

УДК 553.98.04(268)

Григоренко Ю.Н., Прищепа О.М., Соболев В.С., Жукова Л.И.Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт» (ФГУП «ВНИГРИ»), Санкт-Петербург, Россия, ins@vnigri.ru

АРЕАЛЫ УГЛЕВОДОРОДОНАКОПЛЕНИЯ КАК ОСНОВА РАЗВИТИЯ НЕФТЕДОБЫЧИ В РОССИЙСКОЙ АРКТИКЕ

Рассматриваются ареалы повышенной концентрации углеводородных ресурсов как базовые элементы возможных и уже организуемых центров добычи нефти и стабильного конденсата. Отмечаются в их составе значительное распространение земель с высокой концентрацией и объёмом углеводородов, обязательное присутствие крупных месторождений и богатых зон нефтенакпления. Предполагаются генетические связи ареалов с районами накопления доманикитов и шельфовых глинистов и с последующей эволюцией включающих их углеводородных систем в обстановках окраин континентов. Высказывается мысль о решающем значении нефтедобычи в промышленно-экономическом развитии Арктики.

Ключевые слова: углеводороды, ареалы, центры, нефтедобыча, акватории, Арктика, крупнейшие месторождения.

Промышленное и экономическое развитие Арктики на основе изучения и освоения её минерально-сырьевой базы является важнейшей стратегической задачей России XXI века. Первенство в её решении принадлежит поискам и разработке морских месторождений нефти и газа, извлекаемые запасы которых призваны, по крайней мере, компенсировать естественное падение добычи в приморских районах суши. Особое значение принадлежит оценке фазовой структуры углеводородов (УВ) в недрах с целенаправленными поисками и освоением районов концентрации жидких или газообразных УВ. Необходимы геолого-экономическое обоснование и приоритеты в строительстве прибрежно-морских центров нефте- и конденсатодобычи, имея в виду значительно большую эффективность транспортировки этих видов УВ-сырья морем, прежде всего Северным морским путём, и таким образом существенное расширение экспорта.

В то же время, оценивая пути и условия решения обозначенной суперзадачи и её составных элементов, приходится иметь в виду крайнюю неравномерность изученности и освоения Российской Арктики. Наряду с нефте- и газодобывающими приморскими территориями в Тимано-Печорской и Западно-Сибирской мегапровинциях выделяются прибрежное мелководье полярных морей с глубинами 0–20 м, где разведываются первые пока только отдельные месторождения, и, наконец, удалённые от побережья акватории с единичными установленными месторождениями и пробуренными скважинами или их

полным отсутствием. В этом же направлении возрастают и трудности освоения, вызываемые нарастающими глубинами моря и ледовитостью акваторий. В итоге промышленное освоение нефтегазовых ресурсов в большинстве стран Арктики, включая Россию, идёт в направлении от нефтегазоносных районов суши (около 52 % начальных суммарных ресурсов УВ Заполярья) через транзитное мелководье (8–10 % начальных суммарных ресурсов (НСП) УВ) к удалённым районам акваторий (до 40 % НСП УВ в недрах). В условиях крайней неравномерности и существенных трудностей в освоении главное значение приобретают регионы совместной разработки месторождений суши и акваторий, особенно с возможностью долгосрочного развития морской нефтедобычи и её компенсирующей роли, по крайней мере, в перспективе.

Организуемые здесь центры нефтегазодобычи должны располагать достаточно обоснованной оценкой привлекаемых к освоению ресурсов УВ, их фазовой структуры и ясными перспективами развития геологоразведочных работ. Анализ многочисленных промышленно-нефтегазоносных провинций и областей Мира показывает, что их освоение в большинстве случаев развивается и захватывает высоко- и среднеперспективные земли с наибольшим числом и отчётливо выраженным фазовым составом месторождений. Такие области можно рассматривать как узлы или ареалы углеводородонакопления, составляющие базис центров нефте- и газодобычи. Они выделяются значительной площадью и ресурсной плотностью перспективных земель (обычно до 100 тыс. т/км² и более) с НСП (геол.) свыше 20 млн. т н.э. и многочисленными месторождениями обязательным присутствием крупнейших с запасами более 60 млн. т по нефти или 75 млрд. м³ по газу [Прищеп, Григоренко и др., 2010].

Очевидно узлы (ареалы), как и вмещающие их провинции или мегабассейны характеризуются своеобразием своего расположения, будучи наиболее часто встречаемыми по периферии континентов, в том числе и на их современных окраинах. В Заполярье на северной периферии Евразии они представлены в структурах раннеокеанической окраины: в Южно-Баренцевской и Южно-Карской мегавпадинах с захватом соседних участков эпибайкальской и эпигерцинской плит. К востоку от Североземельского архипелага и Таймыра крупные ареалы углеводородонакопления пока не установлены. Указанное размещение ареалов предопределено общей картиной распределения начальных суммарных ресурсов УВ севернее Полярного круга, где из 318 млрд. т н. э. почти 80 % принадлежит Западной Арктике, тогда как приморье восточных областей вообще не содержит перспективных земель, а шельфовые бассейны, хотя и привлекательные в отношении

нефтеносности, явно проигрывают Баренцеву и Карскому морям по ресурсной насыщенности недр.

Фазовая структура УВ в недрах российского Заполярья изучается достаточно давно. На заполярных территориях Тимано-Печорской и Западно-Сибирской мегапровинций, а также в недрах Печорского моря доминируют нефть и конденсат, которые составляют 70–80 % НСР УВ. В значительно хуже изученной акваториальной части западного Заполярья превалируют ресурсы газа, резко снижающиеся по отношению к нефти в пределах печорского шельфа. В целом в Баренцево-Карском регионе на территориях Ненецкого (НАО) и Ямало-Ненецкого (ЯНАО) округов количества жидких и газообразных УВ близки друг другу, что выражается в цифрах 41 % (нефть + свободный конденсат) и 59 % (газ) от НСР (в геологических категориях). Акваториальные ресурсы жидких УВ, оцениваемые в 33,5–40,2 млрд. т, в среднем по шельфу составляют 32–34 % НСР УВ (табл. 1).

Таблица 1

**Оценка фазовой структуры ресурсов и содержания жидких углеводородов
в осадочной толще морей российской Арктики**

Показатели	Жидкие УВ + свободный газоконденсат (% от НСР УВ акватории)							Сумма ресурсов жидких УВ, млрд. т н.э.	Доля жидких УВ в НСР (%)
	Печорское море	Восточно-Баренцевская	Северо-Карская	Южно-Карская	море Лаптевых	Восточно-Сибирское море	Чукотское море		
Акватории								Акватории российской Арктики в целом	
Авторы, год									
М.И. Лоджевская и др., 2005 г.	73	10	качественная оценка	22	50	58	58		
А.Э. Конторович и др., 2010 г.	68	32	40	23	35	56	39	42,75	34
Коллектив авторов, 2011 г.	68	17	66	16	44	40	36	40,17	32

Таким образом, как средние показатели присутствия жидких УВ в недрах, так и их высокое до 80 % содержание в западных районах Российской Арктики указывают на возможность широкого и устойчивого развития нефтедобычи в этом регионе. Вместе с тем выбор местоположения будущих нефтедобычных центров, в том числе предприятий совместного освоения морских и наземных месторождений требует большей обоснованности и детализации фазового прогноза.

