

УДК 553.98

**Д.А. Астафьев, А.В. Толстикова, В.А. Шейн, М.Ю. Кабалин**

## **Возможности оптимизации и повышения геолого-экономической эффективности газонефтепоисковых работ в акваториях Баренцева и Карского морей**

**Ключевые слова:**  
шельф,  
Арктика,  
поисково-разведочные работы,  
углеводороды,  
оптимизация,  
эффективность.

**Keywords:**  
sea shelf,  
Arctic,  
prospective works,  
hydrocarbons,  
optimization,  
efficacy.

Оптимизация поисково-разведочных работ (ПРР) на шельфе арктических морей России является весьма актуальной проблемой, тем более в связи со значительным увеличением количества новых лицензионных участков (ЛУ), переданных ОАО «Газпром» и другим нефтегазодобывающим компаниям для освоения, что требует увеличения объемов и темпов ПРР с одновременным обеспечением их достаточно высокой геолого-экономической эффективности. На практике такое требование означает в первую очередь выбор наиболее перспективных направлений ПРР, оптимизацию их очередности и размещения необходимых объемов геофизических работ, главным образом 2D- и 3D-сейсморазведки, которые на шельфе характеризуются высоким качеством и значительно меньшей по сравнению с сушей стоимостью. Это позволяет ограничиваться минимально необходимыми объемами весьма дорогостоящих буровых работ на наиболее перспективных участках с целью открытия месторождений и последующей их разведки, а также обеспечивать безусловное выполнение этих объемов в установленные сжатые сроки.

Для успешного проведения ПРР на акваториях с постоянным или длительным ледовым покровом необходим достоверный прогноз размещения зон газонефтенакопления, прежде всего, наиболее крупных, а внутри таких зон – прогноз размещения наиболее крупных месторождений углеводородов (УВ). Такие задачи как в России, так и за рубежом решаются путем последовательного накопления и обобщения геолого-геофизической информации. Причем важна информация не только по приобретенным ЛУ, но и по всему нефтегазоносному бассейну (НГБ), и даже в целом по всему региону с привлечением для сравнения данных по смежным более изученным бассейнам и открытым месторождениям.

На этапах проведения региональных и газонефтепоисковых работ большое значение имеет достоверность региональной модели НГБ, его внутреннего тектонического, литолого-фациального строения и вероятного размещения крупнейших зон газонефтенакопления. Учет роли региональной тектоники и геодинамики, рифтогенной деструкции земной коры, вызывающей неравномерное погружение межрифтовых и внутририфтовых блоков, а также дизъюнктивных нарушений – производных рифтогенной деструкции и последующей трансформации осадочного чехла – открывает возможность построения карт тектонического и нефтегазогеологического районирования нового поколения, позволяющих лучше понять геодинамическую природу НГБ, объяснить размещение тектонических элементов 2-го порядка в осадочном чехле, с которыми, как правило, и сопряжено наличие наиболее крупных и уникальных по запасам месторождений УВ. Такие карты позволяют добиться проявления синергического эффекта, т.е. выявить новые особенности геологического строения и закономерности размещения зон газонефтенакопления опережающими темпами, что позволит предсказать местоположения новых крупных и уникальных по запасам месторождений УВ до выполнения дорогостоящих детальных сейсмических и буровых работ.

Карты нового поколения обладают существенно большими прогностическими возможностями и обеспечивают выбор наиболее высокоперспективных районов

и зон для поиска прежде всего уникальных и крупных месторождений УВ, необходимых для эффективного, по возможности расширенного восполнения ресурсной базы газо- и нефтедобычи. При наличии дополнительных важных для формирования залежей нефти и газа условий онтогенеза нафтидов такие карты позволяют осуществлять с высокой точностью дифференцированную по площади участка качественную и количественную оценку потенциальных ресурсов УВ в диапазоне категорий<sup>1</sup> С<sub>3</sub>–Д<sub>1</sub>, а также осуществлять экспресс-оценку предлагаемых ЛУ с прогнозом возможных зон нефтегазонакопления.

Такой подход основан на ранее установленной общей закономерности размещения зон накопления УВ, которые приурочены в центральных частях осадочных бассейнов к меж- и внутририфтовым, а в прибортовых зонах – к прили межразломным гипсометрическим приподнятым блокам фундамента [1, 2]. С учетом указанной закономерности меж- и внутририфтовые блоки с крупными и уникальными скоплениями УВ в известных газонефтеносных комплексах осадочного чехла северных частей Западно-Сибирского, Баренцевоморского и других НГБ первично могут успешно выявляться сочетанием методов грави- и магниторазведки с последующим применением для подтверждения и детализации геохимических методов, электроразведки, сейсморазведки [3].

Вместе с тем необходимо учитывать также индивидуальные особенности строения осадочных бассейнов [4]. Так, для шельфа Баренцева моря при весьма высокой общей оценке начальных потенциальных ресурсов УВ оказывается, что высокодостоверные локализованные и перспективные объекты с уникальными ожидаемыми запасами промышленных категорий в действительности либо отсутствуют, либо малодостоверны и характеризуются высокими рисками неподтверждения по геологическим причинам (рис. 1). Здесь вероятно наличие следующих негативных причин: раскрытия ловушек УВ в условиях высоких значений градиента гипсометрии на бортах Восточно-Баренцевского прогиба, ухудшения или пол-

ного отсутствия пластов-коллекторов и/или флюидоупоров, неблагоприятной дизъюнктивной осложненности структур, литолого-стратиграфической изменчивости и других негативных факторов.

С учетом важнейших особенностей геологического строения осадочного чехла, пород переходного комплекса и фундамента, примеров уже выявленных и изученных зон нефтегазонакопления, строения конкретных месторождений, выявленных и подготовленных к бурению локальных структур, количественной оценки ресурсов УВ на основе карты тектонического районирования составлена карта размещения известных и прогнозируемых зон нефтегазонакопления Баренцевоморского НГБ, включая впадину Святой Анны и обособленную Северо-Карскую потенциально нефтегазонаосную область (рис. 2).

