

DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/4_2020

УДК 553.98.042(470.111+268.45)

Прищеп О.М.

Акционерное общество «Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт» (АО «ВНИГРИ»); Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия

Нефедов Ю.В., Айрапетян М.Г.Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия, yurijnefedov@yandex.ru

УГЛЕВОДОРОДНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ АКВАТОРИАЛЬНОГО АРКТИЧЕСКОГО СЕКТОРА СЕВЕРА ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ РЕГИОНАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

С целью оценки одного из важнейших направлений развития минерально-сырьевой базы углеводородов России выполнен анализ углеводородного потенциала Арктических морей - Баренцева и Карского, а также зоны их сочленения с акваториальным продолжением Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (Печорское море). Уточнение оценки потенциала Печорского моря связано с завершённой серией региональных сейсморазведочных исследований и проведения комплексного бассейнового моделирования на их основе. Разработана принципиальная схема прогноза очагов нефтегазообразования и направлений миграции для северной части Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, где выявлены возможности распространения зон аккумуляции углеводородов в пределах основных нефтегазоносных комплексов, позволившие дифференцировать участки нераспределённого фона недр по перспективности. Выделены первоочередные направления и объекты геологоразведочных работ, расположенные в пределах возможных зон нефтегазоаккумуляции. Важным аспектом является оценка перспектив не только положительных структурных областей (мегавалов и валов), но и структурно слабо выраженных (моноклиналей и синклиналей).

Ключевые слова: углеводородный потенциал, прогноз очагов нефтегазообразования, зона нефтегазоаккумуляции, Арктические моря России, Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция.

Углеводородный (УВ) потенциал Арктической зоны Российской Федерации (АЗРФ) сегодня рассматривается как важнейший резерв для воспроизводства минерально-сырьевой базы нефти и газа страны. Детальное геологическое изучение и промышленное освоение арктических районов, и особенно акваторий, сопряжено с рядом проблем, связанных с природно-климатическими особенностями региона, сложным геологическим строением залежей, технологическими особенностями, несовершенством нормативно-правовой базы, сложившейся неблагоприятной экономической ситуацией на мировом и внутреннем рынках топливно-энергетических ресурсов.

Площадь сухопутной и морской частей АЗРФ составляет 4,9 млн. км², из которых около 80% приходится на внутренние моря РФ (Баренцево, Белое, Карское, Лаптевых, Восточно-Сибирское и Чукотское). Согласно результатам последней по времени проведения

количественной оценки, объем прогнозных ресурсов УВ АЗРФ оценивается в более чем 270 млрд. т у. т., включая около 48,5 млрд. т нефти и конденсата и свыше 220 трлн. м³ природного газа. На долю территорий АЗРФ приходится около 156 млрд. т у. т. (почти 58% от общего объема), из которых подавляющая часть - это газосодержащие объекты (административно относящиеся к ЯНАО (120,5 млрд. т у. т., в том числе 98,8 трлн. м³ газа), на долю акваторий - 42%, также преимущественно газовых ресурсов.

Развитие сырьевой базы УВ АЗРФ, в первую очередь, связано с реализацией крупномасштабных проектов поисков, добычи и транспортировки нефти и газа на суше с перспективой дальнейшего использования созданной береговой промышленной инфраструктуры для вовлечения в промышленный оборот морского УВ потенциала. При этом использование сухопутных объектов при освоении морских месторождений не всегда возможно в силу их географического расположения, поэтому развитие первоочередных шельфовых проектов актуально.

Сырьевой УВ потенциал Арктических морей России представлен на сегодня 19 месторождениями, часть из которых расположена в пределах губ и заливов Карского моря, некоторые из них являются шельфовыми продолжениями сухопутных объектов [Прищепа, Нефедов, Григорьев, 2019]. Все месторождения и, соответственно, запасы нефти, газа и конденсата сосредоточены в пределах акваторий: Баренцева (преимущественно газовые месторождения, и его южной части - Печорского (в основном нефтяные месторождения) морей и Карского (газовые и газоконденсатные) моря. Объем доказанных запасов нефти составляет относительно небольшую величину - 454 млн. т, из которых 96% сосредоточено в месторождениях распределенного фонда недр, объем прогнозных ресурсов нефти оценен в 12,8 млрд. т, из которых только 5% сосредоточены на лицензионных участках. Объем доказанных запасов газа в значительной степени больше - 9,2 трлн. м³, из которых почти 70% приходится на месторождения с действующими лицензиями, объем прогнозной ресурсной базы природного газа составляет 86,5 трлн. м³, из которых лишь около 4% находится в распределенном фонде недр [Каминский и др., 2017; Прищепа, 2016; Прищепа, Меткин, Боровиков, 2019; Каминский и др., 2018].

Арктические моря и, особенно, их прибрежная часть сегодня рассматриваются как форпосты апробации и внедрения новейших технологий в самых сложных условиях.

С 2013 г. реализуется проект промышленного освоения Приразломного нефтяного месторождения, оператором которого является компания ПАО «Газпром нефть шельф». Несмотря на существенную корректировку первичных планов проектных уровней добычи нефти, сократившихся с 6,5 млн. т/год почти в два раза, проект можно назвать успешным с точки зрения апробации огромного количества технологий освоения и логистических

решений в сложных ледовых условиях с отработкой взаимодействия различных служб, сервисов и судов обеспечения.

В Карском море разрабатывается Юрхаровское месторождение, частично расположенное и в акватории Тазовской губы, с 2003 г. компанией ПАО «НОВАТЭК» при использовании технологий добычи из скважин, пробуренных с берега. Уровень годовой добычи газа превышает 30 млрд. м³, конденсата - 2,0 млн. т. С 2005 г. добыча на этом месторождении превышает суммарное производство УВ во всех Арктических регионах мира. Активизация геологоразведочных работ (ГРП) в акватории Обской губы и отработка технологий бурения с использованием бурового судна позволили подготовить к освоению дополнительные существенные запасы газа и конденсата, которые станут основой новых проектов ПАО «НОВАТЭК» и ПАО «Газпром».

На базе газовых и газоконденсатных месторождений п-овов Ямал и Гыдан и месторождений Обской губы создан крупный центр газодобычи, продукция которого после сжижения вывозится с использованием морского транспорта по Северному морскому пути (СМП).

