. Более темным цветом обозначены субвертикальные зоны дезинтеграции осадочных комплексов

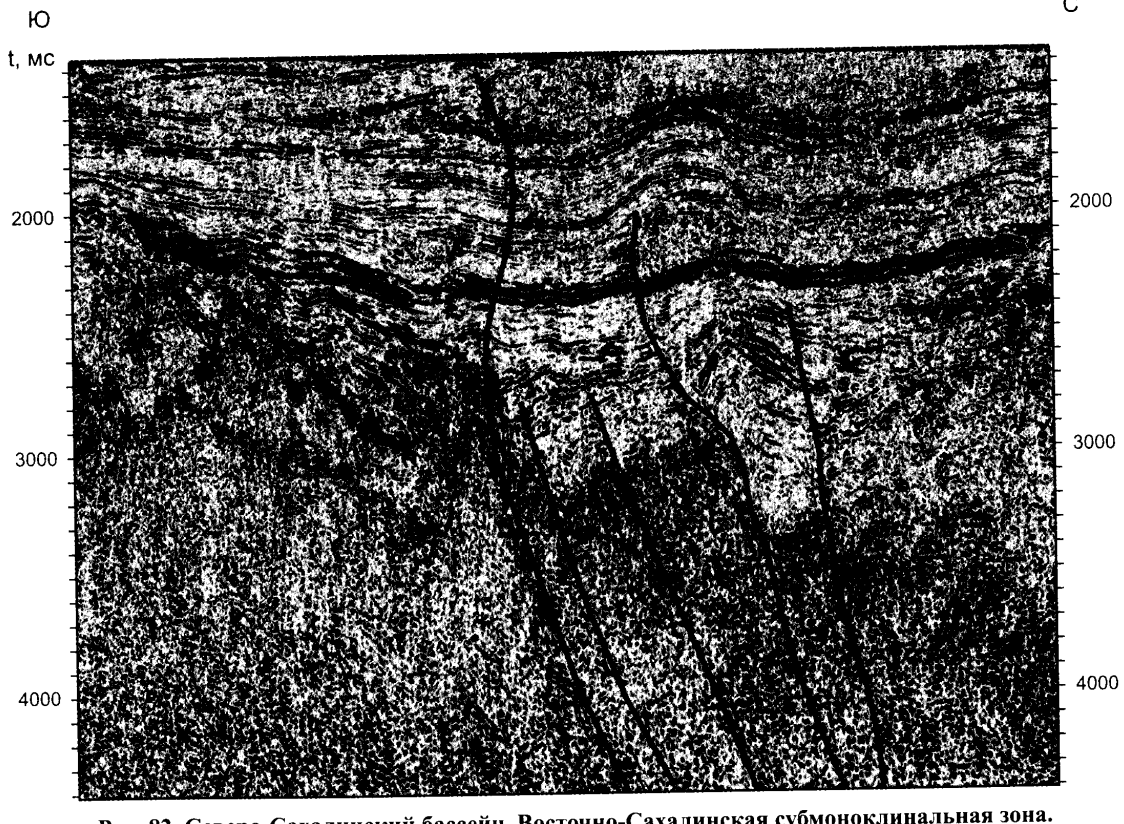


Рис. 82. Северо-Сахалинский бассейн. Восточно-Сахалинская субмоноклинальная зона. Временной сейсмический разрез. Формирование инверсионных складчатых структур

кая активность является ярким индикатором напряженно-деформированного состояния земной коры, в свою очередь, влияющего на процессы нефтегазогенерации и нефтегазонакопления.

Регистрацию землетрясений в недрах Сахалина осуществляют с 1906 года. Очаги Сахалинских землетрясений картируются на глубинах от 5 до 30 км, т.е. в пределах земной коры. Максимальная интенсивность (до 8 баллов) наблюдалась на Южном Сахалине при Лесогорско-Углегорском (1924 г.) и Анивском (1951 г.) землетрясениях. Несколько уступают им Монеронское (M=7,2, 1971 г.), Нефтегорское (M=7,2, 1995 г.), Углегорское (M=7,0, 2000 г.), Невельское (M=7,0, 2006 г.) землетрясения. Эпицентры всех землетрясений приурочены к глубинным сдвигам – Западно-, Центрально-, Срединно- и Хакайдо-Сахалинским. Наиболее частые и сильные землетрясения происходят в зоне Западно-Сахалинского разлома, в пределах которой картируются интрузии щелочных пород и центры позднеплиоценового вулканизма. Прямые наблюдения результатов воздействия одного из сильнейших землетрясений Сахалина – Нефтегорского – на геологическую среду региона были получены автором данной работы непосредственно во время его афтершоковой активности.

Катастрофическое **Нефтегорское землетрясение** произошло 27 мая 1995 года на Северном Сахалине в зоне Верхне-Пильтунского отрезка Срединно-Сахалинского глубинного сдвига. Землетрясение вызвало на территории г. Нефтегорска разрушительные сотрясения до VIII–IX баллов, что привело к уничтожению города и человеческим жертвам (более 2000 человек). Очаг землетрясения вышел на дневную поверхность в виде системы сейсморазрывов общей протяженностью около 40 км с правосторонним сдвиговым смещением крыльев, имеющим местами взбросовую составляющую. Максимальная амплитуда сдвига в центральной части системы сейсморазрывов составляла 8 м (фиг. 31, вклейка), а амплитуда взброса – 2 м. За полтора месяца полевых наблюдений были зарегистрированы более тысячи афтершоков. Большинство из них сосредоточено в зоне Верхне-Пильтунского разлома (рис. 83) шириной 3–6 км. Часть из них концентрировалась в зоне Гыргыланьинского разлома. Наиболее катастрофические разрушения происходили в радиусе 30 км. На Пильтунской косе, расположенной в 35 км от очага землетрясения к востоку, наблюдались мощные водно-грязевые грифоны (рис. 84) с образованием кратеров диаметром, доходящим до 100 м. Резкое разжижение грунтов приводило к разрушениям дорог (рис. 85), обрушению прибрежных сопок, подъему уровня воды на 0,5 м в реках, впадающих в Пильтунский залив. При этом наблюдалось значительное повышение температуры водотоков. По данным Е.А. Рогожина, проводившего изучение приповерхностного строения сейсморазрывов в траншеях и радиоуглеродные определения возраста палеосейсморазрывов, сильные сейсмические события происходили в зоне Срединно-Сахалинского глубинного сдвига 1000, 1400 и 1800 лет тому назад. Кроме того, в зоне Хокайдо-Сахалинского разлома обнаружены следы активизации в виде трех сильных доисторических сейсмотолчков в период от 2500 до 6200 лет тому назад с M=7,5. Эти данные охватывают в возрастном отношении уже значительную часть голоцена.

Таким образом, данные о сейсмичности свидетельствуют о ведущей роли глубинных сдвигов в формировании деформационной архитектуры геологического пространства Сахалинского региона. Сфера их действия в момент землетрясения, т.е. импульсивных тектонических подвижек, распространяется на 60 км, характеризуясь наибольшими напряжениями в приразломной полосе в 3–4 км.

Глубинные сдвиги региона, концентрируясь в достаточно узкой активизированной зоне, формируют, в основном, присдвиговые транстенсионные структуры, создавая тем самым весьма проницаемую для флюидов геологическую среду. Действия глубинных сдвигов, как указывалось выше, в глубину достигают значительных величин. На гравитомографических разрезах через Северный Сахалин (фиг. 32, 33, вклейка), составленных А.И. Атаковым, Ю.Н. Гололобовым (2007 г.), видно, что глубинные неоднородности земной коры и верхней мантии, контролируемые глубинными сдвигами региона, с глубиной выполаживаются, превращаясь в крупные листриты, уходя под структуры азиатского материка. Судя по петрохимическим исследованиям позднеэоцен-раннеолигоценовых магматических пород полуострова Шмидта [154], они свидетельствуют о поступлении магматического материала из

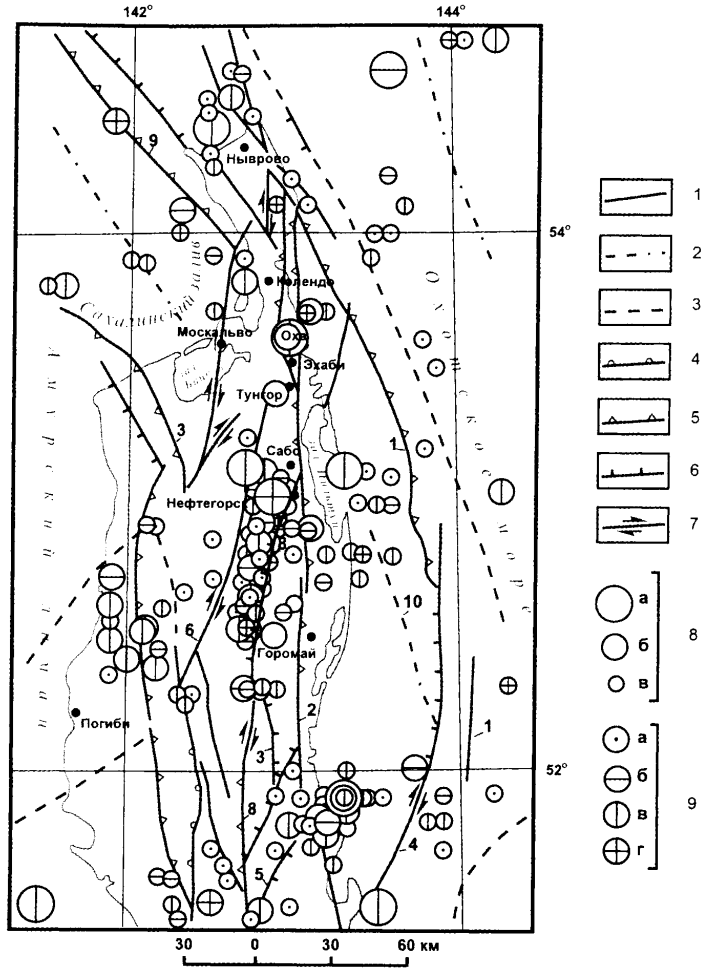


Рис. 83. Схема разломов и эпицентров землетрясений севера Сахалина

1–3 – разломы, проявляющиеся: 1 – во всей толще земной коры, 2 – в нижней части осадочной толщи и в более глубоких частях земной коры, 3 – в консолидированной части земной коры; 4–7 – кинематический тип разломов: 4 – надвиги, 5 – взбросы, 6 – сбросы, 7 – сдвиги; 8 – классификация землетрясений по магнитуде: а) 6,4≥M≥5,5; б) 5,4≥M≥4,5; в) 4,4≥M≥3,5; 9 – классификация землетрясений по глубине очага, в км: а) не определена, б) 0–10, в) 11–20, г) 21–30. Разломы: 1 – Восточно-Сахалинский, 2 –Хоккайдо-Сахалинский, 3 – Западно-Байкальский, 4 – Аукан-Лунский, 5 – Тымский, 6 – Гыргы-Ланьинский, 7 – Южно-Байкальский, 8 – Верхнее-Пильтунский, 9 – Западно-Шмидтовский, 10 – Западно-Одоптинский

источников, претерпевших надсубдукционное флюидное преобразование. По В.Н. Николаевскому [138], такое явление характерно для коровых глубинных разломов, которые, выполаживаясь, полностью расщепляются на трещинные зоны. Корневые части таких разломов, по-видимому, выделяются по данным магнито-теллурических зондирований на глубинах 5–12 км, 21–32 км (см. рис. 75). Это может свидетельствовать о насыщении флюидами корневых зон разломов. Судя по данным гравитомографических работ, флюидонасыщенными могут оказаться и более глубинные горизонты литосферы.

В целом, нефтегазовая геодинамика Сахалинского региона определяется флюидодинамической активностью недр, или, по терминологии С.М. Сапрыгина [177–181], тектонической флюидодинамикой. В последние годы усилиями



Рис. 84. Нефтегорское землетрясение (1995 г.). Сейсмогидродинамическая деформация

Один из многочисленных новообразованных кратеров на Пильтунской косе. Тундровая растительность оказалась погребенной под слоем излившейся светлой песчано-глинистой смеси



Рис. 85. Нефтегорское землетрясение (1995 г.). Сейсмогравитационная и сейсмогидродинамическая деформации

Полотно железной дороги отброшено на восток, насыпь в результате резкого разжижения грунтов и действия многочисленных грифонов разрушена

Ф.А. Летникова [110], А.Н. Дмитриевского с соавторами [63, 64], Б.А. Соколова [187, 188, 189], М.В. Родкина [162], Ю.И. Пиковского [143], А.Е. Лукина [118, 119] и других исследователей выработалась концепция ведущей роли глубинных флюидов, флюидных плюмов в создании современной инфраструктуры геологического пространства. Действуя как гидравлический фактор и как очаг вещества и энергии, они инициируют процессы структурообразования и нефтегазонакопления. Деструктурируя литосферу, флюидные плюмы формируют осадочные бассейны; в районах их наиболее энергичного воздействия образуются глубокие котловины и прогибы. Примерами такого воздействия могут служить Япономорская и Курильская котловины, а также глубокие отдельные прогибы региона: Пильтун-Чайвинский, Байкало-Поморский, Стародубский и другие депоцентры бассейнов и суббассейнов, корневые части которых, по-видимому, наиболее флюидонасыщены в нижних горизонтах листритов.

Процессы флюидизации концентрируются вдоль линейных зон диссипации энергии, представленных глубинными сдвигами. По мнению Ф.А. Летникова [110], чем более глубинные уровни литосферы и мантии дренирует разлом, тем выше в нем энергоемкость флюида.

Таким образом, эндодренажные системы (дрены) литосферы Сахалинского региона, представленные глубинными сдвигами и оперяющими их присдвиговыми разломными структурами, определяют, в основном, не только современную архитектуру геологического пространства региона, но и геодинамическую, следовательно, и структурную эволюцию кайнозойских нефтегазоносных и возможно нефтегазоносных бассейнов.

4.2. Структурная эволюция

Геодинамические режимы кайнозоя в пределах Сахалинского региона развивались в условиях длительного эволюционного развития и кратковременных структурных перестроек. Докайнозойская история региона в работе не рассматривается, так как основное внимание уделено кайнозойской геодинамике, имевшей решающее значение для оценки геодинамических обстановок нефтегазонакопления и нефтегазогенерирования. Нужно только для докайнозойской истории отметить ведущее значение предкампанской и маастрихтской структурных перестроек, во время которых сложилась существующая мозаика мезозойских террейнов.

Кайнозойская геологическая и геодинамическая история региона разделяется на несколько этапов. Корреляция тектонических событий региона проводилась на основе стратиграфической схемы, разработанной большими коллективами стратиграфов, палеонтологов СО ВНИГРИ, СахалинНИПИморнефть, ГИНа и ВНИГРИ в течение последних десятилетий. Внедрение в практику стратиграфических исследований сейсмостратиграфических методов, секвенс-стратиграфического подхода (Сальников, Харахинов, Лопатнев, 1995 г.) позволило дать более подробное хронологическое расчленение осадочной летописи региона, чем это делалось ранее (детальное описание в разделе 3.1).

В кайнозойской истории Сахалинского региона выделяются геодинамические режимы: а) транспрессивные, характерные для кратковременных структурных перестроек; б) транстенсионные, присущие длительным этапам развития; в) субдукционные и г) пострифтовые. Транспрессивные режимы формируют сдвиговые зоны складчатых (аккреционных) систем, транстенсионные – субокеанические троги, котловины, окраинноморские прогибы и грабены деструкционных систем, субдукционные – поддвиговые структуры, аккреционные клинья и желобы, пострифтовые–надрифтовые прогибы и синеклизоподобные впадины. Транспрессивные и транстенсионные режимы в зависимости от масштаба горизонтальных перемещений реализуются в пределах крупных сдвиговых систем или зон отдельных региональных сдвигов. В пределах Сахалинского региона четко обособляются следующие этапы его кайнозойского развития: палеоценовый, раннесреднеэоценовый, среднепозднеэоценовый, раннеолигоценовый, позднеолигоценовый, раннесреднемиоценовый, средневерхнемиоценовый, плиоцен-четвертичный.

Палеоценовый этап (56,5–65,0 млн. лет) характеризуется транстенсионным режимом и заложением неглубоких грабенов в результате раскола литосферы в зонах субмеридиональных разломов на границах Охотоморской плиты.

На Северном Сахалине и прилегающем шельфе в палеоцене, по-видимому, осадки не накапливались. Это была единая с азиатским материком и Охотоморским массивом горная страна, поставлявшая обломочный материал в приокеанические прогибы.

Палеоценовые отложения достоверно установлены только за пределами Северо-Сахалинского бассейна, в Западно-Сахалинском грабене, прослеживающемся в Меридиональную зону острова Хоккайдо.

Не исключено, что грубообломочные континентальные палеоценовые отложения имеются в Ныйденском грабене Северного Сахалина, где подошва кайнозоя бурением не вскрыта.

В конце этапа на востоке региона, в пределах современного Пограничного бассейна, по-видимому, начинает развиваться субдукционный режим в виде поддвигов в зоне Богатинского субмеридионального разлома. Косвенным свидетельством этому служит наличие вулканогенного материала в верхах разреза палеоценовых отложений Долинского района Южного Сахалина. Судя по величине включений вулканогенных пород, можно предположить близость к этому району вулканического центра, вероятнее всего, Ребуно-Монеронской вулканической дуги.

Ранне-среднеэоценовый этап (46,5–56,5 млн. лет) характеризуется транстенсионным режимом в зонах субмеридиональных разломов на границах Охотоморской плиты и углублением грабенов, заложенных в палеоценовый этап, относительно однообразным развитием, лишь на рубеже раннего и среднего эоцена (50 млн. лет) прервавшимся небольшой структурной перестройкой. В конце этапа в середине эоцена (46,5 млн. лет) структурная перестройка имеет уже значительно большие масштабы с появлением несогласий в стратиграфическом разрезе палеогена Камчатки и Сахалина.

В раннем и среднем эоцене накопление осадков происходило в нескольких межгорных впадинах: на северо-западе бассейна и в Лунском и Пограничном районах. Мощность отложений достигает нескольких сотен метров. Это чередующиеся песчаники, алевролиты и аргиллиты с участием грубообломочных и углистых пород, аллювиальных и озерно-болотных фаций.

В Лангрыйском районе, который приходится на окраину Восточно-Сихотэалинского вулканического пояса, в начале этапа сформировалась толща основных эффузивов и их туфов (музьминская толща).

Субдукционный режим Пограничного бассейна в течение этапа проявился слабо и выразился в дальнейшем развитии поддвигового процесса в зоне Богатинского (Пограничного) субмеридионального разлома и формировании небольших грабенов, явившихся основой раннекайнозойского желоба, и аккреционных горстов Восточно-Сахалинских гор.

Средне-позднеэоценовый этап (35,4–46,5 млн. лет) характеризуется транстенсионным режимом в зонах субмеридиональных разломов и границах Охотоморской плиты. Начался с довольно значительного углубления эоценовых прогибов и продолжавшегося затем постепенного обмеления и закрытия этих бассейнов в результате кратковременной структурной перестройки в конце этапа.

В середине и конце эоцена в межгорных впадинах Северного Сахалина в основном сохранялась континентальная обстановка, хотя энергия источников сноса начала падать. Это нашло отражение в появлении относительно тонкозернистых озерных отложений (ныйденская толща). В то же время в бассейн впервые проникло море. В Пограничном грабене, вероятно, располагался мелководный морской залив с накоплением тонкочередующихся песчаных и алеврито-глинистых пород ратмановской свиты. В середине этапа (42 млн. лет) произошла кратковременная структурная перестройка, выразившаяся в несогласии между краснопольевским и шебунинским комплексами Юго-Западного Сахалина.

Субдукционный режим в течение этапа расширил свое действие в пределы Дерюгинского бассейна. На его западной окраине стал проявляться поддвиговый процесс, косвенным свидетельством которого является формирование на северо-западе Сахалина сладкинской толщи андезито-дацитов и их туфов.

Раннеолигоценовый этап (29,3–35,4 млн. лет) характеризуется транстенсионным режимом в пределах Северо-Сахалинского бассейна и расширением фронта деструкционных процессов за пределы узких палеоцен-эоценовых грабенов.

В западной и восточной частях Сахалина, в зонах субмеридиональных разломов формиру-

ются системы раздвиговых грабенов, образующих рифтогенные раннеолигоценовые бассейны калифорнийского типа. В пределах остальной территории Сахалина в ареале действия транстенсионного режима выделяются цепочки отдельных присдвиговых (pull-aparte) грабенов, между которыми находятся приподнятые блоки более древнего основания. В течение этого этапа образовался мачигарский горизонт.

Различаются три литофациальных типа отложений: континентальный, мелководный морской и относительно глубоководный морской. Отложение континентальных осадков в юго-западной части Северного Сахалина (площади Ныйде и Пырки) происходило в обстановке межгорной или предгорной впадины с речными долинами, озерами и болотами. Обломочный материал сносился с возвышенностей азиатского материка и местных поднятий. Мощность горизонта здесь 500 м и более.

Мелководно-морские осадки отлагались в Лангрыйском районе, на полуострове Шмидта и в юго-восточной части региона. Они состоят из нижней грубозернистой прибрежно-морской и верхней – песчано-глинистой мелководно-морской частей.

Обломочный материал поступал в бассейн в результате абразии берегов и перемещения по шельфу под влиянием волнений и течений. В некоторых разрезах в основании горизонта залегает пачка песчано-глинистых и грубообломочных пород с углями и углистыми аргиллитами, в некоторых областях включает в себя только нижние слои грубообломочных пород мощностью несколько десятков метров.

Относительно глубоководные морские отложения распространены в Лунском и Пограничном районах. Они представлены массивными кремнистыми алевролитами и аргиллитами мощностью в несколько сотен метров.

Рельеф дна бассейна мачигарского времени был сложным. По данным бурения установлено отсутствие мачигарской свиты в районе Охино-Эхабинского поднятия и на отдельных площадях Лангрыйского и юго-восточного районов. По геофизическим данным, локальные поднятия – острова – существовали и в центральной части Северного Сахалина.

Подтверждением существования одного из них служит толща прибрежно-морских конгломератов, вскрытая Притокской параметрической скважиной.

В конце мачигарского времени на полуострове Шмидта и Охинском перешейке произошло трещинное излияние основных эффузивов с миндалекаменной структурой.

Субдукционный режим, развитый в восточной части Сахалинского региона, формирует желоба Дерюгинского и Пограничного бассейнов и аккреционные клинья, ныне обнаженные в Восточно-Сахалинских горах и погребенные под позднекайнозойскими отложениями в западной части Дерюгинского бассейна.

В раннеолигоценовое время надежно реконструируется Сахалинская островная дуга, развитая на юго-западной окраине Сахалина. Известково-щелочные вулканиты (андезиты, андезитобазальты аракайского (мачигарского) горизонта) распространены на расстоянии более 1200 км (Сахалин, Хоккайдо). По расчетам Б.В. Баранова (Зоненшайн и др., 1990 г.) зона Беньофа была наклонена на запад под углом 45° и выходила на поверхность в 150 км к востоку от дуги, т.е. на западной границе депоцентра Дерюгинского бассейна.

Особенностью раннеолигоценового этапа является формирование бассейнов калифорнийского типа в условиях трансформного сдвигового скользящего взаимодействия Охотоморской и Амурской плит с одновременным субдуцированием деструктивной окраины Охотоморской плиты под о. Сахалин.

Этап завершается незначительной по масштабам структурной перестройкой, приведшей к появлению угловых и стратиграфических несогласий на границе с вышележащими комплексами.

Позднеолигоценовый этап (23,3–29,3 млн. лет) является значительнейшим эпизодом в геологической жизни региона. Этап начинается с резкого углубления морского дна на большей части региона; деструктивный процесс вызвал обрушение огромных пространств, формируя мощные толщи глубоководных осадков. Анализ строения этих комплексов показывает, что они формировались в условиях транстенсионного геодинамического режима, образуя системы односторонних присдвиговых грабенов, ограниченных листрическими сбросами. В этот этап закладываются основы будущих Северо-

Сахалинского, Пограничного, Дерюгинского и Южно-Сахалинского бассейнов (фиг. 34, вклейка). Для них характерны свои типы разреза.

В пределах Южно-Сахалинского бассейна формировались отложения материкового и внутришельфового склонов и глубоких субокеанических трогов – вулканогенно-кремнистый субфлиш и флиш.

Пограничный и Дерюгинский бассейны заполнялись преимущественно кремнистыми и глинисто-кремнистыми осадками нижней сублиторали и батиали.

В Северо-Сахалинском бассейне соответствующий этапу даехуриинский горизонт сложен главным образом кремнистыми алевритоглинистыми породами (от слабокремнистых алевролитов до чистых силицитов) с прослоями и пластами песчаников.

Даехуриинский горизонт распространен шире мачигарского, так как он отвечает крупной трансгрессии, впервые в кайнозое захватившей весь Северо-Сахалинский бассейн. Исключение составляют отдельные острова (поднятые блоки), на которых уйнинский горизонт залегает непосредственно на мачигарских или эоценовых отложениях. По данным поискового бурения, такие острова существовали в районе Усть-Тымской и Междуреченской площадей.

Позднеолигоценовое море было холодным; в кремнисто-глинистых относительно глубоководных осадках часто встречаются гальки и гравий чуждых пород – результат ледового разноса обломочного материала.

В конце даехуриинского времени в западной части Северного Сахалина (Энгизпал, Пыркинские скважины) произошло излияние базальтов с образованием сопровождающих их туфов и других вулканогенно-осадочных пород. Мощность этой пачки до 400 м.

Субдукционный режим реализовался в виде глубоких Дерюгинского и Пограничного желобов, с запада ограниченных аккреционными клиньями.

Формирование аккреционных клиньев происходило в конце этапа. В это же время активизируется Сахалинская островная дуга. Известково-щелочные вулканиты концентрировались в вулканических центрах, протянувшихся вдоль западной окраины Сахалина на расстояние около 1200 км.

Конец этапа (23,3 млн. лет) ознаменовался кратковременной структурной перестройкой, вызвавшей значительные изменения в структурном плане региона. Транспрессивный геодинамический режим, характерный для этого времени, сформировал сеть складчатых форм малой интенсивности в пределах прогибов и значительной деформированности в пределах разломных зон и современных поднятий. В ареале действия разломных зон образовались инверсионные антиклинали над присдвиговыми грабенами. Наиболее крупной из них является поднятие Западно-Сахалинских гор (северная часть), сформировавшееся в зоне Тымь-Поронайского (Срединно-Сахалинского) мегасдвига. Аккреционные клинья Восточно-Сахалинских гор и западной части Дерюгинского бассейна были выведены на дневную поверхность в результате субдукционного взаимодействия Охотоморской и Амурской плит, сопровождавшегося одновременно декстральным тектогенезом Хоккайдо-Сахалинской сдвиговой системы.

Ранне-среднемиоценовый этап (14,2–23,3 млн. лет) характеризовался обособлением Северо-Сахалинского, Дерюгинского и Пограничного бассейнов, разделенных поднятиями Восточно-Сахалинских гор и западной части Дерюгинской позднекайнозойской впадины. Этап характеризуется транстенсионным режимом и начался с резкого углубления дна прогибов, расширением действия деструкционных процессов в пределы центральных частей Охотоморской плиты. В этот период транстенсионный режим в зонах палеотрансформных разломов вызвал формирование грабенов Восточно-Дерюгинского бассейна и систем присдвиговых грабенов в южной части плиты.

В начале миоцена на Северном Сахалине и шельфе сформировался морской бассейн, в котором накапливались осадки уйнинского горизонта. После этого произошло быстрое отложение осадков дагинского горизонта.

Основной питающей провинцией были возвышенности Азиатского материка, но часть материала поступала и с поднятий южной окраины бассейна. Характер и распределение осадков указывают на наличие нескольких маршрутов миграции и точек входа. Это могли быть: Палеоамгунь с устьем сегодняшнего Амура, Палеоамур с выходом через район озер Кизи и Кади,

Палеотымь и многие короткие речки, стекавшие с Восточно-Сахалинских гор.

Морские условия сохранились в северо-восточной части бассейна. После этапа регрессии в среднем миоцене (16,2 млн. лет) началась трансгрессия, первым проявлением которой служат прибрежно-морские осадки верхней части дагинского горизонта. Трансгрессии, вызванной относительным подъемом уровня моря, предшествовала кратковременная структурная перестройка, проявившаяся в виде небольших структур сжатия – показателей действия декстрального тектогенеза в зонах крупных разломов.

Конец этапа (14,2 млн. лет) знаменуется довольно значительной кратковременной структурной перестройкой; транспрессивный режим в складчатых системах создает сеть присдвиговых структурных форм, ставших впоследствии основой сдвиговых поясов Хоккайдо-Сахалинской системы.

Средне-позднемиоценовый этап (5,2–14,2 млн. лет) характеризуется режимом пострифтового оседания; лишь в пределах Дерюгинского бассейна сохраняется транстенсионный режим. Этап начался с обширной трансгрессии, охватившей обширные пространства региона. В начальные стадии этапа было развито интенсивное конседиментационное грабенообразование в зонах крупных разломов. Так, в пределах зоны Хоккайдо-Сахалинского разлома мощность раннеокобыкайских отложений в конседиментационных грабенах выше в 3–4 раза, чем на соседних горстах.

Трансгрессия захватила весь регион и привела к формированию существенно глинистой морской толщи (окобыкайская свита и ее аналоги). Вместе с тем, в это же время оживилась деятельность источников сноса на азиатском материке, и в западную часть бассейна стал поступать обильный обломочный материал. Здесь впервые образовалась дельта крупной реки, которую принято называть Палеоамуром.

В позднем миоцене трансгрессия сменилась регрессией, в результате чего произошло отложение нижненутовского горизонта.

Позднемиоценовый подэтап (5,2–8,2 млн. лет), начавшийся с небольшого углубления дна прогибов, на рубеже в 6,7 млн. лет и в конце этапа (5,2 млн. лет) завершился кратковременной, но мощной структурной перестройкой. В этот период создаются основные складчатые, складчато-надвиговые структуры аккреционных систем региона. Транспрессивный декстральный режим, сконцентрировавший основные усилия вдоль Срединно-Сахалинского и Восточно-Дерюгинского литосферных мегасдвигов, сформировал мощные сдвиговые пояса региона. В это время происходит обдуцирование офиолитовых пластин на восточную окраину Шмидтовского поднятия в результате формирования Дерюгинского глубоководного трога.

Плиоцен-четвертичный этап (0–5,2 млн. лет) характеризуется режимом пострифтового оседания и начался с углубления дна прогибов в их депоцентрах. В этот период формируется мощная позднекайнозойская осадочная призма Дерюгинского прогиба.

В самом конце миоцена и начале плиоцена в бассейнах региона произошла новая трансгрессия, сменившаяся позднее новой регрессией во время отложения верхненутовского подгоризонта.

В среднем плиоцене (помырское время) после короткой трансгрессии дельта Палеоамура достигла своего максимального распространения во время отложения помырского горизонта.

В позднем плиоцене и в четвертичное время на суше Северного Сахалина континентальные осадки накапливались только в долинах рек и озерах. В заливах (Помырском, Пильтун и Чайво) могла существовать обстановка лагун. Значительная часть шельфа также была областью транспортировки материала во впадину Дерюгина. В течение этого этапа происходит постепенное ослабление транспрессивного режима; кратковременные усиления его действия отмечаются на рубежах в 3,4, 2,4, 1,64 млн. лет. На рубеже 0,7 млн. лет фиксируется некоторая активизация складчатых движений, окончательно сформировавшая современный структурный план бассейна. Конец этапа (современный период) знаменуется усилением тектонических движений; на границе Охотоморской и Амурской плит их сдвиговое взаимодействие выражается активной сейсмичностью (Нефтегорск, 1996 г.).

4.3. Региональная тектоника

Геодинамическая и флюидогеодинамическая эволюция структурных элементов Сахалинского

региона в течение позднемезозойско-кайнозойского времени привела к обособлению четырех крупнейших тектонических систем: Северо-Сахалинской, Пограничной, Южно-Сахалинской и Западно-Сахалинской. Первые три из них сопряжены с Дерюгинской и Южно-Охотской системами (фиг. 35, вклейка). Все они представляют собой осадочные (нефтегазоносные и возможно нефтегазоносные) бассейны, характеризующиеся в зависимости от региональной геодинамической позиции специфичностью строения составляющих их тектонических элементов.

Северо-Сахалинская кайнозойская тектоническая система (бассейн) сформировалась в результате интенсивного кайнозойского прогибания, основной объем седиментационного заполнения которого поставлялся дельтой Праамура. Тектонические процессы кайнозойского времени в пределах осадочного выполнения бассейна обособили автономные структурно-стратиграфические комплексы, характеризующиеся различной дислоцированностью. В результате преимущественно декстрального тектогенеза была создана архитектура кайнозойского пространства бассейна, отличающаяся крайне сложным сочетанием зональных (фиг. 36, вклейка) структурных элементов. На сейсмогеологических композитных профилях (разрезах), составленных Ю.В. Лопатневым в 1993–1994 годах (рис. 86–90) и пересекающих большинство тектонических элементов Северо-Сахалинского бассейна, видны особенности строения структурно-стратиграфических комплексов и структурных элементов зонального и локального уровня. Структурные стили последних определены их тектонической позицией, контролируемой, в основном, регматической сетью бассейна.

Фундамент Северо-Сахалинского бассейна (рис. 91) образован субконтинентальной консолидированной корой, дезинтегрированной в результате межплитового сдвигового взаимодействия по Срединно-Сахалинскому шву, испытавшему значительные горизонтальные перемещения в конце мезозойского и начале кайнозойского времени и разделившему бассейн на два блока: западный и восточный. Структурная организация консолидированной коры западного блока, особенно ее верхней части, выражена в виде тектонических пластин, ограниченных листрическими сбросами и взбросо-надвигами, сопровождающими Срединно-Сахалинский разлом. В восточном блоке фундамент составлен серией триас-раннемеловых океанических и средне-позднемеловых субокеанических горстов и позднемеловых окраинноморских грабенов. Восточную окраину бассейна занимает Восточно-Сахалинская зона скучивания (кол-

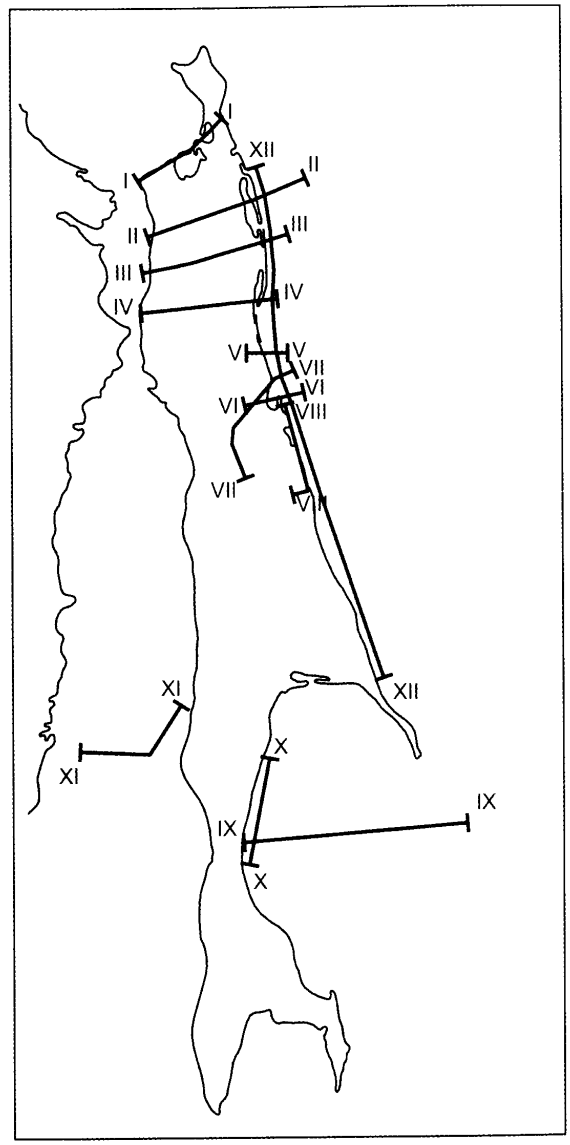


Рис. 86. Сахалинский регион. Схема расположения сейсмогеологических профилей (разрезов), иллюстрирующих строение тектонических элементов региона

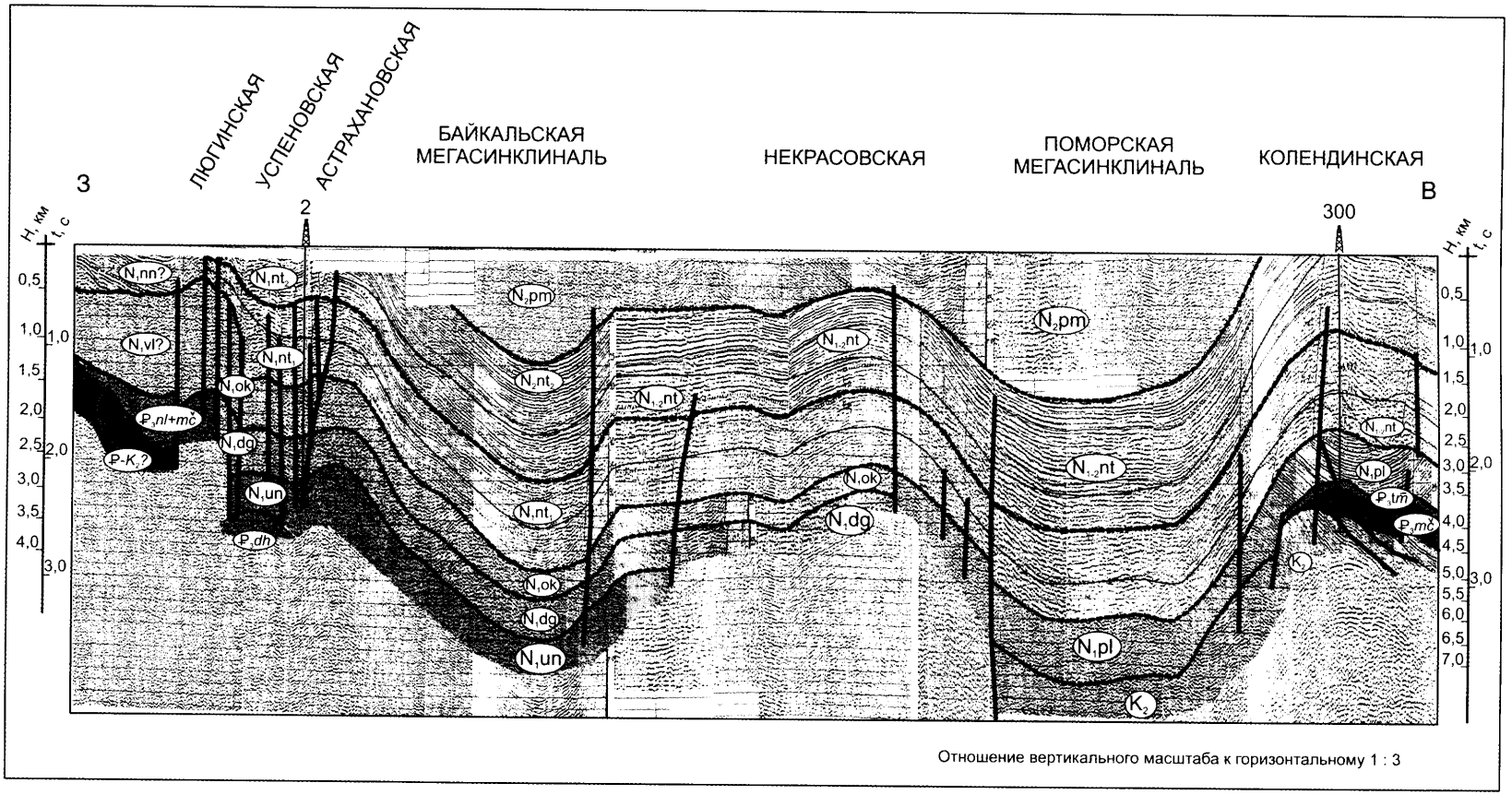


Рис. 87. Северо-Сахалинский бассейн. Временной сейсмогеологический профиль по линии I-I (Люгинская – Восточно-Колендинская). Схема расположения профиля на рис. 86

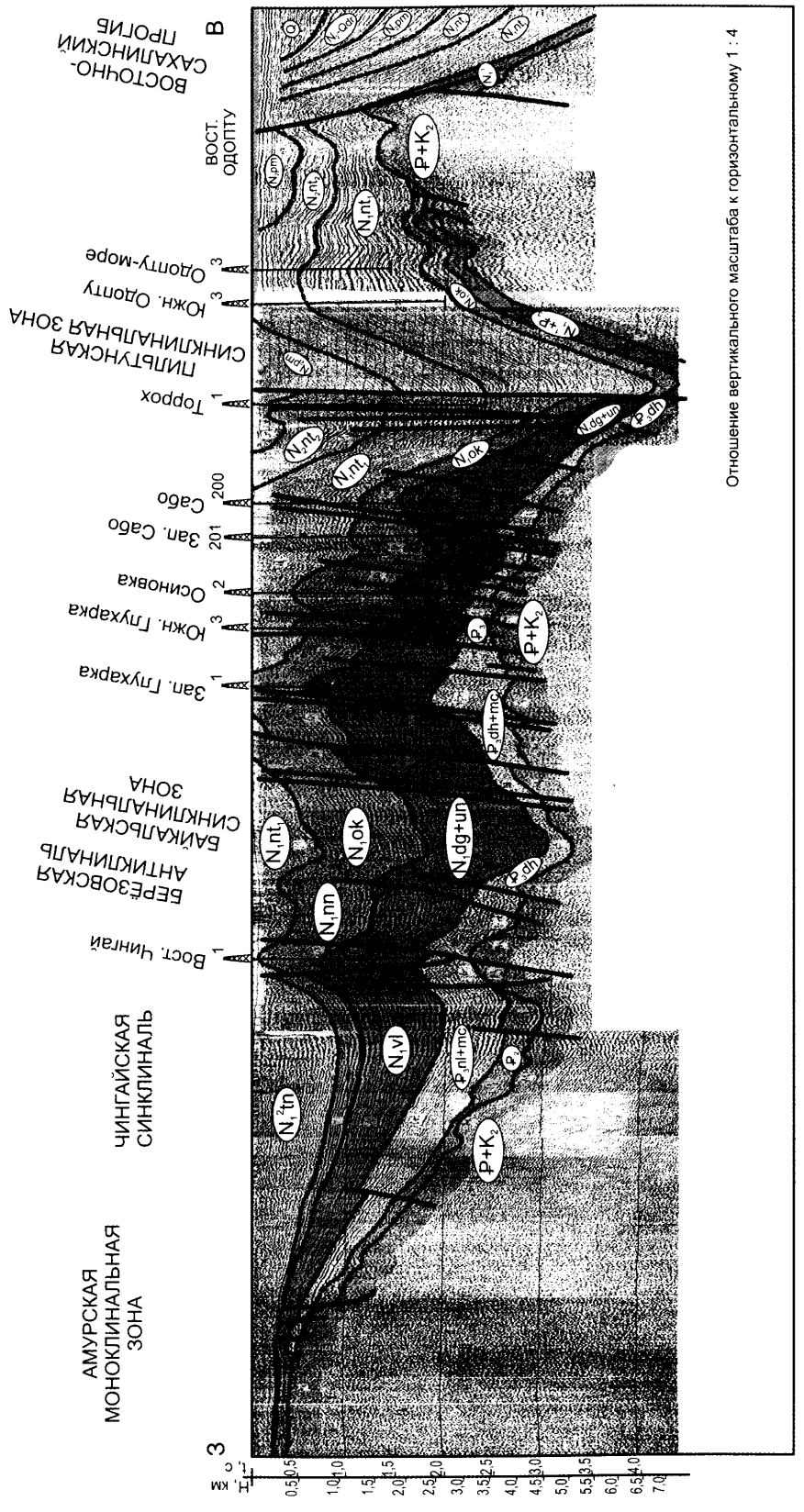


Рис. 88. Северо-Сахалинский бассейн. Временной сейсмогеологический профиль по линии II-II (Амурская моноклинальная зона – Восточно-Одоптинская антиклинальная зона). Схема расположения профиля на рис. 86.

Стратиграфические горизонты: tn – теньгинский, nn – нанивский, vl – верхнелангерийский, nl – нижнелангирийский, mc – мачигарский

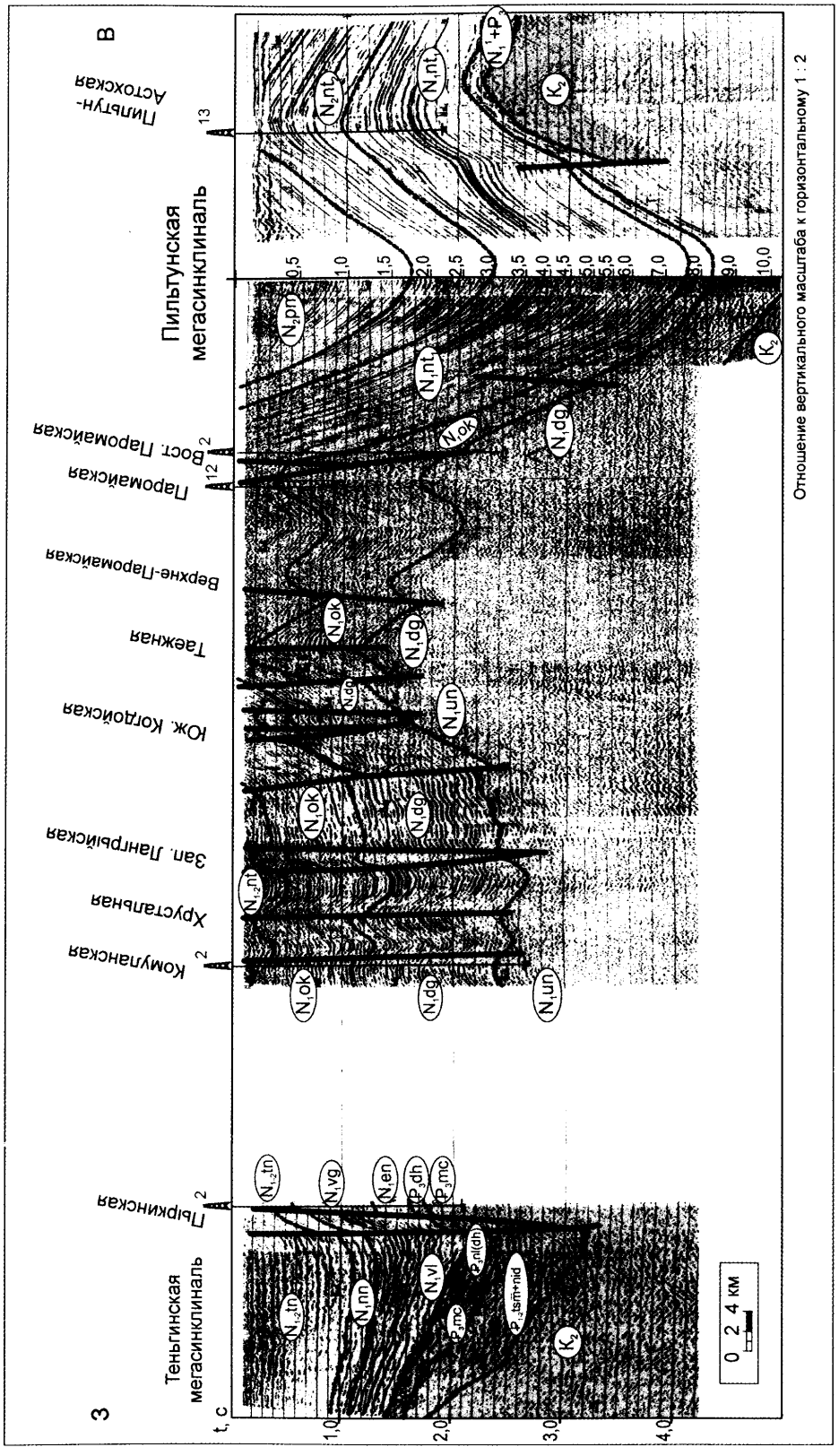


Рис. 89. Северо-Сахалинский бассейн. Поперечный сейсмогеологический разрез по линии III-III (Пыркинская – Пильтун-Астохская). Схема расположения профиля на рис. 86

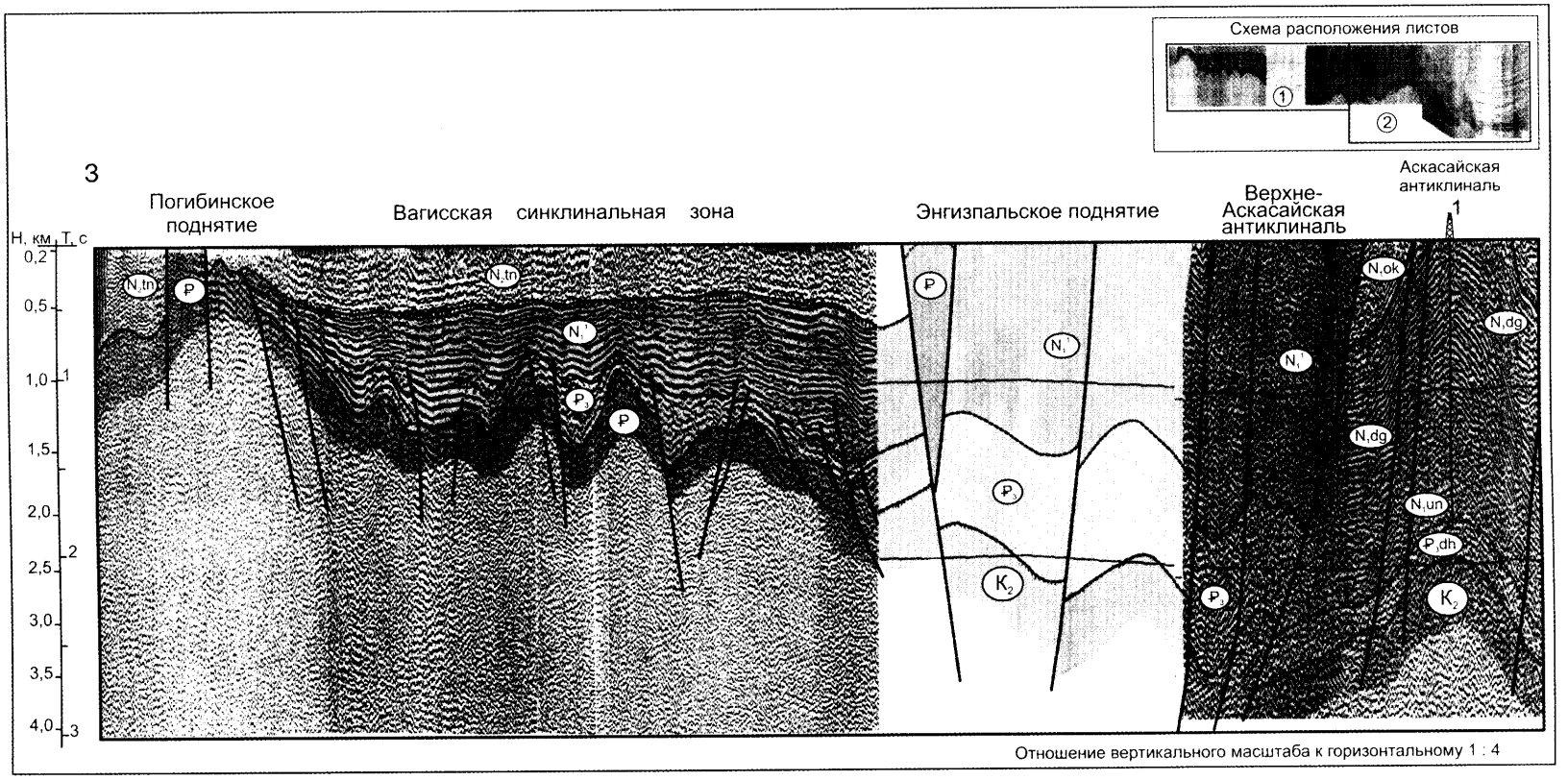
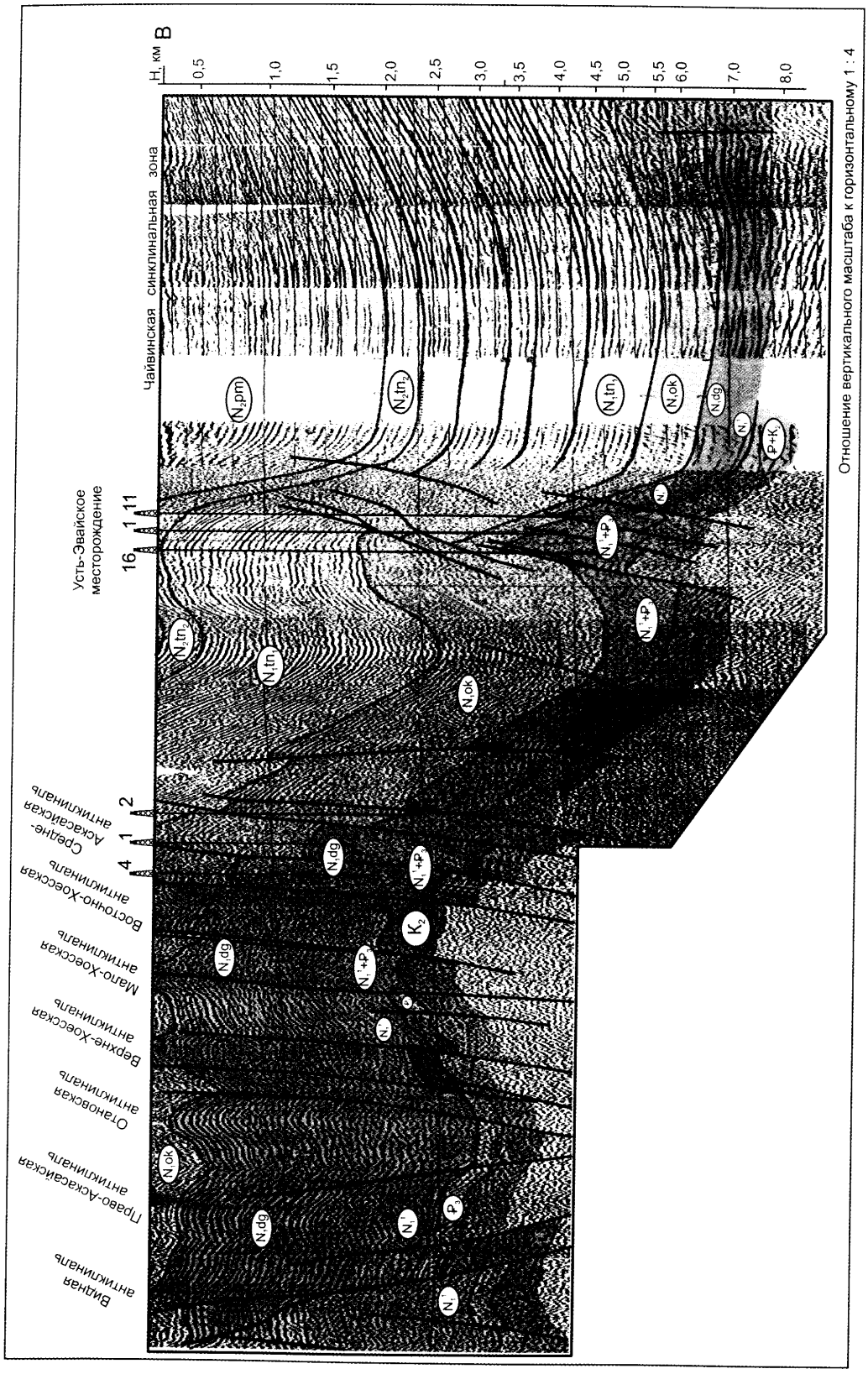


Рис. 90. Северо-Сахалинский бассейн.
Временной сейсмогеологический разрез по линии IV-IV (Погибинское поднятие – Чайвинская синклинальная зона).
Схема расположения профиля на рис. 86.
Лист 1


Н, км
В
0,5
1,0
1,5
2,0
2,5
3,0
3,5
4,0
4,5
5,0
5,5
6,0
7,0
8,0
Чайвинская синклинальная зона
Усть-Эвайское месторождение
16
1
11
Средне-Аскасайская антиклиналь
Восточно-Хоесская антиклиналь
Мало-Хоесская антиклиналь
Верхне-Хоесская антиклиналь
Отановская антиклиналь
Право-Аскасайская антиклиналь
Видная антиклиналь
4
1
2
Отношение вертикального масштаба к горизонтальному 1 : 4

Лист 2

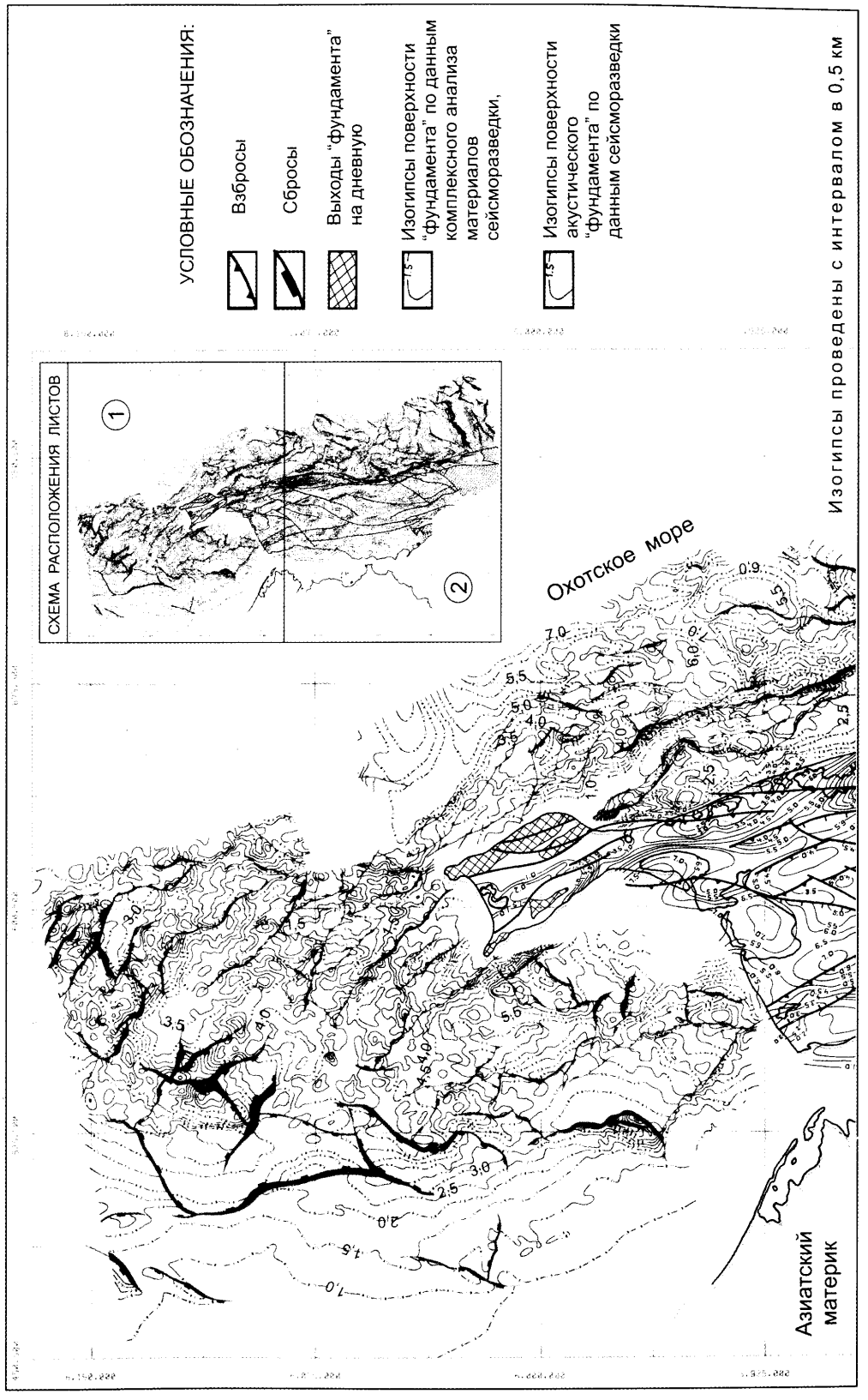
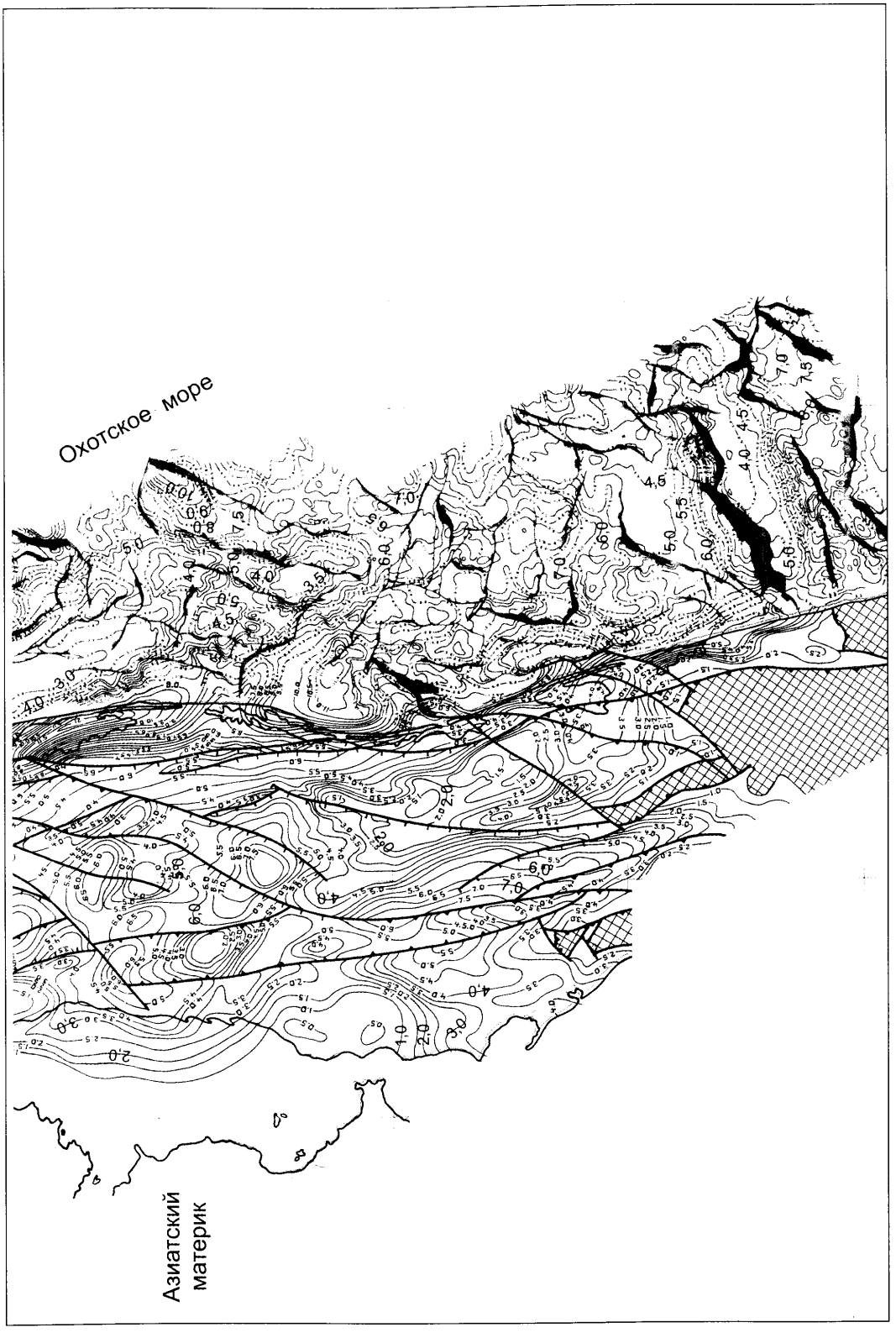


Рис. 91. Северо-Сахалинский бассейн. Структурный облик поверхности "фундамента". Структурный рисунок акустического фундамента (по В.Ф. Кругляку, 1996 г.). Лист 1



Лист 2

лизионная сутура) офиолитовых пластин, обдуцированных в позднемеловое время и в конце миоцена на мезозойские террейны. Фундамент в этой зоне сложен серпентинитовыми телами, значительно разуплотненными и в некоторых секторах Шмидтовского поднятия подстилаемыми раннекайнозойскими отложениями.

Структура осадочной толщи Северо-Сахалинского бассейна образована в результате палеоген-раннемиоценовой рифтогенной деструкции; в конце неогена в результате активизации тектонических движений в зонах мегасдвигов бассейн превратился в складчатую область – северное звено Хоккайдо-Сахалинской складчатой системы.

Кайнозойская осадочная толща бассейна разделена на ***шесть структурно-стратиграфических комплексов***, характеризующихся различной степенью дислоцированности и большей частью разделенных поверхностями несогласия: раннеолигоценовый (мачигарский), позднеолигоценовый (даехуриинский), ранне-среднемиоценовый (уйнинско-дагинский), средне-позднемиоценовый (окобыкайско-ранненутовский), плиоценовый (поздненутовско-помырский) и плиоцен-четвертичный (дерюгинский). Первые три комплекса сформированы в рифтовую, остальные – в эпирифтовую стадии развития бассейна.

Раннеолигоценовый (мачигарский) комплекс общей мощностью более 2 км слагает узкие грабены в западной и юго-восточной частях Северо-Сахалинского осадочного бассейна. Точные границы распространения и степень дислоцированности палеогеновых отложений пока окончательно не установлены.

