

УДК 553.98.04(265.51/.54)

Маргулис Л.С.ФГУП «Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт» (ВНИГРИ), Санкт-Петербург, Россия ins@vnigri.spb.su

НЕФТЕГЕОЛОГИЧЕСКОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ И ОЦЕНКА НЕФТЕГАЗОВЫХ РЕСУРСОВ ДАЛЬНЕВОСТОЧНЫХ МОРЕЙ

В статье рассматриваются принципы нефтегеологического районирования и проведено районирование территорий и акваторий Дальнего Востока на нефтегазоносные области, в пределах которых месторождения нефти и газа характеризуются сходными условиями формирования и приурочены к единым нефтегазоносным комплексам. По углеводородному богатству выделяется 6 нефтегазоносных областей, где сосредоточено 75% ресурсов. Проведена оценка достоверности ресурсных прогнозов и определены главные риски нефтегазопоисков.

Ключевые слова: *Дальний Восток России, нефть, газ, эффективность геологоразведочных работ, риски нефтегазопоисков.*

Существует две основные задачи нефтегазогеологического районирования [Прогноз месторождений..., 1981]. Первая заключается в выделении крупных объектов, в пределах которых процессы генерации и аккумуляции нефти и газа протекали автономно. Вторая задача направлена на выделение крупных объектов, в пределах которых месторождения нефти и газа характеризуются сходными условиями формирования и приурочены к единым нефтегазоносным комплексам. Если первая задача имеет в значительной степени теоретический аспект, то вторая нацелена непосредственно на поиски месторождений нефти и газа. Обычно первая задача решается при осадочно-бассейновом районировании, вторая – при так называемом «провинциальном» районировании с выделением нефтегазоносных провинций (НГП), нефтегазоносных областей (НГО) и нефтегазоносных районов (НГР). Противопоставлять указанные задачи и способы нефтегеологического районирования нельзя. Понятно, что в процессе исследования они часто перемежаются, но, как правило, бассейновый анализ предшествует разделению нефтегазоперспективных земель на НГП, НГО и НГР. Выделение последних регламентируется методическими рекомендациями по прогнозу углеводородных ресурсов регионов [Методическое руководство..., 2000].

Нефтегазогеологическое районирование Дальневосточного региона осуществлено нами, как и ранее [Топливо-энергетическая сырьевая..., 1999; Белонин, Маргулис, 2005], на «провинциальной» основе, так как основной целью являлось разделение перспективных земель по наблюдаемому и прогнозному распределению месторождений нефти и газа и определению методов нефтегазопоисковых работ.

Базовой для нефтегазогеологического районирования явилась составленная нами тектоническая карта дальневосточных акваторий и прилегающей суши (рис. 1). Не останавливаясь на ее характеристике, следует обратить внимание на следующие основные положения, непосредственно касающиеся перспектив нефтегазоносности региона.

1. Дальневосточные акватории относятся к активной островодужной окраине, которую Л.И. Красный удачно назвал транзиталью [Красный, 1977]. В дальневосточной транзитали отчетливо выделяется тыловая (пассивная) и внешняя (фронтальная) части. Наибольшими перспективами нефтегазоносности обладает тыловая (пассивная) часть.

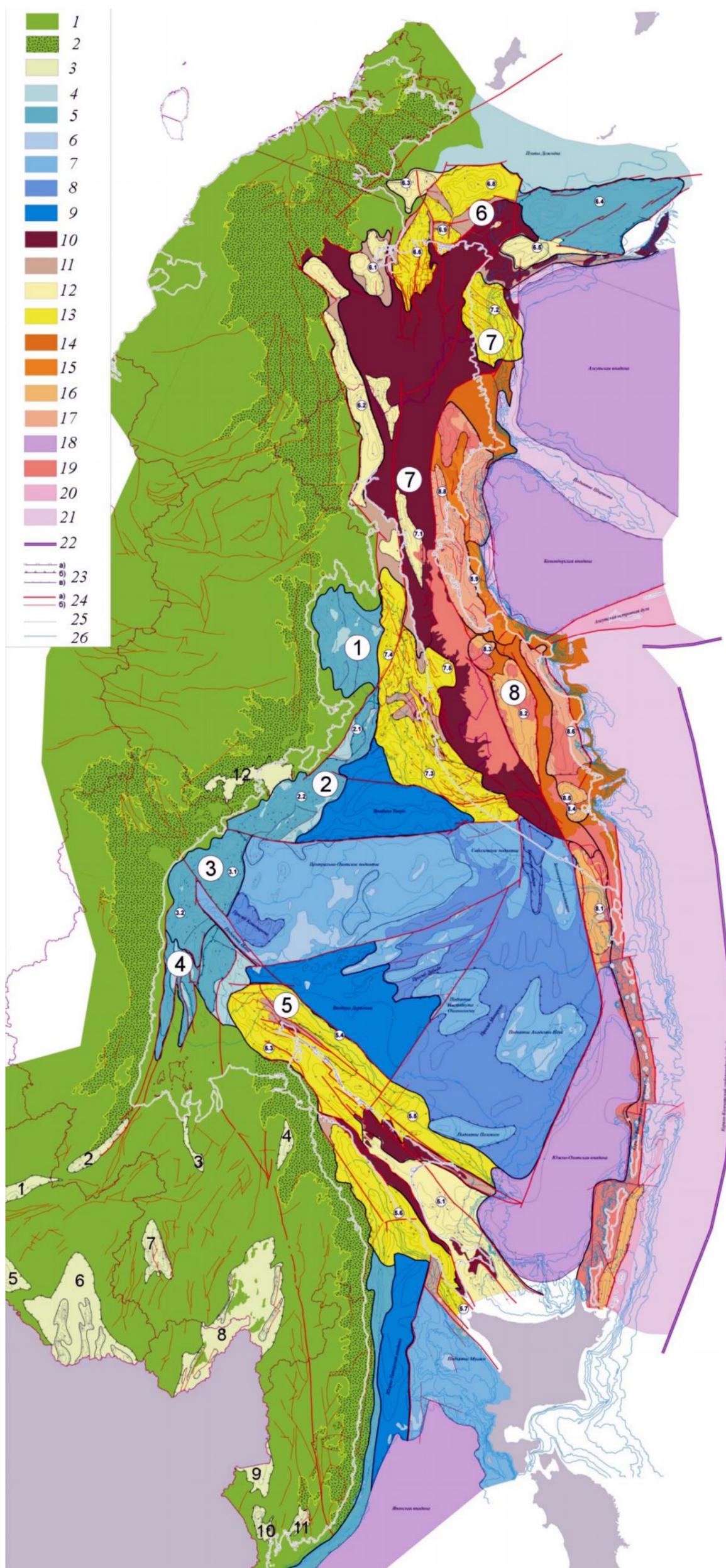
2. Крупнейшими тектоническими элементами пассивной части транзитали являются: подводная окраина континента; внутритранзитальные кайнозойские плиты; глубоководные впадины; кайнозойские аккреционно-коллизионные области.

3. Подавляющая часть ресурсов УВ прогнозируется в краевых впадинах окраины Евразийского континента и кайнозойских аккреционно-коллизионных систем. Эти впадины обычно имеют двухэтажное строение. Нижний (палеогеновый, обычно доолигоценный) этаж – рифтовый, верхний (олигоцен-неогеновый) – впадинного заполнения. Наиболее четко рифтовый этаж выражен на окраине континента, в Западно-Сахалинском и Охотско-Западно-Камчатском прогибах. Грабен-рифты выполнены граувакками, часто угленосными. Верхний (олигоцен-неогеновый) этаж развит практически повсеместно и представлен разнообразными терригенными и вулканогенно-осадочными отложениями, слагающими основной нефтегазоперспективный чехол дальневосточных акваторий. Общая мощность кайнозойских отложений достигает 12-13 км.

4. Фазы дислокаций осадочного чехла отмечаются на рубежах мела и кайнозоя, нижнего и среднего миоцена, а также в плиоцене-квартере. В большинстве случаев весь осадочный чехол позднекайнозойскими событиями деформирован совместно.

5. Основной отличительной особенностью олигоцен-неогенового чехла мощностью до 9-10 км является сопряжение наиболее значительных его прогибов с глубоководными впадинами с образованием единых седиментационных систем. Это обуславливает не только структурные, но, что очень важно подчеркнуть, и седиментационные асимметрии осадочных бассейнов и их резкую дифференциацию по факторам нефтегазонакопления.

