

## Пояса нефтегазонакопления Арктики, перспективы их освоения

*В.П. Гаврилов*

*РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина*

Арктика - важнейший резерв углеводородного сырья на перспективу. По оценкам исследователей, извлекаемые запасы составляют здесь порядка 135 млрд т.н.э. при 25%-ном содержании жидких УВ (Белонин, Григоренко, 2007). Доля арктических углеводородов достигает почти 40 % от всех выявленных мировых запасов в нефтяном эквиваленте.

Проблема освоения углеводородных ресурсов Арктики - одна из наиболее актуальных и обсуждаемых тем в настоящее время. Эффективное продвижение вперед по пути ее решения возможно при условии выявления адекватных закономерностей нефтегазонакопления в арктическом регионе.

Одной из таких глобальных закономерностей является поясное распространение нефтегазоносных бассейнов. Ряд исследователей, в частности М.Д.Белонин, Ю.Н.Григоренко (2007), все бассейны Арктики объединяют в Северный пояс нефтегазонакопления, который охватывает арктические акватории, граничащие с Евразией и Северной Америкой. По нашему мнению, подобное выделение пояса производится в значительной степени формально, по геометрическому признаку, т.е. по концентрации НГБ вдоль побережий. В Северный пояс нефтегазонакопления попадают разнородные по своему происхождению структуры, что не отражает генетической сущности поясов нефтегазонакопления, хотя сама идея выделения надпорядковых категорий при нефтегазогеологическом районировании представляется прогрессивной и заслуживающей внимания.

Нами было предложено при выделении поясов нефтегазонакопления руководствоваться причинами их происхождения и развития. Главной же причиной является геодинамический режим недр (Гаврилов, 1988). Исходя из этого, под **поясом нефтегазонакопления предлагается понимать**

**ассоциацию территориально близких нефтегазоносных бассейнов (провинций или областей), в пределах которых образование и накопление нефти и газа протекало под влиянием определяющего геодинамического режима недр.** Таким образом, генетически связываются между собой процессы образования и накопления углеводородов в земной коре с геодинамической эволюцией литосферы.

В соответствии с нашими исследованиями, геодинамическая эволюция литосферы состоит из закономерного сочетания стадий и фаз, приводящих к раскрытию и закрытию океанических структур литосферы. В целом они составляют полный геодинамический цикл эволюции (аналог цикла Вильсона), а его геологическая активность напрямую зависит от энергетики земных недр. С точки зрения нефтегазообразования наиболее благоприятны те стадии и фазы геодинамического цикла, которые характеризуются наибольшей энергетической активностью. К ним относятся, прежде всего, фаза морского рифта, проявляющаяся в начале раскрытия океанов и субдукционно-обдукционная (коллизонная) фаза, завершающая их развитие. Исходя из этого выделяются три основных механизма и три модели нефтегазообразования: рифтогенная, субдукционно-обдукционная и депрессионная (бассейновая), которые приводят к формированию поясов нефтегазонакопления соответственно рифтогенного, субдукционно-обдукционного и депрессионного типов (Гаврилов, 1988).

*Рифтогенные пояса* протягиваются либо по окраинам современных материков (окраинно-континентальные), либо располагаются внутри них (внутриконтинентальные). Рифтовые системы, которые не трансформировались в океаны, в современной структуре земной коры представлены внутриконтинентальными рифтами с мощными надрифтовыми впадинами (синеклизами). В совокупности они образуют внутриконтинентальные рифтогенные пояса нефтегазонакопления.

Если рифтовые системы в процессе эволюции литосферы преобразовывались в океанические бассейны, то внутриконтинентальные

системы рифтов оказывались разобщенными с симметрично удаленными друг от друга фрагментами. В современной структуре земной коры они существуют в виде парных (бимодальных) окраинно-континентальных рифтогенных поясов нефтегазонакопления и соответствуют пассивным континентальным окраинам.

Рифтогенные пояса нефтегазонакопления отличаются друг от друга временем заложения и развития, как правило, имеют длительную геологическую историю – 150-200 млн лет. Наряду с этим в современной структуре коры могут существовать и молодые пояса (например, рифт Красного моря) нефтегазонакопления.