До настоящего времени исследователи арктических бассейнов, особенно более изученных Западно-Сибирского и Тимано-Печорского, при раздельном прогнозе

использовали данные по распределению жидких УВ и свободного газа в запасах реально выявленных месторождений [Сидоров, Чистякова, 1996], либо точечную межбассейновую изотопно-геохимическую корреляцию ОВ пород и нефтей изученных отечественных и зарубежных акваторий [Галимов и др., 2008]. Строились так называемые «звёздные диаграммы» биомаркерного состава нефтей и битумов, либо анализировались общегеохимические аспекты прогноза слабо изученных юрских и доюрских отложений Баренцево-Карского региона [Кирюхина и др., 2003, 2011].

В работах ВНИГРИ [*Зоны нефтегазонакопления ...*, 2002; Соболев, 2002; Григоренко, Соболев, 2009], основываясь на разработанной для бассейнов континентальных окраин общей 5-членной классификации материнских свит как базисных элементов углеводородных систем, дан отдельный фазовый прогноз арктических акваторий на уровне районов и зон нефтегазонакопления. В прогнозе привлекался целый ряд геохимических данных, в том числе параметры материнских свит – доманика и шельфовых глинистов, характерных биомаркеров и результаты сравнительной изотопии нефтей (табл. 2).

Результаты ресурсно-геологических и геохимических исследований указывают на сравнительно умеренные перспективы нефтегазоносности восточного сектора Российской Арктики.

Судя по материалам островной суши и аналогиям с относительно изученными нефтегазоносными бассейнами Северной Америки и Канады (Северный склон Аляски, Бофорта-Маккензи, Свердруп) перспективы Восточной Арктики связаны преимущественно с триасовыми и меловыми нефтематеринскими свитами (НМС), находящимися на умеренных стадиях катагенеза во впадинах перспективной нефтегазоносной области (ПНГО) Де-Лонга и Северо-Чукотском прогибе. Однако проблематичные суммарные ресурсы УВ российского сектора этой части Арктики, оценённые по категории D₂ и распределённые по нескольким акваториальным нефтегазоносным бассейнам (НГБ), в сумме незначительно превышают 20 млрд. т н.э., что по-видимому исключает возможность присутствия здесь чётко обозначенных ареалов нефте- или газонакопления с указанными выше признаками.

В то же время присутствие качественных палеозойских НМС на островах (см. табл. 2) и богатых залежей стабильных конденсатов в Чукотском море [Graig and Sherwood, 2005] несомненно оптимизируют этот прогноз, расширяя предполагаемый диапазон нефтегазоносности и масштабы распространения жидких УВ в бассейнах Восточной Арктики.

Таблица 2

Параметры основных нефтематеринских свит, ключевые биомаркеры и изотопный состав нефтей бассейнов Циркумполярных областей Арктики (Россия)

Характеристика нефтематеринских свит						Ключевые биомаркеры				
Возраст, литология, катагенез органического вещества в нефтяном окне	Тип НМС*	Мощность, м	Водородный индекс керогена, мгУВ/1гC _{орг.}	Плотности ресурсов в ареалах НГМС, тыс. т/км ²	Тип УВ-скоплений	$\delta^{13}\text{C}$ нефти (‰)	C ₂₇ /C ₂₉ стераны	пристан фитан	в составе полицикланов	районы вероятных аналогов НМС
Северо-Западные районы										
Варандей-Адзвинская НГО; Доманикиты S, D ₃ , D ₁ ; МК ₁ -МК ₂	I	100-400	до 700-900	100-200 и выше	Н	-30	0,59	0,86	гопаны стераны 2,64	Доманикиты D ₃ -C ₁ Урало-Поволжья
Печоро-Колвинская НГО; НМС шельфового генезиса S ₂ , D ₂ , D ₃ , P ₁ ; МК ₁ -МК ₃	II_м	до 300-700	до 300	50-100	ГН, НГ	-28	0,50	1,60	гопаны стераны 4,12	Девонские глинисто-карбонатные свиты Нижнего Поволжья
Центрально-Баренцевская НГО; Доманикиты D ₃ -P; МК ₁₋₂	I	150-200	до 800	до 100-200	ГН	-	-	0,80	-	Лемвинская серия Урала, архипелаг Новая Земля
Северо-Баренцевская ПНГО: шельфовые глинистые толщи D ₁₋₂ , C ₁ , P ₁ , T ₁₋₂ ; МК ₂₋₃	II_м	100-500	до 400	30-100	ГН	-	-	1,1	-	Верхнепалеозойские, триасовые свиты Новой Земли, Шпицбергена
Южно-Карский регион: глинистые отложения J ₂₋₃ ; МК ₂ -МК ₃	II_м, IV_у	до 1000	150-300	до 100	НГ, НГК	-31	2,1	1,8	стераны гопаны 1,0	Юрские толщи отдельных районов Западной Сибири
Восточно-Арктические районы										
ПНГО Де-Лонга; Сланцы и битуминозные известняки S ₂ D; МК ₂ -МК ₃	I	100	500-620	30	ГН	-30	0,45	1,0	гопаны > стераны	ТПП, НГБ Свердруп
Доманикиты Т Северо-Чукотской и Де-Лонга ПНГО; МК ₁ -МК ₃	I	150	до 800	до 60	ГН	< -29	0,80	1,3	терпаны C ₂₈ , C ₂₉	Свита шублик НГБ Северного склона Аляски
Северо-Чукотская ПНГО; Глиниты K ₁ -K ₂ МК ₁ -МК ₂	II_м	250	200-415	50	НГ	-28	0,50	2,0	трициклический терпан C ₂₉	Брукский комплекс НГБ Северного склона Аляски
Палеогеновые глиниты Центрально-Лаптевской ПНГО; МК ₃ -МК ₄	III_д	1000	200-400	40	НГК	-26,5	0,40	2-5	биснор-лупан C ₂₈	Дельтогенный комплекс ричардс НГБ Бофорта-Маккензи

В Западной Арктике в тяжёлых нефтях месторождений приморской суши и морского продолжения Варандей-Адзвинской зоны Тимано-Печорской провинции, вплоть до Долгинского месторождения, установлен комплекс ключевых биомаркеров, который обнаруживает несомненную связь с доманикитами верхнего девона. Нефти выделяются повышенным осернением при низких значениях нефтяного пристан-фитанового и гопанстеранового отношений в составе полицикланов.

Западнее в Печоро-Колвинской НГО фиксируются иные в сравнении с Варандей-Адзвинской и Хорейверской нефтематеринские свиты – шельфовые глины П_м. Это выражено как в фазовом типе залежей, так и в изотопно-геохимических показателях состава нефтей. Следует подчеркнуть выдержанность и значительную площадь распространения шельфовых глинистых и доманиковых фаций.

