

УДК 553.98.042(268.45+268.52)

Прищеп О.М., Григоренко Ю.Н., Соболев В.С., Ананьев В.В., Маргулис Е.А., Анфилатова Э.А.ФГУП «Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт» (ФГУП «ВНИГРИ»), Санкт-Петербург, Россия, ins@vniagri.ru

УЗЛЫ НЕФТЕ- И ГАЗОДОБЫЧИ ГЛОБАЛЬНОГО ЗНАЧЕНИЯ НА СЕВЕРО-ЗАПАДНЫХ АКВАТОРИЯХ РОССИИ: ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ И ОСВОЕНИЯ

На базе обобщения имеющихся материалов по нефтегазоносности бассейнов Мира и анализа их роли в нефтегазодобыче впервые введено понятие узла нефтегазодобычи глобального значения. В составе внутриконтинентальных ареалов и окраинно-континентальных поясов нефтегазонакопления Земли узлы выделяются как области обширной концентрации высокоперспективных земель с начальными суммарными ресурсами: в среднем нефти – 25-30 млрд. т или газа – 20 трлн. м³ и обязательным присутствием крупнейших месторождений. Всего выделено 25 узлов, длительное время обеспечивающих основную мировую добычу нефти и газа. На северо-западных акваториях и прилегающей суше выделены три узла нефтегазоносности – действующий Печорский и перспективные Ямало-Карский и Баренцевский. Рассматриваются ресурсные характеристики и добычные возможности узлов, перспективы их развития и освоения.

Ключевые слова: *глобальный узел нефте- и газодобычи, максимальная добыча нефти и газа, запасы нефти и газа, ресурсы нефти и газа, крупнейшие месторождения, Печорское море, Баренцево море, Карское море.*

В качестве узлов нефте- и газодобычи глобального значения здесь и ниже понимаются надрегиональные области концентрации высокоперспективных земель с выявленными и(или) прогнозируемыми крупнейшими месторождениями УВ близкого генезиса и с горизонтами активного освоения не менее 50 лет. На нефтегеологических картах Мира [Высоцкий, 1994] в составе внутриконтинентальных ареалов и окраинно-континентальных нефтегазоносных поясов Земли [Григоренко, 2008] достаточно уверенно выделяются около 30 таких узлов площадью в 500–1000 тыс. км² с начальными суммарными ресурсами до 40 трлн. м³ или 31 млрд. т, соответственно, при преимущественно газовом или нефтяном профиле ресурсов (рис. 1).

Добычные возможности узлов определяются наличием гигантских и уникальных месторождений. Чаще достаточно разведанные узлы содержат 23–25 крупнейших* месторождений УВ. Широко известны нефтяные уникальные месторождения Гавар, Большой Бурган и Самотлор с доказанными начальными запасами нефти 3,7–11,1 млрд. т, а также газовые гиганты Южный Парс и Большой Уренгой (11,7 трлн. м³).

* нефти > 60 млн. т извл., газа > 75 млрд. м³.

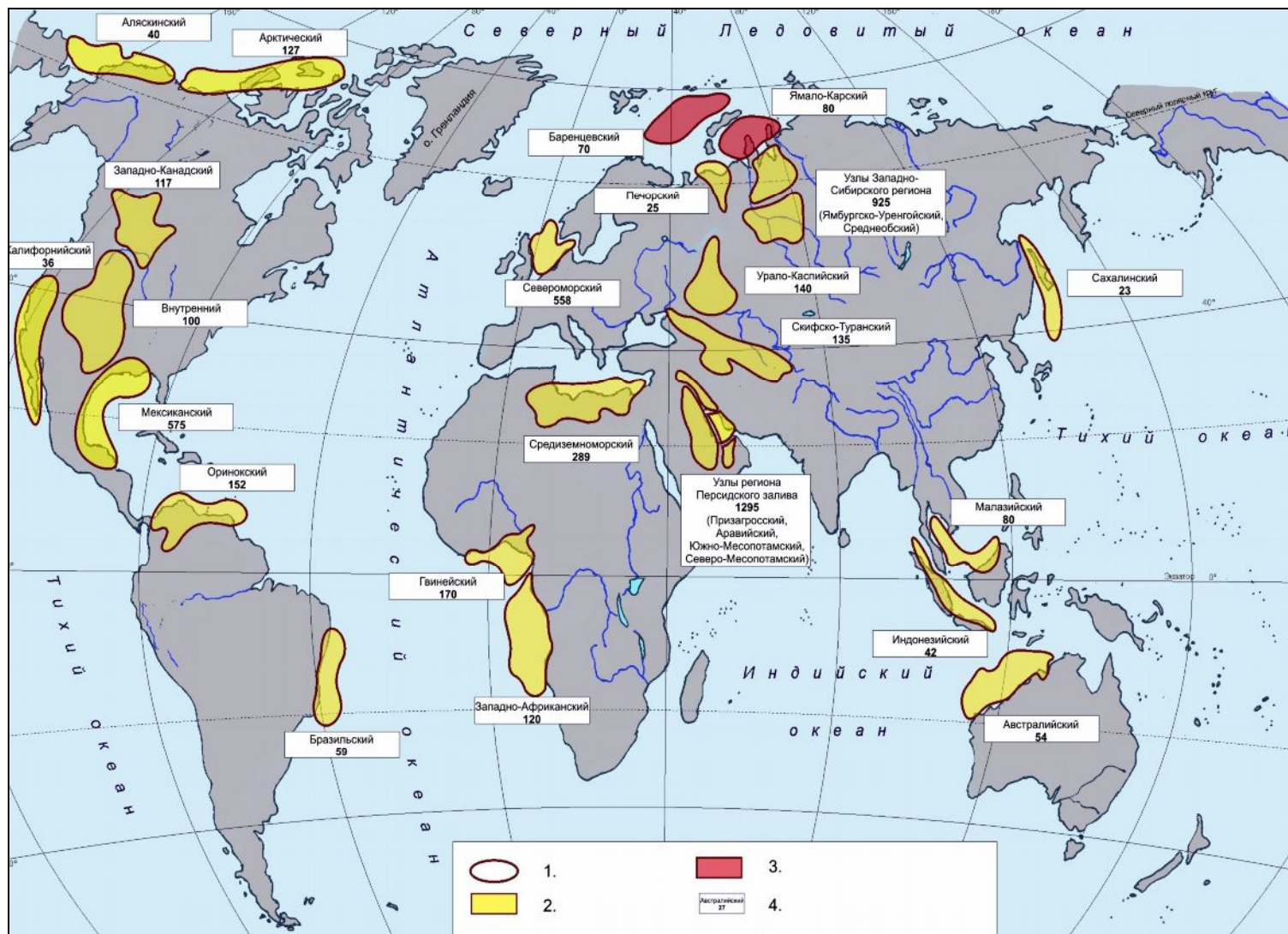


Рис. 1. Наиболее значительные мировые узлы нефтегазодобычи

1 – узлы нефтегазодобычи: 2 – действующие, 3 – выявленные, 4 – в числителе – название узла, в знаменателе – годовая суммарная добыча УВ, млн т н.э.