Исходя из необходимости наращивания ресурсной базы газодобычи района Штокмановского газоконденсатного месторождения, уже подготовленного к разработке, в ближайших районах этого центра газодобычи специалистами ОАО «Газпром» из имеющихся здесь структур сателлитов выделены следующие зоны газонефтезонакопления с наиболее крупными прогнозируемыми запасами, освоение которых обосновано в следующей очередности ПРР:

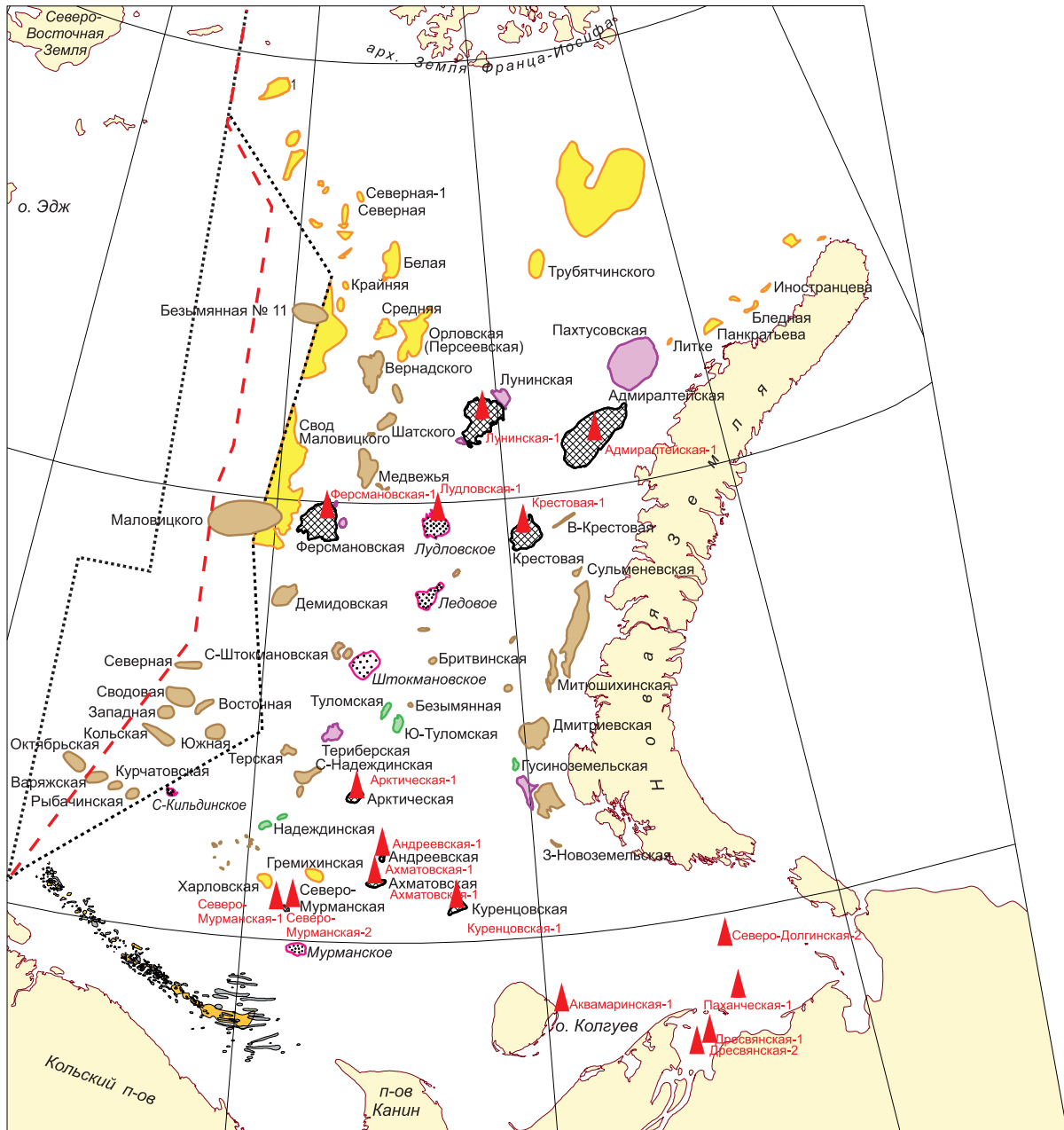
- в осевой зоне Восточно-Баренцевского прогиба доразведке подлежит Ледово-Лудловская зона нефтегазонакопления, севернее в 150 км от нее – Лунинская зона, на восточном бортовом уступе Восточно-Баренцевского прогиба в 100 км к северо-западу от Штокмановского месторождения – Демидовско-Медвежья зона;

- юго-западнее Штокмановского месторождения – свод Федынского, а севернее в пределах Альбановской седловины – Орловская структура (рис. 3);

- в отдаленных северных районах Баренцева моря во впадине Святой Анны целесообразно продолжить изучение зоны нефтегазонакопления Тегеттгофа, а в Северо-Карском бассейне продолжить детализацию Центральной, Ушаковской зон нефтегазонакопления, поднятия Визе.

На данный момент реальные крупные по величине запасы газа и газового конденсата гарантированно ожидаются только в ранее открытых месторождениях северного продолжения осевой зоны Восточно-Баренцевской впадины:

<sup>1</sup> Категории ресурсов нефти и газа по степени обоснованности указаны согласно Временной классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов, введенной в действие приказом Министерства природных ресурсов России от 07 февраля 2001 г. № 126.