В Западно-Сибирской НГП к северу от Губкинского района вплоть до окончания п-ова Ямал и о-ва Белый нефтематеринские отложения предполагаются в юрской части разреза. Согласно А.Э. Конторовичу процессы генерации нефти здесь были подавлены мигрирующими массами высоконапорных метановых и этано-метановых газов с переменным значением конденсатного фактора [Конторович и др., 2008]. Поэтому жидкие УВ в месторождениях представлены в основном конденсатной фазой. При этом в районах развития морских аргиллитов верхней юры, подобной новопортовской, ачимовской и ванкорской (альб-валанжинской) толщам, в неокомских клиноформных отложениях сохраняется возможность обнаружения, помимо оторочек, крупных скоплений лёгкой газонасыщенной нефти. Парафинистые нефти и конденсаты продуктивной части разреза выделяются повышенными значениями пристан-фитанового отношения (в нефти – 1,8, в конденсате – 3,5, газы содержат до 10–25 % тяжёлых УВ при конденсатном факторе до 150–300 г/м³ и имеют утяжелённый изотопный состав -38 ÷ -42 ‰). Заметим, что по оценке А.М. Брехунцова только на Ямале оценённые запасы нефти по категории С₁ составляют 292 млн. т, конденсата – 178 млн. т [Брехунцов и др., 2011].

Высокие перспективы нефтеносности Ванкорско-Притаймырского района определяются развитием в его западной части крупного очага генерации УВ в границах Большехетской мегасинеклизы, выполненной регионально распространёнными материнскими глинистыми по составу отложениями-аналогами баженовской свиты. Лабораторными исследованиями экстрактов ОВ пород и нефтей Ванкорского нефтяного гиганта и соседних месторождений доказана определяющая роль этих толщ в генерации

нефти с характерными для материнских свит типами биомаркеров в составе изопренанов и полицикланов.

Три охарактеризованных района образуют субширотный, охватывающий приморскую часть суши и внутренний шельф Баренцева и Карского морей нефтеконденсатный пояс (рис. 1). К северу его сменяет полоса развития низкоконденсатных газовых месторождений Штокмановско-Ледового и Русановско-Ленинградского районов, контролируемых автономными УВ-системами III и IV групп [Соболев, Грохотов, 2011]. Газы отличаются здесь лёгким изотопным составом – до 50 ‰, содержат всего 5 % тяжёлых УВ и менее 10 г/м³ конденсата. Основываясь на существенно нефтяном составе конденсата и близком изотопном составе (-28 ÷ -31 ‰) его ароматических фракций, некоторые исследователи увязывают гигантские залежи газа этих регионов с угленосными отложениями, а конденсат аккумулирующих толщ – с зоной ранней генерации УВ [Галимов и др., 2008].

Однако, учитывая преобладание в составе конденсатов многих крупных скоплений севера Западной Сибири моно- и бициклических нефтянов, отличающихся наиболее высокой миграционной подвижностью, нельзя исключать их вторично-миграционную природу, на что в своё время обращалось внимание И.С. Старобинцем (1986). Севернее, исходя из геологических и прямых признаков нефтеносности на Свальбарде, ЗФИ и Северной Земле, предположительно вырисовывается ещё одна полоса развития преимущественной нефтеносности недр.

Таким образом, в составе перспективных земель Западной Арктики с юга на север обнаруживаются три субширотных прерывистых полосы или пояса с разной фазовой структурой углеводородных скоплений. Первый самый южный нефтеконденсатный пояс, охватывающий приморские районы суши и транзитное мелководье Баренцева и Карского морей, содержит значительные ресурсы нефти и стабильного конденсата и крупнейшие месторождения жидких УВ. Второй – низкоконденсатно-газовый, приуроченный к центральной, отчасти южной акваториям Баренцева и Карского морей, соответствует районам распространения крупнейших газовых месторождений Штокмановско-Ледового и Русановско-Ленинградского. Наконец, третий, обозначенный крупными нефтепроявлениями на островах северной кромки арктического шельфа и пока неотчётливо намеченными границами, подтверждается существенными прогнозируемыми ресурсами жидких УВ.

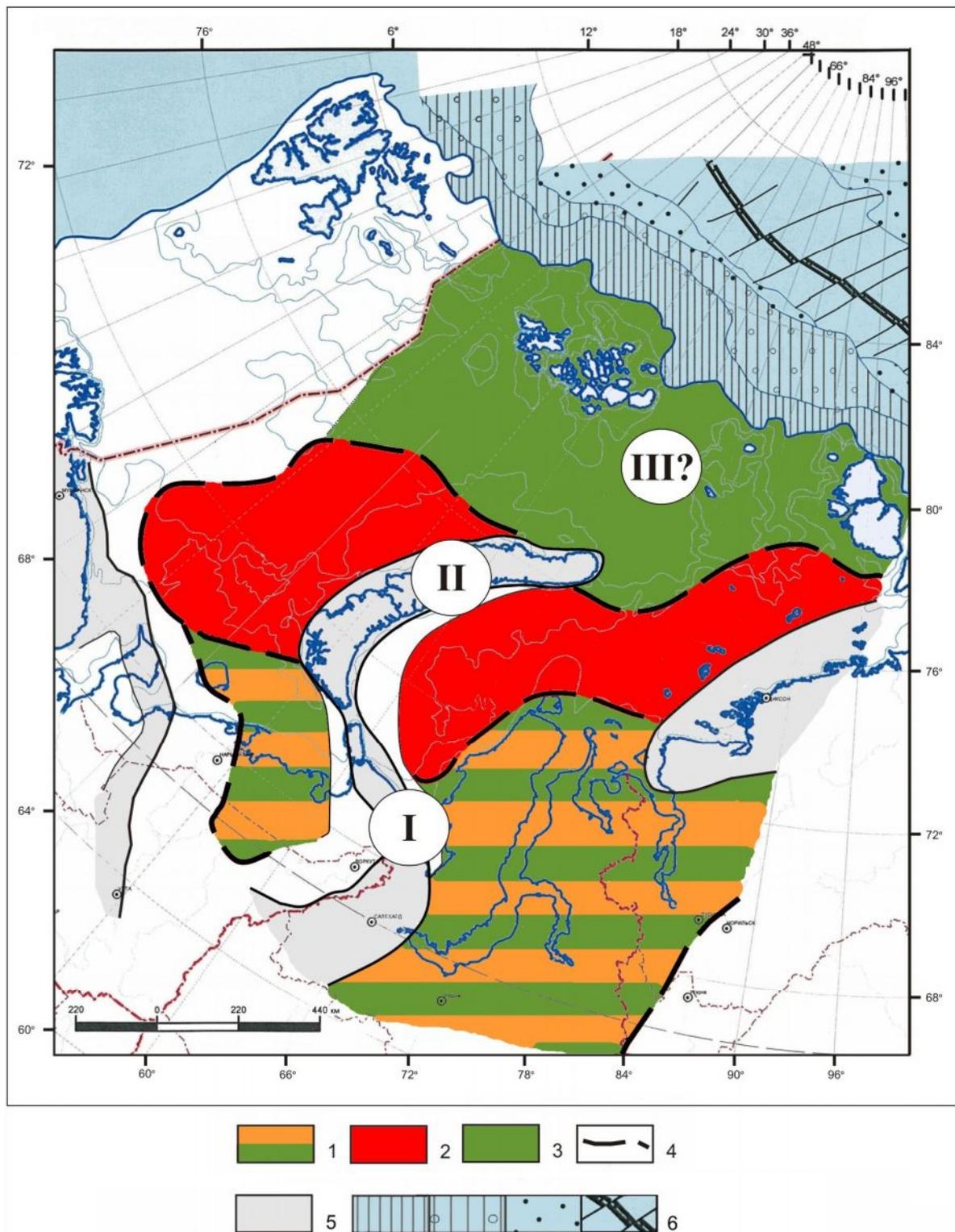


Рис. 1. Схема вероятных полей различного фазового состава углеводородов в недрах Западной Арктики

I – I – нефтеконденсатный пояс (Pz-T); 2 – II – газовый (T-K); 3 – III? – предполагаемый нефтеносный пояс (Pz-Mz); 4 – границы поясов; 5 - бесперспективные острова и акватории; 6 - структуры океана.