Кайнозойский чехол практически полностью покрывает акваториальное пространство и подчас трудно провести границу осадочных бассейнов. Их выделение показано на примере наиболее богатого углеводородами Охотоморского региона (рис. 2).



Условные обозначения:

Евразийский континент: 1 – мезозойские аккреционно-коллизионные системы (мезозойды), 2 – восточно-азиатский вулканический пояс, 3 – межгорные впадины. Зона перехода от континента к Тихому океану (транзиталь).

Тыловая (пассивная) часть транзитали

4-5 подводная окраина континента: 4 – поднятия, 5 – рифтогенные прогибы и кайнозойские плиты; 6-8 внутритранзитальные кайнозойские плиты: 6 – выход на дно моря докайнозойского основания, 7 – поднятия, 8 – рифтогенные прогибы; 9 – глубоководные впадины транзитали; 10-13 кайнозойские аккреционно-коллизионные области: 10 – выход на дневную поверхность и дно моря докайнозойских образований, 11 – межбассейновые поднятия и борта впадин, 12 – кайнозойские межгорные впадины и прогибы; 13 – кайнозойские краевые бассейны.

Внешняя (фронтальная) часть транзитали. Восточно-Камчатско-Олюторская поздне-кайнозойская аккреционно-коллизионная область: 14 – выход на поверхность докайнозойских образований и пород восточных полуостровов Камчатки, 15 – межвпадинные поднятия, 16 – грабен-рифты и впадины, 17 – краевые бассейны.

Фронтальная транзитальная триада: 18 – глубоководные впадины, 19 – вулканические (надсубдукционные) пояса островных дуг, 20 – островные дуги, 21 – борта и подводные возвышенности глубоководных впадин Берингова моря, притихоокеанский склон островных дуг и островодужный борт Курило-Камчатского глубоководного жёлоба, 22 – глубоководный жёлоб. 23 – границы структурных элементов: а) крупнейших, б) крупных, в) средних; 24 – а) шовные зоны и крупные разломы, б) прочие разломы; 25 – изогипсы; 26 – изобаты. Наименование прогибов и впадин.

Межгорные впадины материка (цифры без кружков): 1 – Верхнезейская, 2 – Удская, 3 – Восточно-Тугурская, 4 – Удыльская, 5 – Ушумунская, 6 – Зее-Буреинская, 7 – Верхнебуреинская, 8 – Среднеамурская, 9 – Ханкайская, 10 – Суифунская, 11 – Сучанская, 12 – Кавиноко-Тауйская.

Осадочные бассейны транзитали (цифры в кружках). 1-4 окраинно-континентальные бассейны: 1 – Гижигинская впадина, 2 – Северо-Охотский бассейн, 3 – Кухтуйско-Лисянский бассейн, 4 – Шантарский бассейн; 5 – Хоккайдо-Сахалинская кайнозойская аккреционно-коллизионная область; 6 – Северо-Корякская кайнозойская аккреционно-коллизионная область; 7 – Западно-Камчатская кайнозойская аккреционно-коллизионная система; 8 – Восточно-Камчатско-Олюторская позднекайнозойская аккреционно-коллизионная система.

Рис. 1. Тектоническая карта дальневосточных акваторий и прилегающей суши

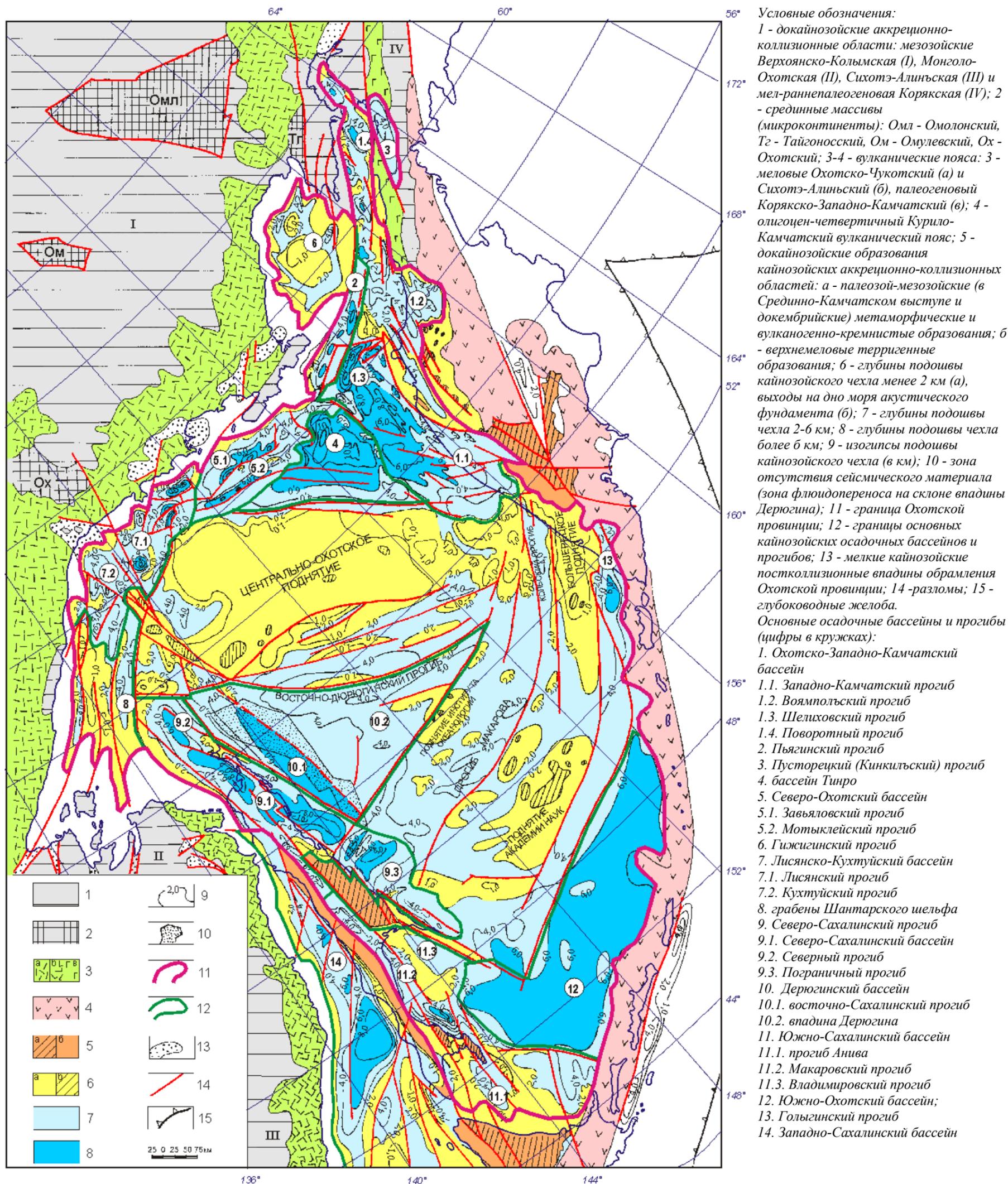
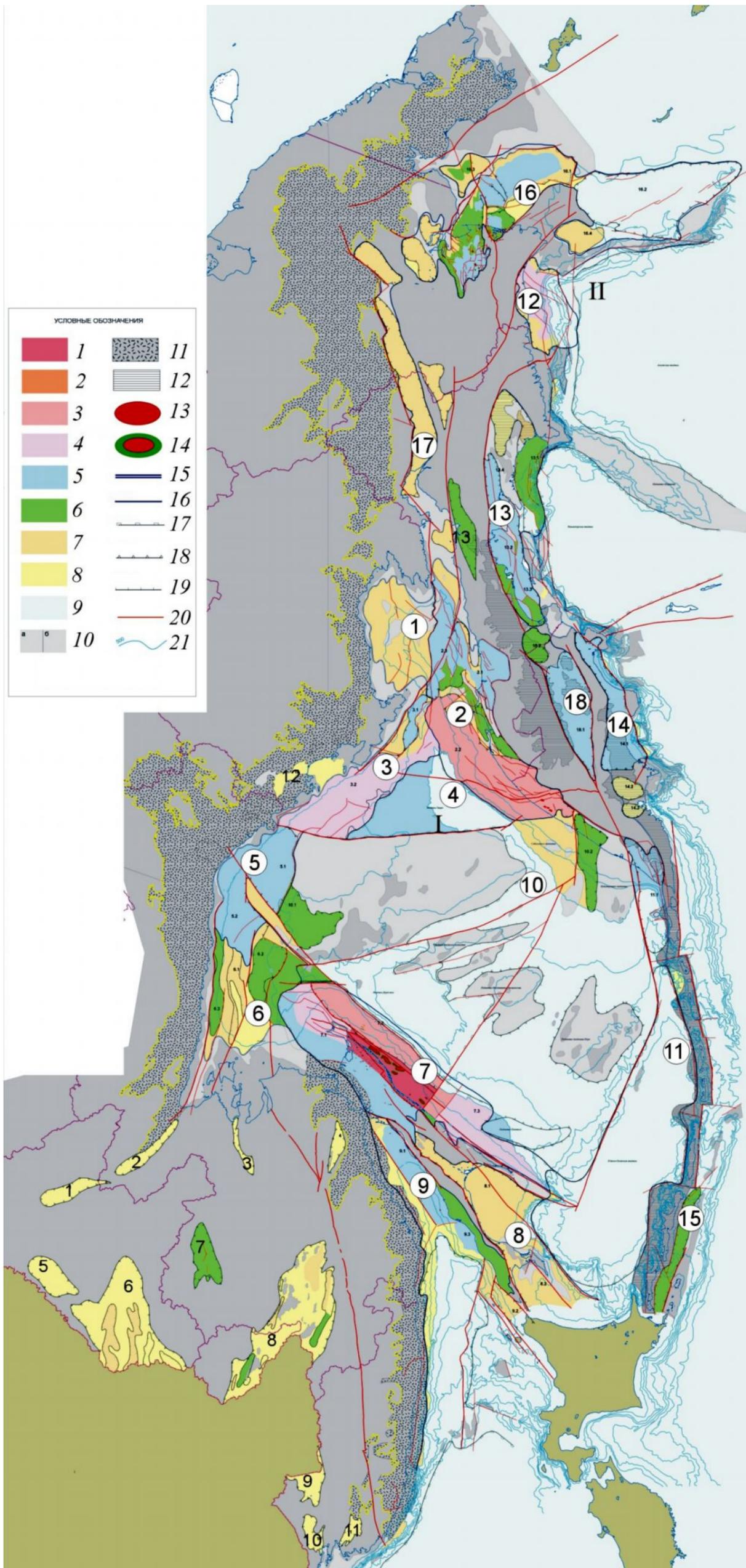