1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11

**Рис. 1. Схема размещения открытых месторождений УВ и пробуренных скважин, не подтвердивших наличия промышленной газонефтеносности на шельфе Баренцева моря (по данным [5] с дополнениями):**

1 – месторождения газа и конденсата; 2–6 – интегральные контуры локальных структур по данным «Севморгео» (2 – изученных глубоким бурением, 3 – подготовленных к глубокому бурению, 4 – изученных детальными сейсморазведочными работами, 5 – изученных поисковыми сейсморазведочными работами, 6 – изученных региональными сейсморазведочными работами); 7–8 – контуры органогенных построек, выявленных на Кольско-Канинской моноклинали (7 – нижне-верхнепермских, 8 – каменноугольно-нижнепермских); 9 – новая государственная граница России (договор между РФ и Королевством Норвегия, 2010 г.); 10 – граница зоны совместных с Норвегией экономических интересов (до 2010 г.), 11 – непродуктивные скважины

это Ледовое газоконденсатное и Лудловское газовое месторождения с залежами в отложениях юрского комплекса. Эти месторождения требуют доразведки и с точки зрения разработки расцениваются в качестве первоочередных спутников Штокмановского месторождения.

Мелкие и средние по величине запасов структуры, расположенные к югу от Штокмановского месторождения, среди которых Терская, Северо-Надеждинская, Туломская, Южно-Туломская и другие, с высокой вероятностью промышленно газоносны и могут быть освоены на этапе падающей добычи газа на Штокмановском месторождении.

На крупных структурах восточного борта и уступа Восточно-Баренцевского прогиба – Крестовой, Адмиралтейской, Пахтусовской, а к югу от них на широте Штокмановского месторождения на значительно меньших по размерам Митюшинской, Дмитриевской структурах наличие промышленной газонефтеносности как мезозойского, так и палеозойского комплексов требует дополнительного подтверждения, особенно для палеозойского комплекса, который залегает на больших глубинах (более 4 км). Эти структуры существенно осложнены аккреционно-конвергентными процессами и не имеют надежных флюидопоров. Аналогичные геологические осложнения с проявлением негативных факторов для формирования и сохранности залежей УВ не исключены и для структур западного внешнего борта Восточно-Баренцевского прогиба, а также для большей части района расположения свода Федынского.

Учитывая перечисленные геологические риски отсутствия газонефтеносности или недостаточной значимости ресурсов УВ западного и восточного бортов, а также северного продолжения осевой зоны Восточно-Баренцевской впадины, Альбановская седловина и склоны Восточно-Баренцевской впадины требуют дополнительного изучения, предусмотренного на региональном и поисковом этапах работ, включая альтернативные методы геохимической съемки и прямого прогноза газонефтеносности.

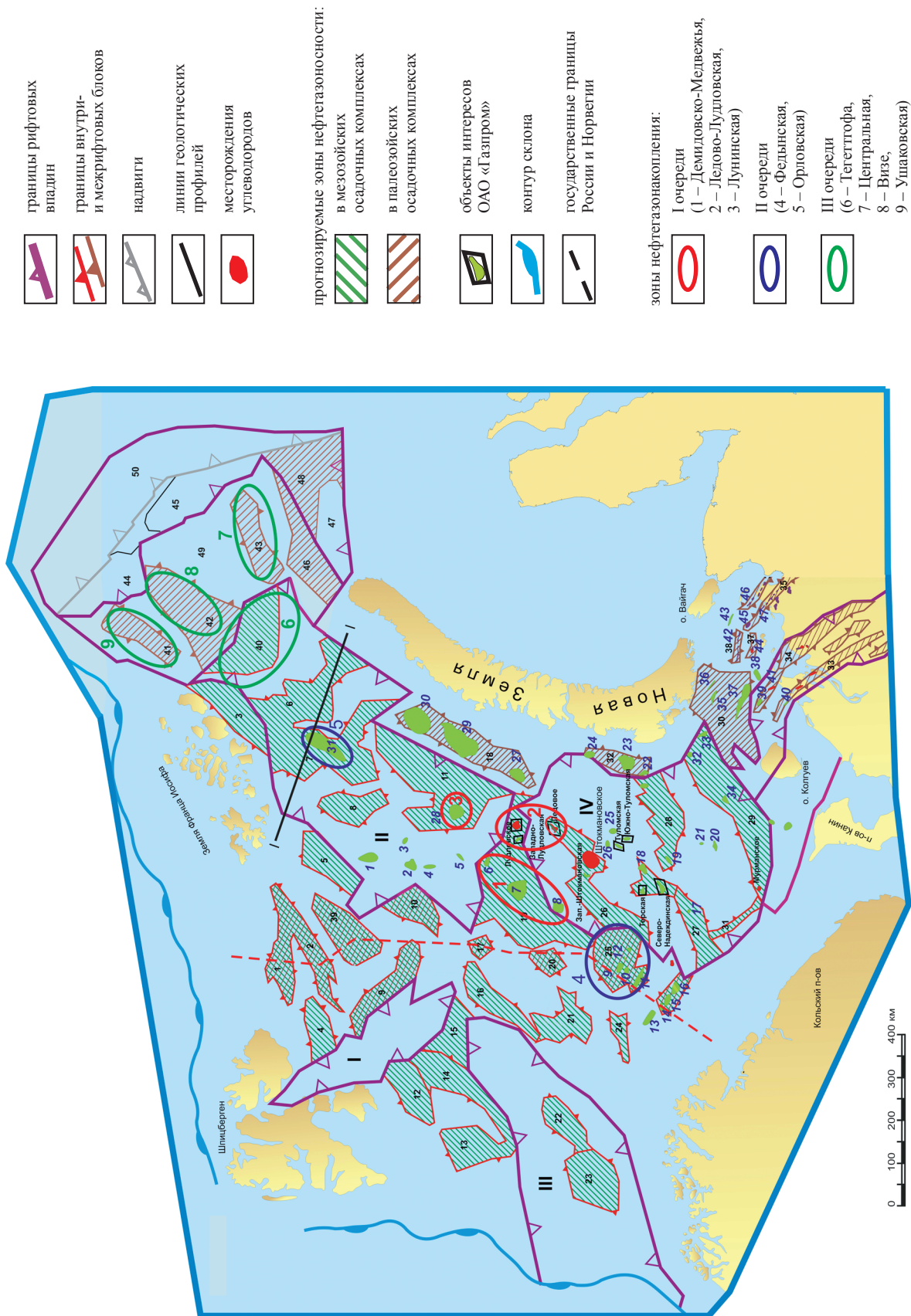
По аналогичным критериям в малоизученной акватории Карского моря выделена крупнейшая межрифтовая область газо- и нефтенакопления (Центрально-Карская) [2], состоящая из нескольких сопряженных зон, отделенная от Ямала Белоостровским и Пухучанским