Даехуриинский комплекс образован батиальными кремнисто-глинистыми отложениями мощностью до 1,5 км, накопившимися в условиях практически мгновенного погружения бассейна и трансгрессивно перекрывшими разнородное основание. К даехуриинскому времени относится этап наибольшего проявления деструктивных процессов в пределах Северо-Сахалинского осадочного бассейна. В этот период формируются его контуры; в результате интенсивного прогибания образуются недокомпенсированные осадконакоплением глубоководные впадины. В конце этапа в результате энергичных, но кратковременных усилий сжатия формируются складчато-блоковые структуры небольшой интенсивности. Комплекс расчленен на ряд горстовых, горст-антиклинальных и грабен-синклинальных форм северо-западного простирания, контролируемых продольными разрывными нарушениями (рис. 92). К последним приурочены очаги кремненакопления и вулканизма олигоценового времени.

Для ***ранне-среднемиоценового этапа*** в период формирования уйнинско-дагинского комплекса характерно быстрое заполнение осадками мощностью более 3 км ранее сформированного и переуглубленного раздвиговыми движениями раннеуйнинского времени бассейна. Существенную роль в формировании фациального облика комплекса сыграло образование дельты крупной реки – Праамура. При этом, дельтовые фации, характерные для западных районов Сахалина, к востоку довольно резко переходят в прибрежно-морские, в свою очередь сменяющиеся более глубоководными образованиями на окраине бассейна. Регрессивное осадконакопление, характерное для уйнинско-дагинского времени, слегка нарушалось лишь в результате кратковременных нисходящих движений в начале формирования верхнедагинского подкомплекса. В конце этапа в перекомпенсированном осадками бассейне процессы сжатия выразились в интенсивных блоковых перемещениях. Размах складчатых движений при этом оказался недостаточно высоким и не превышал 150–200 м. Дизъюнктивная нарушенность комплекса резко превышает таковую в более молодых образованиях. Складчато-блоковые формы уйнинско-дагинского комплекса (рис. 93) образуют ряд структурных линий северо-западного простирания, приуроченных зачастую к «скрытым» разломам нижних горизонтов осадочной толщи.

Окобыкайско-нижненутовский комплекс включает в себя мощную (до 5 км) глинисто-песчаную толщу, составляющую значительную часть объема Северо-Сахалинского синклинория. С раннеокобыкайским временем связано скачкообразное углубление дна бассейна (не менее чем на 100–150 м). Зона максимального растяжения и прогибания при этом перемещается к востоку бассейна. В это время в результате оседания по конседиментационным сбросам формируются узкие грабены, протягивающиеся в субмеридиональном направлении на 150–

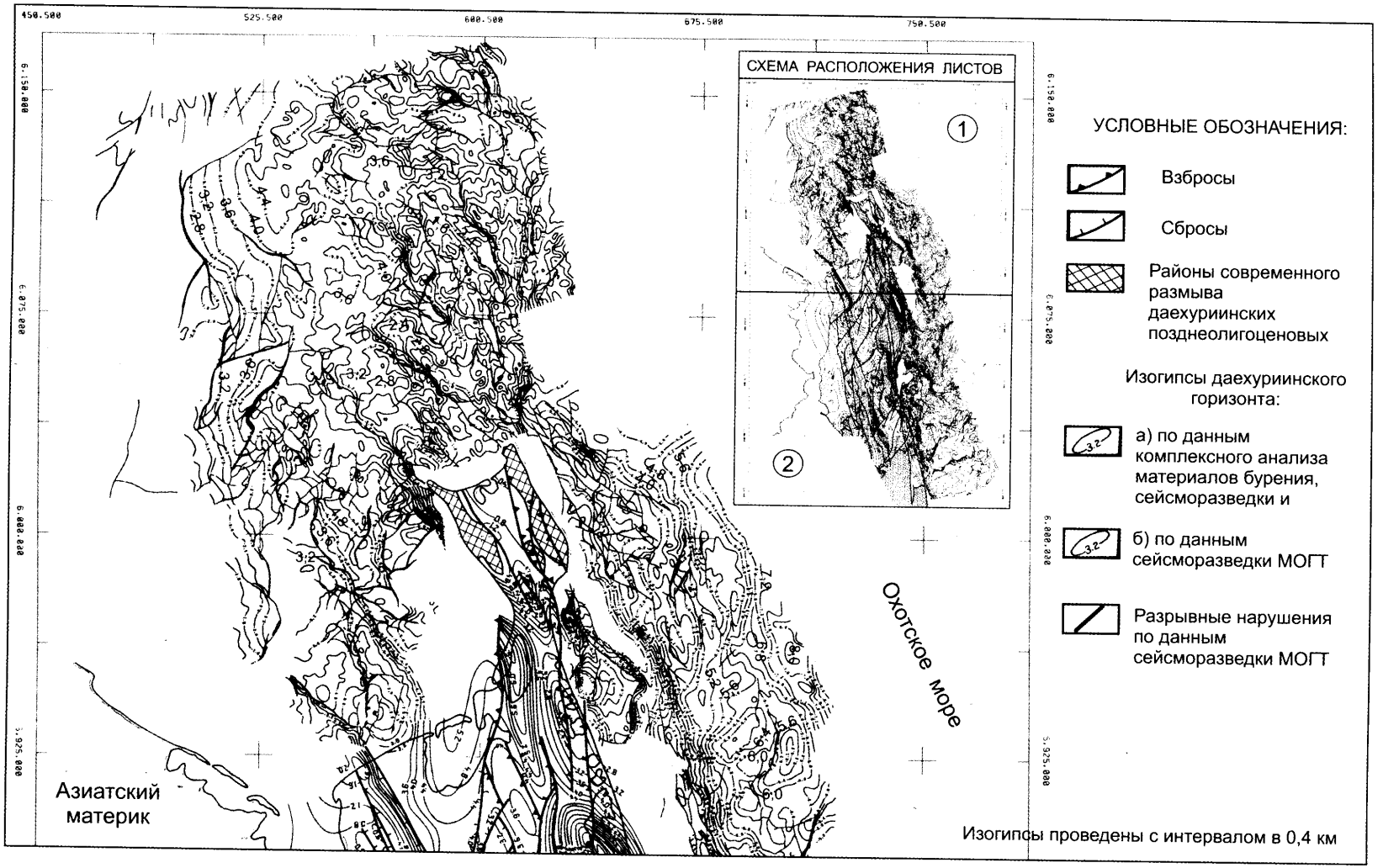
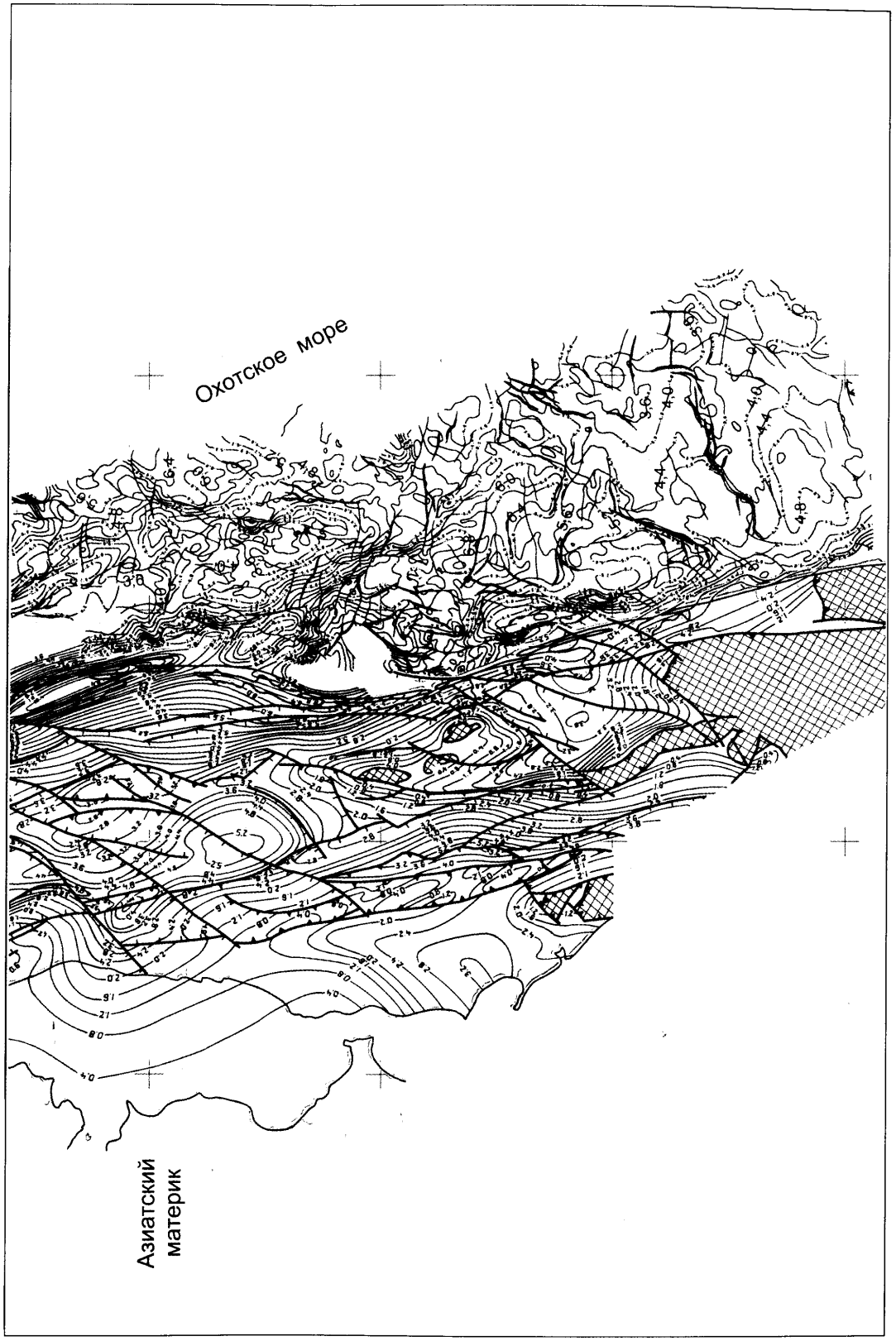


Рис. 92. Северо-Сахалинский бассейн. Структурный облик даехуриинского горизонта. Лист 1



Лист 2

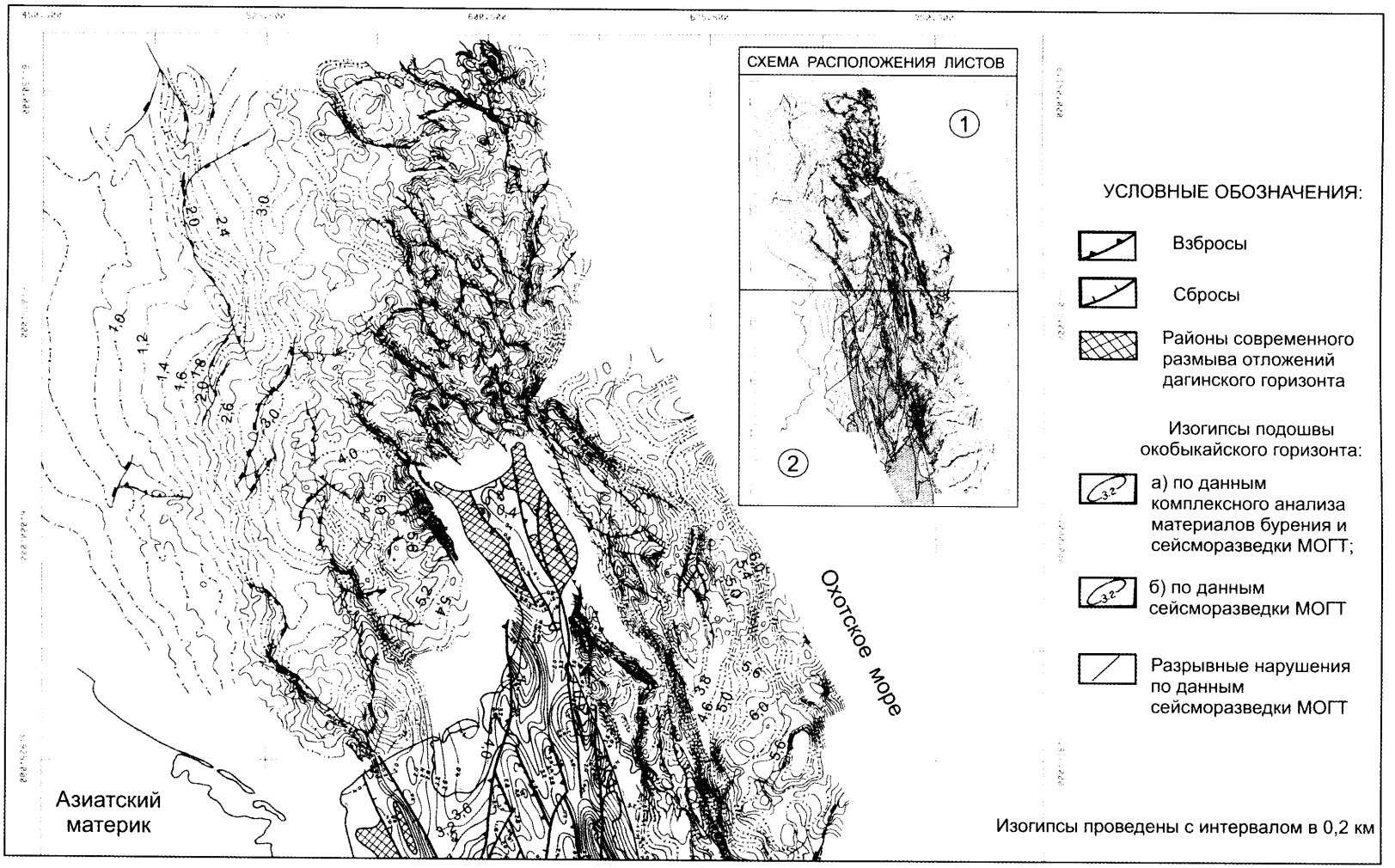
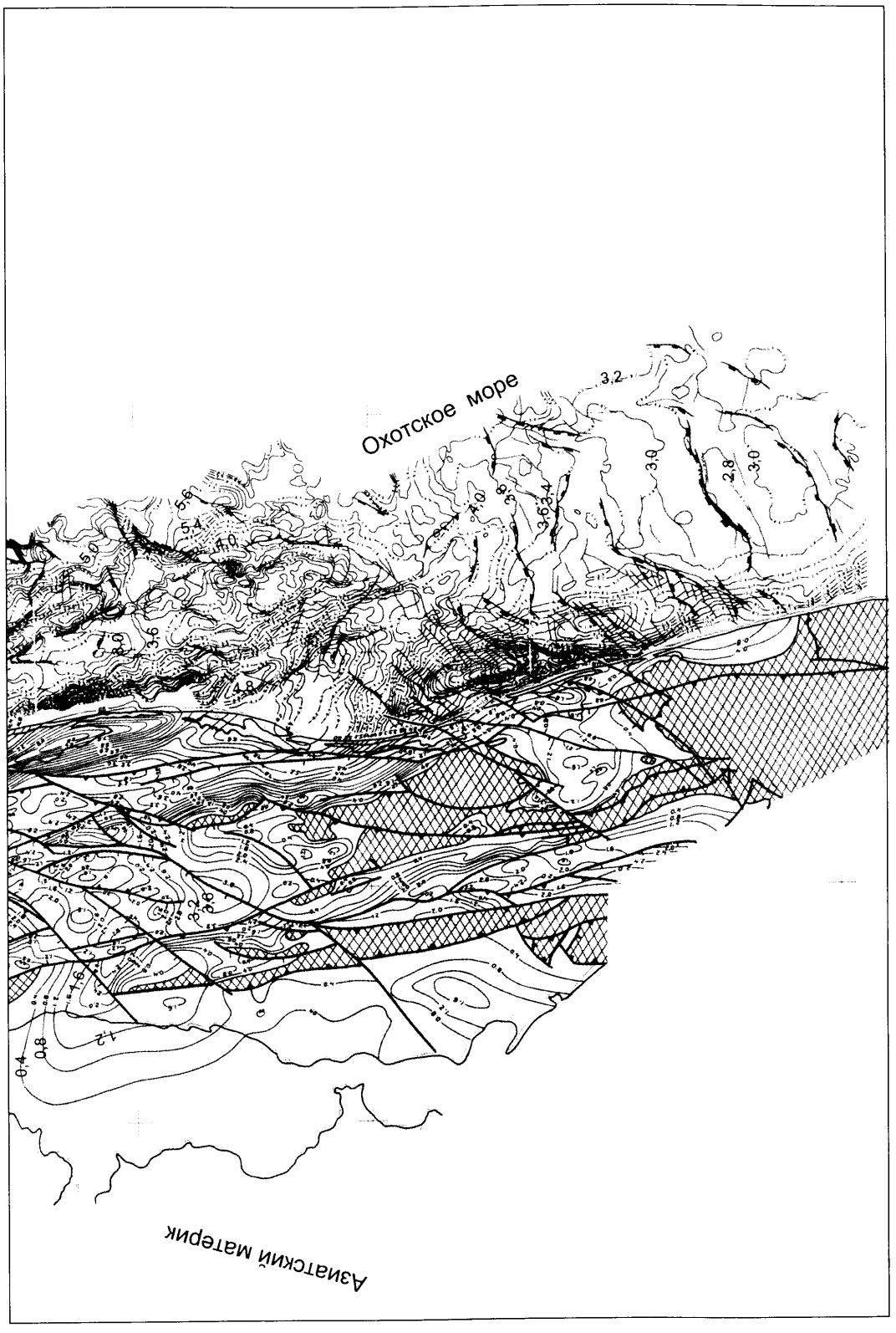


Рис. 93. Северо-Сахалинский бассейн. Структурный облик дагинского горизонта. Лист 1



Лист 2

200 км. На соседних с ними горстах мощность нижнеокобыкайских пород уменьшена в 2–4 раза (рис. 94). Верхнеокобыкайские отложения нивелируют резко расчлененный рельеф раннеокобыкайского времени. В ранненутовское время продолжается смещение зоны максимального накопления осадков в восточном направлении. При этом сохраняется общий фациальный облик бассейна с преобладанием мелководных песчаных отложений в западных районах и относительно глубоководных образований в восточных зонах бассейна. Для окобыкайско-ранненутовского комплекса характерно преимущественное развитие складчатых дислокаций различной интенсивности. В зонах разломов их амплитуда достигает 1500–1000 м. Процессы сжатия, приведшие к их формированию, особенно проявились в позднем плиоцене и захватили в большей мере лишь приповерхностные части осадочной толщи до 2–3 км. В конце рассматриваемого этапа проявились складкообразовательные движения небольшой интенсивности. Структурные формы окобыкайско-нижненутовского комплекса сгруппированы в ряд мегантиклиналей и мегасинклиналей субмеридионального и северо-северо-западного простирания (фиг. 37, вклейка).

Верхненутовско-помырский комплекс образован глинисто-песчаными отложениями мощностью до 2–5 км, занимающими, в основном, восточную часть Северо-Сахалинского бассей-

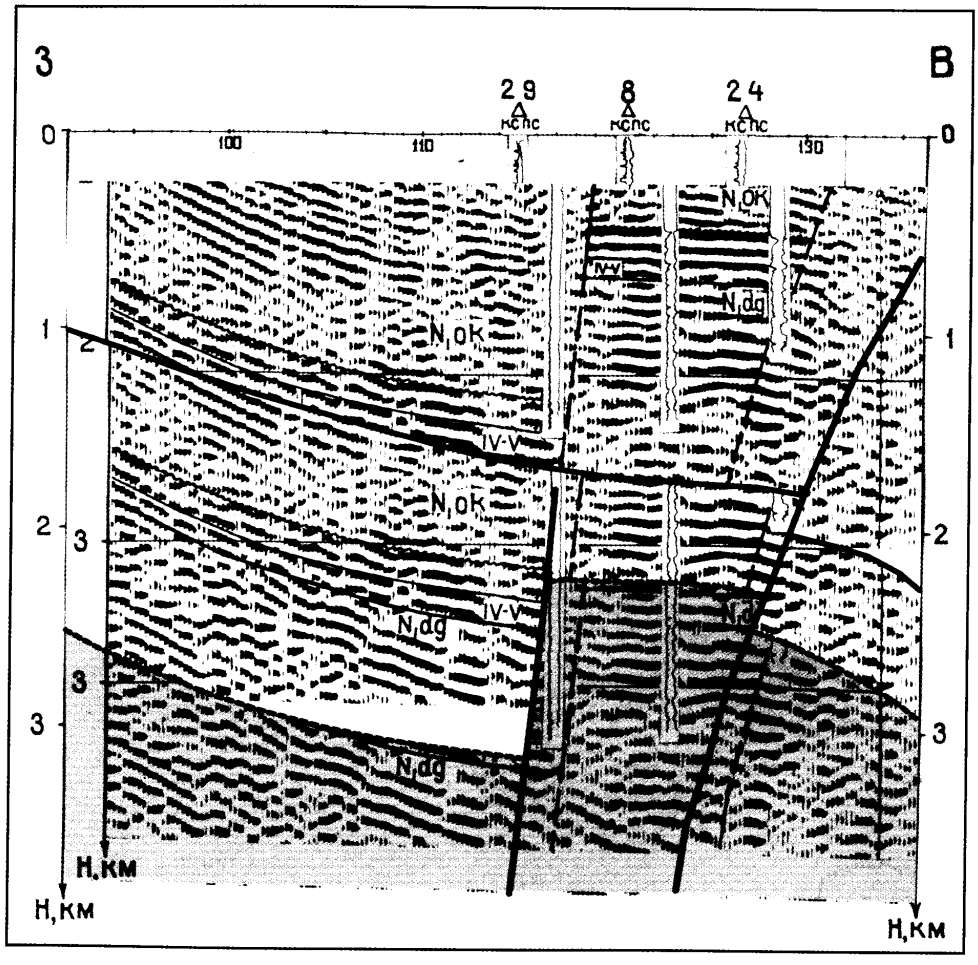


Рис. 94. Северный Сахалин. Фрагмент глубинного разреза по сейсмическому профилю 44, Монгинский участок

Условные сейсмические горизонты обозначены: N – приуроченный к кровле нижненутовской подсвиты, IV–V – соответствующий IV и V пластам дагинской свиты (по Ю.В. Лопатневу, 1980 г.)

на. Для плиоценового этапа развития бассейна, как и предыдущих, характерно регрессивное накопление. Он начался с резкого прогибания, темп которого постепенно замедлялся, затем сменился режимом компенсированного и перекомпенсированного накопления осадков, приведшего к «закрытию» Северо-Сахалинского осадочного бассейна. При этом происходит смена литофаций, следящаяся не только в вертикальном, но и в горизонтальном направлениях. Снизу вверх и с востока на запад глинистые морские отложения постепенно и последовательно заменяются песчано-глинистыми морскими, глинисто-песчаными мелководно-морскими и алеврито-песчаными прибрежно-морскими осадками. В результате позднеплиоцен-четвертичной тектонической активизации формируются слабоинтенсивные пологие пликативные структуры комплекса, лишь в зонах крупных разломов приобретающие контрастный, иногда почти «сундучный» облик.

Дерюгинский комплекс фиксируется лишь в виде небольших линз осадочного материала на восточной границе Северо-Сахалинского осадочного бассейна в зоне его сочленения с Дерюгинским бассейном.

Северо-Сахалинский бассейн включает в себя Северо-Сахалинский прогиб и обрамляющие его с востока Шмидтовское поднятие и Шмидтовскую складчато-сдвиговую зону.

Северо-Сахалинский прогиб, занимающий большую часть бассейна, осложнен крупными синклиналями, грабен-синклинальными, антиклинальными и горст-антиклинальными зонами.

Антиклинальные зоны представляют собой сложно построенные складчатые сооружения, разделенные региональными и (или) зональными разломами на ряд блоков, автономных по своему строению. Длина их достигает 100–200 км при ширине в 15–30 км. Синклинальные зоны относительно просто построены, включают в себя мощные (до 10–12 км) толщи кайнозойских пород.

Шмидтовское поднятие представляет собой надразломное складчатое сооружение, особенности строения которого контролируются разрывными нарушениями, составляющими зону Восточно-Сахалинского регионального разлома. Основной объем осадочной толщи в пределах зоны составляет окобыкайско-ранненутовский, поздненутовско-помырский комплексы. Уйнинско-дагинский комплекс представлен небольшими линзами в зонах погружения складчатого основания. Основание сложено позднемеловыми серпентинитами и представляет нефтегазопоисковый интерес. Протрузии серпентинитов на всем протяжении Восточно-Сахалинского разлома перекрыты глинистыми породами уйнинско-дагинского комплекса и могут содержать залежи нефти и газа.

Шмидтовская складчато-сдвиговая зона, обрамляющая вместе с Шмидтовским поднятием Северо-Сахалинский прогиб с востока, отделяет его от Шантарского и Кухтуйского осадочных бассейнов, расположенных севернее. Зона простирается в северо-северо-восточном направлении на расстоянии 350 км при ширине в 100–150 км, состоит из серии горст-антиклинальных структур северо-западного направления, ограниченных сбросами и сбросо-сдвигами, составляющими сдвиговую систему Западно-Охотского разлома. Складчатые формы, сформировавшиеся в результате позднемиоценовых движений по этому мегасдвигу, являются небольшими, но интенсивно раздробленными многочисленными дизъюнктивами антиклиналями, сложенными маломощной осадочной толщей. Основной объем осадочного чехла в пределах поднятия составляют отложения окобыкайско-нижненутовского, верхненутовско-помырского комплексов, суммарная мощность которых доходит до 2–3 км. На поднятии из-под осадочного чехла выступают породы позднемелового фундамента.

Пограничный осадочный бассейн занимает акваторию Охотского моря вдоль берега Восточного Сахалина и присдвиговые кайнозойские грабены в Восточно-Сахалинских горах.

Фундамент Пограничного бассейна образует субконтинентальная консолидированная кора, сложенная в верхней части сильно тектонизированными позднемеловыми вулканогенно-кремнистыми породами Восточно-Сахалинского террейна (западный блок) и мощной (до 4 км) уплотненной позднемеловой терригенной толщей (восточный блок). Разделяющий блоки Пограничный региональный надвиг своей горизонтальной поверхностью срыва на глубине около 4 км перекрыл терригенную толщу отложениями западного блока в полосе шириной около 15–20 км (рис. 95). В западном блоке под осадочной толщей, судя по данным магнитомет-

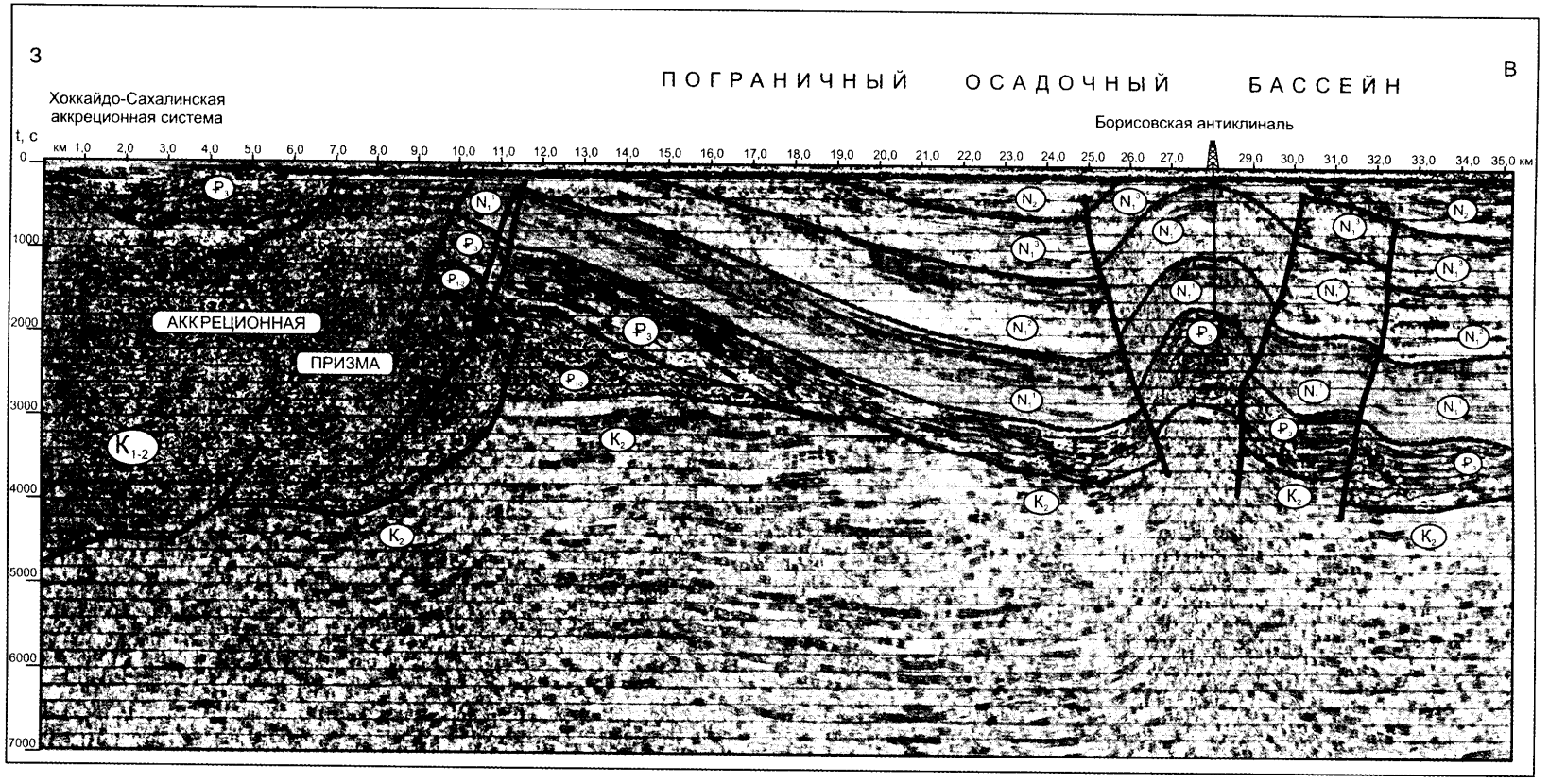


Рис. 95. Шельф юго-восточного Сахалина. Пограничный бассейн. Сейсмогеологический профиль

рии и бурения на Окружной площади в Пограничном грабене, в пределах прибрежной горстовой зоны прослеживается обдуцированная в позднем мелу офиолитовая пластина, сложенная серпентинитовыми телами различных размеров и объемов.

Структура осадочной толщи. Кайнозойская осадочная толща разделена стратиграфическими несогласиями на 8 структурно-стратиграфических комплексов: эоценовый (люкаминско-терешкинский), олигоценовый (мутновско-пиленгский), нижнемиоценовый (борский), среднемиоценовый (уранайский) и еще четыре комплекса, объединяющихся в среднемиоцен-четвертичный структурный комплекс.

Люкаминско-терешкинский комплекс, сформированный в раннерифтовую стадию развития бассейна, распространен исключительно в пределах рассматриваемого района. Отложения его нивелируют поверхность палеорельефа докайнозойского «фундамента» осадочного чехла, выполняя в ней глубокие морфотектонические впадины. Мощность комплекса составляет 1,6–2,8 км, иногда доходя до 3,8–4,0 км в южной части бассейна. Наблюдается выклинивание комплекса вплоть до полного исчезновения на склонах погребенных выступов палеорельефа «фундамента».

Мутновско-пиленгский раннерифтовый комплекс протягивается сравнительно узкой полосой (40–60 км) вдоль береговой линии и повсеместно с востока бронируется поднятиями фундамента. Мощность толщи пород мутновско-пиленгского комплекса колеблется в широких пределах (0–3,2 км). Строение мутновско-пиленгского комплекса осложнено тектоническими разрывами преимущественно северо-западного и субмеридионального простирания. Незначительная часть разрывов в этой толще пород имеет субширотное и северо-восточное простирания. Большая часть этих разрывов сечет всю толщу комплекса. Лишь некоторые из них не выходят за ее пределы.

Борский позднерифтовый комплекс пользуется весьма широким распространением. Строение борского комплекса значительно осложнено тектоническими разрывами преимущественно северо-западного простирания. Незначительная часть разрывов в этой толще имеет северо-восточное простирание. Характер складчатости конседиментационный. Максимальная мощность комплекса отмечается в прибрежной зоне (до 2,2 км).

Уранайский комплекс представляет собой толщу в различной степени дислоцированных и нарушенных тектоническими разрывами терригенных образований. Мощность комплекса колеблется в весьма широких пределах. В пределах осевой части прогиба на севере района она равна 1 км, в остальных секторах прогиба – 0,2–0,4 км.

Среднемиоцен-четвертичный постриftовый структурный комплекс, объединяющий окобыкайско-ранненутовский, поздненутовско-помырский и дерюгинский структурно-стратиграфические комплексы, перекрывает слабо деформированным чехлом отложения нижележащих комплексов и развит на всей акватории района. Мощность его меняется от 0,1–0,5 км на западе района до 2,0–2,5 км на востоке.

Пограничный прогиб простирается в северо-западном направлении на 150 км при ширине в 35–40 км и представляет собой асимметричную корытообразную структуру с крутым, интенсивно дислоцированным западным и пологим, недеформированным восточным бортами. Днище «корыта» похоже на ровную, слабо наклоненную на восток горизонтальную поверхность, погруженную на 4–6 км.

Западный борт прогиба осложнен приразломными структурами крупной горстовой зоны, протянувшейся вдоль берега на 100 км при ширине в 10–12 км вдоль регионального Пограничного надвига (рис. 96).

Южно-Сахалинский осадочный бассейн расположен в пределах Хоккайдо-Сахалинской складчатой системы и представляет систему двух синклинорных прогибов: залива Терпения и Анивского (фиг. 38, вклейка).

Фундамент бассейна сложен континентальной консолидированной корой, дезинтеграция которой в рифтогенных прогибах привела к ее преобразованию в субконтинентальную. На периферии прогибов, большей частью занимающих акватории заливов, в Тымь-Поронайской, Сусунайской, Муравьевской низменностях кайнозойская осадочная толща незначительной мощности в 1–3 км перекрывает мезозойские метаморфиды, триас-раннемеловые аккреционные комплексы. В депоцентрах обоих прогибов

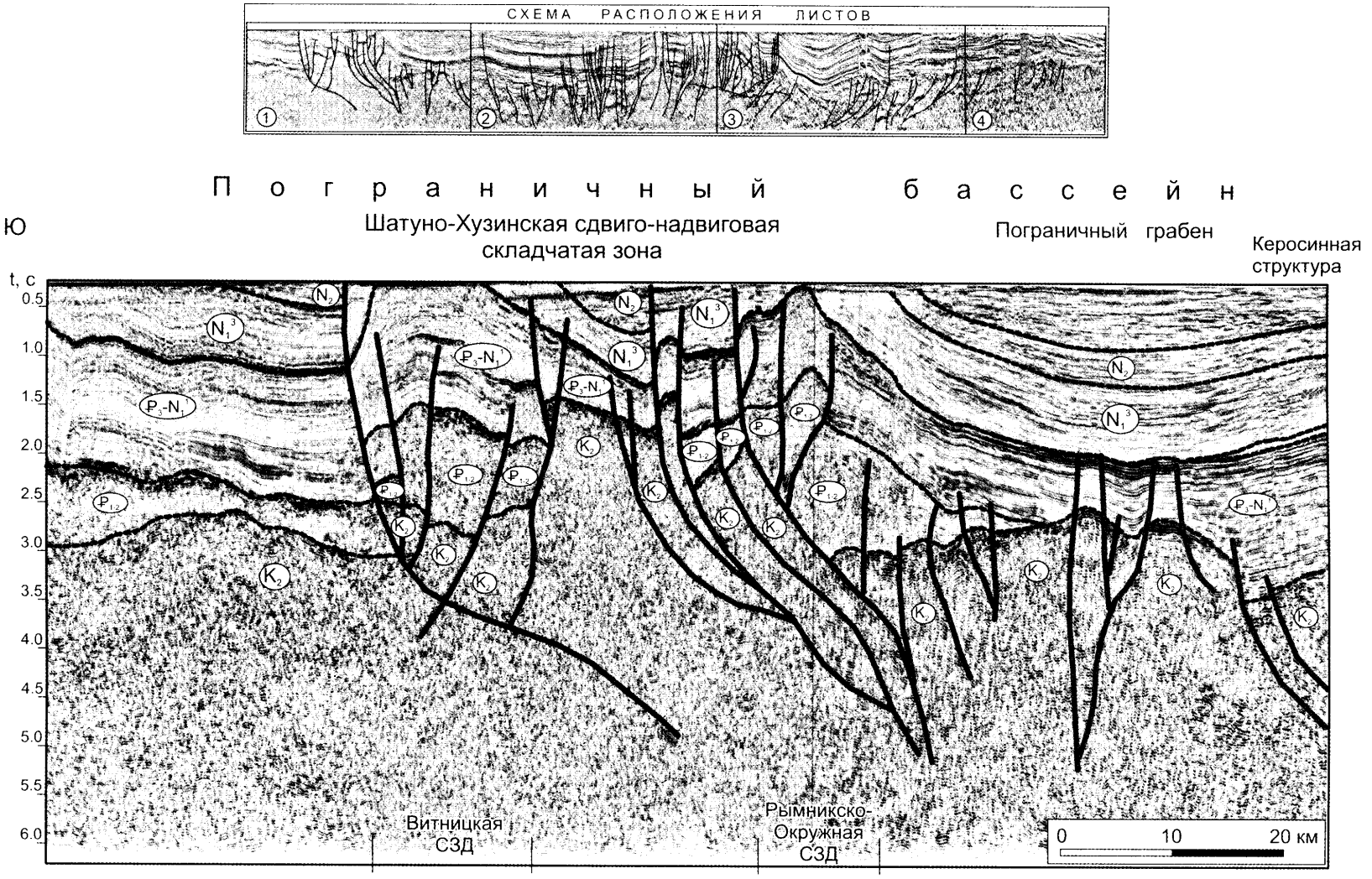


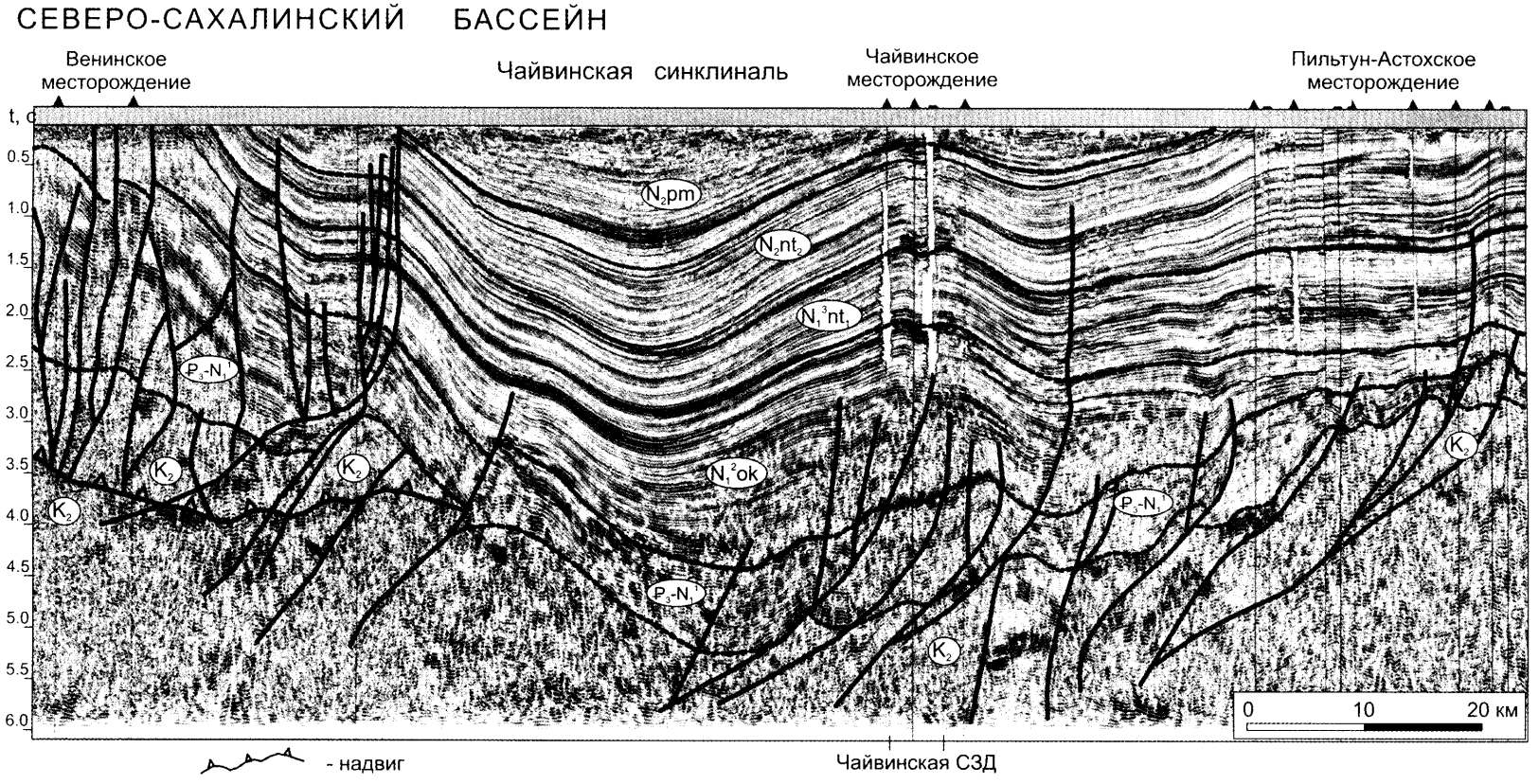
Рис. 96. Временной сейсмогеологический профиль вдоль восточного берега Сахалина (по линии XII-XII – Одоптинское месторождение – Шатуно-Хузинская сдвигово-надвиговая складчатая зона).

Схема расположения профиля на рис. 86.

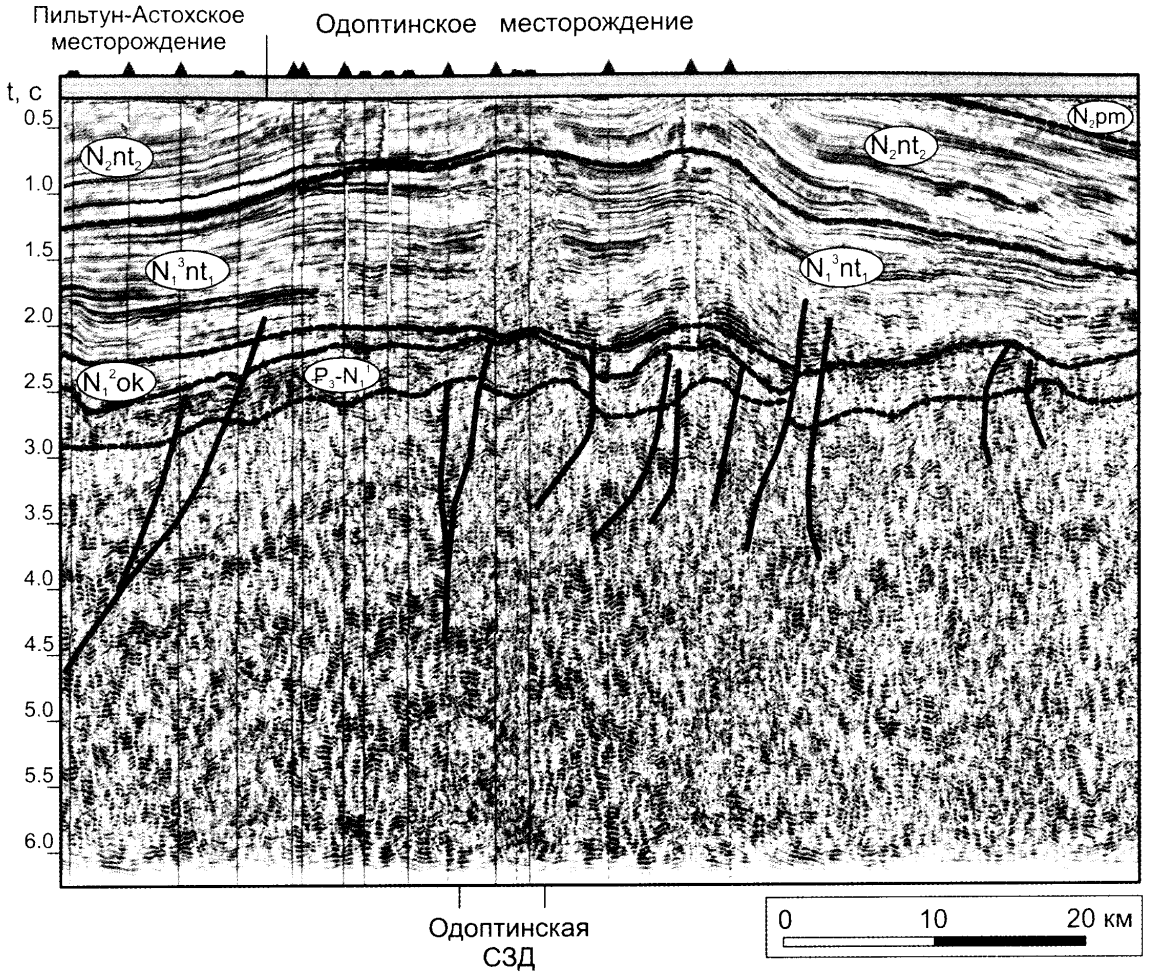
Лист 1


СЕВЕРО-САХАЛИНСКИЙ БАССЕЙН
Лунский грабен
Керосинная структура
Мынгинский горст
Южно-Киринский горст
Лунское месторождение
Венинское месторождение
t, с
0.5
1.0
1.5
2.0
2.5
3.0
3.5
4.0
4.5
5.0
5.5
6.0
N_2pm
N_2nt_2
$N_1^3nt_1$
N_1^2ok
P_3-N_1
K_2
0 10 20 км
- надвиг
Лунская СЗД
Венинская СЗД

Лист 2


СЕВЕРО-САХАЛИНСКИЙ БАССЕЙН
Венинское месторождение
Чайвинская синклиналь
Чайвинское месторождение
Пильтун-Астохское месторождение
t, с
0.5
1.0
1.5
2.0
2.5
3.0
3.5
4.0
4.5
5.0
5.5
6.0
N2pm
N2nt2
N1 3nt1
P2-N1
K2
N1 2ok
P2-N1
K2
0 10 20 км
- надвиг
Чайвинская СЗД

Лист 3



Лист 4

и восточной части прогиба залива Терпения кайнозойскую осадочную толщу подстилает мощный (до 4–5 км) комплекс уплотненных позднемеловых терригенных отложений (см. рис. 37; рис. 97). Структура фундамента Южно-Сахалинского бассейна, в целом, представляет собой композицию мезозойских метаморфических, океанических и позднемеловых окраинноморских террейнов, разделенных литосферными и нижнекоровыми разломами.

Структура осадочной толщи Южно-Сахалинского бассейна организована в виде антиклинальных и синклинальных зон, заложенных на резко дифференцированных по строению и динамике движения блоках консолидированного основания.

Антиклинальные зоны, разделяющие смежные синклинальные зоны, имеют размеры 100×30 км. Локальные складки обладают небольшой интенсивностью, с широкими пологими сводами, с амплитудой, не превышающей 150–200 м. Крылья зоны оборваны системами продольных сбросов. Локальные антиклинали представляют собой складки облекания докайнозойских горстов и сложены позднемиоценовыми и плиоценовыми породами. В отдельных

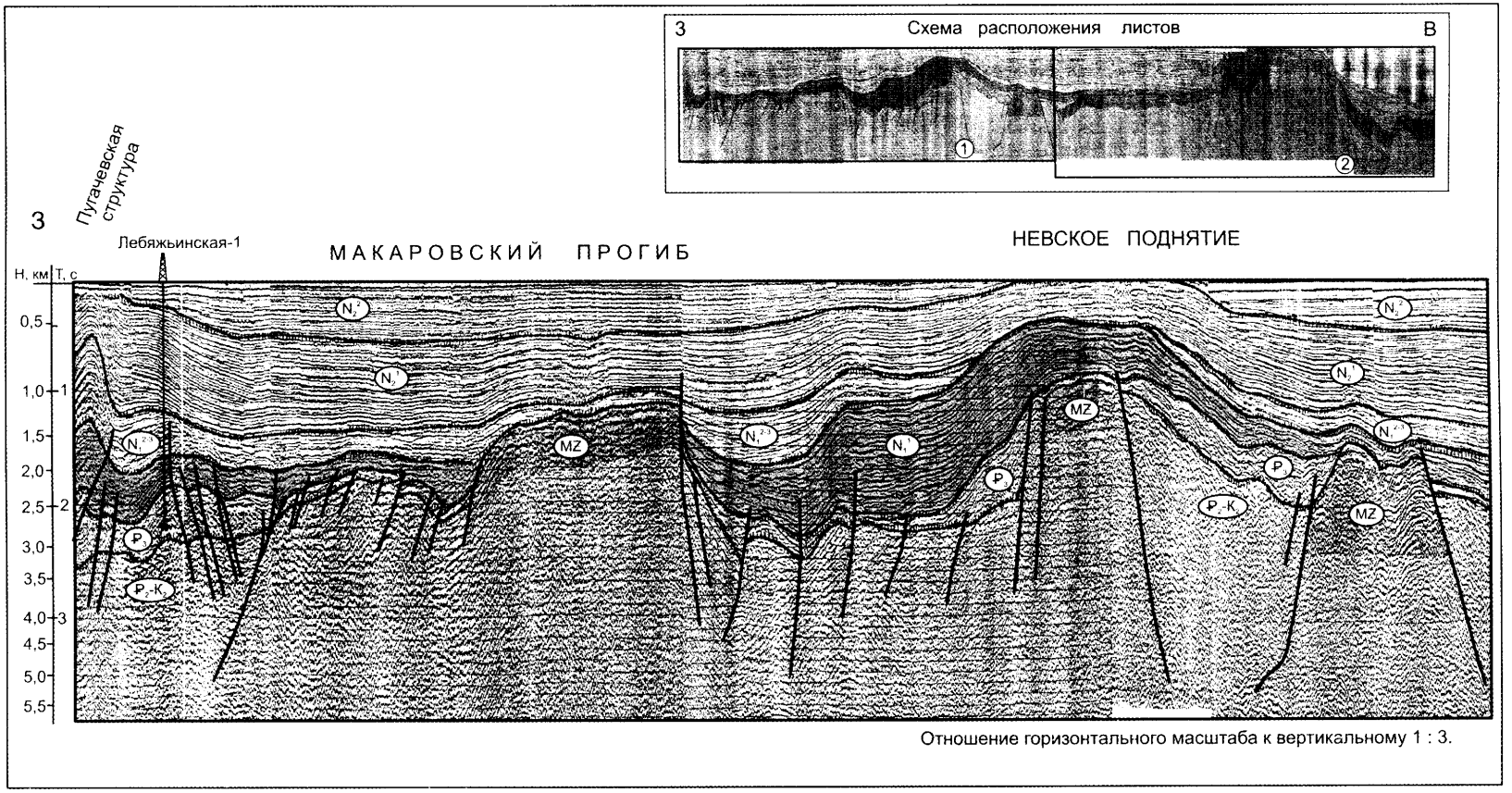
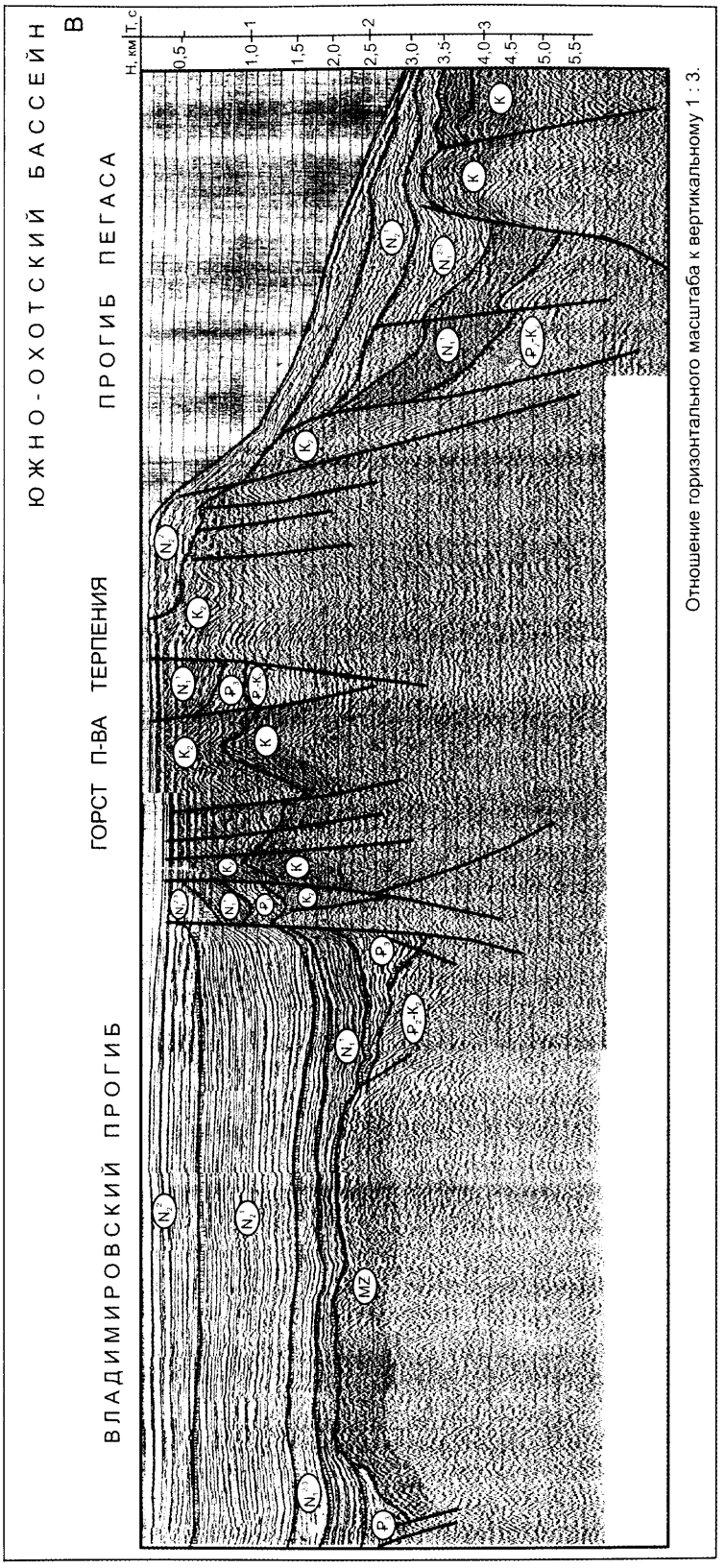


Рис. 97. Южно-Сахалинский бассейн. Прогиб залива Терпения.

Временной сейсмический разрез по линии IX-IX (Пугачевская структура – прогиб Пегаса). Схема расположения профиля на рис. 86

Лист 1


ЮЖНО-ОХОТСКИЙ БАССЕЙН
В
ВЛАДИМИРОВСКИЙ ПРОГИБ
ГОРСТ П-ВА ТЕРПЕНИЯ
ПРОГИБ ПЕГАСА
Н, км
Т, с
0,5
1,0
1
1,5
2,0
2,5
2
3,0
3,5
4,0
3
4,5
5,0
5,5
MZ
Отношение горизонтального масштаба к вертикальному 1 : 3.

Лист 2

грабенах сохранились от размыва олигоцен-раннемиоценовые отложения.

Синклинальные зоны, западной границей которой служит Центрально-Сахалинский разлом, имеют резко асимметричное строение. В западной, приразломной части кайнозойская осадочная толща имеет мощность около 4–6 км, иногда доходя до 9 км в глубоких синклиналях. К востоку все комплексы постепенно сокращают свою мощность или выклиниваются на крыльях срединных антиклинальных зон, образуя осадочный чехол мощностью 1,5–2 км. Верхние среднемиоцен-четвертичные пострифтовые комплексы слабо деформированы, почти лишены разрывных нарушений и с угловым несогласием перекрывают блоки интенсивно дислоцированных пород различных нижележащих структурно-стратиграфических комплексов.

Западно-Сахалинский осадочный бассейн занимает акваторию Татарского пролива и территорию западной части Сахалина. На западе бассейн ограничен Восточно-Сихотэалинским вулканогенным поясом, на юге – группой Южно-Татарских поднятий отделен от Япономорского осадочного бассейна. Протяженность бассейна достигает 1200 км при ширине от 100 до 450 км.

Фундамент бассейна, сложенный триас-раннемеловыми вулканогенно-кремнистыми отложениями и вулканитами граничных поясов, залегающий на глубинах от 3 до 12 км, венчает субконтинентальную в северной (Северо-Татарский суббассейн) и восточной (Исикари-Западно-Сахалинский суббассейн) частях бассейна и субокеаническую консолидированную кору на юге Татарского пролива (Южно-Татарский суббассейн). Позднемеловой терригенный комплекс из-за своей низкой уплотненности является частью осадочной толщи бассейна. Возможно, что он из-за сильного прогрева низов осадочного слоя в интенсивно дезинтегрированных депоцентрах Южно-Татарского прогиба входит в состав верхней коры.

Структура осадочной толщи. Западно-Сахалинский осадочный бассейн включает в себя Северо-Татарский, Южно-Татарский, Исикари суббасейны и Западно-Сахалинское поднятие. Северная и восточная части бассейна входят в состав Хоккайдо-Сахалинской складчатой системы, сформировавшейся к концу неогена.

Северо-Татарский суббассейн (прогиб) занимает акваторию северной части Татарского пролива и небольшую территорию Северного Сахалина и представляет собой крупный грабен размерами 400×60–100 км, глубина залегания поверхности фундамента достигает 8,0–10,0 км. С запада и востока его обрамляют, соответственно, горстовые сооружения Сихотэ-Алиня и Западно-Сахалинских гор. На севере он через небольшую седловину сочленяется с Северо-Сахалинским прогибом.

Осадки, выполняющие Северо-Татарский прогиб, расчленяются на четыре структурных комплекса, отделенных друг от друга региональными стратиграфическими несогласиями и резко различающихся по структурно-вещественной и физической характеристикам: верхнемеловой, палеоцен-эоценовый, олигоцен-нижнемиоценовый и среднемиоцен-четвертичный.

Строение двух нижних комплексов изучено слабо. ***Верхнемеловой структурный комплекс*** слагает нижнюю часть осадочной толщи бассейна и образован уплотненными осадочными и вулканогенно-осадочными породами мощностью в 1–2,5 км. *Палеоцен-эоценовый* раннерифтовый структурный комплекс, сложенный преимущественно континентальными относительно слабо литифицированными осадочными и вулканогенно-осадочными образованиями мощностью до 1,5 км, выполняет, в основном, узкие (до 5–10 км) грабены, протягивающиеся вдоль восточной и западной границ бассейна (рис. 98).

Позднерифтовый олигоцен-нижнемиоценовый комплекс образует мощную (0,5–4,0 км) осадочную толщу, ограниченную слабонарушенной кровельной и сильно изогнутой подошвенной поверхностями, погружающимися в восточном направлении к зоне Западно-Сахалинского разлома. Внутреннее строение толщи достаточно сложное; при пологом залегании слоев и слабо контрастной локальной складчатости (амплитудой не более 300 м) она расчленена сбросами с амплитудой вертикальных перемещений в 100–800 м на серии горстов и грабенов. Толща разделена на два структурно-стратиграфических комплекса: олигоценовый и нижнемиоцен-среднемиоценовый. Олигоценовый комплекс сложен глубоководными, преимущественно глинистыми и кремнистыми отложениями, мощностью 0,1–2,0 км и выполняет отдельные изолиро-

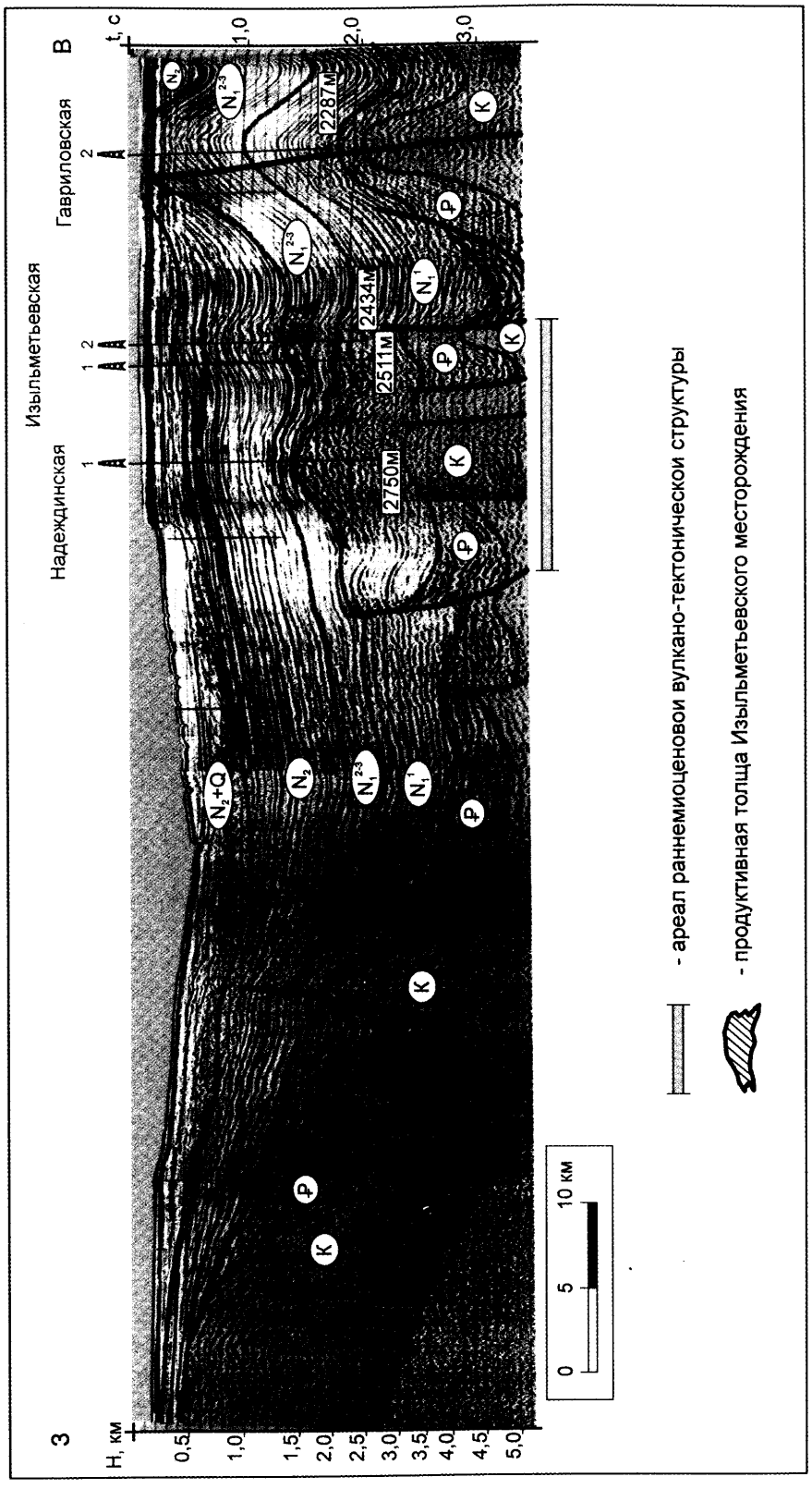


Рис. 98. Северо-Татарский прогиб. Южное замыкание. Временной сейсмический разрез по линии профиля XI-XI

Схема расположения профиля на рис. 86

ванные грабены, грабен-синклинали и мульды синклинальных зон. *Нижнемиоцен-среднемиоценовый комплекс* образован преимущественно песчаными и алеврито-песчаными субконтинентальными и прибрежно-морскими отложениями мощностью 0,1–1,5 км. Он сплошным чехлом перекрывает образования олигоценового комплекса и блоки верхнемеловых и палеогеновых отложений.

Среднемиоцен-четвертичный постриftовый структурный комплекс обладает асимметричной структурой с пологим протяженным западным и крутым коротким восточным крыльями. Мощность образующих его отложений меняется от 0,1 до 5,1 км. Комплекс резко отличается низкой степенью дислоцированности и почти лишен разрывных нарушений; складчатые его формы представлены очень пологими антиклиналями и синклиналями (углы наклона их крыльев не превышают 1,5–2 градуса), а в верхней части комплекса слои залегают почти горизонтально.

Южно-Татарский прогиб, соответствующий ***Южно-Татарскому суббассейну***, представляет собой трогообразную структуру северо-восточного направления, протянувшуюся на 300 км при ширине в 150–280 км. Отделен от соседних структурных элементов региона региональными разломами. Восточной границей служит Западно-Сахалинский разлом. От Северо-Татарского прогиба отделен Бошняковским разломом, которому в осадочной толще соответствует цепочка антиклинальных структур северо-восточного направления (Надеждинская, Изыльметьевская и др.), в одной из которых обнаружено газовое месторождение. Разлом контролировал в течение неогена вулканические центры верхнего, возможно, раннего миоцена и плиоцена.

Южно-Татарский прогиб, по сути своей, является переходной структурой от Западно-Сахалинского бассейна к Япономорской глубоководной котловине. Центральная часть прогиба, представляющая собой зону интенсивного олигоцен-среднемиоценового растяжения – своеобразную зону «зияния» земной коры, сложена олигоцен-раннемиоценовым и среднемиоцен-четвертичным структурными комплексами. В этой части прогиба отложения комплекса залегают субгоризонтально, с постепенным выклиниванием среднемиоценовых отложений к бортам прогиба (рис. 99). На западном борту прогиба верхнемиоценовые и плиоценовые породы, залегающие на мезозойском основании, постепенно выклиниваются за счет исчезновения нижних частей разреза. В восточной части прогиба сериями сбросов образованы односторонние горсты и грабены, сложенные среднемиоцен-четвертичными отложениями и осложненные малоамплитудными складчатыми формами.

Южно-Татарский прогиб отделен от прогиба Исикари, расположенного в присахалинской части Татарского пролива, Монеронским поднятием. Это горстовая структура, приуроченная к южной части одноименного регионального разлома, сложена мезозойско-кайнозойскими вулканогенными образованиями. Неогеновые осадочные и вулканогенно-осадочные отложения слагают грабены в своде поднятия и складчатые формы на его северном погружении.