Проект Ямал СПГ на базе Южно-Тамбейского месторождения обеспечил рекордные объемы транспорта СПГ в 2019 г. (почти 18 млн. т). В целом, объемы перевозок по СМП в 2019 г. уже составили рекордную цифру – 30 млн. т в год, что более чем в четыре раза превышает максимальные объемы транспорта по СМП в «советское» время (6,7 млн. в 1987 г.). При этом в соответствии с планами развития Арктики к 2024 г. планируется увеличение объемов транспорта до 80 млн. т с дальнейшим их наращиванием [Прищепа, Нефедов, Григорьев, 2019; Прищепа, Меткин, Боровиков, 2019].

В акватории Баренцева моря к разработке подготовлено Штокмановское газоконденсатное месторождение, однако начало реализации освоения отложено ввиду наличия технологических трудностей, необходимости огромных инвестиций и экономических ограничений, вызванных существенным сокращением рынка газа в Европе для РФ и выходом из проектов стратегических партнеров.

В качестве достижений морской отечественной техники в арктических акваториях России следует отметить Варандейский терминал, построенный силами компании ПАО «Лукойл» в Печорском море с объемом отгрузки нефти до 12,5 млн. т/год, морской терминал «Ворота Арктики» компании ПАО «Газпромнефть», осуществляющий отгрузку нефти, поставляемой с Новопортовского месторождения в пресных водах, расположенный за пределами полярного круга, мощностью до 8,5 млн. т/год.

Активно реализуется развитие проекта Арктик СПГ-2, продукция которого будет вывозиться также с использованием СМП, но преимущественно в восточном направлении на

рынок азиатско-тихоокеанского региона.

Таким образом, можно констатировать, что в кратчайшие сроки с учетом реализации схемы транспортировки с использованием морского транспорта апробирован и интенсифицирован ввод месторождений в разработку в пределах суши и их продолжений на акватории п-овов Ямал и Гыдан.

В тоже время, развитие сырьевой базы УВ на шельфе Арктики имеет существенные ограничения, а все значимые достижения последних лет по подготовке новых запасов сводятся к доразведке морских продолжений сухопутных месторождений. Отечественные программы по развитию сырьевой базы арктических морей весьма внушительны: по данным Минприроды, до 2023 г. запланировано выполнение значительного объема сейсмических работ, а количество пробуренных поисковых скважин в арктических акваториях должно достигнуть 127 единиц [Прищепа, Меткин, Боровиков, 2019]. Реальные темпы ГРП в акваториальной части АЗРФ ограничены огромной стоимостью морского бурения, небольшими мощностями собственного бурового флота и санкционными ограничениями.

Из-за отсутствия необходимой техники, технологий, опыта и инвестиций операторы шельфовых арктических месторождений ПАО НК «Роснефть» и ПАО «Газпром» вынуждены привлекать иностранные сервисные и добычные компании для осуществления работ в морской части АЗРФ, имеющих существенный опыт проведения подобных работ.

В России подготовлена и в настоящее время поэтапно реализуется Государственная Программа социально-экономического развития Арктики, охватывающая в том числе и направления, связанные с геологическим изучением и промышленным освоением морских арктических месторождений нефти и газа. Вместе с тем внедряются в производственную жизнь мероприятия Государственной Программы по импортозамещению, направленные на становление отечественной машиностроительной отрасли в части разработки и запуска в производство необходимого для реализации крупномасштабных арктических проектов освоения УВ потенциала технологического оборудования.

Все перечисленное позволяет сделать ряд определенных выводов, связанных с перспективами развития сырьевой базы АЗРФ.

С учетом имеющихся на сегодняшний день в России технологических решений, для арктических условий и значительного положительного опыта освоения месторождений, расположенных на небольшом удалении от берега (в том числе заливов и губ) с возможностью доставки продукции до отгрузочных терминалов и заводов по сжижению газа в ближнесрочной перспективе, наиболее целесообразными будут проекты, связанные с освоением объектов нефти и газа на суше и на их акваториальных продолжениях, с использованием морского транспорта для вывоза продукции. Такие условия есть не только на

п-овах Ямал и Гыдан, но и на п-ове Таймыр, и на всем побережье Печорского моря.

Безусловно, необходимо развивать и машиностроительный сектор с выделением первоочередного перечня нефтегазового оборудования, предназначенного для освоения морской сырьевой базы арктических акваторий и обеспечения условий для его производства.

Анализ геолого-геофизической изученности свидетельствует о том, что ГРП непосредственно на морских объектах арктического шельфа ведутся выборочно и сосредоточены на наиболее крупных зональных или локальных объектах, к тому же расположенных, чаще всего, в пределах высокоамплитудных валов, продолжающихся с суши. Так, в Печорском море все акваториальные месторождения открыты именно в описанных выше структурных условиях. При этом огромные перспективные акватории, на которых по данным сейсморазведочных региональных и площадных исследований выявлены и подготовлены к бурению более 150 локальных объектов, сегодня практически не востребованы и не охвачены ГРП.

Основные причины замедления ГРП заключаются в необходимости огромных инвестиций в глубокое бурение для опоскования таких объектов, высоких геологических рисках, неуверенности в оценке их нефтегазового потенциала и экономических ограничениях. Сегодня ПАО «Газпром» и ПАО «Роснефть» ведут детальные сейсморазведочные работы в пределах принадлежащих им лицензионных участков и используют эту информацию для построения геологических моделей, позволяющих принимать текущие управленческие решения.

Важнейшим дополнением к таким работам должна стать разработка региональной геолого-геофизической модели, на базе которой могут быть даны более обоснованные оценки ресурсов и выделены первоочередные зональные объекты для изучения.

Построение современной геолого-геофизической модели предусматривает комплексирование результатов, проводимых ГРП с критическим анализом и переинтерпретацией архивных данных ранее выполненных геофизических исследований и глубокого бурения.

В пределах Печорского моря (южная часть Баренцева моря) осуществлен значительный объем сейсморазведочных работ и пробурены одиночные скважины, преимущественно сосредоточенные в пределах крупных локальных поднятий. Обширные зоны моноклиналей, прогибов и плато изучены в гораздо меньшей степени сейсморазведочными работами и практически не пройдены бурением.

Отчасти решение вопроса разработки региональных моделей возможно на основании проведения региональных сейсморазведочных исследований, проводимых за бюджетные средства.