Эти месторождения приурочены к ареалам развития земель с высокой плотностью углеводородных ресурсов в составе высокопродуктивных узлов нефтегазодобычи в мегапровинциях Персидского залива и Западной Сибири. Подобные феномены связаны в своём формировании с комплексом оптимальных историко-геологических факторов. Для нефтяных месторождений этого ранга обязательно наличие битуминозных материнских свит доманикового типа, широко известных в Западной Сибири, Персидском заливе, а также в Урало-Каспийском, Калифорнийском, Средиземноморском, Оринокском и Мексиканском узлах. Значительный вклад в нефтеносность вносят природные керогены озёрного и дельтового генезиса, простирающиеся вглубь современных океанов, до изобат 1–2,5 км (Бразильский, Гвинейский и Западно-Африканский узлы). Уникальные газовые гиганты (свыше 500 трлн. м³) приурочены к крупным поднятиям II порядка, обращенным к обширным очагам генерации с повышенной (более 10 км) мощностью осадочного чехла, экранируются эвапоритовыми и мощными глинистыми покрывками, иногда связаны с долгоживущими разломами глубокого заложения. Более 75 % разведанных мировых запасов газа заключено в 53 уникальных по запасам месторождениях, рассредоточенных по 8 НГБ России, 9 бассейнам США, двум узлам Персидского залива (в сумме 39 месторождений), а также в виде отдельных скоплений выявлены в Турано-Скифском, Североморском и других узлах смешанного нефтегазонакопления [Соболев, Полякова, 2009]. Суммарная добыча нефти и газа из месторождений в составе действующих узлов составляет более 75% мировой.

Северо-западные акватории России являются резервом для поддержания и наращивания добычи нефти и газа. В них выделено три узла: Печорский, действующий в пределах суши, и два прогнозных – Ямало-Карский и Баренцевский. Большинство экспертов предполагает, что прежде всего будут введены в разработку морские, расположенные в мелководной транзитной зоне месторождения Печорского узла. Поэтому последний выступит своего рода полигоном для отработки технологий добычи УВ на арктическом шельфе.

Печорский узел имеет меньшую, чем средняя, площадь – порядка 250 тыс. км², но обладает значительными начальными ресурсами, близкими к 30 млрд. т н.э. Основные разведанные запасы связаны преимущественно с Ненецким автономным округом (НАО) и распределены по шести карбонатным и терригенным комплексам в составе трех мегакомплексов с промышленной нефтегазонаосностью при значительном доминировании нефти в их структуре (78 %). В пределах Печорского узла вместе с акваторией выявлено 19 крупнейших месторождений. Основные зоны концентрации запасов и прогнозных ресурсов в

пределах НАО связаны с активными в течение длительного времени инверсионными горстообразными поднятиями фундамента и протяженными авлакогенами (Варандей-Адзвинская и Печоро-Колвинская НГО), а также карбонатными комплексами в пределах погребенных палеоподнятий (Хорейверская НГО). В пределах Республики Коми также имеются крупные открытия в среднем девоне (Ярегское месторождение в Ухто-Ижемском автономном нефтегазоносном районе), а также нефтегазоконденсатный Вуктыльский гигант в нижнепермско-визейском комплексе, свидетельствующий о больших перспективах наращивания запасов УВ во впадинах Предуральского прогиба.

Следует отметить особое значение в пределах Печорского узла его морской части, принадлежащей печорскому шельфу. Как можно видеть, на морских продолжениях с суши структур Варандей-Адзвинской НГО, особенно в транзитном мелководье, выделяются районы с максимальными плотностями ресурсов и реальными открытиями Приразломного, Медынского и Долгинского крупнейших месторождений (рис. 2). Общие извлекаемые ресурсы нефти по Печорскому узлу в целом оцениваются величиной порядка 5-6 млрд. т. Следует отметить также высокую долю геологических ресурсов нефти C_3+D (1934 млн. т) на акватории Печорского моря, а также значительную долю разведанных запасов нефти в крупных морских месторождениях (рис. 3).

Печорский шельф из всех арктических акваторий, несомненно, является наиболее доступным и удобным для освоения. Здесь создана в минимальном объеме инфраструктура для вовлечения в разработку морских месторождений – порт и нефтеналивной терминал вблизи пос. Варандей, близятся в завершению работы по сооружению ледостойкой платформы для месторождения Приразломное. Само месторождение на сегодняшний день разведано на 65 %. Опыт освоения печорского шельфа предполагается в будущем направить на более труднодоступные арктические акватории, в первую очередь, на Штокмановский проект в Баренцевом море. Значение Печорского узла в наращивании сырьевой базы нефти и поддержании ее добычи в северо-западном регионе за пределами 2030 г. достаточно велико и имеет принципиальный характер.

На северо-западных акваториях России – в Баренцевом и Карском морях намечены контуры еще двух узлов с доказанными запасами УВ в наиболее значительных месторождениях около 17 млрд. т н.э. и уверенно прогнозируемой добычей – Баренцевский и Ямало-Карский. По своим характеристикам они вполне соответствуют рангу глобальных объектов. Однако, поскольку добыча УВ в названных узлах пока не организована, они должны рассматриваться как потенциальные объекты этого класса (рис. 4).