Прогиб Исикари представляет собой асимметричную синклинальную структуру с пологим протяженным западным и крутым коротким восточным крыльями. Прогиб сложен позднемеловым, палеоцен-эоценовым, олигоцен-раннемиоценовым, среднемиоцен-четвертичным структурными комплексами. Позднемеловой комплекс мощным, слабо деформированным слоем подстилает прогиб. Палеоцен-эоценовый и олигоцен-раннемиоценовый комплексы постепенно выклиниваются на крыле Монеронского поднятия. Среднемиоцен-четвертичный комплекс, состоящий из трех структурно-стратиграфических комплексов, разделенных несогласиями, развивался в условиях интенсивного погружения.

Нижние части разреза комплекса слагают линзы, выклинивающиеся на периферии осевой части прогиба.

Размещение и морфогенетические особенности структурных элементов суббассейна тесно взаимосвязаны с расположением и характером развития крупных разрывных нарушений региона. Складчатые формы образованы или сильно видоизменены постседиментационными движениями, проявившимися лишь в пределах зон крупных разломов (Западно-Сахалинского, Монеронского, Слепиковского).

Западно-Сахалинское поднятие, представляющее собой складчато-сдвиго-надвиговую систему, вытянуто в субмеридиональном на-

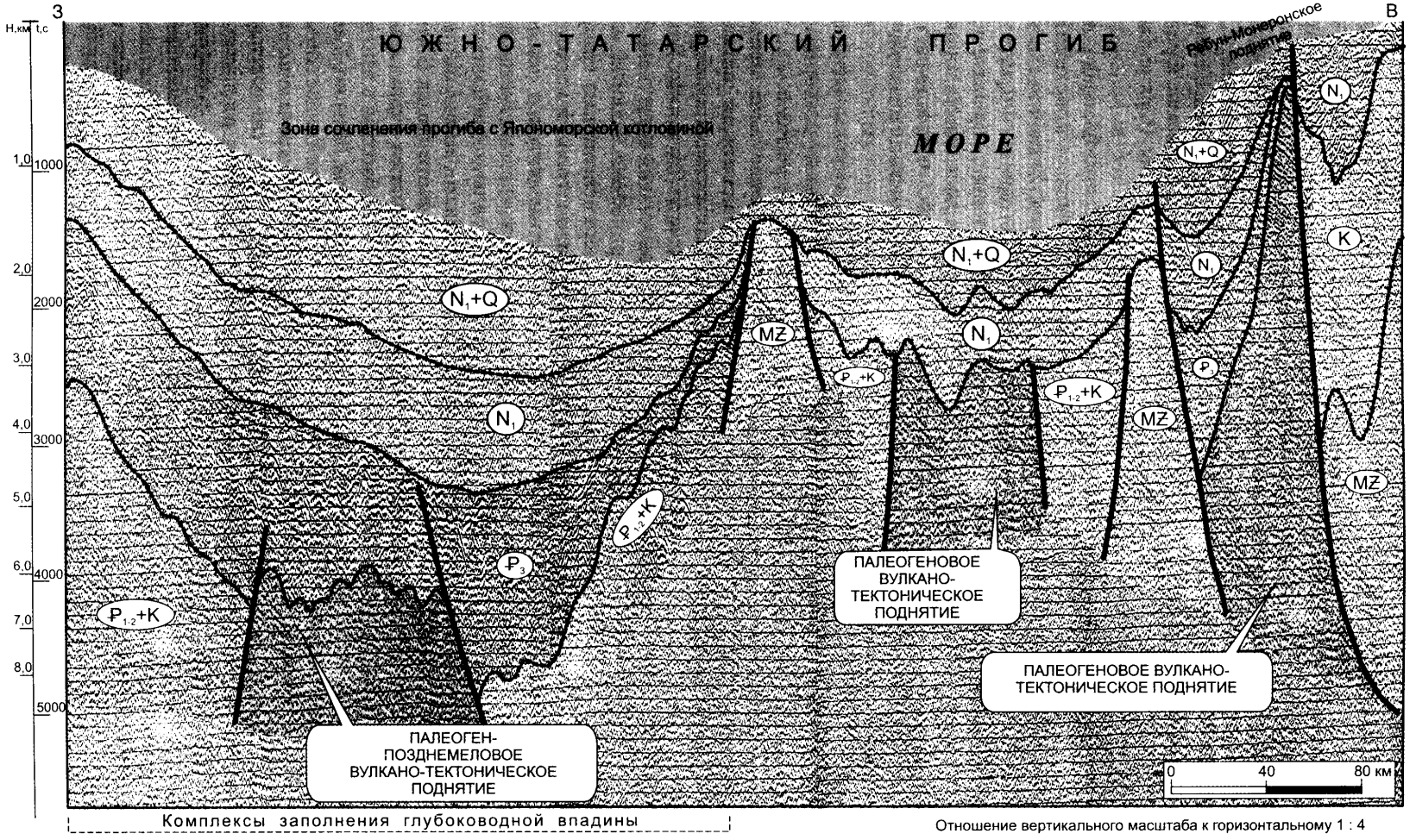


Рис. 99. Западно-Сахалинский бассейн. Южно-Татарский прогиб. Временной сейсмогеологический разрез по сейсмическому профилю 177811

правлении на 600 км в виде узкого (20–30 км) интенсивно дислоцированного сооружения, сложенного верхнемеловыми и кайнозойскими образованиями и надвинутого по Центрально-Сахалинскому разлому на кайнозойскую толщу, выполняющую Южно-Сахалинский бассейн.

4.4. Структурные стили

Основу кайнозойской структуры Сахалинского региона составляют тектонические элементы, современный структурный облик которых сформировался, в основном, в позднекайнозойское время при различных геодинамических режимах. По этому признаку выделяются районы транспрессивной, транстенсионной и слабоинтенсивной тектоники (см. фиг. 36, вклейка).

Районы транспрессивной тектоники охватывают структурные элементы Хоккайдо-Сахалинского аккреционного (покровно-складчатого) сооружения, в целом представляющего собой позднекайнозойскую декстральную сдвиговую систему. В пределах Охотоморской плиты транспрессивная тектоника формировала структуры Восточно-Дерюгинской декстральной сдвиговой зоны.

Хоккайдо-Сахалинская сдвиговая система контролируется Срединно-Сахалинским (Западно-Охотским) мегасдвигом и оперяющими его меридиональными и субмеридиональными сдвигами. Структурные стили декстрального тектогенеза в зависимости от тектонической позиции, характера и величины структуроформирующих тектонических движений представлены парагенезами структур сжатия, растяжения и скола, образующими складчато-сдвиговые, складчато-надвиговые, антиклинальные (горст-антиклинальные), синклинальные (грабен-синклинальные), моноклинальные (субмоноклинальные) зоны и мезозойские и раннекайнозойские поднятия.

Складчато-сдвиговые зоны представляют собой комплексы присдвиговых приразломных складчатых (складчато-блоковых) структур субмеридионального тангенциального сжатия, расположенных под углом к Срединно-Сахалинскому (Западно-Охотскому) мегасдвигу. Основу зон составляют асимметричные мегантиклинали, ограниченные взбросо-сдвигами, простирающимися, в основном, в северо-западном направлении и разделенные морфологически разнородными синклиналями. В зоне мегасдвига развиты преимущественно надвиговые антиклинали. Тектонодинамическая обстановка декстрального тектогенеза вдоль мегасдвига определила развитие складчато-сдвиговых зон в его западной присдвиговой зоне (Ионинская, Северо-Шмидтовская, Шмидтовская, Охинская, Средне-Лангрыйская, Верхне-Дагинская, Верхне-Тымовская, Арковская).

Особый вид складчато-блоковых зон представляют собой грабены – присдвиговые впадины, развитые вдоль Хоккайдо-Сахалинского субмеридионального сдвига. Формирование их связано предположительно с вращательным движением восточного крыла сдвига, приведшим к образованию кайнозойских трогов растяжения в теле Восточно-Сахалинского мезозойского массива.

Складчато-сдвиговые зоны содержат большинство средних и мелких месторождений нефти и газа Сахалинского региона.

Складчато-надвиговые зоны представляют собой комплексы надвиговых антиклиналей, развитых в пределах складчато-покровных сооружений Восточного Сахалина. Базальными поверхностями срыва этих сооружений являются крупные листрические надвиги, амплитуда горизонтальных перемещений по которым превышает десятки километров. Приповерхностная структура складчато-надвиговых зон выражена в виде кулисообразно расположенных надвигов, осложненных сильно дислоцированными аллохтонными складками и под острым углом отходящих от поверхности срыва Богатинского (Пограничного) глубинного надвига, ограничивающего Пограничный бассейн с запада. В пределах бассейна выделены Шатуно-Хузинская и Терновская складчато-надвиговые зоны.

Антиклинальные (горст-антиклинальные) зоны представляют собой складчатые (складчато-блоковые) сооружения, развитые в ареале действия меридиональных и субмеридиональных погребенных и (или) приповерхностных взбросо-сдвигов, оперяющих Срединно-Сахалинский мегасдвиг. Длина их колеблется от 100 до 200 км при ширине в 10–20 км. Величина сдвиговых горизонтальных перемещений при их формировании соразмерна вертикальным;

при этом сдвиговые дислокации, трансформация конседиментационных сбросов во взбросы и взбросо-надвиги, широкое развитие дизъюнктивных деформаций создали сложную складчато-блоковую структуру антиклинальных зон.

По своей геологической природе антиклинальные (горст-антиклинальные) зоны делятся на два типа: 1) развитые на месте раннекайнозойских конседиментационных поднятий; 2) надшовные.

Антиклинальные зоны первого типа (Астрахановская, Трехбратская, Дагинская, Одоптинская, Ныйская, Оссойская) формируются на месте конседиментационных поднятий, образованных в результате структурных перестроек позднего олигоцена и раннего миоцена. Амплитуды их были небольшими, не превышали 100–300 м. Контуры конседиментационных поднятий и сформированных на их месте позднекайнозойских антиклинальных зон не всегда совпадают.

Антиклинальные зоны первого типа содержат большинство крупных месторождений нефти и газа Сахалинского региона.

Надшовные антиклинальные зоны формируются в зонах крупных глубинных меридиональных (субмеридиональных) сдвигов, представляющих собой в раннем кайнозое цепочки глубоких присдвиговых грабенов. В позднем кайнозое на их месте в результате декстральных тектонических движений образованы крупные линейные интенсивно дислоцированные складчато-блоковые сооружения с трансформацией раннекайнозойских продольных граничных листрических сбросов в взбросо-сдвиговые и надвиговые деформации. Дислоцированность надшовных антиклинальных зон находится в тесной зависимости от ширины шовных зон; в узких зонах (юг Энгизпальской, Паромайская, Конгинская) степень деформированности кайнозойских отложений очень высокая (сжатость складчатости до изоклинальной), в широких зонах (Тамлевская, Восточно-Одоптинская, север Энгизпальской) характерна средняя сжатость складчатых форм.

Синклинальные (грабен-синклинальные) зоны представляют собой синформы, образованные в результате присдвигового и тылового растяжения. Присдвиговые синклинальные зоны (Пильтунская, Чайвинская, Конгинская, Тюленья, Макаровская) формировались в зонах Срединно-Сахалинского, Хоккайдо-Сахалинского и Богатинского литосферных мегасдвигов. Основу их структуры составляют раннекайнозойские односторонние грабены, примыкающие к мегасдвигам. Позднекайнозойский тектогенез сформировал на месте грабенов глубокие, но относительно просто построенные синформы. Для части синклинальных зон этого типа (Пильтунская, Тюленья) в создании их структурного облика принимали участие поддвиговые процессы.

Синклинальные зоны, образованные в результате тылового растяжения (Байкало-Поморская, Валская, Нышская, Вагисская, Паркатинская, Мынгинская, Пограничная, Владимировская), формировались в результате процессов декстрального тектогенеза в зонах субмеридиональных (Хоккайдо-Сахалинская система) и субширотных (Пограничный бассейн) литосферных разломов. Основу их структуры зачастую составляют раннекайнозойские присдвиговые (Валская pull-aparte зона, Нышский односторонний грабен) и транстенсионные (Мынгинская, Пограничная зона) грабены. Владимировская зона образовалась в тыловой части крупнейшей надвиговой зоны Восточного Сахалина (Богатинский (Пограничный) надвиг).

Моноклинальные (субмоноклинальные) зоны представляют собой автономные по стилю деформаций крыльевые части крупных структурных элементов (прогибов, поднятий и краевых частей бассейнов). Строение их в зависимости от тектонической позиции различное, но в целом характеризуется двухярусной структурой. Отложения рифтовых этапов развития слагают, в основном, односторонние грабены; пострифтовые осадки слабодеформированным чехлом перекрывают их. Моноклинальные зоны содержат в зонах погребенных региональных разломов значительные запасы углеводородов (Монгинская и Катанглийская группы месторождений нефти и газа).

Мезозойские и райннекайнозойские поднятия представляют собой комплекс различных по размерам и очертаниям «жестких» блоков Хоккайдо-Сахалинской аккреционной системы.

Мезозойские поднятия сложены альб-сеноманским аккреционным комплексом, включающим в себя в некоторых случаях террейны триасово-раннемеловой океанической плиты [152, 159, 166–169]. Зачастую раннемезозойские террейны перекрыты серией покровно-надвиговых

пластин, сложенных окраинноморскими позднемеловыми отложениями.

Раннекайнозойские поднятия в большинстве случаев являются структурами облекания горстовых выступов мезозойского основания. Позднекайнозойские отложения на месте этих поднятий в зонах разломов формируют пологие антиформы, но большей частью образуют слабо дислоцированные гемиантиклинальные структуры.

Особое место среди раннекайнозойских поднятий занимает Невская погребенная структура, сформированная на южном окончании Поронайского палеозойско-мезозойского «жесткого» массива – микроконтинента. Этот крупный блок континентальной литосферы в раннем кайнозое облекался пологим чехлом слабодислоцированных отложений, а в позднем кайнозое был погребен под плащом недеформированных среднемиоцен-плиоценовых осадков.

К районам транспрессивной тектоники относится *Центрально-Дерюгинская зона мелкой складчатости*, развитая в пределах Восточно-Дерюгинской декстральной сдвиговой зоны. В формировании зоны, составленной из пологих небольших позднекайнозойских складок тангенциального сжатия, по-видимому, сыграли значительную роль позднекайнозойские процессы растяжения в Дерюгинском глубоководном троге и декстральные движения в зоне Восточно-Дерюгинского литосферного мегасдвига. Выявление этой зоны, пока плохо изученной региональными сейсмическими работами, имеет большое значение как для понимания фундаментальных геологических процессов, так и для будущего освоения нефтегазовых ресурсов глубоководных бассейнов.

Районы транстенсионной тектоники охватывают структурные элементы деструктивных окраин Охотоморской и Амурской плит, в пределах региона образующих Дерюгинскую, Северо-Татарскую и Южно-Татарскую транстенсионные системы.

Дерюгинская транстенсионная система формировалась в течение всего кайнозоя на месте позднемелового рифтогенного прогиба. Структурные стили транстенсионной тектоники представлены парагенезами структур растяжения, образующими комплексы односторонних грабенов и горстов, ограниченных в основном разнопорядковыми листрическими сбросами и сбросо-сдвигами.

Основу структуры Дерюгинской системы составляет одноименный глубоководный трог, представляющий собой крупнейшую структуру растяжения – «зону зияния» субокеанической коры (рис. 100). Характеризуется интенсивной дилатансионной трещиноватостью, активным «флюидным» дыханием. Дерюгинский трог развивался в виде клиновидного раздвига, ограниченного с двух сторон крупными сбросо-сдвигами. Процессы растяжения в пределах трога вызвали в конце миоцена обдуцирование офиолитовых пластин на Шмидтовское поднятие (см. рис. 78) и в конце раннего миоцена формирование погребенных раннекайнозойских поднятий на восточном и западном бортах трога.

4.5. Разломная тектоника

Тектоническая расслоенность и блоковая дискретность литосферы региона реализуются ее *листрической делимостью*, контролируемой разломами различного уровня проникновения в тектоносферу и сформированной в различных геодинамических обстановках. Листрические разломы в зависимости от геодинамических режимов имеют разную кинематическую природу: в транспрессивных условиях – надвиги и сдвиги, транстенсионных – сбросы.

Плотностное и скоростное моделирование, проведенное по геотраверсам и региональным профилям, показало, что нижние субгоризонтальные поверхности срыва листрических разломов приурочены к разделам горизонтов, имеющих различные реологические и деформационные свойства.

Иерархия листрических разломов определяется глубиной проникновения их субгоризонтальных частей в тектоносферу (Паталаха и др., 1990 г.; Айзберг, Гарецкий, 1996 г.). По этому признаку в регионе выделяются приповерхностные, внутричехольные, верхнекоровые, нижнекоровые и литосферные листроны.

Приповерхностные листрические разломы формируются за счет гравитационного «оползания» верхних частей осадочного чехла на склонах глубоководных котловин, трогов, сов-

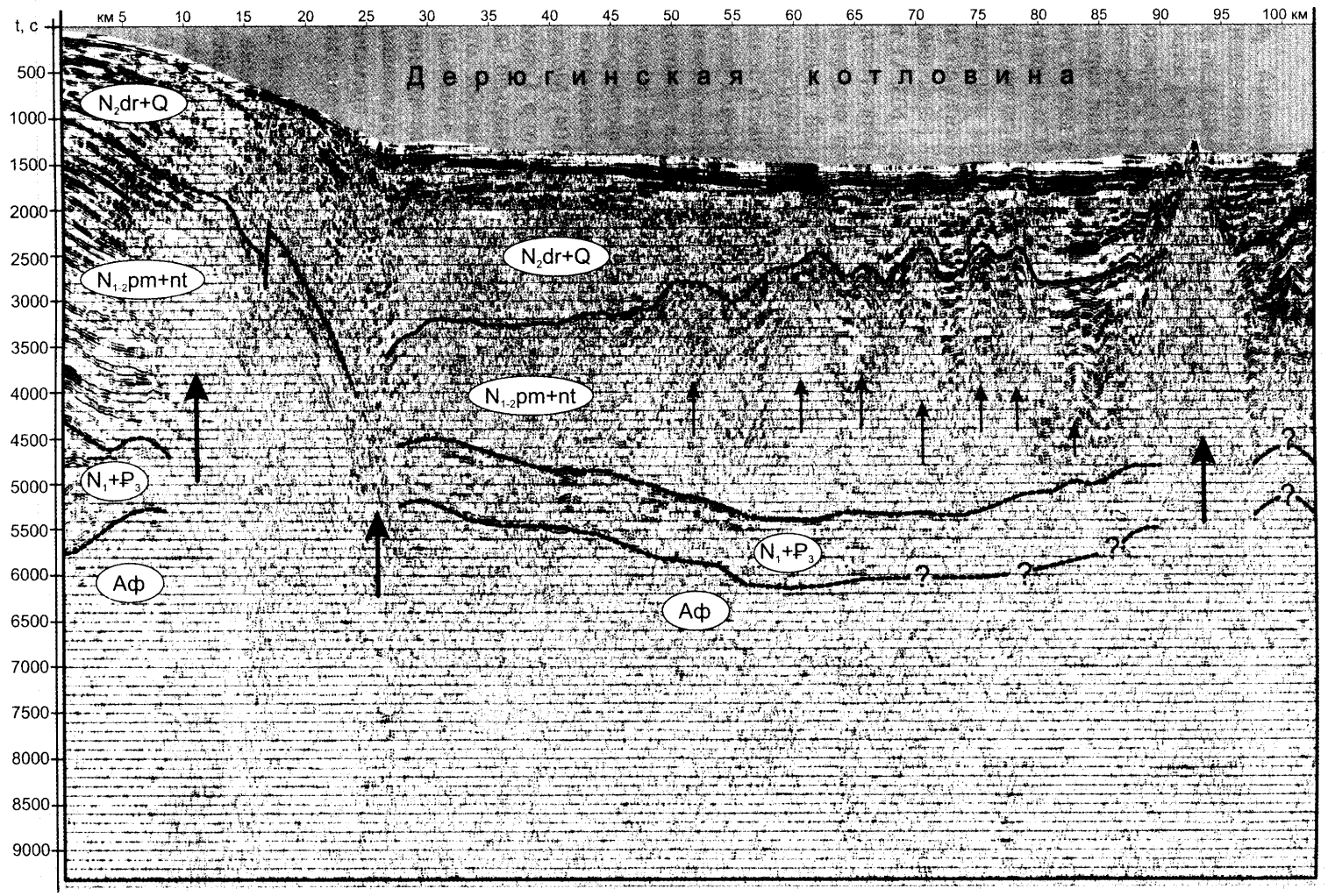


Рис. 100. Дерюгинский бассейн. Временной сейсмический разрез

Сейсмические мегакомплексы: N_2dr+Q - плиоцен-четвертичный, $N_{1-2}pm+nt$ – верхнемиоцен-плиоценовый, N_1+P_3 – олигоцен-нижнесреднемиоценовый. Стратиграфические горизонты: dr – дерюгинский, pm – помырский, nt – верхне-нижненутовские; в N_1+P_3 – пильский и даехуринский, Аф – акустический фундамент, возможно, меловой.

Стрелками показаны направления флюидопотоков в субвертикальных зонах деструкции кайнозойских и докайнозойских комплексов

ременных орогенов, в зонах сейсмодислокаций (рис. 101).

Внутричехольные листроны, субгоризонтальные поверхности срыва которых приурочены к границе рыхлой (изотропной) и литифицированной (анизотропной) частей осадочного чехла; реализуются, в основном, в виде листрических сбросов в зонах растяжения и взбросонадвигов в складчатых системах.

Верхнекоровые листрические разломы субгоризонтальными поверхностями подстилают верхнюю (анизотропную) часть верхней коры; широко распространены в рифтогенных прогибах, аккреционных и присдвиговых системах в виде сбросов, ограничивающих крупные мегасинклинали и присдвиговые впадины, взбросонадвигов и надвигов с значительной амплитудой (2–15 км) горизонтальных перемещений.

Нижнекоровые листрические разломы субгоризонтальными поверхностями срыва приурочены к кровле катакластической нижней коры и (или) к границе раздела кора–мантия, ограничивая в виде сбросов троги и глубокие грабены рифтогенных зон и образуя надвиговые границы террейнов, аллохтонных пластин и других структурных зон аккреционных систем. Нижнекоровые листроны зачастую характеризуются значительной сдвиговой компонентой горизонтальных перемещений; в сейсмических зонах Сахалина ограничивают снизу распространение гипоцентров землетрясений.

Литосферные листрические разломы субгоризонтальными поверхностями срыва приурочены к маловязким (низкоскоростным) разделам надастеносферной мантии. Часть из них, судя по интенсивной насыщенности разломных зон этого ранга магнитоактивными телами, по-видимому, являются докайнозойскими коллизионными сутурами.

Зоны региональных литосферных разломов формируют свои автономные флюидодинамические подсистемы, в которых наиболее мощно проявляется флюидизация разломов, и образование на этой основе разноплотностных и энергетически неоднородных блоков как на всю глубину земной коры, так и вдоль разлома на всем его протяжении.

К литосферным и нижнекоровым листрическим разломам Сахалинского региона относятся: Хоккайдо-Сахалинский, Восточно-Сахалинский, Срединно-Сахалинский, Пограничный, Западно-Сахалинский, Центрально-Сахалинский, Сусунайский и Мерейский глубинные сдвиги (рис. 102).

Хоккайдо-Сахалинский глубинный разлом протягивается узкой полосой интенсивных складчатых и разрывных дислокаций вдоль восточного побережья острова, далее через юго-западную часть Охотского моря уходит в пределы острова Хоккайдо. Разлом состоит из нескольких отрезков с различной кинематической характеристикой. На Северном Сахалине, к югу от участка его сочленения со Срединно-Сахалинским мегасдвигом (район р. Кыдыланьи) до пл. Горомай Паромайский отрезок разлома отличается вертикальной расслоенностью. В нижней коре разлом состоит из кулисообразно расположенных проницаемых фрагментов (рис. 103-А), выявленных детальными магнитотеллургическими зондированиями. В средней части осадочного чехла разлому соответствует узкий глубокий грабен, ограниченный конседиментационными сбросами (рис. 103-Б). В верхней части осадочной толщи в зоне разлома фиксируется интенсивная дислоцированность верхнемиоценовых отложений (рис. 103-В), вызванная криптодиапиризмом глинистых окобыкайских пород и надвиговыми дислокациями, трансформированными в результате сдвиговых перемещений из раннеокобыкайских сбросов (рис. 104). Монгинский отрезок мегасдвига (рис. 105) от р. Горомай до р. Тымь погребен под моноклинально залегающими верхнемиоцен-плиоценовыми отложениями. Сдвиг сопровождается в этом районе эшелонированными трещинами растяжениями (сбросами), конседиментационно развивавшимися в течение среднемиоценового времени и сопровождавшимися интенсивным проседанием (см. рис. 94).

За пределами раздвиговых грабенов (см. рис. 103-В) к югу от них в зоне разлома на Южно-Монгинской площади окобыкайские конседиментационные грабены почти нивелируются (см. рис. 105). К югу от р. Тымь до Восточно-Сахалинских гор Катанглийский отрезок мегасдвига сопровождается миоценовыми грабенами умеренного и интенсивного растяжения (рис. 106, 107), граничащими с горстовыми выступами, контролирующими месторождения Катанглийской группы.

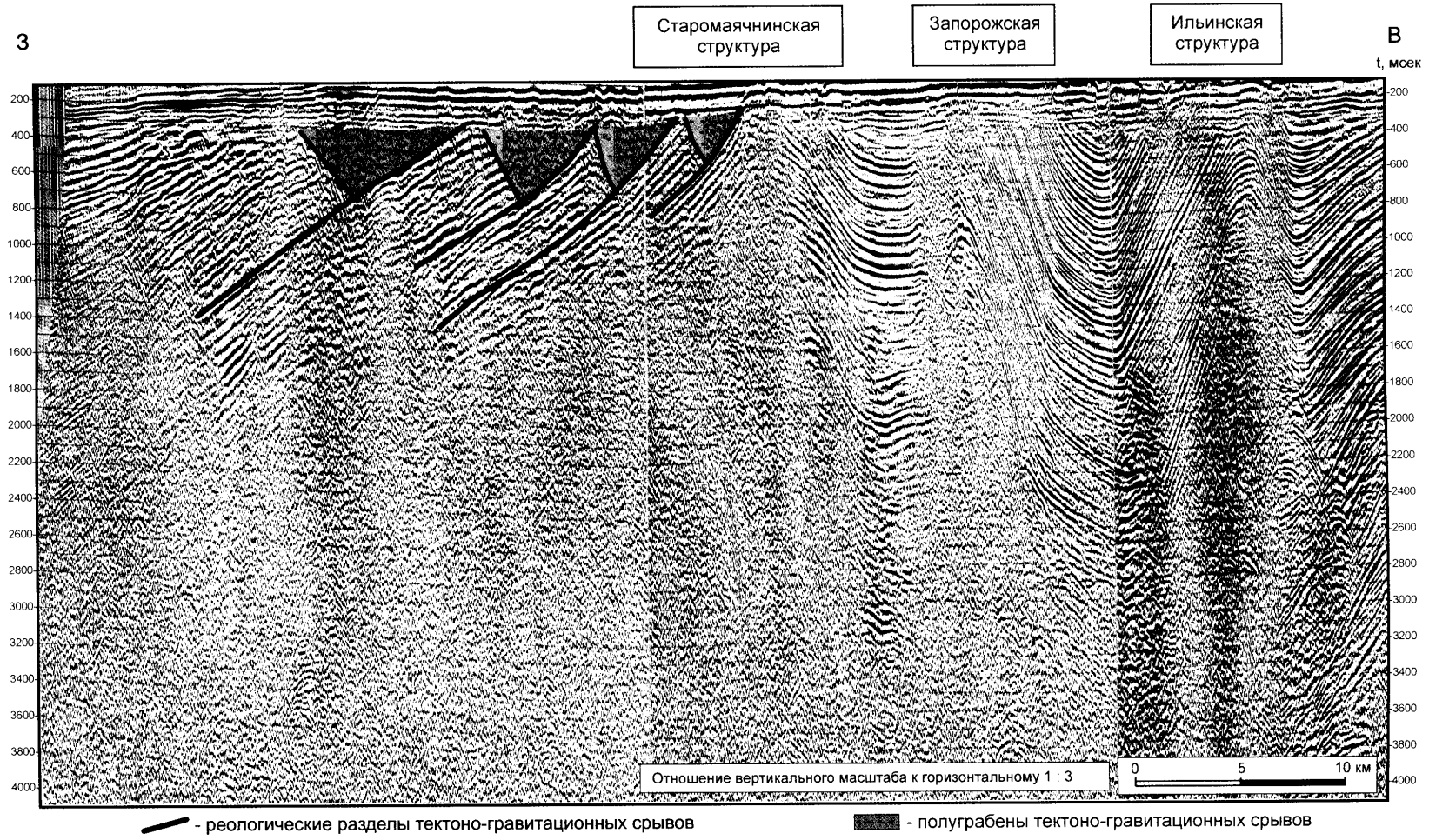


Рис. 101. Южно-Татарский прогиб. Восточный борт. Временной сейсмический разрез по профилю С149

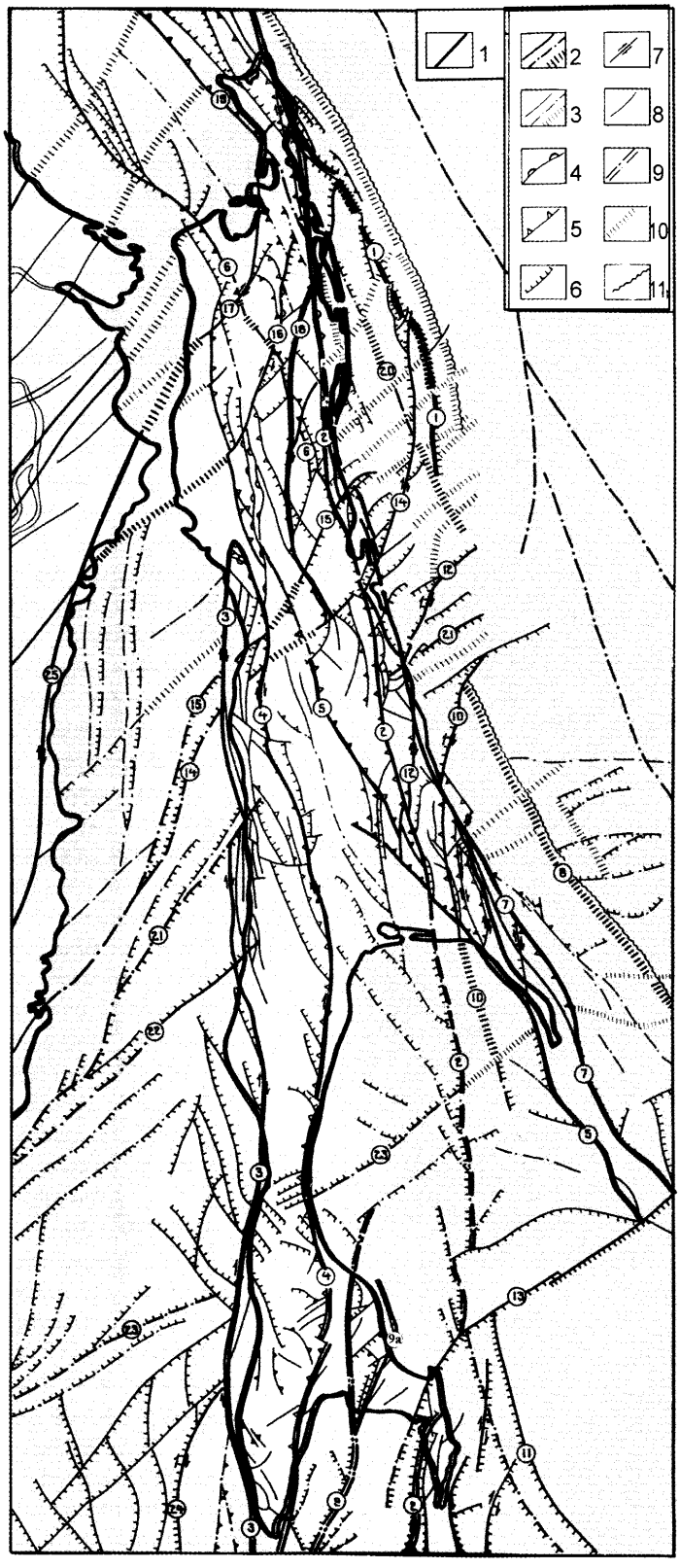
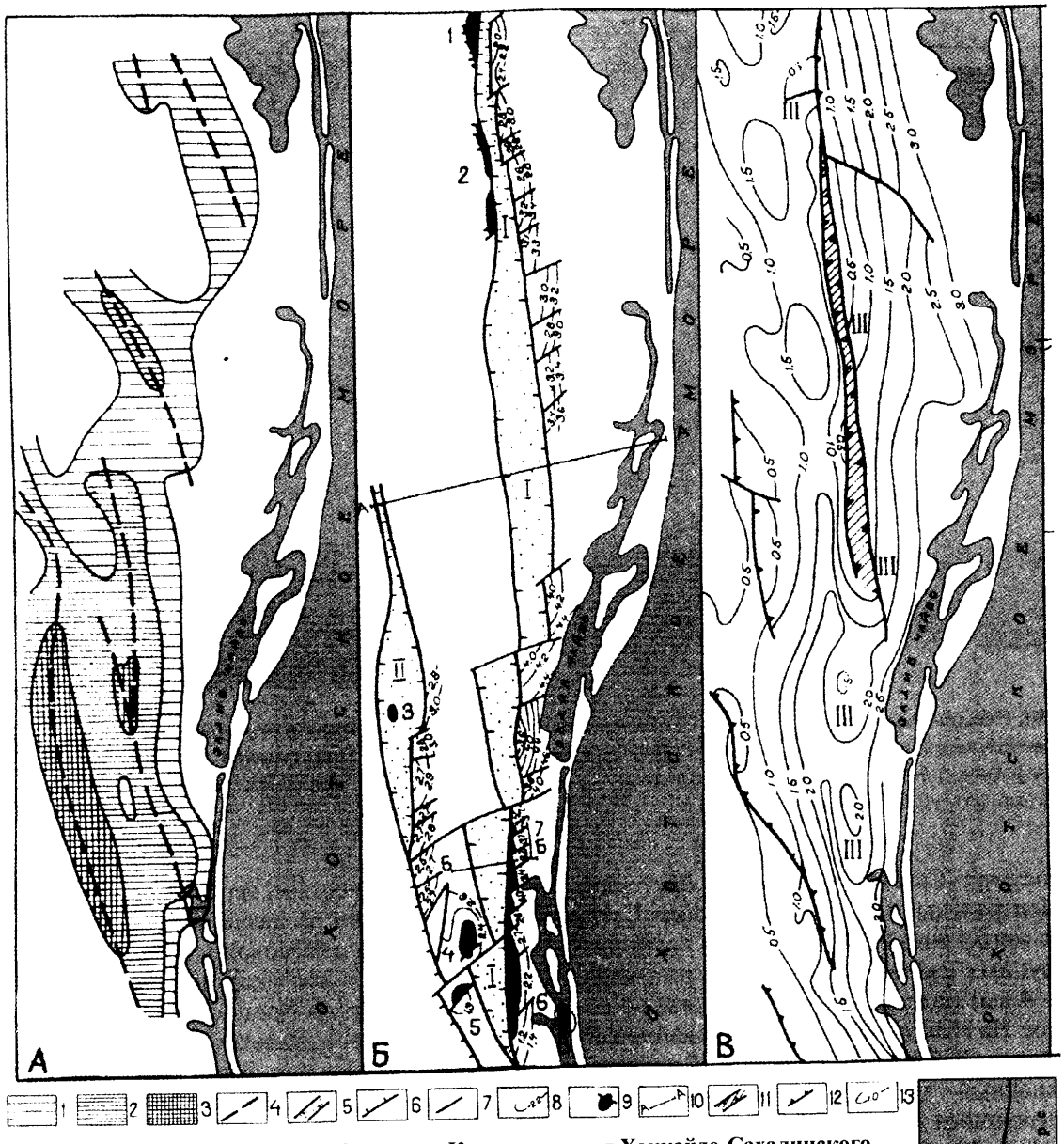


Рис. 102. Карта разломов Сахалина и присахалинского шельфа

1–3 – *ранг разломов*: 1 – глубокого заложения, 2 – региональные, 3 – зональные; 4–7 – *кинематика разломов*: 4 – надвиги, 5 – взбросы, 6 – сбросы, 7 – сдвиги; 8–10 – *сфера действия разломов*: 8 – земная кора, 9 – нижняя часть осадочной толщи и консолидированная часть земной коры, 10 – консолидированная часть земной коры, 11 – зоны повышенной трещиноватости земной коры.

Список разломов: 1 – Восточно-Сахалинский, 2 – Хоккайдо-Сахалинский, 3 – Западно-Сахалинский, 4 – Центрально-Сахалинский, 5, 18 – Срединно-Сахалинский (5 – Первомайский, 18 – Верхнее-Пильтунский), 6 – Западно-Байкальский, 7 – Пограничный (Богатинский), 8 – Тюлений, 9 – Сусунайский, 9а – Мерейский, 10 – Лиманский, 11 – Владимировский, 12 – Прибрежный, 13 – Мордвиновский, 14 – Ауган-Лунский, 15 – Тымский, 16 – Гыргыланьинский, 17 – Восточно-Байкальский, 19 – Западно-Шмидтовский, 20 – Западно-Одоптинский, 21 – Совгаванский, 22 – Бошняковский, 23 – Слепиковский, 24 – Монеронский, 25 – Восточно-Сихотэалиньский



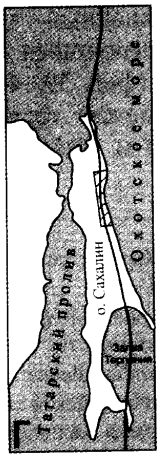


Рис. 103. Юго-восток Северного Сахалина. Карты строения Хоккайдо-Сахалинского разлома по различным горизонтам земной коры

А – Карта строения разлома в нижней части метаморфического слоя земной коры.

1–3 – трещиноватые (флюидонасыщенные) зоны метаморфического слоя (данные МТЗ): 1 – слаботрещиноватые (с проводимостью до 500см), 2– умеренно трещиноватые (с проводимостью 500–1000 см), 3 – сильнотрещиноватые (с проводимостью свыше 1000 См); 4 – разрывные нарушения.

Б – Карта строения разлома в нижней части осадочного слоя.

5 – конседиментационные грабены в верхней части дагинско–уйнинского комплекса и нижней части окобыкайско-нутовского комплекса; 6 – конседиментационные сбросы; 7 – прочие разрывные нарушения (в основном, сбросы); 8 – изогипсы поверхности дагинских отложений; 9 – месторождения нефти и газа: 1 – Мухтинское, 2 – Паромайское, 3 – Средне-Аскасайское, 4 – Восточно-Дагинское, 5 – Южно-Дагинское, 6 – Монгинское, 7 – им. Р.С. Мирзоева, 8 – Усть-Томинское; 10 – линии геолого-геофизических профилей (рис. 86)

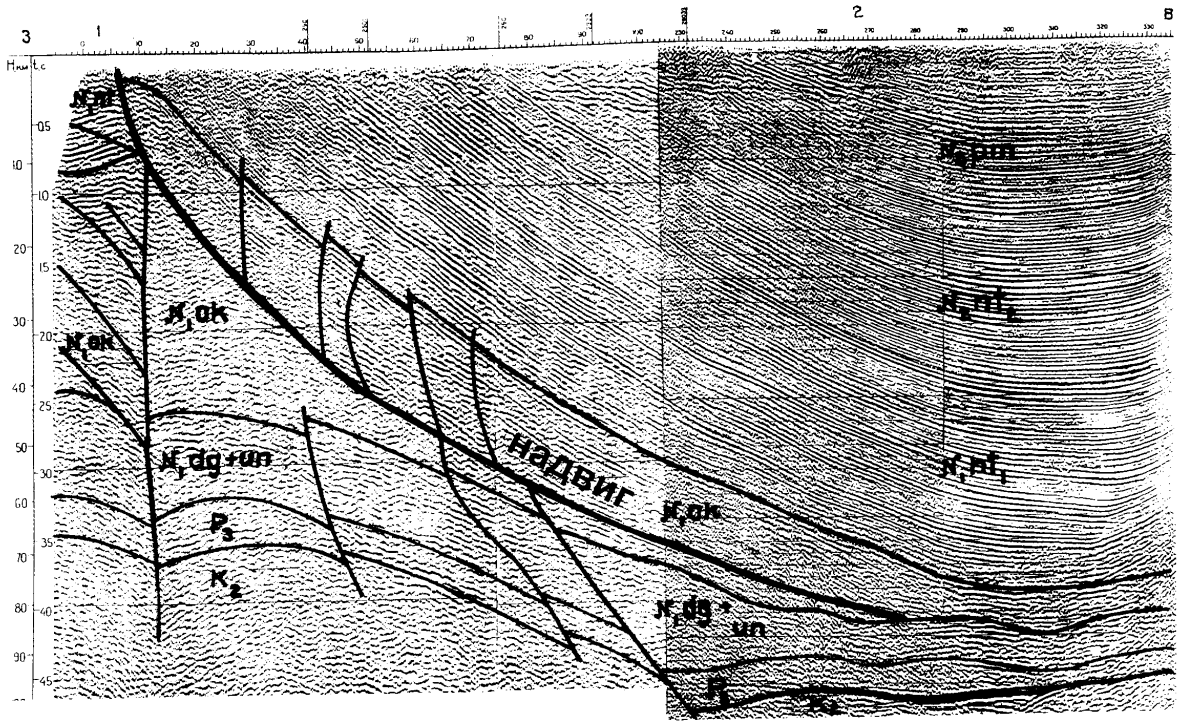


Рис. 104. Северо-Сахалинский бассейн. Сейсмогеологический профиль. Пример строения надвиговой зоны (Паромайский надвиг в зоне сочленения Мухтинской антиклинали (1) и Пильтунской мегасинклинали (2)

Стратиграфические горизонты: pm – помырский, nt_2 – поздненутовский, nt_1 – ранненутовский, ok – окобыкайский, dg – дагинский, un – уйнинский

В Восточно-Сахалинских горах Лангерийский (Центральный) отрезок Хоккайдо-Сахалинского мегасдвига включает в себя несколько (2–4) крупных субмеридиональных разрывов, узкой (2–4 км) полосой протягивающихся с севера на юг. На границе мезозойских и кайнозойских отложений Лунского грабена наблюдается прямолинейный тектонический уступ [163], протягивающийся на несколько десятков километров (фиг. 39, 40, вклейка). Резкий перепад высот между горами и депрессией достигает 700–800 м. Кайнозойские слои вблизи разлома имеют крутое, местами вертикальное залегание. Южнее мегасдвиг разделяет Восточно-Сахалинский юрско-нижнемеловой и Рымникский позднемеловой горстовые массивы.

В южной части Восточно-Сахалинских гор мегасдвиг сопровождается небольшими массивами серпентинитов и выражен в виде зоны чешуйчатых надвигов шириной в 2–4 км. В пределах залива Терпения разлом формирует Невское кайнозойское поднятие, вдоль него развиты палеогеновые и раннемиоценовые конседиментационные грабены, включая глубокий Стародубский прогиб с мощностью кайнозойских отложений более 8 км. Характерно, что в верхних слоях осадочной толщи разлому соответствуют пликативные антиформы, почти лишенные разрывных дислокаций.

В пределах Тонино-Анивского полуострова Южного Сахалина Хоккайдо-Сахалинский мегасдвиг отделяет кайнозойские грабены от юрско-меловых блоков восточной части полуост-

---

В – Карта строения разлома в верхней части осадочного слоя.

11 – зона интенсивной дизъюнктивной и пликативной нарушенности, интенсивного криптодиапиризма глинистых окобыкайских пород; 12 – взбросы; 13 – изогипсы кровли окобыкайской свиты, км.

Г – схема расположения Хоккайдо-Сахалинского разлома

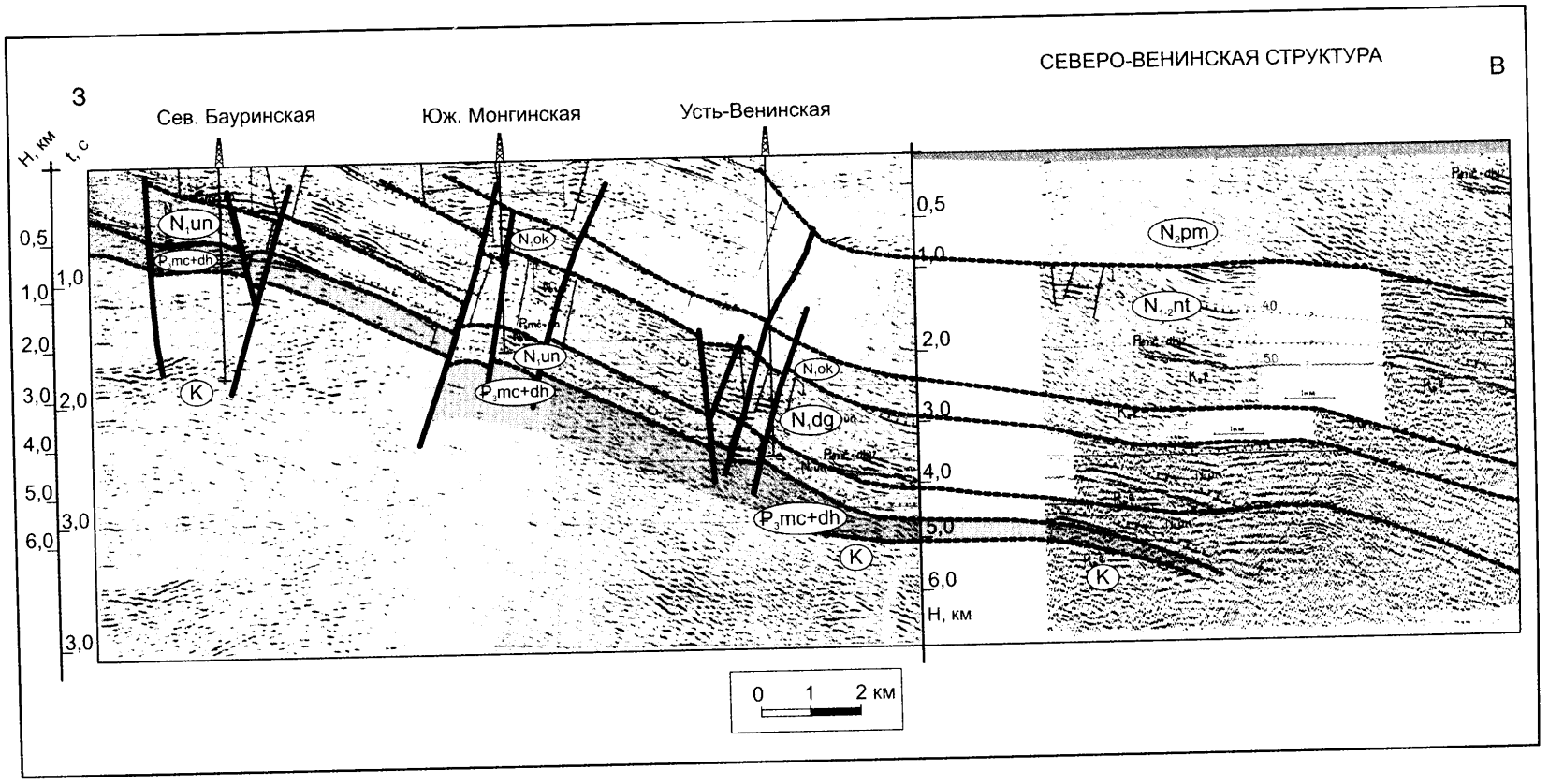


Рис. 105. Северо-Сахалинский бассейн. Временной сейсмогеологический разрез по линии V-V (Сев. Баури – Сев. Вени-море)

Схема расположения профиля на рис. 86

рова. Разлом при этом сопровождается системами присдвиговых чешуйчатых надвигов, слагающих пакеты пластин [70]. В Анивском заливе мегасдвиг выражен в виде крупного тектонического уступа сбросового характера.

Таким образом, Хоккайдо-Сахалинский глубинный мегасдвиг, в зоне которого расположены основные скопления углеводородов островной части региона, характеризуется весьма сложным и различным строением в пределах его отрезков. Участки влияния транспрессивных и транстенсионных процессов сменяются как во времени, так и в пространстве. Но в пределах осадочных бассейнов превалируют процессы транстенсионной тектоники, приведшие к избирательной нефтегазопродуктивности в зоне разлома (см. рис. 106).

Восточно-Сахалинский глубинный разлом прослежен по аэромагнитным и сейсморазведочным данным к юго-востоку от полуострова Шмидта на протяжении почти 300 км [37, 42]. В пределах полуострова ему соответствует интенсивно дислоцированная зона шириной 0,8–1 км, ограниченная двумя дизъюнктивами, почти прямолинейными, с незначительным дугообразным изгибом. Швы разломов выполнены тектонической глиной. В пределах этой зоны развиты рассланцованные серпентиниты и габброиды и серпентинизированный меланж. Разлом ограничивает с запада массив серпентинитовых перидотитов. В шельфовой части офиолитовый пояс, контролируемый Восточно-Сахалинским разломом, постепенно к юго-востоку погружается до глубин более 5 км. В осадочном чехле разлому соответствуют структуры Трехбратской и Восточно-Одоптинской антиклинальных зон. Дизъюнктивная нарушенность для них характерна в палеоген-миоценовых отложениях, плиоценовые осадки верхненутовского и помырского комплексов лишены разрывных дислокаций (кроме структур Трехбратской зоны (см. рис. 78). Цветковый характер строения Восточно-Сахалинской разломной зоны (рис. 108) свидетельствует о ее сдвиговом характере. В южной части зоны (Южно-Аяшский сектор) по сейсморазведочным 3D-данным (анализ когерентности) на глубинах более 5 км разлому соответствует дезинтегрированная зона шириной 3–4 км (рис. 109). На глубинах до 2 км она уже не выражена, но структурный облик (рис. 110) небольших присдвиговых разрывных нарушений показывает, что изменение их пространственной ориентировки контролируется линией, соответствующей южному отрезку Восточно-Сахалинского разлома. Таким образом, Восточно-Сахалинский глубинный разлом представляет собой крупнейшую сдвиговую зону, в пределах которой интенсивно развиваются процессы серпентинизации ультраосновных пород и формирования инверсионных складчатых структур. Все это свидетельствует об активном флюидодинамическом режиме в Восточно-Сахалинской разломной зоне.

Срединно-Сахалинский глубинный разлом протягивается почти через всю территорию Северного и Южного Сахалина в виде дуги, разделяющей восточные и западные территории острова. Разлом состоит из различных отрезков, характеризующихся интенсивной дислоцированностью. В пределах Центрального Сахалина Первомайский взбросо-надвиг ограничивает с запада горстовые массивы Восточно-Сахалинских гор и полуострова Терпения. В районе Набильского хребта разлом трансформируется в надвиг серпентинитового меланжа, слагающего хребет, на кайнозойские отложения соседних депрессий (см. рис. 71; фиг. 41, вклейка, рис. 111). В пределах Северного Сахалина Срединно-Сахалинский мегасдвиг выражен в виде Дывыкского (см. фиг. 37, 42, 43, вклейка), Верхне-Пильтунского (фиг. 44, 45, вклейка), Восточно-Эхабинского и Хейтонского (рис. 112) разломов. Срединно-Сахалинский глубинный разлом в пределах всех его фрагментов сопровождается системами складчатых и разрывных дисклокаций декстрального тектогенеза, в целом, формирующих структурный облик кайнозойских отложений значительной территории острова. Влияние разлома на структурную эволюцию региона в позднемезозойско-кайнозойское время весьма значительно, что подчеркивалось почти во всех разделах настоящей работы. На Северном Сахалине Срединно-Сахалинский мегасдвиг в районе р. Кыдыланьи ограничивает действие Хоккайдо-Сахалинского разлома, к северу от полуострова Шмидта – Восточно-Сахалинского разлома. В первом случае его Восточно-Эхабинский фрагмент формирует присдвиговые нефтегазоносные структуры Охинского района, во втором – структурные элементы Северо-Шмидтовской складчато-сдвиговой зоны (рис. 113). Далее к се-

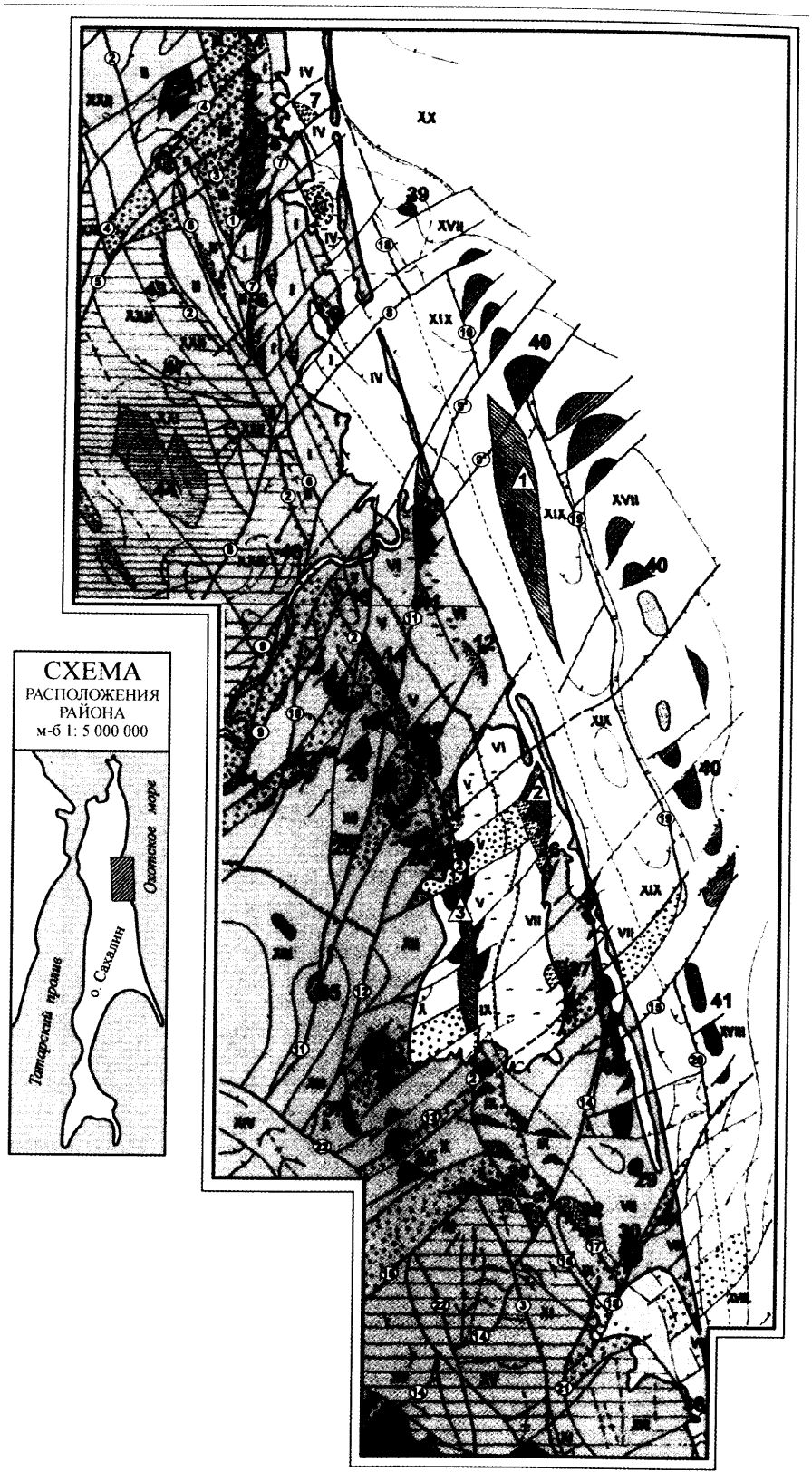


СХЕМА
РАСПОЛОЖЕНИЯ
РАЙОНА
м-б 1: 5 000 000
Татарский пролив
о. Сахалин
Охотское море

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ:

РЕГИОНАЛЬНЫЕ СТРУКТУРНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ

Раойны выхода на дневную поверхность отложений доокобыкайских структурно-стратиграфических комплексов (ССК) и/или подкомплексов (ССПК)

- юрско-нижнемеловой структурный комплекс
- даехуриинский ССК
- уйнинский ССК
- дагинский ССПК

Тектонические формы растяжения

- среднемиоценовые грабены умеренного растяжения
- среднемиоценовые грабены интенсивного растяжения
- миоцен-плиоценовые грабены умеренного и слабого растяжения

Тектонические формы сжатия

- флексурные зоны

ЛОКАЛЬНЫЕ СТРУКТУРЫ

Антиклинальные структуры

- постседиментационные (плиоцен)
- постседиментационные (средний миоцен)
- конседиментационные (нижний миоцен)
- конседиментационные (средний-верхний миоцен)
- смешанного генезиса
- сквозные
- погребенные
- навешенные (бескорневые)

Неантиклинальные структуры

- участки глубинного среза предокобыкайским размывом отложений дагинского подкомплекса
- участки подошвенного прилегания отложений окобыкайского подкомплекса на кровельную поверхность дагинского подкомплекса

МЕСТОРОЖДЕНИЯ

- нефтяное
- газовое

ГРАНИЦЫ

- региональные
- локальные
- постседиментационные
- конседиментационные
- сбросы
- взбросы
- сдвиги

ГРАНИЦЫ СТРУКТУРНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ

- структурных зон (если они не совпадают с региональными дизъюнктивами)
- направление регионального наклона среднемиоценовых отложений

СПИСОК СТРУКТУРНЫХ ЗОН

I. Монгинская
II. Восточно-Дагинская
III. Западно- Монгинская
IV. Мыйская
V. Катанглийская
VI. Восточно-Катанглийская
VIII. Восточно-Ватунгская
IX. Восточно-Оркуньинская
X. Междуреченская
XI. Оркуньинская
XII. Имчинская
XIII. Паркатинская
XV. Средне-Набильская
XVI. Ясынгинская
XVII. Венинская
XVIII. Набильская
XIX. Западно-Венинская
XX. Чайвинская
XXI. Джимданская
XXII. Западно-Бауринская

△ СПИСОК ГРАБЕНОВ ИНТЕНСИВНОГО РАСТЯЖЕНИЯ

1. Тымский (морской)
2. Чаячий
3. Западный

○ СПИСОК РЕГИОНАЛЬНЫХ РАЗРЫВНЫХ НАРУШЕНИЙ

1. Монгинский
2. Катанглийский
3. Центральный
4. Южно-Дагинский
5. Томинский
6. Восточно-Бауринский
7. Южно- Монгинский
8. Джимданский
9, 9а. Тымский
11. Восточно-Уйглекутский
12. Северо-Набильский
13. Междуреченский
14. Набильский
15. Южно-Набильский
16. Восточно-Оркуньинский
17. Ясынгинский
18. Ватунгский
19. Венинский
20. Западно-Набильский
21. Конгинский

СПИСОК ЛОКАЛЬНЫХ СТРУКТУР

1. Восточно-Дагинская
2. Южно- Дагинская
3. Восточно-Бауринская
4. Нижне-Дагинская
5. Монгинская
6. Южно- Монгинская
7. Каурунанинская
8. Усть-Томинская
9. Усть-Венинская
10. Усть-Тымская
11. Восточно-Уйглекутская
12. Восточно-Катанглийская
13. Ногликская
14. Уйглекутская
15. Катанглийская
16. Южно-Катанглийская
17. Имчинская
18. Восточно-Имчинская
19. Западно-Катанглийская
20. Угрюминская
21. Прибрежная
22. Северо-Гамадейская
23. Гамадейская
24. Рогатинская
25. Маячная
26. Чаячья
27. Восточно-Набильская
28. Старо-Набильская
29. Южно-Набильская
30. Ватунгская
31. Восточно- Ватунгская
32. Ново-Набильская
33. Восточно-Оркуньинская
34. Оркуньинская
35. Северо-Оркуньинская
36. Южно-Гамадейская
37. Междуреченская
38. Ясынгинская
39. Монгинская (морская)
40. Венинская
41. Набильская (морская)
42. Тымская (морская)
43. Северо-Бауринская
44. Джимданская
45. Чемернинская
46. Раздольная
47. Мало-Венинская

Рис. 106. Структурно-тектоническая схема юго-восточного района Северного Сахалина

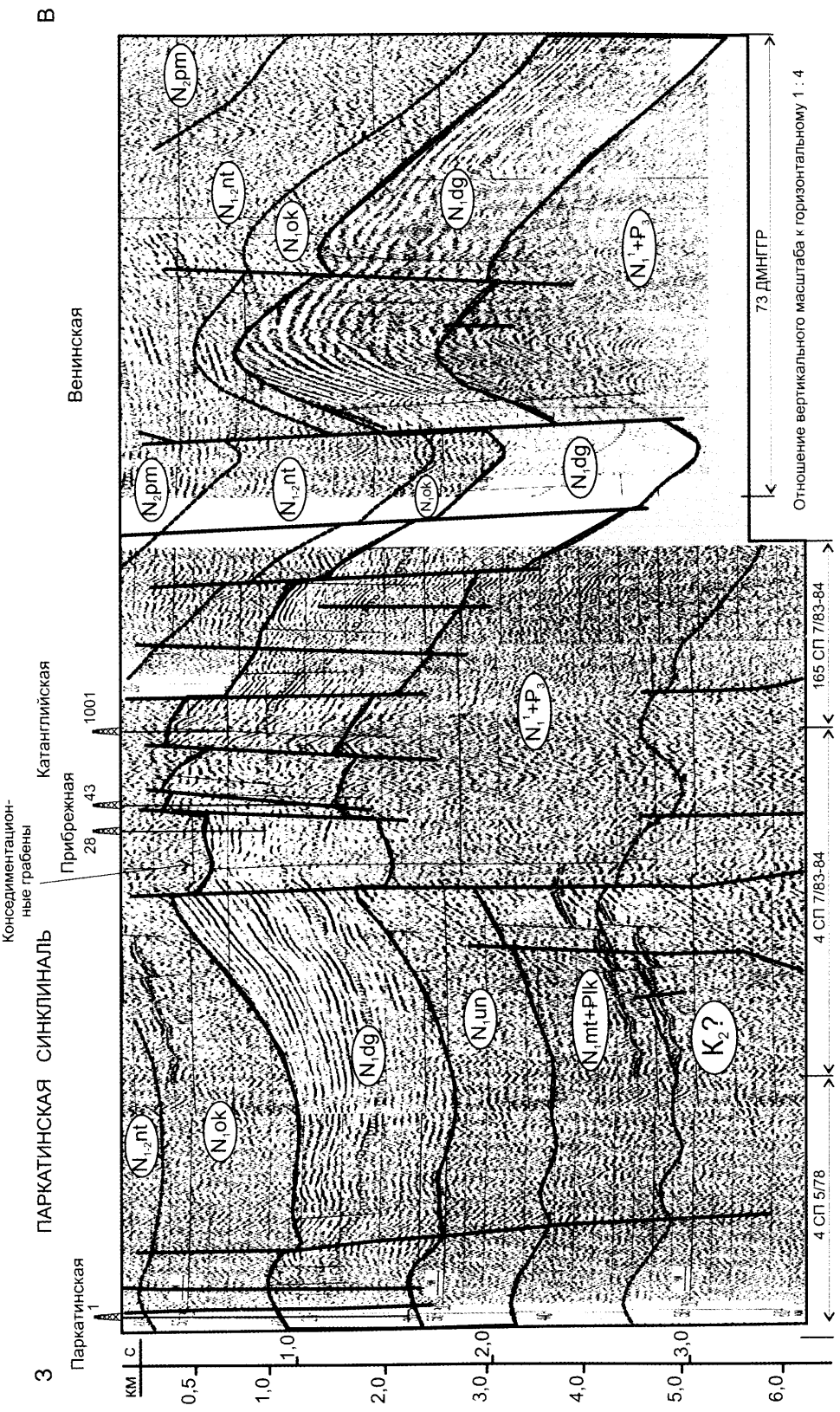


Рис. 107. Северо-Сахалинский бассейн. Временной сейсмогеологический разрез по линии VI-VI (Паркатинская – Вени-море).
Схема расположения профиля на рис. 86

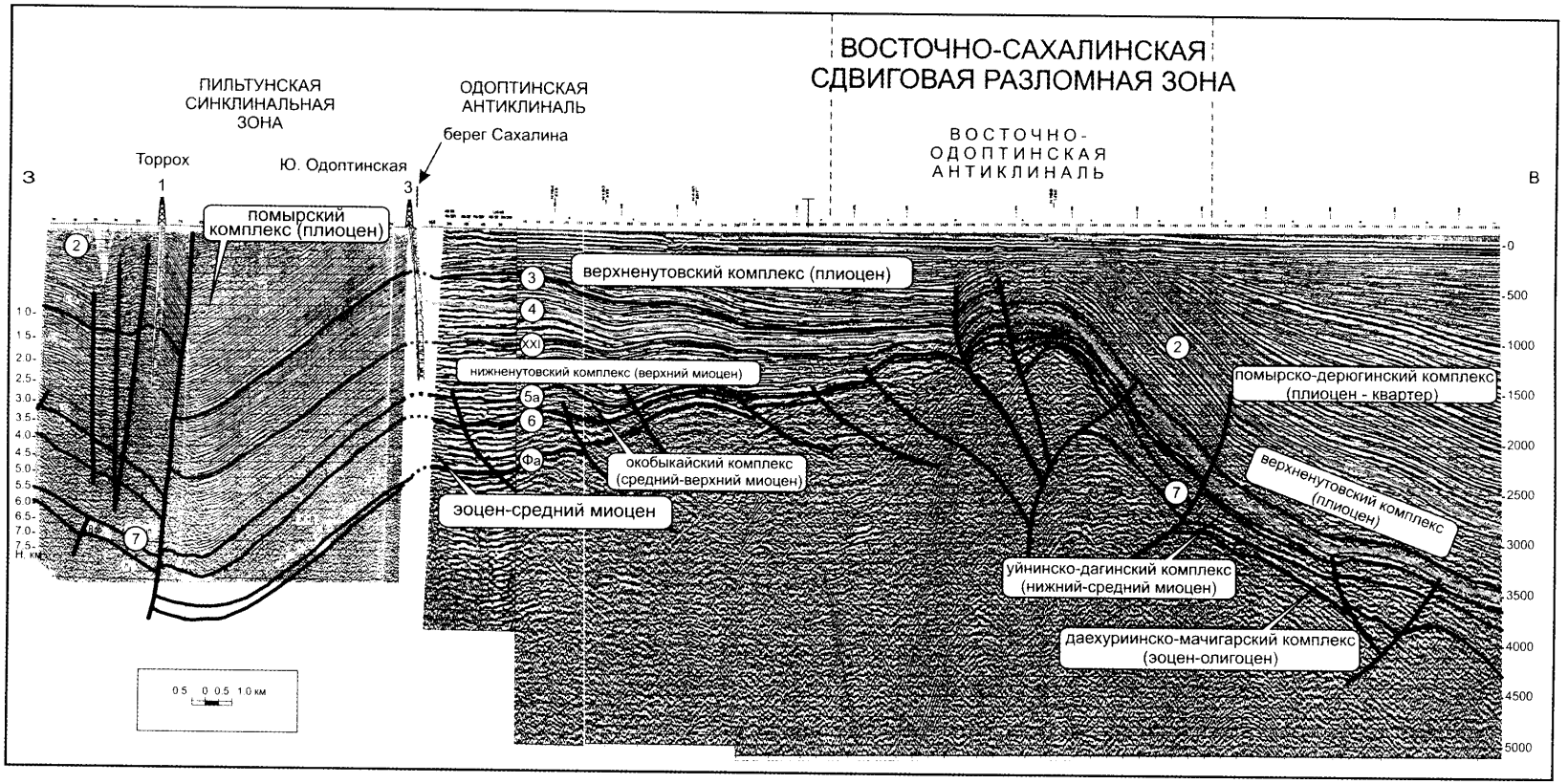


Рис. 108. Северо-Сахалинский бассейн. Композитный временной сейсмический разрез по линии Торрохская–Восточно-Одоптинская структуры. «Цветковый» характер Восточно-Сахалинской сдвиговой разломной зоны



Рис. 109. Восточно-Сахалинская сдвиговая разломная зона. Южно-Айяшский сектор. Горизонтальный срез куба когерентности на глубине 5700 м

веру Срединно-Сахалинский разлом продолжается в виде Западно-Охотского мегасдвига (см. фиг. 36, вклейка).