Южный пояс с максимальной нефтенасыщенностью недр является, таким образом, наиболее привлекательным для организации центров совместной добычи морских и наземных жидких УВ, тогда как два низкоконденсатно-газовых ареала центральной полосы шельфа служат несомненной основой для формирования центров морской газодобычи (см. рис. 1).

Наиболее яркими представителями российских арктических нефтедобывающих ареалов являются Печоро-Усинский и Ямало-Туруханский, фактически уже действующие как объекты совместного освоения месторождений суши и акваторий.

Печоро-Усинский ареал охватывает центральную и северо-восточную части Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, включая почти весь Печорский шельф. Северная морская граница ареала расположена на стыке Баренцевской и Печорской плит [Григоренко и др., 2010]. Южная проходит вдоль гряды Чернышева и заканчивается у юго-восточной периклинали Печоро-Кожвинского мегавала (рис. 2).

Высокоперспективные земли с плотностью ресурсов более 100 тыс. т/км² занимают 50 % площади ареала. В его границах, включая шельф, установлены 120 месторождений, 13 из которых являются крупнейшими, в том числе 12 нефтяных [Григоренко и др., 2008].

Основная нефтеносность в пределах НАО связана с тремя крупными мегакомплексам: ордовикско-нижнефранским, верхнедевонско-нижнепермским и среднепермско-мезозойским, сложенными терригенными и карбонатными породами.

Доля жидких УВ в общей структуре НСР ареала составляет 78 %, что обусловлено широким распространением углеводородных систем I и II классов, сформированных на базе силурийских и девонских материнских свит доманикоидного и шельфового генезиса. Основные зоны концентрации запасов и ресурсов ареала связаны с высокоамплитудными мегавалами и протяжёнными авлакогенами (Варандей-Адзъвинская и Печоро-Колвинская НГО), а также карбонатными комплексами на погребённых палеоподнятиях (Хорейверская НГО). Геологические ресурсы в достаточно многочисленных зонах нефтенакопления достигают 700 млн. т при удельных плотностях от 60 до 1400 тыс. т/км².

Начальные суммарные ресурсы жидких УВ (в извлекаемых категориях) составляют в ареале 6,4 млрд. т. Они распределены следующим образом А+В+С₁ – 19 %; С₂ – 12 %; С₃ – 9 %; D₁+D₂ – 60 %. При этом в акваториальной части сконцентрированы 45 % ресурсов УВ ареала преимущественно в категориях С₃-D₁.

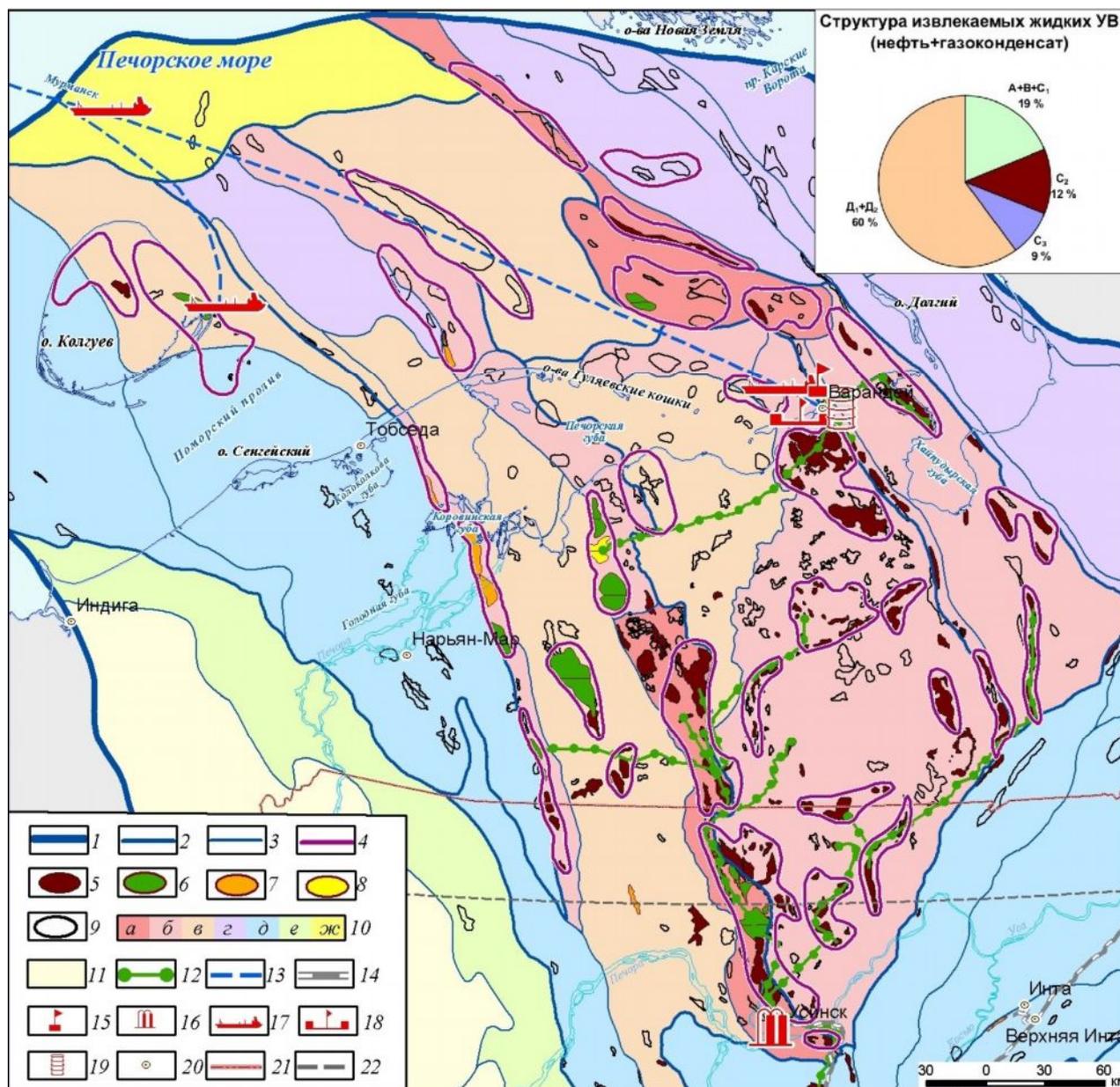


Рис. 2. Схема Печоро-Усинский ареала

1-4 – границы нефтегазогеологического районирования: 1 – НГП, 2 – НГО, 3 – НГР, 4 – зон нефтегазонакопления; 5-8 – месторождения УВ: 5 – нефтяные, 6 – нефтегазоконденсатные, 7 – газоконденсатные, 8 – смешанные: нефтегазовые, газонефтяные; 9 – перспективные локальные структуры; 10 – плотности НСР УВ: а. 1 категория, б. 2 категория, в. 3 категория, г. 4 категория, д. 5 категория, е. 6 категория, ж. 7 категория; 11 – бесперспективные территории и акватории; 12 – нефтепроводы; 13 – морской вывоз; 14 – железные дороги; 15 – терминалы; 16 – НПЗ; 17 – танкер; 18 – точечный рейдовый причал; 19 – береговой товарный парк; 20 – основные населённые пункты; 21 – административные границы; 22 – Северный полярный круг.