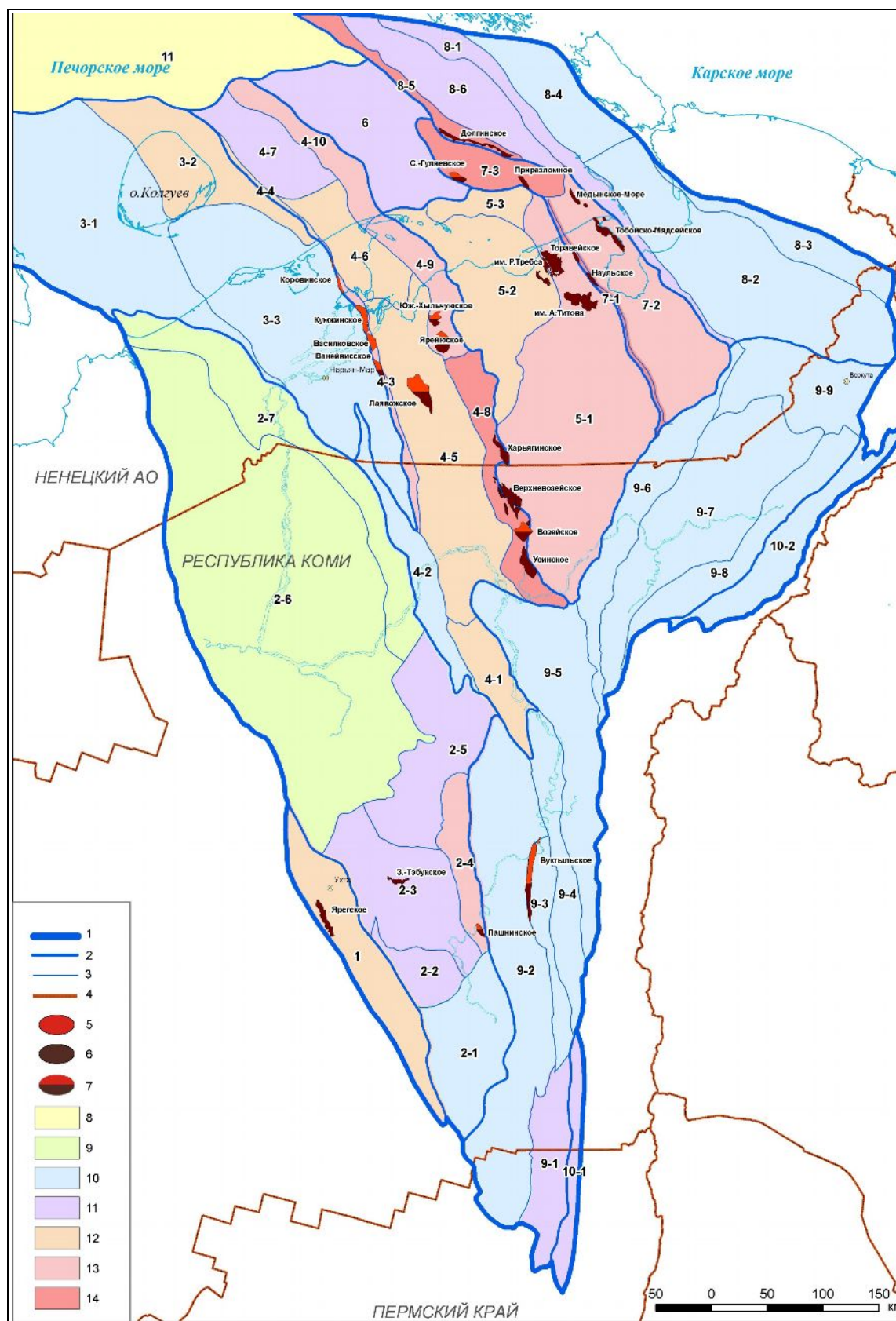


Рис. 2. Действующий Печорский узел нефтегазодобычи

1- граница ТПП; 2 - границы НГО; 3 - границы НГР; 4 - граница субъектов РФ; 5-7 - крупнейшие месторождения: 5 - газовые, 6 - нефтяные, 7 - смешанного состава; 8-14 - плотность геологических НСР УВ, тыс. т у.т./км²: 8 - <3, 9 - 3-10, 10 - 10-30, 11 - 30-50, 12 - 50-100, 13 - 100-300, 14 - 300-500.



Рис. 3. Характеристика структуры НСР нефти в пределах Печорского узла нефтегазодобычи

Ямало-Карский узел углеводорододобычи, площадью около 700 тыс. км², включает Южно-Карскую синеклизу, п-ов Ямал и диагонально пересекающую его Припайхойско-Таймырскую седловину. Своими нефтегеологическими качествами он наиболее тесным образом связан с мезозойской (юрско-меловой) углеводородной системой на севере Западно-Сибирской мегапровинции и характеризуется в значительной степени как газоносный. Доля жидких УВ в составе НСР оценивается на уровне 15–17%.

Высокоперспективные земли с плотностью ресурсов более 100 тыс. т/км² занимают почти 80% площади узла. Его углеводородный потенциал оценивается в 33 млрд. т н.э. На Ямале и сопредельной акватории установлено 13 крупнейших месторождений, в том числе два морских уникальных газовых месторождения – Ленинградское и Русановское. Детальный зонально-локальный прогноз, осуществлённый во ВНИГРИ, позволяет рассчитывать на открытие ещё семи, а с учётом данных В.А. Скоробогатова (2003 г.) даже 10 крупнейших месторождений.

Доминирующим комплексом Ямало-Карского узла является меловой в составе неоком-аптского и альб-сеноманского подкомплексов с минимальными глубинами залегания 520–550 м. Мощности подкомплексов существенно варьируют в диапазоне значений 500–1600 м (рис. 5).