грабен-рифтами и граничащая на северо-западе с Ноябрьским и Чекинским, а на севере со Свердрупским грабен-рифтами. В центре этой области находится Русановско-Ленинградская зона газонефтенакпления с уникальными по запасам Ленинградским и Русановским газоконденсатными месторождениями. К юго-западу она продолжается приподнятыми блоками, где выявлены крупные структуры: Обручевская, Амдерминская, Западно-Шараповская и др. В пределах северной части Центрально-Карского мегавала выявлены крупные локальные структуры: Западно-Нярмейская, Скуратовская, Рождественская, Кропоткинская, Матусевича и другие. В северной части акватории Центрально-Карский мегавал сопряжен с Розевским и Быррангским также крупными межрифтовыми блоками, в границах которых выявлены локальные структуры – Нансена, Розевская, Рогозинская, Флиссингская, Монская, а к востоку – Анабарская, Вилькицкого, Быррангская, Западно-Свердрупская и др.

В северо-западной части Карского моря выявлены меньшие по размерам гипсометрически приподнятые межрифтовые блоки – Воронинский, Мининский и Северо-Новоземельская ступень, в пределах которых закартировано более десятка крупных структур: Татаринская, Викуловская, Университетская, Западно-Русановская, Воронинская, Мининская и др. В 2014 г. на Университетской структуре НК «Роснефть» открыто крупное, вероятно, газоконденсатнонефтяное месторождение, названное «Победа», подтвердившее установленную закономерность размещения зон газонефтенакпления на шельфе Карского моря (рис. 4, 5).

Исходя из намеченных закономерностей тектонической приуроченности и доступности зон нефтегазонакопления для акватории Карского моря с учетом вновь выполненных оценок перспективных ресурсов и ожидаемых запасов УВ на выделенных ОАО «Газпром» ЛУ и уже создаваемых центров газонефтедобычи оптимальная стратегия продолжения газонефтепоисковых работ может быть следующей: первоочередными объектами поисково-разведочных работ должны стать Нярмейская, Скуратовская и Северо-Харасавэйская структуры, с которыми могут быть связаны достаточно крупные запасы УВ, прежде всего газа. Кроме того, прогнозируемые залежи УВ,





**Наклонными арабскими цифрами обозначены структуры и месторождения:**

- 1 – Белая, 2 – Средняя, 3 – Персеевская, 4 – Вернадского, 5 – Шагского, 6 – Медвежья, 7 – Ферсмановская, 8 – Демидовская, 9 – Сводовая, 10 – Западная, 11 – Кольская, 12 – Восточная, 13 – Октябрьская, 14 – Варяжская, 15 – Курчатова, 16 – Рыбачинская, 17 – Надеждинская, 18 – Терберская, 19 – Арктическая, 20 – Ахматовская, 21 – Андреевская, 22 – Гусиноземельская, 23 – Дмитриевская, 24 – Митгошхинская, 25 – Безьянная, 26 – Северо-Тулумская, 27 – Крестовая, 28 – Лунинская, 29 – Адмиралтейская, 30 – Пахтусовская, 31 – Орловская, 32 – Западно-Новоземельская, 33 – Междушарская, 34 – Куренцовская, 35 – Сахалинская, 36 – Западно-Покровская, 37 – Русская, 38 – Южно-Русская, 39 – Северо-Поморская, 40 – Колоколморское, 41 – Поморское, 42 – Долгинское, 43 – Западно-Матвеевская, 44 – Северо-Гуляевское, 45 – Приразломное, 46 – Медыньское-море, 47 – Варандей-море.

**Римскими цифрами отмечены рифты:**

- I – Ольгинский, II – Северо-Баренцевский, III – Медвеженский, IV – Южно-Баренцевский.

**Арабские цифры прямого начертания указывают на географические объекты:**

- 1 – выступ о. Белого, 2 – вал Виктории, 3 – Вильчевское поднятие, 4 – поднятие Карла Короля, 5 – вал Пинегина, 6 – Восточно-Альбановская седловина, 7 – Западно-Альбановская седловина, 8 – поднятие Гимет, 9 – Западно-Персейское поднятие, 10 – Восточно-Персейское поднятие, 11 – Лунинский выступ, 12 – поднятие Холпен, 13 – Восточно-Серкапское поднятие, 14 – Медвежинское-Надеждинское поднятие, 15 – Западно-Мальгинская седловина, 16 – вал Эльдохольма, 17 – поднятие Година, 18 – вал Адмиралтейства, 19 – Лудловская седловина, 20 – Централно-Баренцевское поднятие, 21 – Демидовский выступ, 22 – Нордкинское поднятие, 23 – поднятие Лоппа, 24 – Западно-Фельдский выступ, 25 – свод Фердынского, 26 – Восточно-Фердынский выступ, 27 – Надеждинский выступ, 28 – Гусиноземельский выступ, 29 – Куренцовская ступень, 30 – Печороморский выступ, 31 – Южно-Мурманская седловина, 32 – Костиншарский вал, 33 – Шапкинско-Юряхинский вал, 34 – Колвинский вал, 35 – вал Сорокина, 36 – Медыньский вал, 37 – Гуляевский вал, 38 – Долгинский вал, 39 – Северо-Персейское поднятие, 40 – моноклиналь Тегетгорфа, 41 – Ушаковский вал, 42 – вал Визе, 43 – вал Уединения, 44 – северный сектор Восточно-Карского предорогового прогиба, 45 – южный сектор Восточно-Карского предорогового прогиба, 46 – Западно-Арктический выступ, 47 – Северо-Известинский выступ, 48 – Арктический выступ, 49 – надрифтовая депрессия Святой Анны, 50 – надвиговая зона Северной Земли – Северного Таймыра