Несмотря на значительную разведанность жидких УВ в регионе (по ТПП в целом около 40 %), большие резервы поисков жидких УВ сохраняются на выявленных сейсморазведкой структурах Печорского шельфа, где специалистами ОАО «Южморгео» оценены по состоянию на 01.01.2009 г. извлекаемые ресурсы нефти (категория D₁) по 48 локальным

объектам. Они составили в сумме 704,2 млн. т, а вместе с растворённым в нефти газом – 761,7 млн. т. Существенно ниже расчётные локализованные ресурсы газоконденсата (2,3 млн. т). Если к морским объектам добавить фонд выявленных и подготовленных к глубокому бурению структур в НАО, которые насчитывали на 01.01.2005 г. 304 объекта [Прищепа, 2005], то можно констатировать высокую «оснащённость» Печоро-Усинского ареала реально выявленными крупными месторождениями нефти и локальными объектами, за которыми стоят новые открытия залежей жидких углеводородов и успехи в воспроизводстве их запасов.

В настоящее время на месторождениях НАО в пределах ареала добывается 14,6 млн. т в год. В трёх крупных нефтяных месторождениях – Усинском, Возейском и Верхневозейском добывается значительная часть нефти республики Коми – 3,7 млн. т. В целом современная добыча жидких УВ в ареале пока осуществляется только на суше и составляет около 19 млн. т/год.

По оптимальному варианту оценок ВНИГРИ на месторождениях суши ТПП уровень добычи жидких УВ до 40 млн. т возможен с 2017 по 2023 гг., после чего он будет постепенно снижаться до 30 млн. т в год [Прищепа, 2008]. Именно в это время начнёт вырисовываться компенсирующее значение добычи из морских месторождений Тимано-Печорской провинции, которая от 5–6 млн т/год на Приразломном месторождении должна возрасти к 2030 г. до 12–15 млн. т/год (рис. 3).

Обеспеченность добычи установленными и прогнозными запасами жидких углеводородов в ареале составляет 40–45 лет.

Ямало-Туруханский ареал охватывает северную часть ЯНАО, включая полуострова и земли севернее Губкинского района, губы и заливы Карского моря, Ванкорский и Притаймырский районы Красноярского края. При некоторых геологических отличиях названных областей их объединяет единый юрско-меловой регионально продуктивный мегакомплекс и сходная природа нефтематеринских свит.

Южная граница ареала близка к северному ограничению основного нефтедобывающего района Западной Сибири – Широкого Приобья, где газонефтяные и нефтяные месторождения сменяются нефтегазоконденсатными. Северная граница – сразу же за п-вом Ямал и о-вом Белый отделяет ареал от низкоконденсатного газового поля, к которому принадлежат Ленинградское и Русановское месторождения (рис. 4).

Высокоперспективные земли с плотностью УВ-ресурсов свыше 100 тыс. т/км² занимают 50 % площади ареала. В границах ареала открыто более 230 месторождений. Из

них 62 месторождения являются крупнейшими, а их большая часть – 55 месторождений относятся к категории скоплений, содержащих жидкие УВ: среди них 41 месторождение определены как газонефтяные и нефтегазоконденсатные, 11 – как газоконденсатные с достаточно высоким выходом стабильного конденсата. Газоконденсатные месторождения заметно тяготеют к центральной рифтовой зоне с максимальными мощностями (> 1000 м) юрских материнских отложений, тогда как крупные скопления нефти более развиты в прибортовых частях ареала. При этом мощность чехла ниже продуктивного интервала разреза составляет в среднем по ареалу 7,5 км.

В пределах ареала установлено более 10 крупных зон углеводородонакопления с геологическими ресурсами до 1000 млн. т и более и плотностью ресурсов свыше 650 тыс. т/км². По А.М. Брехунцову с соавторами, зоны новейших воздыманий перспективны преимущественно на поиски газоконденсатных залежей, тогда как на участках погружений преобладают нефтяные и нефтегазоконденсатные скопления [Брехунцов и др., 2001].

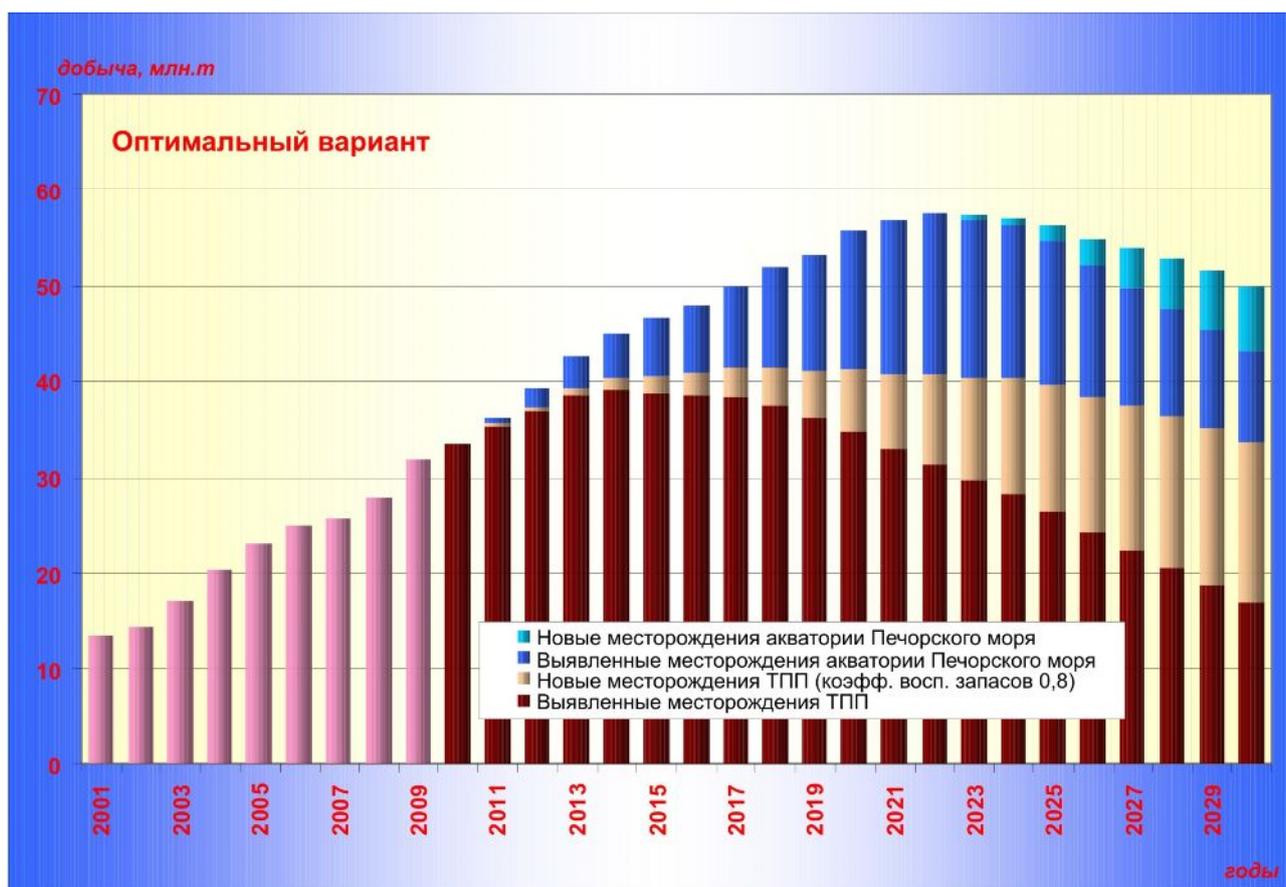


Рис. 3. Прогноз добычи нефти по месторождениям суши Тимано-Печорской провинции и акваторий Печорского моря (по О.М. Прищепе и др., 2010)