Рис. 2. Осадочные бассейны Охотоморского региона
 (составили Л.С. Маргулис и Т.А. Андиева)



Условные обозначения:

1-8 – плотность геологических НСР УВ (тыс. т/км²): 1 – >100, 2 – 75-100, 3 – 50-75, 4 – 30-50, 5 – 10-30, 6 – 5-10, 7 – 3-5, 8 – <3; 9 – осадочные чехлы глубоководных акваторий; 10 – бесперспективные земли: а) выходы комплекса основания на дневную поверхность и морское дно, б) с мало мощным осадочным чехлом; 11 – Охотско-Чукотский меловой вулканический пояс; 12 – неоген-современный Курило-Камчатский вулканический пояс; 13-14 месторождения УВ: 13 – газовые и газоконденсатные, 14 – нефтегазоконденсатные; 15 – границы нефтегазоносных провинций (римские цифры); 16 – границы нефтегазоносных и перспективно нефтегазоносных областей (цифры в кружках); 17-19 границы структур: 17 – крупнейших, 18 – средних, 19 – средних; 20 – разломы; 21 – изобаты

I Охотская НГП: 1 – Гижигинская ПНГО, 2 – Западно-Камчатская НГО, 3 – Северо-Охотская НГО, 4 – Тинровская ПНГО (впадина Тинро), 5 – Кухтуйская ПНГО, 6 – Шантарская ПНГО, 7 – Северо-Сахалинская НГО, 8 – Южно-Сахалинская НГО, 9 – Западно-Сахалинская НГО, 10 – Центрально-Охотская ПНГО, 11 – Южно-Охотская ПНГО;

II Притихоокеанская НГП: 12 – Хатырская НГО (Хатырский прогиб), 13 – Олюторская ПНГО, 14 – Восточно-Камчатская ПНГО, 15 – Срединнокурильский ПНГР (Срединнокурильский прогиб)

16-18 НГО вне провинций: 16 – Анадырско-Наваринская НГО, 17 – Пенжинская ПНГО (Пенжинский прогиб), 18 – Центрально-Камчатская ПНГО.

1-12 впадины материка: 1 – Верхнезейская, 2 – Удская, 3 – Восточнотугурская, 4 – Удыльская, 5 – Ушумунская, 6 – Зее-Буреинская, 7 – Верхнебуреинская, 8 – Среднеамурская, 9 – Ханкайская, 10 – Суйфунская, 11 – Сучанская, 12 – Кавинско-Тауйская

Рис. 3. Карта начальных суммарных ресурсов УВ российского сектора Дальнего Востока

Обрамление этого региона представлено практически сплошным депрессионным кольцом. Системой разломов и выступов оно разделяется на отдельные бассейны, которые по строению земной коры и характеру кайнозойского выполнения образуют тектонический ряд от прогибов окраины континента и приорогенных депрессий кайнозойских коллизионных областей до задуговых глубоководных впадин. Границы приорогенных прогибов с глубоководными впадинами обычно совпадают с серией разломов и часто сопровождаются широкими зонами флюидопереноса. Геотермический режим недр резко дифференцирован [*Объяснительная записка...*, 2000; *Тектоническое районирование...*, 2006]. Особенно высокими значениями теплового потока (112 мВт/м^2) характеризуются разрывы, разделяющие сахалинскую и дерюгинскую системы прогибов.

Важной чертой Охотоморского региона является формирование в олигоцен-неогене островодужной окраины с единым конечным водоемом стока. Это обстоятельство, несмотря на различия в структурно-морфологическом облике обрамляющей суши и дифференциации тектонических движений, определило следующие важные особенности осадочного чехла:

- концентрацию осадочного материала по периферии охотоморского ареала погружения;
- значительную общность и непрерывность осадочного чехла в смежных, подчас разнородных по геологической природе прогибах, что делает в значительной мере условными границы выделенных бассейнов;
- проградационный тип заполнения водоема серией продвигающихся секвенсов с дифференциацией внешних (обломочных) и внутренних (глинистых и кремнисто-глинистых) формаций.

На рис. 3 представлен макет карты перспектив нефтегазоносности Дальнего Востока, в основном, по состоянию изученности на 01.01.2007 г. Исходным элементом нефтегеологического районирования является НГО - часть нефтегазоперспективных земель, приуроченная к одному или нескольким смежным геоструктурным элементам с общими региональными нефтегазоносными комплексами.

Размеры НГО Дальнего Востока колеблются от 27 тыс. км² (Хатырская НГО) до 118 тыс. км² (Северо-Сахалинская НГО). Всего на дальневосточных акваториях выделено 18 НГО. Значительная часть НГО по тектоническому признаку объединено в НГП, но некоторые из них (Анадырско-Наваринская, Пенжинская, Центрально-Камчатская) выделяются как самостоятельные области. Традиционно на Дальнем Востоке выделяются Охотская и Притихоокеанская НГП. Выделение провинций достаточно дискуссионно, так

как помимо геолого-исторических условий при этом учитываются и критерии рациональности и удобства. Как правило, регионы, по геологическим критериям отвечающие НГП, но не обладающие значительными ресурсами (более 2 млрд. т н.э.) не рекомендуется выделять в самостоятельные НГП [*Прогноз месторождений...*, 1981].

Углеводородная ресурсная база дальневосточного шельфа оценивается (до изобаты 500 м) в 18,9 млрд. т н.э.* Это оценка ВНИГРИ, официальная оценка примерно на 1,5 млрд. т ниже [Белонин, Маргулис, 2005]. Но расхождение незначительно и находится в пределах точности прогноза.

По углеводородному богатству выделяются шесть НГО: Северо-Сахалинская, Западно-Камчатская, Северо-Охотская, Анадырско-Наваринская и Хатырская. В них сосредоточено 75% ресурсов, в том числе 35% всех ресурсов сконцентрировано в Северо-Сахалинской НГО (рис. 4).