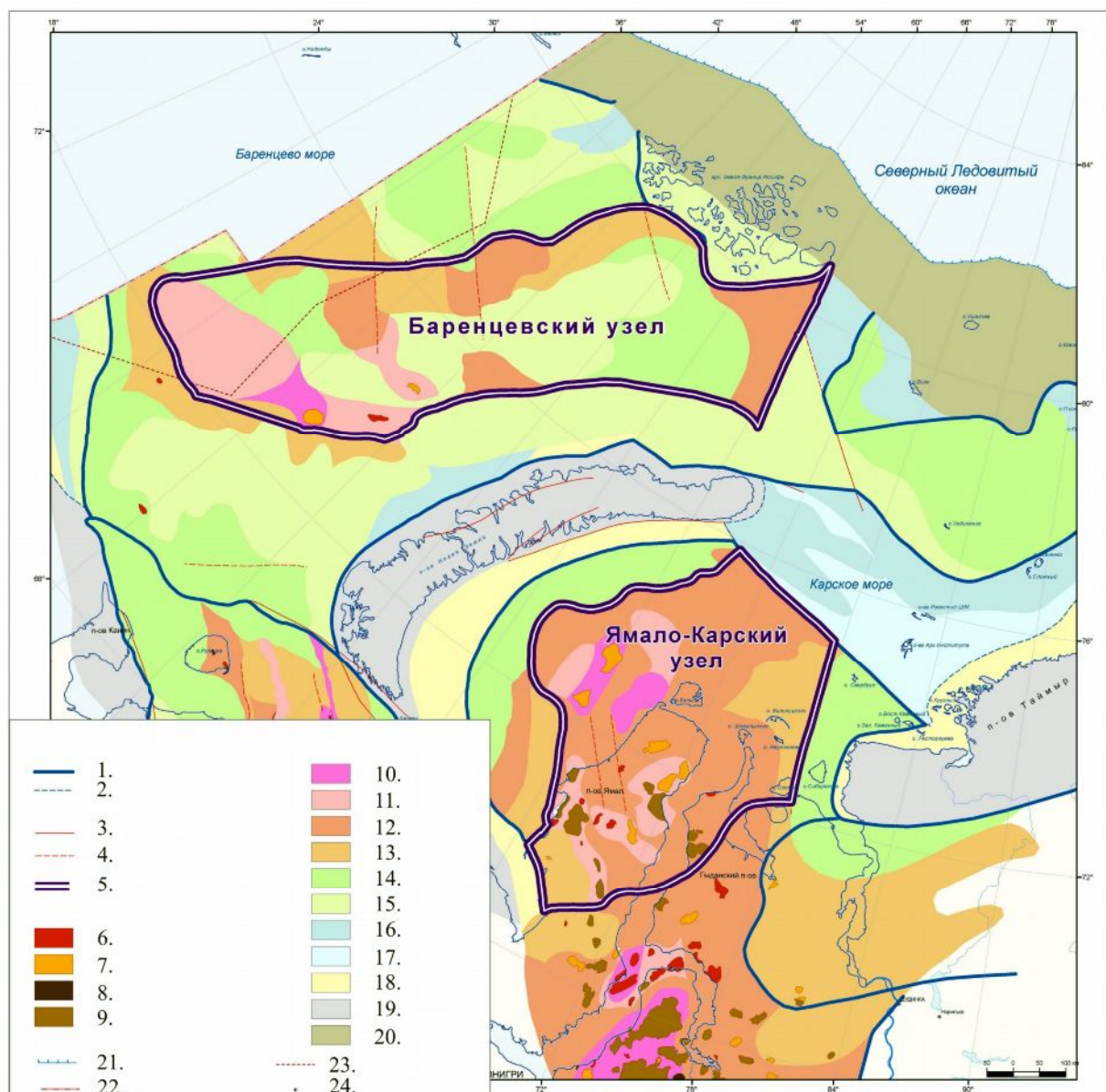


Рис. 4. Баренцевский и Ямало-Карский узлы нефтегазодобычи

Границы ресурсно-геологических элементов: 1 – провинций (НПП), 2 – самостоятельных областей; тектонические нарушения: 3 – выходящие на поверхность, 4 – скрытые под вышележащими отложениями; 5 – ориентировочные границы узлов; месторождения: 6 – газовые, 7 – газоконденсатные, 8 – нефтяные, 9 – смешанные; степень концентрации НСР УВ: 10 – высшая категория, 11 – 1-я категория, 12 – 2-я категория, 13 – 3-я категория, 14 – 4-я категория, 15 – 5-я категория, 16 – 6-я категория, 17 – 7-я категория, 18 – 8-я категория, 19 – бесперспективные земли, 20 – земли без оценки; 21 – граница шельфа; 22 – государственная граница России; 23 – граница зоны спорной юрисдикции; 24 – города и поселки.

Продуктивные горизонты танопчинской свиты (готерив-апт) в виде пачек переслаивания алевритов и алевритистых песчаников мощностью до 5–10 м характеризуются средними значениями пористости 15%, тогда как в альб-сеноманском подкомплексе (марресалинская свита) они возрастают до 24–27%. Значения проницаемости от долей до 33 мД соответствуют коллекторам III–IV класса. Пластовые воды своим составом указывают

на закрытость недр, что подчёркивается значениями коэффициента метаморфизации (2–4) подземных вод, хлор-бромного коэффициента (236 единиц) и повышенным содержанием в них микрокомпонентов: йода – 3,37 мг/л, брома – 6,92 мг/л.