В период 2008-2018 гг. в акватории Печорского моря и в зоне ее сочленения с сушей Тимано-Печорской провинции выполнен значительный комплекс сейсморазведочных региональных работ, позволивший в существенной мере уточнить геолого-геофизическую модель строения северной части Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции и ее морского продолжения на акватории Печорского моря.

В результате работ сделаны увязанные с архивными материалами структурные построения по отражающим горизонтам (ОГ) в районах их прослеживаемости: VI (поверхность фундамента), V - V1, IV, III-IV, III₂, III_d, III_{fm1}, II_v, Ia, A-I, Б. Сейсмогеологическая модель, созданная в ПК Kingdom, явилась основой для уточнения тектонического и нефтегазогеологического районирования севера Тимано-Печорской провинции, включая акваторию Печорского моря. Существенно уточнены границы основных тектонических элементов (надпорядковые структуры – Ижма-Печорская синеклиза (север), Малоземельско-Колгуевская моноклираль, Печоро-Колвинский авлакоген (север), Хорейверско-Печороморская синеклиза, Северо-Печороморская моноклираль, Припайхойско-Приюжноновоземельский прогиб и Гуляевско-Варандейская структурно-тектоническая зона (рис. 1, 2) прежде всего в акваториальной части района исследований и по характеру взаимоотношений установлена их соподчиненность. Несовпадение структурных планов по поверхности осадочного чехла и поверхности карбонатов пермо-карбона определяет существенные различия в контроле нефтегазоносности разных структурных этажей.

Корреляция разрезов скважин вдоль линий региональных профилей позволила определить особенности развития нефтегазоносных комплексов. К числу значимых отнесены такие, как увеличение мощностей основных стратиграфических подразделений в северном направлении, стратиграфически неполный разрез пермской системы в скважинах Варандей-Адзвинской структурной зоны, выклинивание на восточном борту Тимано-Печорской провинции мезозойских отложений, развитие кембрийско-ордовикской некомпенсированной впадины в западной части района работ.

Важной особенностью исследования являются выявленные закономерности распространения основных нефтегазоносных комплексов, прослеженных с суши в акваторию Печорского моря (рис. 3).

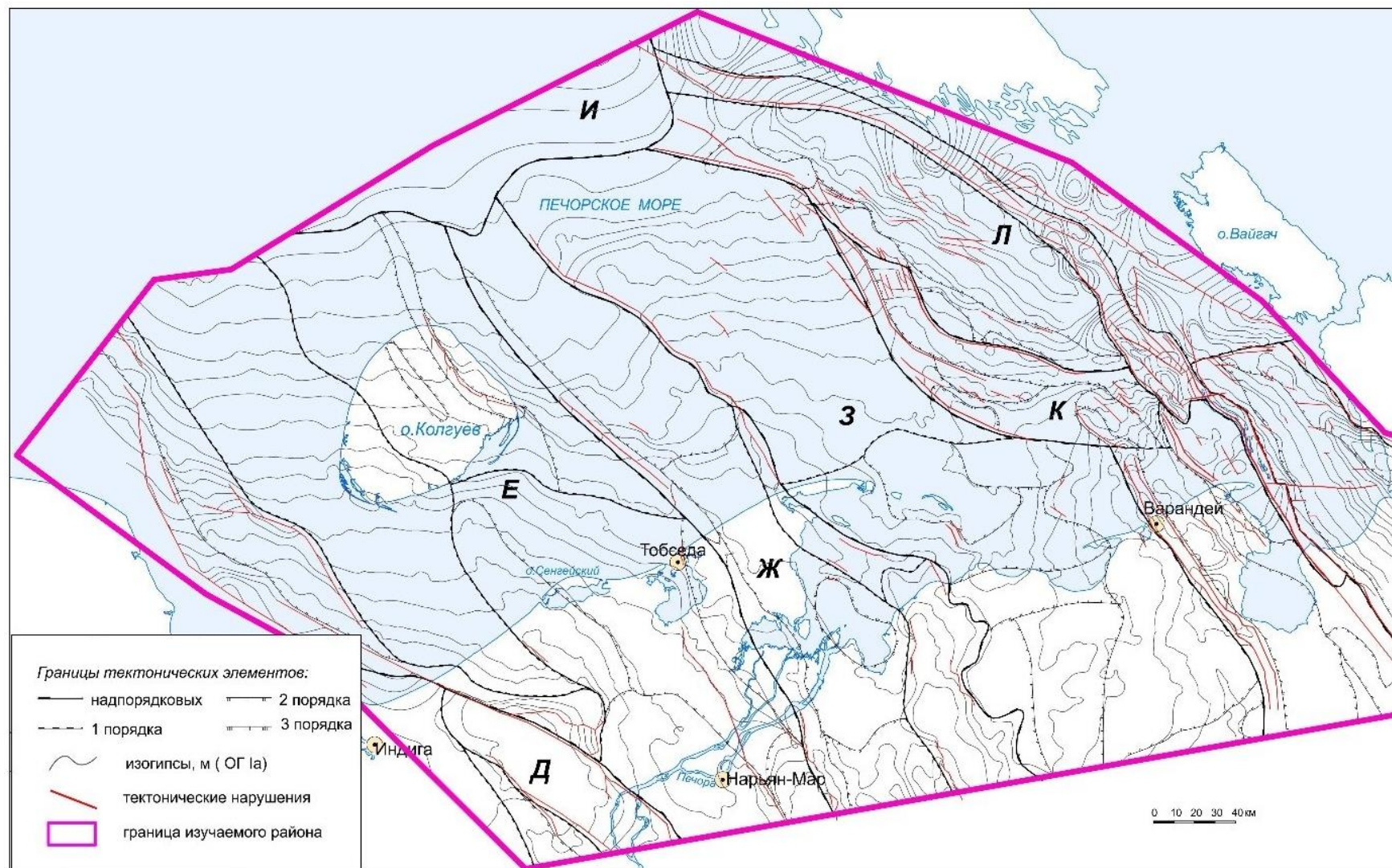


Рис. 1. Структурно-тектоническая схема северной части Тимано-Печорской провинции (по кровле карбонатов пермо-карбона ОГ-Ia)
 Д - Ижма-Печорская синеклиза, Е - Малоземельско-Колгуевская моноклираль, Ж - Печоро-Колвинский авлакоген, З - Хорейверско-Печороморская синеклиза, И - Северо-Печороморская моноклираль, К - Гуляевско-Адзвинская структурно-тектоническая область, Л - Припайхойско-Приюжноновоземельский мегапрогиб (перикратон).