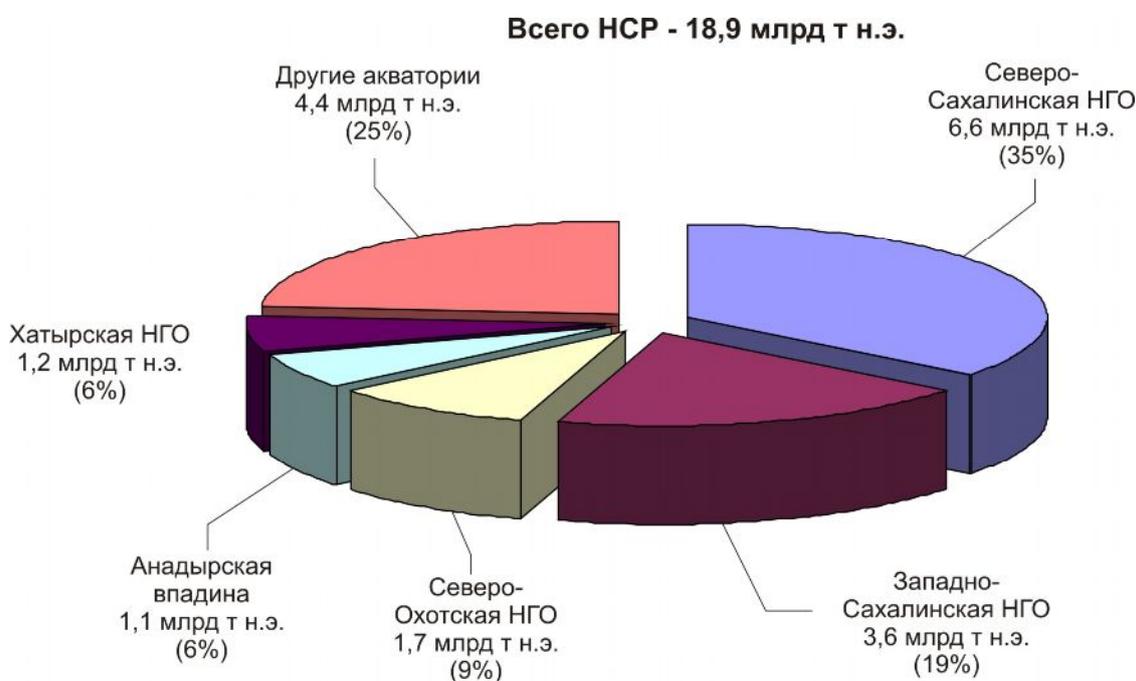


Рис. 4. Ресурсы УВ дальневосточных акваторий (распределение НСР УВ по НГО)

Северо-Сахалинская НГО является эталоном и одновременно предельно высоким ресурсным показателем для других областей Дальнего Востока. Поэтому достоверность определения ресурсов этой области в значительной степени определяет точность ресурсных прогнозов в других НГО Дальнего Востока. Плотность ресурсов в Северо-Сахалинской НГО составляет около 70 тыс. т/км². Это очень высокая плотность, если учесть что плотность ресурсов богатых НГБ западного сектора Тихоокеанского пояса, таких как Саравак,

* Здесь и далее геологические ресурсы и запасы

Таранаки, Сиамский, не превышают 50 т/км². Всего в Северо-Сахалинской НГО прогнозируется 7,8 млрд. т н.э., в том числе львиная доля (84%) на акватории (рис. 5).

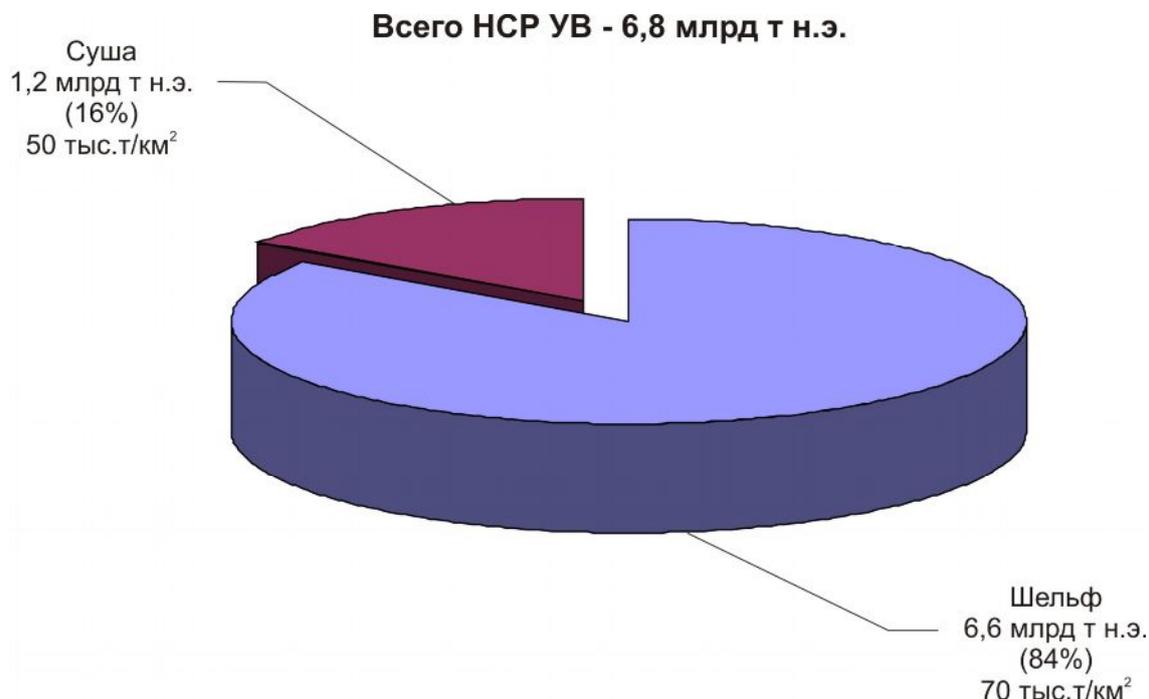


Рис. 5. Начальные ресурсы УВ Северо-Сахалинской НГО

В настоящее время изученность Северо-Сахалинской НГО такова, что позволяет провести оценку достоверности ресурсных прогнозов. Как известно, максимальная эффективность нефтегазопоисков большинства бассейнов Мира достигается примерно при 20% разведанности ресурсов.

Максимальная эффективность геологоразведочных работ на северо-сахалинском шельфе (6,3 тыс. т/м) была достигнута в период 1977-1992 гг., когда были открыты крупнейшие месторождения (Одопту-море, Пильтун-Астохское, Чайво-море, Аркутун-Дагинское, Лунское). После 1992 г. наблюдается резкое снижение эффективности ГРП («сухие скважины»: Астрахановская, Медведь, Тойская, Савицкая; открытие лишь мелких месторождений: Пела-Лейч, Удачное, Южно-Васюканское). Разведанные геологические запасы по состоянию на 01.01.2000 г. составляли 1,3 млрд. т н.э. (на 01.01.2007 г. разведанные запасы этих месторождений 1,8 млрд. т н.э.). Если принять, что эти запасы составляли 20% от ресурсов, то суммарные ресурсы шельфа Северного Сахалина можно оценить по этому показателю примерно в 6,5-7 млрд. т н.э.

Сходный объем ресурсов УВ прогнозируется и по величине самого крупного в НГО месторождения, где концентрируется обычно порядка 10% ресурсов всего НГО. В Северо-Сахалинской НГО крупнейшее Чайвинское месторождение (рис. 6) содержит около 700 млн.

т н.э. Начальные ресурсы Северо-Сахалинской НГО по этому показателю примерно соответствует 7 млрд. т н.э.