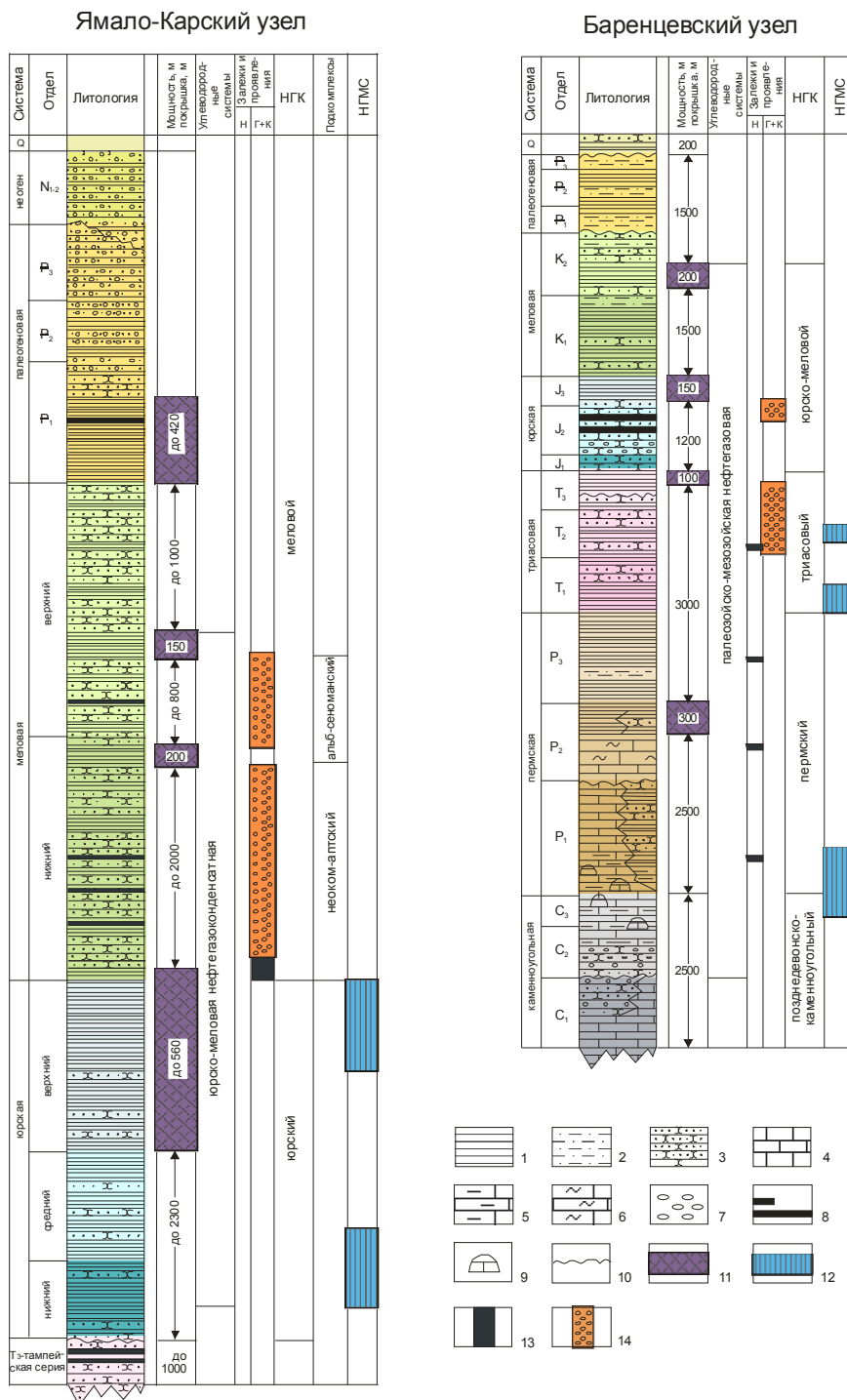


Рис. 5. Источники УВ, нефтегазоносные комплексы, установленные интервалы и проявления газа и нефти в осадочной толще Баренцева и Карского морей
 1 - глины, аргиллиты; 2 - алевролиты; 3 - песчаники; 4 - известняки; 5 - глинистые известняки, мергели; 6 - окремнённые известняки; 7 - грубообломочные породы; 8 - угли; 9 - биогермы; 10 - размывы; 11 - покрывки; 12 - нефтегазоматеринские свиты (НГМС); 13 - залежи нефти; 14 - залежи газа и газоконденсата

Одним из основных факторов сохранности газовых богатств недр при этажах газоносности до 2,0–2,5 км явилось присутствие субрегиональной позднемеловой (турон) – палеогеновой покрывки мощностью 300–700 м. Источниками свободных газов и газовых конденсатов, по мнению большинства исследователей, и изотопным данным служили прибрежно-морские угленосные и морские глинистые отложения большехетской серии юры.

Следует подчеркнуть близость компонентного и изотопного состава свободных газов Ямало-Карского узла с аналогичными свойствами УВ в основных узлах газонакопления Северного моря, Персидского залива, а также юрского комплекса Баренцева моря. Это со всей очевидностью свидетельствует об их сходном генезисе с участием субугленосных фаций типа цехштейна (Р-С).

Для оценки перспектив нефтедобычи региона особое значение имеет анализ юрских отложений, прежде всего, в ареалах распространения морских фаций баженовской и абалакской свит – основных источников неокомских залежей нефти крупнейшего Ванкорского месторождения на северо-востоке Западной Сибири.

Запасы нефти (А+В+С₁) на Ямале, значительная часть которого находится в составе узла, оцениваются в 291,8 млн. т [Статистика, 2009]. Следует учесть также 230 млн. т жидких УВ, прогнозируемых в невоскрытых пластах Русановского и Ленинградского месторождений, и нефть, полученную из скважины на о-ве Белом. В относительно слабо изученных юрских отложениях на Бованенковском месторождении оконтурена газоконденсатно-нефтяная залежь и предполагается наличие нефтяной оторочки толщиной в 14 м [Скоробогатов, 2003]. С учётом всех известных достаточно крупных проявлений нефти в Ямало-Карском узле можно ожидать не менее 2 млрд. т извлекаемых запасов жидких УВ в позднеюрско-неокомских пластах.

Баренцевский узел площадью свыше 700 тыс. км², объединяет высокоперспективные земли Штокмановско-Лудловской и Альбано-Горбовской седловин, Северо-Баренцевскую впадину и структуры Центрально-Баренцевской зоны поднятий. Он ассоциирует с палеозойско-мезозойской высокопродуктивной нефтегазовой системой при содержании жидких УВ в НСР, оценённых не более 10–12%. Нефтегазовый потенциал структур Баренцевского узла оценивается в 19 млрд. т н.э. Земли со значительной плотностью НСР УВ – более 100 тыс. т/км² занимают около 45% его площади, будучи приуроченными к седловинам, поднятиям и склонам впадин.

В пределах этого сравнительно недавно изучаемого узла уже открыто 5 морских месторождений, включая 3 крупных низкогазоконденсатных и одно уникальное –

Штокмановское. Результаты детального прогноза позволяют ожидать открытия ещё не менее 5 крупнейших месторождений.

В мезозойском разрезе Баренцевского узла представлены триасовый НГК с мощными материнскими породами в нижних звеньях последовательности и юрский НГК со средне-нижнеюрскими газопродуктивными отложениями и верхнеюрской региональной покрывкой. Работы последних лет обозначили также достаточно высокие перспективы триасовых и средне-верхнепалеозойских, преимущественно глубоководных отложений в северных районах узла и отдельных палеозойских горизонтах разреза в структурах Центрально-Баренцевских поднятий.

Важнейшие коллекторские горизонты связаны с ниже-среднетриасовым и ниже-среднеюрскими резервуарами.

Ниже-среднетриасовый резервуар представлен протяжёнными мощными (10–30 м) пластами песчаников, сформированными на мелководном палеошельфе. Коллекторские свойства песчаников варьируют от 3 до 20%, проницаемость – от 0,07 до 1 мД. Латерально распространённая покрывка битуминозных глин ладинского возраста (T_2), изученная в скважинах Северная и Хейса на архипелаге ЗФИ мощностью более 100 м, маркирует кровлю резервуара. На склонах поднятий в указанном резервуаре, а также в менее изученных верхнепалеозойских терригенно-карбонатных коллекторах, помимо газовых, возможны нефтяные палеозалежи герцинского этапа формирования, о чём могут свидетельствовать многочисленные проявления мальт и битумов на архипелаге Новая Земля.