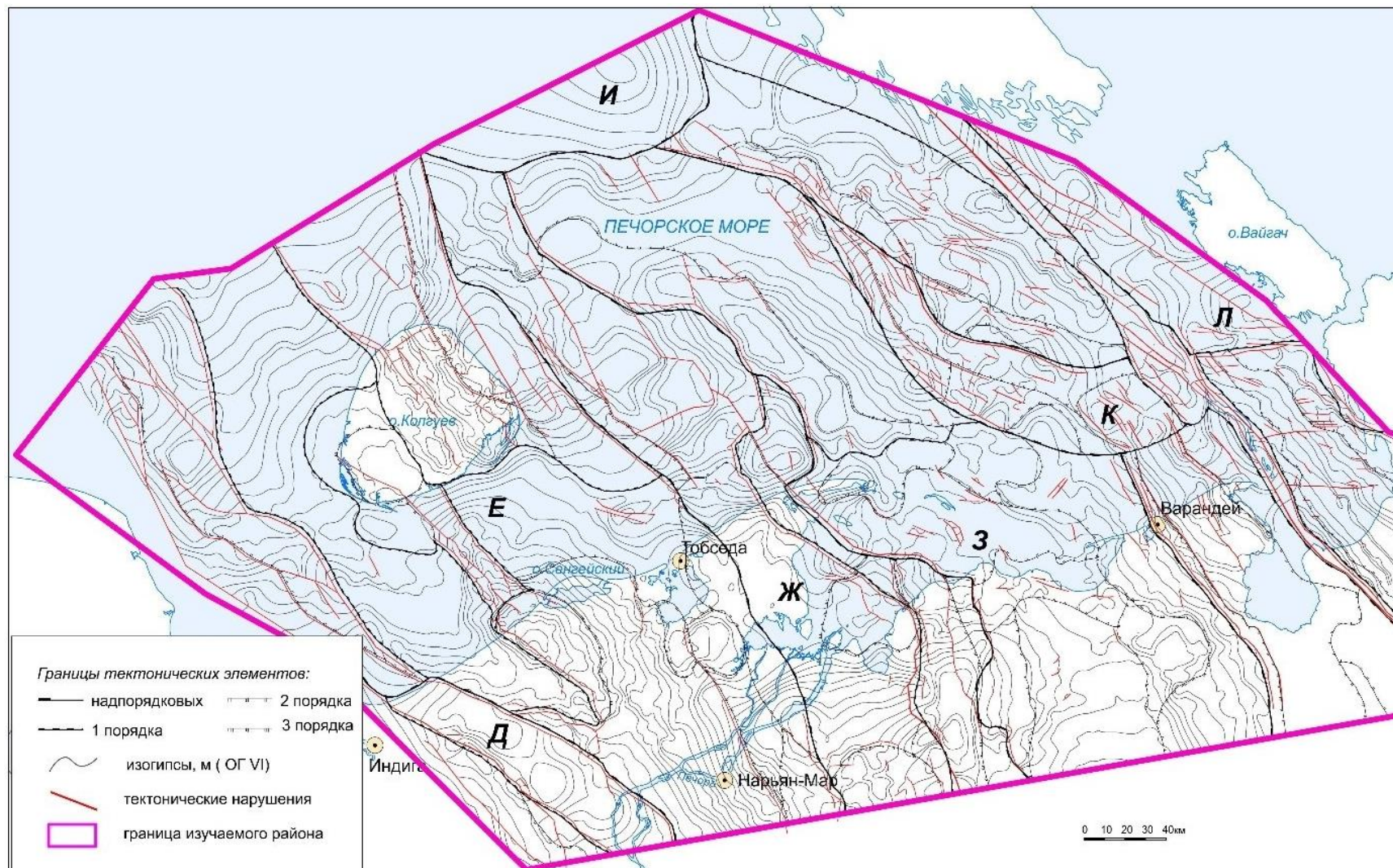


Рис. 2. Структурно-тектоническая схема северной части Тимано-Печорской провинции (по поверхности фундамента - ОГ-Va)
 Д - Ижма-Печорская синеклиза, Е - Малоземельско-Колгуевская моноκлираль, Ж - Печоро-Колвинский авлакоген, З - Хорейверско-Печороморская синеклиза, И - Северо-Печороморская моноκлираль, К - Гуляевско-Адзвинская структурно-тектоническая область, Л - Припайхойско-Приозноновоземельский мегапрогиб (перикратон).

