

направлением оптимизации поисковых работ. При этом сокращение объемов бурения на малоперспективных в отношении нефтегазоносности объектах позволяет более целенаправленно проводить поиски на наиболее перспективных структурах.

ЛИТЕРАТУРА

1. Кунин Н.Я. Подготовка структур к глубокому бурению для поисков залежей нефти и газа. — М.: Недра, 1981. — 276 с.

2. Девис Дж. Статистика и анализ геологических данных. — М.: Мир, 1977. — 572 с.

3. Растегаев А. В., Морошкин А. Н. Оценка подтвержденности структур, подготовленных сейсморазведкой в Пермской области // Геология месторождений полезных ископаемых. — Пермь: Пермский гос. техн. ун-т, 1997. — С. 125—130.

4. Галкин С.В. О возможности прогнозирования подтвержденности структур, подготовленных сейсморазведкой к глубокому бурению // Изв. вузов. Нефть и газ. — 1998. — № 4. — С. 22—27.

УДК 551.351.2:553.981/982

ОСНОВНЫЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ПРЕДПОСЫЛКИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НЕДР АРКТИЧЕСКИХ МОРЕЙ РОССИИ

Е.В. Захаров
(ООО «ВНИИГаз»)

Результаты геолого-геофизического изучения шельфа арктических морей России свидетельствуют о том, что недра его внутренней части по геологическому строению сходны с сопредельной суши (внутренняя аналогия) или с шельфом других морей того же тектонотипа (внешняя аналогия).

Недра российского арктического шельфа характеризуются более широким стратиграфическим диапазоном нефтегазоносности, чем недра сопредельной суши (преимущественно за счет верхней, более молодой, части разреза осадочных отложений).

При современной геолого-геофизической изученности российского шельфа арктических морей возможно:

обоснованное выделение в разрезе регионально продуктивных и перспективных разновозрастных пород-коллекторов и перекрывающих их покровы;

изучение крупных зон поднятий (сводов, валов, выступов, седловин), представляющих собой установленные или предполагаемые зоны газонефтенакопления, и перспективных локальных структур-ловушек в пределах части из них.

Все это позволяет оценить перспективы газонефтеносности недр шельфа этих морей России, в которых продуктивные комплексы сосредоточены главным образом в верхах среднего палеозоя, а также в верхнем палеозое, юре и мелу.

Многочисленные примеры свидетельствуют о том, что по мере удаления от берега промышленная газонефтеносность выявляется во все более молодых отложениях. Это имеет большое значение, ибо означает, что на шельфе в отличие от сопредельной суши возрастает стратиграфический диапазон нефтегазоносности за счет верхней части разреза.

В наиболее перспективных морях (Баренцевом, Карском, Печорском) открыты уникальные и круп-

Излагаются результаты оценки перспектив газонефтеносности недр шельфа всех арктических морей — Баренцева, Печорского, южной части Карского, моря Лаптевых, а также Восточно-Сибирского и Чукотского.

Дана характеристика крупных зон поднятий (сводов, валов, выступов, седловин), представляющих собой установленные или предполагаемые зоны газонефтенакопления, и перспективных локальных структур-ловушек в пределах части из них.

Определен стратиграфический диапазон продуктивности отложений и выделены разные по категориям перспектив нефтегазоносности участки шельфа в каждом из рассмотренных морей.

The article presents the results of this evaluation for the Barents Sea, Pechora Sea, the southern part of the Kara Sea, Laptev Sea, as well as the East-Siberian and Chuckotskoye Sea.

The large rising zones (vaults, arches, ledges, saddles), which represent revealed or assumed zones of oil and gas accumulation, and within the part of them — possibility of presence of local trap-structures have been characterized.

The stratigraphic diapason of the deposit productivity has been defined and the different offshore areas with various prospectivities have been separated within of each considered seas.

ные по запасам месторождения, такие, как газоконденсатные Штокмановское, Русановское, Ленинградское, газовые Ледовое и Лудловское, нефтяные Приразломное, Варандей-море, Медынь-море и Южно-Долгинское.

На карте перспектив нефтегазоносности шельфа Баренцева моря (рис. 1) четко выделяется центральная часть этой акватории. Здесь расположены Лудловская седловина (Н), свод Федынского (Р), Восточно-Федынский выступ (С), с которыми связаны основные перспективы газонефтеносности.