**Рис. 2. Карта нефтегазогеологического районирования и размещения прогнозируемых зон газонефтенакопления с крупными по запасам УВ месторождениями в акватории Баренцева моря**



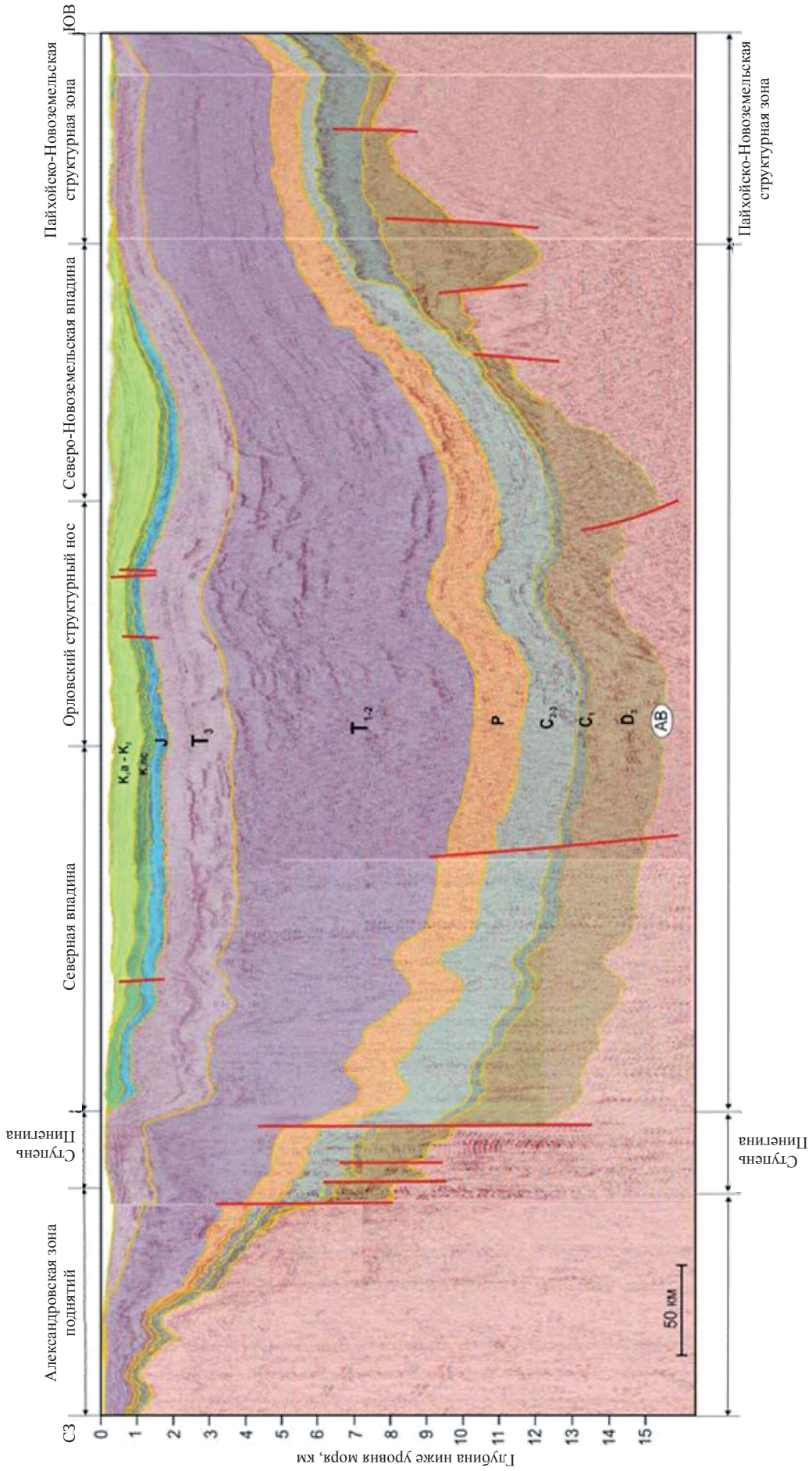


Рис. 3. Сводный сейсмогеологический профиль по линии I-I [6]:  
здесь и далее на рис. 5 использованы обозначения индексов согласно Общей стратиграфической (геохронологической) шкале 2012 г.

связанные с указанными структурами, являются пока наиболее технически доступными для освоения. После бурения первых поисковых скважин и открытия новых уникальных по запасам месторождений УВ на указанных структурах целесообразно будет продолжить разведку Русановского и Ленинградского месторождений. Такая очередность позволит оптимизировать варианты освоения не только этих уникальных по запасам месторождений, но и всех других прогнозируемых месторождений южной части акватории Карского моря.