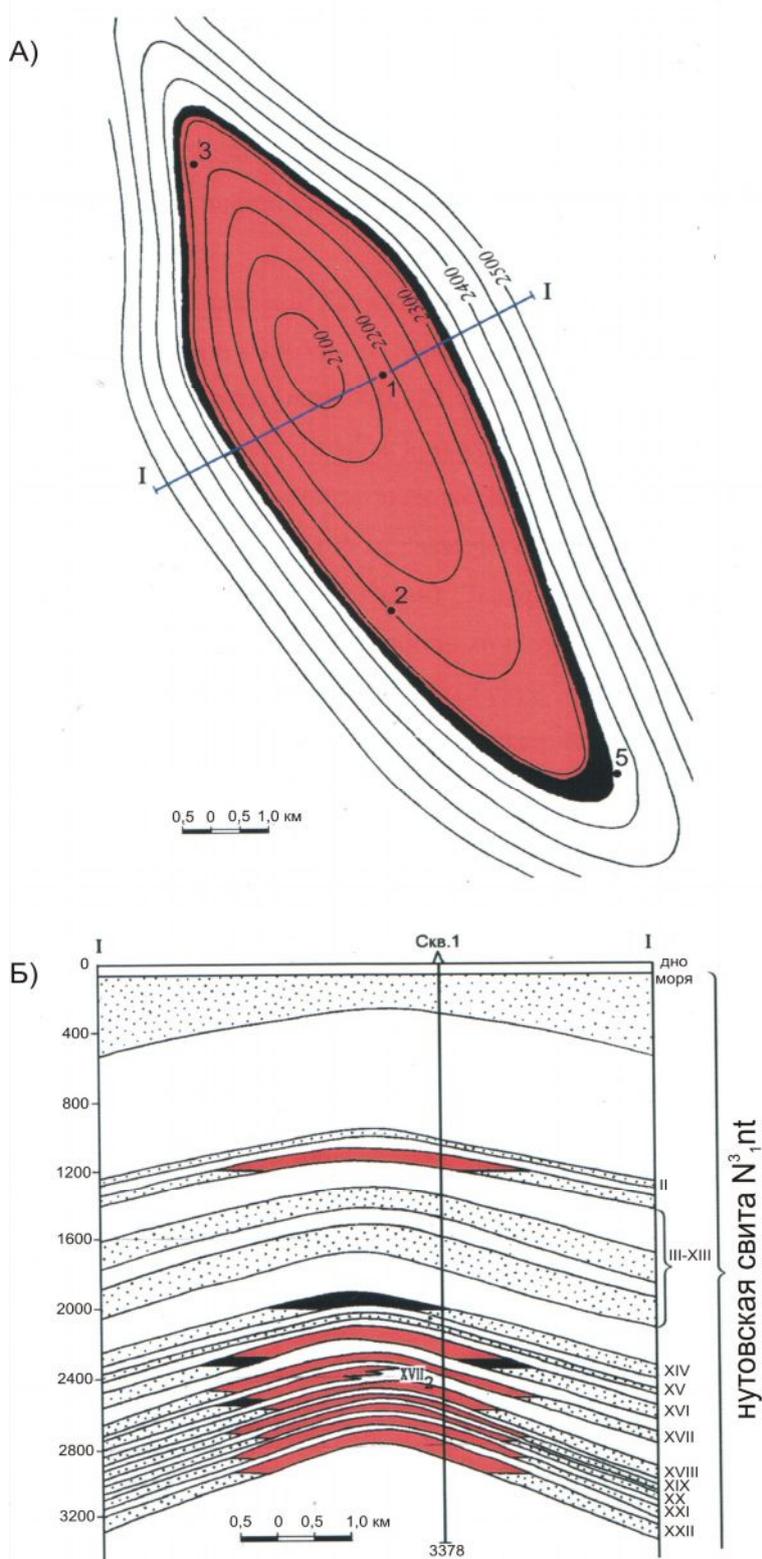


Рис. 6. Структурная карта (А) и геологический разрез (Б) месторождения Чайво

Таким образом, как показывают результаты ГРП, начальные суммарные ресурсы УВ шельфа Северного Сахалина в объеме 6,6 млрд. т н.э. были определены достаточно достоверно. По состоянию на 01.01.2007 г. разведанность ресурсов (1,8 млрд. т) шельфа составляет 27%, освоенность ресурсов (3 млрд. т) – 45%, а неосвоенная часть (Д+С₃) прогнозируется в объеме 3,6 млрд. т н.э. (рис. 7).

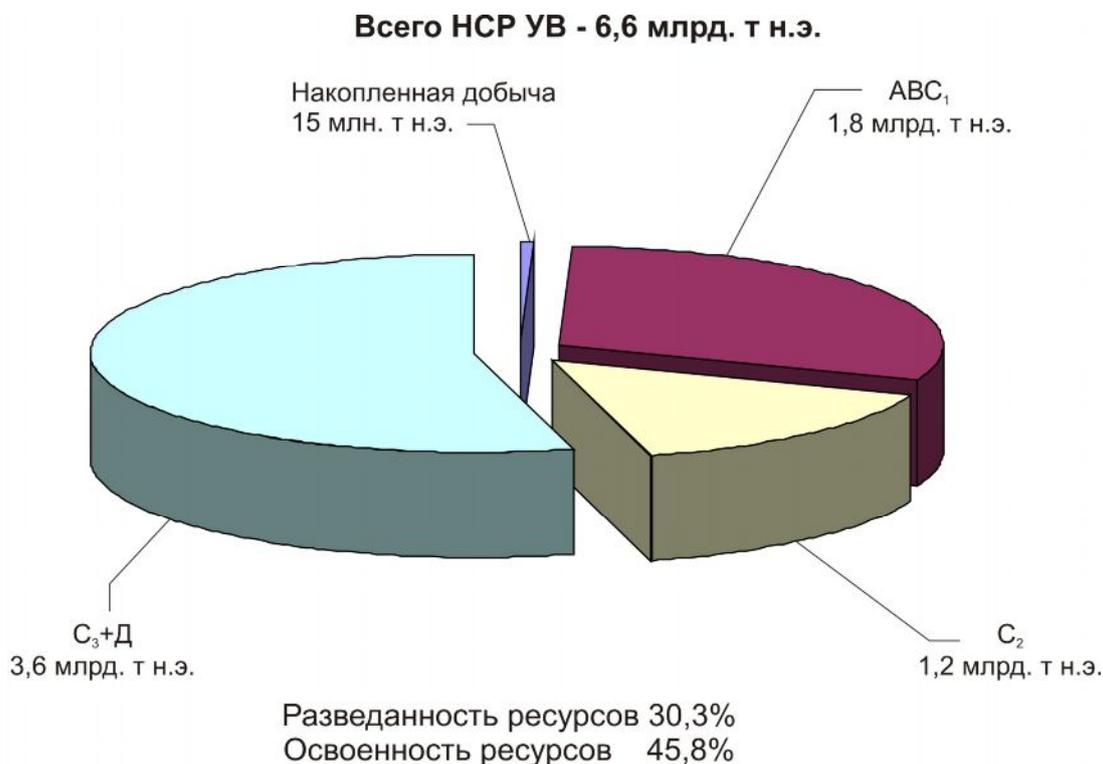


Рис. 7. Структура НСР УВ шельфа Северо-Сахалинской НГО (на 01.01.2008)

Между тем, ресурсы Северо-Сахалинской НГО нуждаются в уточнении и прежде всего в их дифференциации по площади и по фазовому составу. Согласно принятой официальной оценке в составе ресурсов шельфа преобладает свободный газ (52%), а нефть составляет всего порядка 38%. Судя по фазовому составу месторождений как суши, так и акватории (рис. 8) эти показатели следует поменять местами. Скорее всего, в ресурсах шельфа хотя и незначительно, преобладает нефть (52%).

Таким образом объём и плотность ресурсов УВ северо-сахалинского эталона подтверждаются результатами ГРП. Ресурсные показатели этой области являются отправными при оценке ресурсов других НГО. Подавляющее большинство земель акваторий обладает плотностью ресурсов менее 30 тыс. т/км². Большими плотностями характеризуются впадины Северо-Сахалинской, Западно-Камчатской, Северо-Охотской и Хатырской НГО. Причем район с плотностями ресурсов более 50 тыс.т/км² выделяются только в Северо-

Сахалинской и Западно-Камчатской НГО. В этих областях и сосредоточены основные объемы нефтегазопоисков.