В пределах перечисленных элементов сейсморазведкой выявлен ряд перспективных локальных структур-ловушек (в том числе крупных по размерам) и открыты месторождения Лудловское, Ледовое, Штокмановское. Наиболее крупные перспективные структуры расположены в западных частях Лудловской седловины и Восточно-Федынского выступа. Свод Федынского находится в зоне совместных интересов России и Норвегии. Геолого-геофизические материалы и данные о газонефтеносности недр позволяют уверенно считать перечисленные

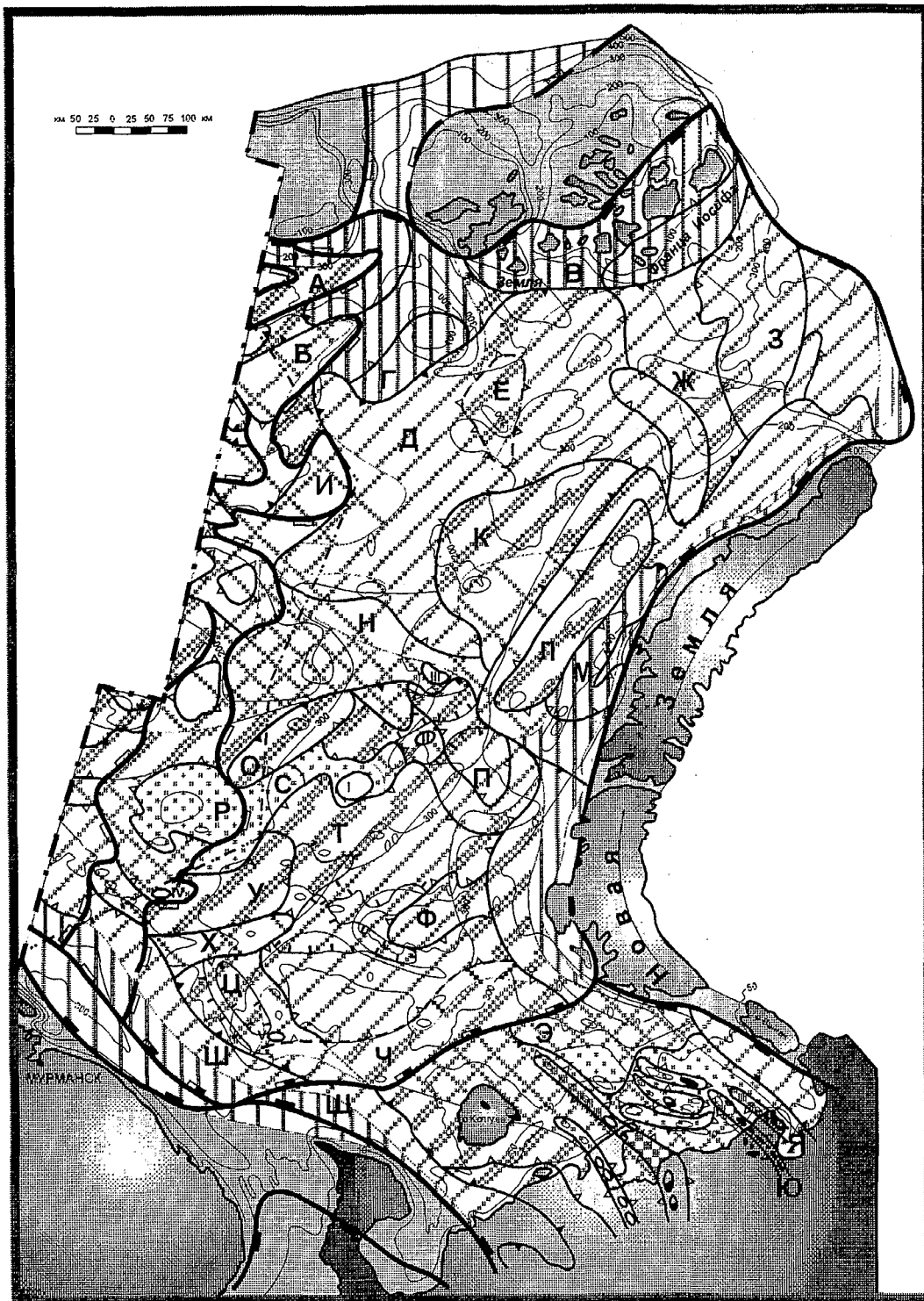


Рис. 1. Карта перспектив нефтегазоносности шельфа Баренцева моря:

высокоперспективные участки: 1 — I категории, 2 — II категории, 3 — III категории, 4 — IV категории; перспективные участки: 5 — I категории, 6 — II категории, 7 — III категории, 8 — малоперспективные участки; 9 — газоконденсатные месторождения; 10 — нефтяные месторождения; 11 — перспективные структуры. Месторождения: 1 — Штокмановское, 2 — Ледовое, 3 — Лудловское, 4 — Северо-Кильдинское, 5 — Мурманское; А — вал Виктории, Б — Северо-Персейское поднятие, В — Вильчевская ступень, Г — вал Пинегина, Д — Северная депрессия, Е — поднятие Гимет, Ж — Восточно-Альбановская седловина, З — Центрально-Нансеновская депрессия, И — Восточно-Персейский выступ, К — Лунинский выступ, Л — Адмиралтейский вал, М — прогиб Седова, Н — Лудловская седловина, О — Северный прогиб, П — прогиб Куль, Р — свод Федынского, С — Восточно-Федынский выступ, Т — Центральная депрессия, У — прогиб Самойлова, Ф — Гусиноземельский выступ, Х — Надеждинский выступ, Ц — Южная депрессия, Ч — Куренцовская ступень, Ш — Кольско-Канинская моноклираль, Щ — Коргинский выступ, Э — Печороморский выступ, Ю — вал Сорокина, Я — Медынский вал

зоны газонефтегазонакопления весьма перспективными для дальнейших поисково-разведочных работ не только на газ, но и на нефть.

Восточно-Баренцевский нефтегазоносный бассейн характеризуется поздней тепловой активизацией. В нем развиты триасовые трапповые комплексы, которые подстилаются мощными палеозойскими осадочными образованиями, а перекрываются менее мощными мезозойскими и кайнозойскими. Из-за высокого теплового воздействия зоны поднятий в перекрывающих мезозойских отложениях, вероятнее всего, будут преимущественно газонасыщенными, о чем свидетельствует открытие здесь Штокмановского, Ледового и Лудловского месторождений в средней юре.

На поднятиях, расположенных в прибортовых частях бассейна, — Центрально-Баренцевская зона поднятий (*А, Б, Н*), Адмиралтейский вал (*Л*) — подстилающие палеозойские отложения перспективны для поиска месторождений нефти и конденсата.

На Печороморском шельфе, расположенном в северной части Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, находят свое продолжение крупные валообразные поднятия. На материковой части этих валов, как известно, выявлены углеводородные месторождения в отложениях широкого стратиграфического диапазона — от силурийских до триасовых включительно. Валы Сорокина (*Ю*) и Медынский (*Я*), расположенные в восточной части шельфа, отличаются тем, что в их недрах обнаружены только нефтяные месторождения.

Основной продуктивный комплекс в этой части шельфа сложен рифогенными и органогенными карбонатами раннепермско-каменноугольного возраста. Покрышками служат глинистые толщи кунгурского и артинского ярусов.

Результаты поисково-разведочных работ по сопредельной суше и сейсморазведки 3D на месторождениях Приразломное и Варандей-море подтверждают возможность выявления залежей более легких нефтей в нижележащих отложениях карбона, девона и силура. Покрышками для них могут служить сульфатно-доломитовая пачка визейско-серпуховской толщи и глинисто-мергельная пачка кыновско-саргаевского горизонта.

На карте перспектив нефтегазоносности южной части шельфа Карского моря (рис. 2) выделяются крупные положительные тектонические элементы — зоны нефтегазонакопления: Русановско-Ленинградская зона поднятий (*А*), Скуратовский вал (*Г*), Обручевский выступ (*В*), морская часть Нурминского вала (*И*), седловина Матусевича-Вилькицкого (*Е*), Явайский (*Ж*), Преображенский (*З*) валы и Среднеямальский свод (*Л*). Являясь естественным морским продолжением Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, недра южного шельфа Карского моря характеризуются большим стратиграфическим диапазоном региональной газонефтегазоносности (от юрских до сеноманских отложений включительно).

Промышленная продуктивность установлена в пределах Русановско-Ленинградской зоны поднятий

и Нурминского вала, где выявлены газоконденсатные месторождения, соответственно Русановское и Ленинградское (сеноман-апт), а также Харасавэйское и Крузенштернское (сеноман и верхняя юра). Отличительной особенностью многочисленных перспективных локальных структур, обнаруженных в пределах Русановско-Ленинградской зоны поднятий, Скуратовского вала и Обручевского выступа, является конденсационный характер их развития, что позволяет предполагать возможность открытия в них не только газовых и газоконденсатных, но и нефтяных залежей, особенно в отложениях неокма и юры. Все это свидетельствует о высоких перспективах газонефтегазоносности недр рассматриваемого шельфа.

Акватории Обской и Тазовской губ тоже находятся в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции и в связи с этим обладают большим сходством геологического строения с прилегающей сушей и тем же возрастным диапазоном промышленной продуктивности мезозойских отложений. По берегам Обской и Тазовской губ обнаружены многочисленные газовые и газоконденсатные месторождения.