Пограничный глубинный разлом протягивается вдоль восточного побережья Сахалина в виде интенсивных надвиговых дислокаций, отграничивающих горстовые массивы Восточно-Сахалинских гор от кайнозойских депрессий. На Северном Сахалине разлому соответствуют структуры Ныйской антиклинальной зоны (Венинская, Набильская-море, Лунская, Южно-Лунская). В пределах Пограничного бассейна докайнозойские аккреционные массивы надвинуты (см. рис. 95) на позднемеловые и кайнозойские блоки на значительное расстояние. Амплитуда горизонтальных перемещений аллохтонов пока не выяснена, но, судя по сейсморазведочным данным, она не менее 12 км. Крупные присдвиговые перемещения в блоке, ограниченном с запада Хоккайдо-Сахалинским, с востока – Пограничным, с юго-запада – Срединно-Сахалинским глубинными разломами, привели к формирова-

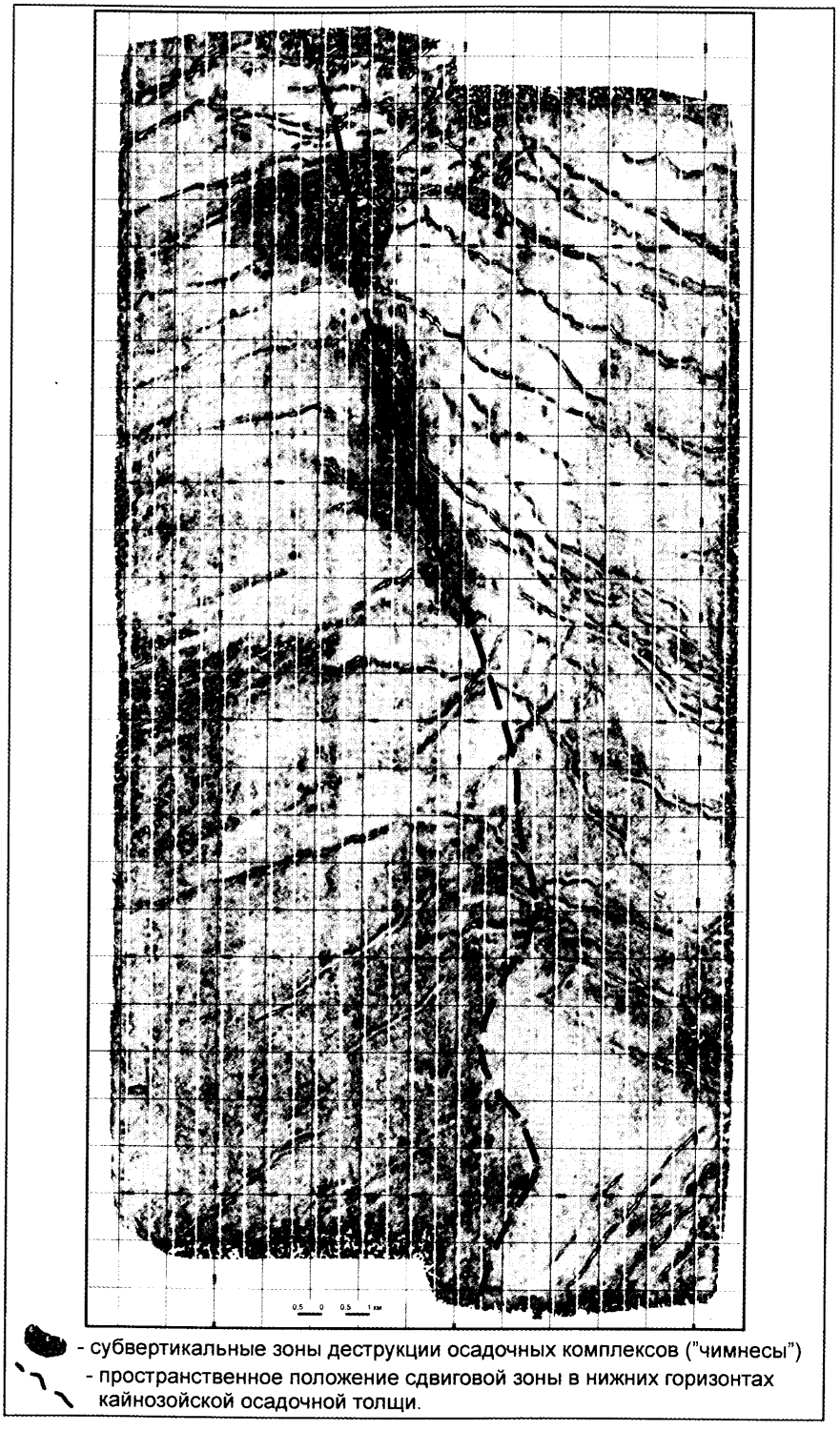


Рис. 110. Восточно-Сахалинская сдвиговая разломная зона. Южно-Аяшский сектор. Горизонтальный срез куба когерентности по опорному горизонту 4 (нижненутовский горизонт)
Иллюстрация характера распределения присдвиговых локальных разрывных нарушений на уровне горизонта

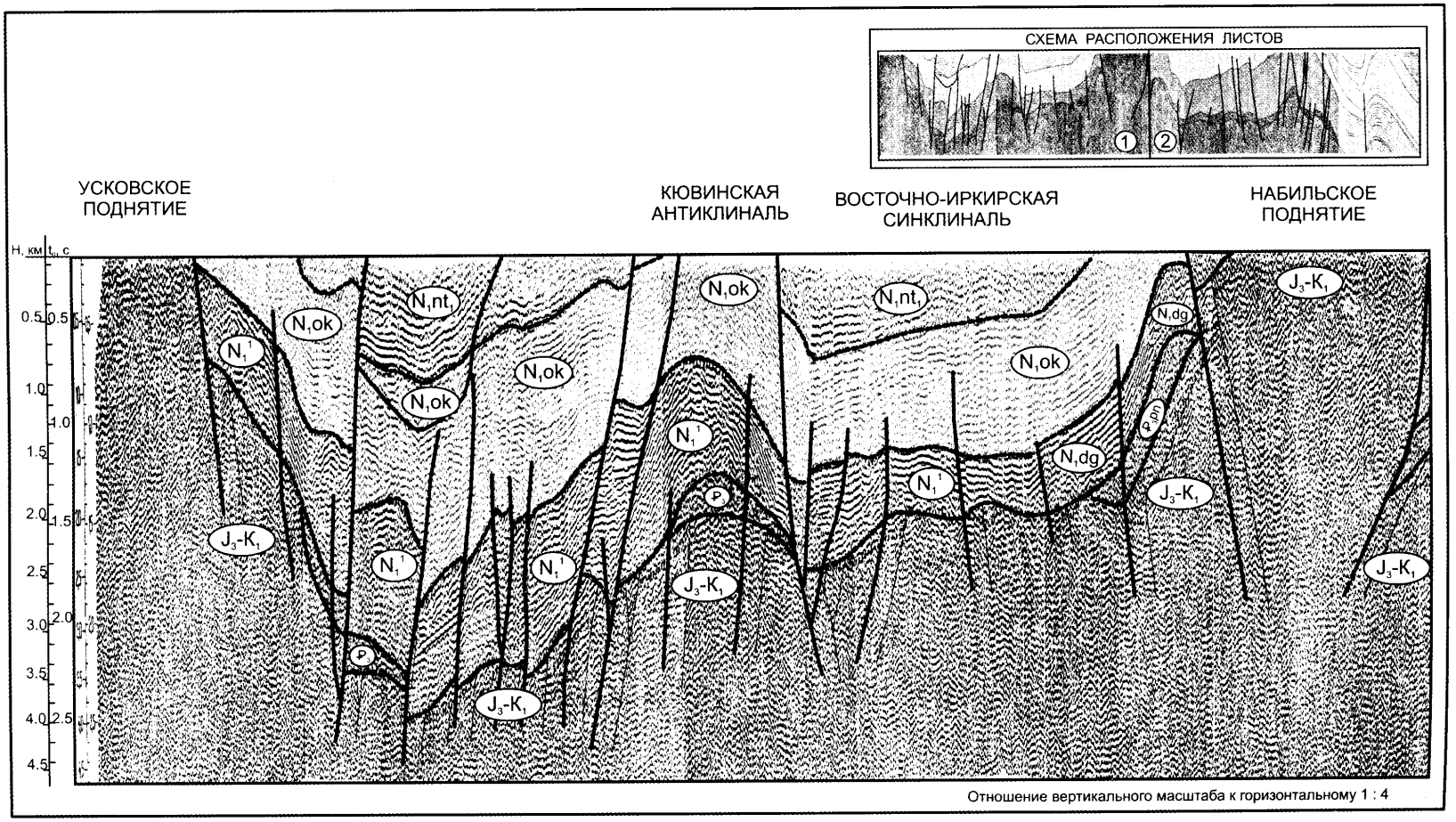
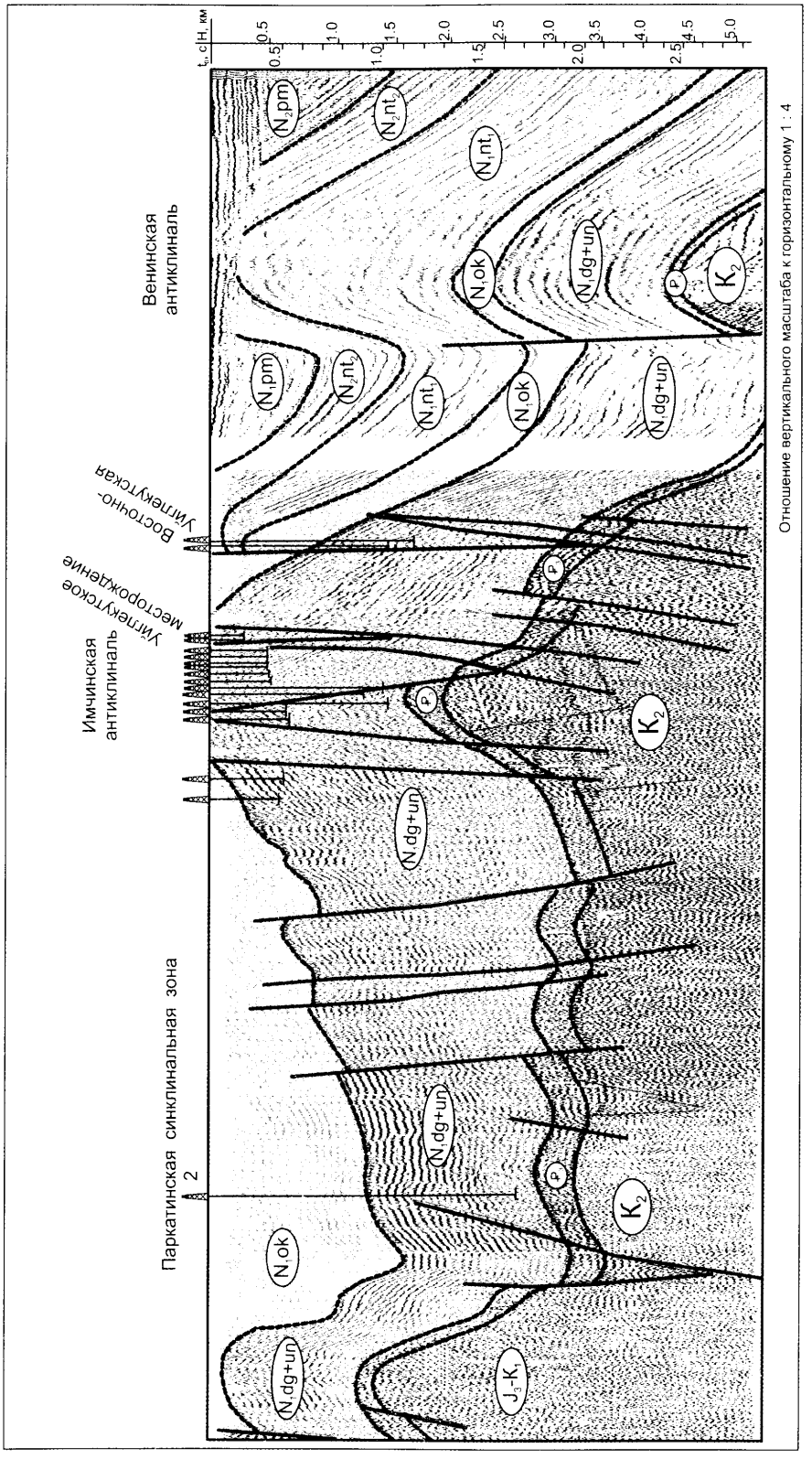


Рис. 111. Северо-Сахалинский бассейн. Временной сейсмогеологический разрез по линии VII-VII (Усковское поднятие – Венинская (море) структура). Схема расположения профиля на рис. 86. Лист 1


Паркатинская синклинальная зона
Имчинская антиклиналь
Уйглекутское месторождение
Восточно-Уйглекутская
Венинская антиклиналь
t_0, с
H, км
0.5
1.0
1.5
2.0
2.5
3.0
3.5
4.0
4.5
5.0
2
N_1dg+un
N_1ok
J_3-K_1
K_2
N_1pm
N_2nt_2
N_1nt_1
N_1dg+un
N_1ok
N_1pm
N_2nt_2
N_1nt_1
N_1ok
N_1dg+un
N_1dg+un
N_1ok
N_1nt_1
N_2pm
K_2
P
Отношение вертикального масштаба к горизонтальному 1 : 4

Лист 2



Рис. 112. Полуостров Шмидта, р. Хейтон. Надвиг в отложениях пильской свиты. Фото В.И. Тишакова, 1984

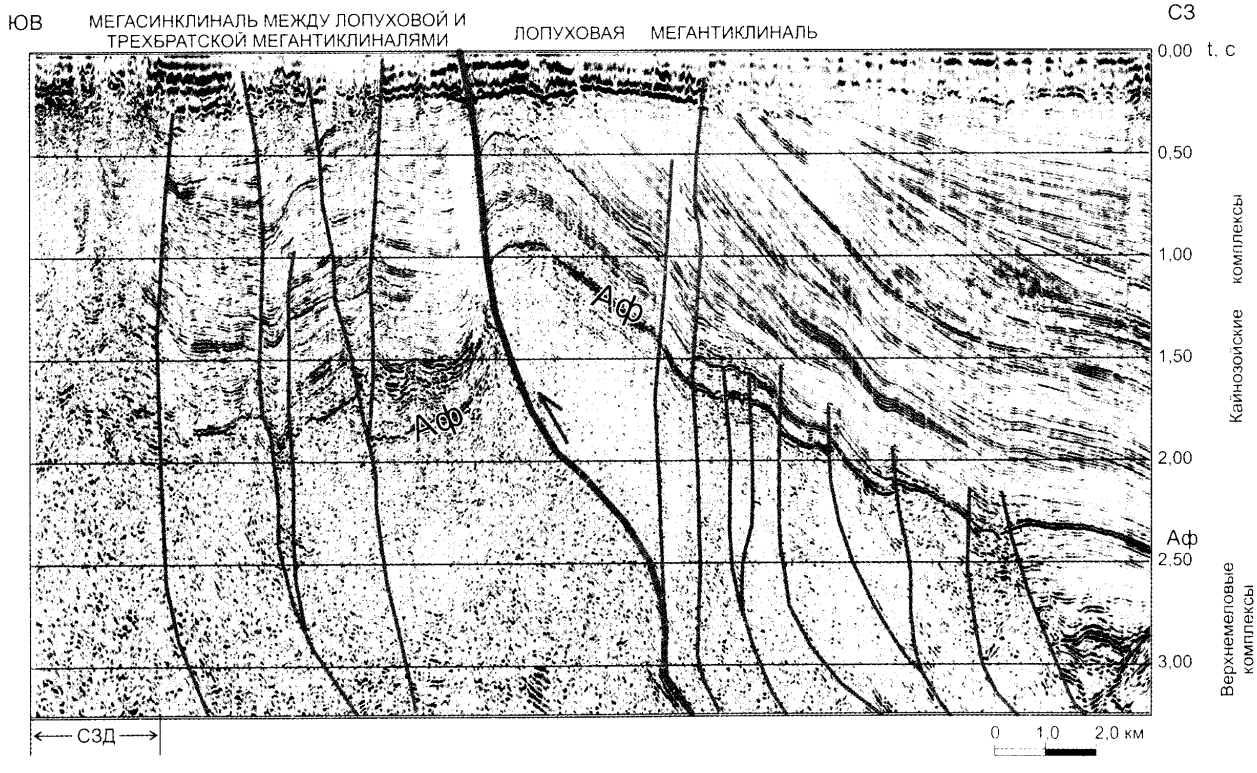


Рис. 113. Северо-Сахалинский бассейн. Северо-Шмидтовская складчато-сдвиговая зона. Продольный временной сейсмический разрез, иллюстрирующий характер тектонических деформаций кайнозойских комплексов

СЗД – субвертикальные зоны деструкции осадочных комплексов; Аф – акустический «фундамент»

нию субмеридиональных и диагональных надвигов, располагающихся почти на одинаковом расстоянии, через каждые 18–20 км (Прибрежный, Лиманский, Западно-Лиманский и др.). Эти дизъюнктивы зачастую сопровождаются офиолитовыми телами. Этими же процессами созданы достаточно крупные Пограничный, Лунский и другие узкие кайнозойские грабены восточного побережья Центрального Сахалина. В пределах первых двух сформированы осадочные кайнозойские толщи мощностью до 4–6 км (рис. 114). На сейсмических профилях, отработанных вдоль побережья (см. рис. 96; рис. 115), отчетливо видно, что надвиговые дислокации охватывают почти всю прибрежную часть Пограничного бассейна. На поперечном сейсмическом профиле, пересекшем Южно-Рымникскую группу структур (рис. 116), видно, что детачмент Пограничного надвига следится на глубинах 3,0–4,5 км к востоку более чем на 35–40 км. На Северном Сахалине в пределах Ныйской зоны Пограничный разлом выражен в виде взбросовых дислокаций (см. рис. 96).

Таким образом, Пограничная разломная зона представляет собой, судя по присутствию в ее пределах бонинит-офиолитовых тел, крупную проницаемую зону литосферного и более глубокого уровня. Присдвиговые деформации растяжения в зоне действия мегасдвига способствовали активным флюидодинамическим процессам.

Западно-Сахалинский глубинный разлом протягивается вдоль западного побережья Сахалина на расстояние более 600 км [206]. Сопровождается в пределах восточного ограничения Северо-Татарского прогиба флексурной зоной шириной в 4–5 км. На западной окраине острова от м. Жонкьер на севере до широты г. Углегорска на юге в зону действия разлома входит система субмеридиональных сбросов (Лесогорский, Широкопадский, Крутой, Александровский), контролирующих угольные месторождения острова. На полуострове Ламанон в зоне разлома широко развиты плиоценовые интрузии субщелочной формации, основная масса олигоценовых и среднемиоценовых вулканических центров, экструзии дацитов четвертичного времени. К югу от полуострова Западно-Сахалинская разломная зона проходит в шельфовой (прибрежной) части Татарского пролива. В зоне ее действия развиты присдвиговые складчатые кайнозойские формы весьма значительной дислоцированности (Запорожская, Ильинская, Старомаячнинская, Кузнецовская, Виндисская и др.). На островной части разломной зоны сформированы многочисленные присдвиговые локальные интенсивно дислоцированные антиформы, особенно в зоне Невельского зонального разлома. Для зоны разлома характерны многочисленные нефтепроявления, наиболее крупное из них – Георгиевское, обнаруженное в зоне Невельского разлома.

Таким образом, Западно-Сахалинский глубинный разлом представляет собой крупнейшую проницаемую зону литосферного уровня. Судя по петрохимическим исследованиям вулканических пород Чеховской зоны, произведенным С.В. Рассказовым [153], разлом имеет субдукционную природу. Разлом характеризовался в кайнозойское время значительной открытостью недр, что привело к его флюидодинамической активности в это время [38–41].

Центрально-Сахалинский глубинный разлом ограничивает с востока на расстоянии около 600 км структуры Западно-Сахалинской складчато-сдвиго-надвиговой системы. Зона разлома представляет собой сложную полосу интенсивных складчатых и разрывных дислокаций. С востока (опущенные блоки) кайнозойские приразломные формы характеризуются опрокинутостью в восточном направлении. В поднятых (западных) блоках разлом оперяется сериями эшелонированных присдвиговых складок северо-западного направления. В.С. Рождественский [164, 165], детально изучивший зону Центрально-Сахалинского разлома, оценивает величину правостороннего сдвигового смещения по нему в 25–30 км. Северный отрезок Центрально-Сахалинской сдвиговой зоны – Тымь-Поронайский разлом – при общем субмеридиональном простирании имеет в плане пологие дугообразные изгибы (см. фиг. 40, вклейка). С учетом его основной надвиговой природы, зона Тымь-Поронайского разлома находится в зоне действия транспрессивного тектогенеза. Южные отрезки Центрально-Сахалинского разлома вовлечены преимущественно в процессы транстенсионной тектоники. Так, на отрезке от Взморья до Тихменево зона разлома выражена флексурным перегибом кайнозойских отложений, полосой мелких сбросов в меловом поле, дайками и вулканичес-

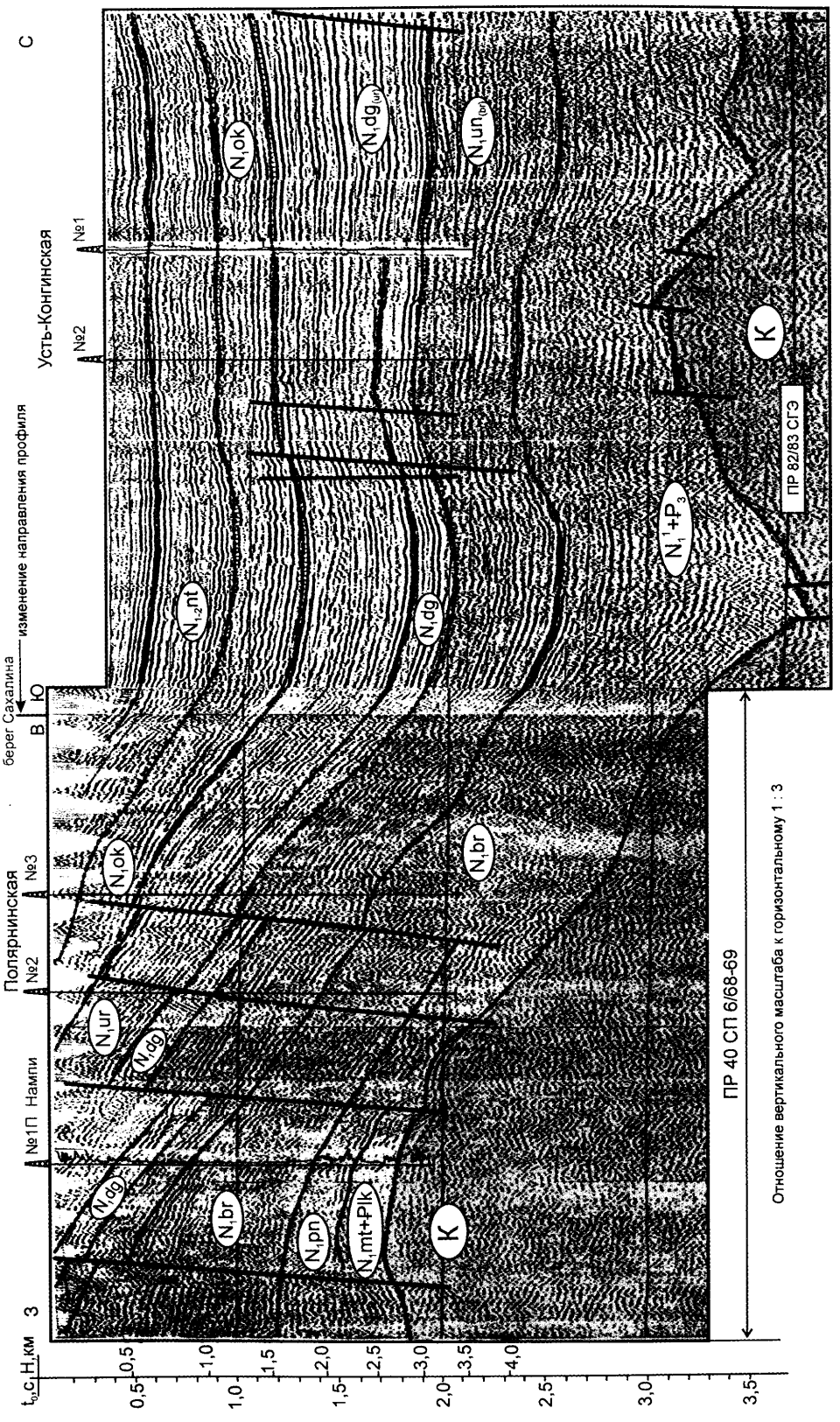
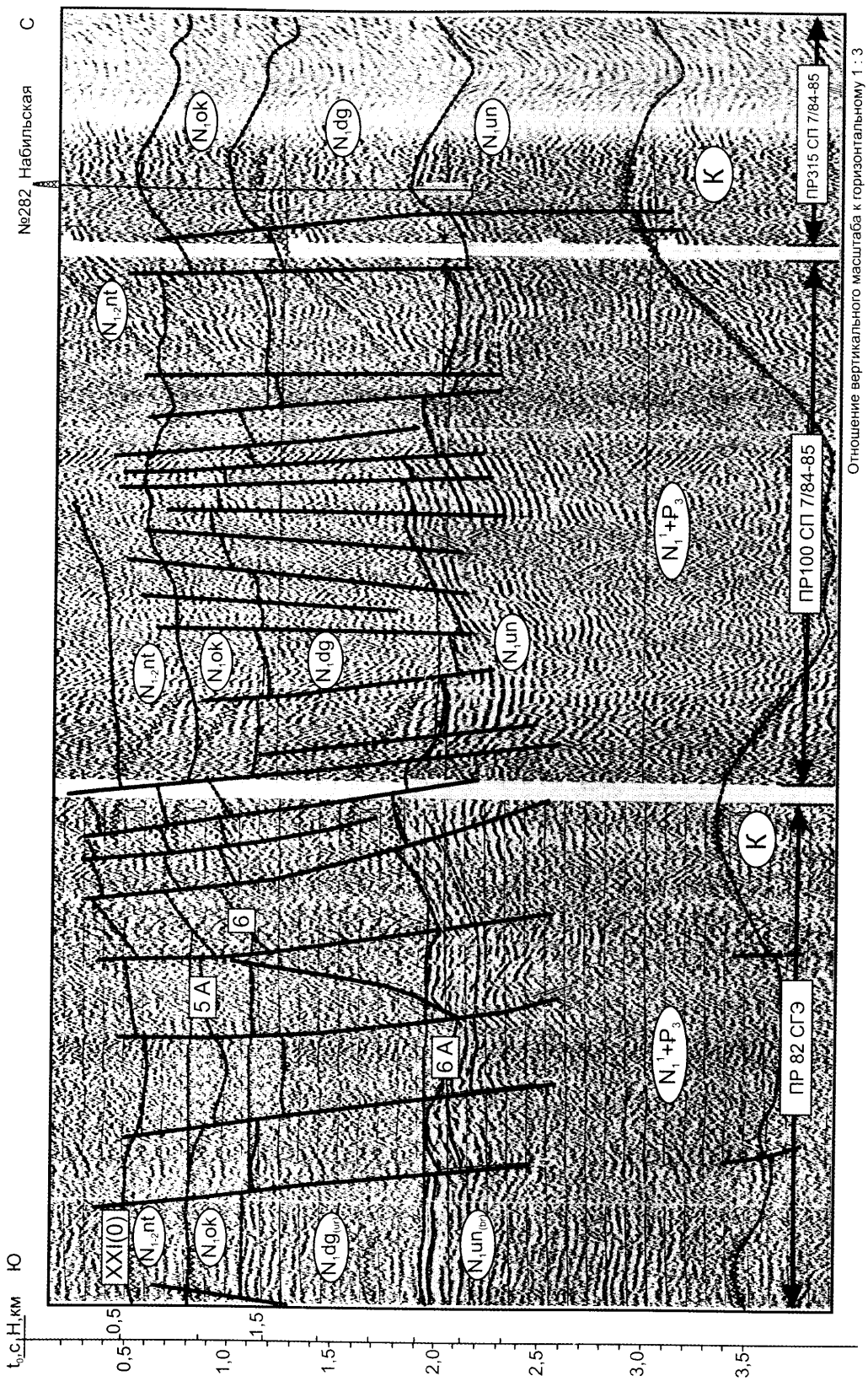


Рис. 114. Северо-Сахалинский бассейн. Лунский грабен. Временной сейсмогеологический разрез по линии VIII-VIII (Полярнинское – Набильское месторождение). Схема расположения профиля на рис. 86

Лист 1


Ю
С
№282_Набильская
t_0,с,Н,км
0,5
1,0
1,5
2,0
2,5
3,0
3,5
XXI(0)
$N_{1-2}nt$
N,ok
$N,dg_{(III)}$
$N,un_{(IV)}$
5 А
6
6 А
N,dg
N,un
$N_1^1+P_3$
K
ПР 82 СГЭ
ПР100 СП 7/84-85
ПР315 СП 7/84-85
Отношение вертикального масштаба к горизонтальному 1 : 3

Лист 2

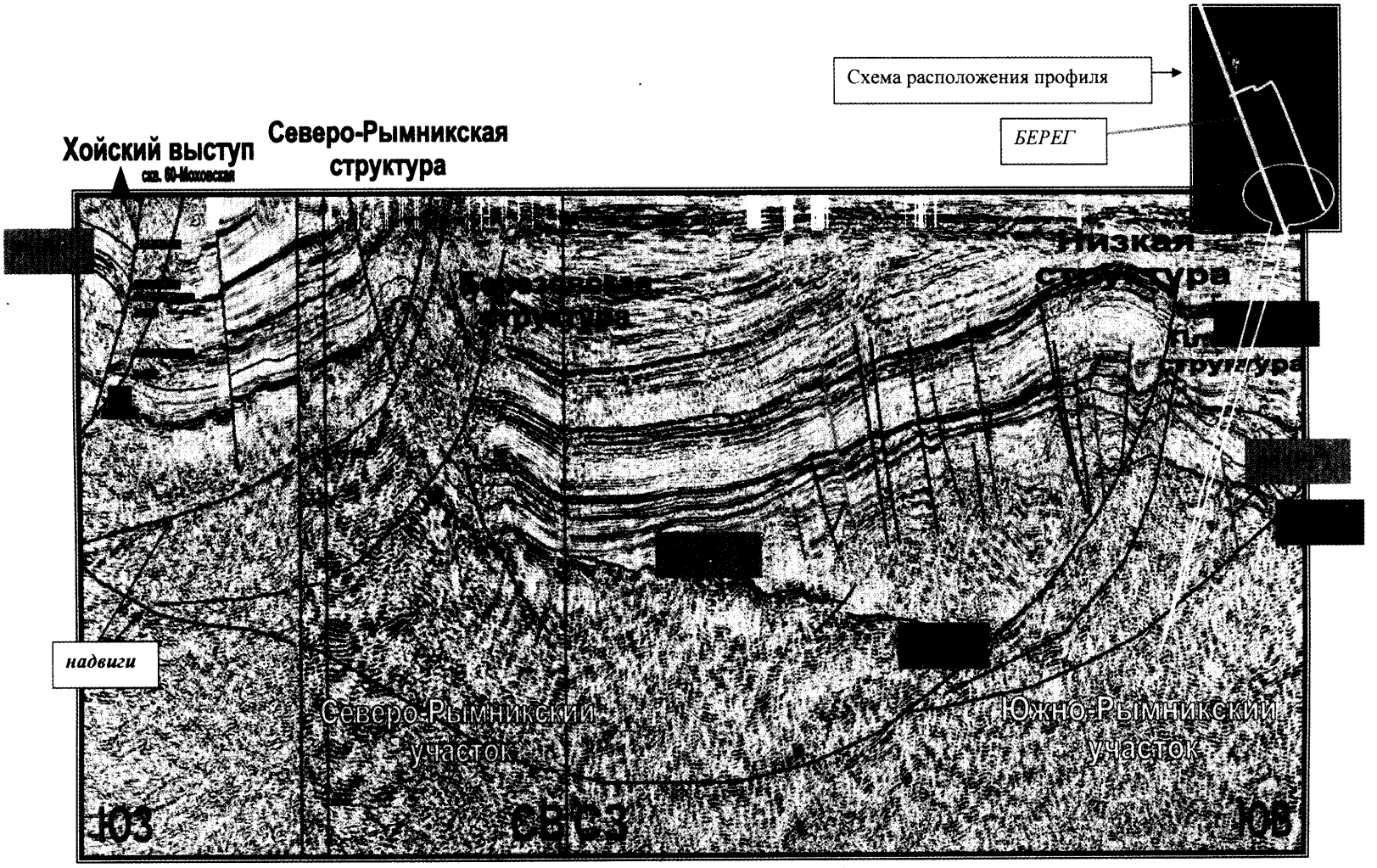


Рис. 115. Пограничный прогиб. Временной композитный сейсмический разрез. Характер тектонических деформаций в осадочном чехле (по Л.А. Поповой, 2007 г.)

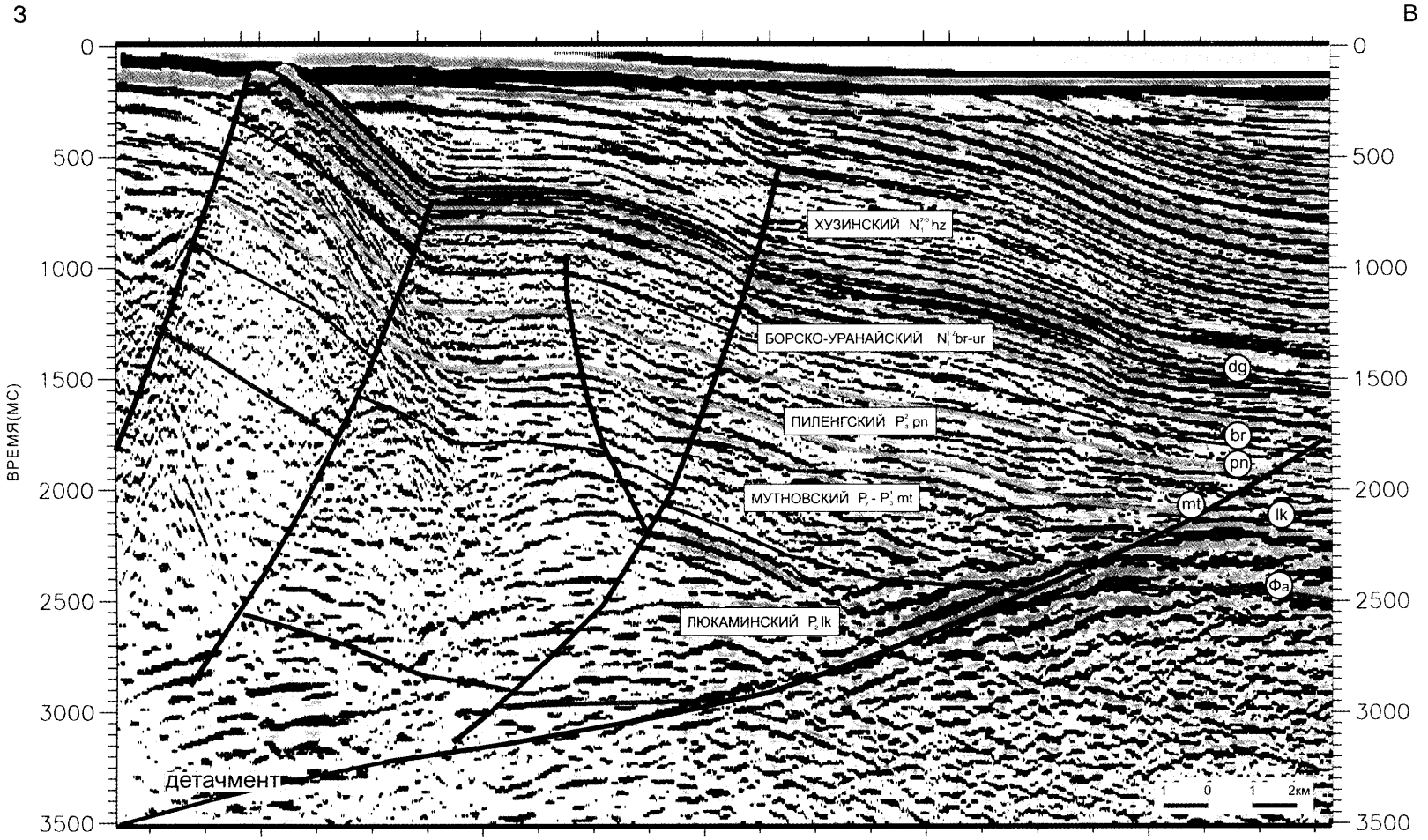


Рис. 116. Пограничный бассейн. Южно-Рымникская группа тектонически-экранированных ловушек. Сейсмогеологический разрез по профилю 1992143.

Иллюстрация пространственного положения детачмента пограничного надвига

кими центрами вдоль контакта позднемеловых и кайнозойских отложений. Присутствие на этом участке Пугачевской группы грязевых вулканов, выбрасывающих громадные количества (до 10 млн. м^3 за одно извержение) метанового газа [184], многочисленных газонефтепроявлений и притоков нефти в горных выработках шахты Макаровская свидетельствуют об активном флюидодинамическом режиме Центрально-Сахалинского разлома. При этом грязевые проявления Пугачевского участка сопровождаются ртутной минерализацией [164], т.е. разлом имеет достаточно глубокое заложение.

На Северном Сахалине Центрально-Сахалинский разлом кулисообразно сочленяется с Западно- и Восточно-Энгизпальскими разломами (см. фиг. 43, вклейка), вдоль которых наблюдается присдвиговое эшелонированное расположение антиклинальных складок.

Таким образом, Центрально-Сахалинский разлом представляет собой крупнейшую проницаемую зону земной коры с активным флюидодинамическим режимом в течение позднемезойско-кайнозойского времени.

В пределах Сахалинского региона к глубинным разломам также относятся ***Сусунайский и Мерейский мегасдвиги***, характеризующиеся развитием в пределах их зон высоко- и умеренно-барических докайнозойских минеральных парагенезисов, указывающих на формирование пород в условиях высоких давлений и низких температур, присущих зонам субдукции [67, 70]. Присдвиговые деформации зон этих разломов сопровождаются докайнозойскими метаофиолитовыми протрузиями серпентинитового меланжа, чешуями надвиговых пластин.

Таким образом, глубинные разломы Сахалинского региона представляют собой крупнейшие проницаемые зоны литосферного уровня с активной флиюдодинамикой и определяют все состояние регматической сети кайнозойских бассейнов, влияющей на процессы нефтегазонакопления на региональном, зональном и локальном уровнях.

Регматическая сеть Северо-Сахалинского бассейна сформирована из субмеридиональных и диагональных (северо-западных) листрических сбросов, взбросо-надвигов и сдвигов Западно-Сахалинского, Срединно-Сахалинского, Хоккайдо-Сахалинского и Восточно-Сахалинского литосферных разломов и коровых сдвигов амурского (восток-северо-восточного) направления. Вся эта гамма дизъюнктивов образует кинематически и динамически связанную автономную флюидодинамическую систему, разделенную в то же время региональными листронами на три подсистемы. В этих подсистемах в пределах отдельных структурно-стратиграфических комплексов формируется своя автономная регматическая сеть. Состояние флюидной среды в наиболее крупном (западном) блоке определяет присдвиговая регматическая сеть, сформированная вдоль Срединно-Сахалинского (Западно-Охотского) шва. По данным МТЗ, многие из зональных разломов этой сети являются флюидопроводниками, связывающими осадочный чехол с флюидонасыщенной нижней корой Северного Сахалина. Разломное поле олигоценовых, нижне-среднемиоценового структурно-стратиграфических комплексов частично перекрыто плохопроницаемой толщей среднемиоценового комплекса, что создает во многих случаях благоприятные условия для экранирования флюидных потоков из нижних частей осадочной толщи. В центральном блоке, ограниченном Срединно-Сахалинским и Хоккайдо-Сахалинским разломами, в условиях предплиоценового и в какой-то мере позднеплиоценового сжатия флюидопроводящие свойства разломной сети осадочной толщи снизились по сравнению с восточными и западным блоками, где преобладают процессы растяжения.

Регматическая сеть олигоценовых и миоценовых комплексов в шельфовой части бассейна (восточные блоки) перекрыта плохопроницаемой толщей плиоценовых (на севере) и плиоцен-среднемиоценовых (на юге) комплексов, что создает оптимальные условия для нефтегазонакопления в первом случае – в нижненутовских, и во втором случае – дагинских подкомплексах.

Регматическая сеть Пограничного бассейна образована, в основном, листрическими надвигами зоны Пограничного субмеридионального регионального разлома и северо-северо-восточными правыми сдвигами, образовавшими присдвиговые кайнозойские грабены Восточно-Сахалинских гор. Вся дизъюнктивная сеть бассейна поэтому сконцентрирована в его западной части,

где, по-видимому, и формировалась флюидодинамическая среда прогиба. Дезинтегрированное позднемезозойскими рифтовыми процессами позднемеловое днище бассейна оказалось «запечатанным» мощным покровом мезозойских и кайнозойских комплексов в западной части бассейна. Флюидопроводником и «теплопроводом» в этом случае может стать зона Пограничного надвига. Флюиды из глубоких горизонтов, судя по приуроченности Окружного месторождения к зоне надвига, могут при этом аккумулироваться в разуплотненных ловушках мутновско-пиленгского комплекса в зоне разлома. По материалам сейсморазведочных и гравиметрических работ вдоль зоны надвига выделяются локальные участки разуплотнения олигоценового комплекса.

Регматическая сеть Западно-Сахалинского бассейна объединяет автономные системы дизъюнктивов Северо-Татарского, Южно-Татарского и Исикари-Западно-Сахалинского суббассейнов.

Флюидная сфера Северо-Татарского суббассейна организуется дизъюнктивной сетью северо-восточных листрических сбросов сихотэ-алинского направления, определявших развитие олигоцен-нижнемиоценовых грабеновых структур прогиба и ограниченных с востока Западно-Сахалинским разломом. Наибольшая рифтогенная переработка субконтинентальной консолидированной коры в пределах суббассейна приурочена к зоне этого регионального дизъюнктива. Наибольшую флюидопроводимость из более глубоких горизонтов коры можно предположить для узлов пересечения с ним северо-восточных сбросов, судя по расположению кайнозойских вулканических центров.

Флюидная среда Южно-Татарского суббассейна организуется дизъюнктивной сетью кайнозойских сбросо-сдвигов, сформировавшейся в результате интенсивного рифтогенного растяжения в прогибе. Весьма высокая флюидопроводимость привела к аномальному разогреву низов осадочного чехла, консолидированной коры, надастеносферной мантии и формированию субокеанической коры суббассейна.

Отдельную флюидонасыщенную зону бассейна образует зона Западно-Сахалинского литосферного разлома.

4.6. Локальная тектоника

Локальный тектонический контроль нефтегазонакопления в Сахалинском регионе осуществляется, в основном, структурными ловушками различного типа: антиклинальными, дизъюнктивными и тектоно-седиментационными.

Антиклинальные ловушки нефти и газа контролируют большинство скоплений углеводородов региона. Морфологический их облик зависит от кинематики «материнских» дизъюнктивов и интенсивности складкоформирующих напряжений в их пределах. В пределах крупных разломных зон, характеризующихся повышенной проницаемостью земной коры и нижних горизонтов осадочного чехла, формируются высокоамплитудные (свыше 100 м), отличающиеся значительными размерами (площадью в 50–150 км^2) брахиантиклинальные складки. К ним относится большинство антиклиналей присахалинского шельфа. По своей генетической сути они являются производными симбиоза флюидной и сдвиговой тектоники. На ранних этапах олигоцен-раннемиоценового тектогенеза присдвиговые напряжения создали регматическую сеть, контролирующую проницаемые трещинные зоны нижних горизонтов кайнозойской осадочной толщи. Для последних характерна интенсивная сбросовая нарушенность (рис. 117–119), в некоторых случаях при дальнейших тектонических подвижках трансформированная во взбросовую (рис. 120) и сдвиговую (рис. 121). Вне разломов в результате активизации позднемиоцен-плиоценовых сдвиговых напряжений в пределах олигоцен-раннемиоценовых проницаемых зон в результате флюидодинамических процессов формируются крупные антиклинальные структуры, почти лишенные в верхних горизонтах осадочной толщи разрывных дислокаций. При этом активизация некоторых «старых» дизъюнктивов приводит к образованию малоамплитудных сбросов, наследующих «старые» швы (фиг. 46, 47, вклейка). Активизируются и ранее сформированные субвертикальные зоны деструкции (СЗД), превращаясь в «трубы» углеводородной дегазации. Возможно, что подобные локализованные деформации являются основными нефтегазоподводящими каналами из глубоких нефтегазопродуцирующих горизонтов.

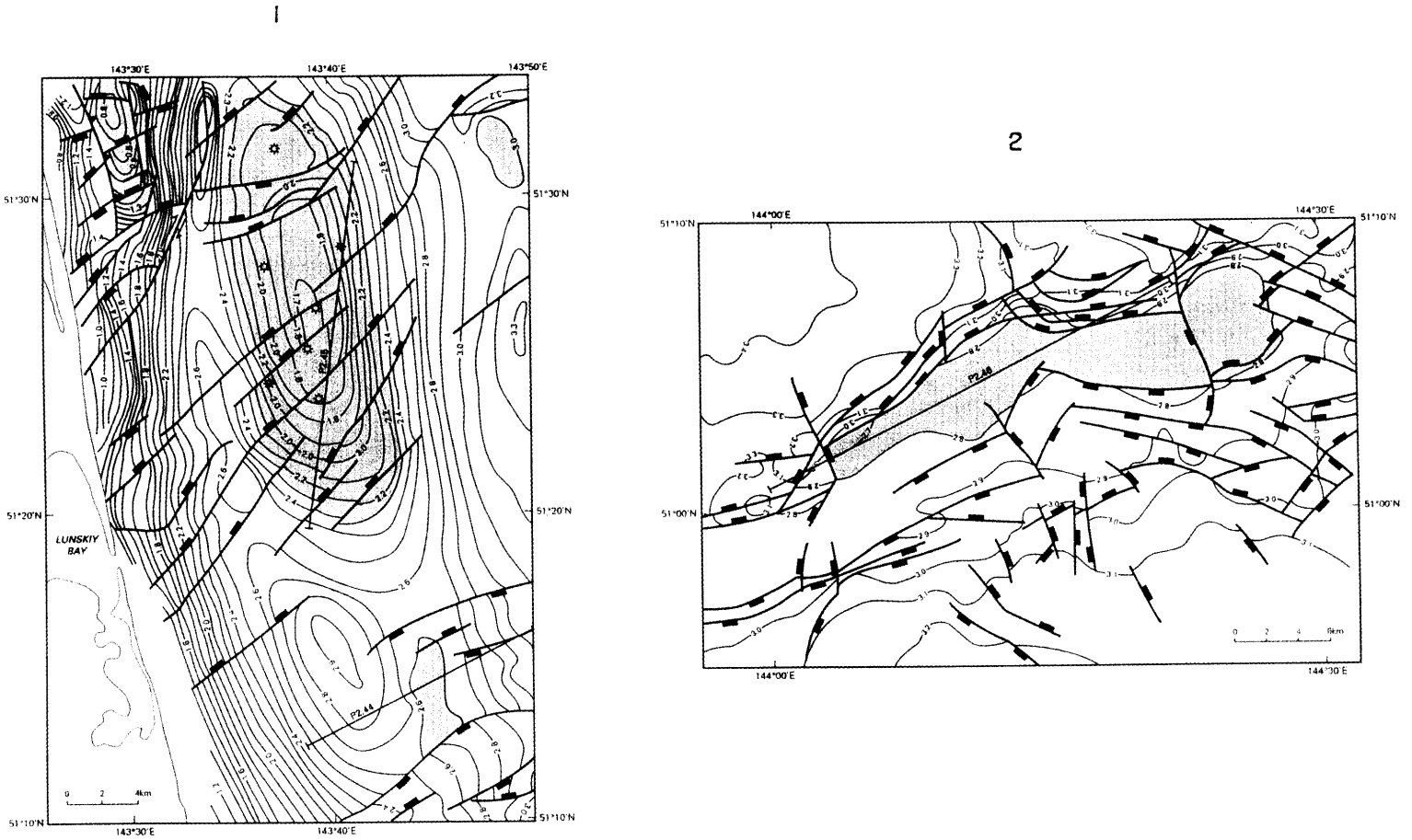


Рис. 117. Северо-Сахалинский бассейн. Структурные карты Лунского месторождения (1) и Южно-Киринской (2) антиклинали по кровле дагинского горизонта

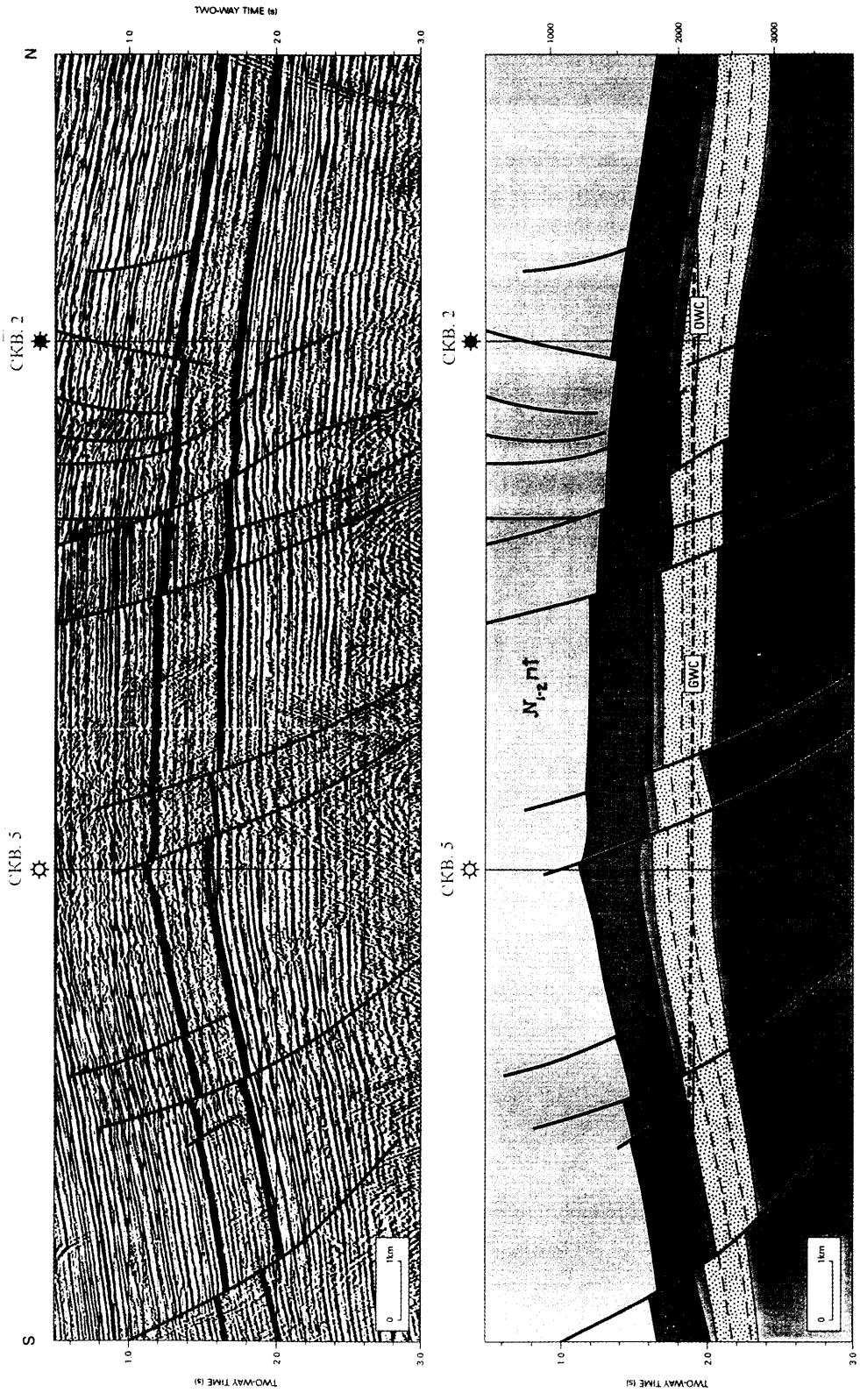


Рис. 118. Северо- Сахалинский бассейн. Лунское месторождение. Сейсмогеологический профиль

YWC – газоводяной контакт, OWC – водонефтяной контакт, $N_{1-2}nt$ – нутовский горизонт, N_1ok – окобыкайский горизонт, N_1dg – дагинский горизонт

Расположение профиля на рис. 86.

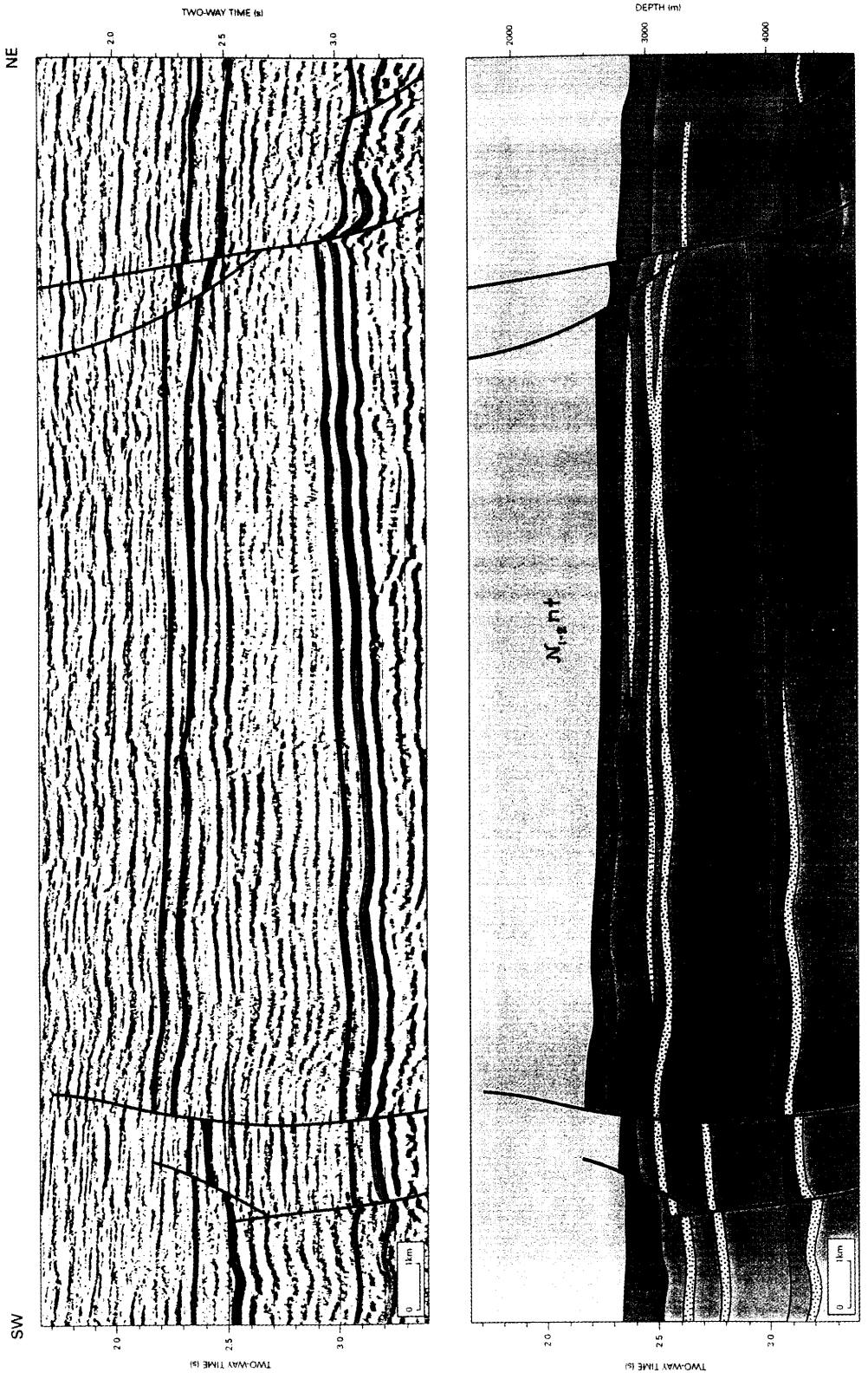


Рис. 119. Северо-Сахалинский бассейн. Южно-Киринская антиклиналь. Сейсмогеологический профиль

Расположение профиля показано на рис. 86

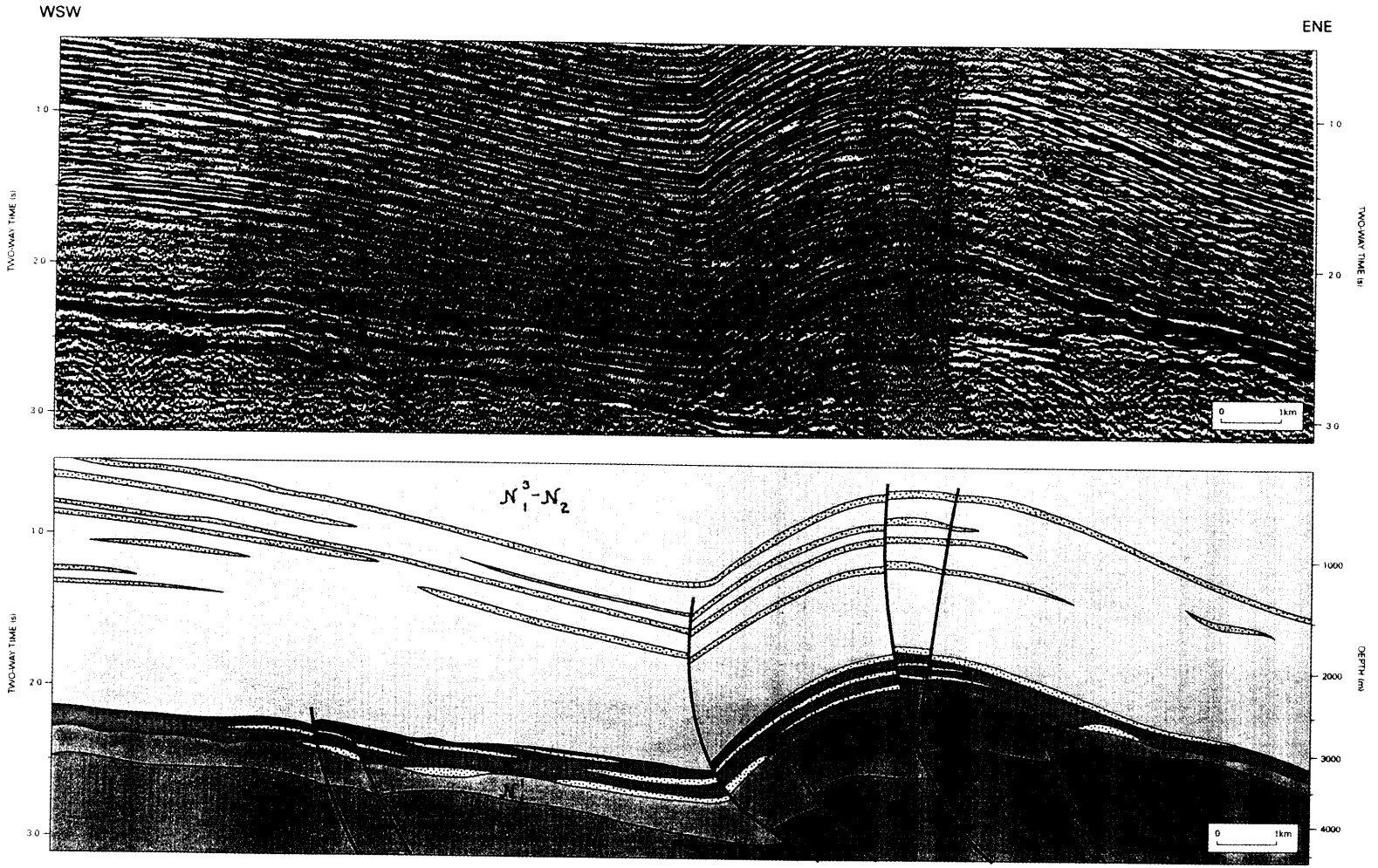


Рис. 120. Северо-Сахалинский бассейн (шельф Северо-Восточного Сахалина). Лагунная (Лозинская) антиклиналь. Сейсмогеологический профиль.

Показано строение различных структурно-стратиграфических комплексов в пределах антиклинальной ловушки нефти и газа

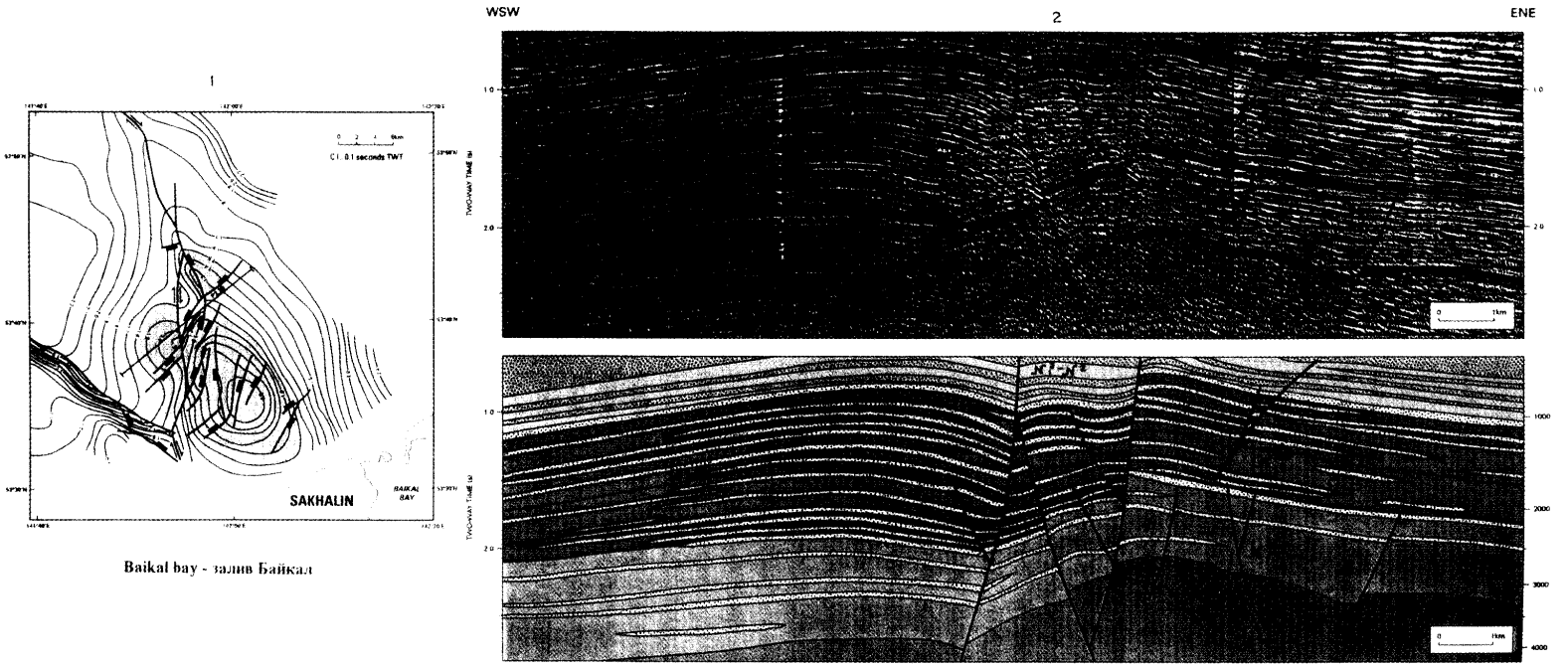


Рис. 121. Северо-Сахалинский бассейн (Сахалинский залив). Астрахановская мегантиклиналь. Пример строения сдвиговой зоны
1 – карта изохрон отражающего горизонта внутри средне-верхнемиоценового комплекса, 2 – сейсмогеологический профиль

Характерно, что в пределах большинства месторождений и перспективных объектов присахалинского шельфа обнаружены сейсморазведочными работами 2D и 3D подобные флюидодинамические структуры.