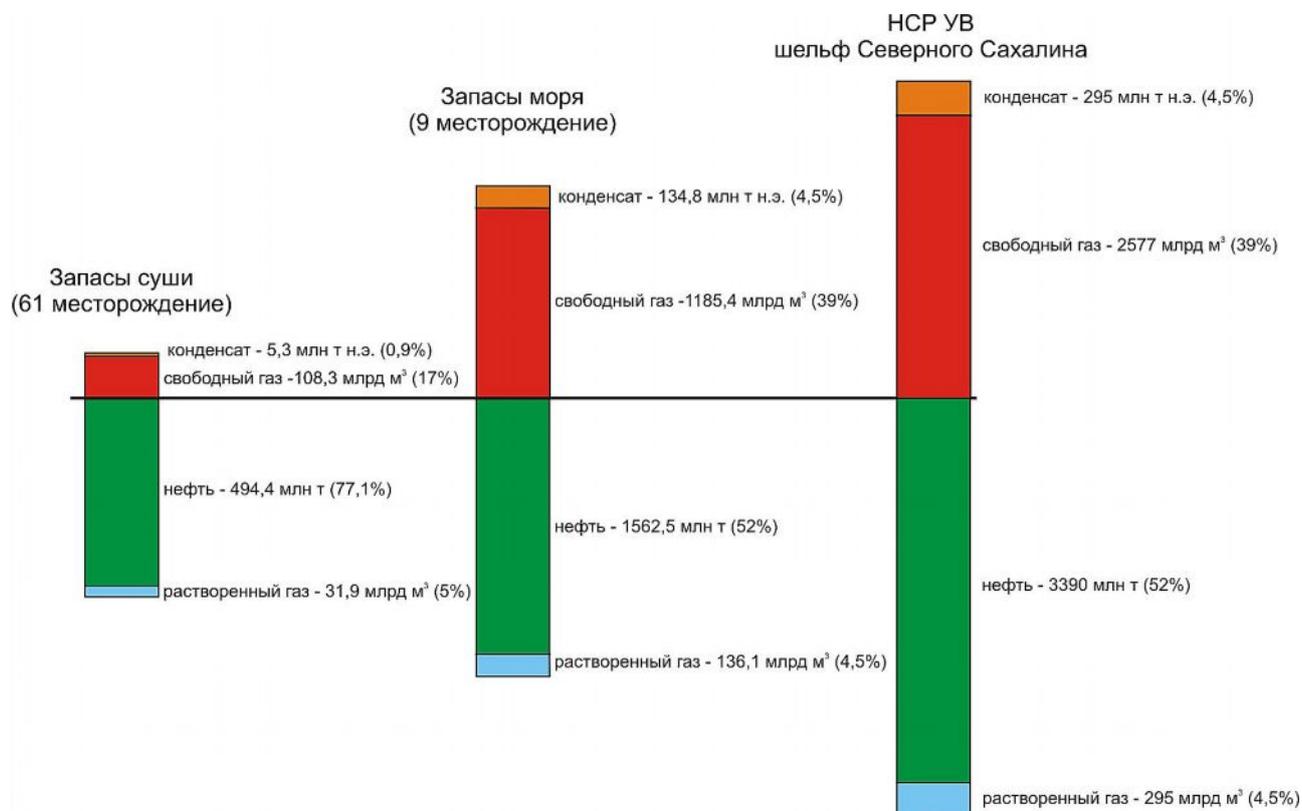


Рис. 8. Фазовый состав ресурсов УВ Северо-Сахалинской НГО

В заключение остановимся на основных проблемах нефтегазоносности дальневосточных акваторий. В качестве главных можно выделить две проблемы: нефтегазоносность палеогена и прогноз резервуаров в главном нефтегазоносном олигоцен-неогеновом этаже.

Чрезвычайно актуальной является решение второй проблемы. В связи с резкой фациальной изменчивостью отложений прогноз положения и качества пород-коллекторов стал решающим фактором успешности поисков. Для большинства дальневосточных НГО уместен тезис «есть высокоёмкий резервуар – есть крупное месторождение». При современном уровне изученности региона и технологии сейсморазведки риск нефтегазопоисков перемещается со структурного фактора к литологическому. Важное значение приобретают любые методы прогноза литолого-фациальной изменчивости отложений и зональности резервуаров.

Резкую фациальную изменчивость нефтегазоносных отложений можно проиллюстрировать палеогеографической схемой позднего миоцена северо-сахалинского

шельфа, где одна из насущных задач – это поиски месторождений уже в глубоководных турбидитовых и силицитовых отложениях (рис. 9).

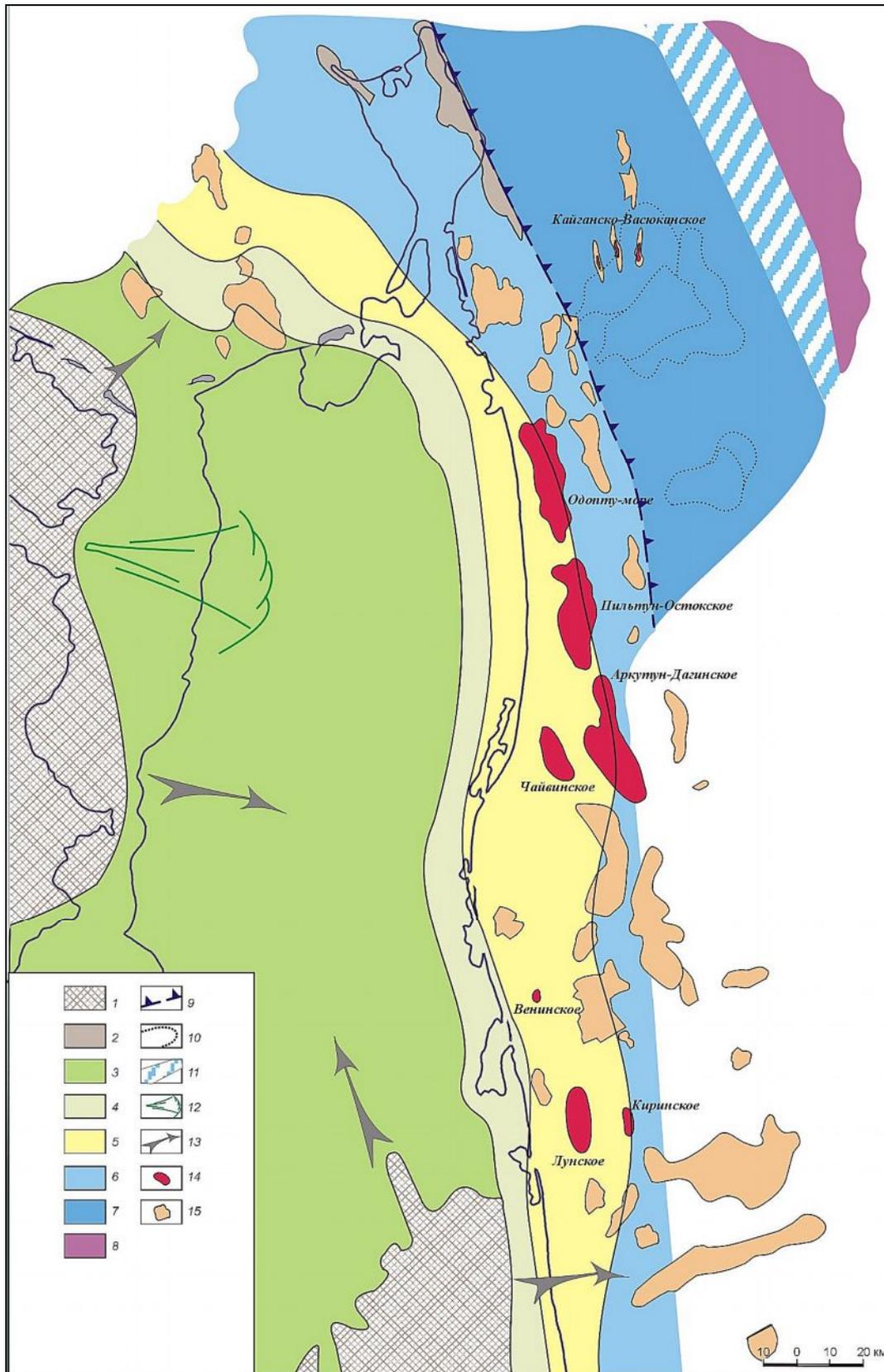


Рис. 9. Схема палеогеографии позднего миоцена (ниженутовское время) Северо-Сахалинской НГО

Условные обозначения к рис. 9:

1–область сноса; 2–подводные возвышенности; 3–Заболоченная дельтовая равнина. Накопление песчано-глинистых отложений с торфом; 4–Лагуны, супролитораль. Накопление песчано-глинистых отложений с редкими торфяниками; 5–Верхняя сублитораль с накоплением песков и песчано-алевритовых осадков; 6–средняя и нижняя сублитораль. Накопление глинисто-алевритовых отложений; 7–переходная зона и батияль. Накопление алеврито-глинистых осадков и турбидитовых песков и алевритов; 8–батияль с накоплением илов (современная впадина Дерюгина); 9–бровка позднемиоценового шельфа, предполагаемые участки подводных конусов выноса; 10–возможные участки конусов выноса; 11–зона современного глубинного; 12–главные русловые выноса обломочного материала; 13–направление сноса обломочного материала; 14–морские месторождения нефти и газа; 15–нефтеперспективные структуры на море.