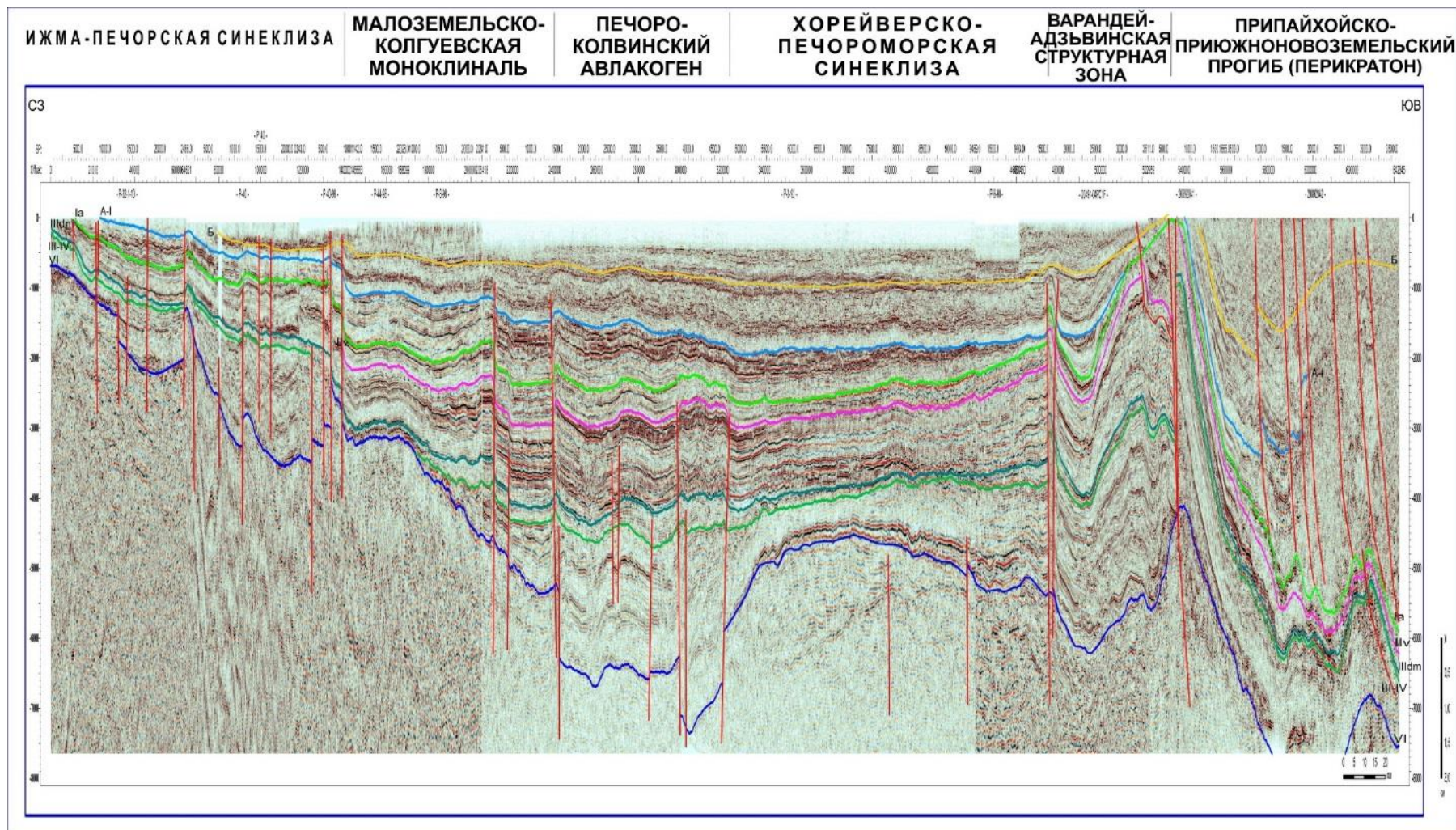


Рис. 3. Составной профиль через основные тектонические зоны севера Тимано-Печорской провинции

Проведено выявление возможных нефтегазовых систем (эволюции очагов генерации УВ) с учетом катагенетической зональности для Западно-Уральского, Хорейверского, Варандей-Адзвинского, Северо-Колвинского, Колвинского, Баренцевоморского, Северо-Колгуевского очагов генерации. Сделаны выводы о зональности в распределении фазового состава флюидов в акваториальной части бассейна (в восточной части выявлены преимущественно нефтяные месторождения; в западной - газовые и газоконденсатные). Созданная геолого-геохимическая модель свидетельствует о существовании нескольких очагов нефтегазообразования, в том числе возможного влияния очага доманиково-фаменской нефтегазоматеринской толщи, расположенного севернее о. Колгуев.

В западной зоне, в пределах Печоро-Колвинского авлакогена, залежи газообразных УВ накапливаются за счет вертикально мигрирующих палеозойских газов преимущественно нефтематеринских палеозойских пород, находящихся в главной зоне газообразования. Кроме этого, в формировании газонефтеносности участвуют латерально мигрирующие с северной стороны УВ нефтегазоматеринских пород Южно-Баренцевской впадины. Для восточной зоны основным процессом образования залежей является вертикальная миграция и смешение жидких УВ палеозойских нефтегазоматеринских пород, при этом основной вклад в нефтяные залежи приносят верхнедевонские нефтематеринские толщи.

Разработана принципиальная схема прогноза очагов нефтегазообразования и направлений миграции для северной части Тимано-Печерской провинции, включая акваторию Печорского моря.

С учетом степени катагенетического преобразования основных нефтегазоматеринских пород акваториальной части бассейна, а также возможных направлений миграции УВ предполагается: в восточной части акватории, в пределах Варандей-Адзвинской структурной зоны в верхнепалеозойских - мезозойских отложениях существование нефтяных залежей; в направлении к Предновоземельскому прогибу вероятно появление газоконденсатно-нефтяных залежей. В западной части, в пределах Печоро-Колвииского авлакогена предполагается существование залежей УВ преимущественно газоконденсатно-газового типа, сформировавшихся как за счет вертикальных перетоков флюидов из палеозойских нефтегазоматеринских толщ, находящихся в главной зоне газообразования, так и за счет латеральной (юго-восточного направления) миграции УВ в пределах этой тектонической зоны.

Полученные результаты позволили уточнить тектоническое и нефтегазогеологическое районирования (рис. 4) [Прищепа, Грохотов, Куранов, 2019].