Ниже-среднеюрский резервуар, мощностью более 800 м, сложен тремя пачками авандельтовых образований, в каждой из которых присутствует мощный пласт регионально выдержанных песчаников фронта дельты (30–90 м). Авандельтовая толща перекрыта внешнешельфовыми отложениями, содержащими регионально выдержанные пласты контуритов, замкнутых в глубоководных битуминозных глинах. Основные коллекторские горизонты сложены зашельфовыми и авандельтовыми песчаниками и характеризуются высокими фильтрационно-ёмкостными свойствами: открытой пористостью 16–28%, проницаемость от 2,2 до 1097 мД.

Превалирующий газ в составе продуктивных мезозойских толщ Баренцевского узла оценён в 17 трлн. м³ и, как уже отмечалось, практически идентичен таковому в гигантских газовых узлах Ближнего Востока и Северного моря. Согласно детальной ресурсной оценке в западной полосе Баренцева моря нефтяной потенциал палеозойских и триасовых отложений

составляет 700–750 млн. т (извл.), что позволяет прогнозировать открытие здесь даже крупных залежей.

Характеризующиеся благоприятными ресурсно-геологическими показателями крупнейшие узлы вероятной нефтегазодобычи на северо-западных акваториях России должны обеспечивать её значительную величину. В долгосрочной перспективе только на Бованенковском месторождении Ямала возможна газодобыча в 140 млрд. м³ в год [Статистика, 2009]. Первые варианты Штокмановского проекта исходили из возможностей максимальной добычи 90 млрд. м³ в год.

Анализ годовой добычи УВ по действующим узлам Мира, выполненный по опубликованным сводкам [Конторович и др., 1998; Муслимов, 2009; Statistics, 2010], указывает на её наиболее широко распространённые величины в диапазоне значений 80–100 млн. т н.э. Намечается достаточно ясное соотношение НСР УВ и максимальной, достаточно устойчивой добычи в действующих узлах (рис. 6). Оно позволяет определить максимальные величины годовых отборов газа в Баренцевском и Ямало-Карском узлах углеводорододобычи, которые в соответствии с ресурсами этих узлов составляют 100 и 170 млрд. м³ соответственно. Эти цифры уверенно характеризуют названные объекты как будущие узлы углеводорододобычи мирового класса.

К сожалению, глобальный кризис существенно депрессировал эти планы. Основная проблема осуществления газовых проектов в гигантских по ресурсам и запасам узлах Северо-Западного региона России – высокая степень неопределённости потенциальных рынков УВ и необходимость коррекции газодобычи и развития подотрасли в целом в соответствии с современными условиями [Ананьев, 2010]. Особого внимания заслуживает сложная ситуация в России с восстановлением спроса на газ до уровня 2008 г. не ранее чем через несколько лет; активизация производства сланцевого газа в США и Канаде, понижающая спрос на экспорт энергоносителей, снижение объёмов потребления газа в Европе и т.п. Не исключено, что для достижения экономической эффективности и максимализации прибыли сроки начала реализации газовых проектов в России будут отодвинуты ближе к 2020 г.

Изучение и освоение намеченных узлов нефтегазодобычи должно продолжаться с акцентом на развитие проектов по жидким углеводородам, в первую очередь, в пределах Печорского узла. Современный оптимальный вариант видения общей динамики добычи нефти в пределах Тимано-Печорской НГП отражен на рис. 7. Как можно видеть, за пределами 2020 г. сохранение уровня добычи нефти в объеме 50-55 млн. т по Печорскому

узлу возможно лишь за счет открытия новых месторождений в перспективных районах суши и акватории.