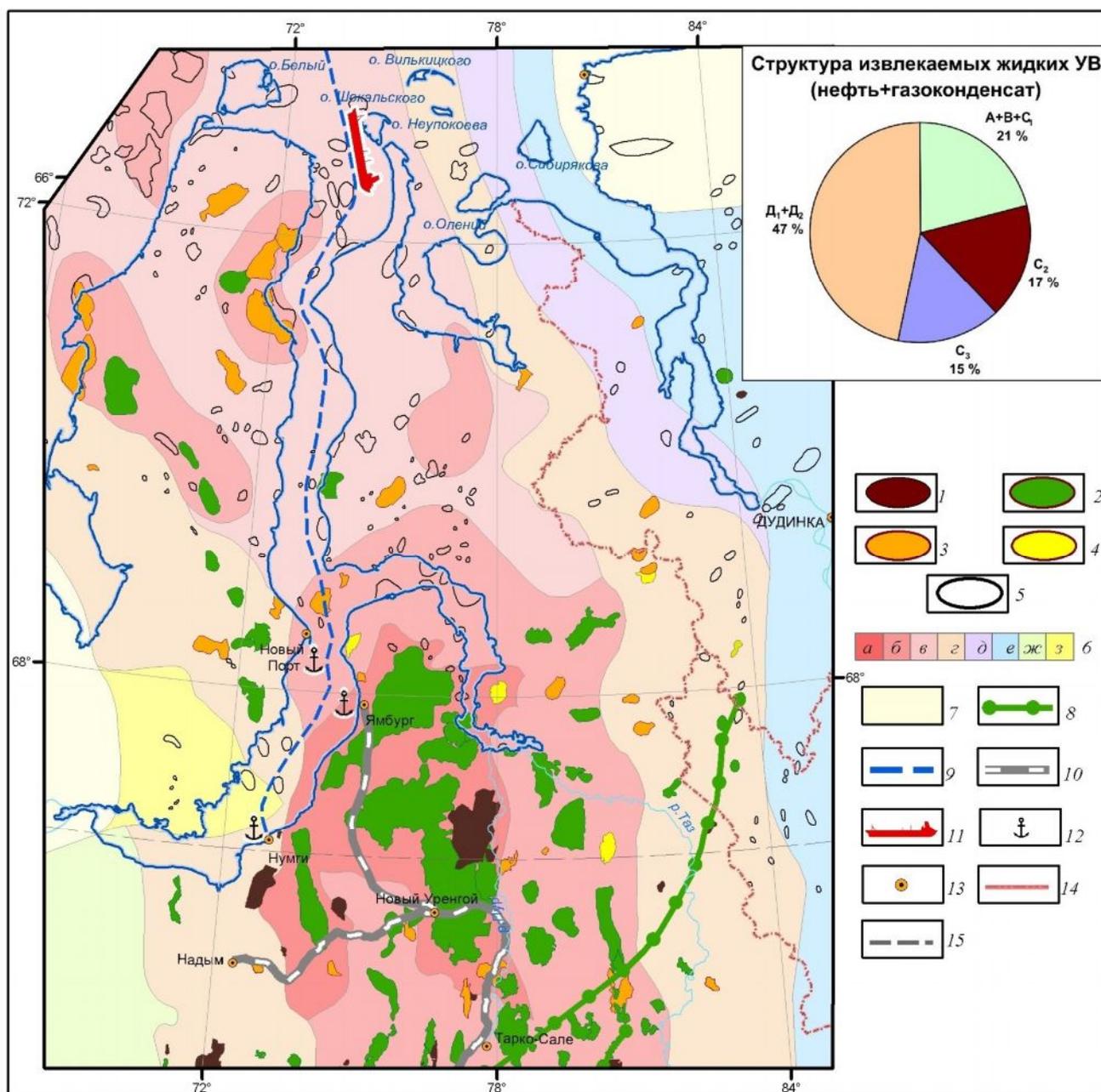


Рис. 4. Схема Ямало-Туруханского ареала

1-4 – месторождения УВ: 1 – нефтяные, 2 – нефтегазоконденсатные, 3 – газоконденсатные, 4 – смешанные: нефтегазовые, газонефтяные; 5 – перспективные локальные структуры; 6 – плотности НСР УВ: а - высшая категория, б - 1 категория, в - 2 категория, г - 3 категория, д - 4 категория, е - 5 категория, ж - 6 категория, з - 7 категория; 7 – бесперспективные территории и акватории; 8 – нефтепроводы; 9 – морской вывоз; 10 – железные дороги; 11 – танкер; 12 – портопункты; 13 – основные населённые пункты; 14 – административные границы; 15 – Северный полярный круг.

При общей величине ресурсов 26,5 млрд. т (в извлекаемых категориях) их значения по нефти и газовому конденсату, равно как и структура достаточно близки. Запасы категорий $A+B+C_1$ составляют 21 %, категории C_2 – 17 %. Перспективные ресурсы C_3 оценены в 15 %. Извлекаемые ресурсы категорий D_1+D_2 достигают 47 %.

Приведённые данные говорят о том, что меловой, а в отдельных месторождениях и юрский нефтеносные комплексы, достаточно разведаны и могут составить базовую часть разработки выявленных месторождений. Новые открытия в этих комплексах будут связаны с приустьевой частью р. Оби (Корпачевская зона), западной частью Таймырского и Ванкорского районов, а также с Новопортовско-Среднемессояхской структурной зоной, что отмечалось и ранее в ряде работ [Скоробогатов, 2003; Конторович и др., 2008; Шемин, 2010].

Между тем, несмотря на наличие в пределах Ямало-Туруханского ареала уникальных, гигантских и крупных по запасам месторождений жидких УВ, добыча этого вида углеводородного сырья осуществляется пока преимущественно на юге – в ЯНАО в количестве около 20 млн. т/год. Сравнительно небольшая добыча – 12,7 млн. т в 2010 г. получена на месторождениях Ванкорской группы. На севере из Юрхаровского месторождения (восточное побережье Тазовской губы) в 2011 г. добыто 1,8 млн. т газоконденсата.

Ямало-Туруханский ареал располагает, следовательно, значительными возможностями для серьёзного наращивания добычи жидких УВ как в ближайшие годы, так и на дальнюю перспективу.

- Таким образом, решение проблемы промышленно-экономического развития Российской Арктики видится с обязательной организацией централизованной и нарастающей добычи жидких УВ – нефти и стабильного конденсата.

- В качестве объектов активной добычи этого важнейшего вида УВ-сырья выступают крупнейшие месторождения и зоны нефтенакпления в составе ареалов углеводородонакопления – областей максимальной концентрации ресурсов жидких УВ в нефтегазоносных провинциях и бассейнах.