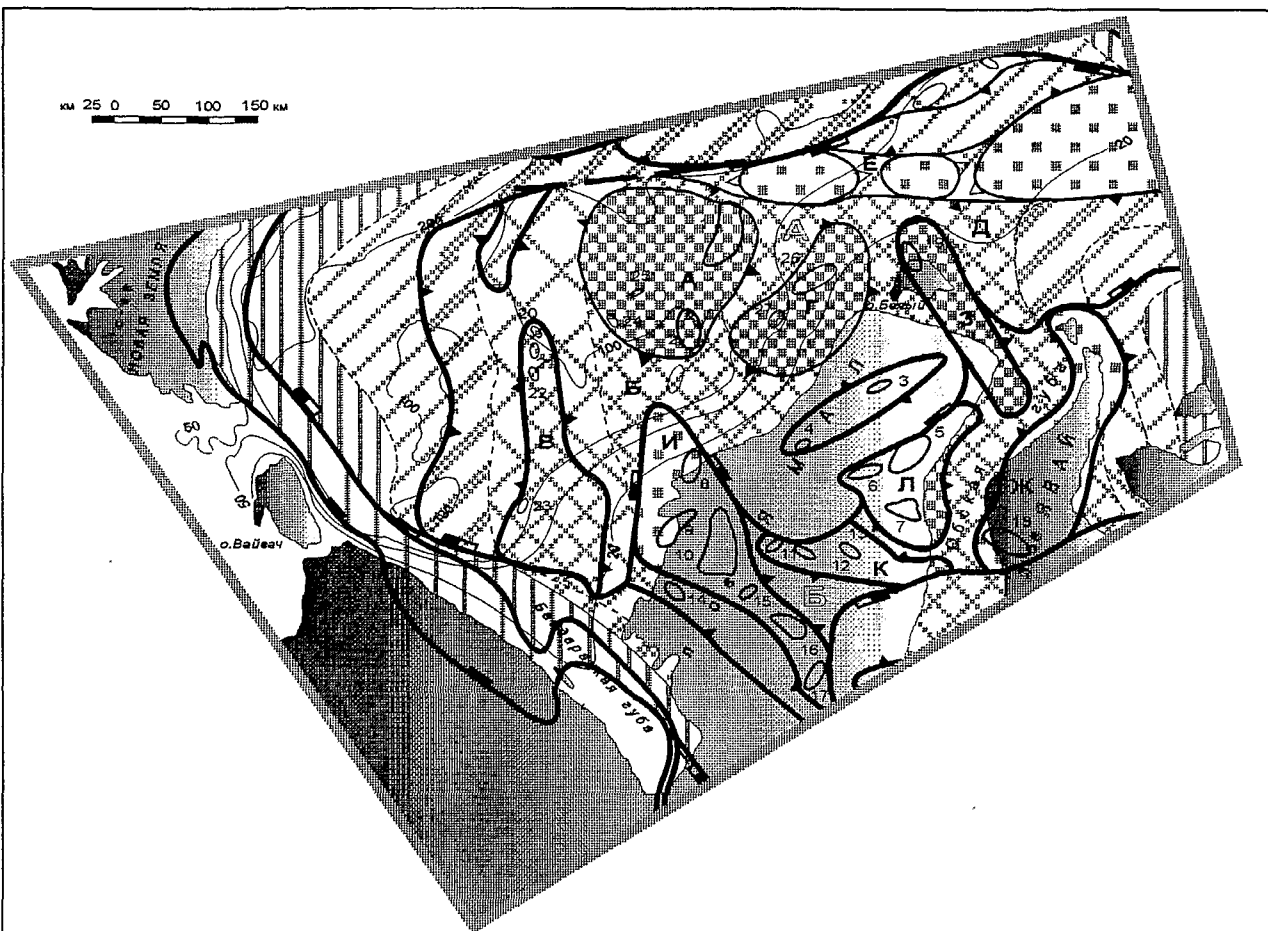
На разных по степени перспективности участках Обской и Тазовской губ выявлены структуры-ловушки того же типа и генезиса, что и на сопредельной суше, а также такие же региональные породы-покрышки и коллекторы. В пределах Обской и Тазовской губ обнаружено более 25 перспективных структур, причем в сухопутных частях семи из них были установлены промышленные скопления газа.

Важно, что по аналогии с месторождениями на сопредельной суше для акваториальных структур-ловушек с большой вероятностью можно судить о средних общих и эффективных толщинах пород-коллекторов, их газонасыщенности, пористости и проницаемости. Все это послужило основанием для проведения в этих акваториях поисково-разведочных работ.

В Обской губе уже обнаружены промышленные скопления газа на Северо-Каменномысском и Каменномысском-морском месторождениях в сеноманских отложениях. Поисковые сейсмические работы в модификации 2D объемом 6107 км проведены на Адерпаютинской, Антипаютинской, Чугорьяхинской и Обской структурах.