Отчетливая литологическая асимметрия, связанная с однонаправленностью седиментационных потоков, свойственна и Западно-Камчатской НГО. Она выражается в резкой фациальной смене и глинизации толщ по направлению к глубоководной части акватории (рис. 10). Для Анадырского бассейна, наряду с проблемой коллекторов, актуальным является и прогноз флюидоупорных свойств миоценовых отложений.

Основные коллекторские горизонты Дальнего Востока приурочены к отложениям низкого стояния уровня моря [Маргулис, 2003] и во многом связаны с обилием сносимого обломочного материала. Поэтому важным критерием прогноза развития пород-коллекторов является нахождение транспортных седиментационных систем. Дельтовые образования и конусы выноса, помимо Сахалина, обнаружены на западно-камчатском шельфе и предполагаются на Конинском участке северо-охотского обрамления (рис. 11). Можно ожидать, что крупная дельтовая система приурочена и к Шелиховскому прогибу.

В свое время учеными ВНИГРИ в системе прогноза нефтегазоносности был предложен принцип наислабейшего звена [Лазарев, Наливкин, Сверчков, 1979]. Он заключается в том, что богатство нефтегазовой системы определяется самым слабым из показателей нефтегазоносности. Отсутствие даже одного из требуемых показателей может свести на нет все другие самые благоприятные условия нефтегазоносности.

Надёжным звеном цепи в большинстве нефтегазовых систем дальневосточных акваторий является присутствие или отсутствие пород-коллекторов. Прогноз резервуаров в значительной степени определяет проведение границ элементов нефтегазогеологического районирования, достоверность оценки ресурсного потенциала региона и эффективность рекомендуемых направлений геологоразведочных работ.

На современном этапе освоения нефтегазовых ресурсов дальневосточных акваторий прогноз распространения пород-коллекторов является первейшей задачей разработки новых технологий нефтегазопроисхождения и приоритетнейшей темой исследовательских работ.

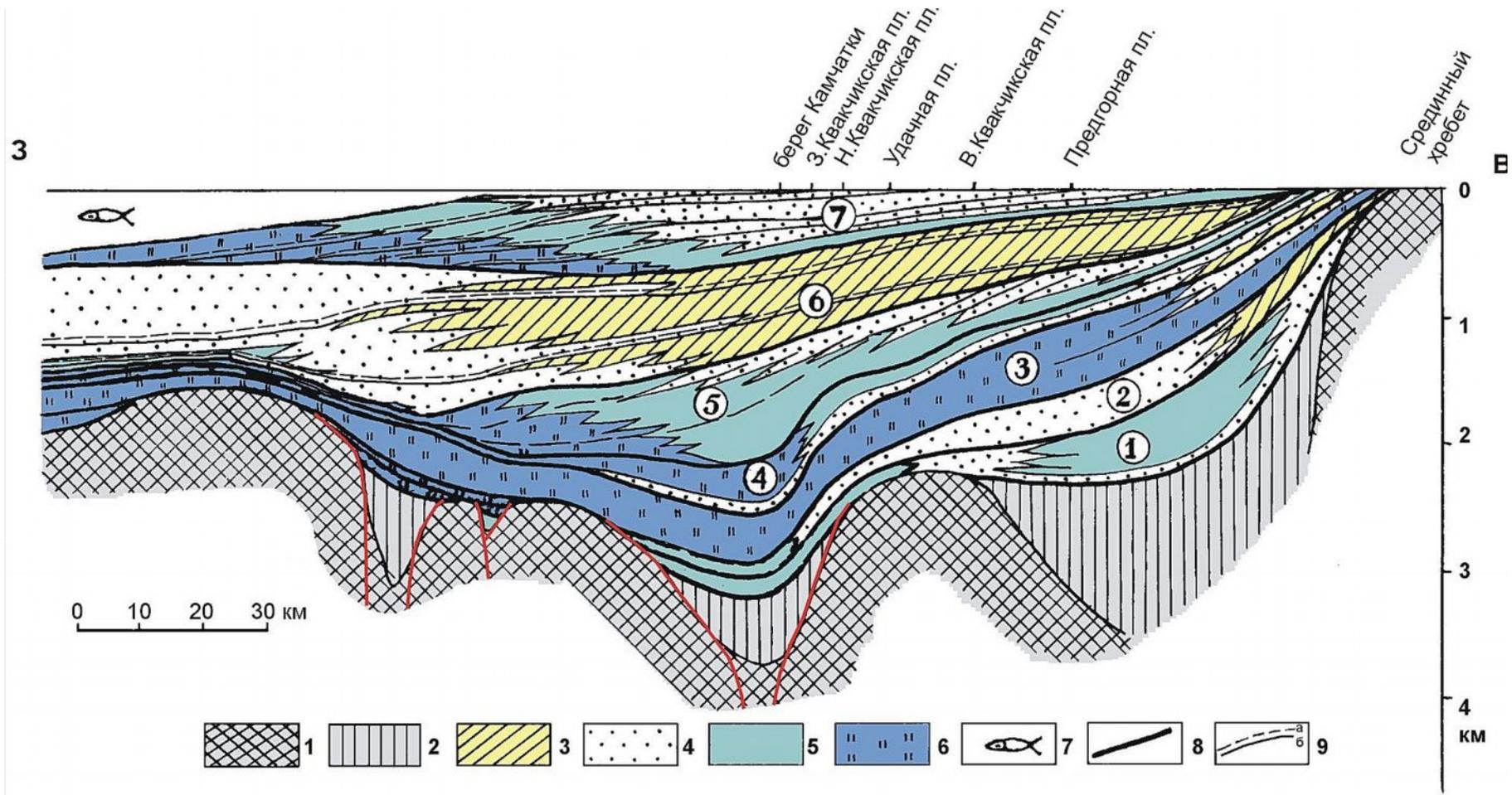


Рис. 10. Схема строения кайнозойских отложений Охотско-Западно-Камчатского НГБ

1 - докайнозойские образования; 2 - палеоцен-эоценовые отложения (тигельская и ковачинская серии); 3-6 - осадочно-породные (ландшафт-ные) ассоциации (все породы содержат пирокластический материал): 3 - континентальные и паралические угленосные; 4 - верхней сублиторали (пески, песчаники, алевролиты, глины, аргиллиты); 5 - нижней сублиторали и переходной зоны (алевролиты, глины, аргиллиты); 6 - переходной зоны и батииали (кремнистые алевролиты и аргиллиты, силициты); 7 - современный водный слой; 8 - границы стратиграфических горизонтов; 9 - границы секвенсов. Стратиграфические горизонты: 1 - аманинско-гаххинский (P_3^1); 2-3 - утхолокско-вивентекский и кулувенский (2 - утхолокская (P_3^2), 3 - вивентекская и кулувенская ($P_3^2 - N_1^1$) свиты); 4 - ильинский и какертский (N_1^2); 5 - этолонский (N_1^2); 6 - эрмановский (N_1^3); 7 - энметенский и тинровский ($N_2 - Q$)