Вторым перспективным направлением ПРР может стать Западно-Шараповский ЛУ с продолжением ПРР на Шараповской, Шкиперской и Крузенштерн-море структурах с целью увеличения газодобычи Бованенково-Харасавэй-Крузенштернского центра. Третьим по очередности и значимости направлением ПРР будет Обручевская структура с группой соседних структур Обручевского вала и структур-сателлитов.

Важным условием успеха ПРР в арктических морях является применение совершенных (желательно адаптированных к району работ) техники и технологий, обеспечивающих в оптимальной последовательности и рациональных объемах получение достоверной информации, повышающей качество знаний о газонефтеперспективных участках и районах, позволяющей создавать реальные геолого-геофизические образы ожидаемых залежей и месторождений УВ в целом, оценивать величины ожидаемых запасов газа, конденсата и нефти. В этой связи на шельфе арктических морей России рекомендуется продолжить организацию ПРР с использованием технологии ускоренной подготовки запасов промышленных категорий [7], хорошо зарекомендовавшей себя при проведении ПРР на ЛУ, принадлежащих ОАО «Газпром» в Баренцевом море (Штокмановский), в Обской и Тазовской губах (Каменномысский, Северо-Каменномысский, Чугорьяхинский, Семаковский и др.) и в Охотском море (Киринский блок – Киринское, Южно-Киринское, Мынгинское месторождения).

В последние годы накапливается положительный опыт применения технологий аэрогеофизической, радарной и геохимической съем-

ки с целью опережающего выявления наиболее крупных месторождений УВ [8]. Однако применение аэрогеофизических методов, радарной и геохимической съемок требует полного охвата всей площади ЛУ. При этом необходимы опережающий охват наиболее крупных высокоперспективных структурных зон возможного газонефтенакопления, а также обязательная привязка к эталонным площадям с месторождениями и с разбуренными, но не продуктивными или не подтвердившимися структурами. Также до бурения первых поисковых скважин на выявленных и подготовленных структурах рекомендуется применять современные модификации высокоразрешающей электроразведки.

Высокая успешность поисково-разведочного процесса обеспечивается также оптимальным размещением участков проведения детализационных геолого-геофизических работ на участках прогнозируемых месторождений УВ, особенно сейсморазведки, геохимической съемки, а в итоге – бурения поисковых и разведочных скважин, которые должны дать максимум информации об изучаемых залежах УВ. Учитывая опыт проведения ПРР на структурах и месторождениях повышенной степени сложности, необходимо предусматривать опережающее (до бурения 1-й поисковой скважины) выполнение оптимальных объемов 3D-сейсморазведки в комплексе с современными методами геохимической съемки и высокоразрешающей электроразведки.

При размещении первых поисковых и разведочных скважин, обосновании их глубины необходимо учитывать известные и предполагаемые особенности строения осадочного чехла: в частности, наличие или отсутствие ложных флюидоупоров над пластами-коллекторами, возможное наличие нефтяных оторочек и подушек, фазовый состав залежей, их количество и конфигурацию контуров.

Анализ ожидаемых результатов ПРР на шельфе Баренцева и Карского морей показал, что на шельфе Карского моря предполагается более высокая геолого-экономическая эффективность ПРР, что объясняется ожиданием очень крупных запасов УВ на большинстве прогнозируемых месторождений данного шельфа.



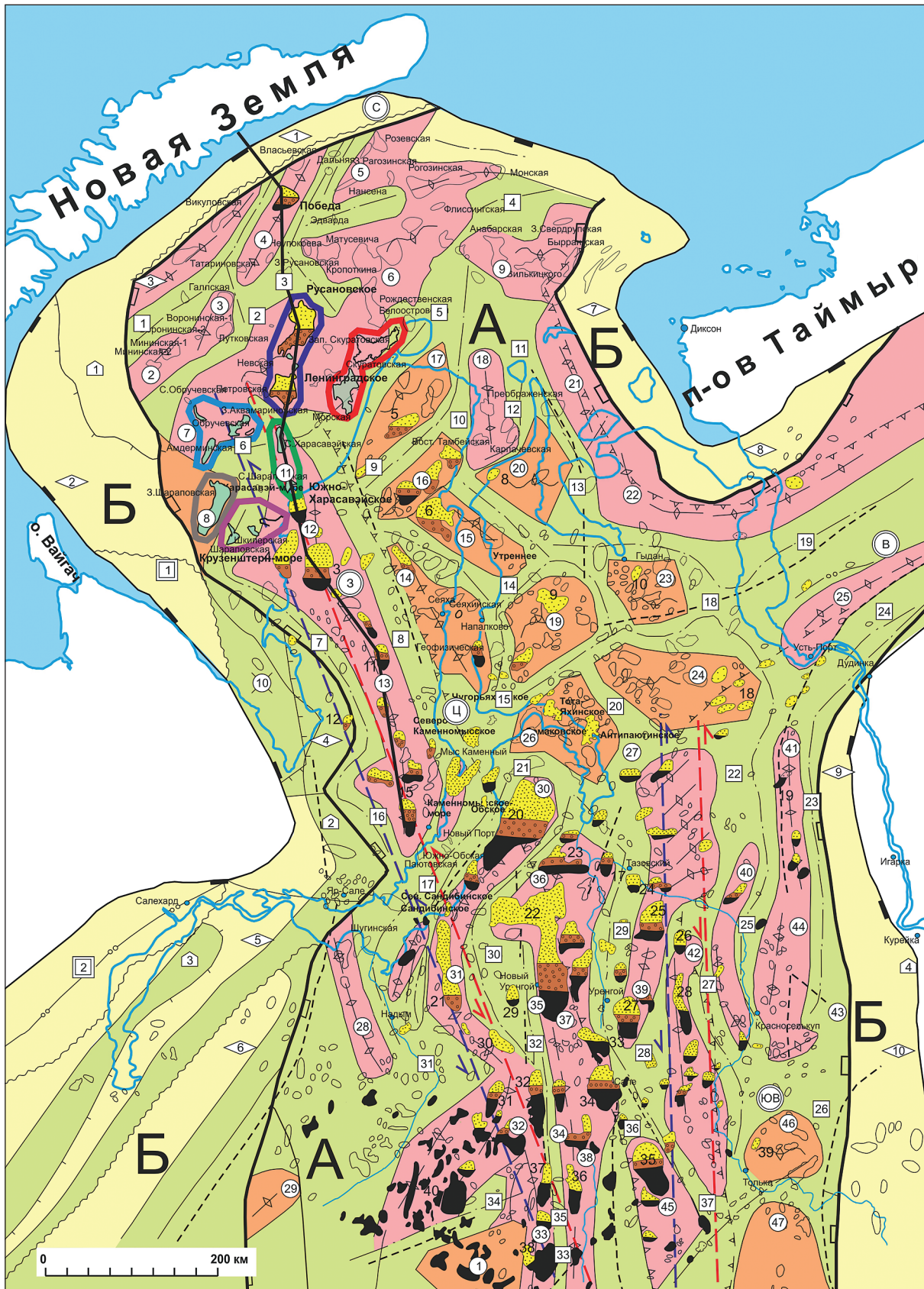
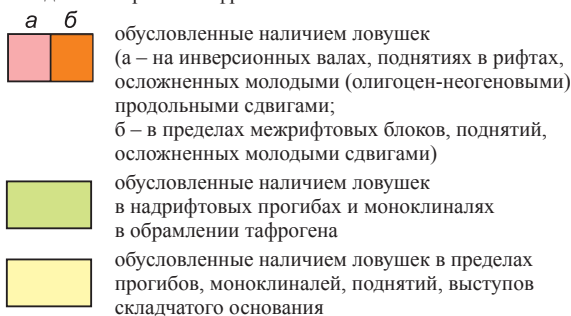