- Согласно историко-геологическим и геохимическим данным формирование нефтеконденсатных ареалов предопределялось накоплением доманикитов и(или) шельфовых глинистов в периферийных осадочных бассейнах континентов на синокеанической или заключительных стадиях развития системы «континент-океан». Они сохранились в качестве материнских свит в составе рифтовых или раннеокеанических толщ последующих циклов развития окраин, обеспечивая высокие концентрации УВ в недрах.

- В российской Арктике подобные условия обеспечили формирование ареалов концентрации УВ в её западной части на стыке плитных структур Евразийского континента и внутреннего шельфа современного арктического океана.

- Два охарактеризованных в статье ареала Западной Арктики – Печоро-Усинский и Ямало-Туруханский являются объектами мирового класса, со значительными начальными суммарными ресурсами УВ, концентрацией высокоперспективных земель, многочисленными месторождениями, присутствием крупнейших месторождений нефти и конденсата. Они выделены в качестве областей гарантированной и значительной добычи жидких УВ, а также как районы совместного освоения их морских и наземных месторождений.
- При активном развитии на базе этих ареалов центров добычи жидких УВ и соответствующей транспортно-промышленной инфраструктуры здесь можно ожидать получение до 75 млн. т/год нефти и конденсата, что составит около 15 % общероссийской добычи этого вида минерального сырья.

Литература

Брехунцов А.М., Бородкин В.Н., Дещеня Н.П., Левинзон И.Л. Условия формирования и закономерности размещения залежей углеводородов в мезозойских отложениях севера Западной Сибири // Современные проблемы геологии нефти и газа. – М.: Научный мир. – 2001. – 372 с.

Брехунцов А.М., Монастырѳв Б.В., Нестеров И.И. (мл.) Закономерности размещения залежей нефти и газа Западной Сибири // Геология и геофизика. – 2011. – т. 52. – № 8. – С. 1001–1012.

Галимов Э.М., Немченко-Ровенская А.С., Севастьянов В.С., Абя Э.А. Баренцево-Карский регион – новый объект поисково-разведочных работ на нефть и газ в XXI веке // Недропользование – XXI век. – 2008. – № 6. – С. 48–53.

Григоренко Ю.Н., Прищепа О.М., Соболев В.С. Вопросы нефтегеологического районирования и оценка северо-западного сектора евразийской системы «континент-океан» // Разведка и охрана недр. – 2010. – № 4. – С. 10–17.

Григоренко Ю.Н., Соболев В.С. Нефтяные ресурсы акватории – долгосрочный резерв России // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2009. – № 3. – С. 26–32.

Григоренко Ю.Н., Соболев В.С., Андиева Т.А., Маргулис Л.С., Маргулис Е.А. Прогноз крупнейших морских месторождений УВ (оценка возможностей и первые результаты) // Теория и практика нефтегеологического прогноза. – СПб.: ВНИГРИ, 2008. – С. 341–363.

Зоны нефтегазоаккумуляции окраин континентов / Под ред. Ю.Н. Григоренко, И.М. Мирчинка. – М.: Геоинформмарк, 2002. – 432 с.

Кирюхина Т.А., Ступакова А.В., Карпушин М.Ю. Геолого-геохимические предпосылки формирования скоплений углеводородов в пределах Печоро-Колвинского авлакогена (Тимано-Печорский бассейн) // Геологическое изучение и использование недр. – 2003. – № 5–6. – С. 3–18.

Кирюхина Т.А., Ульянов Г.В., Дзюбло А.Д., Холодилов В.А., Цемкало М.Л. Геохимические аспекты нефтегазоносности юрских и доюрских отложений Западной Сибири // Газовая промышленность. – 2011. – № 7. – С. 66–70.

Конторович А.Э., Коржубаев А.Г., Эдер Л.В. Концептуальные положения стратегии развития нефтяного комплекса России // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2008. – № 2. – С. 36–41.

Прищепа О.М. Методология и практика воспроизводства запасов нефти и газа (Северо-Западный регион) в современных условиях. – СПб.: Недр, 2005. – 492 с.

Прищепина О.М. Зоны нефтегазонакопления – методические подходы к их выделению, обеспечивающие современное решение задач отрасли // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2008. – Т. 3. – № 2. – http://www.ngtp.ru/rub/12/14_2008.pdf.

Прищепина О.М., Григоренко Ю.Н., Соболев В.С., Ананьев В.В., Маргулис Е.А., Анфилатова Э.А. Узлы нефте- и газодобычи глобального значения на северо-западных акваториях России: перспективы развития // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2010. – Т. 5. – № 2. – http://www.ngtp.ru/rub/6/27_2010.pdf.

Сидоров М.Н., Чистякова Н.Ф. Распределение запасов жидких и газообразных углеводородов в осадочном чехле Западно-Сибирского НГБ // Геология нефти и газа. – 1996. – № 1. – С. 36–41.

Скоробогатов В.А., Строганов Л.В., Конев В.Д. Геологическое строение и газонефтеносность Ямала. – М.: Недра-Бизнесцентр. – 2003. – 352 с.

Соболев В.С. Фазово-генетическая специализация нефтегазоносных бассейнов окраин континентов // К созданию общей теории нефтегазоносности недр. Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Кн. 2. – М.: ГЕОС, 2002. – С. 202–204.

Соболев В.С., Грохотов Е.И. Углеводородные системы морской Арктики (сравнительный обзор) // Труды РАО/CIS Offshore. – 2011. – С. 40–48.

Шемин Г.Г., Первухина Н.В. Новопортовско-Среднемессояхская зона нефтегазонакопления – крупнейший объект проведения поисково-оценочных работ по выявлению новых залежей нефти и газа в юрском мегакомплексе севера Западно-Сибирской НПП // Зоны концентрации углеводородов нефтегазоносных бассейнов суши и акваторий: Сб. матер. – СПб.: ВНИГРИ, 2010. – С. 157–164.

Graig J.D. and Sherwood K.W. Summary of Economic Study of the Burger Gas Discovery, Chukchi Shelf, Northwest Alaska // Minerals management Service. – 2005. – № 1. – P. 1–8.

Grigorenko Yu.N., Prishchepa O.M., Sobolev V.S., Zhukova L.I.

All-Russia petroleum research exploration institute (VNIGRI), Saint Petersburg, Russia, ins@vnigri.ru

AREAS OF HYDROCARBON ACCUMULATION AS A BASIS FOR DEVELOPMENT OF OIL PRODUCTION IN RUSSIAN ARCTIC

The areas of high concentration of hydrocarbons as the basic elements of possible and already organized centers of oil and stable condensate production are analyzed. A significant distribution of land with a high concentration and volume of hydrocarbons, along with the presence of large fields and rich oil accumulation zones are marked in the structure of these centers. A genetic connection of the areas to the accumulation areas of domanicite and offshore glinite, and to the subsequent evolution of hydrocarbon systems in continental margins is expected. The critical importance of oil production in the industrial and economic development of the Arctic is proved.

Key words: hydrocarbon, areas, centers, oil production, offshore area, Arctic, the largest fields.

References

Brekhuntsov A.M., Borodkin V.N., Deshchenya N.P., Levinzon I.L. *Usloviya formirovaniya i zakonomernosti razmeshcheniya zalezhey uglevodorodov v mezozoyskikh otlozheniyakh severa Zapadnoy Sibiri* [Conditions of formation and distribution patterns of hydrocarbon deposits in the Mesozoic sediments of the north of Western Siberia]. *Sovremennyye problemy geologii nefti i gaza*. Moscow: Nauchnyy mir, 2001, 372 p.