Преимущественное распространение нефтяных и нефтегазоконденсатных залежей на шельфе Карского моря, как и на сопредельной суше, ожидается в основном в нижне-среднеюрском, васюганском (верхнеюрском), ачимовском и неокомском комплексах. Однако в отличие от суши скопления нефти на шельфе, возможно, будут иметь более широкое развитие в вышележащих аптских и альб-сеноманских отложениях. Возраст региональных глинистых покрышек — позднеюрско-валанжинский и раннеальбский-турон-кампанский. Нефти предполагаются в основном средней плотности, малосернистые, малосмолистые, с невысоким содержанием парафинов.

Перспективы нефтегазоносности мезозойских отложений в южной части Карского моря связаны, прежде всего, со Скуратовским валом, Обручевским выступом, седловиной Матусевича-Вилькицкого и валом Литке.



КАТЕГОРИИ ПЕРСПЕКТИВНОСТИ НЕДР ШЕЛЬФА:

ВЫСОКОПЕРСПЕКТИВНЫЕ УЧАСТКИ



I КАТЕГОРИИ



III КАТЕГОРИИ



II КАТЕГОРИИ

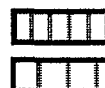


IV КАТЕГОРИИ

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ УЧАСТКИ



I КАТЕГОРИИ



III КАТЕГОРИИ



II КАТЕГОРИИ



МАЛОПЕРСПЕКТИВНЫЕ
УЧАСТКИ

50

изобаты, м

Рис. 2. Карта перспектив нефтегазоносности шельфа Карского моря:

Границы крупнейших тектонических элементов:

- А — Южно-Карская впадина,
- Б — Пайхойско-Таймырская седловина

Границы:

- крупных впадин валов, поднятий, седловин

А — Русановско-Ленинградская зона поднятий, Б — Пахучанская впадина, В — Обручевский выступ, Г — Скуратовский вал, Д — Белоостровская впадина, Е — Матусевича-Вилькитского седловина, Ж — Явайский вал, З — Преображенский вал, И — Нурминский вал, К — Центрально-Ямальский вал, Л — Среднеямальский свод



Месторождения:

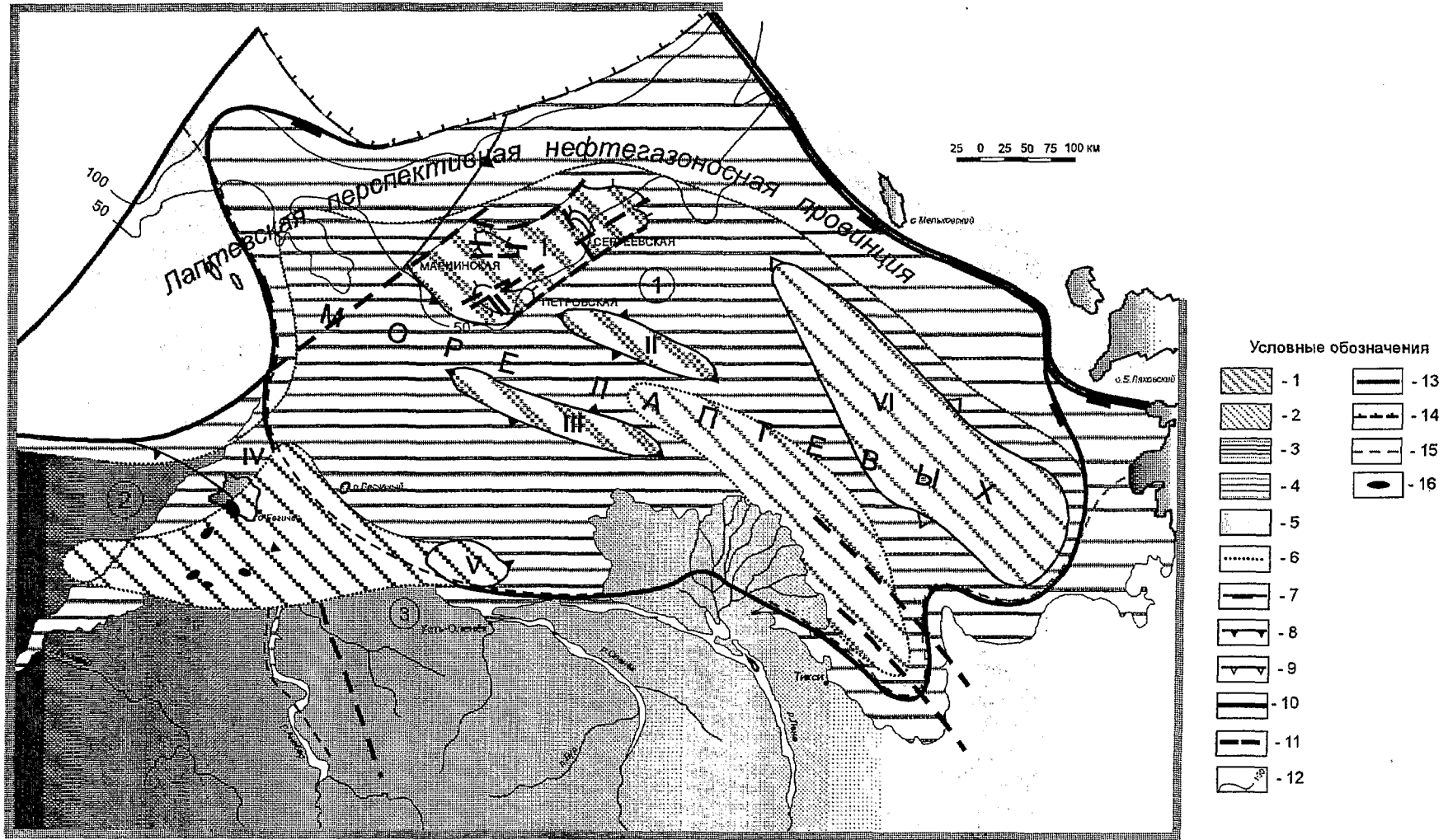
- 1 — Русановское, 2 — Ленинградское, 3 — Малыгинское, 4 — Сидорское, 5 — Северо-Тамбейское, 6 — Западно-Тамбейское, 7 — Южно-Тамбейское, 8 — Харасавэйское, 9 — Крузенштернское, 10 — Бованенковское, 11 — Восточно-Бованенковское, 12 — Верхнетигуейское, 13 — Западно-Сеяхинское, 14 — Южно-Крузенштернское, 15 — Неретинское, 16 — Нейтинское, 17 — Арктическое, 18 — Утреннее, 19 — Белоостровское