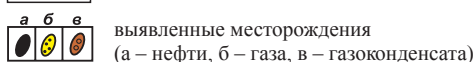
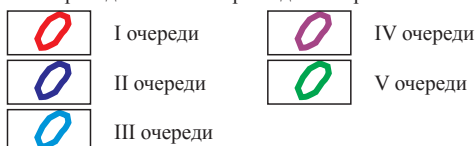
Рис. 4. Карта нефтегазогеологического районирования акватории Карского моря и прилегающей суши Западной Сибири



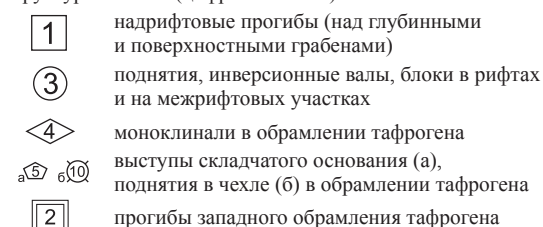
региональные и зональные объекты, перспективные для поисков нефти и газа в пул-апарт-бассейнах Западно-Сибирского тафрогена:



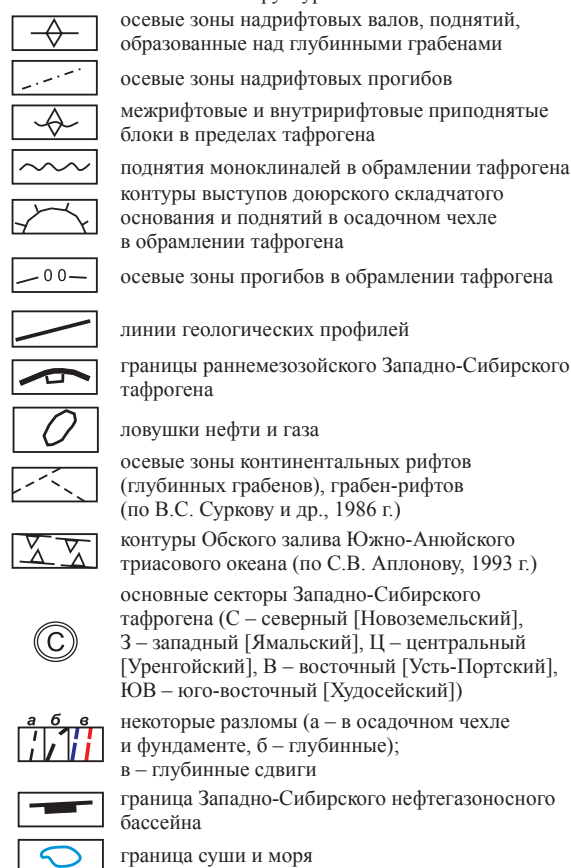
зоны проведения геологоразведочных работ:



структурные зоны (цифры см. ниже):



элементы тектонических структур:



**Западно-Сибирский тафроген (А):** надрифтовые прогибы (1 – Литковский, 2 – Ноябрьский, 3 – Чекинский, 4 – Свердрупский, 5 – Белоостровский, 6 – Пухучанский, 7 – Байдарацкий, 8 – Ямальский, 9 – Хабеинский, 10 – Лябихинский, 11 – Явайский, 12 – Высокоширотный, 13 – Яруяхинский, 14 – Северо-Сеяжинский, 15 – Сояжинский, 16 – Яротинский, 17 – Парусовый, 18 – Усть-Енисейский, 19 – Агапский, 20 – Антипаютинский, 21 – Северо-Ямбургский, 22 – Большехетский, 23 – Долганский, 24 – Жданихинский, 25 – Красноселькупский, 26 – Худосейский, 27 – Северо-Тазовский, 28 – Хадырьяхинский, 29 – Нижнепурский, 30 – Нерутинский, 31 – Надымский, 32 – Худуттейский, 33 – Акапапурский, 34 – Пакупурский, 35 – Ампутинский, 36 – Пякупурский, 37 – Верхнеаганский); приподнятые блоки в межрифтовых участках с выявленными в их пределах ловушками (1 – Северо-Сургутский); приподнятые блоки между глубинными грабенами с выявленными в их пределах ловушками (2 – Минский, 3 – Воронинский, 4 – Университетский, 8 – Шарাপовский, 11 – Харасавэйско-Крузенштернский, 12 – Бованенковский, 13 – Нурминский, 21 – Западно-Таймырский, 22 – Таймырский, 30 – Ямбургский, 31 – Медвежий, 32 – Северный [Пурпейский], 33 – Верхнепурский [Вэнгапурский], 34 – Губкинский, 35 – Юбилейный, 36 – Северо-Уренгойский, 37 – Уренгойский, 38 – Етыпурский, 41 – Сузунский, 44 – Мангазейский).