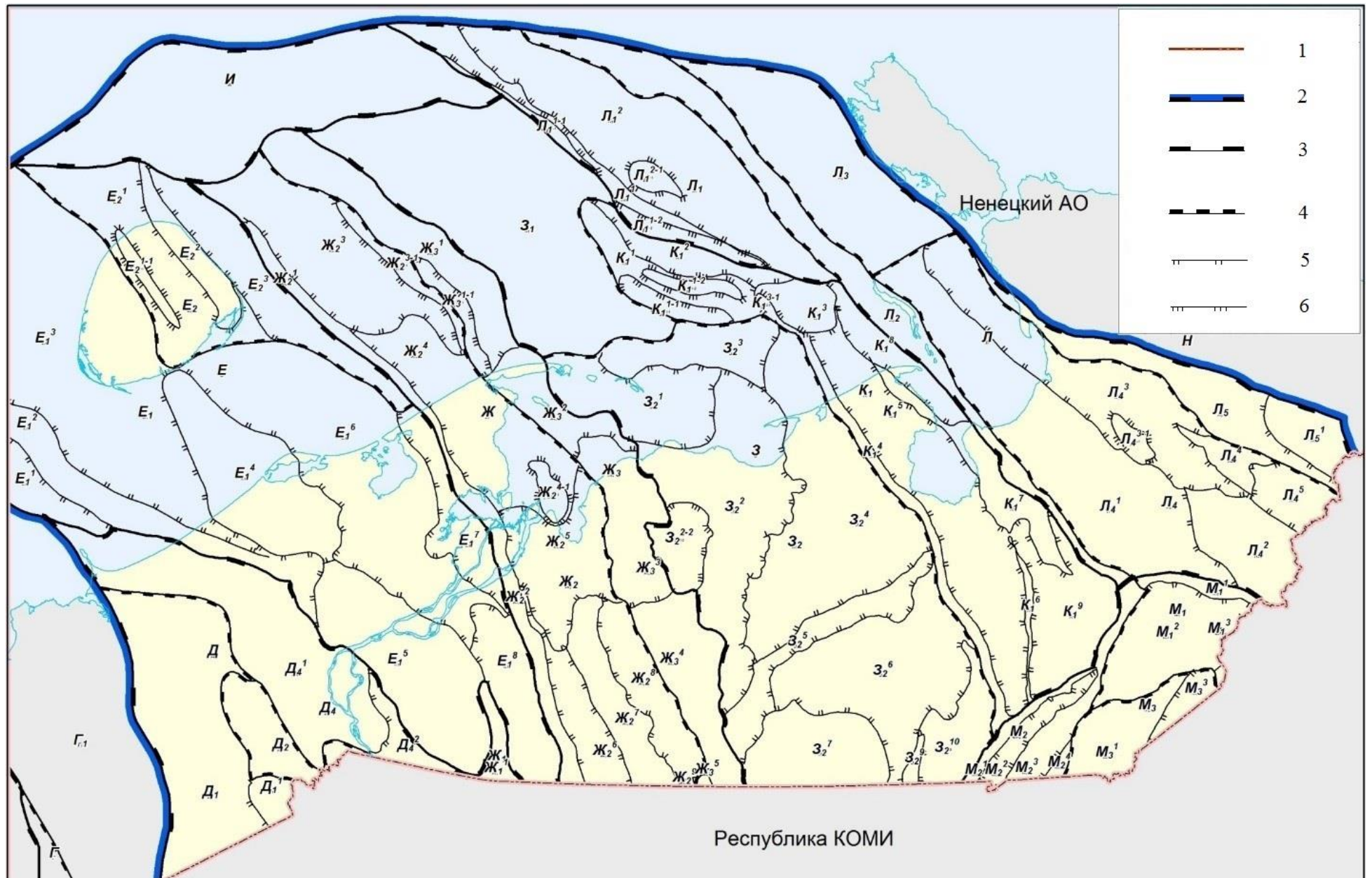


Рис. 4. Схема тектонического районирования северной части Тимано-Печорской провинции и прилегающей акватории