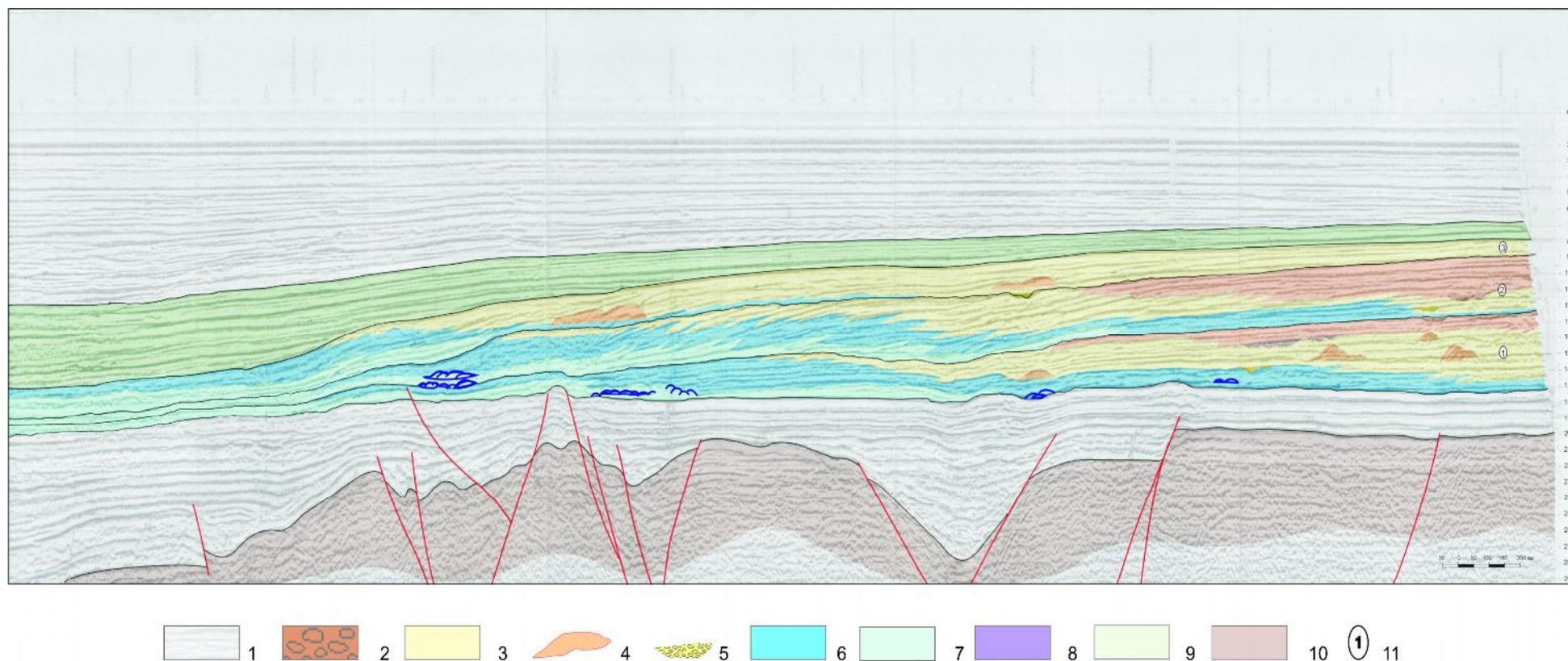


Рис. 11. Модель эрмановского дельтового резервуара (по временному разрезу 87312 /53/) Западно-Камчатского шельфа

Коллекторская (эрмановская) толща, поверхностные слои дельты (дельтовая платформа): 1 - существенно континентальные (паралические) отложения; 2 - русловые врезы (аллювий); 3 - мелководно-морские существенно песчаные отложения; 4 - промоины; 5 - песчаные бары; 6 - передовые слои дельты (склон дельты), морские существенно алевритовые отложения; 7 - донные слои дельты, глинистый покров; 8 - свалы осадков, конусы выноса у основания склона дельты; 9 - Главный (нижнеэнемтенский) флюидоупор; 10 - фундамент; 11 - секвенсы эрмановской структуры

Литература

Белонин М.Д., Маргулис Л.С. Нефтегазоносность и перспективы освоения углеводородных ресурсов Востока России //Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2005. - №6. - С. 16-26.

Красный Л.И. Проблемы тектонической систематики. - М.: Недра, 1977. - 175 с.

Лазарев В.С., Наливкин В.Д., Сверчков Г.П. Распределение и прогноз районов нефтегазоаккумуляции //Критерии поисков зон нефтегазоаккумуляции.- М.: Наука, 1979.- С.50-53.

Маргулис Л.С. Секвенс-стратиграфия и региональные нефтегазоносные комплексы Дальневосточных бассейнов //Геодинамика, магматизм и минералогения континентальных окраин Севера Пацифики.- Материалы Всероссийского совещания (XII годичное собрание Северо-Восточного отделения ВМО). - Магадан: СВКНИИ ДВО РАН.- 2003.- Т.2.- С.14-15.

Методическое руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России. - М.: ВНИГНИ, 2000. - 189 с.

Объяснительная записка к тектонической карте Охотоморского региона масштаба 1:2500000/ Г.П. Авдейко, Ю.М. Берлин, Н.А. Богданов и др.- М.: ИЛОВМ РАН, 2000.- 193 с.

Прогноз месторождений нефти и газа /А.Э. Конторович, Э.Э. Фотиади, В.И. Демин и др. - М.: Недра, 1981. – 350 с.

Тектоническое районирование и углеводородный потенциал Охотского моря /О.В.Веселов, Е.В.Грецкая, А.Я. Ильев и др. - М.: Наука, 2006.- 130 с.

Топливо-энергетическая сырьевая база Дальневосточного экономического района России. Перспективы и пути освоения /Т.А.Андиева, В.Б. Арчegov, М.Д. Белонин и др. - СПб.: ВНИГРИ, 1999. –Ч. 1. – 44 с., Ч. II: Атлас – 97 листов, Объяснительная записка – 93 с., Ч. III – 241 с.

Рецензент: Прищепа Олег Михайлович, доктор геолого-минералогических наук.

Margulis L.S.

All Russia Petroleum Research Exploration Institute (VNIGRI), St. Petersburg, Russia ins@vnigri.ru

PETROLEUM-GEOLOGICAL ZONING AND ESTIMATING THE OIL-GAS RESOURCES OF THE FAR EASTERN SEAS

The principles of petroleum-geological zoning are considered. The zonation of the Far Eastern onshore and offshore into oil-gas regions with the oil and gas fields characterizing by the similar conditions of formation and unified oil-gas complexes is conducted. Six oil-gas regions are most prolific; they contain 75% of total resources. The estimation of reliability of resource forecast is conducted; the major risks of searches for oil and gas are determined.

Key words: *the Far East of Russia, oil, gas, exploration efficiency, risk of searches for oil and gas.*

References

Belonin M.D., Margulis L.S. Neftegasunosnost' i perspektivy osvoeniâ uglevodorodnyh resursov Vostoka Rossii //Mineral'nye resursy Rossii. Èkonomika i upravlenie. 2005. #6. - S. 16-26.

Krasnyj L.I. Problemy tektoničeskoj sistematiki. - M.: Nedra, 1977. - 175 s.

Lazarev V.S., Nalivkin V.D., Sverčkov G.P. Raspredelenie i prognoz rajonov neftegasunosnienâ //Kriterii poiskov zon neftegasunosnienâ.- M.: Nauka, 1979.- S.50-53.

Margulis L.S. Sekvens-stratigrafiâ i regional'nye neftegazonosnye komplekxy Dal'nevostočnyh bassejnov //Geodinamika, magmatizm i mineralogeniâ kontinental'nyh okrain Severa Pacifiki.- Materialy Vserossijskogo sovešaniâ (XII godičnoe sobranie Severo-Vostočnogo otdeleniâ VMO). - Magadan: SVKNII DVO RAN.- 2003.- T.2.- S.14-15.

Metodičeskoe rukovodstvo po količestvennoj i èkonomičeskoj ocenke resursov nefti, gaza i kondensata Rossii. - M.: VNIGNI, 2000. - 189 s.

Ob"âsnitel'naâ zapiska k tektoničeskoj karte Ohotomorskogo regiona masštaba 1:2500000/ G.P. Avdejko, Ū.M. Berlin, N.A. Bogdanov i dr.- M.: ILOVM RAN, 2000.- 193 s.

Prognoz mestoroždenij nefti i gaza /A.È. Kontorovič, È.È. Fotiadi, V.I. Demin i dr. - M.: Nedra, 1981. – 350 s.

Tektoničeskoe rajonirovanie i uglevodorodnyj potencial Ohotskogo morâ /O.V.Veselov, E.V.Greckaâ, A.Â. Il'ev i dr. - M.: Nauka, 2006.- 130 s.

Toplivno-ènergetičeskaâ syr'evaâ baza Dal'nevostočnogo èkonomičeskogo rajona Rossii. Perspektivy i puti osvoeniâ /T.A.Andieva, V.B. Arčegov, M.D. Belonin i dr. - SPb.: VNIGRI, 1999. –Č. 1. – 44 s., Č. II: Atlas – 97 listov, Ob"âsnitel'naâ zapiska – 93 s., Č. III – 241 s.