Наиболее перспективные выявленные структуры:

- 20 — Обручевская, 21 — Стерегущая, 22 — Амдерминская, 23 — Западно-Шараповская, 24 — Петровская, 25 — Невская, 26 — Скуратовская, 27 — Нярмейская, 28 — Преображенская, 29 — Южно-Преображенская.

- Границы различных по перспективности участков шельфа



ПОИСКИ И РАЗВЕДКА

Рис. 3. Карта перспектив нефтегазоносности шельфа моря Лаптевых:

перспективные участки: 1 — I категории, 2 — II категории, 3 — III категории; 4 — малоперспективные участки; 5 — бесперспективные участки; 6 — границы различных по категории перспективных участков; границы тектонических элементов: 7 — антеклизы, синеклизы, массивы, краевые прогибы, мегапрогибы, 8 — своды, выступы, впадины, прогибы, 9 — валы, зоны поднятий, мульды, седловины; разрывные нарушения: 10 — установленные, 11 — предполагаемые; 12 — изобаты, м; 13 — границы нефтегазоносных провинций; 14 — граница континентального склона; 15 — границы нефтегазоносных областей: ① — Лаптевская перспективно нефтегазоносная область, ② — Анабаро-Хатангская нефтегазоносная область, ③ — Лено-Анабарская возможно нефтегазоносная область; основные тектонические элементы: I — Центрально-Лаптевский вал, II — вал Миннина, III — Трофимовская зона поднятий, IV — Бегичевская седловина, V — Оленёкское поднятие, VI — Шелонский выступ; 16 — непромышленные скопления нефти