В зонах активного действия Срединно-Сахалинского, Хоккайдо-Сахалинского, Пограничного, Центрального и Западно-Сахалинского мегасдвигов и сдвигов меньшего ранга, периоды которого импульсивно происходили в течение всей кайнозойской истории, роль декстрального тектогенеза при формировании антиклинальных складок резко возрастает. При этом в районах влияния транстенсионной тектоники плиоценовых этапов развития сбросовые листроны предыдущих этапов структурообразования трансформируются во взбросо-надвиги, генетически обусловившие образование интенсивно дислоцированных брахиформных антиклиналей (фиг. 48, вклейка). Наибольшая деформированность характерна для структур, сформированных в зонах мегасдвигов. При удалении от них интенсивность складчатых и дизъюнктивных дислокаций ослабевает. Продольные взбросо-надвиги, обычно развитые вдоль восточных надвигов мегантиклиналей, обязанных им своим происхождением, сопровождаются присдвиговыми сбросами, разделяющими складчатые формы на блоки различных размеров и очертаний. Коэффициент дизъюнктивной нарушенности ($К_н$), определяемый как отношение протяженности разрывных нарушений к площади складки, для нефтяных и нефтегазовых месторождений не превышает 3,0.

Высокая степень нарушенности ($К_н \approx 2{,}0–3{,}0$) присуща локальным структурам, расположенным в зонах Восточно-Сахалинского, Хоккайдо-Сахалинского и Западно-Сахалинского разломов. Более высокий уровень дислоцированности ($К_н \approx 2{,}8–3{,}2$) присущ лишь приразломным антиклиналям Центрально-Сахалинского разлома. На этих участках можно предположить решающее значение разрушающего фактора дизъюнктивов. Локальные складки с $К_н \approx 2{,}0–3{,}2$ разделены на целый ряд блоков различных размеров и очертаний диагональными сбросами и сбросо-сдвигами с амплитудами в 50–150 м и с углами падения плоскостей смесителей в 60–85°. В своем большинстве дизъюнктивы приурочены к диапазону залегания нижнеокобыкайских и дагинских отложений. Нарушенность верхнемиоценовых пород обычно значительно меньше как по количеству (в 4–6 раз) дизъюнктивов, так и по размаху (в 2–10 раз) вертикальных перемещений блоков.

Большинство локальных складок внеразломных зон острова и присахалинского шельфа характеризуются невысокой степенью нарушенности ($К_н \approx 0{,}1–1{,}0$). Наибольший уровень дислоцированности при этом приурочен к участкам распространения среднемиоценовых пород.

Дизъюнктивные ловушки нефти и газа в пределах Сахалина развиты в зонах региональных и зональных разломов и делятся на две группы: а) поднадвиговые ловушки и б) ловушки моноклинальных блоков.

Поднадвиговые ловушки приурочены к региональным и зональным взбросам, взбросо-надвигам и надвигам Сахалина. Эти, в основном субмеридиональные, разломы характеризуются сложной историей формирования и, соответственно, сложным строением [51]. Эти разрывы в период заложения среднемиоценового седиментационного бассейна формировались как конседиментационные сбросы и существенным образом влияли на состав и мощность отложений. В конце плиоцена активные постседиментационные процессы сжатия трансформировали их во взбросы, взбросо-надвиги и надвиги. При этом значительные амплитуды горизонтальных перемещений крыльев разрывов (сдвиговых на ранних и надвиговых на заключительных этапах их развития) обусловили их сложный морфологический облик (см. рис. 104).

Антиклинальные складки в аллохтонах подчинены простиранию надвигов и представляют собой узкие линейные складки, часто с ундулирующими шарнирами. Поднадвиговые (структуры автохтона) ловушки представляют собой либо козырьки (поднадвиг Восточно-Эхабинского месторождения), либо эшелоны гемиантиклиналей, осевые поверхности которых составляют с надвигом угол 10–30°. В пределах Нышско-Тымовской синклинальной зоны ограничивающие ее с запада полого наклоненные надвиги перекрывают значительные фрагменты антиклинальных складок почти полного контура.

Поднадвиговые ловушки отличаются заметным разнообразием по размерам (1,6–15×0,5–3 км) и нарушенности. Сбросы, разделяющие их

на блоки различных размеров, обычно прямолинейные и имеют амплитуды до 600 м.

Ловушки моноклинальных блоков (монгинский тип) формировались в зонах региональных и зональных разломов в условиях интенсивного среднемиоценового растяжения. На фоне общего погружения происходили проседания вдоль конседиментационных разломов, выполненные глубоководными (глинистыми) отложениями окобыкайского времени. При этом образовалась система протяженных рифтогенных структур – узких грабенов субмеридионального простирания. Наиболее крупным из них является Монги-Паромайский грабен, протянувшийся на расстояние около 130 км вдоль Хоккайдо-Сахалинского разлома. Ширина грабена достигает 10 км, глубина погружения доокобыкайских пород по отношению к сопредельным горстам доходит до 2000 м. Ловушки нефти и газа образованы сочетанием грабена с гемиантиклинальными и моноклинальными блоками соседнего горста. Глинистая окобыкайская толща, выполняющая грабен и перекрывающая сопредельные моноклинальные блоки глинисто-песчаных пород дагинской свиты, служит не только региональной покрышкой, но и образует надежный боковой (фронтальный) экран (см. рис. 94). Ловушки монгинского типа контролируют залежи нефти и газа Монгинского, Нижнедагинского, им. Мирзоева, Усть-Эвайского, Усть-Боатасинского, Катанглийского месторождений.

Постседиментационные движения в зонах конседиментационных сбросов привели к созданию крупных антиклинальных форм, изменению региональных наклонов и активизации движений в зонах некоторых разломов. При этом локальные структурные изменения, являющиеся результатом в основном тангенциальных напряжений, коснулись лишь верхних частей разреза. Поэтому ловушки монгинского типа оказались погребенными под моноклиналями (Монгинская, Нижнедагинская и другие структуры), флексурами и антиклинальными складками (Усть-Эвайская, Усть-Боатасинская) или выведенными на дневную поверхность (Катанглийская группа месторождений).

Тектоно-седиментационные ловушки формируются седиментационными процессами в зонах конседиментационных разломов. В результате сейсмостратиграфического анализа строения среднемиоценовых отложений на Северном Сахалине выявлены тектоно-седиментационные структуры в верхнедагинском подкомплексе, сформировавшемся в отдельном субцикле осадконакопления, отделенном зональными перерывами от подстилающего уйнинско-среднедагинского подкомплекса и перекрывающего окобыкайско-нижненутовского комплекса. Тектоно-седиментационные формы делятся на два типа: структурно-седиментационные и эрозионно-тектонические.

Структурно-седиментационные формы (рис. 122) образованы локальной и (или) зональной аномальной седиментацией в зонах разломов и представляют собой аккумулятивные тела, выполняющие отдельные грабены или системы грабенов. *Эрозионно-тектонические формы* являются аккумулятивными телами, приуроченными к конседиментационным горст-антиклинальным структурам. Тектоно-седиментационные формы перекрыты региональной глинистой покрышкой окобыкайских отложений и представляют собой оптимальные для формирования залежей УВ структуры-ловушки нефти и газа.

Тектоно-седиментационные ловушки пока обнаружены в зонах конседиментационных разломов, ограничивающих с востока дельтовую платформу Праамура. Поэтому для поисков подобных ловушек важное значение приобретает знание разломной тектоники нефтегазоносных и перспективно-нефтегазоносных районов региона.

В целом, большинство структур региона несут черты постседиментационного формирования. Многие из них образованы лишь в постседиментационный этап развития. Характер этих движений, по-видимому, был весьма разнообразным и дифференцированным. Даже в пределах одной мегантиклинали резко меняется стиль складчатых деформаций. В период постседиментационных форм по верхним горизонтам сохраняется унаследованность общего структурного «рисунка» складок. Исключение составляют структуры, в пределах которых отмечаются значительные колебания мощностей различных частей осадочной толщи (Дагинская, Аркутунская). Постседиментационные движения при этом вызывают значительные смещения сводов по различным горизонтам.

При возникновении постседиментационной складчатости основную роль сыграли танген-

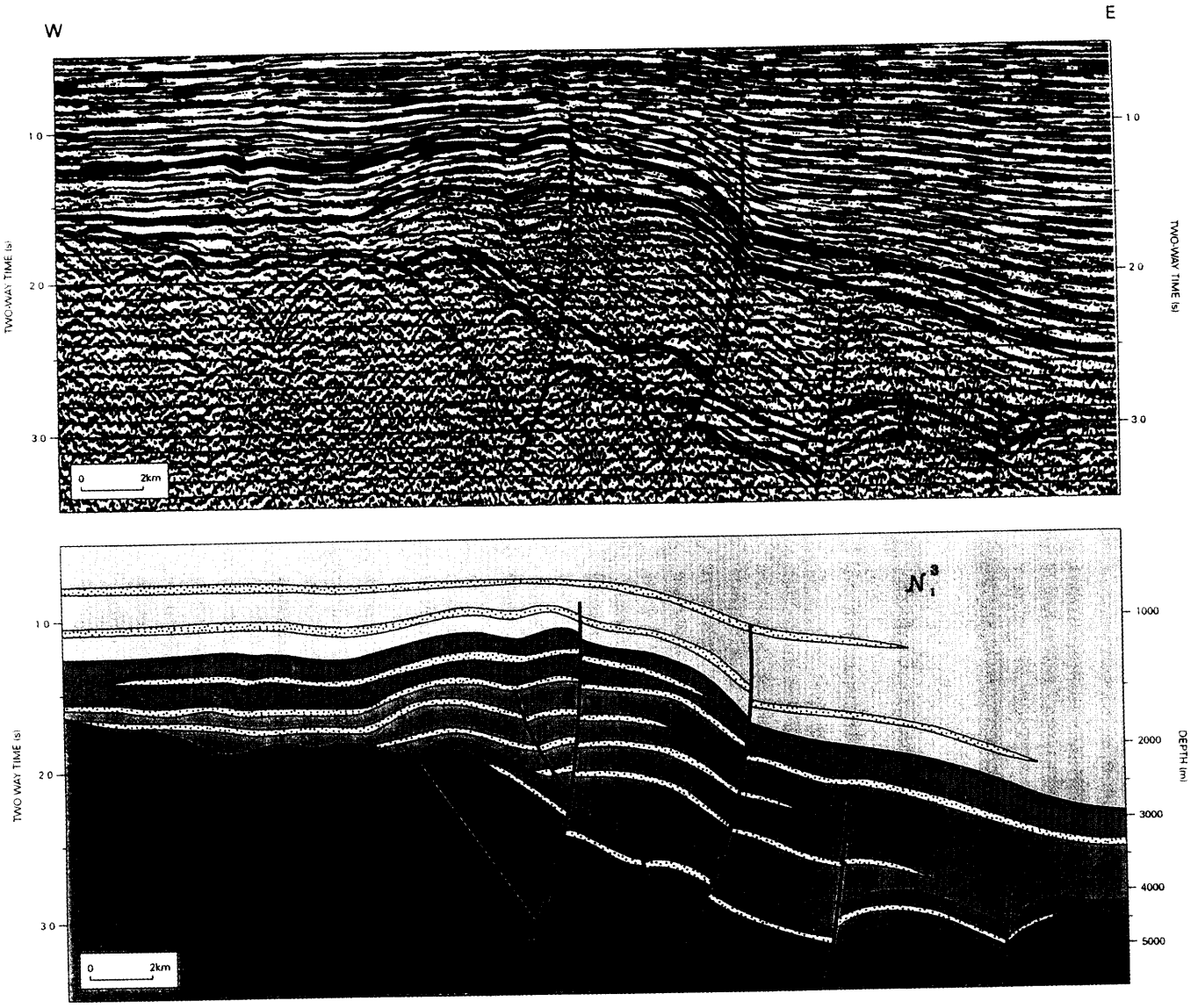


Рис. 122. Северо-Сахалинский бассейн (Сахалинский залив). Сейсмогеологический профиль через Северо-Сахалинскую антиклиналь
Показано строение тектонико-седиментационной ловушки нефти и газа, сформировавшейся в условиях развития конседиментационного сбросо-сдвига

циальные напряжения. При этом наибольшему смятию подвергались верхние части разреза осадочной толщи.

Важнейшей характеристикой, определяющей процессы нефтегазонакопления, является *раскрытость* осадочного чехла и более глубоких слоев земной коры и литосферы. Пликативная и дизъюнктивная тектоника, взаимосвязанная с флюидодинамическими процессами, формирует поле трещинной проницаемости пород. Своды и флексурные перегибы при- и надразломных структур, обладающие максимальной раскрытостью субвертикальных трещин, а также трещинные зоны сдвигового и присдвигового растяжения формируют проводящие субвертикальные зоны фильтрационных потоков. Надо заметить, что в настоящее время нет сомнений в превалирующей роли вертикальной миграции углеводородов при формировании залежей нефти и газа Сахалинского и других регионов [38–41, 55, 56, 130, 157, 158, 163]. Преимущественная роль вертикальной миграции нефти и газа по разломам и субвертикальным трещинным зонам объясняется тем, что природные резервуары сахалинских месторождений характеризуются чрезвычайно сложным строением, развитием изолированных небольших песчаных линз и экранирующих разломов, что делает латеральную миграцию флюидов почти невозможной. Геолого-геофизические материалы (данные сейсморазведки, МТЗ, гравиметрии [98], результаты бурения на Восточно-Кайганской и Окружной площадях) показывают, что экстремальная проницаемая трещиноватость, контролируемая разломной тектоникой, локализуется в полосе шириной 2–4 км.

Раскрытость осадочного чехла играет как позитивную роль при наличии надежных флюидоупоров, так и негативную при их отсутствии. В пределах разломных зон Сахалинского региона, выходящих на дневную поверхность, обнаружены многочисленные нефтегазопроявления и грязевой вулканизм. На Охинской площади в зоне Срединно-Сахалинского мегасдвига в результате значительной и длительной дегазации недр образовались два крупных асфальтовых озера площадью 3000 и 5000 кв. м [177, 180, 181]. В зоне Хоккайдо-Сахалинского разлома кировые покровы и асфальтовые озера образуют полосу длиной в 6 км в долине р. Нутово, и на площадях Катангли и Уйглекуты найдены небольшие асфальтовые озера. Об интенсивной дегазации по разломным зонам может свидетельствовать увеличение плотности нефти при приближении к дневной поверхности на некоторых месторождениях с открытой гидродинамической системой (рис. 123б). При наличии относительно изолированной гидродинамической системы плотность нефти в этом направлении уменьшается, что является следствием гравитационной сегрегации углеводородной смеси (нефть+газ) в полости разлома с накоплением избытка газа и легкой нефти в верхней части приразломной структуры (рис. 123а).

Общая высокая раскрытость осадочного чехла при отсутствии мощных флюидоупоров обусловила для островной части Северного Сахалина (см. фиг. 37, вклейка), за исключением структур монгинского типа, относительно невысокий объем общего нефтегазосодержания, и для Юго-Западного Сахалина – низкий уровень углеводородного потенциала. Кроме того, это же явление привело к мелкоблоковости и относительно небольшим запасам углеводородов большинства сахалинских месторождений. Присутствие значительных по объему и площадному распространению малопроницаемых флюидоупорных толщ в пределах присахалинского шельфа при наличии значительной раскрытости нижних горизонтов осадочного чехла привело к формированию крупнейших нефтегазоконденсатных месторождений региона.

В целом, завершая обзор нефтегазовой тектоники Сахалинского региона, надо отметить, что эндогенная активность Земли, выражающаяся в тепло-массопереносе между геосферами и внутри них, локализована в зонах тектонической нестабильности, вызванной процессами сдвигового взаимодействия Амурской и Охотоморской литосферных плит. Тепло-массоперенос осуществляется флюидными потоками, концентрирующимися в проницаемых трещинных зонах, контролируемых региональными мегасдвигами и соподчиненными им разломными зонами. Флюидодинамические системы не только обуславливают напряженно-деформированное состояние земной коры, структурообразование в верхних этажах литосферы, формирование резервуаров и ловушек, но и являются носителями углеводородных потоков из нижних нефтегазопродуцирующих горизонтов. Локализация скоп-

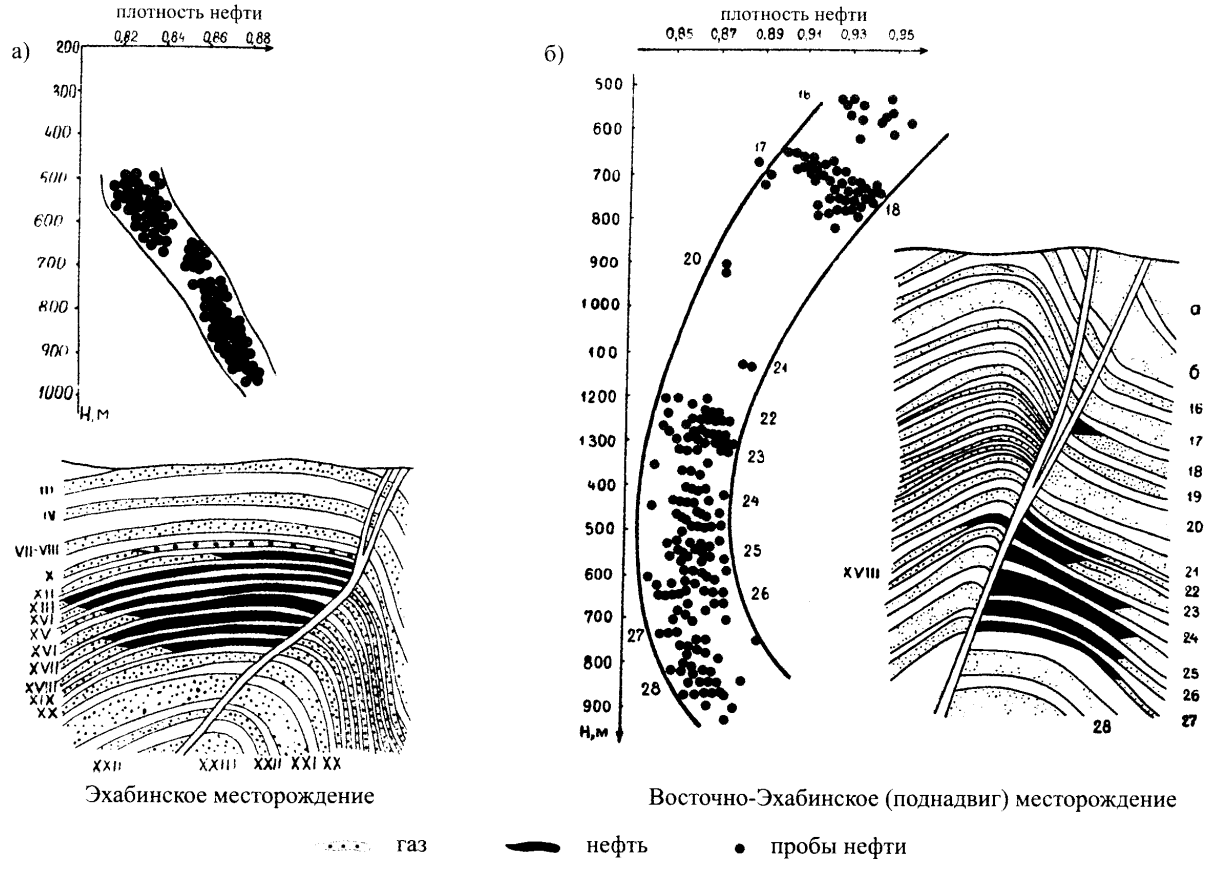


Рис. 123. Северо-Сахалинский бассейн. Схема распределения плотности нефти по глубине на месторождениях
а – с изолированной гидродинамической системой, б – с открытой гидродинамической системой

лений углеводородов, в основном, происходит в пределах «проводящих» субвертикальных каналов разгрузки глубинных флюидов, контролируемых, главным образом, трещинными зонами, формируемыми региональными сдвигами. Разломные зоны этого типа можно считать основными гидродинамическими источниками углеводородов в Сахалинском регионе.

Глава 5

НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ

Нефтегазоносность Сахалинского региона представляет собой вещественный результат развития в условиях чередования транспрессивных (преобладание сжатия) и транстенсионных (преобладание растяжения) режимов в зонах мегасдвигов. Они определяются усилением и ослаблением перемещения вещества коры и литосферы в генеральном северном направлении. Крупные аккреционные системы, возникающие при этом перемещении, сложены субокеаническими и окраинно-континентальными террейнами и молодыми складчато-покровными комплексами. Разломы, разделяющие террейны, имеют листрический характер и связаны с послойными срывами на разных уровнях тектоносферы.

Пульсационное чередование расширения (и накопления осадков) и сжатия (и складкообразования) связано с накоплением, преобразованием энергии и затем ее освобождением. Это имеет большое значение для генерации прежде всего нефти и газа. Общий поток энергии направлен вверх, но распределение концентрации энергии неравномерное, что связано с резкими изменениями градиентов величин показателей основных физических свойств пород на границах литологических разделов.

Вследствие нелинейности потоков энергии и вещества на фоне общего рассеяния возникают участки увеличения концентрации флюидов. Эти аномалии являются зонами скопления углеводородов. Их возникновению способствует также наличие уровней разуплотнения в породах осадочных бассейнов. Зоны с наиболее высокими энергетическими градиентами отмечаются в осадочных бассейнах на разных уровнях в зависимости от смены режимов развития. Во время транстенсионного этапа возрастает напряжение в системе; литогенетические процессы переводят породы в неустойчивое состояние. Транспрессивные режимы обуславливают геологически быструю разгрузку напряжений, способствуют освобождению и перемещению образовавшихся продуктов, переходу пород в стабильное состояние. Усиление потоков энергии и вещества благоприятно для формирования углеводородов.

В переходных зонах выделяются протяженные участки повышенной и пониженной проводимости (проницаемости) земной коры. Повышенная проницаемость связана с наличием листрических разломов. Одна из линейных зон таких разломов протягивается вдоль восточного берега Сахалина и ограничивает Сахалино-Хоккайдский покровно-складчатый аккреционный блок. С осадочными бассейнами и суббассейнами этой зоны связаны наиболее крупные скопления углеводородов региона.

Субдукционный режим, по-видимому, формирует под Сахалинской аккреционной системой крупные скопления флюидов, фиксируемые по данным магнитотеллурического зондирования в виде коровых аномалий электропроводности. Эти разуплотненные зоны могут являться каналами переноса углеводородов, регулирующими через регматическую сеть региона распределение флюидных скоплений в осадочном чехле.

Известные ***зоны нефтегазонакопления*** (ЗНГ) Сахалинского региона [57, 84] формируются в пределах ареалов действия региональных (магистральных) и зональных разломов, представляющих собой высокопроницаемые (трещинные) зоны земной коры и осадочного чехла – дрены для флюидных потоков (фиг. 49, вклейка). В зонах крупнейших разломов – ме-

гасдвигов и оперяющих их зональных дизъюнктивов – расположены: Хоккайдо-Сахалинского мегасдвига – Паромайская, Монгинская, Восточно-Дагинская, Катанглийская ЗНГ; Срединно-Сахалинского мегасдвига – Эспенбергская, Охино-Эхабинская, Сабинская, Волчинская, Гыргыланьинская, Западно-Дагинская, Восточно-Нышская (Татамская) ЗНГ; Западно-Одоптинского зонального – Одоптинская, Чайвинская ЗНГ; Западно-Байкальского зонального – Астрахановская, Лангрыйская ЗНГ; Западно-Дерюгинского мегасдвига – Кайганско-Васюканская ЗНГ; Пограничного (Богатинского) мегасдвига – Ныйская, Лунская, Набильская, Окружная ЗНГ; Центрально-Сахалинского мегасдвига – Анивская ЗНГ. Все перечисленные зоны нефтегазонакопления контролируются продольными мегасдвигами и зональными сдвигами. В пределах поперечных дизъюнктивов обнаружено пока одно Изыльметьевское газовое месторождение, расположенное в зоне Бошняковского разлома, разделяющего Северо- и Южно-Татарские прогибы. Крупные скопления углеводородов прогнозируются в пределах Мынгинской поперечной разломной зоны (рис. 124), разделяющей Северо-Сахалинский и Пограничный осадочные (нефтегазоносные) бассейны.

Зоны нефтегазонакопления Сахалинского региона представляют собой совокупность ловушек, объединенных единым гидродинамическим источником – разломной зоной и общностью резервуарных условий аккумуляции углеводородов.

Характерной особенностью зонального нефтегазонакопления в Сахалинском регионе является развитие многопластовых месторождений полифазного состава (рис. 125). Из 66 выявленных в Северо-Сахалинском бассейне месторождений лишь 10 относятся к чисто нефтяным (см. рис. 22). Подобный характер залежей связан с интенсивной дизъюнктивной нарушенностью большинства ловушек, ведущей к значительной динамике движения флюидов. Строение большинства месторождений нефти и газа (рис. 126) региона подробно рассмотрено в монографической работе С.Н. Алексейчика с соавторами [8]. В настоящей работе приводится краткая характеристика наиболее крупных месторождений островной и акваториальной частей региона, открытых в последние десятилетия.

5.1. Краткая характеристика месторождений углеводородов

5.1.1. Одоптинское морское нефтегазоконденсатное месторождение

Месторождение открыто в 1977 году первой поисковой скважиной № 1, пробуренной в своде Северного купола Одоптинской морской структуры. Оно расположено на шельфе Северо-Восточного Сахалина на широте северного замыкания залива Пильтун, в 6–8 км от береговой линии. Глубина моря в районе месторождения колеблется от 26 до 32 м.

По величине начальных геологических запасов углеводородов месторождение Одопту-море относится к категории крупных.

В структурном плане месторождение приурочено к крупной мегантиклинали, простирающейся в северо-северо-западном направлении, расположенной в северной части одноименной антиклинальной зоны. Одоптинская мегантиклиналь представляет крупную пологую структуру размером 32×7 км, амплитудой 350 м, осложненную тремя куполами: Северным, Центральным и Южным (рис. 127). Размеры брахикуполов составляют 11–12×6–7 км, амплитуды – до 200 м, углы падения пород на западном крыле – 5–17°, на восточном – 3–7°. В пределах изученного разреза разрывные нарушения не установлены.

Продуктивность месторождения связана с отложениями нижненутовского подгоризонта, залегающими на глубинах 1100–2000 м. В литологическом отношении подгоризонт сложен чередованием сложнопостроенных пластов мелко- и среднезернистых песчаников различной степени отсортированности, алевролитов и глин.

На месторождении выявлено 17 продуктивных пластов с эффективной мощностью 4–17,5 м. Пласты содержат 22 залежи, из них 5 нефтяных (XIX, XX_1, XX_2, XXI_1 в Северном куполе и XXIV_2 пласт в Южном куполе), 3 нефтяных с газовыми шапками (XXII_1, XXII_2 и XXII_3 в Южном куполе), 4 газоконденсатных с нефтяными оторочками (XXI_3 и XXI_2 в Южном и XXI_1 и XIX_2 в Центральном и Южном куполах) и 10 газоконденсатных залежей (в пластах XIX_1, XVIII, XIII-XIV, XII на Центральном и Южном куполах). Нефтяные оторочки залежей развиты только на западных крыльях куполов. Общие

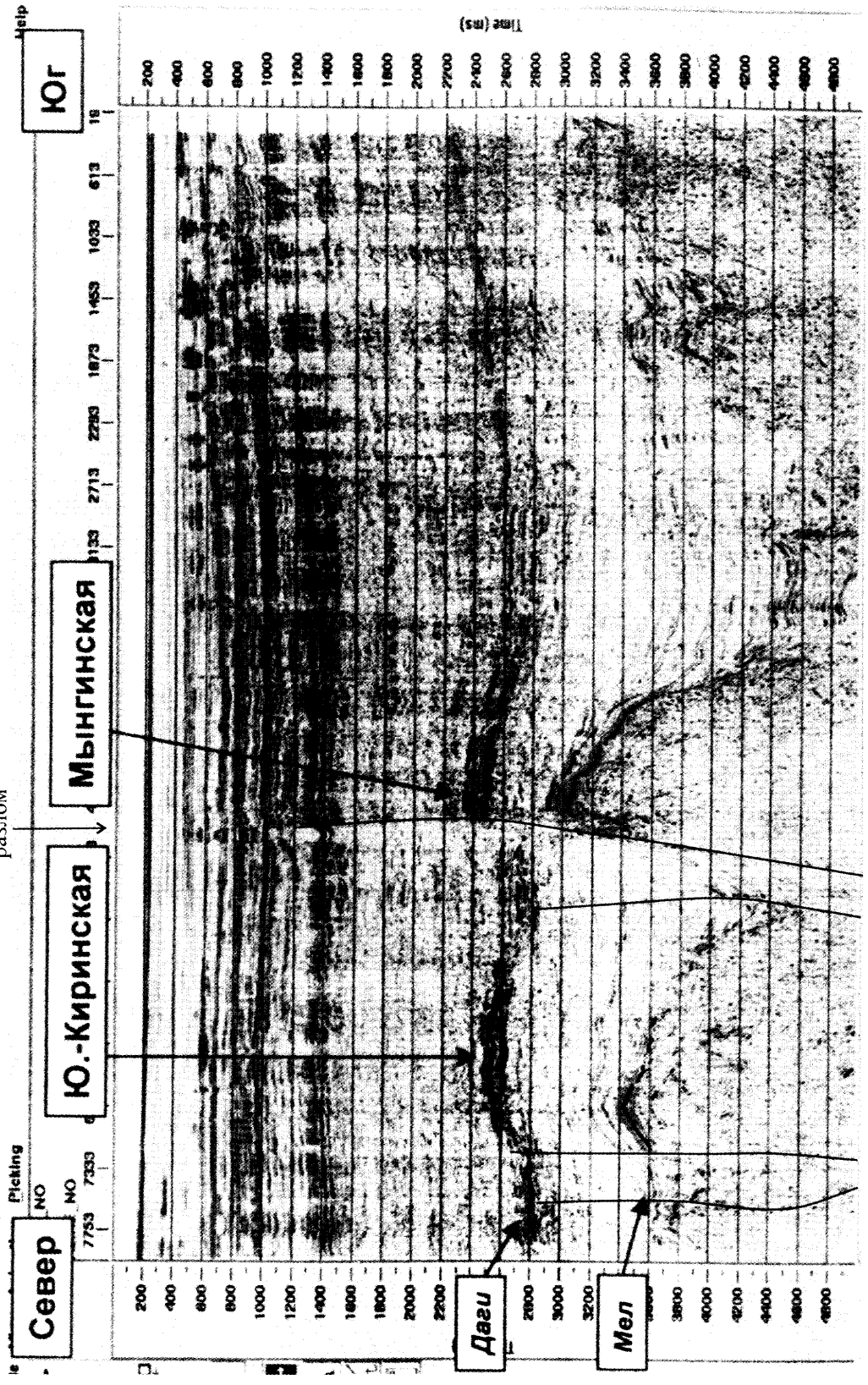


Рис. 124. Взаимоотношение кайнозойских и меловых комплексов в зоне сочленения Северо-Сахалинского и Пограничного бассейнов

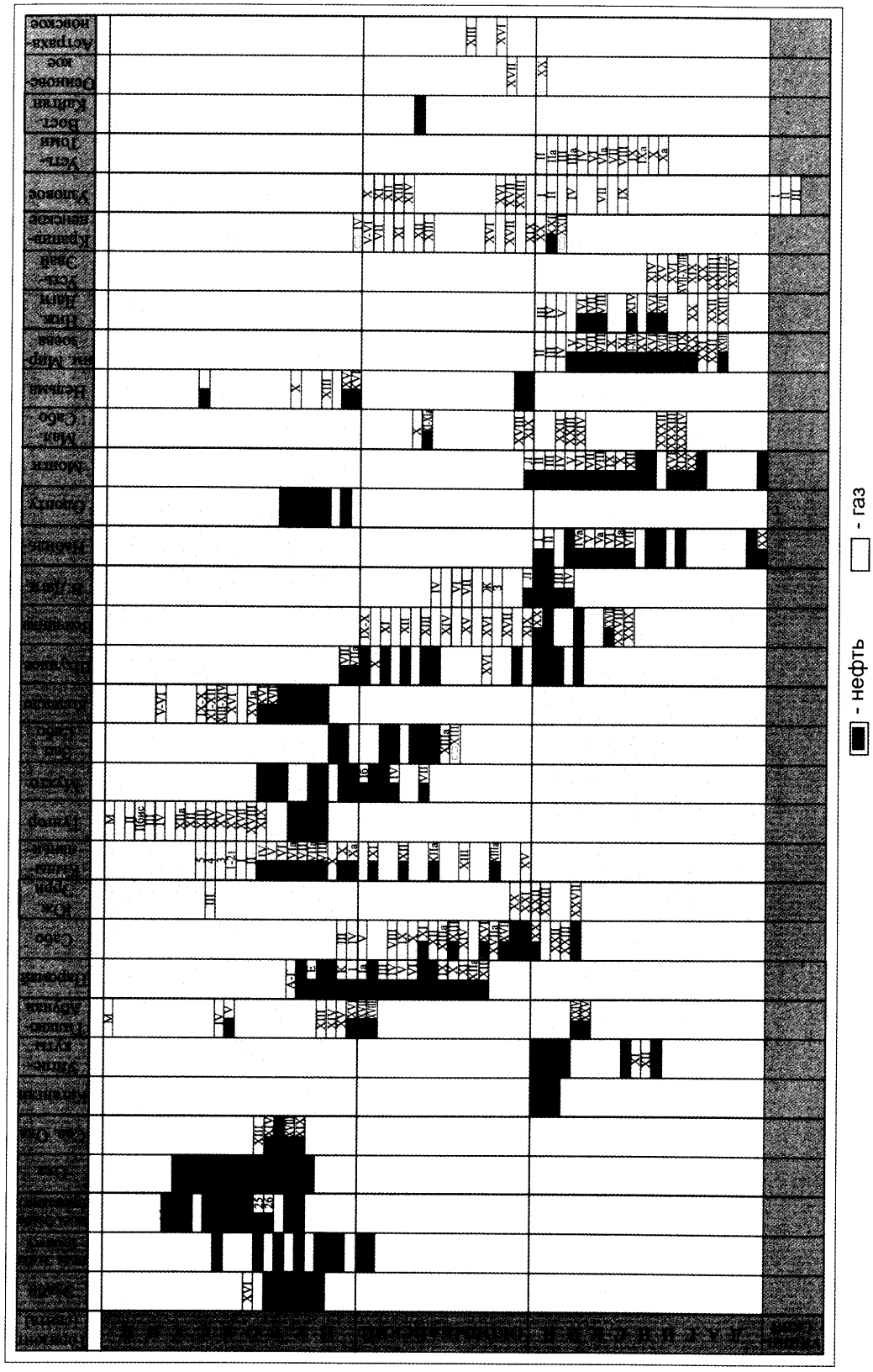
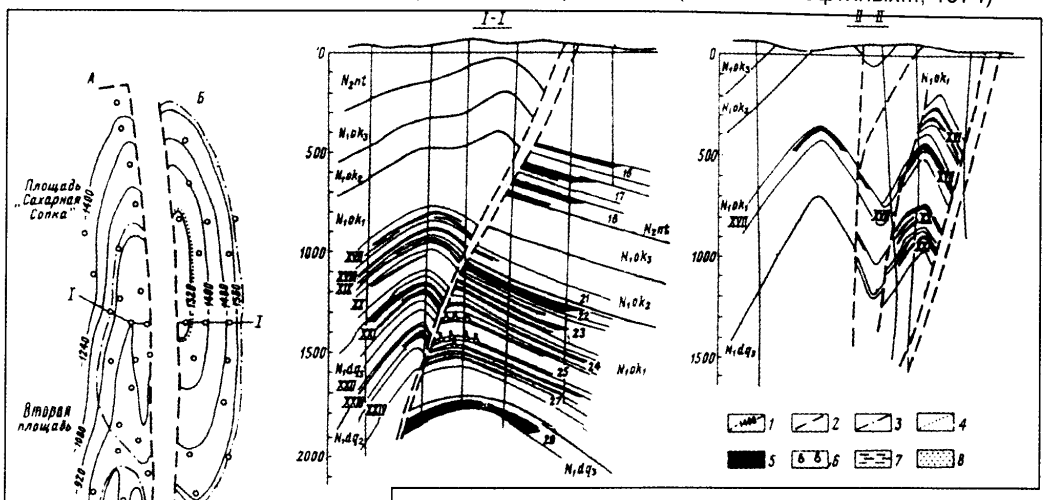


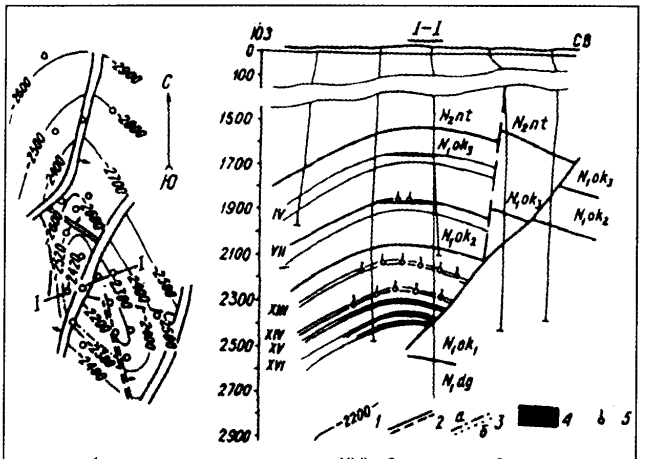
Рис. 125. Распределение залежей УВ на месторождениях Северо-Сахалинского бассейна (остров)

Восточно-Эхабинское нефтяное месторождение (Геология нефтяных..., 1974)



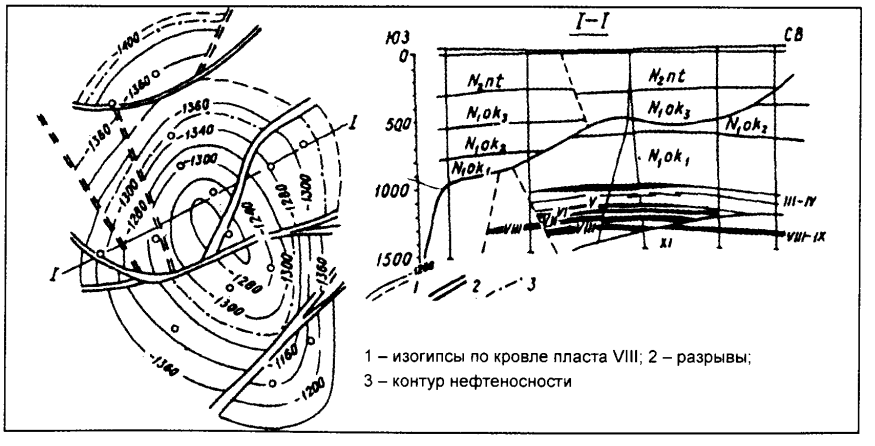
А. Структурная карта надвинутой части структуры по кровле пласта XVII. Б. То же, поднадвиговой части структуры по кровле 25-го пласта: а – геолого-геофизический разрез надвинутой, б – то же, поднадвиговой части; 1 – изогипсы по кровле пласта XVII и соответствующего ему 25-го пласта; 5 – нефть; 6 – газ; 7 – глинистые; 8 – песчаные породы

Некрасовское газонефтяное месторождение



1 – изогипсы по кровле пласта XVIa; 2 – разрывы; 3 – контуры: а – нефтеносности, б – газоносности; 4 – нефть, газ

Западно-Сабинское газонефтяное месторождение (Геология нефтяных..., 1974)



1 – изогипсы по кровле пласта VIII; 2 – разрывы; 3 – контур нефтеносности

Рис. 126. Примеры строения нефтяных и газонефтяных месторождений Северного Сахалина

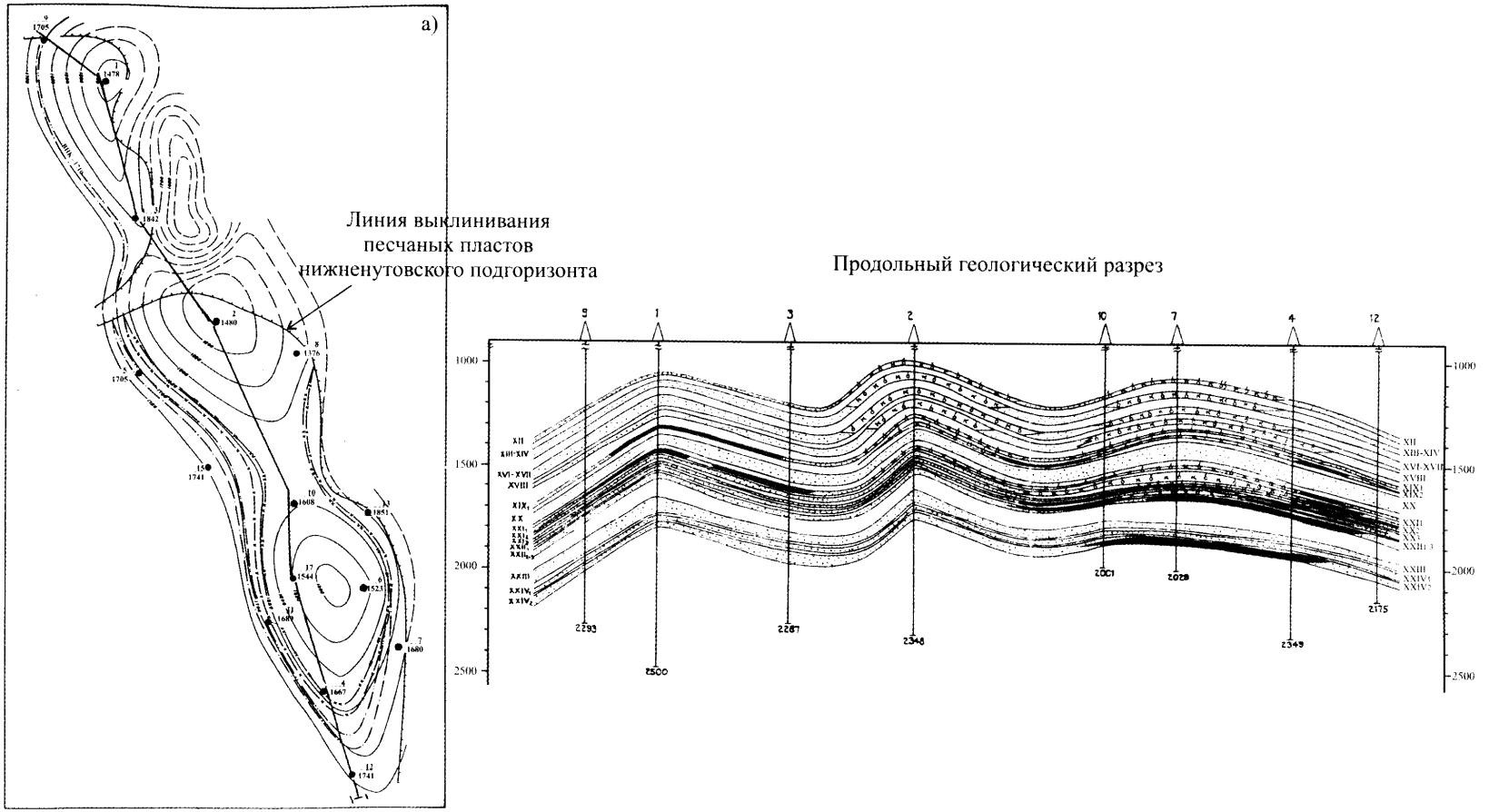


Рис. 127. Схема строения нефтегазоконденсатного месторождения Одопту-море
а – структурная карта по кровле XXI_1 пласта нижненутовского подгоризонта

мощности песчаных пластов с IX по XXVI составляют от 10 до 60 м.

Разрез нижненутовских отложений характеризуется резкой литологической изменчивостью выделенных продуктивных пластов вплоть до полного замещения на отдельных участках проницаемых пород глинистыми (см. рис. 127). По сложности геологического строения и литологической выдержанности пластов-коллекторов месторождение относится к категории сложных.

Залежи углеводородов относятся к виду пластовых сводовых, осложненных литологическим фактором. Залежи полнопластовые с наклонными контактами в связи с гидродинамическим напором пластовых вод. Пласты-коллекторы порового типа обладают пористостью 20–29%, проницаемостью 0,06-1,0 мкм^2, нефтегазонасыщенностью 31–77%.

Максимальные дебиты нефти через 11,9–15,9-миллиметровые штуцеры составляют 295–378 м^3/сут. Нефти месторождения Одопту-море относятся к легким (0,876 г/см^3), малосмолистым (до 6,3%), малопарафинистым и парафинистым (до 3,3%), малосернистым (до 0,4%), с высоким выходом бензиновых фракций (до 31%). Газосодержание колеблется от 96 до 115 м^3/т. В групповом составе преобладают нафтеновые (44%) и ароматические (31%) углеводороды.

Максимальные дебиты газа и конденсата через 12,7-миллиметровый штуцер составляют 330 тыс. м/сут и 18,7 м^3/сут, соответственно. Газ относится к «сухому» типу с содержанием метана 92,8–95%, тяжелых углеводородов – 3,71–6,53%. Содержание стабильного конденсата в свободном газе колеблется от 17,1 до 52,4 г/см^3.

За период 2001–2004 годов для уточнения строения Северного купола месторождения Одопту-море с берега в восточном направлении пробурено две группы кустовых наклонно-направленных скважин, со сверхдальним отходом от вертикали, 12 из которых – эксплуатационные, две поисковые. Максимальные горизонтальные отходы составили 5500–5964 м.

Наклонно-направленные скважины внесли существенные коррективы в представления о строении залежей [103]. Установлена продуктивность XXI пласта, ранее не числящегося на балансе запасов.

5.1.2. Пильтун-Астохское нефтегазоконденсатное месторождение

Месторождение открыто в 1986 году в результате бурения и опробования поисковой скважины № 1 и расположено на шельфе Северо-Восточного Сахалина, в 15–20 км к востоку от береговой линии на широте южного замыкания залива Пильтун. Глубина моря в районе месторождения изменяется от 27 до 35 м.

Пильтун-Астохское морское месторождение по величине запасов УВ относится к категории крупных.

Залежи нефти и газа открыты в песчано-алевритовых пластах-коллекторах нижненутовского подгоризонта. Месторождение приурочено к крупной одноименной мегантиклинали, расположенной в пределах Одоптинской антиклинальной зоны. Пильтун-Астохская мегантиклиналь размером 32×8 км осложнена тремя куполами: Пильтунским, Южно-Пильтунским и Астохским (рис. 128).

Продуктивная часть разреза залегает на глубинах 1200–2500 м и относится к нижненутовскому подгоризонту, представленному чередованием мелкозернистых песчано-алевритовых пластов-коллекторов (XII–XXV) мощностью от 2 до 70,6 м и глинистых разделов-покрышек мощностью от 2 до 123 м.

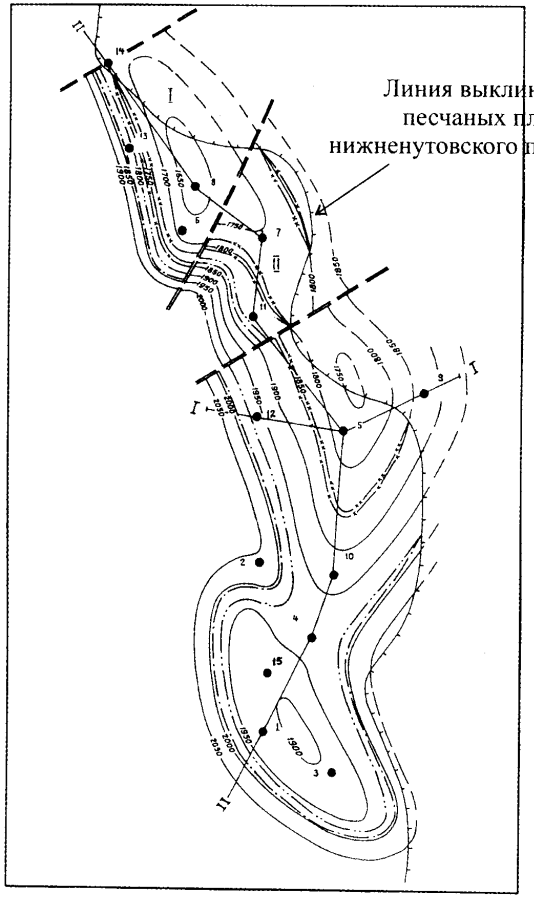
На Пильтун-Астохском месторождении установлена результатами бурения и прогнозируется по ГИС продуктивность 12 пластов: XII, XIII–IV, XVI–XVII, XVIII, XIX$_1$ XXI$_1$ XXI$_2$, XXI$_3$, XXII, XXIII, XXIV$_2$, XXV. Значительную роль в размещении залежей по площади играют разрывные нарушения и глинизация пластов-коллекторов. В разрезе нижненутовского подгоризонта открыто или прогнозируется 30 залежей нефти, газа и конденсата.

На Пильтунском куполе месторождения в блоке I открыто и прогнозируется 11 залежей: 3 нефтяных с газовыми шапками в XXII, XXIII, XXVI$_2$ пластах, 5 нефтегазоконденсатных с нефтяными оторочками в XVII, XIX, XXI$_1$, XXI$_2$ и XXI$_3$ пластах, и 3 газовых в XII, XIII–XIV, XVI–XVII пластах.

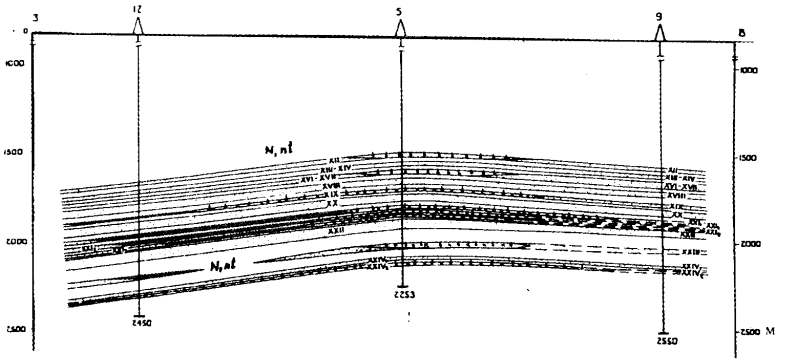
В блоке II южной части Пильтунского купола скважинами № 7 и № 11 установлено и предполагается 8 залежей: 4 газоконденсатных

Месторождение Пильтун-Астохское

Структурная карта по кровле XXI_1 пласта нутовской свиты



Геологический разрез через скважины 9-12



Геологический разрез через скважины 14-1

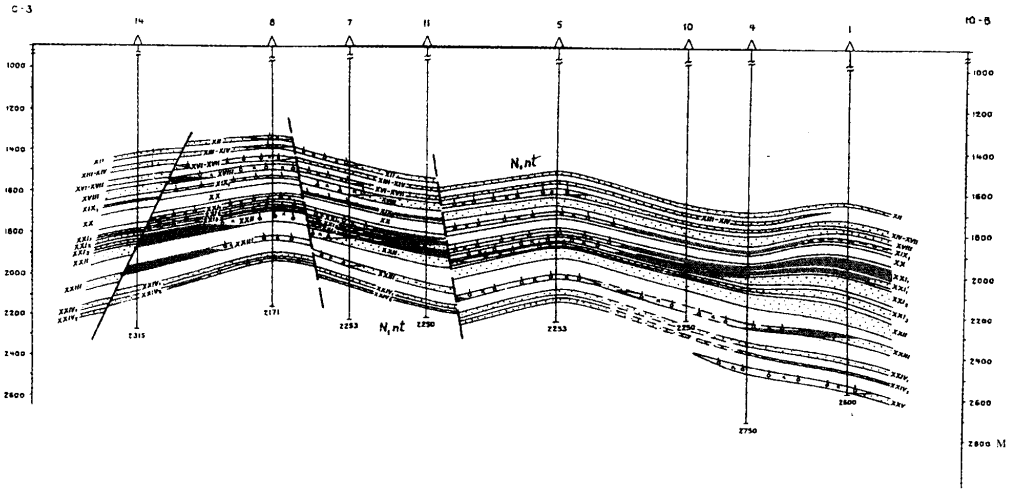
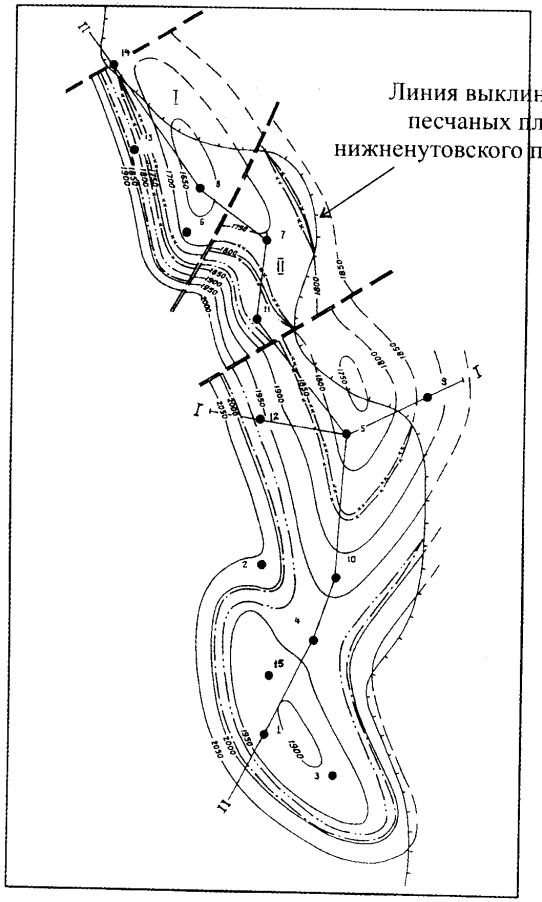


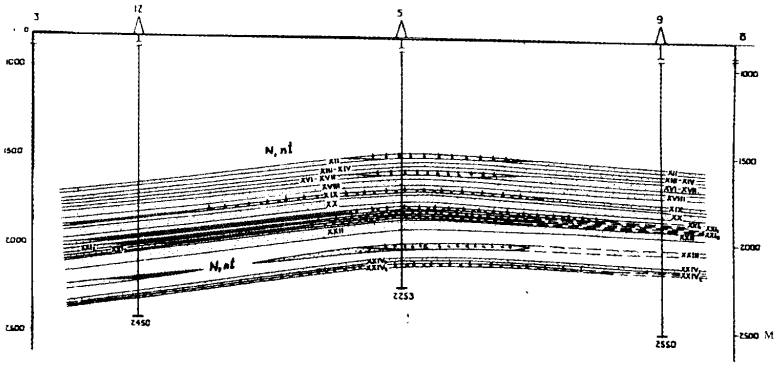
Рис. 128. Строение Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения

Месторождение Пильтун-Астохское

Структурная карта по кровле XXI_1 пласта нутовской свиты



Геологический разрез через скважины 9-12



Геологический разрез через скважины 14-1

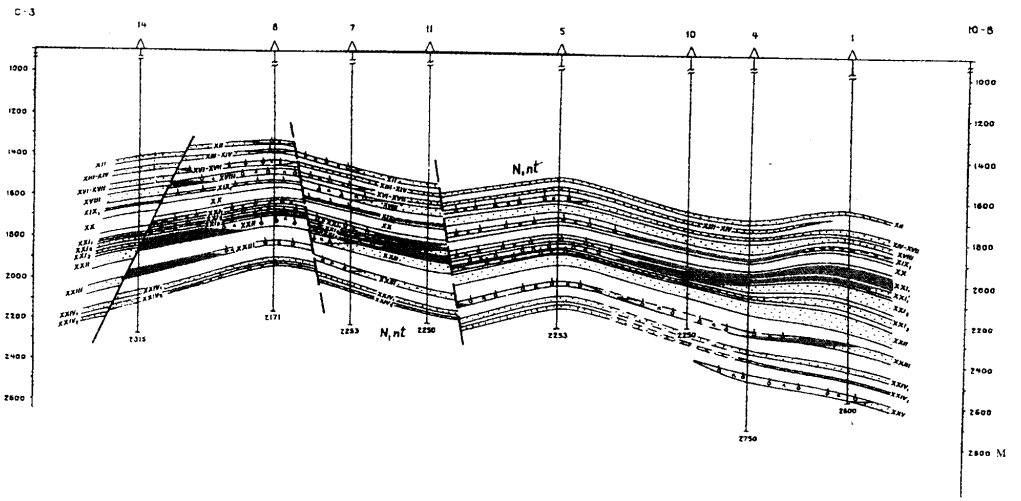


Рис. 128. Строение Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения

с нефтяными оторочками (пласты XIX, XXI_1 и XXI_2, XXI_3); 2 – газоконденсатные (в XVIII и XXIII пластах) и 2 газовые (пласты XII и XVI–XVII).

В разрезе Южно-Пильтунского свода открыто 7 залежей: 5 газоконденсатных с нефтяными оторочками (XIX_1, XXI, XXI_1, XXI_3, XXIII пласты), 1 – газоконденсатная (XXIV_2 пласт) и 1 – газовая (XVI–XVII пласты).

На Астохском куполе, в южной части месторождения, установлено 4 залежи: 2 нефтяных (пласты XXI_1 и XXI_2), 1 – газоконденсатная с нефтяной оторочкой (XXII пласт) и 1 – газоконденсатная (XXV пласт).

Пласты-коллекторы в нижней части нижненутовского разреза (XVIII–XXIV пласты) литологически изменчивые и глинизируются на восточном крыле структуры и межкупольных сочленениях. Пласты, залегающие в верхней части разреза (XII–XVI), обычно развиты по всей площади с уменьшением мощности или глинизацией на западном погружении структуры (рис. 129).

Величины эффективных мощностей пластов-коллекторов колеблются от 1,5 до 38 м. Коллекторские свойства пластов, содержащих залежи, характеризуются высокими значениями пористости – от 20 до 29%. Типы залежей месторождения различные: пластовые-сводовые, пластовые, литологически и тектонически экранированные.

Максимальный дебит нефти получен из нефтяной залежи XXI_2 пласта в скважине № 11 через 20,25-миллиметровый штуцер и составил 636,2 м³/сут. Дебит газа в газоконденсатной залежи XXI_2 с нефтяной оторочкой в скважине № 6 через 15,1-миллиметровый штуцер составил 396 м³/сут.

Нефти месторождения легкие (плотностью 0,824–0,856 г/см³) малосмолистые (содержание смол – 0,11–5,5%), малопарафинистые (0,5–1,98%), малосернистые (содержание серы – 0,23–0,25%), с высоким выходом бензиновых фракций. Свободный газ газовой шапки XXII пласта залежей состоит из метана (90,6%), содержание этана равно 5%, CO_2 – 0,69%, азота – 0,35%. Потенциальное содержание стабильного конденсата оценивается величинами 77–153,7 г/м³.

5.1.3. Чайвинское нефтегазоконденсатное месторождение

Месторождение расположено на шельфе Северного Сахалина в 12 км восточнее берега острова, в пределах Паромайско-Чайвинской нефтегазоносной зоны. Глубина моря на месторождении 12–32 м.

По величине запасов УВ морское месторождение Чайво относится к категории крупных.

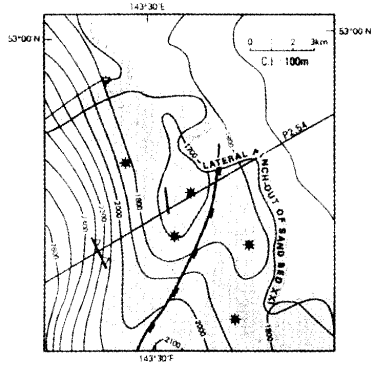
Залежи углеводородов контролируются одноименной структурой, открытой и подготовленной к бурению в 1976 г.

Чайвинская брахиантиклинальная складка имеет простое строение, характеризуется размерами по нижним продуктивным горизонтам 8×25 км, амплитудой до 450 м. Углы падения пород на крыльях складки составляют 8–9°. По верхним пластам (II, III пласты), структура выполаживается, размеры ее уменьшаются до 4×8 км, амплитуда – до 150 м, углы падения пород – 4–5°. Ось складки ориентирована в северо-западном направлении. Погружение шарнира прослеживается в северо-западном направлении под углом 4–6°, в юго-восточном под углом 1–2°. В пределах вскрытого разреза нарушений не выявлено.

Залежи нефти, газа и конденсата относятся к группе пластовых сводовых, выявлены в отложениях нижней части верхненутовского (газовая залежь пласта II) и нижненутовского комплексов, залегают на глубинах 1150–2920 м и связаны с коллекторами порового типа. Скважинами вскрыты десять продуктивных пластов, содержащих одну газовую (II пласт), одну нефтяную (XIV пласт), две газоконденсатных с нефтяными оторочками ($XVI–XVII_2$ пласты) и шесть газоконденсатных залежей (в XVII_1, XVIII, XIX, XX, XXI, XXII пластах). Высоты залежей 100–260 м. Коллекторы порового типа представлены песчано-алевритовыми породами.

Газовая залежь пласта II залегает в нижней части верхненутовского горизонта (плиоцен) на глубине 1150–1180 м, размером 3,5×9,3 км, высотой 100 м, является пластовой, сводовой, низкопродуктивной, с коллектором порового типа, пористостью 28%, газонасыщенностью – 54%.

Нефтяная залежь XIV пласта размером 2,5×8,5 км, высотой 116 м, вскрыта скважинами



Пильтун - Астохское месторождение. Структура XXI песчаного пласта нижненутовского горизонта.
Lateral pinch - out of sand bed XXI - линия латерального выклинивания песчаного XXI пласта.

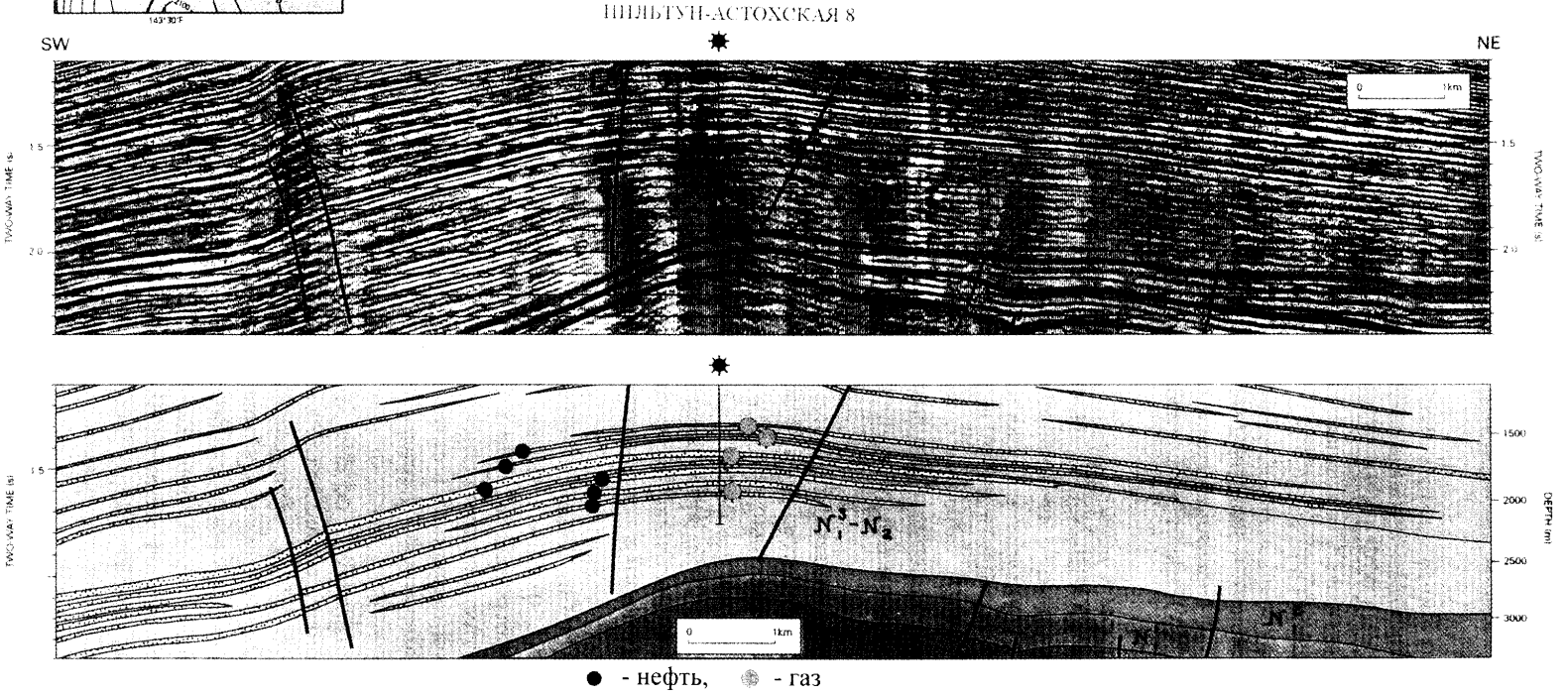


Рис. 129. Северо-Сахалинский бассейн (шельф Северо-Восточного Сахалина). Пильтун-Астохское месторождение. Сейсмогеологический профиль
Пример проградационного строения продуктивных пластов нижненутовского горизонта

1 и 4 на глубинах 1962–1995 м. Общая мощность пласта 100–109 м, эффективная – 78 м. При опробовании пласта в скважине 4 в интервале 1991–2011 м эрлифтным способом приток нефти составил 328 м^3/сут. Залежь пластовая, сводовая, высокодебитная, с коллекторами порового типа. Пористость пород коллектора колеблется в пределах 23–28%, проницаемость – до 3,7 мкм^2.