1 – административные границы, 2 – граница Тимано-Печорской провинции, 3-6 – границы тектонического районирования: 2 – надпорядковые, 3 – первого порядка, 4 – второго порядка, 5 – третьего порядка. Элементы тектонического районирования: Г – ТИМАНСКАЯ ГРЯДА; Г₁ – Северо-Тиманский мегавал; Г₂ – Западно- и Среднетиманские дислокации; Г₃ – Восточно-Тиманский сложный мегавал; Г₃¹ – Ухта-Ижемский вал; Д – ИЖМА-ПЕЧОРСКАЯ СИНЕКЛИЗА; Д₁ – Нерицкая ступень; Д₁¹ – Тобышский вал; Д₂ – Ерсинская впадина; Д₃ – Ижемская ступень; Д₄ – Восточный борт Ижма-Печорской синеклизы; Д₄¹ – Седуяхинский вал; Д₄² – Янгытская ступень; Д₄³ – Кипиевская ступень; Д₅ – Омра-Лыжская седловина; Д₅¹ – Сотчемью-Аресский уступ; Д₅² – Лузская ступень; Д₅³ – Ронаельская ступень; Д₅⁴ – Лемъюская ступень; Д₅⁵ – Тэбукская ступень; Д₅⁶ – Омра-Сойвинская ступень; Д₅⁷ – Джебольшая ступень; Д₅⁸ – Мичаю-Пащинский вал; Д₅⁹ – Айювинский структурный нос; Е – МАЛОЗЕМЕЛЬСКО-КОЛГУЕВСКАЯ МОНОКЛИНАЛЬ; Е₁ – Нарьян-Марская моноклираль; Е₁¹ – Коргинская ступень; Е₁² – Северо-Седуяхинский уступ; Е₁³ – Бугринская моноклираль; Е₁⁴ – Сенгейский структурный нос; Е₁⁵ – Малоземельская структурная терраса; Е₁⁶ – Удачная ступень; Е₁⁷ – Харицейская депрессия; Е₁⁸ – Западно-Шапкинская приразломная депрессия; Е₂ – Восточно-Колгуевская структурная область; Е₂¹ – Северо-Колгуевская структурная терраса; Е₂² – Песчаноозерский вал; Е₂³ – Песчаноморская депрессия; Ж – ПЕЧОРО-КОЛВИНСКИЙ АВЛАКОГЕН; Ж₁ – Печоро-Кожвинский мегавал; Ж₁¹ – Лебединский вал; Ж₁² – Мутноматериковый вал; Ж₁³ – Нялтаюская ступень; Ж₁⁴ – Лыжско-Кыртаельский вал; Ж₁⁵ – Печорогородская ступень; Ж₂ – Денисовский прогиб; Ж₂¹ – Колоколморский вал; Ж₂² – Шапкина-Юрьяхинский вал; Ж₂³ – Восточно-Колгуевская депрессия; Ж₂³⁻¹ – Северо-Поморская брахиантиклиналь; Ж₂⁴ – Носовая перемычка; Ж₂⁴⁻¹ – Болванский выступ; Ж₂⁵ – Усть-Печорская депрессия; Ж₂⁶ – Тибейвисская депрессия; Ж₂⁷ – Лайский вал; Ж₂⁸ – Верхнелайская депрессия; Ж₂⁹ – Подминская перемычка; Ж₃ – Колвинский мегавал; Ж₃¹ – Поморская ступень; Ж₃¹⁻¹ – Поморская брахиантиклиналь; Ж₃² – Ходоварихинская ступень; Ж₃³ – Ярейюский вал; Ж₃⁴ – Харьягинский вал; Ж₃⁵ – Возейский вал; Ж₃⁶ – Усинский вал; З – ХОРЕЙВЕРСКО-ПЕЧОРОМОРСКАЯ СИНЕКЛИЗА; З₁ – Русская моноклираль; З₂ – Хорейверская впадина; З₂¹ – Кошкинская котловина; З₂² – Чернореченская ступень; З₂²⁻² – Западно-Нямурхитская мульда; З₂³ – Паханчская терраса; З₂⁴ – Садагинская ступень; З₂⁵ – Центрально-Хорейверский уступ; З₂⁶ – Коллависовская ступень; З₂⁷ – Сандивейское поднятие; З₂⁸ – Сьняньрдская депрессия; З₂⁹ – Макариха-Салюкинская антиклинальная зона; З₂¹⁰ – Цильегорская депрессия; И – СЕВЕРО-ПЕЧОРОМОРСКАЯ МОНОКЛИНАЛЬ; К – ГУЛЯЕВСКО-АДЗВИНСКАЯ СТРУКТУРНО-ТЕКТОНИЧЕСКАЯ ОБЛАСТЬ; К₁ – Варандей-Адзвинская структурно-тектоническая зона; К₁¹ – Гуляевско-Алексеевская структурная зона; К₁¹⁻¹ – Гуляевская мегаантиклиналь, К₁¹⁻² – Алексеевская мегаантиклиналь; К₁² – Южно-Долгинская депрессия; К₁³ – Полярный купол; К₁³⁻¹ – Приразломная брахиантиклиналь; К₁⁴ – Вал Сорокина; К₁⁵ – Мореюская депрессия; К₁⁶ – Вал Гамбурцева; К₁⁷ – Сарембой-Леккейягинская зона; К₁⁸ – Западно-Матвеевская структурная зона; К₁⁹ – Верхнеадзвинская депрессия; КРАЕВЫЕ МЕГАПРОГИБЫ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ ПЛИТЫ: Л – ПРИПАЙХОЙСКО-ПРИЮЖНОНОВОЗЕМЕЛЬСКИЙ МЕГАПРОГИБ (ПЕРИКРАТОН); Л₁ – Южно-Приновоземельский прогиб; Л₁¹ – Долгинско-Папанинская структурная зона; Л₁¹⁻¹ – Папанинско-Рахмановская мегабрахиантиклиналь, Л₁¹⁻² – Долгинская приразломная мегабрахиантиклиналь; Л₁² – Приновоземельская депрессия; Л₁²⁻¹ – Южно-Рахмановская брахиантиклиналь; Л₂ – Вашуткина-Талотинская складчато-надвиговая зона; Л₃ – Русановская складчато-надвиговая зона; Л₄ – Коротаихинская впадина; Л₄¹ – Лабогейская моноклираль; Л₄² – Верхневоркутская зона дислокаций; Л₄³ – Хейягинская депрессия; Л₄³⁻¹ – Одинодская антиклинальная зона; Л₄⁴ – Пестанишорская складчатая зона; Л₄⁵ – Силовояхская депрессия; Л₄⁶ – Сырьягинская складчатая зона; Л₅ – Васьягинско-Сабриягинская складчато-надвиговая зона; Л₅¹ – Сабриягинская складчато-надвиговая зона; М – ПРЕДУРАЛЬСКИЙ КРАЕВОЙ ПРЕДГОРНЫЙ ПРОГИБ; М₁ – Воркутское поперечное поднятие; М₁¹ – Горст Чернова; М₁² – Падимейская структурная зона; М₁³ – Ярвожский купол; М₁⁴ – Юньягинская антиклинальная зона; М₂ – Гряда Чернышева; М₂¹ – Хоседаюская антиклинальная зона; М₂² – Адзъвавомская депрессия; М₂³ – Тальбейский блок; М₂⁴ – Восточно-Воргамусюрская складчатая зона; М₂⁵ – Шарью-Заостренский блок; М₂⁶ – Яньюский блок; М₃ – Косью-Роговская впадина; М₃¹ – Кочмесская ступень; М₃² – Южно-Кымбожьюская котловина; М₃³ – Абезьская депрессия; М₃⁴ – Интинская складчато-чешуйчатая зона; М₃⁵ – Прилемвинская складчато-покровная зона; М₄ – Большесыннинская впадина; М₄¹ – Нитчемью-Сынинская ступень; М₄² – Вяткинская депрессия; М₄³ – Большеаранецкая структурная зона; М₄⁴ – Мичабичевникская тектоническая пластина; М₅ – Среднепечорское поперечное поднятие; М₅¹ – Худоель-Войская антиклинальная зона; М₅² – Даниловская депрессия; М₅³ – Аранец-Переборская антиклинальная зона; М₅⁴ – Югид-Кыртинская антиклинальная зона; М₆ – Верхнепечорская впадина; М₆¹ – Печоро-Ильчская моноклираль; М₆² – Южно-Вуктыльская депрессия; М₆³ – Вуктыльская тектоническая пластина; М₆⁴ – Сарьюдинская складчато-чешуйчатая зона; М₆⁵ – Курьинская антиклинальная зона; М₆⁶ – Патраковская складчато-покровная зона; М₆⁷ – Говорухинско-Немыдская складчатая зона; Н – ПАЙХОЙСКО-НОВОЗЕМЕЛЬСКАЯ СКЛАДЧАТАЯ СИСТЕМА; УРАЛЬСКАЯ СКЛАДЧАТАЯ СИСТЕМА.

На основе региональной модели приведена количественная оценка прогнозных ресурсов, по результатам которой начальные суммарные ресурсы УВ акваториальной части Тимано-Печорской провинции оценены в 11600 (геол.)/5600 (извл.) млн. т у. т., в том числе нефти (извл.) - 2300,0 млн. т, свободного газа - в 3300 млрд. м³.

Созданная геолого-геофизическая модель строения севера Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, включая прилегающую часть шельфа Печорского моря, по основным нефтегазоносным комплексам позволила определить зоны нефтегазонакопления в пределах наиболее значимых нефтегазоносных комплексов и построить прогнозные карты их развития.

Выделены первоочередные локальные объекты ГРП, расположенные в пределах зон нефтегазонакопления.