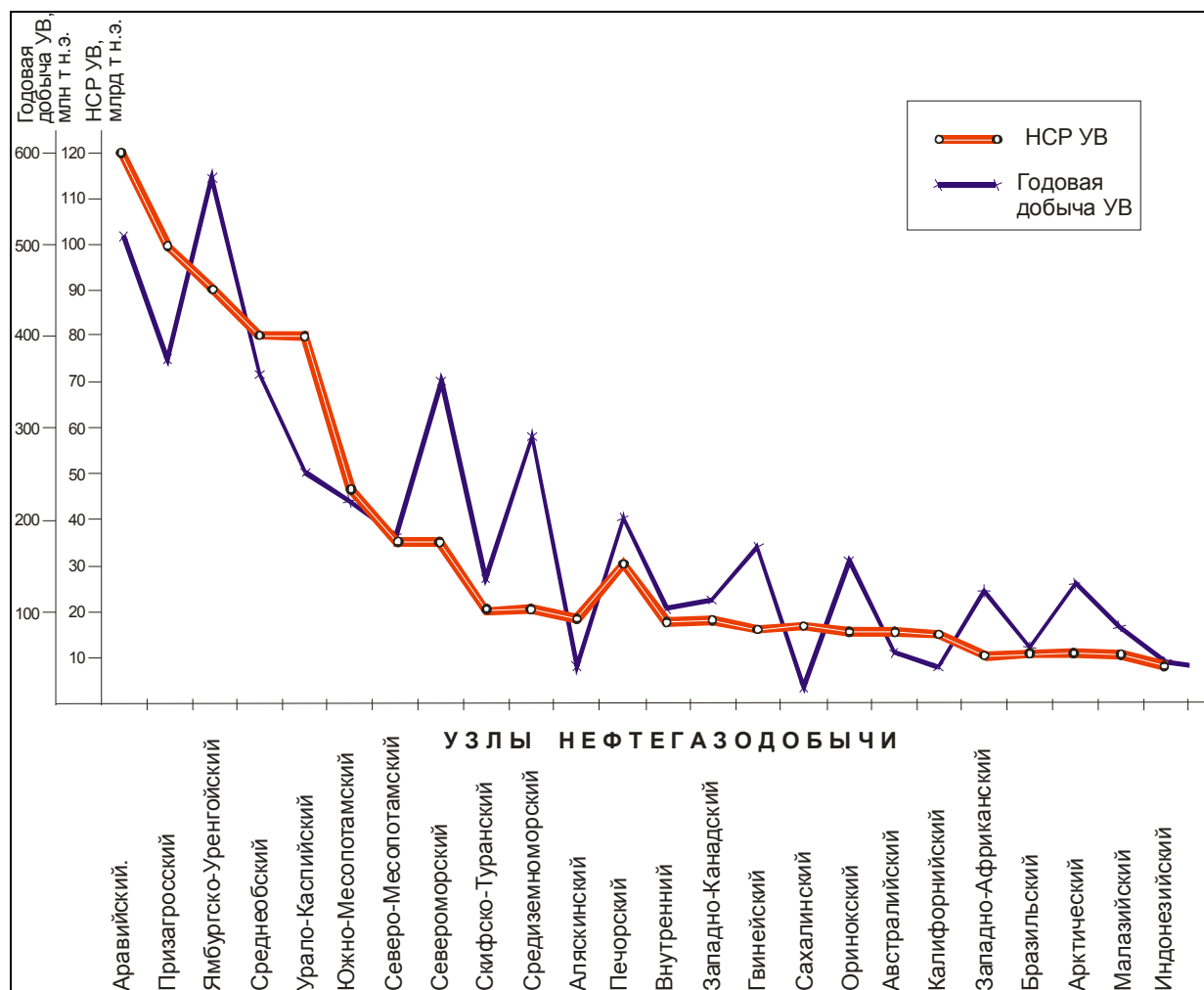


Рис. 6. Соотношение начальных суммарных ресурсов нефти и газа и максимальных годовых отборов УВ в мировых узлах нефтегазодобычи

Тем не менее, следует иметь ввиду, что разведанные запасы (ABC_1) нефти и газоконденсата, подготовленные только на месторождениях Ямала, составляют более 500 млн. т. При развитии геологоразведочных работ на структурах Центрально-Баренцевских поднятий, прежде всего, на своде Федынского, возможны приросты запасов жидких углеводородов до 100 млн. т. После принципиального решения вопроса о делимитации границ между Россией и Норвегией во время визита президента РФ Д.А. Медведева со стороны обоих государств могут возобновиться работы поискового характера в бывшей нейтральной зоне Баренцева моря.

После открытия крупного нефтяного Ванкорского месторождения на северо-востоке Западно-Сибирской НГП сохраняется возможность обнаружения нефтяных залежей в прибрежной полосе и сопредельном шельфе Карского моря.

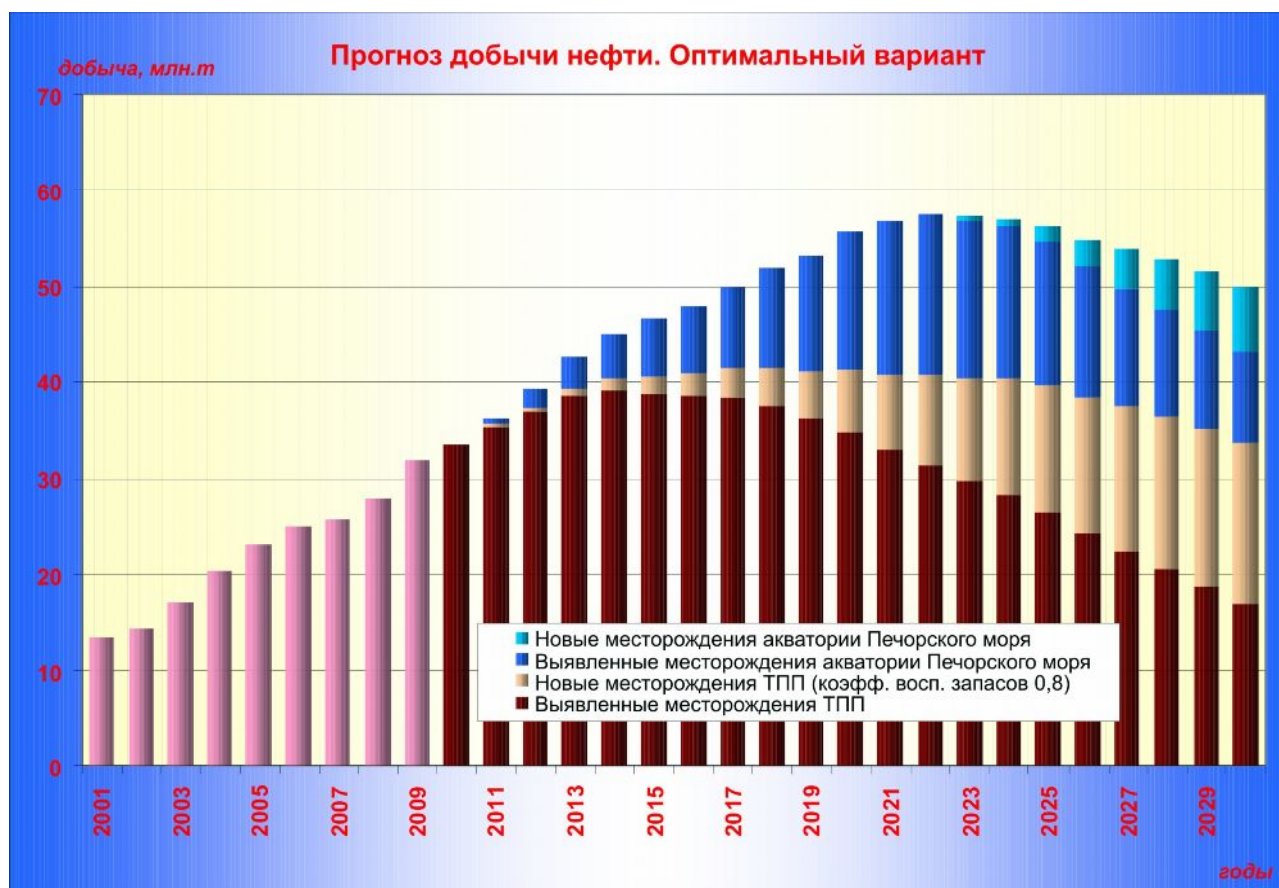


Рис. 7. Прогноз добычи нефти по месторождениям ТПП и акватории Печорского моря

Опыт выделения глобальных узлов нефтегазодобычи показал, что Россия еще длительное время будет оставаться одним из главных экспортеров углеводородного сырья на мировом рынке. Суммарно добычный потенциал рассмотренных узлов можно оценить в 800-1000 млн. т н.э. в год.