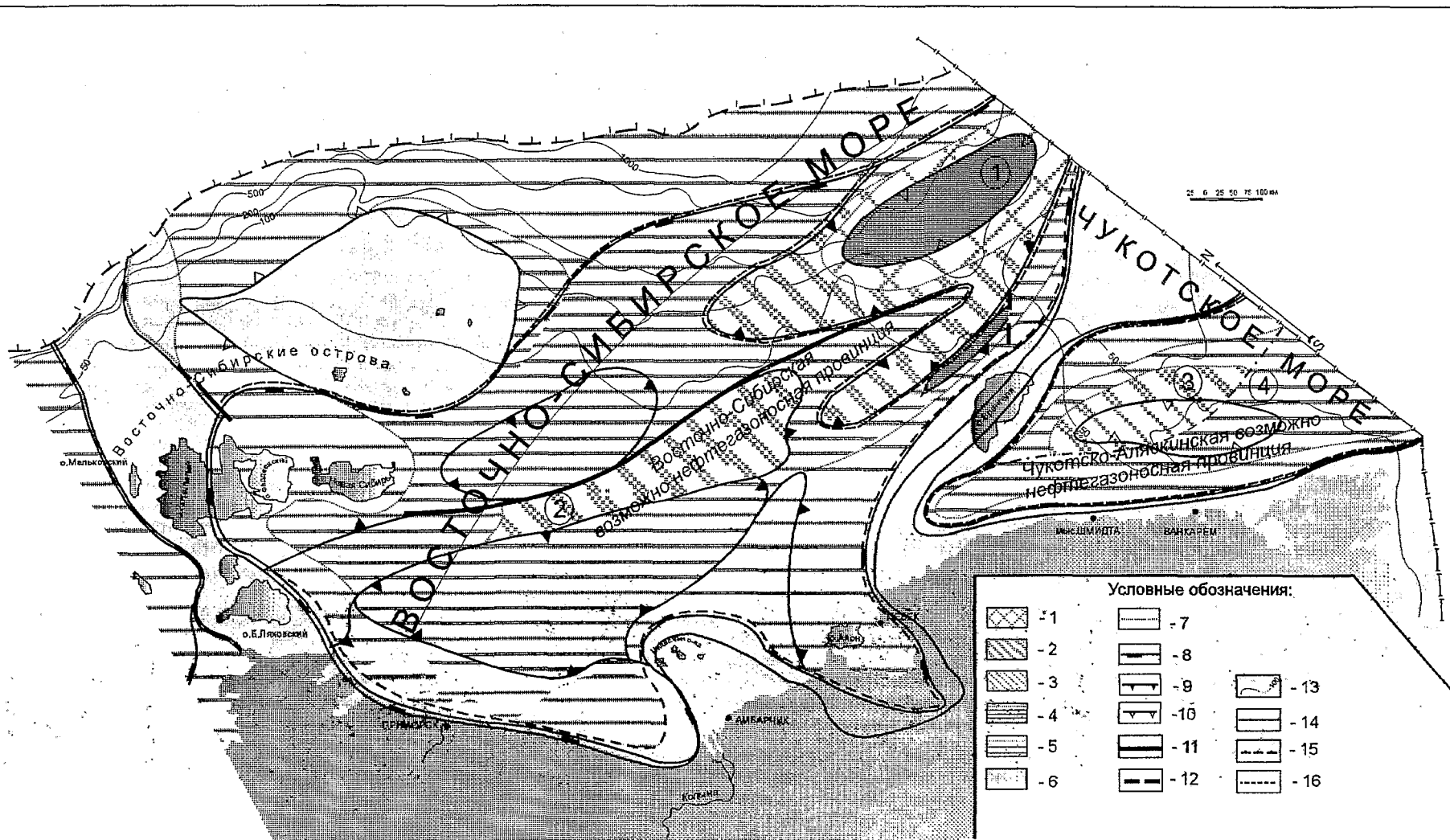


Рис. 4. Карта перспектив нефтегазоносности шельфа Восточно-Сибирского и Чукотского морей:

высокоперспективные участки: 1 — IV категории; перспективные участки: 2 — I категории, 3 — II категории, 4 — III категории; 5 — малоперспективные участки; 6 — бесперспективные участки; 7 — границы различных по категории перспективных участков; границы тектонических элементов: 8 — антеклизы, синеклизы, массивы, краевые прогибы, мегапрогибы, 9 — своды, выступы, впадины, прогибы, 10 — валы, зоны поднятий, мулды, седловины, антиклинории, синклинории; разрывные нарушения: 11 — установленные, 12 — предполагаемые; 13 — изобаты, м; 14 — граница континентального склона; 15 — границы нефтегазоносных областей, 16 — границы нефтегазоносных провинций; ① — Северо-Чукотская перспективно нефтегазоносная область, ② — Новосибирская возможно газонефтеносная область, ③ — северная часть Южно-Чукотской возможно нефтегазоносной области, ④ — южная часть Южно-Чукотской возможно нефтегазоносной области

На картах перспектив нефтегазоносности недр шельфа моря Лаптевых (рис. 3), а также Восточно-Сибирского и Чукотского морей (рис. 4) отражены результаты прогнозирования нефте- и(или) газоносности в наиболее вероятных зонах накопления.

Коррективы в предыдущую оценку перспектив нефтегазоносности недр шельфа моря Лаптевых (Лаптевской перспективно нефтегазоносной провинции) внесены с учетом того, что Лено-Анабарская зона прогибания относится теперь не к краевому прогибу, а к северной части Сибирской платформы.

В процессе воздымания Анабарской антеклизы и формирования эродированных Анабарского и Оленёкского массивов, расположенных на сопредельной суше и находящихся в зоне действия активной инфильтрации, происходило интенсивное разрушение первоначальных скоплений углеводородов. Именно по этой причине по обрамлению этих массивов (в зоне палео-разгрузки) сформировались крупнейшие скопления асфальтовых битумов в кембрийских отложениях (в основном в туолбинской свите нижнего кембрия).