Brekhuntsov A.M., Monastirev B.V., Nesterov I.I. (junior) *Zakonomernosti razmeshcheniya zalezhey nefti i gaza Zapadnoy Sibiri* [Patterns of distribution of oil and gas fields in Western Siberia]. *Geologiya i geofizika*, 2011, vol. 52, no. 8, pp. 1001-1012.

Galimov E.M., Nemchenko-Rovenskaya A.S., Sevast'yanov V.S., Ablya E.A. *Barentsevo-Karskiy region – novyy ob'ekt poiskovo-razvedochnykh rabot na neft' i gaz v XXI veke* [Barents-Kara region - a new object for prospecting and exploration for oil and gas in the XXI century]. *Nedropol'zovanie - XXI vek*, 2008, no. 6, pp. 48–53.

Graig J.D. and Sherwood K.W. Summary of Economic Study of the Burger Gas Discovery, Chukchi Shelf, Northwest Alaska. Minerals management Service, 2005, no. 1, pp. 1–8.

Grigorenko Yu.N., Prishchepa O.M., Sobolev V.S. *Voprosy neftegeologicheskogo rayonirovaniya i otsenka severo-zapadnogo sektora evraziyskoy sistemy «kontinent-ocean»* [Issues of petroleum and geological zoning and evaluation of the north-western sector of the Eurasian system "continent-ocean"]. *Razvedka i okhrana neдр*, 2010, no. 4, pp. 10–17.

Grigorenko Yu.N., Sobolev V.S. *Neftyanye resursy akvatorii – dolgosrochnyy rezerv Rossii* [Petroleum resources of the offshore area – a long-term reserve of Russia]. *Mineral'nye resursy Rossii. Ekonomika i upravlenie*, 2009, no. 3, pp. 26–32.

Grigorenko Yu.N., Sobolev V.S., Andieva T.A., Margulis L.S., Margulis E.A. *Prognoz krupneyshikh morskikh mestorozhdeniy UV (otsenka vozmozhnostey i pervye rezul'taty)* [Forecast of major offshore hydrocarbon fields (evaluation of opportunities and the first results)]. *Teoriya i praktika neftegeologicheskogo prognoza*. Saint Petersburg: VNIGRI, 2008, pp. 341–363.

Kiryukhina T.A., Stupakova A.V., Karpushin M.Yu. *Geologo-geokhimicheskie predposylki formirovaniya skopleniy uglevodorodov v predelakh Pechoro-Kolvinskogo avlakogena (Timano-Pechorskiy basseyn)* [Geological and geochemical conditions of formation of hydrocarbon accumulations within the Pechora-Kolva aulacogen (Timan-Pechora basin)]. *Geologicheskoe izuchenie i ispol'zovanie neдр*, 2003, no. 5–6, pp. 3–18.

Kiryukhina T.A., Ul'yanov G.V., Dzyublo A.D., Kholodilov V.A., Tsemkalo M.L. *Geokhimicheskie aspekty neftegazonosnosti yurskikh i doyrskikh otlozheniy Zapadnoy Sibiri*

[Geochemical aspects of petroleum potential of Jurassic and pre-Jurassic deposits of Western Siberia]. *Gazovaya promyshlennost'*, 2011, no. 7, pp. 66–70.

Kontorovich A.E., Korzhubaev A.G., Eder L.V. *Kontseptual'nye polozheniya strategii razvitiya neftyanogo kompleksa Rossii* [Concept of Development Strategy of the oil complex of Russia]. *Mineral'nye resursy Rossii. Ekonomika i upravlenie*, 2008, no. 2, pp. 36–41.

Prishchepa O.M. *Metodologiya i praktika vosproizvodstva zapasov nefti i gaza (Severo-Zapadnyy region) v sovremennykh usloviyakh* [Methodology and practice of oil and gas renewal (Northwest region) in the current conditions]. Saint Petersburg: Nedra, 2005, 492 p.

Prishchepa O.M. *Zony neftegazonakopleniya – metodicheskie podkhody k ikh vydeleniyu, obespechivayushchie sovremennoe reshenie zadach otrasli* [Zones of oil-gas accumulation: methodical approaches to their establishment ensuring the modern solution of problems of an oil-gas-producing branch]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 2008, vol. 3, no. 2, available at: http://www.ngtp.ru/rub/12/14_2008.pdf.

Prishchepa O.M., Grigorenko Yu.N., Sobolev V.S., Anan'ev V.V., Margulis E.A., Anfilatova E.A. *Uzly nefte- i gazodobychi global'nogo znacheniya na severo-zapadnykh akvatoriyakh Rossii: perspektivy razvitiya* [Knots of oil and gas production of global significance in the Russian north-western offshore: prospects of development]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 2010, vol. 5, no. 2, available at: http://www.ngtp.ru/rub/6/27_2010.pdf.

Shemin G.G., Pervukhina N.V. *Novoportovsko-Srednemessoyakhskaya zona neftegazonakopleniya – krupneyshiy ob'ekt provedeniya poiskovo-otsenochnykh rabot po vyyavleniyu novykh zalezhey nefti i gaza v yurskom megakomplekse severa Zapadno-Sibirskoy NGP* [Novoportovsko-Middle-Messoyakha oil and gas accumulation zone - the largest object of prospecting and evaluation activities to identify new oil and gas deposits in the Jurassic mega complex of northern Western Siberian]. *Zony kontsentratsii uglevodorodov neftegazonosnykh basseynov sushi i akvatoriy*: Proceedings of the conference. Saint Petersburg: VNIGRI, 2010, pp. 157–164.

Sidorov M.N., Chistyakova N.F. *Raspredelenie zapasov zhidkikh i gazoobraznykh uglevodorodov v osadochnom chekhle Zapadno-Sibirskogo NGB* [The distribution of liquid and gaseous hydrocarbons in sedimentary cover of the West Siberian petroleum basin]. *Geologiya nefti i gaza*, 1996, no. 1, pp. 36–41.

Skorobogatov V.A., Stroganov L.V., Kopeev V.D. *Geologicheskoe stroenie i gazoneftenosnost' Yamala* [The geological structure and gas and oil potential of the Yamal]. Moscow: Nedra-Biznestsentr, 2003, 352 p.

Sobolev V.S. *Fazovo-geneticheskaya spetsializatsiya neftegazonosnykh basseynov okrain kontinentov* [Phase-genetic specialization of oil and gas basins of continental margins]. *K sozdaniyu obshchey teorii neftegazonosnosti nedr. Noveye idei v geologii i geokhimii nefti i gaza*. Kn. 2. Moscow: GEOS, 2002, pp. 202–204.

Sobolev V.S., Grokhotov E.I. *Uglevodorodnye sistemy morskoy Arktiki (sravnitel'nyy obzor)* [Hydrocarbon systems in the marine Arctic (comparative review)]. *Trudy RAO/CIS Offshore*, 2011, pp. 40–48.

Zony neftegazonakopleniya okrain kontinentov [Oil and gas accumulation zones of continental margins]. Editors Yu.N. Grigorenko, I.M. Mirchink. Moscow: Geoinformmark, 2002, 432 p.