Говоря о северо-западном регионе, следует отметить его большое значение на длительную перспективу в отношении наращивания запасов не только свободного углеводородного газа, но и нефти. Кроме того, печорский шельф должен выступить своего рода полигоном для апробации технологий морской добычи на арктическом шельфе. Прогнозные Ямало-Карский и Баренцевский узлы нефтегазодобычи определенно нуждаются в доизучении, в первую очередь, бурением.

Предполагается, что в среднесрочной перспективе их влияние на ТЭК России будет значительным. Разработка морских месторождений в узлах могла бы компенсировать наметившийся спад нефтегазодобычи в России и обеспечить потребности в углеводородном сырье внутреннего и внешнего рынка.

Литература

Ананьев В.В. До арктического шельфа у России «руки не доходят» //Oil&Gas Russia. – 2010. - №5. – С.34-39.

Григоренко Ю.Н. О нефтегазонакоплении на окраинах континентов //Теория и практика нефтегазогеологического прогноза: Сб. статей – СПб.: ВНИГРИ, 2008. – С.161-184.

Карта нефтегазонаосности мира масштаба 1: 15 000 000 с объяснительной запиской /под ред. В.И. Высоцкого, Е.Н. Исаева, К.А. Клещева и др. – М.: ВНИИзарубежгеология, 1994.

Муслимов Р.Х. Особенности разведки и разработки нефтяных месторождений в условиях рыночной экономики. – Казань: АН РТ, 2009. – 154 с.

Конторович А.Э., Нестеров И.И., Ливищ В.Р., Фомин А.Н., Шемин Г.Г., Кулахметов Н.Х., Рыльков А.В., Левинзон И.Л., Ермилов О.М., Рыльков С.А., Терешенков Г.М., Хафизов Ф.З., Брехунцов А.М., Бочкарев В.С., Бородкин В.Н., Дешеня Н.П., Мишульский М.И. Ресурсы газа и нефти Ямало-Ненецкого автономного округа и стратегия их освоения //Геология нефти и газа, 1998. - №9. – С. 2-9.

Скоробогатов В.А., Строганов Л.В., Копеев В.Д. Геологическое строение и нефтегазонаосность Ямала. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 352 с.

Соболев В.С., Полякова Л.Л. Некоторые особенности размещения и формирования крупнейших газосодержащих месторождений Мира //Нефтегазовая геология. Теория и практика: электрон. науч. журнал. – 2009. – Т.4. - №4. - http://www.ngtp.ru/rub/6/41_2009.pdf

Статистика //Нефть и капитал, 2009. - №1-2 (155). – С. 80-87.

Statistics //Oil and Gas Journal, 2010. - vol.108. - №2. – P. 62-67.

Prishepa O.M., Grigorenko Yu.N., Sobolev V.S., Ananiev V.V., Margulis E.A., Anfilatova E.A.
All-Russia Petroleum Research Exploration Institute (VNIGRI), St. Petersburg, Russia, ins@vnigri.ru

KNOTS OF OIL AND GAS PRODUCTION OF GLOBAL SIGNIFICANCE IN THE RUSSIAN NORTH-WESTERN OFFSHORE: PROSPECTS OF DEVELOPMENT

On the basis of generalizing the available materials on the petroleum potential of World basins and analyzing their role in oil and gas production the concept of the global significance knot of oil and gas production is first introduced. In the composition of the Earth intracontinental areals and margin-continental belts of petroleum accumulation, such knots are recognized as the regions of extensive concentration of highly prospective areas. Their total initial resources average 25-30 billion t of oil or 20 trillion m³ of gas, the presence of the largest fields is necessarily. 25 such knots providing the basic world oil and gas production over a long period of time is established. Three such knots are determined in the Russia north-western offshore and adjacent onshore: the Pechora knot now in force and the potentially prospective Yamalo-Kara and Barents knots. The resource characteristics and production possibilities of these knots and the prospects of heir development are considered.

Key words: global knot of oil and gas production, maximum oil and gas production, oil and gas reserves, oil and gas resources, largest hydrocarbon fields, Pechora Sea, Barents Sea, Kara Sea.

References

Anan'ev V.V. Do arktičeskogo šel'fa u Rossii «ruki ne dohodât» //Oil&Gas Russia. – 2010. - #5. – S.34-39.

Grigorenko Ū.N. O neftegazonakoplenii na okrainah kontinentov //Teoriâ i praktika neftegazogeologičeskogo prognoza: Sb. statej – SPb.: VNIGRI, 2008. – S.161-184.

Karta neftegazonosnosti mira masštaba 1: 15 000 000 s ob"âsnitel'noj zapiskoj /pod red. V.I. Vysockogo, E.N. Isaeva, K.A. Kleševa i dr. – M.: VNIzarubežgeologiâ, 1994.

Muslimov R.H. Osobennosti razvedki i razrabotki nefťanyh mestoroždenij v usloviâh rynočnoj èkonomiki. – Kazan': AN RT, 2009. – 154 s.

Kontorovič A.È., Nesterov I.I., Livšic V.R., Fomin A.N., Šemin G.G., Kulahmetov N.H., Ryl'kov A.V., Levinzon I.L., Ermilov O.M., Ryl'kov S.A., Terešenkov G.M., Hafizov F.Z., Brehuncov A.M., Bočkarev V.S., Borodkin V.N., Dešenâ N.P., Mišul'skij M.I. Resursy gaza i nefťi Âmalò-Neneckogo avtonomnogo okruga i strategiâ ih osvoeniâ //Geologiâ nefťi i gaza, 1998. - #9. – S. 2-9.

Skorobogatov V.A., Stroganov L.V., Kopeev V.D. Geologičeskoe stroenie i neftegazonosnost' Âmala. – M.: OOO «Nedra-Biznescentr», 2003. – 352 s.

Sobolev V.S., Polâkova L.L. Nekotorye osobennosti razmešeniâ i formirovaniâ krupnejših gazosoderžaših mestoroždenij Mira //Neftegasovaâ geologiâ. Teoriâ i praktika: èlektron. nauč. žurnal. – 2009. – T.4. - #4. - http://www.ngtp.ru/rub/6/41_2009.pdf

Statistika //Nefť i kapital, 2009. - #1-2 (155). – S. 80-87.

© Прищепа О.М., Григоренко Ю.Н., Соболев В.С., Ананьев В.В., Маргулис Е.А., Анфилатова Э.А., 2010