Проведенное исследование позволяет дифференцировать нераспределенный фонд акватории Печорского моря по перспективам нефтегазоносности не только в зонах положительных структурных областей (мегавалов, валов и перемычек), охватывающих лишь около 10-15% перспективной площади, но и в пределах структурно слабо выраженных областей (моноклиналей, синклиналей, периклиналей), что может вызвать интерес при расширении районов ГРП компаний недропользователей.

Литература

Каминский В., Супруненко О., Черных А., Медведева Т. Большая нефть Арктики. Не только мечта, но и реальная перспектива // Нефтегазовая вертикаль. - 2017. - № 5. - С. 54-58.

Каминский В.Д., Зуйкова О.Н., Медведева Т.Ю., Супруненко О.И. Углеводородный потенциал континентального шельфа России: состояние изученности и перспективы освоения // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2018. - №1. – С.4-9.

Прищепа О.М. Проблемы воспроизводства запасов углеводородов: Арктический шельф и(или) трудноизвлекаемые запасы // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2016. - №. 1-2. – С. 18-34.

Прищепа О.М., Грохотов Е.И., Куранов А.В. Уточнение тектонического и нефтегазогеологического районирования Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции по результатам проведенных за последнее десятилетие геологоразведочных работ // Геология и минеральные ресурсы европейского северо-востока России: труды конференции (г. Сыктывкар, 16-18 апреля 2019 г.). - 2019. - С.58-61.

Прищепа О.М., Меткин Д.М., Боровиков И.С. Углеводородный потенциал Арктической зоны России и перспективы его освоения // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2019. - № 3. – С.14-28.

Прищепа О.М., Нефедов Ю.В., Григорьев Г.А. Перспективы дальнейшего изучения и освоения углеводородного потенциала арктического шельфа Печоро-Баренцевоморского региона // Научный журнал Российского газового общества. – 2019. - №3-4(22–23). - С. 5-20.

Prishchepa O.M.

All-Russia Petroleum Research Exploration Institute (VNIGRI); Saint-Petersburg Mining University, St. Petersburg, Russia

Nefedov Yu.V., Ayrapetyan M.G.

Saint-Petersburg Mining University, St. Petersburg, Russia, yurijnefedov@yandex.ru

HYDROCARBON POTENTIAL OF THE ARCTIC SHELF SECTOR OF THE NORTH TIMAN-PECHORA PETROLEUM PROVINCE ON THE RESULTS OF REGIONAL RESEARCHES

In order to assess one of the most important directions of the development of the mineral resource base of hydrocarbons in Russia, an analysis of the hydrocarbon potential of the Arctic seas - the Barents and Kara Sea, as well as the zone of their junction with the shelf extension of the Timan-Pechora petroleum province (Pechora Sea) is carried out. The refinement of the assessment of the Pechora Sea potential is associated with the completed series of regional seismic surveys and the conduct of integrated basin modeling based on them. A conceptual framework has been developed for predicting foci of oil and gas formation and migration directions for the northern part of the Timan-Pechora petroleum province, where the possibilities for the propagation of hydrocarbon accumulation zones within the main oil and gas complexes have been identified, which made it possible to differentiate sections of the unallocated subsoil background in terms of prospectivity. The priority areas and objects of geological exploration are identified, located within the potential zones of oil and gas accumulation. An important aspect is the assessment of the prospects of not only positive structural areas (megahights and shafts), but also structurally weakly expressed areas (monoclines and synclines).

Keywords: hydrocarbon potential, forecast of foci of oil and gas formation, hydrocarbon accumulation zone, Arctic seas of Russia, Timan-Pechora petroleum province.

References

Kaminskiy V., Suprunenko O., Chernykh A., Medvedeva T. *Bol'shaya neft' Arktiki. Ne tol'ko mehta, no i real'naya perspektiva* [Big oil of the Arctic. Not only a dream, but a real perspective]. *Neftegazovaya vertikal'*, 2017, no. 5, pp. 54-58.

Kaminskiy V.D., Zuykova O.N., Medvedeva T.Yu., Suprunenko O.I. *Uglevodorodnyy potentsial kontinental'nogo shel'fa Rossii: sostoyanie izuchennosti i perspektivy osvoeniya* [The hydrocarbon potential of the continental shelf of Russia: the state of knowledge and development prospects]. *Mineral'nye resursy Rossii. Ekonomika i upravlenie*, 2018, no.1, pp. 4-9.

Prishchepa O.M. *Problemy vosproizvodstva zapasov uglevodorodov: arkticheskiy shel'f i (ili) trudnoizvlekaemye zapasy* [Problems of renewing of hydrocarbon reserves: the Arctic shelf and (or) hard-to-recover reserves]. *Mineral'nye resursy Rossii. Ekonomika i upravlenie*, 2016, no. 1-2, pp. 18-34.

Prishchepa O.M., Grokhotov E.I., Kuranov A.V. *Utochnenie tektonicheskogo i neftegazogeologicheskogo rayonirovaniya Timano-Pechorskoy neftegazonosnoy provintsii po rezul'tatam provedennykh za poslednee desyatiletie geologorazvedochnykh rabot* [Clarification of tectonic and oil and gas geological zoning of the Timan-Pechora oil and gas province based on the results of geological exploration over the past decade]. *Geologiya i mineral'nye resursy evropeyskogo severo-vostoka Rossii: trudy konferentsii (Syktyvkar, 16-18 Apr 2019)*, 2019, pp. 58-61.

Prishchepa O.M., Metkin D.M., Borovikov I.S. *Uglevodorodnyy potentsial Arkticheskoy zony Rossii i perspektivy ego osvoeniya* [The hydrocarbon potential of the Arctic zone of Russia and the prospects for its development]. *Mineral'nye resursy Rossii. Ekonomika i upravlenie*, 2019, no. 3, pp.14-28.

Prishchepa O.M., Nefedov Yu.V., Grigor'ev G.A. *Perspektivy dal'neyshego izucheniya i osvoeniya uglevodorodnogo potentsiala arkticheskogo shel'fa Pechoro-Barentsevomorskogo regiona* [Prospects for further study and development of the hydrocarbon potential of the Arctic shelf of the

Pechora-Barents Sea region]. Nauchnyy zhurnal Rossiyskogo gazovogo obshchestva, 2019, no. 3-4(22–23), pp. 5-20.

© Прищепа О.М., Нефедов Ю.В., Айрапетян М.Г., 2020