Нефть залежи тяжелая, (плотностью 0,913 г/см^3), смолистая, парафинистая, газонасыщеннсть – 35 м^3/м^3. По групповому составу фракций нефть относится к нафтеновому типу.

Газоконденсатные залежи с нефтяной оторочкой вскрыты и изучены скважинами №№ 1, 2, 3 и 5; пласт XVI в интервале 2183–2326 м (размер залежи 4,4×14,8 км, высота газовой шапки – 210 м, нефтяной оторочки – 21 м), пласт XVII_2 в интервале 2400–2560 м (размер залежи 1,7×14,8 км, высота газовой шапки – 190 м, нефтяной оторочки – 36 м). Мощность пластов изменяется от 85 до 90 м и 43–50 м, соответственно (эффективная нефте- и газонасыщенная толщина от 20 до 56 м и от 0 до 18,1 м). Пласты характеризуются неоднородностью литологического состава и сложены преимущественно алевролитами и мелкозернистыми песчаниками. В пласте XVI отмечено уменьшение мощности на восточном крыле складки.

Нефть по физико-химическим свойствам относится к легким (плотностью 0,83–0,84 г/см^2), смолистым (13–14%), парафиновым (0,25–3,3%), с высоким выходом светлых фракций. Давление насыщения равно пластовому (235,5 кгс/см^2). Газосодержание в пластовой нефти равно 165 м^3/м^3. Газ по составу преимущественно метановый (93%). Содержание конденсата в газе составляет 116–127 г/м^3.

Газоконденатные залежи XVII_1 (2352–2517 м), XVIII (2400–2575 м), XIX (2500–2750 м), XX (2550–2740 м), XXI (2600–2850 м) и XXII (2700–2920 м) вскрыты и изучены в скважинах №№ 1, 2, 3 и 5, и характеризуются как пластовые, сводовые с коллекторами порового типа; залежь XXII пласта – пластовая, с литологическим ограничением на восточном крыле. Пласты-коллекторы сложены чередованием прослоев разнозернистых песчаников и алевролитов. Открытая пористость пластов-коллекторов – 16–23%, проницаемость – от 0,24 до 3 мкм^2, газонасыщенность от 47 до 72%.

В связи с изменением коллекторских свойств пластов по площади, дебиты газа через 12,7-миллиметровый штуцер изменяются от 114 тыс. м^3/сут (в скважине № 1, XXII пласт) до 504,5 (скважина № 2, XXII пласт) тыс. м^3/сут, дебиты конденсата – от 27 м^3/сут до 115 м^3/сут. Пластовый газ по физико-химическим свойствам метановый, плотностью от 0,733 г/см^3 до 0,788 г/см^3, с содержанием стабильного конденсата от 99 г/м^3 до 147 г/м^3.

После проведения сейсморазведочных работ 3D [182] структура месторождения и запасы углеводородов значительно изменились в сторону увеличения (фиг. 50, 51, вклейка).

5.1.4. Аркутун-Дагинское нефтегазоконденсатное месторождение

Месторождение открыто в 1989 году и расположено на шельфе Северного Сахалина, в 26 км от береговой линии острова, в 15 км восточнее Чайвинской морской структуры, в пределах южной части Одоптинской нефтегазоносной зоны. Глубина моря в районе месторождения 40–45 м.

По величине начальных геологических запасов углеводородов по промышленным категориям C_1+C_2 (641,648 млн. т) месторождение относится к категории крупных и является самым крупным на шельфе Сахалина.

По сложности геологического строения относится к месторождениям очень сложного строения и характеризуется наличием литологических замещений, невыдержанностью толщин и коллекторских свойств продуктивных пластов.

Аркутун-Дагинская мегантиклинальная складка (см. рис. 67) по кровле XXI_{1-2} нижненутовского пласта имеет следующие размеры: длина складки – 60 км, ширина – 14 км, амплитуда – около 410 м. Аркутун-Дагинская структура осложнена двумя куполами: на севере – Аркутунской брахиантиклиналью (размером 15×6 км, амплитудой около 100 м), на юге через небольшой перегиб, сочленяющийся с Дагинской брахиантиклиналью размером (35×12 км, амплитудой 410 м). В пределах изученного разреза разрывные нарушения не обнаружены.

Залежи нефти, газа и газоконденсата открыты в песчаных и песчано-алевролитовых пластах-коллекторах порового типа нижне-

нутовского подгоризонта на глубинах 1680–2800 м. Фильтрационно-емкостные свойства коллекторов изменяются в широком диапазоне и составляют: пористость – 16–30%, проницаемость – 0,021–0,84 мкм^2, глинистость – 9–20%. Общие толщины пластов-коллекторов тоже колеблются в широких пределах – от 14,2 до 47,7 м. Эффективные толщины достигают максимальной величины 21,2 м (XXI_{1-2} пласт, скважина № 4) на крыле структуры. В присводовой части пласты уменьшаются по мощности и глинизируются.

Месторождение является многопластовым. В разрезе нижненутовского подгоризонта (в средней и нижней частях мощностью 1100 м) открыто бурением 12 продуктивных пластов (XIX, XX_{1-3}, XXI_{1-2}, XXII_{1-2}, XXIII, XXIII_1, XXIII_2, XXIV_{1-2}, XXV, XXVI, XXVII и XXVIII), содержащих 15 залежей, в том числе 2 газоконденсатных (XXVII и XXVIII пласты), 3 нефтяных (XIX, XXII_{1-2} и XXVI) и 10 нефтяных с установленными или предполагаемыми газоконденсатными шапками (пласты XXI_{1-2}, XXI_3 и XXIII на Аркутунском и XXI_{1-2}, XXI_3, XXIII, XXIII_1, XXII_2, XXIV_{1-2}, XXV на Дагинском участках). Залежи углеводородов пластовые, сводовые, литологически и тектонически экранированные.

Пласт XXI_{1-2} продуктивен на Аркутунском и Дагинском участках, содержит две нефтегазоконденсатные пластовые, литологически экранированные вверх по восстанию пласта залежи размером: 5,0×11 км, высотой 126 м – на Аркутунском участке, и 11×35 км, высотой 34,0 м – на Дагинском (самая крупная на месторождении). В скважине № 4-Д из интервала 1820–1855 м был получен фонтанный приток нефти дебитом 367 м^3/сут, растворенного газа – 16,6 тыс. м^3/сут через 20,2-миллиметровый штуцер.

Залежи на Аркутунском и Дагинском участках разделены между собой экраном (литологическим или, более вероятно, тектоническим сбросом) и имеют различные гипсометрические отметки контактов.

Пласты XXIII_1, XXIII_2, XXIV_{1-2}, XXV, XXVI и XXVII содержат нефтегазоконденатные залежи только на Дагинском участке. Пласт XXVIII содержит одну газоконденсатную залежь на Дагинском участке.

Наиболее крупными по запасам нефти являются газоконденсатно-нефтяные залежи XXI_{1-2} и XXIII пластов. Балансовые и извлекаемые запасы нефти в их оторочках составляют 73,3% от суммарных запасов Дагинского участка (51,1% и 22,6% соответственно). Остальные залежи по запасам нефти имеют подчиненное значение.

Свободный газ Аркутун-Дагинского месторождения по физико-химическим свойствам относится к полужирным, содержание тяжелых углеводородов равно 9,15%. Стабильный конденсат установлен в сумме 159 г/м^3. Плотность конденсата – 0,731 г/см.

Нефти Аркутун-Дагинского месторождения легкие, плотностью 0,823–0,873 г/см^3, малопарафинистые и малосмолистые.

5.1.5. Лунское нефтегазоконденсатное месторождение

Месторождение расположено на шельфе Северного Сахалина, в 12–15 км восточнее береговой линии острова. Глубина моря на месторождении 42–47 м.

Антиклинальная структура была открыта и подготовлена детальными сейсмическими работами МОГТ (1978 г.).

Залежи нефти и газоконденсата приурочены к песчаным пластам дагинского горизонта (средний–нижний миоцен). Во вскрытом разрезе (мощностью 1180 м) выделено 19 песчаных, алеврито-песчаных пластов мощностью до 100 м. Разделы между пластами-коллекторами сложены глинами (мощностью 3–7 м). Песчаники мелкозернистые, хорошо отсортированные, имеют высокие показатели ФЕС (пористость – до 28–29%, проницаемость – до 1,5 мкм^2). Продуктивные пласты перекрыты хорошо отсортированными глинами окобыкайского горизонта (средний миоцен) мощностью 630–750 м.

Залежи углеводородов контролируются крупной брахиантиклинальной складкой (размером 8,5×26 км, с амплитудой около 600 м). Структура пересечена серией сбросо-сдвиговых нарушений с амплитудами смещения от нескольких метров до 200 м (рис. 130–132). Углы падения пород на крыльях структуры достигают 8–10°. Вверх по разрезу складка выполаживается, углы падения равны 3–4°.

На месторождении в 15 пластах открыто 11 залежей, из них 10 залежей газоконденсатных (в

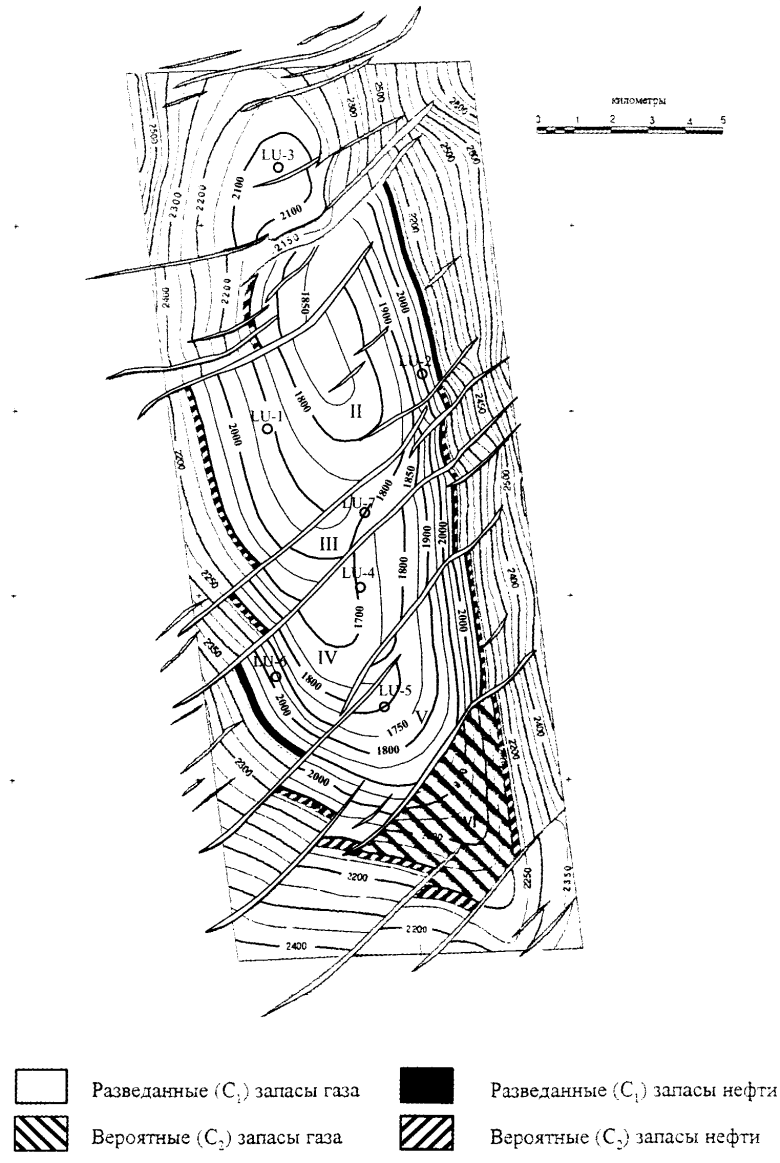


Рис. 130. Структурная карта по кровле пласта I Лунского месторождения

пластах I, II, IV, V-а, V-б, V-XI-XII, XIII, XIV-б, XVI и XVII) и одна газоконденсатная с нефтяной оторочкой (пласты I–IV во II–V блоках).

В I блоке установлено 9 пластовых, тектонически экранированных газоконденсатных залежей. Размеры залежей меняются в пределах: длина – от 5,75 (I пласт) до 4,2 км (XVII); ширина – от 4 (I) до 2,5 км (V^a); высота – от 110 (XVI) до 30 м (XVII). Пористость (по ГИС) уменьшается с глубиной с 25 (I, II, IV) до 16% (XVII), газонасыщенность – с 65 (I) до 48% (XVII), проницаемость, определенная по гидродинамическим данным, меняется в пределах $8–430 \cdot 10^{-3}$ мкм^2 (верхние пласты имеют лучшие показатели).

Во II–V блоках установлено две залежи: газоконденсатная с нефтяной оторочкой (I–IV пласты) и газоконденсатная (V–XII); обе приурочены к пластово-массивному резервуару. Залежи гидродинамически связаны. На контактах с водой пластовое давление равно условному гидро-

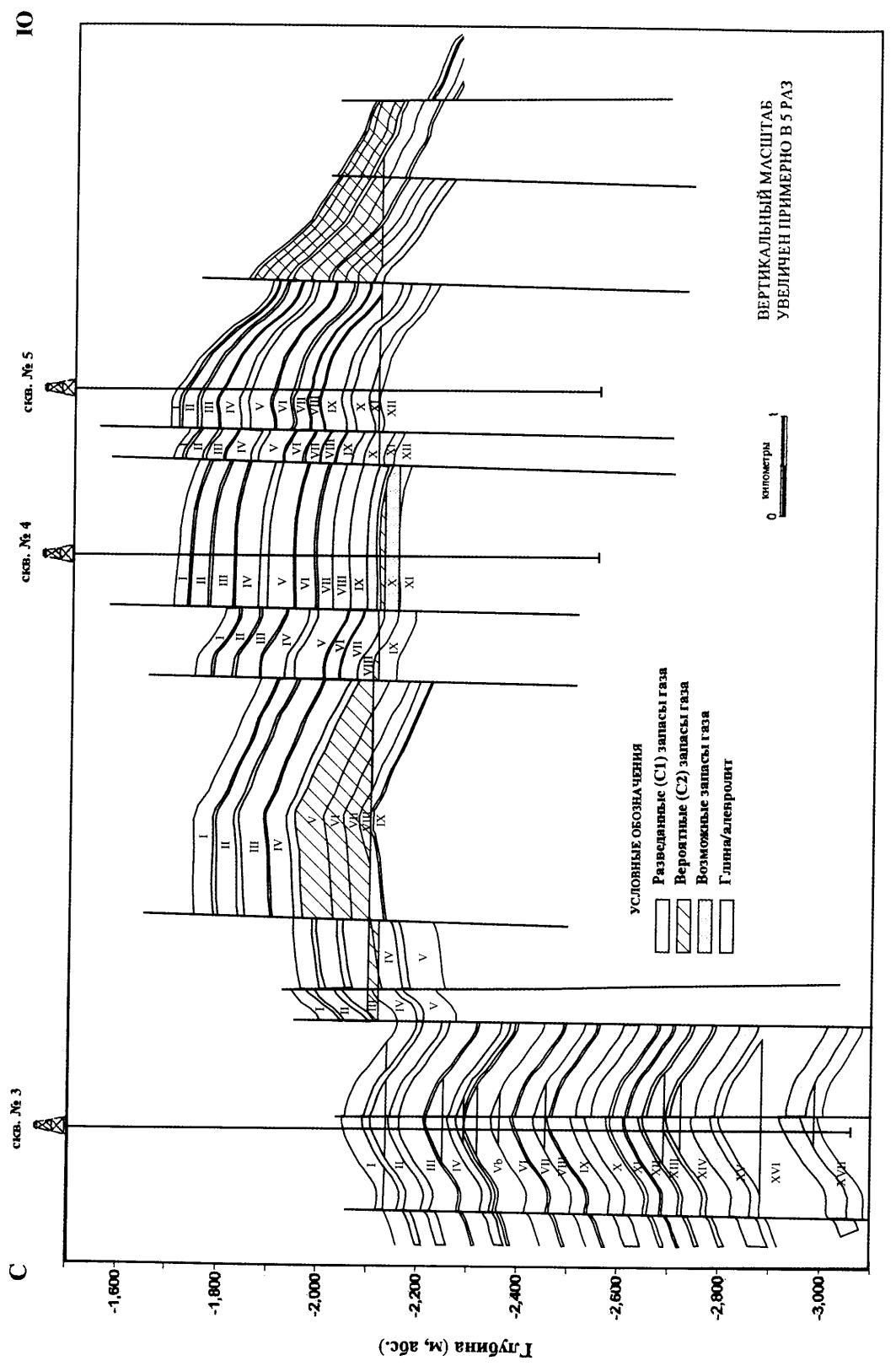


Рис. 131. Продуктивные пласты Лунского месторождения. Геологический разрез с севера на юг

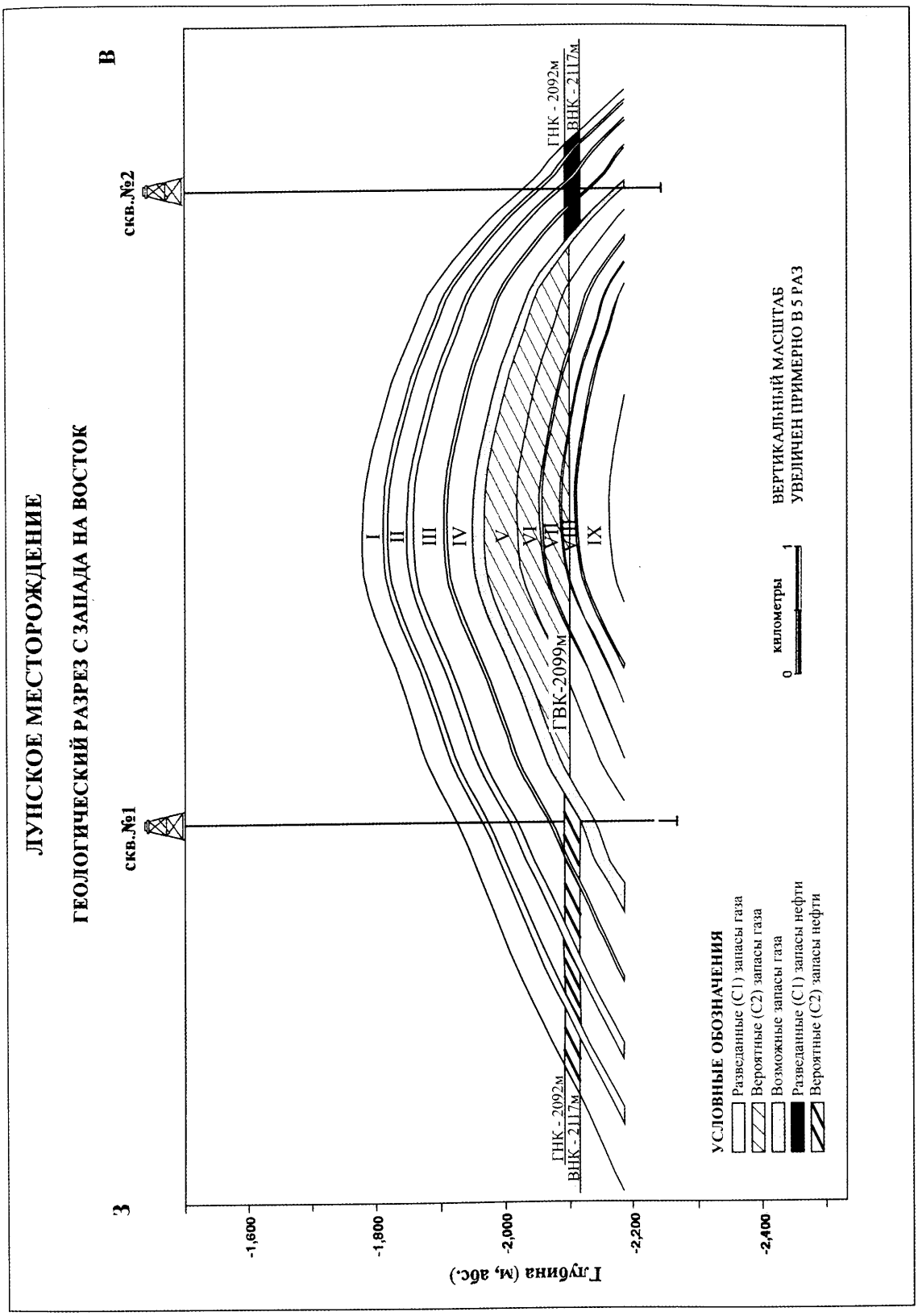


Рис. 132. Продуктивные пласты Лунского месторождения. Геологический разрез тектонического блока II с запада на восток

статическому. Уровень ГНК для верхней залежи совпадает с уровнем ГВК для нижней, что обусловлено небольшой высотой нефтяной оторочки (12–30 м). Размеры верхней залежи – 15×6,5 км, высота по блокам меняется от 400 (V блок) до 345 м (II–III блоки). Пористость – 24–26%, газонасыщенность – 62–65%.

Газоконденсатная пластово-массивная залежь V–XI–XII пластов имеет размеры 13,5×5,75 км, высоту от 129 (II–III блок) до 253 м (V блок). Коллекторы характеризуются пористостью 24–26%, газонасыщенностью 73–74%.

Пластовые воды гидрокарбонатнонатриевые, слабосоленые, с минерализацией до 20 г/л. Нефти легкие (0,810–0,816 г/см^3), малосмолистые (асфальтово-смолистые компоненты 1,22–1,55%), малосернистые (от следов до 0,13%), малопарафинистые (от 0,74 до 2,85%). Газосодержание пластовой нефти – 210 м^3/т.

В групповом углеводородном составе бензиновой фракции преобладают метановые (в среднем 50% об.), нафтеновые и ароматические (по 25%) имеют подчиненное значение.

Свободные газы метановые (в среднем 91,2%), полужирные (содержание тяжелых гомологов метана до 7,0%), низкоазотные (0,35%), низкогелиевоносные (менее 0,001%). Потенциальное содержание стабильного конденсата составляет 119,4 г/см^3. Плотность конденсата изменяется от 0,740 до 0,779 г/см^3 (средняя величина 0,748 г/см^3). Конденсаты имеют низкое содержание асфальтово-смолистых веществ (не более 0,18%) и парафина (0,06–0,66%). Выход светлых фракций до 200° – в среднем 86%. В групповом углеводородном составе преобладают метановые углеводороды (в среднем 56%), нафтеновые (25%) и ароматические (19%) имеют подчиненное значение.

В целом, залежи газоконденсатные, с нефтяной оторочкой, с пластово-массивным резервуаром, среднедебитные, с коллекторами порового типа.

5.1.6. Венинское газовое месторождение

Месторождение расположено на шельфе Северо-Восточного Сахалина, на широте северного замыкания Набильского залива, в 6–10 км восточнее острова. Глубина моря 26,8–29 м. Одноименная антиклинальная складка была выявлена поисково-рекогносцировочными и подготовлена детальными сейсморазведочными работами МОГТ (1977 г.).

Венинская антиклинальная складка представляет крупную, линейно вытянутую структуру, ориентированную в субмеридиональном направлении. Размеры складки составляют 9,5×39,0 км, амплитуда – 2450 м. Структура имеет асимметричное строение. Углы падения пород на западном крыле достигают 50–60°, на восточном – 15–20°. Южная периклиналь более короткая (протяженностью 14 км) по сравнению с северной (25 км).

Структура интенсивно нарушена разрывами. Вдоль западного крыла складки протягивается крупный разрыв типа взбросо-надвига. Плоскость сместителя наклонена к востоку под углом 45–60°. Амплитуда смещения в присводовой части составляет 1000–1500 м, на южной периклинали – 300–400 м, на севере амплитуда около 300 м. Кроме того, антиклинальная складка пересечена многочисленными поперечными сбросами. Каждый из севернее расположенных тектонических блоков смещен по отношению к южному на 100–200 м. В центральном (IV), наиболее приподнятом блоке, где расположен свод структуры, была пробурена поисковая скважина № 1 глубиной 2500 м (1979 г.). Кровельная часть пласта I дагинского горизонта (средний–нижний миоцен), по материалам ГИС, газонасыщена. Опробование не проводилось. ГВК предполагается (по ГИС) на абсолютной отметке 461 м. Газовая залежь водоплавающая, имеет небольшие размеры – 0,5×0,7 км, высота ее 6 м.

Севернее в блоке III была пробурена поисковая скважина № 2 глубиной 2450 м (1985 г.). В пластах I и II дагинского горизонта была открыта залежь газа. При опробовании пласта II (интервал перфорации 949–961 м) через штуцер диаметром 15,9 мм был получен фонтан свободного газа дебитом 211,3 тыс. м^3/сут со следами конденсата. Пластовое давление равно 94 кгс/см^2, температура – 44°С. ГВК отбивается по материалам ГИС на абсолютной отметке 935 м.

В результате опробования пласта I (интервалы перфорации 900–933 м, 938–943 м) дебит газа через штуцер 19,05 мм составил 265,9 тыс. м^3/сут. Пластовое давление равно 93 кгс/см^2, температура – 42°С. Близкие величины пластовых давлений свидетельствуют о

наличии единого контакта в залежах пластов I и II. Размеры залежи равны 1,5×1,7 км, высота – 64 м. Эффективная газонасыщенная толщина коллектора составляет 25 м, открытая пористость – 21%, газонасыщенность – 74%.

Залежь пластовая, тектонически экранированная на периклинали, среднедебитная, с массивно-пластовым типом резервуара.

В связи с небольшими запасами углеводородов поисковое бурение было временно прекращено. В 2007 г. на Венинской структуре были выполнены сейсмоработы 3D в объеме 680 км^2, а в 2008 г. была пробурена поисковая скважина на северной периклинали поднятия, давшая приток газоконденсата и газа из дагинских песчаников. Полученные данные о присутствии мощного флюидоупора в виде окобыкайских глин в отличие от значительной «раскрытости» сводовой части структуры позволяет прогнозировать наличие крупных по объему запасов скоплений углеводородов в северных блоках Венинской антиклинали.

5.1.7. Изыльметьевское газовое месторождение

Месторождение расположено на шельфе Юго-Западного Сахалина, на широте г. Красногорска в 20 км западнее острова. Глубина моря в своде структуры равна 100 м.

Изыльметьевская антиклинальная складка была выявлена поисковыми и детализирована сейсмическими исследованиями МОГТ (1981 г.). Структурная форма по кровле нижнемаруямского подгоризонта (верхний миоцен) представляет собой небольшой брахиантиклинальный купол размерами 4,3×5,7 км, с амплитудой около 125 м. Углы падения пород на западном крыле равны 3–4°, на восточном – 10–11°. Тектонические нарушения отсутствуют (см. фиг. 25, вклейка).

В 1968 году в присводовой части брахикупола была пробурена поисковая скважина № 2 глубиной 2434 м. В пяти пластах (2, 3, 5, 7 и 8) нижнемаруямского подгоризонта (верхний миоцен) были открыты залежи свободного газа. В том же году пробурена разведочная скважина № 1 глубиной 2511 м, оконтуривающая открытые ранее залежи.

Газовая залежь пласта 2 прогнозируется по материалам ГИС в поисковой скважине 2 на глубинах 1238–1253 м. Опробование пласта не проводилось. ГВК предполагается условно на абсолютной отметке 1244 м. Размеры залежи равны 2,0×2,5 км, высота – 54 м.

Залежь пластовая, сводовая, с поровым типом коллектора.

Газовая залежь пласта 3 открыта в скважине № 2 на глубинах 1267–1307 м. При опробовании (интервалы перфорации 1269–1273, 1278–1291 м) через штуцер диаметром 11,9 мм был получен фонтанный приток свободного газа дебитом 155,5 тыс. м^3/сут (со следами воды). Депрессия на пласт – 1,4 МПа. Пластовое давление равно 129,5 кгс/см^2, температура – 60°С. ГВК установлен на абсолютной отметке 1264 м. Размеры залежи равны 2,0×2,6 км, высота ее – 44 м.

Пласт сложен мелкозернистыми песчаниками и алевролитами с прослоями глин. Мощность слоев коллектора изменяется в пределах 2,1–3,5 м. Общая мощность пласта 40 м, эффективная газонасыщенная толщина коллекторов – 12–28 м. Открытая пористость – 30%, газонасыщенность – 66%. Пластовое давление равно 130 кгс/см^2, температура – 60°С.

Свободный газ сухой, содержание метана достигает 96,2%, этана – 0,57%, пропана – 0,08%, бутанов – 0,03%, азота – 2,2%, углекислого газа – 0,34%.

Залежь пластовая, сводовая, среднедебитная, с поровым типом коллектора.

Газовая залежь пласта 5 установлена опробованием в обеих скважинах на глубинах 1367–1413 м. В скважине № 2 (из интервала перфорации 1365–1419 м) через штуцер диаметром 15,02 мм был получен фонтан газа дебитом 218,6 тыс. м^3/сут (при депрессии на пласт 7,3 кгс/см^2). Газоводяной контакт установлен опробованием в скважине № 1 на абсолютной отметке 1402 м. Размеры залежи составляют 2,6×3,5 км, высота – 90 м.

Пласт (общей мощностью 53 м) сложен чередованием слоев песчаника, алевролита и глин. Эффективная газонасыщенная толщина всех слоев коллектора равна 25 м, открытая пористость – 27%, газонасыщенность – 53%. Пластовое давление равно 147 кгс/см^2, температура – 67°С.

Свободный газ сухой, в составе преобладает метан (95,2% об) с незначительным содержанием гомологов.

Залежь пластовая, сводовая, среднедебитная, с поровым типом коллектора.

Газовая залежь пласта 7 распространена в обеих скважинах на абсолютных глубинах 1477–1520 м. Дебит газа через штуцер диаметром 19,06 мм в скважине № 2 составил 265,1 тыс. м^3/сут (при депрессии на пласт 10,6 кгс/см^2). Газоводяной контакт установлен на абсолютной отметке 1506 м. Размеры залежи равны 2,5×3,5 км, высота – 90 м.

Пласт сложен аблеролитами, расслоенными глинами. Общая мощность пласта равна 17 м. Эффективная газонасыщенная толщина слоев коллектора оценивается в 10–12 м, открытая пористость – 26%, газонасыщенность – 45–55%. Пластовое давление равно 155 кгс/см^2, температура – 67°С.

Сводовый газ сухой, содержание метана равно 96,7%, этана – 1,7%, пропана – 0,48%, бутанов – 0,24%, азота – 0,4%, углекислого газа – 0,34%.

Залежь пластовая, сводовая, среднедебитная, с поровым типом коллектора.

Газовая залежь пласта 8 открыта в скважине № 2, залегает на глубине 1510 м. В скважине № 2 из интервалов 1510–1520 и 1525–1530 м через штуцер диаметром 11,9 мм был получен фонтан газа дебитом 171,3 тыс. м^3/сут и пластовой воды – 4,6 м^3/сут. ГВК установлен на абсолютной отметке 1502 м. Размеры залежи равны 2,25× 2,75 км, высота – 55 м.

Пласт сложен слоями алевролитов, песчаников и глин (1,6–3,7 м). Общая мощность пласта равна 58 м, эффективная газонасыщенная толщина 12–17 м, открытая пористость коллекторов – 26%, газонасыщенность – 50%. Пластовое давление равно 158 кгс/см^2, температура – 70°С.

Следует отметить, что в вулканогенно-осадочной пачке нижнемаруямской свиты (интервал 1906–2220 м) отмечены нефонтанные притоки пластовой воды и нефти. Так, в скважине № 2 (интервал перфорации 1972–2013 м) дебит нефти составил 2,6 м^3/сут. Пластовое давление равно 240,3 кгс/см^2, температура – 70°С.

Нефть имеет среднюю плотность (0,874 г/см^3), малосмолистая (содержание смол и асфальтенов до 1,5%), малосернистая (0,12%). Нефть парафинистая (до 8,1%), имеет температуру застывания +8°С. В бензиновой фракции преобладают нафтеновые углеводороды (42%), ароматические (36%) и метановые (23%) имеют подчиненное значение.

5.1.8. Монгинское нефтегазоконденсатное месторождение

Монгинское месторождение приурочено к погребенной гемиантиклинальной структуре субмеридионального простирания (рис. 133). Морфологию ее определяет региональный конседиментационный сброс, формирующий палеотектонический выступ дагинских образований, в пределах которого фиксируется ряд тектоноседиментационных структурных форм, контролирующих однотипные месторождения Монгинской зоны нефтегазонакопления.

Гемиантиклиналь имеет сложное складчато-блоковое строение, разделена субширотными и диагональными сбросами на 14 блоков, каждый северный из которых опущен относительно южного (рис. 134, 135). Большинство из разрывов конседиментационные и выражены только в уйнинско-дагинском структурно-стратиграфическом комплексе.

Скважинами вскрыты олигоцен-неогеновые образования; продуктивны дагинские пласты (рис.136). В окобыкайском комплексе продуктивен приподошвенный пласт «Л».

Месторождение открыто в 1975 году и является самым крупным в пределах суши острова. Всего здесь выявлено 78 залежей: 23 нефтяных, 2 газонефтяных, 24 нефтегазоконденсатных, 21 газоконденсатнонефтяное. По типу резервуара 61 из них относится к пластовым и 9 к массивно-пластовым. По типу экрана они в большинстве случаев тектонически экранированные (65), реже сводовые (5). Основными продуктивными горизонтами являются II–VI. Коллекторами нефти и газа служат песчаники, алевропесчаники и алевролиты. Пористость их 18–25%, проницаемость $10 \cdot 10^{-3}$–$743 \cdot 10^{-3}$ мкм^2. Высоты залежей изменяются в широком диапазоне и составляют 4–423 м. Глубины их залегания 1,24–2,81 км.

Начальные пластовые давления на водонефтяных контактах равнялись 13,3–27,1 МПа, на

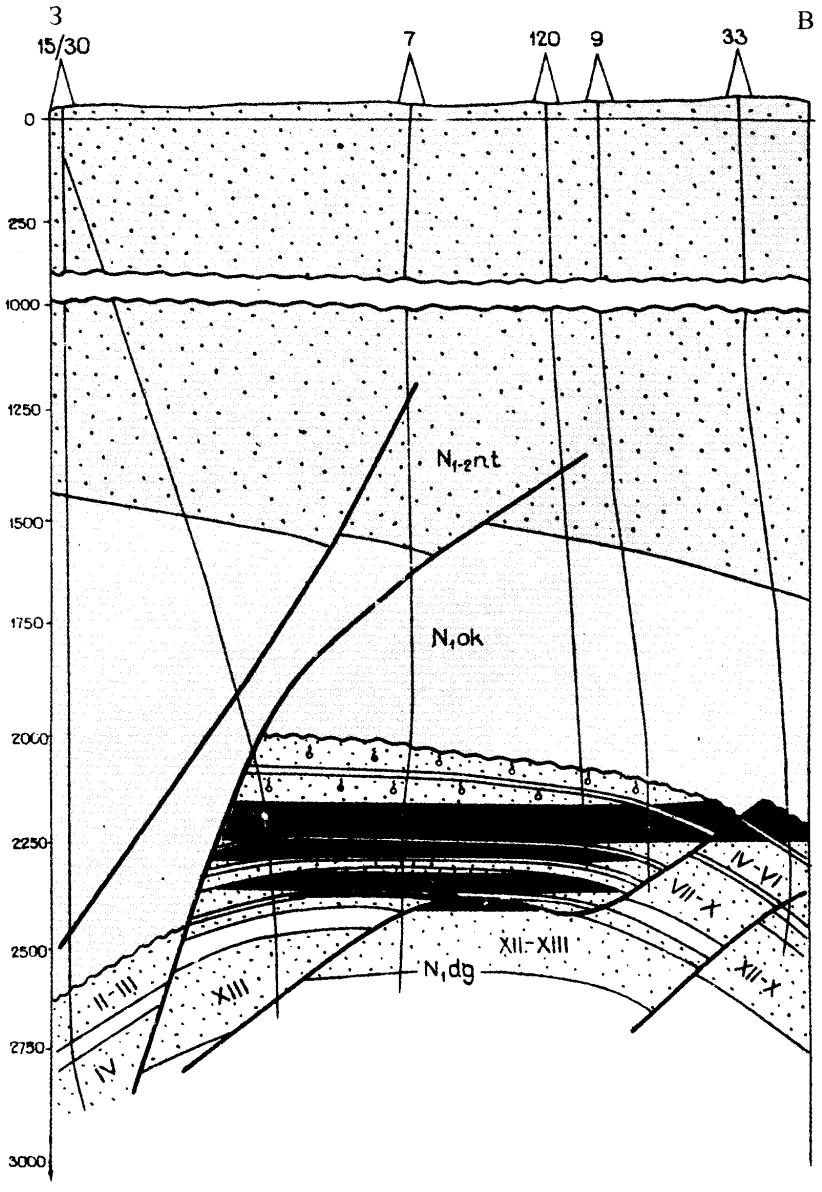


Рис. 133. Монгинское месторождение. Поперечный геологический разрез по линии скв. 15/30-33

газоводяных и газонефтяных – 13,2–29,4 МПа. Фазовые факторы достигали порядка 58–179 м^3/т. Начальные дебиты нефти колебались в пределах 5–295 т/сут, газа – 5–296 тыс. м^3/сут, конденсата – 0,3–29,0 м^3/сут.

Нефти месторождения характеризуются резкой изменчивостью физико-химического состава по разрезу. С увеличением глубины залегания залежей отмечается уменьшение плотности от 900 до 860 кг/м^3. Соответственно изменяются и другие параметры: увеличивается выход светлых фракций, выкипающих до 300°С, от 42 до 60%; снижается количество селикагелевых смол от 3,55 до 1,1%; увеличивается содержание парафина от 0,1 до 7%. По групповому углеводородному составу они относятся к метано-нафтено-ароматическому типу.

Состав свободного газа по площади и разрезу довольно постоянен. Содержание CH_4 порядка 93–96%, C_2H_6 – 1–3,2%, пропана – 0,1–1,1%,

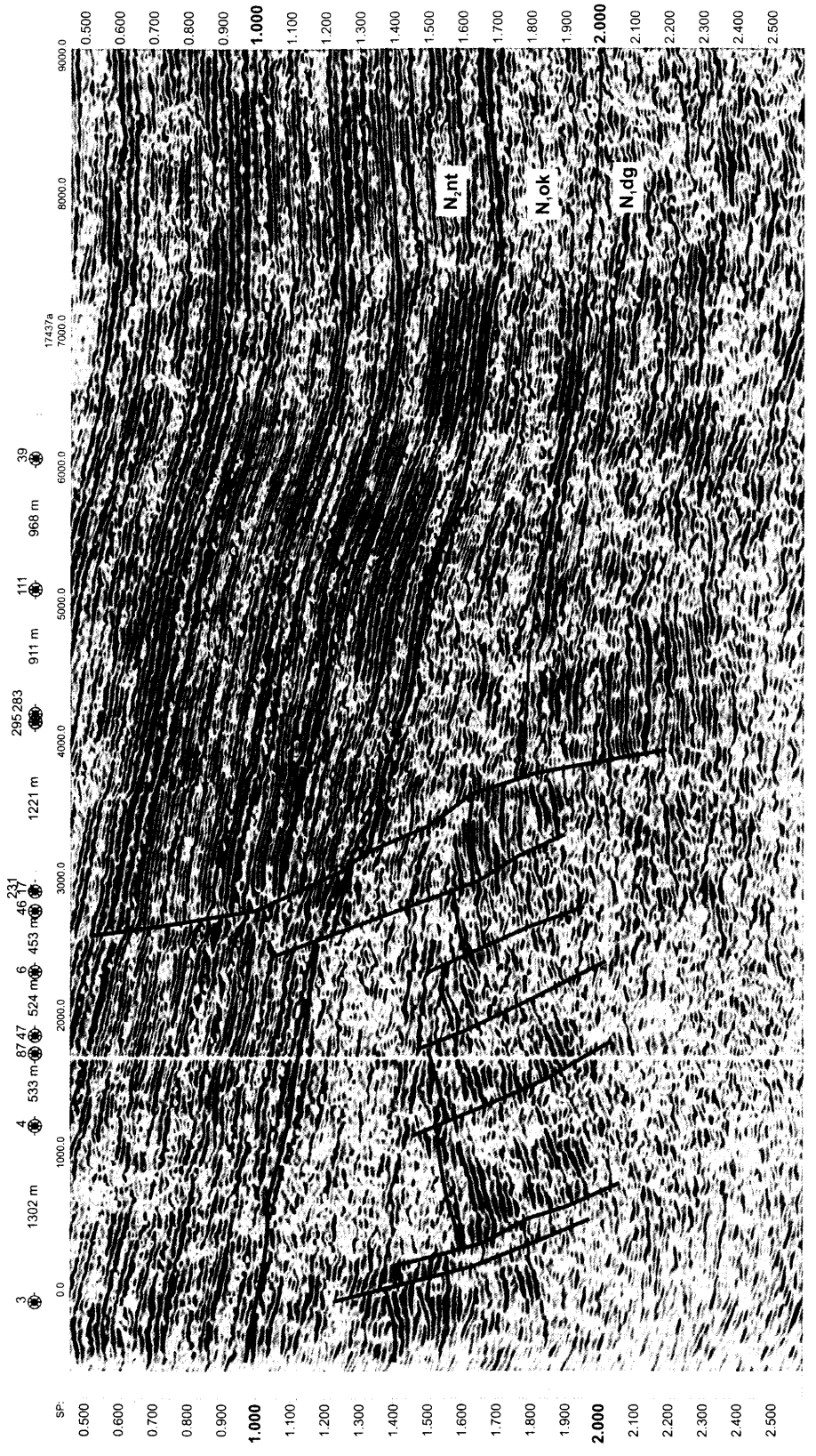
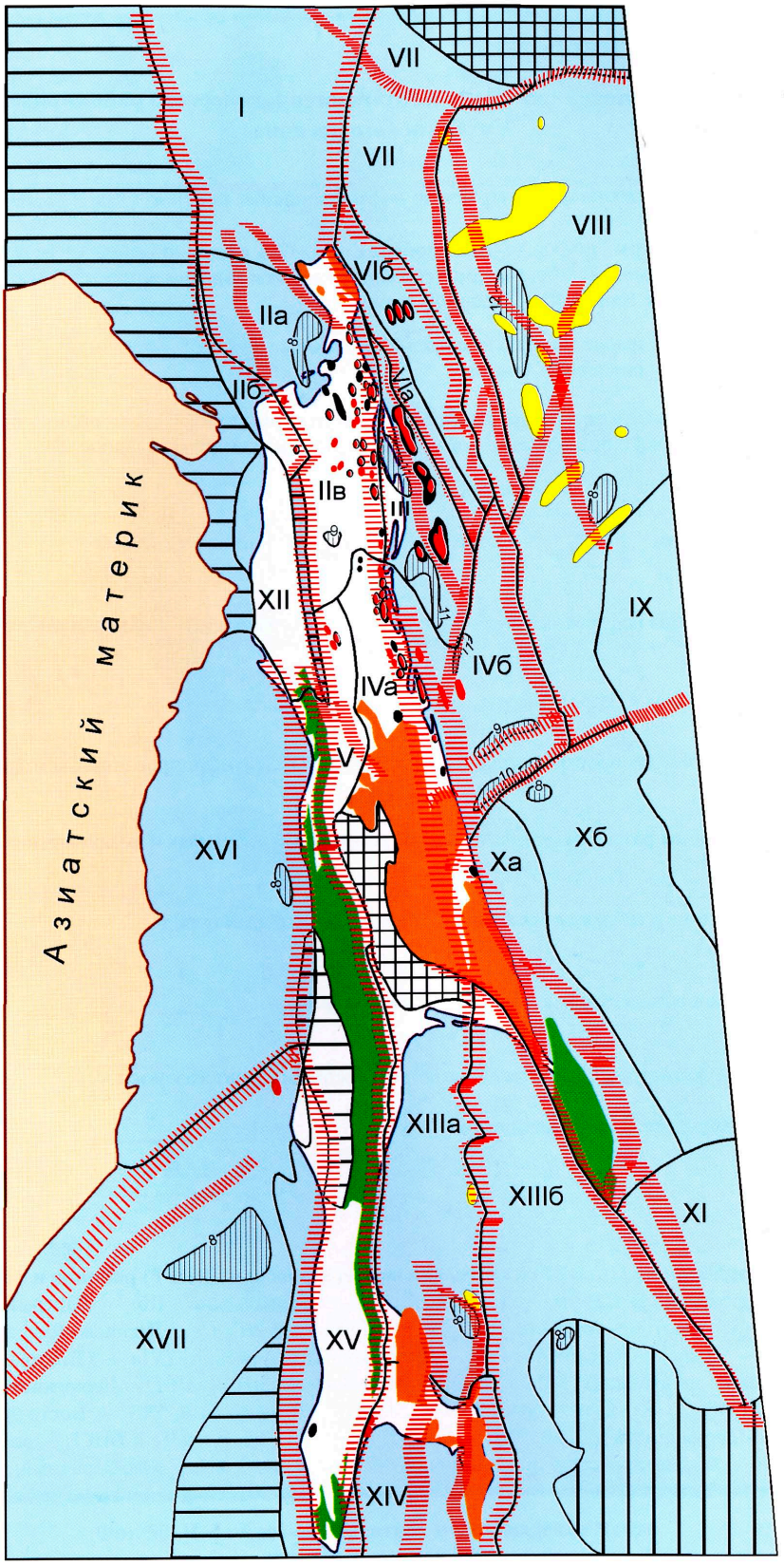


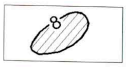
Рис. 134. Северо-сахалинский бассейн. Монгинское месторождение.
Временной сейсмический разрез по профилю 17439а (6 крат.), вдоль скважин 3-39

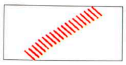


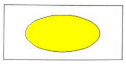
Фиг. 49. Карта нефтегазогеологического районирования Сахалинского региона

Условные обозначения к карте нефтегазогеологического районирования Сахалинского региона

Нефтегазоносные и возможно нефтегазоносные районы:

 - депоцентры "глубоких" кайнозойских прогибов, сформированных в результате интенсивной флюидодинамической переработки консолидированной коры, наиболее глубокие изопахиты осадочной толщи, км

 - магистральные и зональные дрены (разломные и трещинные зоны) флюидопроводящих систем

 - подводные очаги разгрузки газа, в т.ч. скопления газогидратов - индикаторы возможного присутствия в осадочном чехле скоплений углеводородов

Месторождения:

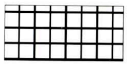
 а) нефти  б) газа  в) нефтегазовые

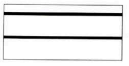
 - границы нефтегазоносных и возможно нефтегазоносных районов и подрайонов

Мало- и бесперспективные территории и акватории:

 - районы распространения позднемеловых слаболитифицированных комплексов

 - районы развития интенсивно деформированных меловых и позднеюрских комплексов

 - массивы и блоки с маломощным чехлом осадочных пород

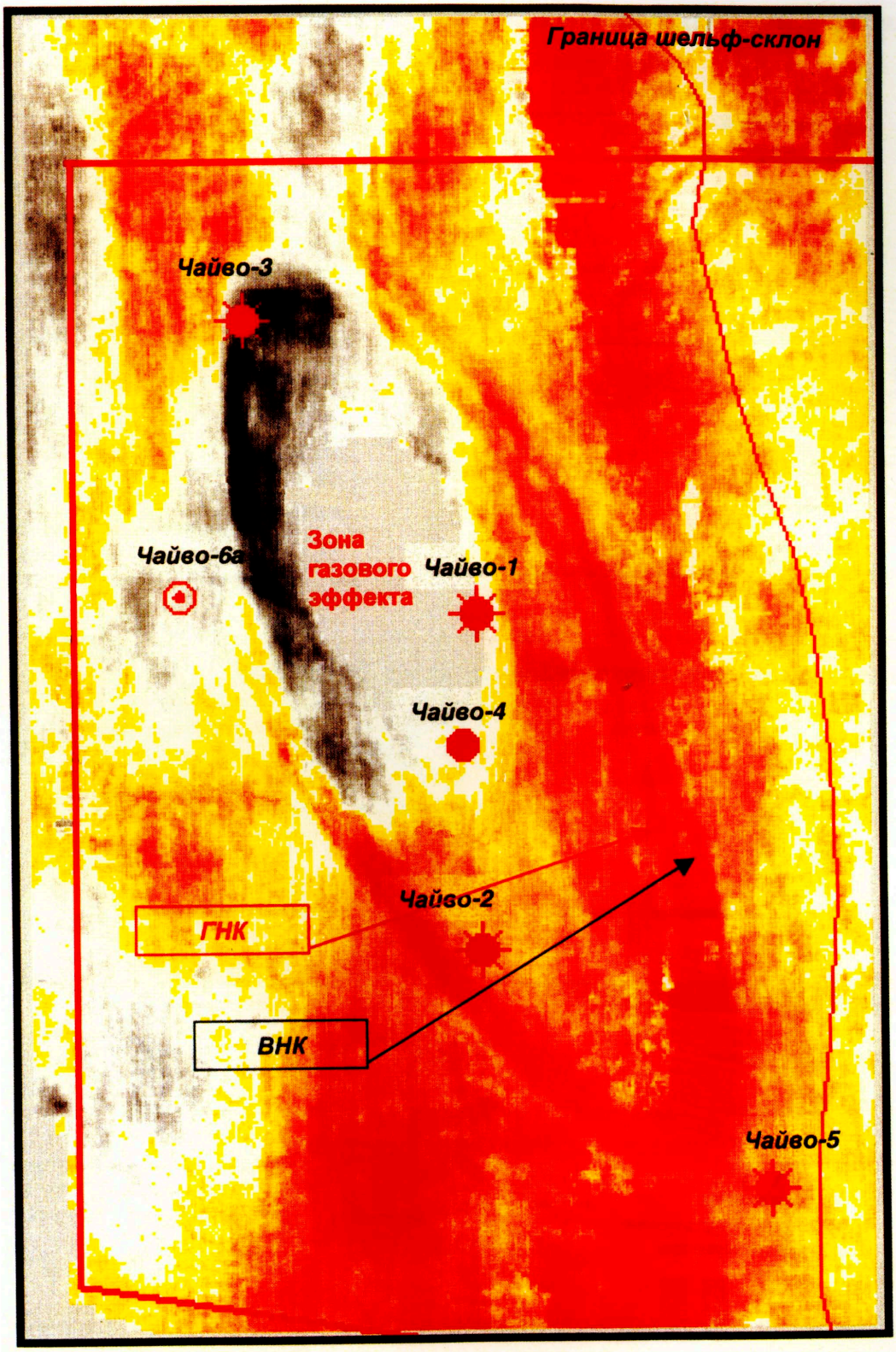
 - малоперспективные территории и акватории.

Акватории с невыясненными перспективами нефтегазоносности:

 - Курильская глубоководная котловина.

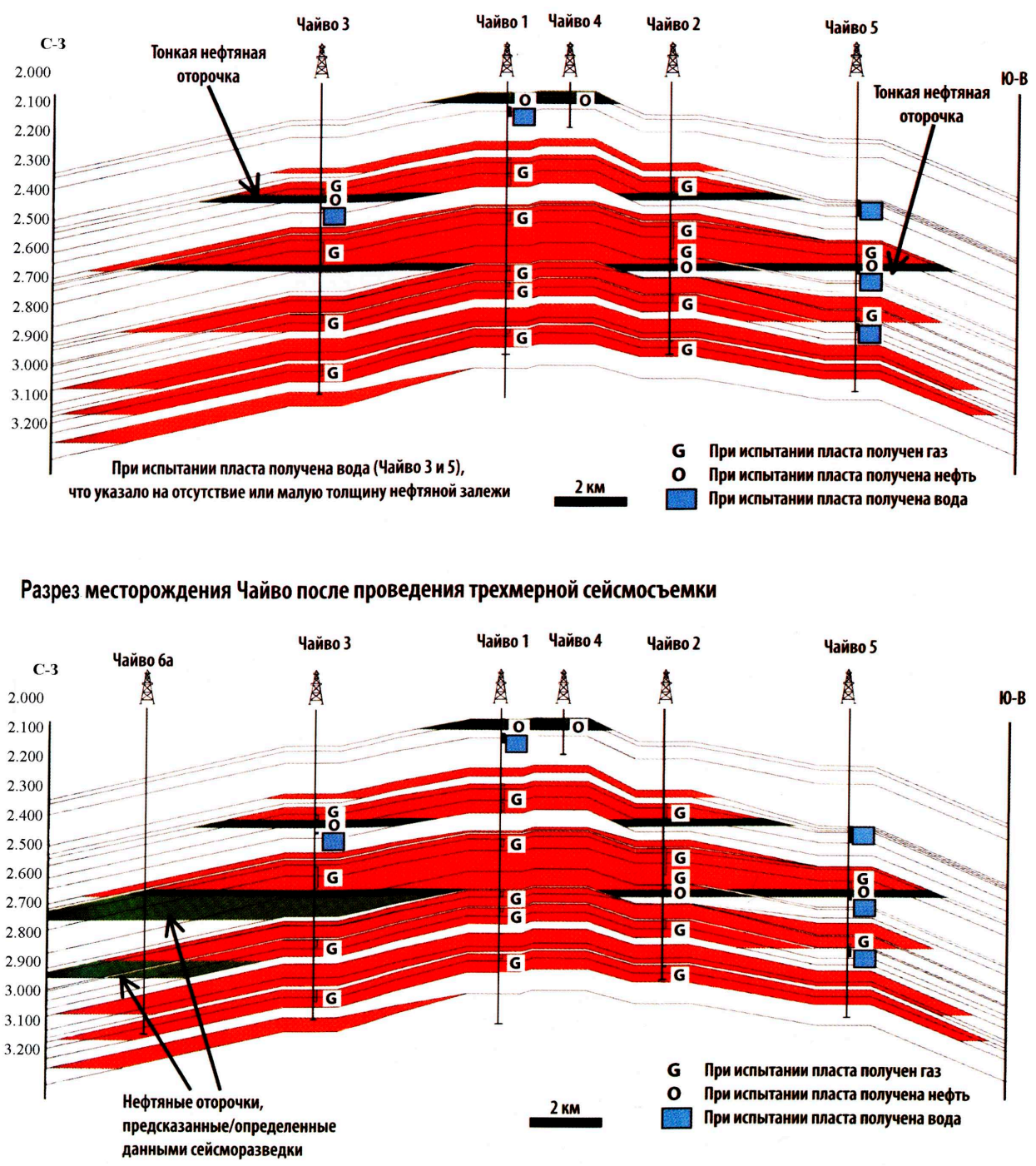
Список нефтегазоносных (НГР) и возможно нефтегазоносных (ВНГР) районов и подрайонов

I – Северо-Шмидтовский ВНГР, II – Северный (IIа – Байкальский, IIб – Лангрыйский, IIв – Охинский подрайоны), III – Одоптинско-Чайвинский, IV – Дагинский (IVа – Дагинско-Лунский, IVб – Киринский подрайоны), V – Нышско-Тымовский, VI – Восточно-Шмидтовский (VIа – Восточно-Одоптинский, VIб – Кайганско-Васюканский подрайоны), VII – Западно-Дерюгинский ВНГР, VIII – Дерюгинский ВНГР, IX – Восточно-Дерюгинский ВНГР, X – Пограничный (Xа – Западно-Пограничный, Xб – Восточно-Пограничный подрайоны), XI – Южно-Пограничный ВНГР, XII – Амур-Лиманский ВНГР, XIII – ВНГР – залива Терпения (XIIIа – Стародубский, XIIIб – Владимировский подрайоны), XIV – Анивский, XV – Юго-Западный, XVI – Северо-Татарский ВНГР, XVII – Южно-Татарский



Фиг. 50. Нефтегазоконденсатное месторождение Чайво

Горизонтальный срез временного сейсмического поля 3D на уровне продуктивного горизонта Залежь УВ полностью находится в пределах шельфовых дельтовых седиментационных фаций нижненутовского горизонта



Фиг. 51. Иллюстрация изменения структуры месторождения Чайво после проведения сейсморазведки 3D [182]

Данные разрезы месторождения Чайво показывают геологическую интерпретацию, которая существовала до (верхний рисунок) и после получения данных трехмерной сейсмосъемки. Результаты бурения скважины Чайво 6а, полученные позже, подтвердили наличие крупной нефтяной залежи на западном крыле месторождения.

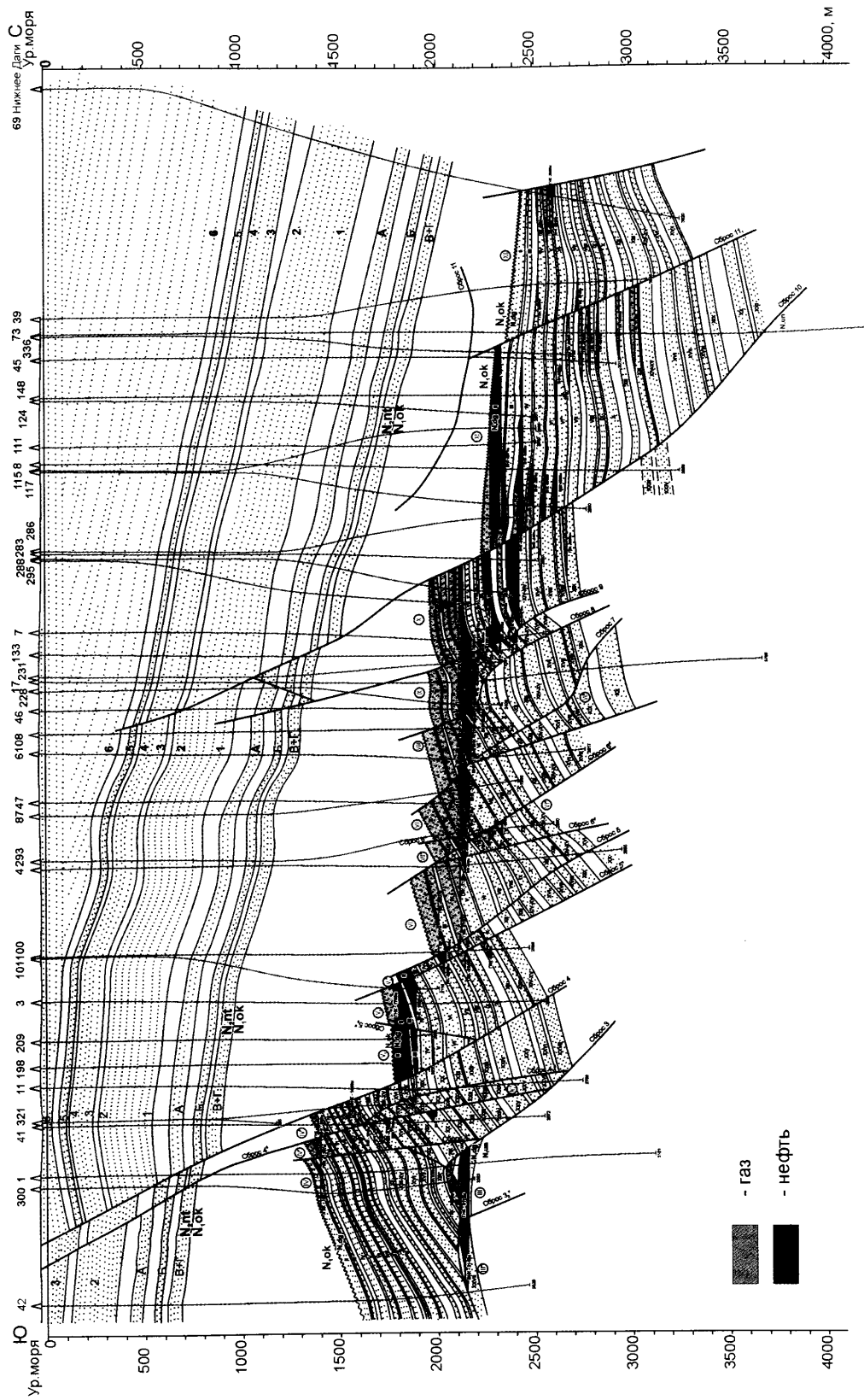


Рис. 135. Северо-Сахалинский бассейн. Монгинское месторождение. Продольный геологический разрез по линии скважин 42-39, 69 (по Т.Л. Стыценко, 2007 г.)

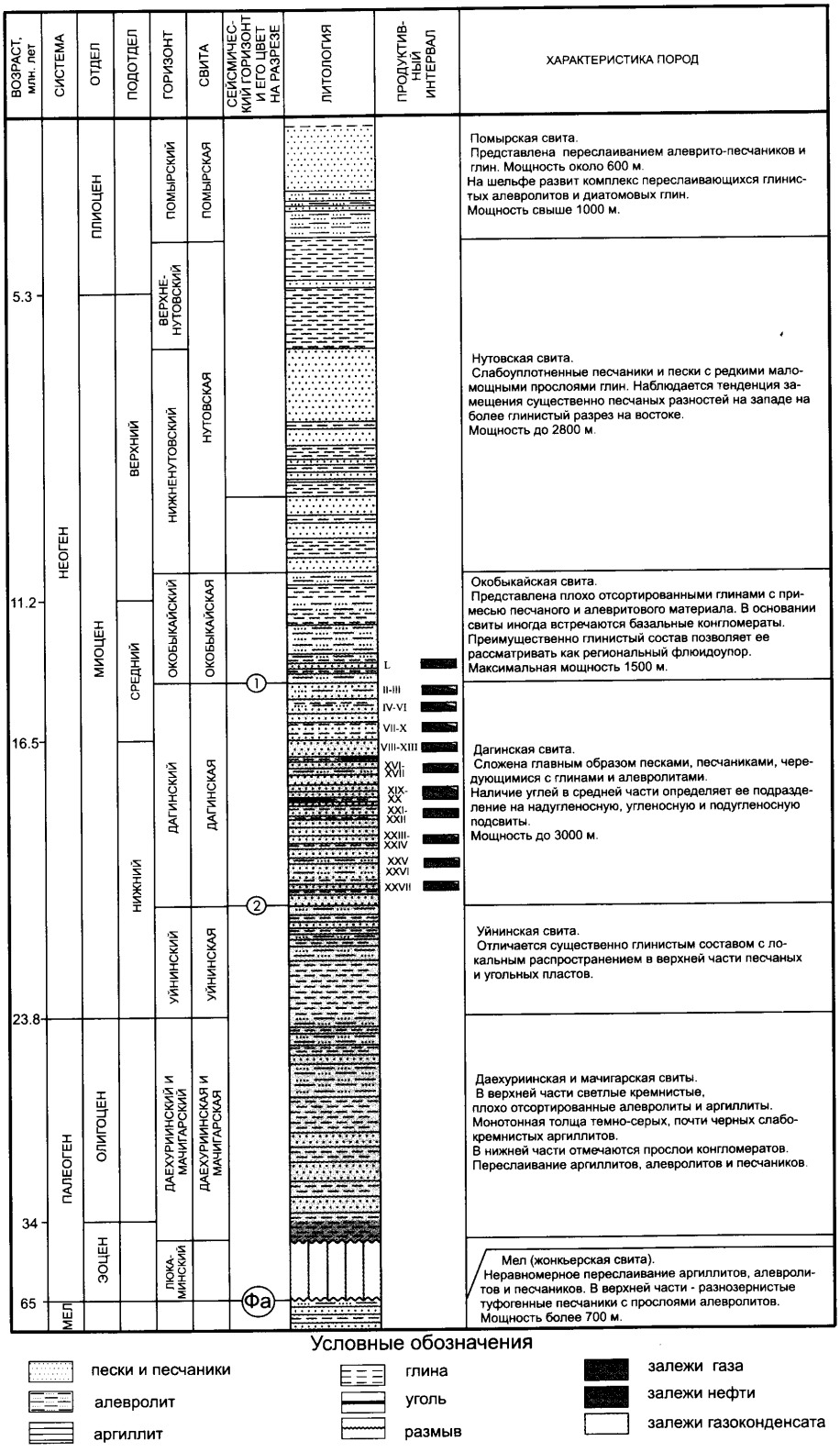


Рис. 136. Монгинское месторождение. Сводный литолого-стратиграфический разрез

бутана – 0,05–0,4%, изобутана – 0,05–0,4%, пентана – 0,04–0,3%. Количество балластных газов небольшое (N_2 – 0,1–0,3%, CO_2 – 0,3–4,4%). Удельный вес варьирует в пределах 0,6143–0,7519 кг/м^3.

Плотность конденсатов 751–792 кг/м^3. Содержание серы и парафина незначительно (серы от следов до 0,04%, парафина 0,47–0,81%). Содержание стабильного конденсата в газах 27–60 г/м^3. У большинства из них 90% фракций выкипает до 200°С. Групповой углеводородный состав довольно разнообразен. Наряду с метановыми они содержат большое количество ароматических и нафтеновых углеводородов.

Состав подземных вод продуктивной части разреза месторождения преимущественно гидрокарбонатно-натриевый. Минерализация их 7–20 г/л.

5.1.9. Морские гидратные скопления как индикатор нижележащих скоплений углеводородов

По мнению многих исследователей [109] скопления субаквальных газогидратов можно рассматривать не только как нетрадиционный источник газа, но и как индикатор наличия в разрезе осадочных отложений более глубинных залежей нефти и газа. Многолетние исследования А.И. Обжирова [139, 140] в пределах шельфовых зон Сахалинского региона выявили линейную зону протяженностью около 130 км, в которой установлено свыше 150 очагов разгрузки углеводородных газов (см. фиг. 49, вклейка). При изучении грунтовых колонок по всей их мощности были обнаружены газогидратные включения линзовидно-слоистой текстуры. По некоторым данным, гидратонасыщенность поднятых осадков достигла 40% от объема породы. Газовые гидраты были обнаружены почти на всех структурах газового просачивания. Практически все они локализуются в нижней части склона на глубинах 665–960 м. Две колонки осадков, содержащих газовые гидраты, были взяты в верхней части склона на глубинах 390 и 385 м. Известно, что наименьшие глубины океана, в которых в осадках на различной поддонной глубине были обнаружены газовые гидраты, составили 480 м (Каспийское море) и 530 м (Мексиканский залив). Поэтому можно утверждать, что на Сахалинском Северо-Восточном склоне обнаружены самые мелководные проявления газовых гидратов в Мировом океане.