В связи с этим в венд-нижнекембрийском регионально продуктивном и перспективном комплексе скопления нефти предполагаются преимущественно на определенном удалении от Анабарской антеклизы, прежде всего, в прибрежной и шельфовой частях моря Лаптевых в зонах крупных конседиментационных поднятий — Трофимовской (III), Минина (II) и Центрально-Лаптевской (I). Практический интерес представляют также Марининское, Петровское и Сергеевское, локальные поднятия, выявленные в пределах Центрально-Лаптевского вала (см. рис. 3).

Перспективны также пермские отложения в прибрежной юго-западной части шельфа, прежде всего на Оленёкском поднятии (V) и в Бегичевской седловине (IV). В этих отложениях в Нордвик-Хатангском районе (на сухопутном обрамлении Хатангского залива) уже давно обнаружены полупромышленные скопления нефти. Кроме того, перспективны два участка в юго-восточной части шельфа этой же акватории, причем один из них расположен в Усть-Ленском грабене, а второй приурочен к Шелонскому выступу (VI) (см. рис. 3).

На основании геологической аналогии с зарубежными бассейнами, а также с учетом геофизических данных, можно предположить, что на шельфе Восточно-Сибирского и Чукотского морей могут быть обнаружены скопления нефти, газа и конденсата в каменноугольных, пермо-триасовых и юрско-меловых отложениях.

В пределах Восточно-Сибирского моря в качестве перспективной рассматривается Новосибирская газонефтеносная область (см. рис. 4). В ее недрах продуктивны, по-видимому, палеозойские, мезозойские и кайнозойские отложения. Однако основным интерес, по мнению большинства исследователей, вызывает триас-палеогеновая часть разреза. К числу наиболее перспективных здесь относится Восточно-Сибирская поперечная зона поднятий (седловина).

Заслуживает серьезного внимания и Северо-Чукотская перспективная нефтегазоносная область (см. рис. 4), продолжающаяся в море Бофорта, где

выявлено крупное нефтяное месторождение Прадхо-Бей. В российской части того же бассейна возможные перспективы связаны с верхнепалеозойскими преимущественно карбонатными, триасовыми, юрско-меловыми и палеогеновыми преимущественно терригенными породами в прибортовой зоне одноименной Северо-Чукотской впадины.

Менее перспективной, по общегеологическим соображениям, представляется российская часть Чукотско-Аляскинской возможно нефтегазоносной провинции в пределах Чукотского моря (см. рис. 4). Однако в недрах северной ее части (в прибортовой зоне Южно-Чукотского прогиба), опускание которой началось в юрское или раннемеловое время, могут быть обнаружены скопления углеводородов в меловых, палеогеновых и миоценовых отложениях.

Следует отметить, что на шельфе всех перечисленных морей начальные суммарные ресурсы УВ сосредоточены главным образом на участках с глубиной моря до 100 м и в разновозрастных отложениях, залегающих на глубинах до 3...4 км, т. е. технически доступных для выявления и освоения углеводородных месторождений.

Недра российского шельфа всех арктических морей привлекательны для субъектов недропользования тем, что они содержат невыявленные ресурсы и нетронутые (неистощенные) запасы газа, конденсата и нефти в уже открытых месторождениях.

Несмотря на то, что прогнозируемые ресурсы углеводородов в недрах шельфа арктических морей обоснованы геологическими предпосылками и характеризуются сравнительно высокой достоверностью и концентрацией в крупных объектах зонального уровня, расположенных на технически доступных глубинах моря, выявление и освоение их требуют значительных затрат.

Экономическим критериям принадлежит важная роль при принятии решения недропользователем о продолжении поисково-разведочных работ или вовлечении в разработку месторождений газа и нефти. Среди таких критериев учитывается, прежде всего, стоимостная оценка ресурсов и запасов УВ.

Объектами экономической оценки могут быть лицензионные участки, отдельные зоны поднятий (зоны газонефтенакпления), перспективные локальные ловушки, открытые залежи и месторождения УВ, характеризующиеся различной степенью геолого-геофизической изученности.

В связи с этим целесообразно проводить раздельную экономическую оценку как выявленных зон газонефтенакпления и перспективных локальных ловушек, так и открытых залежей и месторождений УВ. При оценке первой группы объектов определяют стоимость единицы прироста запасов газа и нефти, при оценке объектов второй группы — стоимость реализуемой единицы газа или нефти.

Сравнительный анализ объектов каждой группы по этим стоимостям при близких геолого-промысловых и технологических показателях позволит определить очередность объектов для дальнейшего проведения поисково-разведочных работ или ввода их в разработку.