**Обрамление Западно-Сибирского тафрогена (Б):** моноклинали с выявленными в их пределах ловушками (1 – Новоземельская, 2 – Южно-Новоземельская, 3 – Северо-Новоземельская, 4 – Усть-Юрибейская, 5 – Собтыеганская, 6 – Верхнеполуйская, 7 – Таймырская, 8 – Пясинская, 9 – Сидоровская, 10 – Приенисейская); прогибы с западной части обрамления тафрогена (1 – Карский, 2 – Ляпинский), в том числе выступы складчатого основания с выявленными ловушками (1 – Пахтусовский, 2 – Щучинский, 3 – Хишгорский, 4 – Туруханский) и поднятие в чехле (10 – Поетаяхинское).

*Арабскими цифрами черного цвета обозначены месторождения УВ* (1 – Русановское, 2 – Ленинградское, 3 – Бованенковское, 4 – Крузенштернское, 5 – Малыгинское, 6 – Южно-Тамбейское, 7 – Салмановское [Утреннее], 8 – Штормовое, 9 – Гыдянское, 10 – Ладертойское, 11 – Арктическое, 12 – Малоямальское, 13 – Северо-Каменномыское, 14 – Каменномыское, 15 – Новопортовское, 16 – Антипаютинское, 17 – Западно-Мессояхское, 18 – Мессояхское, 19 – Ванкорское, 20 – Ямбургское, 21 – Медвежье, 22 – Уренгойское, 23 – Северо-Уренгойское, 24 – Тазовское, 25 – Заполярное, 26 – Русское, 27 – Береговое, 28 – Южно-Русское, 29 – Юбилейное, 30 – Ямсовейское, 31 – Северо-Комсомольское, 32 – Северо-Губкинское, 33 – Южно-Пырейное, 34 – Восточно-Таркосалинское, 35 – Западно-Горшковское, 36 – Етыпурское, 37 – Вэнгаяхинское, 38 – Вэнгапурское, 39 – Топыхинское, 40 – Восточно-Пякутинское) и *перспективные нефтегазоносные структуры* (41 – Белоостровская, 42 – Скуратовская, 43 – Няремская, 44 – Морская, 45 – Северо-Харасавэйская, 46 – Шарাপовская, 47 – Западно-Шарাপовская, 48 – Аквамариновая, 49 – Амдерминская, 50 – Стерегущая, 51 – Обручевская, 52 – Мининская, 53 – Воронинская, 54 – Галская, 55 – Невская, 56 – Северная, 57 – Татаринская, 58 – Шкиперовская, 59 – Преображенская, 60 – Корпачевская, 61 – Восточно-Тамбейская), недописанные структуры числятся как структуры без названия



### Список литературы

1. Астафьев Д.А. Роль рифтогенеза в размещении зон нефтегазонакопления (на примере осадочных бассейнов России) / Д.А. Астафьев // Геодинамика, стратиграфия и нефтегазоносность осадочных бассейнов России: сб. науч. тр. – М.: ВНИГНИ, 2001. – С. 37–58.
2. Астафьев Д.А. Генетическое единство и индивидуальные различия в строении осадочных бассейнов / Д.А. Астафьев // Геология нефти и газа. – 2002. – № 2. – С. 47–51.
3. Цемкало М.Л. Районирование фундамента по структурно-формационным зонам как основа схем перспектив нефтегазоносности / М.Л. Цемкало, Э.А. Таратын, Э.Ю. Николаевский и др. // Газовая промышленность. – 2011. – № 8. – С. 30–35.
4. Астафьев Д.А. Тектоническое строение и перспективы нефтегазоносности северной части Западно-Сибирского тафрогена и его обрамления / Д.А. Астафьев, В.А. Шеин // Геология нефти и газа. – 2010. – № 3. – С. 19–29.
5. Шеин В.С. Геология и нефтегазоносность России / В.С. Шеин. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: ВНИГНИ, 2012. — 848 с., ил. 16 с.
6. Morgunova E.S. Mospzoic deformation phases in the North Barents Megabasin / E.S. Morgunova, V.A. Nikishin, N.A. Malyshev, L.N. Kleschina, A.M. Nikishin, G.V. Ulyanov, V.V. Obmetko // Abstracts of EAGE Conf. Geomodel-2013. – Gelendzhik: EAGE, 2013.
7. Ампилов Ю.П. Технология ускоренной подготовки запасов промышленных категорий морских месторождений углеводородов / Ю.П. Ампилов, Б.А. Никитин, В.А. Вовк и др. // Наука и техника в газовой промышленности. – 2006. – № 1. – С. 21–34.
8. Бабаянц П.С. Комплексные аэрогеофизические работы на Арктическом шельфе России: особенности методики и первые результаты / П.С. Бабаянц, О.Р. Контарович // Материалы V Международной конференции «Освоение ресурсов нефти и газа российского шельфа: Арктика и Дальний Восток» (ROOGD-2014). – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014. – С. 28.