Поля газогидратов приурочены к зонам разломов, по которым в период сейсмо-тектонической активизации мигрирует метан из нефтегазосодержащих пород и из разрушающихся газогидратов глубоких горизонтов. Все эти данные о наличии многочисленных очагов разгрузки углеводородных газов и связанных с ними газогидратных скоплений свидетельствуют о существовании в пределах западной части Дерюгинского бассейна (трога) фокусированных потоков миграции флюидов, возможно, формирующих кроме газогидратных скопления углеводородов в осадочном чехле впадины. Поэтому глубоководные котловины региона можно считать перспективными для детального их изучения нефтегазопоисковыми работами.

5.2. Нефтегазогеологическое районирование Сахалинского региона

Нефтегазогеологические элементы Сахалинского региона находятся в следующем иерархическом соподчинении: осадочный (нефтегазоносный) бассейн – нефтегазоносные районы – зоны нефтегазонакопления – месторождения нефти и газа. Все эти элементы, кроме нефтегазоносных районов, рассмотрены в предыдущих разделах работы. Более детальное разделение региона на нефтегазоносные районы произведено, в отличие от существующего расчленения на Северный, Центральный и Юго-Западный районы, в связи со значительными изменениями представлений о строении и нефтегазоносности осадочных бассейнов, произошедшими в итоге проведенных в большом объеме геологоразведочных работ. Основными критериями обособления нефтегазоносных районов Сахалинского региона (см. фиг. 49, вклейка) были доминантные для них условия нефтегазонакопления (структурные, резервуарные, характер гидродинамических источников). При этом выделены нефтегазоносные (НГР) и возможно нефтегазоносные (ВНГР) районы: Северо-Шмидтовский,

Северный, Одоптинско-Чайвинский, Дагинский, Нышско-Тымовский, Восточно-Шмидтовский, Западно-Дерюгинский, Дерюгинский, Восточно-Дерюгинский, Пограничный, Южно-Пограничный, Амур-Лиманский, залива Терпения, Анивский, Юго-Западный, Северо-Татарский и Южно-Татарский.

Северо-Шмидтовский ВНГР, в основном, образован структурными элементами одноименной складчато-сдвиговой зоны, характеризуется значительной раскрытостью недр в зоне Срединно-Сахалинского мегасдвига. Почти полное отсутствие благоприятных резервуарных условий для нефтегазонакопления в верхней (начиная со среднего миоцена) толще осадочного чехла предполагает лишь возможное присутствие скоплений углеводородов в дагинских резервуарах под окобыкайско-нижненутовским флюидоупором.

Северный НГР включает в себя почти всю северную половину Северного Сахалина, в пределах которой эксплуатируется множество мелких и средних скоплений углеводородов. Все месторождения нефти и газа района контролируются зонами нефтегазонакопления и ловушками, сформированными в ареале действия Срединно-Сахалинского мегасдвига (Охинский подрайон), Западно-Байкальского (Байкальский подрайон) и Лангрыйского (Лангрыйский подрайон) зональных разломов. Для Северного НГР основными особенностями нефтегазоносных комплексов является их значительная раскрытость и наличие внутрирезервуарных покрышек зонального и локального распространения. Основным нефтегазосодержащим комплексом является окобыкайско-нижненутовский, доля уйнинско-дагинского комплекса в нефтегазовом потенциале района значительно ниже.

Одоптинско-Чайвинский НГР содержит наиболее крупные скопления углеводородов Сахалинского региона, характеризуется весьма благоприятными резервуарными условиями для нефтегазонакопления. В пределах НГР продуктивные нижненутовские пласты перекрыты малопроницаемым верхненутовским флюидоупором и внутрирезервуарными покрышками зонального и локального распространения. Глинисто-песчаная нижненутовская толща района формировалась в крупной седиментационной ловушке, контролируемой полосой перехода внешнего шельфа к склону, где песчаные пласты исчезают на бортах конседиментационных поднятий Одоптинской зоны, в пределах которых преобладала глинистая седиментация ранненутовского времени. Основным гидродинамическим источником в районе служила проницаемая зона Западно-Одоптинского зонального разлома. Возможно, что глубокие Пильтунский и Чайвинский прогибы, образованные в результате интенсивной флюидодинамической переработки консолидированной коры, также являются источником углеводородов. Судя по сейсморазведочным данным, нижние толщи осадочного чехла в этих прогибах характеризуются значительной дизъюнктивной нарушенностью, т.е. являются проницаемыми для флюидопотоков из глубоких горизонтов.

Дагинский НГР занимает территорию юго-восточной части Северного Сахалина и акваторию прилегающего шельфа. Основной особенностью резервуарных условий нефтегазонакопления в районе является наличие мощного малопроницаемого глинистого окобыкайского флюидоупора, перекрывающего продуктивную в НГР дагинскую глинисто-песчаную толщу. Характерной благоприятной для нефтегазонакопления особенностью района является наличие нескольких гидродинамических источников – проницаемых зон Хоккайдо-Сахалинского, Пограничного, Мынгинского разломов. Кроме того, в зонах этих и оперяющих их дизъюнктивов сформированы различного рода структурные ловушки в виде горст-антиклиналей, гемиантиклинальных и моноклинальных горстовых выступов.

Нышско-Тымовский НГР занимает одноименные впадины Северного Сахалина, сформированные в ареале воздействия Срединно-Сахалинского мегасдвига. Характеризуется значительной раскрытостью недр, но присутствие внутрирезервуарных покрышек зонального и локального распространения в окобыкайской толще позволило открыть в пределах района ряд мелких скоплений углеводородов в Нышской впадине. В дальнейшем подобные залежи могут быть обнаружены в зонах Восточно-Энгизпальского и Александровского надвигов, аллохтоны которых перекрыли на значительное (до 5 км) расстояние автохтоны, сложенные окобыкайскими и дагинскими возможно продуктивными образованиями.

Восточно-Шмидтовский НГР занимает акваторию Восточно-Сахалинской субмоноклинальной, Трехбратской и Восточно-Одоптинской антиклинальных зон. В пределах района известно среднее по запасам Кайганско-Васюканское нефтегазоконденсатное месторождение. Резервуарные условия нефтегазонакопления в НГР позволяют прогнозировать обнаружение скоплений углеводородов в турбидитных резервуарах нижненутовского (главным образом), верхненутовского, окобыкайского и дагинского подкомплексов. Кроме того, в пределах Восточно-Одоптинского подрайона перспективны трещинные резервуары пильского, даехуриинского и позднемезозойского серпентинитового комплексов. Основными гидродинамическими источниками района являются проницаемые зоны Восточно-Сахалинского глубинного и Западно-Дерюгинского зонального разломов.

Западно-Дерюгинский и Дерюгинский ВНГР по своим резервуарным условиям нефтегазонакопления могут содержать скопления углеводородов в турбидитных резервуарах нижненутовского и верхненутовско-помырского комплексов. Гидродинамическими источниками могут быть проницаемые зоны одноименных разломов. Наличие подводных источников разгазирования, гидратовых скоплений в их пределах, возможно, свидетельствует об этом.

Восточно-Дерюгинский ВНГР характеризуется развитием инъекционной мелкой складчатости верхненеогеновых осадков. Судя по их морфологии, они образованы в результате интенсивной рассеянной флюидодинамической проработки верхней части осадочного чехла Дерюгинской впадины, т.е. вся восточная часть этого трога является проницаемой для флюидопотоков из глубоких горизонтов. Скопления углеводородов могут быть обнаружены в турбидитовых резервуарах верхненутовско-помырского и дерюгинского комплексов.

Пограничный НГР занимает акваторию шельфа Юго-Восточного Сахалина и территории присдвиговых кайнозойских грабенов Восточно-Сахалинского мезозойского горстового массива. В пределах Пограничного грабена пока обнаружено одно месторождение в трещинных коллекторах пиленгской и частично борской свит (рис. 137–139). Оно контролируется приразломной антиклиналью в зоне Пограничного мегасдвига, имеющего в этой части одноименного бассейна надвиговую природу. Когерентный анализ 3D сейсмоданных (см. рис. 139) показывает, что разуплотненный в результате присдвиговых процессов узкий блок формируется в пределах «цветковой» структуры (рис. 140) в зоне оперяющего мегасдвиг продольного разлома.

Резервуарные условия нефтегазонакопления в Пограничном районе позволяет прогнозировать обнаружение скоплений углеводородов в трещинных резервуарах олигоценовых и серпентинитовых мезозойских комплексов Западно-Пограничного подрайона и, возможно, в дагинских турбидитовых резервуарах Восточно-Пограничного подрайона. Основным гидродинамическим источником является проницаемая зона Пограничного надвига, детачмент которого прослеживается (см. рис. 111) на значительном расстоянии. Вдоль Пограничного разлома развиты системы принадвиговых и поднадвиговых ловушек.

Южно-Пограничный ВНГР охватывает южную часть Пограничного бассейна и структуры континентального склона, отделяющего Курильскую глубоководную котловину от бассейна. Резервуарные условия нефтегазонакопления в кайнозойских комплексах пока не ясны, но определенный интерес в нефтегазоносном отношении имеет почти нелитифицированный мощный (до 3–4 м) песчано-глинистый комплекс позднемеловых отложений, перекрытый плохопроницаемой глинистой олигоценовой толщей. Гидродинамическими источниками в районе являются сближенные системы Срединно-Сахалинского и Пограничного разломов.

Амур-Лиманский ВНГР охватывает западную часть Северного Сахалина [117] и, по сути, является продолжением Западно-Сахалинского прогиба в пределах севера острова. Перспективными в нефтегазоносном отношении являются трещинные резервуары даехуриинского комплекса и эоценовые глинисто-песчаные аккумулятивные тела, перекрытые олигоценовыми флюидоупорами. Основными гидродинамическими источниками в районе являются проницаемые зоны Западно-Энгизпальского зонального разлома и северные ветви Западно- и Центрально-Сахалинского глубинных разломов.

ВНГР залива Терпения разделен по резервуарным условиям нефтегазонакопления на два

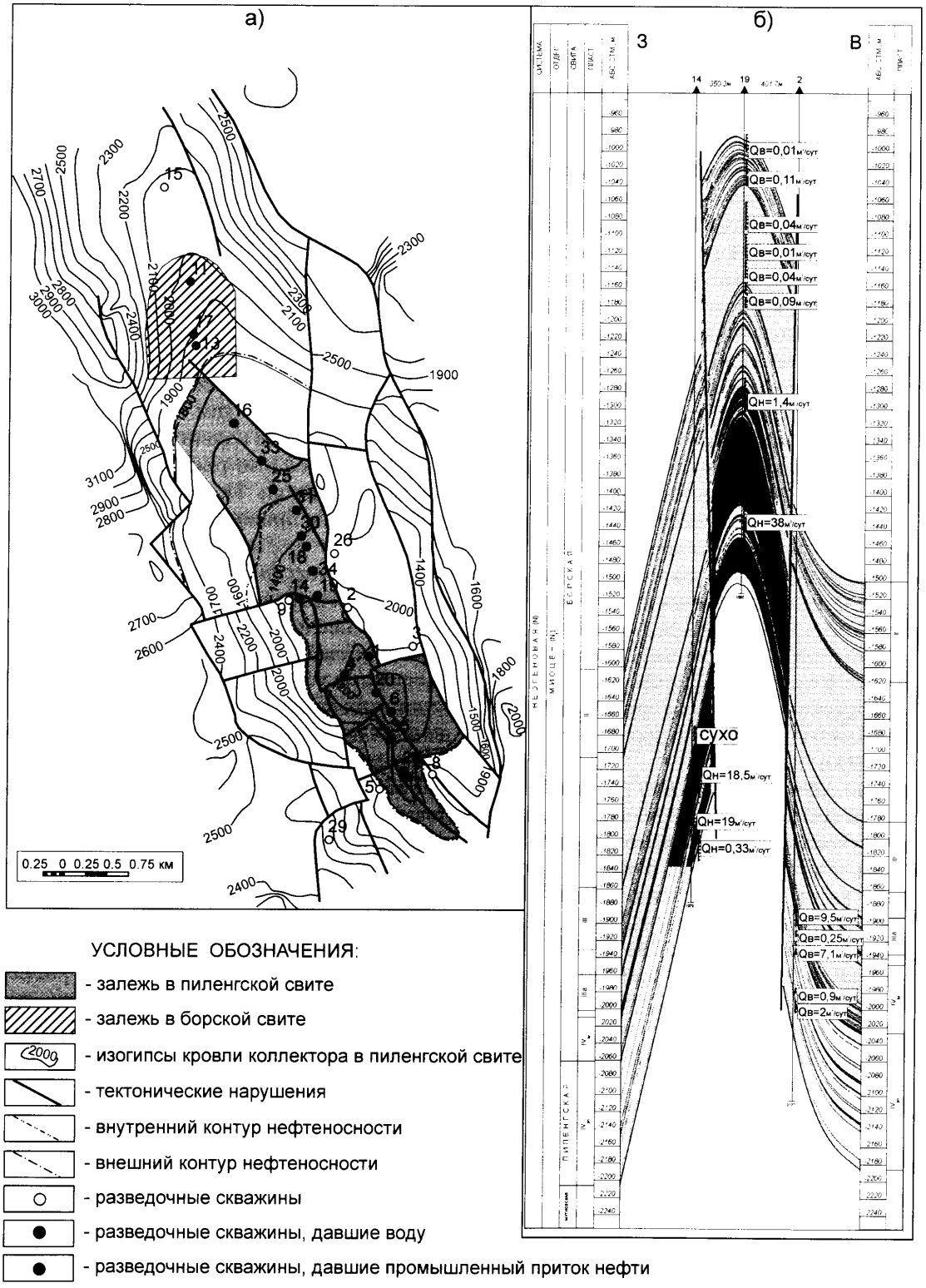


Рис. 137. Окружное нефтяное месторождение

а – структурная карта по кровле коллектора в пиленгской свите (по И.П. Пуртовой, 2002 г.); б – поперечный разрез

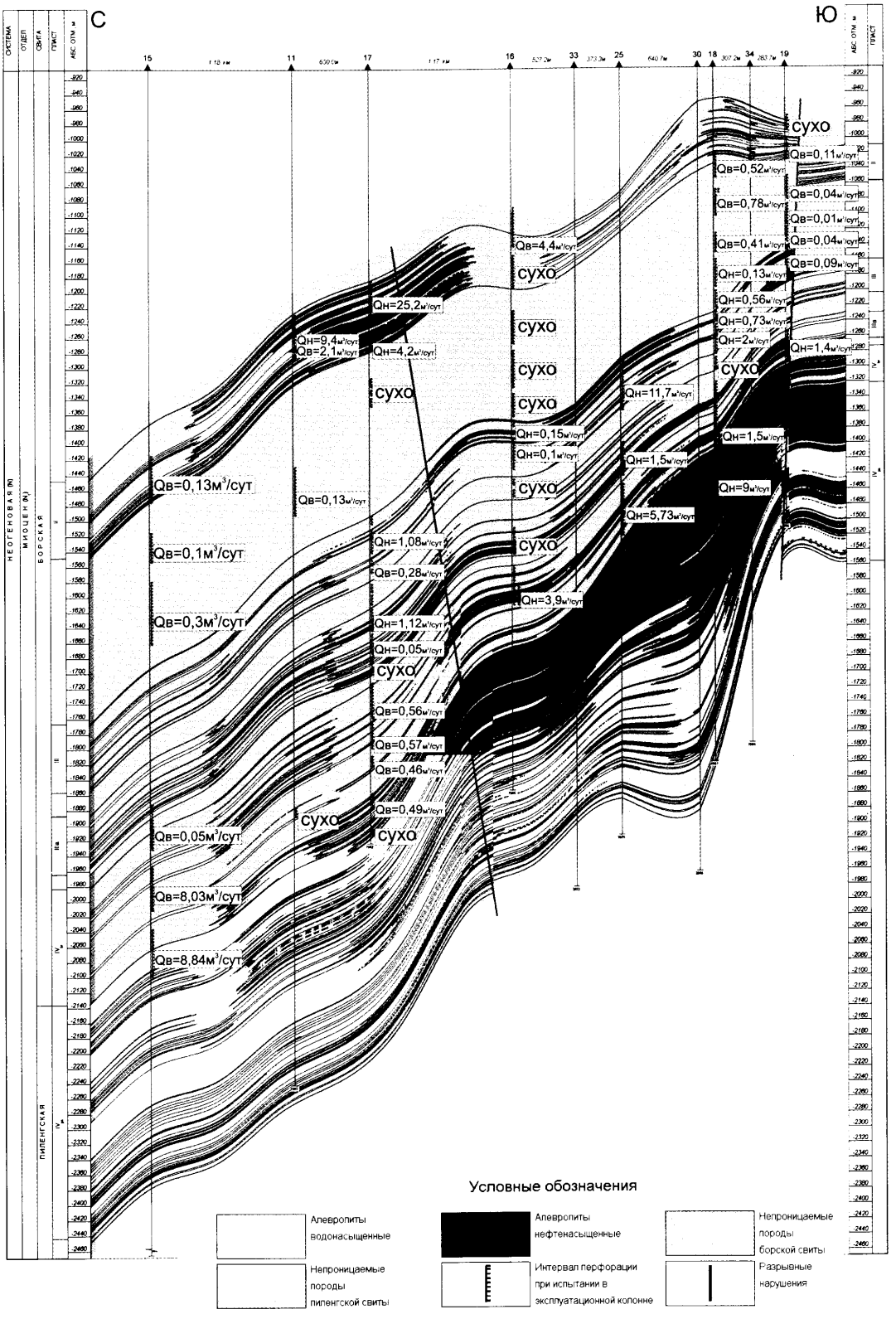


Рис. 138. Окружное месторождение. Продольный разрез северной части месторождения (по И.П. Пуртовой, 2008 г.)

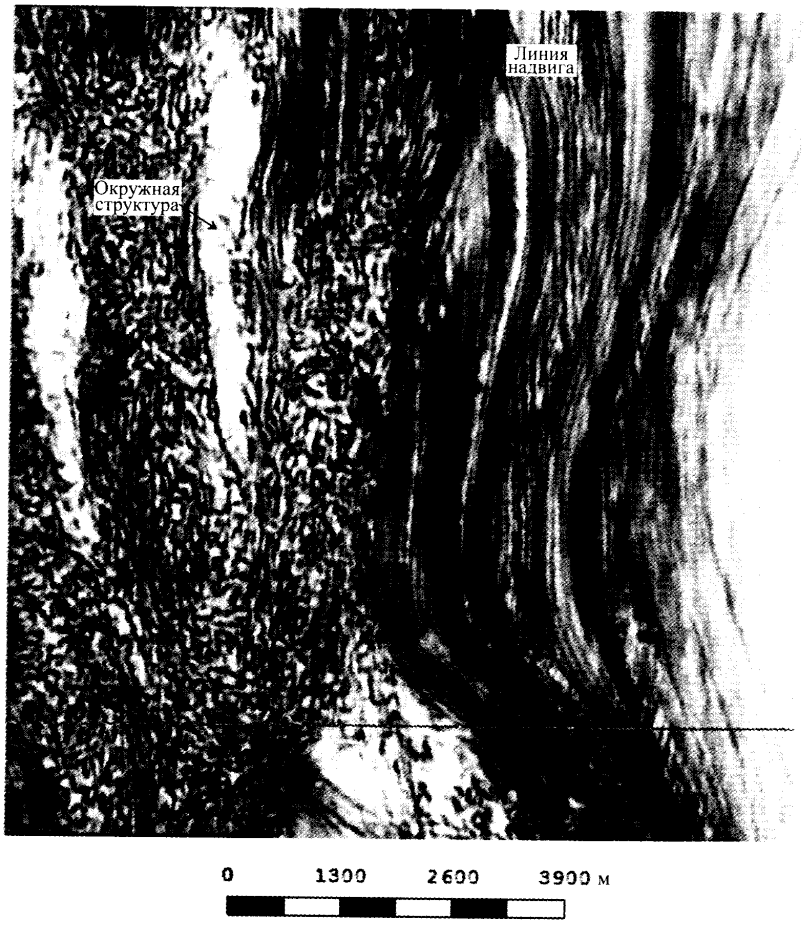


Рис. 139. Окружное месторождение. Отражение структуры месторождения в кубе когерентности сейсмоданных 3D (горизонтальный срез на уровне времени 1,0 с)

подрайона: Стародубский и Владимировский. Первый из них содержит мощные толщи кайнозойских осадков в одноименном глубоком прогибе. Резервуарные условия нефтегазонакопления в подрайоне предполагают возможность формирования скоплений углеводородов в верхнемиоценовом (маруямском), нижнемиоценовом (см. рис. 69) и олигоценовом комплексах. Основными гидродинамическими источниками служат проницаемые зоны Хоккайдо-Сахалинского и Центрально-Сахалинского разломов. Перспективы нефтегазоносности Владимировского подрайона пока неясны из-за скудости сведений о его резервуарном строении. Но можно предположить, что в зоне Срединно-Сахалинского мегасдвига будут найдены участки с благоприятными для нефтегазонакопления условиями.

Анивский НГР занимает акваторию одноименного залива и прилегающую территорию Сусунайской депрессии. Отличается сокращенной мощностью олигоцен-неогеновых отложений (2–4 км). Резервуарные условия нефтегазонакопления предполагают возможность формирования скоплений углеводородов в верхнемиоценовом (маруямский), нижнемиоценовом и олигоценовом комплексах. Песчано-алевролито-глинистые отложения маруямской свиты содержат небольшие по запасам залежи газа в островной части района (Восточно-Луговское, Южно-Луговское, Золоторыбное и др.). Из этих

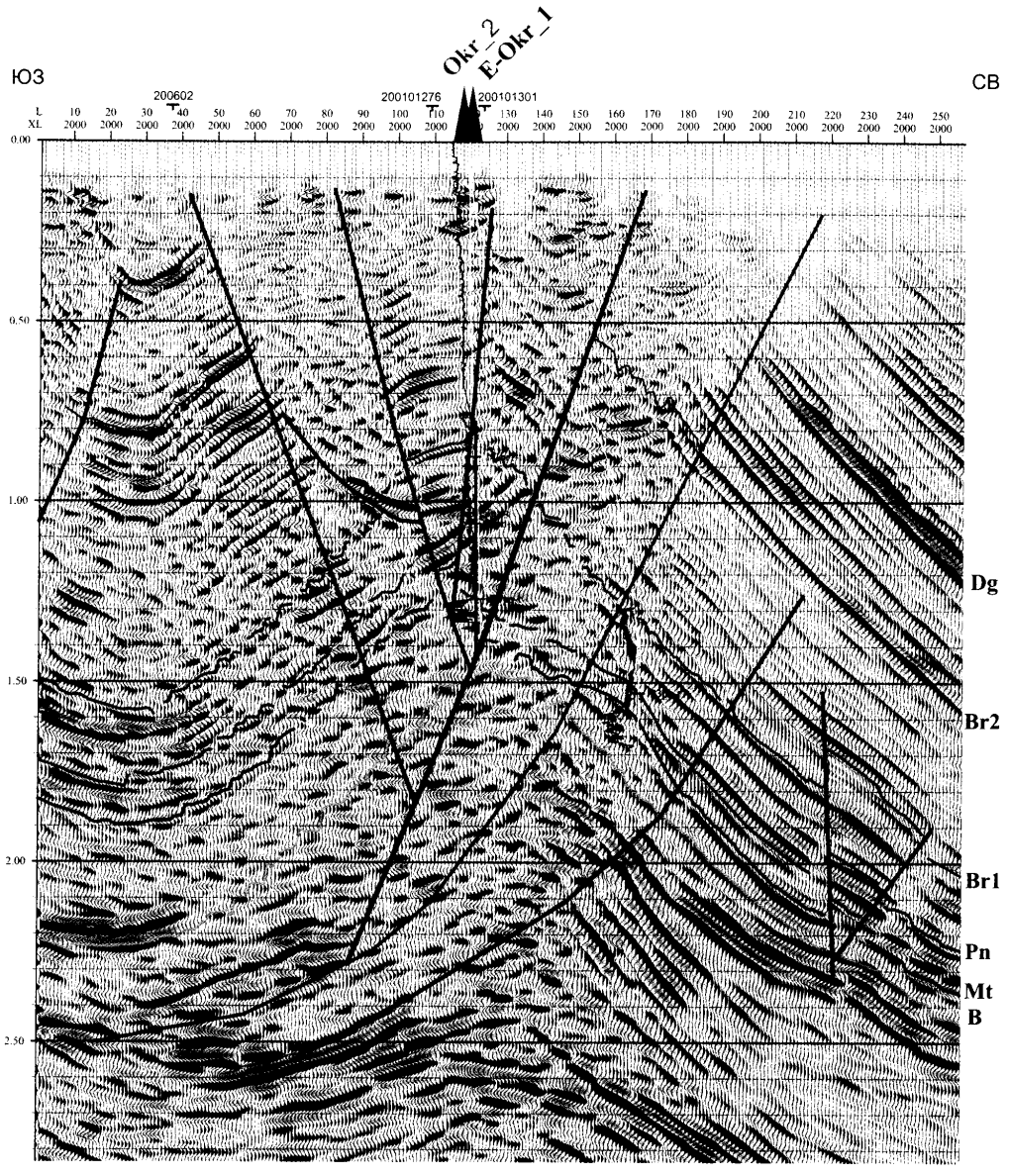


Рис. 140. Окружное нефтяное месторождение.
Поперечный временной сейсмический разрез (по Л.А. Поповой, 2007 г.)

Скважины: Okr_2 – Окружная №2, E-Okr_1 – Восточно-Окружная №1. Стратиграфические горизонты: Dg – дагинский, Br2 – верхнеборский, Br1 – нижнеборский, Pn – пиленгский, Mt – мутновский, B – верхнемеловой

отложений получены непромышленные притоки газа в глубоких скважинах Сусунайской депрессии. С глинисто-песчаными и песчано-глинистыми угленосными отложениями верхнедуйской свиты связываются основные перспективы нефтегазоносности района. Гидродинамическими источниками служат проницаемые зоны Центрально-Сахалинского и Мерейского разломов.

Юго-Западный НГР занимает территорию Юго-Западного Сахалина и прибрежную акваторию шельфа Татарского пролива (пролив Исикари). Многочисленные нефтепроявления на днев-

ной поверхности, в глубоких скважинах [207] и открытое в последние годы небольшое Георгиевское месторождение нефти в палеогеновых отложениях позволяют судить о достаточно высоком нефтегазогеологическом потенциале района. Но чрезвычайная открытость недр, связанная с транстенсионной тектоникой в зоне Западно-Сахалинского глубинного разлома, не способствует формированию крупных скоплений углеводородов. Поиски залежей нефти и газа в районе следует связывать с поисками гидродинамически изолированных участков с благоприятными резервуарными характеристиками. Последние характерны для палеогеновых комплексов района. Основным гидродинамическим источником НГР являются проницаемые зоны Западно-Сахалинского и оперяющих его разломов.

Северо-Татарский НГР соответствует одноименному суббассейну, занимая северную часть Татарского пролива. Основные резервуарные толщи района связаны с мелководными шельфовыми, песчано-глинистыми нижнемиоценовыми отложениями (углегорский комплекс), характеризующимися, судя по сейсмическим данным, благоприятным сочетанием пород-коллекторов и покрышек. Массивные трещинные резервуары возможны в олигоценовых глинисто-кремнистых толщах. В верхнемиоценовых отложениях маруямской свиты открыто небольшое газовое Изыльметьевское месторождение. Основными гидродинамическими источниками служат проницаемые зоны Западно-Сахалинского, Бошняковского и оперяющих их зональных разломов.

Южно-Татарский ВНГР, занимающий акваторию одноименного суббайссейна, в нефтегазоносном отношении изучен недостаточно. Судя по имеющимся сейсморазведочным данным, в суббассейне, характеризующемся наиболее глинистым и кремнисто-глинистым составом неогеновых комплексов, вдоль зон постседиментационных дислокаций прогнозируются массивные трещинные резервуары [69].

Таким образом, нефтегазогеологическое районирование Сахалинского региона, произведенное на основе проведенного анализа имеющейся геолого-геофизической информации по строению и нефтегазоносности его нефтегазогеологических подразделений, особенностей их резервуарных и структурных характеристик, значительно детализировало прежние представления. Полученные результаты позволяют конкретизировать и оптимизировать направления геологоразведочных работ в каждом нефтегазоносном районе.

Глава 6

СОСТОЯНИЕ СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ УГЛЕВОДОРОДОВ И НАПРАВЛЕНИЯ НЕФТЕГАЗОПОИСКОВЫХ РАБОТ

6.1. Состояние сырьевой базы углеводородов и направления работ по ее развитию на Северном Сахалине

Под ***направлением*** геологоразведочных работ (ГРР) на нефть и газ в отечественной литературе [102] понимается выявление совокупностей однотипных месторождений (открытых и предполагаемых). В зарубежных источниках они позиционируются как плеи-части крупных нефтегазоносных систем, обладающие сходными резервуарными характеристиками. В пределах Сахалинского региона в качестве направлений ГРР приняты однотипные ловушки нефти и газа в пределах отдельных нефтегазоносных комплексов. В настоящей работе рассмотрены направления работ в первоочередных для освоения районах Северного Сахалина и прилегающего шельфа.

Несмотря на многолетнюю историю нефтегазопоисковых работ в различных районах Дальнего Востока и Северо-Востока России Северный Сахалин сохраняет свою значимость регионального центра нефтегазодобычи. За 70-летнюю историю промышленной нефтегазодобычи здесь добыто 104 млн. т нефти и 37 млрд. м^3 газа. Выполнен значительный объем геофизических (объем сейсморазведки более 50 тыс. пог. км) и буровых работ (около 2200 параметрических, поисковых и разведочных скважин с общим метражом 4 млн. м), в результате которых открыто 59 месторождений с начальными запасами (извлекаемыми) 160 млн. т нефти и конденсата и 112 млрд. м^3 газа – свободного и в газовых шапках.

Начальные извлекаемые суммарные ресурсы УВ по Северному Сахалину оцениваются в 275 млн. т нефти и конденсата и 325 млрд. м^3 свободного газа. Более половины (67%) всех ресурсов района сконцентрировано в двух подрайонах, занимающих всего 30% перспективной площади: Охинском и Дагинско-Лунском. Эти подрайоны и составляют главное направление геологоразведочных работ на острове, на котором сделаны все более или менее существенные открытия и достигнута наибольшая эффективность этих работ.

Несмотря на высокую освоенность ресурсной базы (60% по нефти и 35% по газу) Северный Сахалин сохраняет инвестиционную привлекательность в отношении нефтегазопоисковых работ, что определяется более высокой достоверностью ресурсной базы (доля ресурсов категории $С_3$+$Д_1$ достигает 90% по нефти и 70% по газу) и развитой инфраструктурой, в конечном итоге удешевляющей эти работы. Перспективные и прогнозные извлекаемые ресурсы оцениваются в 115 млн. т нефти с конденсатом и 213 млрд. м^3 газа. По степени концентрации этих ресурсов и возможной эффективности поисково-разведочных работ нефтегазоносные зоны Северного Сахалина разделяются на две группы. К первой относятся вышеуказанные зоны с относительно высокой концентрацией ресурсов (плотность ресурсов свыше 30 тыс. т/км^2), наиболее перспективные для поиска относительно крупных месторождений. Основные направления нефтепоисковых работ здесь составляют:

- тектонически экранированные ловушки основных нефтегазоносных нижненутовско-окобыкайского и дагинско-уйнинского комплексов;
- структурно-стратиграфические погребенные ловушки дагинского комплекса;
- ловушки с трещинным типом коллектора в глинисто-кремнистых пильском и даехуриинском комплексах;

• литологические и структурно-литологические ловушки в глубоководных отложениях окобыкайского комплекса.

Среди *тектонически экранированных ловушек* выделяются следующие объекты нефтегазопоисковых работ: а) автохтонные блоки (поднадвиговые ловушки) субмеридиональных надвиговых систем; б) неосвоенные блоки месторождений нефти и газа; в) дизъюнктивные ловушки поперечных (восток-северо-восточных) сдвиговых систем.

В надвиговых системах Северного Сахалина пока хорошо изучены их аллохтонные части. Этап поисков и разведки залежей нефти и газа в их пределах почти завершен. В Охинском подрайоне в заключительных стадиях разработки находится большинство месторождений. Одиночные залежи с незначительными запасами открыты почти на всех аллохтонных структурах Паромайской и Гыргыланьинской зон, но не представляют в настоящее время практического интереса. Их незначительные запасы и незакономерное распределение в мелких тектонических блоках делает нерентабельным освоение этих месторождений.

Поиски залежей в поднадвиговых ловушках в автохтонных блоках субмеридиональных надвиговых систем должны стать наиболее приоритетным в настоящее время направлением нефтегазопоисковых работ. В районе выделяются следующие первоочередные объекты: Восточно-Эхабинская, Восточно-Охинская, Мухтинская и Западно-Байкальская поднадвиговые зоны.

Восточно-Эхабинская зона пока включает в себя два месторождения: Восточное Эхаби и Восточно-Кайганское. Вдоль Восточно-Эхабинского разлома на участке к югу от месторождения Восточное Эхаби необходимо проведение поисковых сейсморазведочных работ, направленных на детальную трассировку надвига серией широтных профилей, и уточнение структурной обстановки аллохтонной и автохтонной частей продольными профилями, ориентированными по простиранию взброса, для выделения дизъюнктивных ловушек, непосредственно примыкающих к плоскости надвига.

На участке от месторождения Восточное Эхаби до Восточного Кайгана необходимо уточнение структурной обстановки «поднадвига» с целью определения условий сочленения этих структур, что позволит ответить на вопрос, не является ли Восточно-Кайганское месторождение северным периклинальным блоком Восточного Эхаби, и тем самым ориентировать дальнейшую разведку месторождения.

В результате бурения скважины № 50 Одопту подтверждено приразломное распространение кремнистых отложений, что локализует район поиска трещинных резервуаров; поэтому надо интенсифицировать поисковые работы в пределах Восточно-Эхабинской зоны, перспективность которой, по существу, доказана бурением скважины № 20 Восточное Эхаби.

В пределах *Восточно-Охинской поднадвиговой зоны* в результате проведенных сейсмических исследований выявлены аномалии сейсмической записи типа «яркое пятно» и ряд дизъюнктивных ловушек. Целесообразно заложение поисковой скважины на Восточно-Хангузинской структуре с целью определения продуктивности поднадвигового блока и выявления природы выделяемых сейсмоаномалий.

Между Охино-Эхабинской и Восточно-Эхабинской мегантиклиналями сейсмическими исследованиями выявлены участки хаотичной сейсмической записи, интерпретируемые как зоны интенсивной литофациальной изменчивости. Отсутствие скважин в этой зоне не позволяет однозначно определить природу этих отражений и возрастную принадлежность. Для решения этих вопросов рекомендуется заложение оценочной скважины в пределах Партизанской структуры глубиной 3500 м, что позволит опоисковать структуру и определить перспективы нахождения в этой зоне ловушек нетрадиционного типа.

Ориентация дальнейших геологоразведочных работ в Восточно-Охинской поднадвиговой зоне зависит от результатов бурения рекомендованных скважин.

Мухтинская поднадвиговая зона включает в себя два месторождения: Мухтинское и Паромайское (рис. 141). Эти многопластовые месторождения контролируются небольшими присдвиговыми складками волочения, расположенными под фронтальной (круто наклоненной) частью аллохтона. Тыловая (восточная) часть зоны, находящаяся под пологим отрезком надвига, остается неосвоенной. Препятствием для освоения служат достаточно мощные зоны АВПД, занимающие приподошвенную часть аллохто-

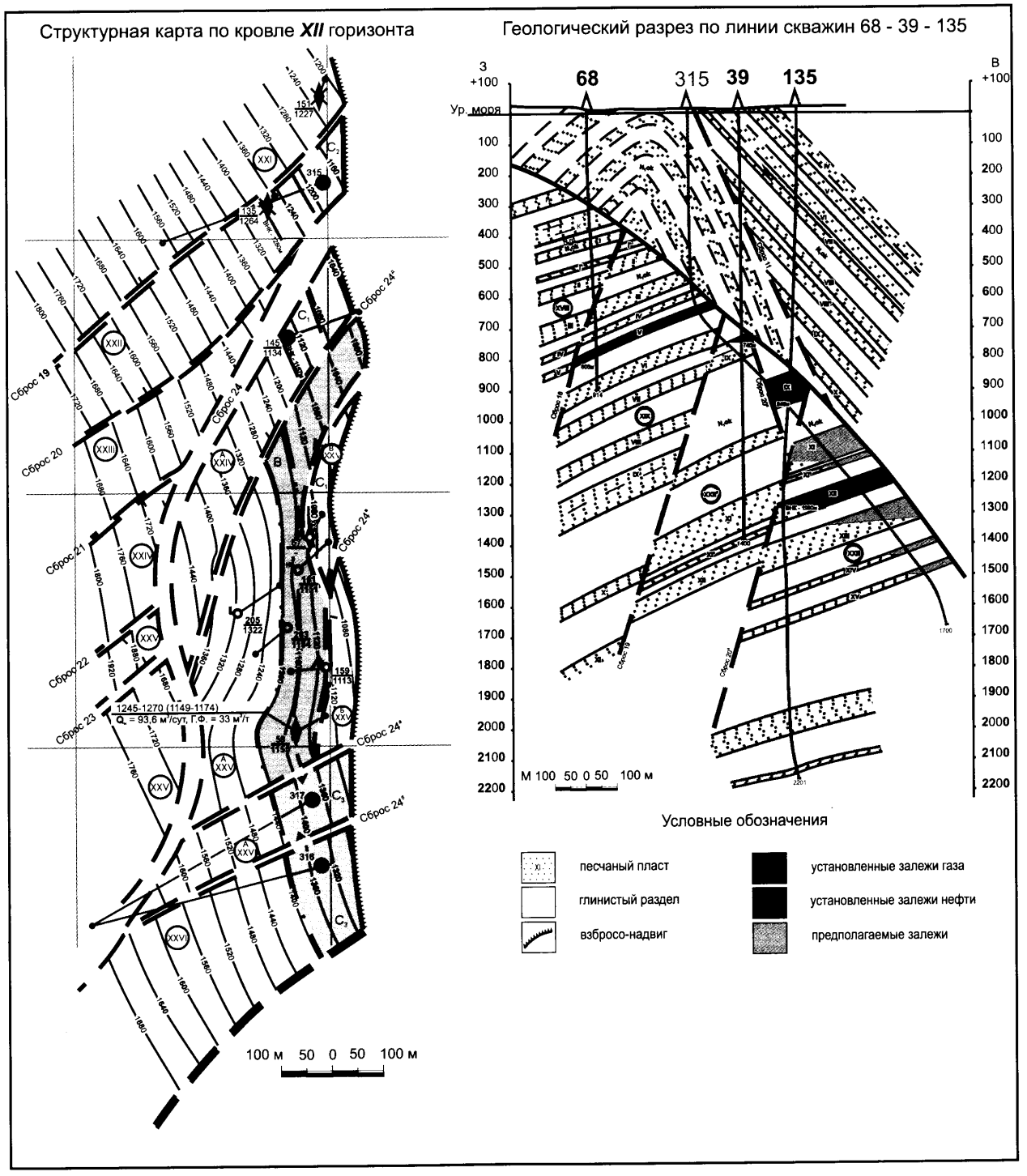


Рис. 141. Северо-Сахалинский бассейн. Месторождение Паромай.
Рекомендации по бурению разведочных скважин в надвиговой зоне

на. Сейсморазведкой МОГТ пока обнаружены несколько поднадвиговых структур (Восточно-Мухтинская, Восточно-Пильтунская и др.), строение которых трудно поддается расшифровке. Для дальнейших нефтегазопоисковых работ необходимо их изучение сейсморазведкой 3D.

Западно-Байкальская поднадвиговая зона включает в себя западные блоки Узлового газоконденсатного месторождения. Ее строение пока изучено единичными сейсмическими профилями, но, судя по имеющимся данным, в автохтонной части Западно-Байкальского взбросонадвига можно обнаружить несколько поднадвиговых структур. Расположение их в пределах газопромышленного участка (Узловое, Астрахановское месторождения) делает освоение зоны экономически эффективным.

Изучение поднадвиговых ловушек является первоочередной задачей для обеспечения существенного прироста запасов нефти и газа. Повышенный углеводородный потенциал поднадвиговых структур обусловлен тем, что надвигообразование существенно влияет на активизацию процессов нефтегазонакопления (формирование ловушек, улучшение флюидо-емкостных свойств резервуаров, активизация миграционных потоков УВ и т.д.).

Изучение *неосвоенных блоков месторождений нефти и газа* в северо-восточном районе обеспечит дополнительный прирост запасов УВ. В настоящее время известны несколько таких объектов.

Дальнейшее выявление и изучение неосвоенных блоков месторождений потребует детального изучения структурной обстановки, строения и седиментологических особенностей коллекторов нефти и газа. Для эффективного их освоения потребуется проведение сейсморазведки 3D на месторождениях и участках, прилегающих к ним.

Дополнительный прирост запасов нефти и газа принесет и освоение *дизъюнктивных ловушек поперечных сдвиговых систем* северо-восточного района.

Основные задачи при поиске тектонически экранированных залежей сводятся к трассировке разрывов, выявлению примыкающих к ним положительных структурных форм, определению экранирующего и проводящего характера нарушения, прогнозу развития поровых и трещинных коллекторов вдоль зоны разлома.

Вся территория Северного Сахалина достаточно плотно изучена сейсморазведкой, и потому вопрос о трассировке крупных разломов в региональном плане практически решен.

Структурно-стратиграфические погребенные ловушки дагинского комплекса (ловушки «монгинского» типа) являются в настоящее время основными нефтегазосодержащими объектами Северного Сахалина и приурочены к зоне Хоккайдо-Сахалинского разлома.

Зона, несмотря на свою сравнительно хорошую изученность и довольно высокую освоенность ее ресурсов, остается объектом дальнейших исследований на участках, прилегающих к месторождениям. Неопоискованными остаются большая часть зоны Катанглийского разлома и участок, расположенный между Монгинской и Катанглийской мегантиклиналями.

Ловушки с трещинным типом коллектора содержат залежи нефти в кремнистых отложениях пиленгской (месторождение Окружное) и пильской (месторождение Восточный Кайган) свит. Скопления углеводородов связаны с перекристаллизованными опоками, характеризующимися интенсивной трещиноватостью, особенно в зонах крупных дизъюнктивов. Кремнистые комплексы пильской, пиленгской и даехуриинской свит развиты почти на всей территории Северо-Восточного Сахалина; при большой мощности и интенсивной трещиноватости промышленная их ценность весьма высока. В настоящее время, несмотря на выявленные благоприятные условия для образования и накопления нефти и газа в кремнистых отложениях, их нельзя выделять как объект для поискового бурения, так как имеющегося геолого-геофизического материала явно недостаточно. Основная задача сводится к продолжению обработки геолого-геофизической информации по пильскому и даехуриинскому комплексам, определению их геофизических обликов, рациональному и обоснованному увеличению глубин поисковых и разведочных скважин до вскрытия даехуриинского горизонта и его аналогов, определения необходимого комплекса геолого-геофизических исследований и методики нефтегазопоисковых работ.

Литологические и структурно-литологические ловушки в глубоководных отложениях окобыкайского комплекса прогнозируются по результатам седиментологических и секвентно-

стратиграфических исследований, проведенных в последние годы. При изучении характера распространения и форм тел песчаников в нижней части окобыкайского горизонта (пласты XI–XIII на месторождениях Паромай и Пильтун) выявлены субмеридиональные вытянутые тела контуритов с залежами углеводородов. В верхней части окобыкайского горизонта (пласт XXI месторождения Эхаби и синхронные ему верхнепильские песчаники) на Охино-Эхабинском поднятии и к северу от него установлена группа подошвенных и склоновых фанов. Осадки содержат комплексы глубоководных фораминифер и моллюсков. Такие же тела предполагаются по данным сейсморазведки в окобыкайском комплексе на западном крыле Пильтун-Чайвинской синклинальной зоны. Таким образом, можно говорить о новом типе ловушек для Северного Сахалина, связанных с фановыми телами песчаников в глубоководных фациях окобыкайского горизонта. Поиски и изучение таких ловушек представляются перспективным направлением нефтегазопоисковых работ.

Нефтегазовый потенциал этих направлений оценивается в 100 млн. т нефти и 90 млрд. м^3 газа.

Вторую группу составляют зоны центрального и западного районов Северного Сахалина с плотностью ресурсов 10–30 тыс. т/км^2. Это направление перспективно, в основном, для поисков газа, с ним связано более половины неразведанных ресурсов газа – 120 млрд. м^3. Перспективны антиклинальные и тектонически экранированные ловушки в окобыкайском и дагинско-уйнинском комплексах Астрахановской и Нышско-Тымовской [227, 235] нефтегазоносных зон, а также ловушки с трещинным типом коллектора в даехуриинском комплексе.

Особый интерес вызывают поиски газовых и нефтегазовых месторождений в Приматериковой (Амурской) зоне и юго-западной части Лангрыйской зоны. В последние годы сейсморазведочными работами здесь выявлены зоны, перспективные для поиска литологических ловушек в глинисто-кремнистом даехуриинском комплексе и аккумулятивных ловушек в эоценовых отложениях.

Проведенные в 1989–1992 годах сейсморазведочные работы на западном побережье Сахалина и по ряду сейсмических профилей, проходящих через Амурский лиман [117], позволили выделить перспективные в нефтегазопоисковом отношении объекты, связанные с отложениями сейсмофациального комплекса в основании кайнозойского разреза [361].

Сейсмический образ комплекса свидетельствует о наличии в северо-западном регионе Сахалина и акватории Амурского лимана нового типа осадочных образований – эрозионно-аккумулятивных тел – и возможном присутствии в них сложно-экранированных ловушек УВ. На меридиональных профилях в комплексе выделены и прослеживаются в плане седиментационные тела в виде рукавов шириной от 2,5 до 7 км. Наиболее представительным объектом такого типа является Амур-Лиманское аккумулятивное тело, образующее одноименную антиклинальную структуру. Структура простирается в субширотном направлении на расстояние до 30 км под водами Амурского Лимана, выходя на побережье Западного Сахалина на широте реки Пырки.

По данным бурения расположенной южнее параметрической скважины Ныйденская-1 отложения комплекса стратифицируются как нижний олигоцен–эоцен. Комплекс имеет трехчленное деление. В его основании залегает континентальная преимущественно песчаная и грубообломочная толща (таусменская свита), перекрытая преимущественно глинистыми отложениями ныйденской свиты. Верхнюю часть комплекса занимают прибрежно-морские глинисто-песчаные отложения мачигарского горизонта.

Потенциальными коллекторскими толщами являются отложения таусменской свиты и мачигарского горизонта, образующие резервуары массивно-пластового типа с коллекторами порового типа. Коллекторы мачигарского горизонта обладают хорошими фильтрационно-емкостными свойствами: пористость – 20–25%, проницаемость – сотни мД. Коллекторы таусменской свиты в погруженной (восточной) части структуры ожидаются пониженного качества с пористостью до 15% и проницаемостью в единицы и первые десятки мД. К западу с уменьшением глубины залегания ожидается улучшение фильтрационно-емкостных свойств этих отложений.

По условиям нефтегазонакопления рассматриваемый объект представляет комплекс ловушек – структурно-литологических, структурно-

стратиграфических и тектонически экранированных раннего времени заложения.

По условиям нефтегазообразования и нефтегазонакопления ловушки перспективны для поисков залежей нефти и газа. В восточной погруженной части района предполагаются залежи газовые и газоконденсатные, в западной – нефтяные, нефтегазовые.

Прогнозные (геологические) ресурсы по объекту оцениваются в 10 млн. т нефти и 30 млрд. м^3 газа.

Освоение ресурсов газа по объекту, расположенному в непосредственной близости к газопроводу на материк, представляется целесообразным и экономически выгодным.

Перспективным, но слабоизученным направлением нефтегазопоисковых работ являются меловые осадочные отложения. По имеющимся материалам, в их разрезе присутствуют нефтематеринские породы, представленные морскими глинистыми образованиями мощностью до 2,5–3 км, и резервуарные толщи переслаивания песчаных и глинистых пластов. Преобладающий тип коллектора, по-видимому, порово-трещинный. Нефтегазовый потенциал направления не оценивался.

6.2. Перспективные направления и ресурсная база нефтегазопоисковых работ на шельфе Северо-Восточного Сахалина

Шельф Северо-Восточного Сахалина является наиболее богатым нефтегазоносным районом на акваториях дальневосточных морей России.

Интенсивные сейсморазведочные работы на шельфе начаты в 1976 году, глубокие бурение – в 1977 году. Всего на шельфе пробурено 55 глубоких скважин и открыто восемь месторождений с суммарными извлекаемыми запасами нефти, газа, конденсата свыше 1 млрд. т условного топлива (в пересчете на нефть).

Сейсморазведочными работами выявлено свыше 50 перспективных ловушек. Извлекаемые перспективные и прогнозные (локализованные) ресурсы (извлекаемые) нефти, газа и конденсата этих ловушек оцениваются в 2,5–3,0 млрд. т у.т.

В соответствии с результатами проведенных нефтегазопоисковых исследований, распределением перспективных и прогнозных ресурсов углеводородов, характеристиками выявленных и предполагаемых ловушек нефти и газа на шельфе выделяются несколько направлений нефтегазопоисковых работ, с которыми можно связывать основные перспективы прироста ресурсной базы.

6.2.1. Структурные и структурно-литологические ловушки Окобыкайско-Нижненутовского нефтегазоносного комплекса

Комплекс представлен толщей переслаивания песчаных и глинистых пластов и отличается существенными изменениями литофациального состава по разрезу и по латерали. Снизу вверх и с востока на запад состав комплекса изменяется от морских глинисто-кремнистых отложений до мелководноморских и дельтовых глинисто-песчаных. Преимущественно распространен пластовый тип резервуара. Соотношение коллекторов и флюидоупоров в резервуаре пластового типа последовательно, вслед за литофациальными замещениями, изменяется от резко подчиненного содержания коллекторов до их преобладания. Выделяется зона оптимального соотношения коллекторов и флюидоупоров (доля коллекторов 20–40%), обладающая наилучшими для пластового типа резервуара аккумулирующими свойствами. Максимальная мощность этой зоны достигает 1,5 км. Поровые коллекторы в разрезе комплекса (в основном в нижненутовской части комплекса) наиболее развиты в пределах Одоптинской антиклинальной зоны (суммарная мощность до 750 м). В южном и восточном направлениях отложения комплекса глинизируются и сокращаются в мощности. За пределами Одоптинской антиклинальной зоны поровые коллекторы в разрезе нижненутовского комплекса по геофизическим материалам выделяются на Восточно-Одоптинской антиклинальной зоне и ее восточном крыле в отложениях конусов выноса. Аналогичные резервуары предполагаются в Восточно-Шмидтовской зоне.

На направлении открыты крупные нефтегазоконденсатные месторождения Чайво, Одоптуморе, Пильтун-Астохское и Аркутун-Дагинское с извлекаемыми запасами УВ 660 млн. т у.т.

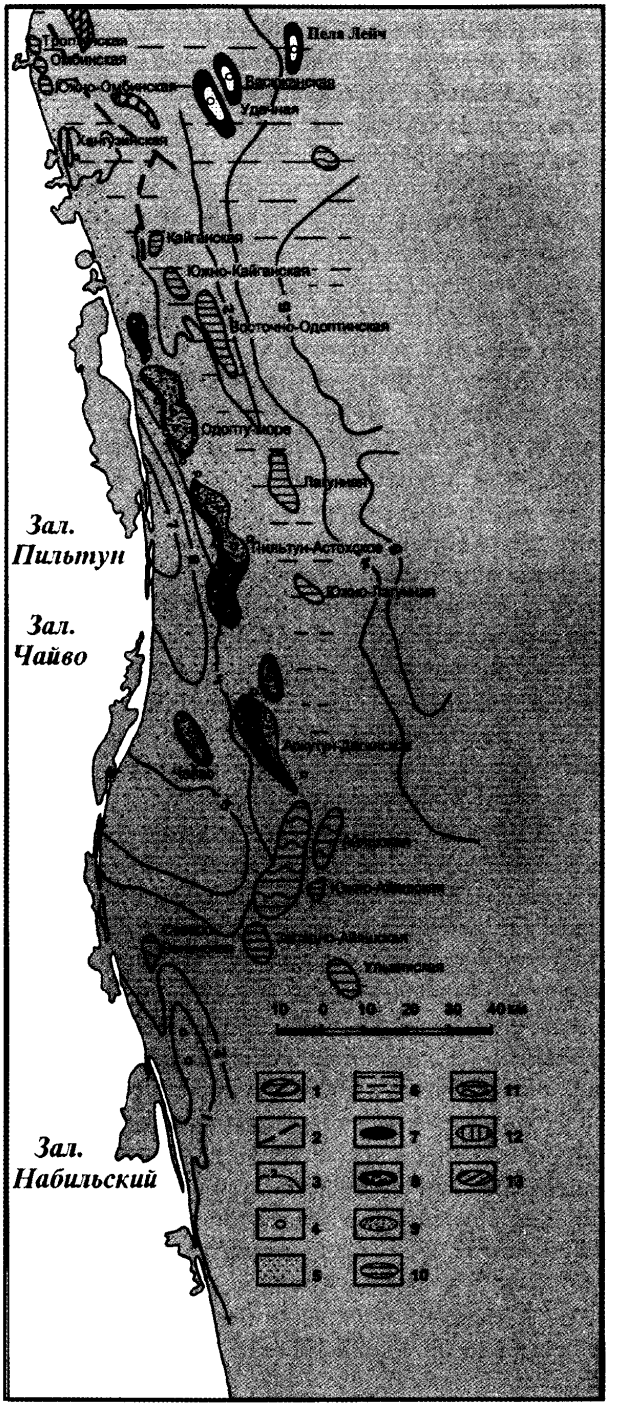


Рис. 142. Шельф Северо-Восточного Сахалина. Ловушки в окобыкайско-нижненутовском нефтегазоносном комплексе

1 – выходы на поверхность отложений комплекса; 2 – разрывы; 3 – изогипсы, км; 4 – скважины; *области распространения поровых резервуаров*: 5 – отложения дельтовые и внутреннего шельфа; 6 – отложения конусов выноса внешнего шельфа и склона; *месторождения*: 7 – нефтяные; 8 – нефтегазовые и газонефтяные; 9 – газовые ловушки; 10 – структурные (антиклинальные); 11 – структурно-литологические; 12 – тектонически экранированные (дизъюнктивные); 13 – структурно-стратиграфические. Изогипсы по кровле окобыкайского горизонта

(рис. 142). Перспективные и прогнозные (локализованные) извлекаемые ресурсы нефти, газа, конденсата по направлению оцениваются в 700 млн. т у.т.

Дальнейшее освоение комплекса на Одоптинской зоне связано прежде всего с изучением Айяшской структурной и Западно-Айяшской структурно-литологической ловушек, перспективных для поиска нефтегазовых месторождений класса 100–300 млн. т у.т.

Предполагаемые залежи нефти и газа в пределах Западно-Айяшской структурно-литологической ловушки являются, по имеющимся данным сейсморазведки, продолжением на юг Аркутун-Дагинского нефтегазового месторождения.

Западно-Одоптинская зона литологических ловушек и группа антиклинальных ловушек на южной периклинали Одоптинской антиклинальной зоны (Южно-Айяшская, Западно-Айяшская (антиклинальная), Ульвинская) перспективны для поиска газоконденсатных и нефтегазовых месторождений класса 30–100 млн. т у.т.

В пределах Восточно-Одоптинской и Восточно-Шмидтовской зон, где перспективы комплекса связаны с песчаными турбидитными телами, открыто Кайганско-Васюканское нефтегазоконденсатное месторождение. Для изучения нефтегазосодержащих свойств турбидитов в пределах Восточно-Одоптинской зоны необходимо поисково-параметрическое бурение.

6.2.2. Ловушки Уйнинско-Дагинского нефтегазоносного комплекса

Комплекс сложен разнофациальными глинисто-песчаными и песчано-глинистыми отложениями при общем преобладании песчано-алевритовых пород. Для нижней части комплекса характерен пластовый тип резервуара с постепенным изменением соотношения между коллекторами и флюидоупорами снизу вверх от преобладания флюидоупоров до преобладания

коллекторов. Верхняя часть комплекса в сочетании с субрегиональной окобыкайской глинистой толщей образует массивно-пластовый резервуар с высоким аккумуляционным потенциалом. В разрезе Ныйской антиклинальной зоны поровые коллекторы достигают суммарной мощности до 1000 м и обладают высокими фильтрационно-емкостными свойствами. В северном и восточном направлении разрез комплекса сокращается в мощности и глинизируется. По материалам геофизических работ, граница распространения поровых коллекторов (рис. 143) проходит по юго-западному окончанию Одоптинской антиклинальной зоны (западные крылья Дагинской и Айяшской структур), где отложения дагинского комплекса, по-видимому, представлены пластовым резервуаром с преобладанием глинистых пород. Далее к востоку поровые коллекторы в отложениях этого комплекса связываются с отложениями конуса выноса на Баутинской и Осеньгинской структурах.

Группу ловушек, для которых дагинско-уйнинский комплекс является единственным или основным продуктивным или перспективным комплексом, составляют ловушки Венинской, Лунской и Мынгинской зон нефтегазонакопления. Ловушки этой группы содержат все разведанные и 92% перспективных и прогнозных (локализованных) ресурсов комплекса. Здесь открыты самое крупное на сахалинском шельфе Лунское нефтегазоконденсатное месторождение и крупное газоконденсатное месторождение Киринское. Перспективные и прогнозные (локализованные) извлекаемые ресурсы по направлению оцениваются в 700–900 млн. т у.т.

Первоочередными перспективными объектами для дальнейшего освоения являются Южно-Киринская и Мынгинская структуры, локализованные ресурсы каждой из которых оцениваются в 300–400 млн. т у.т. С тектонически экранированными ловушками на периклиналях и в поднадвиге Венинской складки могут быть связаны месторождения класса 100–200 млн. т у.т.

6.2.3. Ловушки Верхненутовско-Помырского возможно нефтегазоносного комплекса

Комплекс по данным сейсморазведки 2D имеет благоприятные аккумулирующие свойства

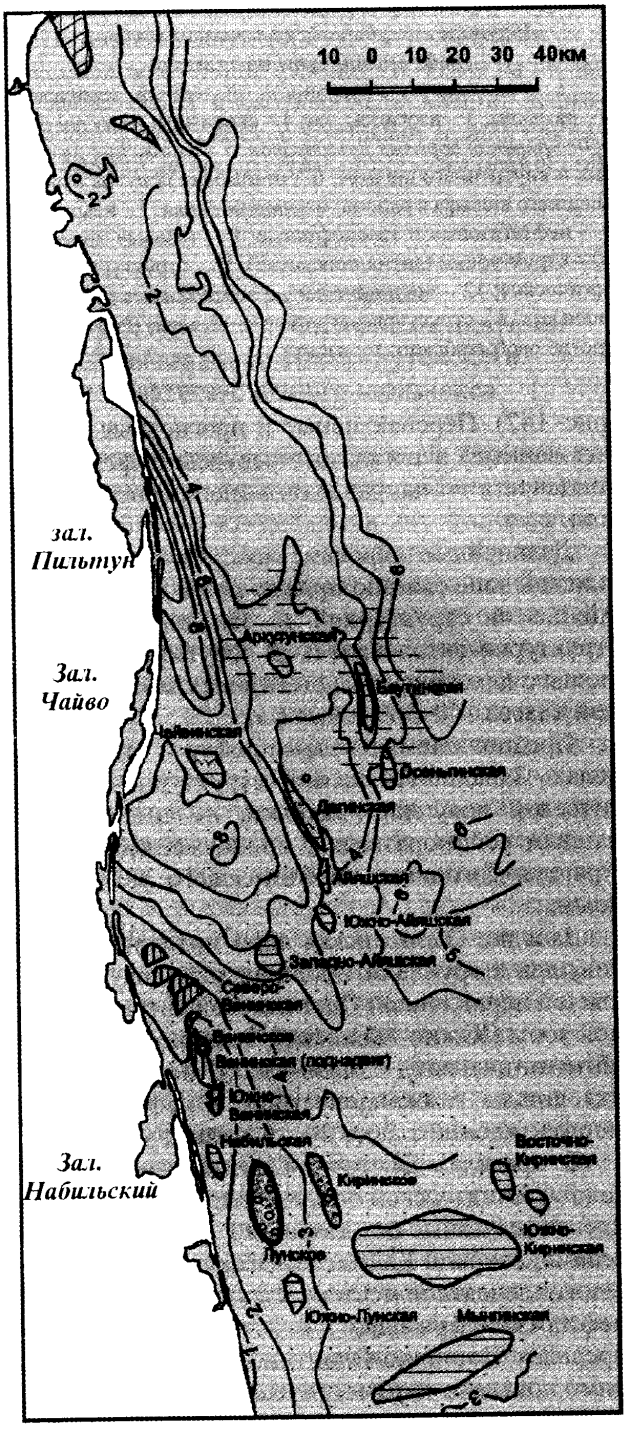


Рис. 143. Шельф Северо-Восточного Сахалина. Ловушки в уйнинско-дагинском нефтегазоносном комплексе

Условные обозначения см. рис. 142. Изогипсы по кровле дагинского горизонта

и, по-видимому, будет основным перспективным комплексом в Восточно-Одоптинской и Восточно-Шмидтовской зонах литологических ловушек, составляющих новое направление нефтепоисковых работ. Здесь по сейсморазведочным материалам прогнозируется развитие крупных песчаных фановых тел, в которых выделяются структурные, структурно-литологические и литологические ловушки с пластовым и линзовидным резервуаром и поровым типом коллектора.

Для оконтуривания этих тел с целью локализации последующего детального изучения их внутреннего строения сейсморазведкой 3D необходима специализированная обработка имеющихся сейсмических данных 2D, проведение детальных поисковых сейсморазведочных работ.

Ресурсы нефти, газа и конденсата по направлению оцениваются в 500–700 млн. т у.т., а отдельные ловушки перспективны для поиска месторождений класса 100–300 млн. т у.т.

6.2.4. Ловушки Даехуриинского и Пильского нефтегазоносных комплексов

Даехуриинский комплекс представлен кремнисто-глинистыми породами, и в связи с повышенной трещиноватостью последних является объектом поиска залежей нефти и газа, связанных с трещинным коллектором. В Пограничном районе Северного Сахалина на месторождении Окружное верхняя часть даехуриинского комплекса, сложенная трещиноватыми кремнистыми аргиллитами и силицитами пиленгской свиты, содержит залежь нефти. Для комплекса характерен резервуар массивного типа. Аналогичные тип резервуара и тип коллектора ожидаются в разрезе комплекса на Одоптинской и Восточно-Одоптинской антиклинальных зонах.

На севере района (рис. 144) стратиграфический объем глинисто-кремнистого комплекса расширяется и включает глинисто-кремнистые образования окобыкайского, дагинского и уйнинского времени с трещинным типом коллектора, составляющие пильский нефтегазоносный комплекс. В отложениях последнего в Охинском районе Северного Сахалина открыто Восточно-Кайганское месторождение нефти.

Ресурсы нефти, газа и конденсата по направлению оцениваются в 400 млн. т.

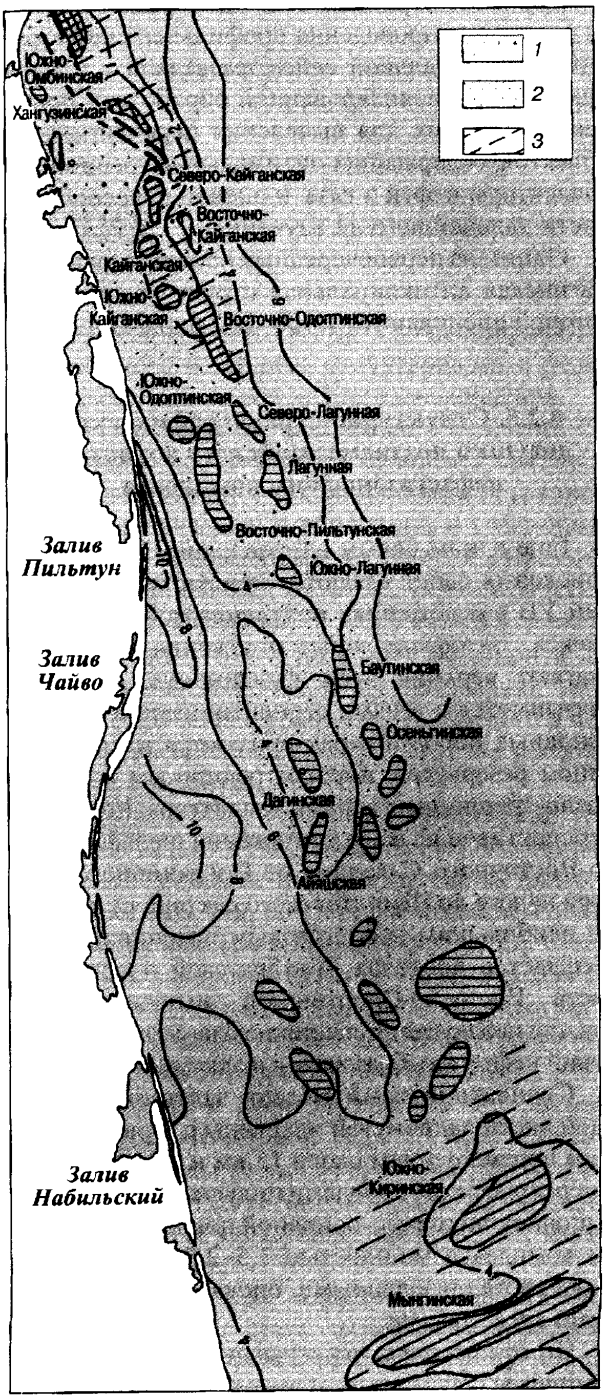


Рис. 144. Ловушки с трещинным и кавернозно-трещинным типами коллектора (изогипсы проведены по кровле даехуриинского горизонта, на севере – по кровле пильского комплекса)

1, 2, 3 – соответственно пильско-даехуриинский, даехуриинский и позднемезозойский комплексы

Изучение строения комплекса рекомендуется начинать с проведения профильных наблюдений многоканальной сейсморазведкой с последующей специализированной обработкой полученных данных для выявления перспективных объектов, содержащих оптимальные трещинные коллекторы нефти и газа, и оценки целесообразности дальнейшего их изучения.

Одним из первоочередных объектов является Дагинская антиклинальная структура, ресурсы которой оцениваются в 100–200 млрд. м^3 газа.

6.2.5. Структурно-стратиграфические ловушки позднемезозойского возможно нефтегазоносного комплекса

Еще одним новым направлением нефтегазопоисковых работ являются поиски месторождений УВ в отложениях позднемезозойского комплекса. Литофациальные отложения комплекса слагают верхний этаж фундамента. Ловушки связываются с зонами серпентинизации ультраосновных пород и характеризуются массивным типом резервуара, порово-трещинным и кавернозно-трещинным типами коллектора. Комплекс перспективен на всем протяжении шельфа Северо-Восточного Сахалина от Пограничного сектора на юге до Шмидтовского сектора на севере, но наибольшим нефтегазовым потенциалом он обладает в пределах Трехбратской и северной части Восточно-Одоптинской антиклинальных зон, где наблюдается сочетание благоприятных условий нефтегазообразования и аккумуляции УВ.

Серпентинитовый массив залегает в головной части надвинутой пластины с горизонтальным перемещением около 15 км и подстилается и перекрывается породами пильского комплекса, выполняющего роль основной покрышки. Породы комплекса мощностью 1,5–2,5 км сложены перекристаллизованными опоками и кремнистыми аргиллитами.

По отложениям перекрывающего пильского комплекса сейсморазведочными работами выявлен ряд ловушек, перспективных для проведения поисково-разведочных работ и на нижележащий мезозойский комплекс. Одними из первоочередных объектов являются Северо-Кайганская и Восточно-Одоптинская структуры, для которых отмечается совпадение структуры по пильскому комплексу с локальными магнитными максимумами, отражающими положение серпентинитовых массивов. Оценка возможных запасов УВ по Восточно-Одоптинской структуре показывает, что здесь может быть открыто крупное нефтегазоконденсатное месторождение с геологическими запасами по сумме УВ около 300 млн. т у.т.

Извлекаемые ресурсы УВ по направлению оцениваются в 300–400 млн. т у.т.

В целом, освоение нефтегазового потенциала Сахалинского региона в нефтегазоносных районах должно сосредоточиться на трех главных направлениях, ведущих к открытиям крупных месторождений: а) крупных антиклинальных ловушках в южной части Дагинского района (Южно-Киринская, Мынгинская); б) турбидитовых резервуарах Восточно-Шмидтовского района; в) трещинных резервуарах в зонах Пограничного (Богатинского) и Восточно-Сахалинского глубинных разломов. Все они находятся в оптимальных для нефтегазонакопления резервуарных условиях в ареале действия крупных гидродинамических источников. Кроме того, в нефтегазоносных районах остается недоосвоенной значительная часть структурных и структурно-литологических ловушек транзитного мелководья Северного Сахалина [86]. Современные технологии освоения подобных форм с берега успешно применяются на шельфе острова.

В пределах возможно нефтегазоносных районов Сахалинского региона, изученность которых в настоящее время не соответствует достаточной для локализации наиболее перспективных на нефть и газ участков, освоение их нефтегазового потенциала необходимо начинать с изучения их строения современными техническими средствами, главным образом высокоинформативной сейсморазведкой. Это необходимо для обособления зон с оптимальными для нефтегазонакопления резервуарными условиями, расположенными в ареале действия крупных гидродинамических источников.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведенный в монографии анализ основных вопросов нефтегазовой геологии Сахалинского региона привел к следующим главным выводам.

1. Сахалинский регион в геодинамическом отношении представляет собой крупнейшую межплитовую (межгеоблоковую [100]) систему сдвигового взаимодействия Амурской и Охотоморской литосферных плит. Сдвиговая тектоника создает благоприятные обстановки для формирования крупных структур растяжения – присдвиговых бассейнов (pull aparte), характеризующихся наиболее оптимальными условиями для нефтегазонакопления [186], поступления по проницаемым дренажным зонам крупных магистральных мегасдвигов высокоэнергетичных глубинных флюидных потоков.

2. Активные флюидодинамические процессы определяют особенности структурной эволюции и структурные стили кайнозойских осадочных бассейнов региона, формируют очаги и зоны нефтегазонакопления.

3. Резервуарные условия нефтегазонакопления в Северо-Сахалинском осадочном бассейне, аккумулирующем основные нефтегазовые ресурсы региона, определяются, главным образом, седиментологическими особенностями кайнозойских подразделений, образованных большей частью в результате продвижения на восток дельтовых систем Праамура. Формирование крупных скоплений углеводородов в условиях широкого развития крупных разломов (проницаемых зон), определяющих высокую раскрытость недр, зависит от наличия достаточно представительных флюидоупорных толщ.

4. Нефтегазостратиграфические подразделения региона, контролирующие кайнозойские нефтегазоносные системы (комплексы), отличаются автономностью строения, характером структурных стилей, в том числе уровнем дизъюнктивной нарушенности, т.е. специфичными для каждого комплекса структурными и резервуарными условиями нефтегазонакопления.

5. Перспективы дальнейшего развития Сахалинского нефтегазового комплекса связаны с освоением наряду с традиционными нетрадиционных резервуаров: турбидитных и трещинных. Внедрение современных технологий в практику нефтегазопоисковых работ, изучение процессов нефтегазонакопления с геофлюидодинамических позиций [76–78] позволяет расширить для нефтегазопоисков не только географию, но и стратиграфические уровни кайнозойского и позднемезозойского осадочного чехла и мезозойского «фундамента».

6. Дальнейшее развитие нефтегазовой геологии не только в Сахалинском регионе связано как с изменением подходов к научно-методическому прогнозу, так, по сути, и с созданием новой парадигмы поисков углеводородов [1, 58]. Существующая идеология поисков углеводородов достаточно эффективна в хорошо изученных районах на начальных этапах поисковых работ. По мере исчерпания простых ловушек нефти и газа при переходе к нетрадиционным резервуарам становится очевидным, судя по полученной в последние годы геолого-геофизической информации, что существующая парадигма нуждается не только в усовершенствовании, но, может быть, и в замене.

Основой новой парадигмы нефтегазовой геологии должна стать глубинно-фильтрационная модель нефтегазонакопления. В настоящей работе приводятся факты о контроле большинства скоплений углеводородов Сахалинского региона проницаемыми дренажными системами крупных разломных структур, по которым из глубин поступают высокоэнергетические флюидные потоки, вызывающие геосинергетические процессы нефтегазонакопления.

В этом случае процедура поисков углеводородных скоплений должна начаться с выявления таких гидродинамических источников. Важнейшими условиями возникновения месторождений нефти и газа при этом являются: проницаемость среды, наличие глубинных флюидопотоков, существование благоприятных резервуарных условий.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Абля Э.А.* На пути к новой парадигме поисков углеводородов / Э.А. Абля, И.С. Гулиев, В.В. Иванов, А.Е. Лукин, В.В. Харахинов // Дегазация Земли; Геофлюиды, нефть и газ, парагенезы в системе горючих ископаемых. М.: ГЕОС, 2006. С. 10–16.
2. *Алексейчик С.Н.* Схемы тектонического районирования Сахалина // Известия АН СССР, Сер. Геол. 1954. №5. С. 36–45.
3. *Алексейчик С.Н., Гальцев-Безюк С.Д., Гнедин К.И.* и др. Геологическое строение и газонефтеносность северной части Сахалина. Л.: Гостоптехиздат, 1959. 233 с.
4. *Алексейчик С.Н., Гальцев-Безюк С.Д., Ковальчук В.С., Сычев П.М.* Тектоника, история геологического развития и перспективы нефтегазоносности Сахалина. Л.: Гостоптехиздат, 1963. 275 с.
5. *Алексейчик С.Н.* Акватории – один из важнейших объектов для предстоящих поисков нефти и газа в Сахалинской нефтегазоносной области // Результаты исследований по геологии и нефтегазоносности Сахалина. Южно-Сахалинск, 1969. С. 92–99.
6. *Алексейчик С.Н.* Задачи уточнения прогноза нефтегазоносности Сахалина, основных направлений поисково-разведочных работ и пути их разрешения / С.Н. Алексейчик, В.С. Ковальчук, Б.К. Остистый, О.В. Равдоникас, М.Н. Игнатов, О.О. Шеремета, Ю.А. Тронов, Р.С. Мирзоев, Е.Г. Арешев, А.Я. Табояков // Основные направления поисков нефти и газа на Сахалине. Владивосток, 1969. С. 5–17.
7. *Алексейчик С.Н.* Направление поисков нефти и газа на шельфе Сахалина / Алексейчик С.Н., В.Ш. Брутман, М.Х. Лившиц, Г.Н. Новиков, А.Я. Табояков // Основные направления поисков нефти и газа на Сахалине. Владивосток, 1969. С. 52–63.
8. *Алексейчик С.Н.* Геология нефтяных и газовых месторождений Сахалина / С.Н. Алексейчик, Т.И. Евдокимова, В.С. Ковальчук, Е.Г. Арешев, Л.А. Борисова, Г.Г. Грошев, А.А. Клещев, В.Е. Лушникова, Ю.С. Мавринский, П.С. Мирзоев, О.В. Равдоникас, В.Г. Рубан, Ю.А. Тронов. Л.: Недра, 1974. 183 с.
9. *Алексейчик С.Н., Корнев Б.В., Тронов Ю.А.* К вопросу о перспективах нефтегазоносности Северо-Сахалинских шельфов // Геология и нефтегазоносность Восточной Сибири и Дальнего Востока. М.: Наука, 1975. С. 74–84.
10. *Алексейчик С.Н.* К вопросу о перспективах нефтегазоносности шельфа Северного Сахалина / С.Н. Алексейчик, Н.П. Зарудний, А.Я. Табояков, Ю.А. Тронов, И.И. Тютрин // Нефтегазоносность и тектоника Сахалина. Владивосток, 1976. С. 3–13.
11. *Альперович И.М., Харахинов В.В., Черняевский Г.Н.* Изучение разломов Северного Сахалина по данным магнитотеллурического зондирования // Геология нефти и газа. 1972. №4.
12. *Альперович И.М., Никифоров В.М., Харахинов В.В.* Детальные магнитотеллурические зондирования на Северном Сахалине // Нефтегазовая геология и геофизика. 1978. №9.
13. *Альперович И.М., Никифоров В.М., Харахинов В.В.* Аномалии проводимости в земной коре о.Сахалин (по данным МТЗ) // ДАН СССР. 1979. Т.244. №5. С. 1194–1196.
14. *Альперович И.М., Никифоров В.М., Харахинов В.В.* Изучение мощности осадочных отложений на Сахалине методом магнитотеллурических зондирований // Геология и геофизика. 1980. №3. С. 93–100.
15. *Альперович И.М.* Строение островов Сахалина и Итурупа (по данным магнито-

теллурических зондирований) / И.М. Альперович, В.М. Никифоров, Ю.Г. Слуднев, В.Э. Кононов, В.В. Харахинов // Глубинные электромагнитные зондирования Дальнего Востока. Владивосток. 1980.

16. *Альперович И.М., Никифоров В.М., Харахинов В.В.* Электропроводность верхней мантии о. Сахалин // Тихоокеанская геология. 1987. №1. С. 38–42.
17. *Андрющенко Ю.Н., Мавринский Ю.С.* Гидрогеологические особенности размещения нефтегазопроявлений по площади и в разрезе мезо-кайнозойских отложений Южного Сахалина // Известия Сахалинского отдела Геогр. об-ва СССР. Вып. 4. Вопросы геологии и нефтегазоносности Сахалина. Л.: Недра, 1973. С. 118–128.
18. *Арешев Е.Г., Брутман В.Ш., Клещев А.А., Мишаков Г.С.* Некоторые особенности размещения залежей нефти и газа в неогеновых отложениях Северного Сахалина // Геология и разработка нефтяных месторождений Сахалина. М., 1973. С. 22–32.
19. *Арешев Е.Г.* Нефтегазоносность окраинных морей Дальнего Востока и Юго-Восточной Азии. М.: Аванты, 2003. 288 с.
20. *Баженова О.К., Бурлин Ю.К., Соколов Б.А., Хаин В.Е.* Геология и геохимия нефти и газа. М.: МГУ, 2000. 383 с.
21. *Бацевич П.Ф.* Описание сахалинских нефтяных месторождений // Горный журнал. 1890. №7. С. 129–153.
22. *Бембель Р.М., Мегеря В.М., Бембель С.Р.* Геосолитоны: функциональная система Земли, концепция разведки и разработки месторождений углеводородов. Тюмень: Вектор Бук, 2003. 344 с.
23. *Богданчиков С.М., Коблов Э.Г.* Сырьевая база углеводородов Сахалинской нефтегазоносной области // Минеральные ресурсы России. 1995. №1. С. 19–22.
24. *Бычков А.В., Зотов О.Е., Хлебников П.А.* Опыт и совершенствование бурения скважины со сверхдлинным отклонением от вертикали в ОАО «НК» Роснефть–Сахалинморнефтегаз» // Нефтяное хозяйство. 2005. №8 С. 50–52.
25. *Варнавский В.Г., Коблов Э.Г., Брутман В.Ш., Иваньшина Л.П.* Литолого-петрофизические критерии нефтегазоносности. М.: Наука, 1990. 270 с.
26. *Вартанян Г.С.* Флюидосфера и эндодренажные системы Земли как ведущие факторы геологической эволюции // Отечественная геология. 2000. №6. С. 14–28.
27. *Вассоевич Н.Б., Брутман В.Ш., Ратнер В.Я.* Условия образования и залегания нефти на Северо-Восточном Сахалине. Отчет по теме №647. В 4-х т. Оха: ВНИГРИ, 1959. 1838 с.
28. *Ваньян Л.Л.* О природе электропроводимости активизированной земной коры // Физика Земли. 1996. №5 С. 93–95.
29. *Веселов О.В., Волгин П.Ф., Лютая Л.М.* Особенности строения верхнемелового комплекса Пугачевского грязевого вулкана по геофизическим данным // Строение, геодинамика и металлогения Охотского региона и прилегающих частей Северо-Западной Тихоокеанской плиты. Т.2. Южно-Сахалинск, 2002. С. 23–24.
30. *Владимиров А.С.* К перспективам нефтегазоносности восточного склона Восточно-Сахалинских гор // Вопросы геологии и нефтегазоносности Сахалина. Известия Сах. отдела ВГО. Л.: Недра, 1973. С. 213–217.
31. *Владимиров А.С.* Перспективы нефтегазоносности юго-восточной части Северного Сахалина / А.С. Владимиров, В.В. Харахинов, В.Э. Кононов, В.Н. Жарков, Ю.А. Тронов // Геология нефти и газа. 1977. №1. С. 11–16.
32. *Владимиров А.С.* Важнейшие итоги изучения перспектив нефтегазоносности Сахалина, присахалинского шельфа и шельфов дальневосточных морей в X пятилетке и основные задачи дальнейших научно-исследовательских работ / А.С. Владимиров, Ю.С. Мавринский, В.С. Ковальчук, Э.Г. Коблов, В.В. Харахинов // Проблемы нефтегазоносности Дальнего Востока. Хабаровск, 1979.
33. *Волков А.Н., Пудиков Э.Г., Табояков А.Я.* Геологическое строение шельфа о.Сахалин по данным сейсмических исследований // Морская геология и геофизика. Вып.1. Рига: Зинатне, 1970. С. 109–113.
34. *Волошинова Н.А.* Биостратиграфия и условия образования третичных отложений Се-

верного Сахалина на основе изучения фораминифер. Фонды ВНИГРИ, 1948.
35. *Вольф Л.И.* Проблемы сахалинской нефти // Нефтяное хозяйство. 1933. №10. С. 11–13.
36. *Гаврилов А.И., Туезов И.К., Харахинов В.В.* Нефтегазоносность структур облекания Северного Сахалина // Тихоокеанская геология. 1986. №4. С. 107–111.
37. *Гальцев-Безюк С.Д., Ковальчук В.С.* Разломы глубокого заложения // Тектоника, история геологического развития и перспективы нефтегазоносности Сахалина. Л.: Гостоптехиздат, 1963. С. 145–149.
38. *Гальцев-Безюк С.Д.* К вопросу о разрывных дислокациях Сахалина и о подвижках по ним в четвертичное время // Результаты исследований по геологии и нефтегазоносности Сахалина. Южно-Сахалинск, 1969. С. 31–45.
39. *Гальцев-Безюк С.Д.* Роль разрывных дислокаций в формировании структурного плана Сахалина // Известия Сах. отдела ВГО. Вып.2. 1971. С. 112–119.
40. *Гальцев-Безюк С.Д., Завадский В.А.* К вопросу о миграции нефти и газа на Сахалине в антропогене // Известия Сах. отдела ВГО. Вып.3. Геология и полезные ископаемые Сахалинской области. Южно-Сахалинск, 1972. С. 42–51.
41. *Гальцев-Безюк С.Д.* К вопросу о происхождении азота и аргона в природных газах Сахалина // Вопросы геологии и нефтегазоносности Сахалина. Л.: ВНИГРИ, 1972. С. 137–152.
42. *Гальцев-Безюк С.Д., Меланхолина Е.Н., Рождественский В.С.* Тектоника Сахалина // Общие и региональные проблемы тектоники Тихоокеанского пояса. Магадан, 1974. С. 72–88.
43. Геология СССР. Т.XXXIII: Остров Сахалин. Геологическое описание. М.: Недра, 1970. 431с.
44. *Гладенков Ю.Б.* Экосистемы кайнозоя Охотского региона. Опорный разрез палеогена и неогена Северного Сахалина (п-ов Шмидта): стратиграфия, палеогеография и геологические события / Ю.Б. Гладенков, Б.А. Сальников, В.И. Гречин, Л.П. Иваньшина, К.Б. Баринов, Н.Я. Брутман, Л.С. Маргулис, В.Г. Радченко, Т.В. Орешкина, Д.И. Витухин. М.: ГЕОС, 1999. 131 с.
45. *Гладенков Ю.Б.* Кайнозой Сахалина – современные стратиграфические схемы и интерпретация геологических событий // Стратиграфия. Геологическая интерпретация. 2001. Т.9. №2. С. 77–91.
46. *Гладенков Ю.Б., Шлезингер А.Е.* Сейсмостратиграфический метод и секвентная стратиграфия в совершенствовании стратиграфических схем и палеогеографических реконструкций. М.: ГЕОС, 2001. С. 258–271.
47. *Гладенков Ю.Б.* Кайнозой Сахалина и его нефтегазоносность / Ю.Б. Гладенков, О.К. Баженова, В.И. Гречин, Л.С. Маргулис, Б.А. Сальников. М.: ГЕОС, 2002. 225 с.
48. *Гололобов Ю.Н., Харахинов В.В.* О проявлении горизонтальных тектонических движений на Северном Сахалине // Геология и разработка нефтяных месторождений Сахалина. М., 1973.
49. *Гололобов Ю.Н.* О ловушках барового типа в дагинской свите Северного Сахалина / Ю.Н. Гололобов, В.Г. Климов, И.Е. Николаев // Геология нефти и газа. 1981. №12. С. 13–18.
50. *Гололобов Ю.Н.* Условия формирования локальных ловушек и рациональный комплекс нефтегазопоисковых работ на Северном Сахалине // Геология и нефтегазоносность Сибири и Дальнего Востока. М.: ИГ и РГИ, 1985. С. 90–109.
51. *Гололобов Ю.Н.* Соотношения некоторых дизъюнктивных и пликативных дислокаций кайнозойских отложений Северного Сахалина // Тихоокеанская геология. 1987. №1. С. 43–47.
52. *Гололобов Ю.Н.* Анализ секвенций и цикличности при расчленении нефтегазоносных отложений Северо-Сахалинского кайнозойского прогиба // Секвенсстратиграфия нефтегазоносных бассейнов России и стран СНГ. СПб, 1995. С. 59–60.
53. *Гололобов Ю.Н., Атаков А.И.* Томографическое геоиндикационное моделирование на основе данных несейсмических методов при решении задач геологоразведочного комплекса // Труды 10 международной научно-практической конференции «Геомодель-2008». Геленджик, 2008.

54. *Горохов В.К.* Перспективы нефтегазоносности средне-нижнемиоценовых отложений Северо-Восточного Сахалина и задачи поисковых работ в образованиях этого комплекса // Геология и разработка нефтяных месторождений Сахалина. М., 1973. С. 3–13.
55. *Горохов В.К., Ратнер В.Я.* О роли региональных разрывов в формировании нефтяных и газовых месторождений Северного Сахалина // Нефтегазоносность и тектоника Сахалина. Владивосток, 1976. С. 87–94.
56. *Грамберг И.С., Супруненко О.И.* Сдвиги как возможные пути миграции нефти и газа // Докл. РАН. 1995. Т.340. №1. С. 75–77.
57. *Григоренко Ю.Н.* Зоны нефтегазонакопления окраин континентов / Ю.Н. Григоренко, И.М. Миртинк, М.Д. Белонин, В.С. Соболев, Т.А.Андиева, Н.А.Андреева, Г.С. Гуревич, Л.И. Жукова, Т.А. Метлина. М.: Геоинформцентр, 2002. 432 с.
58. *Гулиев И.С., Иванов В.В.* Новая парадигма поисков углеводородов в Южно-Каспийском бассейне // Новые идеи в геологии и геохимиии нефти и газа. Нефтегазовая геология нефти и газа. М.: МГУ, 2001. С. 113–115.
59. *Деревскова Н.А., Куликов Н.В.* Типы коллекторов нефти и газа северо-восточного шельфа Сахалина // Тихоокеанская геология. 1994. №1. С. 62–70.
60. *Деревскова Н.А., Куликов Н.В.* Продуктивные пласты месторождений Северного Сахалина // Экономическая жизнь Дальнего Востока. 1996. №2. С. 82–89.
61. *Дмитриевский А.Н.* Фундаментальные проблемы геологии нефти и газа // Современные проблемы геологии нефти и газа. М.: Научный мир, 2001. С. 22–28.
62. *Дмитриевский А.Н., Валяев Б.М.* Углеводородная дегазация через дно океана: локализованные проявления, масштабы, значимость // Дегазация Земли и генезис углеводородных флюидов и месторождений. М.: ГЕОС, 2002. С. 186–220.
63. *Дмитриевский А.Н.* Современные представления о формировании скоплений углеводородов в зонах разуплотнения верхней части коры / А.Н. Дмитриевский, И.Е. Баланюк, Л.Ш. Донгарян, А.В. Каракин, Ю.А. Повещенко // Геология нефти и газа. 2003. №1. С. 2–8.
64. *Дмитриевский А.Н.* На пороге новой эры // Нефть России. 2007. №11. С. 86–91.
65. Дополнения к стратиграфическому кодексу России. СПб.: ВСЕГЕИ, 2000. 112 с.
66. *Евдокимова Т.И., Ковальчук В.С.* Геологические особенности размещения газонефтяных залежей Сахалина // Геология нефти и газа. 1970. №4. С. 44–47.
67. *Жаров А.Э.* Геотектонические режимы и металлогения юго-западной части Восточно-Сахалинских гор // Геология, металлогения и гидрогеология Сахалина и Курильских островов. Владивосток, 1991. С. 32–49.
68. *Жаров А.Э.* Рифтогенная система Татарского пролива и ее значение для прогноза нефтегазоносности Западного Сахалина // Проблемы развития и освоения минерально-сырьевой базы Сахалинской области. Южно-Сахалинск, 2002. С. 28–34.
69. *Жаров А.Э.* Геология, геодинамика и перспективы нефтегазоносности осадочных бассейнов Татарского пролива / А.Э. Жаров, Г.Л. Кириллова, Л.С. Маргулис, Л.С. Чуйко, В.В. Куделькин, В.Г. Варнавский, В.Н. Чагаев. Владивосток: ДВО РАН, 2004. 220 с.
70. *Жаров А.Э.* Геологическое строение и мелпалеогеновая геодинамика Юго-Восточного Сахалина. Южно-Сахалинск, 2004. 192 с.
71. *Жидкова Л.С., Мищаков Г.С., Неверова Т.И.* и др. Биофациальные особенности мезокайнозойских бассейнов Сахалина и Курильских островов. Новосибирск: Наука, 1974. 208 с.
72. *Журавлев А.В., Лившиц М.Х., Остистый Б.К.* и др. Шельф Сахалина: геологическое строение, перспективы нефтегазоносности и пути освоения ресурсов нефти и газа. М.: Недра, 1975. 192 с.
73. *Журавлев А.В.* Возможности нестандартного анализа сейсмических материалов для поисков полезных ископаемых (на примере Охотско-Курильского региона). М.: ВНИИ ОЭНГ, 1995. 44 с.
74. *Закальский В.М., Коблов Э.Г., Лопатнев Ю.В., Харахинов В.В.* Состояние сырьевой базы углеводородов и направления работ по ее развитию на Северном Сахалине

// Перспективы развития и освоения топливно-энергетической базы Дальневосточного экономического района, углеводородных ресурсов шельфа моря Северо-Востока и Дальнего Востока России. СПб, 1998. С. 133–137.

75. *Закальский В.М., Коблов Э.Г., Сальников Б.А., Харахинов В.В.* Перспективные направления и ресурсная база нефтегазопоисковых работ на шельфе Северо-Восточного Сахалина // Перспективы развития и освоения топливно-энергетической базы Дальневосточного экономического района, углеводородных ресурсов шельфа морей Северо-Востока и Дальнего Востока России. СПб, 1998. С. 133–137.
76. *Запивалов Н.П., Попов И.П.* Флюидодинамические модели залежей нефти и газа. Новосибирск: СО РАН, 2003. 198 с.
77. *Запивалов Н.П.* Современные геологические концепции и технологии прогноза, разведки и освоения нефтегазовых месторождений // Нефтяное хозяйство. 2005. №11. С. 20–23.
78. *Запивалов Н.П.* О происхождении углеводородных масс и формировании скоплений нефти и газа (геофлюидодинамический аспект) // Дегазация земли; Геофлюиды, нефть и газ, парагенезы в системе горючих ископаемых. М.: ГЕОС, 2006. С. 103–106.
79. *Зябрев С.В.* Глубоководные отложения, палеография и палеотектоника Западно-Сахалинского прогиба. Автореф. дисс. канд. геол.-минер. наук. Хабаровск, 1992. 25 с.
80. *Клещев К.А., Петров А.И., Шеин В.С.* Геодинамика и новые типы природных резервуаров нефти и газа. М.: Недра, 1995. 285 с.
81. *Коблов Э.Г., Буценко Р.Л., Брутман В.Ш.* Методические аспекты прогноза нефтегазоносности (на примере Сахалинской нефтегазоносной области) // Новые данные по геологии и нефтегазоносности Сахалина. Л., 1979. С. 85–99.
82. *Коблов Э.Г.* Модель формирования месторождений Сахалина как методическая основа прогноза нефтегазоносности Сахалинской нефтегазоносной области / Э.Г. Коблов, В.Ш. Брутман, Р.Л. Буценко, В.А. Завадский, Ю.Н. Самойленко, М.С. Ярошевич // Энергетические ресурсы Тихоокеанского региона. М.: Наука, 1982. С. 57–64.
83. *Коблов Э.Г.* Закономерности размещения и условия формирования месторождений нефти и газа Сахалинской нефтегазоносной области // Геология и разработка месторождений нефти и газа Сахалина и шельфа. М.: Научный мир, 1997. С. 3–25.
84. *Коблов Э.Г., Харахинов В.В.* Зональный и локальный прогноз нефтегазоносности осадочных бассейнов Охотского моря // Геология и разработка месторождений нефти и газа Сахалина и шельфа. М.: Научный мир, 1997. С. 26–56.
85. *Коблов Э.Г., Харахинов А.В.* Сейсмоскоростной анализ: технология и опыт применения для прогноза геологического разреза // Тезисы докладов Международной Геофизической Конференции. СПб., 2000. С. 124–126.
86. *Коблов Э.Г., Харахинов А.В., Ткачева Н.А.* Нефтегазовый потенциал и перспективные нефтегазопоисковые объекты прибрежной зоны шельфа Северного Сахалина // Геологические проблемы развития углеводородной и сырьевой базы Дальнего Востока и Сибири. СПб.: Недра, 2006. С. 83–88.
87. *Коблов Э.Г.* Перспективы поисков крупных и уникальных месторождений нефти и газа на шельфе Охотского моря / Э.Г. Коблов, А.В. Бычков, Н.А. Ткачева, А.В. Харахинов // Нефтяное хозяйство. 2008. №6. С. 20–23.
88. *Коблов Э.Г., Ткачева Н.А.* Система ресурсно-геологических оценок морских объектов детального прогноза // Теория и практика нефтегеологического прогноза. СПб., 2008. С. 55–76.
89. *Коблов Э.Г., Харахинов А.В., Ткачева Н.А.* Освоение нетрадиционных объектов нефтепоисковых работ – один из главных резервов роста ресурсной базы шельфа Сахалина // Нефтяное хозяйство. 2008. №8. С. 48–51.
90. *Ковальчук В.С.* Кластические дайки полуострова Шмидта (Северный Сахалин) // Исследования по геологии и нефтегазоносности Сахалина. Л.: Гостоптехиздат, 1961. С. 176–179.
91. *Ковальчук В.С., Малошенко Г.Я.* Определение интенсивности свечения битумоидов в горных породах под люминесцентным мик-

роскопом // Геология нефти и газа. 1979. №5. С. 46–51.

92. *Козырев В.Д., Гринберг И.Г., Кузина И.Н, Жидкова Л.С.* Геологическое строение и газонефтеносность южной части Сахалина. Л.: Гостоптехиздат, 1960. 171 с.
93. *Кононов В.Э., Тронов Ю.А.* Перспективы нефтегазоносности нижне- и среднемиоценовых отложений Северного Сахалина // Геология нефти и газа. 1968. №11.
94. *Кононов В.Э., Тронов Ю.А., Арешев Е.Г., Черныш Н.И.* О некоторых литолого-фациальных особенностях верхнемиоценовых отложений Северного Сахалина // Нефтегазовая геология и геофизика. 1970. №1. С. 9–12.
95. *Кононов В.Э., Альперович И.М., Харахинов В.В.* Строение донеогенового основания Северного Сахалина по геофизическим данным // Геология, полезные ископаемые, методика и техника геологоразведочных работ на Сахалине и Курильских островах. Южно-Сахалинск, 1975.
96. *Кононов В.Э., Альперович И.М., Слуднев Ю.Г., Харахинов В.В.* Геологическое строение Северо-Сахалинской нефтегазоносной области по данным комплексных геофизических исследований. М.: ВИЭМС, 1979. 41 с.
97. *Кононов В.Э., Лопатнев Ю.В., Слуднев Ю.Г., Харахинов В.В.* Использование сейсмостратиграфии при нефтегазопоисковых исследованиях на Северном Сахалине // Тихоокеанская геология. 1984. №5. С. 16–21.
98. *Кононов В.Э., Красиков В.Н., Грецкая Е.В.* Оценка нефтегазоносности нижнемиоценового–палеогенового терригенно-кремнистого комплекса Северного Сахалина // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Актуальные проблемы геологии и геохимии нефти и газа (памяти Б.А. Соколова и В.В. Семеновича). М.: ГЕОС, 2004. С. 252–253.
99. *Косыгин Ю.А.* Глубинная электропроводность о. Сахалин / Ю.А. Косыгин, В.М. Никифоров, И.М. Альперович, В.Э. Кононов, В.В. Харахинов // ДАН СССР. 1981. Т.256. №6.
100. *Красный Л.И.* Глобальная система геоблоков. М.: Недра, 1984. 223 с.
101. *Кругляк В.Ф.* Углеводородный потенциал и перспективы освоения тендерного участка Сахалин-6 // Проблемы развития и освоения минерально-сырьевой базы Сахалинской области. Южно-Сахалинск, 2002. С. 45–51.
102. *Крылов Н.А.* О понятии «направление работ» при поисках нефтяных и газовых месторождений // Геология нефти и газа. 1982. №11. С. 17–22.
103. *Кузнецов М.А.* Уникальный опыт разработки месторождения Одопту – море – новый этап в освоении шельфа России / М.А. Кузнецов, И.Р. Мукминов, В.И. Игумнов, И.Г. Хамитов, А.А. Козин, Т.А. Азимов // Нефтяное хозяйство. 2007. №11 С. 52–56.
104. *Куделькин В.В.* Структура и эволюция осадочного чехла присахалинского обрамления Южно-Охотской котловины / В.В. Куделькин, В.О. Савицкий, Т.И. Карпей, В.Н. Болдырева // Тихоокеанская геология. 1986. №4. С. 3–14.
105. *Куликов Н.В., Деревскова Н.А., Иваньшина Л.П.* Вещественный состав и формирование коллекторских свойств нефтегазоносных отложений на больших глубинах (Северный Сахалин) // Тихоокеанская геология. 1992. №1. С. 15–22.
106. *Куликов Н.В., Деревскова Н.А.* Параметрическое бурение в заливе Анива (Хоккайдо-Сахалинская складчатая область) // Тихоокеанская геология. 1992. №5. С. 80–89.
107. *Куликов Н.В.* Литогенез, состав, рассеянное органическое вещество и нефти кремнистых толщ о. Сахалин / Н.В. Куликов, Н.А. Деревскова, Л.П. Иваньшина, Т.Н. Кравченко, Т.А. Попович // Геология и разработка месторождений нефти и газа Сахалина и шельфа. М.: Научный мир, 1997. С. 81–106.
108. *Кунин Н.Я.* Теоретические основы сейсмостратиграфического анализа и основные направления его внедрения для повышения эффективности поисково-разведочных работ на нефть и газ в СССР // Сейсмостратиграфические исследования в СССР. М.: Наука, 1990. С. 3–29.
109. *Леонов С.А.* Морские гидратные скопления или индикатор нижележащих скоплений углеводородов на примере Черного и Охот-

ского морей // Нефть, газ Арктики. М.: Наука, 2007. С. 237–246.
110. *Летников Ф.А.* Флюидный режим эндогенных процессов в континентальной литосфере и проблемы металлогении // Проблемы глобальной геодинамики. М.: ГЕОС, 2000. С. 204–224.
111. *Летников Ф.А., Дорогокупец П.И.* К вопросу о роли суперглубинных флюидных систем земного ядра в эндогенных геологических процессах // Докл. РАН. 2001. Т.378. №4. С. 535–537.
112. *Летников Ф.А.* Флюидный механизм деструкции континентальной земной коры и формирование осадочных нефтегазоносных бассейнов // Дегазация Земли; Геофлюиды, нефть и газ, парагенезы в системе горючих ископаемых. М.: ГЕОС, 2006. С. 6–9.
113. *Лисицын А.П.* Лавинная седиментация и перерывы в осадконакоплении в морях и океанах. М.: Наука, 1988. 307 с.
114. *Лопатнев Ю.В., Туезов И.К.* Сейсмостратиграфическое расчленение разреза неогеновых отложений юго-восточного района Северного Сахалина // Тихоокеанская геология. 1986. №3. С. 37–44.
115. *Лопатнев Ю.В., Харахинов В.В., Кононов В.Э., Слуднев Ю.Г.* Сейсмостратиграфическая модель Северо-Сахалинского осадочного бассейна // Геология дна Тихого океана и зоны перехода к Азиатскому континенту. Владивосток, 1989.
116. *Лопатнев Ю.В., Бояршин Е.К.* Геологические и отражающие границы в Северо-Сахалинском осадочном бассейне // Сейсмостратиграфические исследования в СССР. М.: Наука, 1990. С. 137–143.
117. *Лопатнев Ю.В.* Перспективы нефтегазоносности Амур-Лиманского тектонического района / Ю.В. Лопатнев, Э.Г. Коблов, В.В. Харахинов, М.Г. Булатов // Геология нефти и газа. 2002. №5. С. 8–14.
118. *Лукин А.Е.* О происхождении нефти и газа (геосинергетическая концепция природных углеводородно-генерирующих систем) // Геологический журнал. 1999. №1. С. 30–42.
119. *Лукин А.Е., Пиковский Ю.И.* О роли глубинных и сверхглубинных флюидов в нефтегазообразовании // Геологический журнал. 2004. №2. С. 21–33.
120. *Мавринский Ю.С., Коблов Э.Г., Харахинов В.В.* Прогноз потенциальных ресурсов нефти и газа и основные направления геологоразведочных работ на шельфе Сахалина на 1976–1980 гг. // Материалы 2-го координационного совещания по изучению зон дальневосточных и арктических морей, как источника минерального сырья. Магадан, 1977.
121. *Мамедов П.З., Гулиев Н.С.* Субвертикальные геологические тела в осадочном чехле Южно-Каспийской впадины // Известия АН Азербайджана. Серия наук о Земле. 2003. № 3. С. 139–146.
122. *Маргулис Е.А., Бугаева Н.И.* Миоценовые кремнистые отложения Восточного Сахалина и условия их образования // Тихоокеанская геология. 1987. №2. С. 33–40.
123. *Маргулис Е.А.* Вулканогенно-кремнистые формации Сахалина // Нефтяная литология. Неструктурные ловушки и нетрадиционные типы коллекторов. СПб.: Недра, 2004. С. 161–166.
124. *Маргулис Л.С.* Нефтегазоперспективные формации кайнозоя Южного Сахалина // Осадочные формации нефтегазоносных областей Дальнего Востока. Владивосток, 1975. С. 31–52.
125. *Маргулис Л.С., Шпеталенко М.А., Гриценко И.И., Болдырева В.П.* Стратиграфическое положение верхнекайнозойских отложений Татарского пролива // Известия АН СССР, Сер. Геол. 1980. №7. С. 75–83.
126. *Маргулис Л.С.* Секвенсстратиграфия и нефтегазоносность Охотского региона. Автореф. дисс. доктора геол.-минер. наук. СПб., 2002.
127. *Маргулис Л.С.* Актуальные проблемы освоения нефтегазовых ресурсов Сахалинского шельфа // Актуальные проблемы нефтегазовой геологии. СПб.: ВНИГРИ, 2007. С. 148–154.
128. *Маргулис Л.С.* Секвенс-стратиграфия в изучении нефтегазоносных бассейнов акваторий // Теория и практика нефтегеологического прогноза. СПб.: ВНИГРИ, 2008. С. 301–323.
129. *Мельников О.А., Сабиров Р.Н.* Новые данные о современном состоянии и былой активности Южно-Сахалинского газоводо-

грязевого вулкана (о. Сахалин) // Тихоокеанская геология. 1999. №3. С. 37–46.

130. *Мигурский А.В., Старосельцев В.С.* Зоны разломов – естественные насосы природных флюидов // Отечественная геология. 2000. №1. С. 56–59.
131. *Мишаков Г.С.* Новые перспективно-нефтегазоносные толщи Сахалина / Г.С. Мишаков, Г.Г. Грошев, Т.И. Евдокимова, Э.Г. Коблов, В.Э. Кононов, Е.Г. Арешев, В.К. Горохов, Б.А. Сальников, И.А. Теплов, Ю.А. Тронов // Основные направления поисков нефти и газа на Сахалине. Владивосток, 1969. С. 39–51.
132. *Мишаков Г.С.* Основные геологические результаты и дальнейшие задачи параметрического бурения на Сахалине / Г.С. Мишаков, Б.К. Остистый, А.С. Владимиров, Г.Г. Грошев, В.К. Горохов, Р.С. Мирзоев, В.И. Накрохин, В.Г. Рубан, О.О. Шеремета // Основные направления поисков нефти и газа на Сахалине. Владивосток, 1969. С. 32–38.
133. *Мишаков Г.С., Бабаева Н.И., Ковальчук В.С.* Условия накопления неогеновых отложений Северного Сахалина // Советская геология. 1985. №7. С. 56–68.
134. *Нестеров В.Н.* Геологическая доразведка нефтяных месторождений Нижневартовского Приобья / В.Н. Нестеров, В.В. Харахинов, А.А. Семянов, С.И. Шленкин, А.Ф. Глебов. М.: Научный мир, 2006. 192 с.
135. *Никифоров В.М.* Аномалии электропроводности земной коры на Северном Сахалине и связь с ними месторождений нефти и газа / В.М. Никифоров, И.М. Альперович, А.И. Гаврилов, В.Э. Кононов, В.В. Харахинов, Ю.Г. Слуднев // ДАН СССР. 1985. Т.285. №3. С. 678–681.
136. *Никифоров В.М.* Строение осадочной толщи Северного Сахалина (по данным МТЗ) / В.М. Никифоров, И.М. Альперович, А.И. Гаврилов, В.Э. Кононов, В.В. Харахинов, Ю.Г. Слуднев // Тихоокеанская геология. 1987. №3. С. 52–60.
137. *Николаев И.Е.* Строение и условия формирования нефтеносных пластов Восточно-Эхабинского месторождения Северного Сахалина // Геология и разработка нефти и газа Сахалина и шельфа. М.: Научный мир, 1997. С. 57–65.
138. *Николаевский В.Н.* Геомеханика и флюидодинамика. М.: Недра, 1996. 447 с.
139. *Обжиров А.И., Шакиров Р.Б.* Сейсмотектонический контроль распределения метана в водных колоннах Охотского моря // Строение, геодинамика и металлогения Охотского региона и прилегающих частей Северо-Западной Тихоокеанской плиты. Южно-Сахалинск, 2002. С. 267–269.
140. *Обжиров А.И.* Миграция углеводородов из недр к поверхности и формирование нефтегазовых залежей и газогидратов в Охотском море в период сейсмотектонических активизаций // Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть, газ и их парагенезы. М.: ГЕОС, 2008. С. 359–362.
141. Осадочные бассейны: методика изучения, строение и эволюция. М.: Научный мир, 2004. 526 с.
142. *Остистый Б.К.* Пути освоения нефтегазовых ресурсов северо-западного района Сахалина / Б.К. Остистый, В.Г. Рубан, О.О. Шеремета, Ю.А. Тронов, Р.С. Мирзоев, Н.Д. Цитенко, Н.И. Черныш // Основные направления поисков нефти и газа на Сахалине. Владивосток, 1969. С. 18–31.
143. *Пиковский Ю.И.* Флюидные плюмы литосферы как модель нефтеобразования и нефтегазонакопления // Дегазация Земли и генезис углеводородных флюидов и месторождений. М.: ГЕОС, 2002. С. 254–269.
144. *Пискунов Б.Н., Хведчук И.И.* Новые данные о составе и возрасте отложений острова Монерон // ДАН СССР. 1976. Т.226. №3. С. 647–650.
145. *Плешаков Н.Б.* Альпийская складчатость в Сахалино-Камчатской области // Советская геология. 1938. №6. С. 85–89.
146. *Плешаков Н.Б.* Третичные отложения Сахалина и Камчатки. Фонды ВНИГРИ, 1938.
147. *Плешаков Н.Б.* Вторая нефтеносная толща Сахалина // Вост. Нефть. 1940. №10-11. С. 8–11.
148. *Пущаровский Ю.М.* О тектонике Сахалина // Известия АН СССР, Сер. Геол. 1964. №12. С. 42–61.
149. *Равдоникас О.В., Андрющенко Ю.Н.* Гидрогеологическое строение Сахалина в связи с его нефтегеологическим районированием // Вопросы геологии и нефтегазоносности Сахалина. Л.: ВНИГРИ, 1972. С. 185–207.

150. *Равдоникас О.В.* Гидрогеологические особенности размещения и формирования залежей нефти и газа на Северном Сахалине // Известия Сах. отдела ВГО. Вып.4. Вопросы геологии и нефтегазоносности Сахалина. Л.: Недра, 1973. С. 99–118.
151. *Равдоникас О.В.* Нефтегазопоисковая гидрогеология Северного Сахалина.
152. *Разницын Ю.Н.* Офиолитовые аллохтоны и сопредельные глубоководные впадины на западе Тихого океана. М.: Наука, 1982. 106 с.
153. *Рассказов С.В.* Пространственная схема глубинных источников кайнозойских вулканических пород западного побережья Южного Сахалина / С.В. Рассказов, О.А. Мельников, А.В. Рыбин, В.А. Гурьянов, Т.А. Ясныгина, И.С. Брандт, С.Б. Брандт, Е.В. Саранина, М.Н. Масловская, Н.Н. Фефелов, А.Э. Жаров // Тихоокеанская геология. 2005. Т.24. №2. С. 10–32.
154. *Рассказов С.В.* Геохимическая эволюция позднеэоцен-олигоценового магматизма полуострова Шмидта (Северный Сахалин) / С.В. Рассказов, В.П. Симаненко, А.И. Малиновский, Т.А. Ясныгина // Геология и геофизика. 2007. Т.48. №3. С. 317–329.
155. *Ратновский И.И.* Стратиграфия и палеогеография палеогеновых и неогеновых отложений Сахалина в связи с их нефтегазоносностью. Л.: Недра, 1969. 327 с.
156. *Ратнер В.Я.* Нефтегазоносность северо-восточной части Сахалина // Проблемы нефтегазоносности некоторых территорий. М.: ГосИНТИ, 1962. С. 84–144.
157. *Ратнер В.Я.* О видах и масштабах миграции углеводородов при формировании залежей нефти и газа Северного Сахалина // Геология и разработка нефтяных месторождений Сахалина. М.: ВНИИ, 1973. С. 33–40.
158. *Ратнер В.Я., Харахинов В.В.* Разрывные нарушения Северного Сахалина и их влияние на распределение залежей нефти и газа // Закономерности образования и размещения залежей нефти и газа. Киев, 1978.
159. *Рихтер А.В.* Структура и тектоническое развитие Сахалина в мезозое. М.: Наука, 1986. 92 с.
160. Решения Межведомственного совещания по разработке унифицированных стратиграфических схем для Сахалина, Камчатке, Курильских и Командорских островов. Л.: Гостоптехиздат, 1961.
161. Решения рабочих межведомственных региональных стратиграфических совещаний по палеогену восточных регионов России – Камчатки, Корякского нагорья, Сахалина и Курильских островов: объяснительная записка к стратиграфическим схемам. М.: ГЕОС, 1998. 147 с.
162. *Родкин М.В.* Роль глубинного флюидного режима в геодинамике и сейсмотектонике. М.: Национальный геофизический комитет РАН, 1993. 194 с.
163. *Рождественский В.С.* Сдвиги северо-восточного Сахалина // Геотектоника. 1975. №2. С. 85–97.
164. *Рождественский В.С.* О сдвиговых перемещениях вдоль зоны Тымь-Поронайского разлома на о. Сахалин // ДАН СССР. 1976. Т.230. №3. С. 678–680.
165. *Рождественский В.С.* Роль сдвигов в формировании структуры о. Сахалин // Геотектоника. 1982. №4. С. 99–111.
166. *Рождественский В.С.* Тектоническое развитие о. Сахалин // Тихоокеанская геология. 1987. №3. С. 42–51.
167. *Рождественский В.С.* Геологическое строение и тектоническое развитие полуострова Шмидта (о. Сахалин) // Тихоокеанская геология. 1988. №3. С. 62–71.
168. *Рождественский В.С.* Геодинамическая эволюция Хоккайдо-Сахалинской складчатой системы // Тихоокеанская геология. 1993. №2. С. 76–88.
169. *Рождественский В.С., Речкин А.Н.* Эволюция офиолитового магматизма Сахалина // Тихоокеанская геология. 1998. №6. С. 3–15.
170. *Русаков Д.Ф., Мавринский Ю.С., Брутман В.Ш.* Геолого-структурное районирование о.Сахалин // Советская геология. 1967. №12. С. 54–64.
171. *Русинов В.Л.* Зоны сдвиговых деформаций в литосфере и их роль в эндогенной активности Земли // Геотектоника. 2005. №3. С. 66–79.
172. *Савицкий В.О., Болдырева В.П, Данченко Р.В., Митрофанова Л.И.* Олигоцен-миоценовые отложения Южного Сахалина (Пог-

раничный прогиб) // Вестник МГУ, Сер. Геол. 1979. №1. С. 81–85.

173. *Савицкий В.О., Хведчук И.И.* Новые принципы стратификации осадочного чехла морских акваторий // Тихоокеанская геология. 1986. №3. С. 31–36.
174. *Сальников Б.А.* Стратиграфия нефтегазоносных и перспективно-нефтегазоносных толщ Сахалина / Б.А. Сальников, Г.С. Мишаков, А.Д. Архипова, Н.Я. Брутман, Л.С. Жидкова, В.Н. Кузнецова, Л.С. Леоненко, Л.Н. Попова, Н.Б. Сальникова, И.А. Теплов, Т.В. Туренко // Новые данные по геологии и нефтегазоносности Сахалина. Л., 1979. С. 4–33.
175. *Сальников Б.А.* Детальная стратиграфия и фациальный анализ нефтегазоносных толщ Северо-Восточного Сахалина и Сахалинского шельфа по материалам геофизических работ, поискового и параметрического бурения / Б.А. Сальников, А.Д. Архипова, Н.Я. Брутман, Л.А. Попова, В.Н. Кузнецова, Л.С. Леоненко. ВГФ. 1986. 251 с.
176. *Сальников Б.А., Харахинов В.В., Лопатнев Ю.В.* Секвенсстратиграфия кайнозоя Сахалина и шельфа // Секвенсстратиграфия нефтегазовых бассейнов России и стран СНГ. СПб., 1995. С. 110–111.
177. *Сапрыгин С.М.* Динамические системы сахалинских нефтяных месторождений. Новосибирск: Наука, 1975. 103 с.
178. *Сапрыгин С.М.* Закономерности размещения месторождений нефти и газа в приматериковых районах Дальнего Востока / С.М. Сапрыгин, В.К. Горохов, Ю.А. Тронов, В.В. Харахинов // Геология и геофизика. 1978. №1. С. 3–12.
179. *Сапрыгин С.М.* Особенности поля напряжений в недрах Сахалина // Тихоокеанская геология. 1982. №4. С. 67–74.
180. *Сапрыгин С.М.* Структуры и факторы нефтегазонакопления сейсмоактивных районов Дальнего Востока. Автореф. дисс. доктора геол.-минер. наук. М., 1987. 42 с.
181. *Сапрыгин С.М.* Тектоническая флюидодинамика. Южно-Сахалинск: Сахал. книжное изд-во, 1997. 80 с.
182. Сахалин-1. Новые рубежи. Тулза, США: Пенп Уэлл, 2007. 93 с.
183. Сейсмическая стратиграфия. В 2-х частях. М.: Мир, 1982. 846 с.
184. *Сирык И.М.* Нефтегазоносность восточных склонов Западно-Сахалинских гор (Южный Сахалин). М.: Наука, 1968. 247 с.
185. *Смехов Е.М.* Геологическое строение острова Сахалина и его нефтегазоносность. Л.: Гостоптехиздат, 1953. 321 с.
186. *Смирнова М.Н.* В поисках крупных и уникальных очагов нефтегазонакопления (по геотектоническим и структурным признакам) // Дегазация Земли: Геофлюиды, нефть и газ, парагенезы в системе горючих ископаемых. М.: ГЕОС, 2006. С. 242–244.
187. *Соколов Б.А., Холодов В.Н.* Флюидогенез и флюидодинамика осадочных бассейнов – новое направление в геологии // Отечественная геология. 1993. №4. С. 64–75.
188. *Соколов Б.А., Старостин В.И.* Флюидодинамические системы рудо- и нефтеобразования // Вестник МГУ, Сер. Геол. 1998. №5. С. 3–9.
189. *Соколов Б.А., Абля Э.А.* Флюидодинамическая модель нефтегазообразования. М.: ГЕОС, 1999. 80 с.
190. *Соловьев С.Л., Туезов И.К., Васильев Б.Н.* Строение залива Терпения о. Сахалин по материалам комплексных геофизических и геологических исследований // Геология и геофизика. 1974. №12. С. 47–60.
191. *Соловьев С.Л., Туезов И.К., Красный М.Л., Снеговской С.С.* Тектоника Охотоморского шельфа Центрального Сахалина // ДАН СССР. 1977. Т.236. №2. С. 419–422.
192. *Стыценко Т.Л.* Влияние литологического фактора на характер заполнения ловушек углеводородами // Геология и разработка месторождений нефти и газа Сахалина и шельфа. М.: Научный мир, 1997. С. 66–69.
193. *Танасевич М.Г.* Тектоника Северо-Сахалинской нефтяносной области // Информ. сборник НГРИ. 1933.
194. Тектоническая карта Охотоморского региона. Масштаб 1:2500000. Редакторы Богданов Н.А., Хаин. В.Е. М.: Институт литосферы окраинных и внутренних морей, 2000.
195. *Телегин А.Н., Кононов В.Э., Поляков Н.С., Харахинов В.В.* Геологическая эффективность способа ОГТ при изучении струк-

турного плана нижне- среднемиоценовых отложений Северного Сахалина // Нефтегазовая геология и геофизика. 1973. №5.

196. *Терещенков А.А., Харахинов В.В., Федоровский Ю.Ф.* Структура магнитного поля Сахалина // Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений Сахалина. М., 1980. С. 28–43.
197. *Терещенков А.А., Харахинов В.В.* Глубинное строение Сахалинской нефтегазоносной области по геофизическим данным. М.: ВНИИЭгазпром, 1981. 41 с.
198. *Терещенков А.А., Туезов И.К., Харахинов В.В.* Земная кора Сахалина и окружающих акваторий // Тихоокеанская геология. 1982. №1. С. 84–91.
199. *Ткачева Н.А., Коблов Э.Г., Харахинов А.В.* Сейсмоскоростное моделирование литолого-физического разреза Пограничного прогиба на шельфе Восточного Сахалина // Геодинамика, геология и нефтегазоносность осадочных бассейнов Дальнего Востока России. Южно-Сахалинск, 2004. С. 77–87.
200. *Ткачева Н.А.* Перспективы нефтегазоносности литологических ловушек в фановых комплексах южной части Кайганско-Васюканского участка // Геологические проблемы развития углеводородной сырьевой базы Дальнего Востока и Сибири. СПб.: Недра, 2006. С. 329–335.
201. *Толкачев М.В.* Новое перспективное направление нефтегазопоисковых работ на шельфе Сахалина / М.В. Толкачев, В.М. Закальский, Э.Г. Коблов, А.А. Терещенков, А.В. Харахинов, А.В. Бычков // Геология и разведка. 1998. №12. С.4–9.
202. *Тронов Ю.А., Сюткин В.О.* Шельф Северного Сахалина – первоочередной объект освоения нефтегазовых ресурсов Охотского моря // Геология и разработка нефтяных месторождений Сахалина. М., 1973. С. 14–21.
203. *Тронов Ю.А., Владимиров А.С., Ковальчук В.С., Остистый Б.К.* Основные итоги и перспективы дальнейших поисков нефти и газа на Сахалине // Новые данные по геологии и нефтегазоносности Сахалина. Л., 1979. С. 118–129.
204. *Тронов Ю.А., Ковальчук В.С., Мишаков Г.С.* Основные этапы развития северо-восточного Сахалина // Бюлл. МОИП. Отд. Геол. 1985. Т.60. Вып.1. С. 8–12.
205. *Тронов Ю.А., Харахинов В.В., Кононов В.Э., Пудиков Э.Г.* Северо-Татарский нефтегазоносный бассейн // Тихоокеанская геология. 1987. №6. С. 45–49.
206. *Тютрин И.И.* Глубинные разломы как один из определяющих факторов размещения нефтегазовых месторождений на Сахалине / И.И. Тютрин, Н.Ф. Волгин, В.М. Радюш, Ю.В. Мотовилов // Тихоокеанская геология. 1986. №6. С. 53–57.
207. *Тютрин И.И.* Перспективы поисков нефти и газа на Юго-Западном Сахалине / И.И. Тютрин, Ю.В. Мотовилов, А.В. Шапошников, В.В. Самсонов // Геология нефти и газа. 1990. №3. С. 16–19.
208. *Туезов И.К., Красный М.Л., Куликов А.А.* О продолжении в море Восточно-Сахалинского, Сусунайского и Тонино-Анивского антиклинориев о. Сахалин // Геология и геофизика. 1976. №3. С. 86–93.
209. *Фукс И., Матишев В., Бадыштова К.* Почти на краю Ойкумены // Нефть России. 1997. №5-6. С. 75–77.
210. *Харахинов А.В.* Новые перспективные направления нефтегазопоисковых работ на шельфе Северного Сахалина // Геология нефти и газа. 1999. №9-10. С. 18–25.
211. *Харахинов А.В.* Геологическая эффективность скважинной сейсморазведки при нефтегазопоисковых работах на Северном Сахалине и прилегающем шельфе. Автореф. дисс. канд. геол.-минер. наук. Хабаровск, 2000. 26 с.
212. *Харахинов В.В.* Выделение разрывных нарушений на основе комплексной интерпретации геолого-геофизических и структурно-геоморфологических данных в северных районах Сахалина // Минерально-сырьевые ресурсы Сахалинской области. Южно-Сахалинск, 1970. С. 28–24.
213. *Харахинов В.В., Кононов В.Э., Тронов Ю.А., Владимиров А.С.* Перспективы нефтегазоносности Джимдан-Дагинского поднятия на Северном Сахалине // Геология нефти и газа. 1972. №2.
214. *Харахинов В.В., Мавринский Ю.С., Русаков Д.Ф., Гальцев-Безюк С.Д.* Современная структура Сахалина и прилегающего шель-

фа в связи с особенностями их развития // Тезисы докладов IX сессии Научного Совета по тектонике Сибири и Дальнего Востока. Красноярск, 1972.

215. *Харахинов В.В., Лопатнев Ю.В.* О тектонике и перспективах нефтегазоносности Лунской впадины на Северном Сахалине // Вопросы геологии и нефтегазоносности Сахалина. Известия Сах. отдела ВГО. Л.: Недра, 1973. С. 29–37.
216. *Харахинов В.В.* О региональных разрывных нарушениях Северного Сахалина // Вопросы геологии и нефтегазоносности Сахалина. Л.: Недра, 1973. С. 37–47.
217. *Харахинов В.В.* Глубинная структура Сахалина / В.В. Харахинов, В.Э. Кононов, И.М. Альперович, В.М. Никифоров, Ю.Г. Слуднев, А.А. Терещенков // Советская геология. 1979. №4. С. 50–61.
218. *Харахинов В.В.* Основные черты тектоники Сахалинской нефтегазоносной области / В.В. Харахинов, С.Д. Гальцев-Безюк, В.Э. Кононов, Ю.С. Мавринский, А.А. Терещенков // Новые данные по геологии и нефтегазоносности Сахалина. Л., 1979. С. 34–56.
219. *Харахинов В.В.* Разломы о. Сахалин и прилегающего шельфа / В.В. Харахинов, С.Д Гальцев-Безюк, Ю.С. Мавринский, А.А. Терещенков, И.М. Альперович // Тектоника Сибири. Т.IX. Новосибирск: Наука, 1980.
220. *Харахинов В.В.* Тектоника о. Сахалин и прилегающего шельфа / В.В. Харахинов, В.Э. Кононов, Ю.С. Мавринский, А.А. Терещенков, Ю.А. Тронов // Тектоника Сибири. Т.IX. Новосибирск: Наука, 1980. С. 90–94.
221. *Харахинов В.В.* Строение литосферы Сахалинского региона / В.В. Харахинов, В.Э. Кононов, И.М. Альперович, В.М. Никифоров, И.К. Туезов // Тихоокеанская геология. 1982. №4. С. 58–66.
222. *Харахинов В.В., Кононов В.Э., Тронов Ю.А., Лопатнев Ю.В.* Новый тип ловушек нефти и газа в кайнозойских бассейнах Охотоморского региона // ДАН СССР. 1983. Т.272. №1. С. 177–180.
223. *Харахинов В.В., Гальцев-Безюк С.Д., Терещенков А.А.* Разломы Сахалина // Тихоокеанская геология. 1984. №2. С. 77–86.
224. *Харахинов В.В.* Изучение тектонических условий нефтегазоносности перспективных районов о.Сахалин и шельфов акваторий Дальнего Востока и Северо-востока СССР / В.В. Харахинов, А.А. Терещенков, А.А. Заболотников, В.А. Бабошина, Д.И. Бурканов. М.: ВНТИцентр, 1984. 321 с.
225. *Харахинов В.В., Кононов В.Э., Лопатнев Ю.В., Слуднев Ю.Г.* Сейсмостратиграфический анализ Северо-Сахалинского осадочного бассейна // Стратиграфия и литология мезозойско-кайнозойского и осадочного чехла Мирового океана. Т.3. М., 1984.
226. *Харахинов В.В., Лопатнев Ю.В., Кононов В.Э., Слуднев Ю.Г.* Детальная сейсмостратиграфическая модель Северо-Сахалинского седиментационного бассейна // Геология Тихого океана. Ч.II. Владивосток, 1987.
227. *Харахинов В.В.* Новые перспективно нефтегазоносные районы Северного Сахалина / В.В. Харахинов, И.М. Альперович, В.Н. Жарков, В.Э. Кононов, В.М. Никифоров, Ю.Г. Слуднев // Геология нефти и газа. 1987. №10. С. 44–48.
228. *Харахинов В.В.* Тектоника Охотоморской нефтегазоносной провинции. Автореф. дисс. канд. геол.-минер. наук. Оха-на-Сахалине, 1988.
229. *Харахинов В.В.* Структура и динамика литосферы и астеносферы Охотоморского региона / В.В. Харахинов, И.К. Туезов, А.А. Терещенков, В.А. Бабошина. М.: РАН, 1996. 333 с.
230. *Харахинов В.В., Шленкин С.И.* Структура флюидопроводящих систем нефтегазоносных бассейнов // Актуальные проблемы геологии и геохимии нефти и газа. М.: ГЕОС, 2004. С. 522–525.
231. *Хведчук И.И.* О методике поисков и разведки морских месторождений нефти и газа // Тихоокеанская геология. 1986. №1 С. 103–108.
232. *Хведчук И.И.* Освоение углеводородных ресурсов шельфовых Арктических и Дальневосточных морей: прошлое, настоящее, будущее // Нефтяное хозяйство. 2005. №6. С. 6–12.

233. *Хведчук И.И., Агеев В.Н., Рабей И.В.* и др. Прогнозирование нефтегазоносности на акваториях. М.: Недра, 1980. 166 с.
234. *Чернявский Г.А., Альперович И.М., Кононов В.Э.* Геологические результаты магнитотеллурических зондирований на Северном Сахалине // Геология нефти и газа. 1970. №8. С. 34–42.
235. *Шаймарданов Д.Н., Оксенгорн Ф.С.* Новые направления нефтегазопоисковых работ на суше острова Сахалин // Геологические проблемы развития углеводородной и сырьевой базы Дальнего Востока и Сибири. СПб.: Недра, 2006. С. 165–168.
236. *Шлезингер А.Е.* Региональная сейсмостратиграфия. М.: Научный мир, 1998. 144 с.
237. *Шленкин С.И.* Новые сейсмические технологии изучения сложно-построенных резервуаров нефти и газа / С.И. Шленкин, Г.В. Каширин, А.В. Масюков, В.В. Харахинов // Труды международной геофизической конференции. СПб., 2000. С. 493–496.
238. *Шустов В.А.* К вопросу о трещиноватости и битуминозности третичных отложений юго-восточной части Северного Сахалина (р-н с. Пограничное) // Геол. сб. Л.: Гостоптехиздат, 1960. №5. С. 178–198.
239. *Щукин Ю.В., Коблов Э.Г.* Газовая окраина России // Нефть России. 2004. №12. С. 68–72.
240. *Юрочко А.Н.* Особенности вещественного состава и физических свойств кремнистых и глинисто-кремнистых пород – коллекторов Окружного месторождения нефти (о. Сахалин) // Геология нефти и газа. 1981. №9. С. 17–21.
241. *Юрочко А.И., Кузнецова Л.В.* Первичные коллекторы нефти, их особенности и схема классификации (на примере пиленгской свиты Восточного Сахалина и баженовской Западной Сибири) // Тихоокеанская геология. 1984. №1. С. 79–84.
242. *Ярошевич М.С.* Нефтегенерирующие толщи и условия реализации их потенциала в кайнозойском разрезе Северо-Сахалинского осадочно-породного бассейна / М.С. Ярошевич, Э.Г. Коблов, Г.С. Мишаков, Р.Л. Буценко, В.Ш. Брутман, Ю.А. Тронов, А.М. Уткина // Нефтематеринские свиты и принципы их диагностики. М.: МГУ, 1977. С. 82–83.
243. *Jolivet L., Cadet J.P., Lalevee F.* Mesozoic evolution of Northeast Asia and the collision of the Okhotsk mikrocontinent // Tectonophysics. 1988. V.149. P. 89–109.
244. *Jolivet L.* Cenozoic intracontinental dextral motion in the Okhotsk – Japan sea region / L. Jolivet, M. Fonrnier, P. Hudion, B. Rozhdestvenskiy, K. Sergeyev, L. Oscorbin // Tectonics. 1992. V.II. №5. P. 968–977.
245. *Hag B., Harden bol J., Vail P.* Mesozoic and Cenozoic chronostratigraphy and cycles of sea-level change // Sea-level Changes: an Integrated Approach. Tulsa, 1988. P. 71–108.
246. *Sherif R.E.* Infeering stratigraphy from seismic data // AAPG Bull. 1976. V.60. №4. P. 528–542.
247. Siliciclastic sequence stratigraphy in well logs, cores, and outcrops: concert of high-resolution correlation of time and facies / J.C. Van Wagoner, R.M. Mitchum, K.M. Campion et al. Tulsa: AAPG, 1990. 55 p.