*Субдукционно-обдукционные пояса* нефтегазонакопления располагаются по окраинам нынешних континентальных платформ – в прошлом коллизионных зон. В современном тектоническом плане им соответствуют линейные прогибы, вытянутые вдоль контакта платформенных равнин с горными системами (передовые прогибы), а также смежные платформенные склоны, в совокупности образующие краевые системы. В настоящее время они трассируются на континентах, но в период накопления осадочных пород и органического вещества представляли собой океанические зоны субдукции и обдукции – места столкновения литосферных плит. В зависимости от времени образования субдукционно-обдукционные пояса бывают палеозойские, мезозойские и кайнозойские. Причем в пределах последних (окраины Тихого океана) процессы нефтегазообразования и нефтегазонакопления еще далеко не завершены, а образующиеся УВ находятся, большей частью, в дисперсном (рассеянном) состоянии.

*Депрессионные пояса* нефтегазонакопления можно выделить во внутренних областях некоторых континентов, не осложненных рифтогенезом. Созревание ОВ в их пределах полностью зависит от времени попадания потенциально нефтегазоматеринской толщи в главную зону нефтегазообразования, что определяется глубиной погружения исходного

пласта. В связи с этим начало процесса нефтегазообразования затягивается, а сам процесс протекает сравнительно медленно, зачастую полностью не реализуя нефтегазопроизводящий потенциал осадков.

Исходя из изложенных теоретических представлений, сформулируем свое понимание о выделении и классификации поясов нефтегазонакопления Арктики. При этом учтем три обстоятельства.

Во-первых, некоторые, особенно протяженные пояса, заходят в Арктику лишь своей относительно незначительной частью. Большая же их территория располагается в пределах прилегающих континентов. Например, Баренцево-Каспийский пояс нефтегазонакопления протягивается от северной оконечности арх. Новая Земля до Северного Каспия (включительно) на расстояние почти в 3 тыс. км. В Арктику заходит лишь четвертая (северная) часть этого пояса. Таким образом, арктические пояса нефтегазонакопления разнообразны не только по генезису, но и по своей территориальной принадлежности.

Во-вторых, размеры арктических поясов нефтегазонакопления разные. Если одни имеют протяженность в 1,5-2 тыс. км, то другие едва насчитывают 700-800 км. Поэтому, в значительной степени условно, мы выделяем пояса и субпояса нефтегазонакопления, подчеркивая тем самым их геометрические размеры. В пределах поясов можно выделить несколько НГБ, а субпоясам соответствует, как правило, лишь один одноименный НГБ.

В-третьих, слабая геолого-геофизическая изученность Арктики не позволяет с равной степенью достоверности определить границы поясов и субпоясов нефтегазонакопления. Положение некоторых из них определено в значительной степени условно и может быть пересмотрено по мере получения новых данных.

Неизменным остается принцип, положенный в основу их выделения – геодинамический режим недр, который предопределяет их геологической облик, характер нефтегазоносности и фазовую зональность.

Геодинамические события, протекавшие в Арктике на протяжении последних 200-250 млн лет (мезо-кайнозой), выражались в коллизии литосферных плит и в их деструкции путем рифтогенеза (рис. 1). Наиболее значимые коллизионные процессы происходили по восточным окраинам Восточно-Европейской и Сибирской древних платформ.

В первом случае это было связано с закрытием Уральского палеоокеана в палеозойскую эру и выражалось в последовательном столкновении континентов и микроконтинентов с Восточно-Европейским континентом (Евроамерикой).

Во втором случае, коллизионные процессы мезозойского времени проявлялись в надвигании на окраины древних платформ (Сибирской, Северо-Американской и, предположительно, Гиперборейский) аккреционных комплексов мезозоя и кайнозоя.

Рифтогенез, зафиксированный в пределах Арктики, был различного генезиса. С одной стороны это был внутриконтинентальный рифтогенез, не сопровождавшийся раскрытием океана (Северное море, Ямало-Карский регион, море Лаптевых). С другой стороны, рифтогенез имел окраинно-континентальный характер и его следствием явилось раскрытие Северного Ледовитого океана и оформление континентальных окраин.

При определении ресурсного потенциала поясов и НГБ, входящих в их состав, мы исходим из градации, предложенной М.Д. Белониным и Ю.Н. Григоренко (2007), а именно: бассейны с начальными суммарными ресурсами УВ более 20 млрд т н.э. и средней плотностью ресурсов 70-80 тыс.т/км<sup>2</sup> рассматриваются как высокоресурсные, а бассейны с начальными суммарными ресурсами УВ менее 20млрд.т.н.э. и средней плотностью ресурсов 20-30 тыс. т/км<sup>2</sup>- как среднересурсные.

С учетом изложенного, предлагается выделять следующие пояса и субпояса нефтегазонакопления Арктики (рис.2, таблица 1).

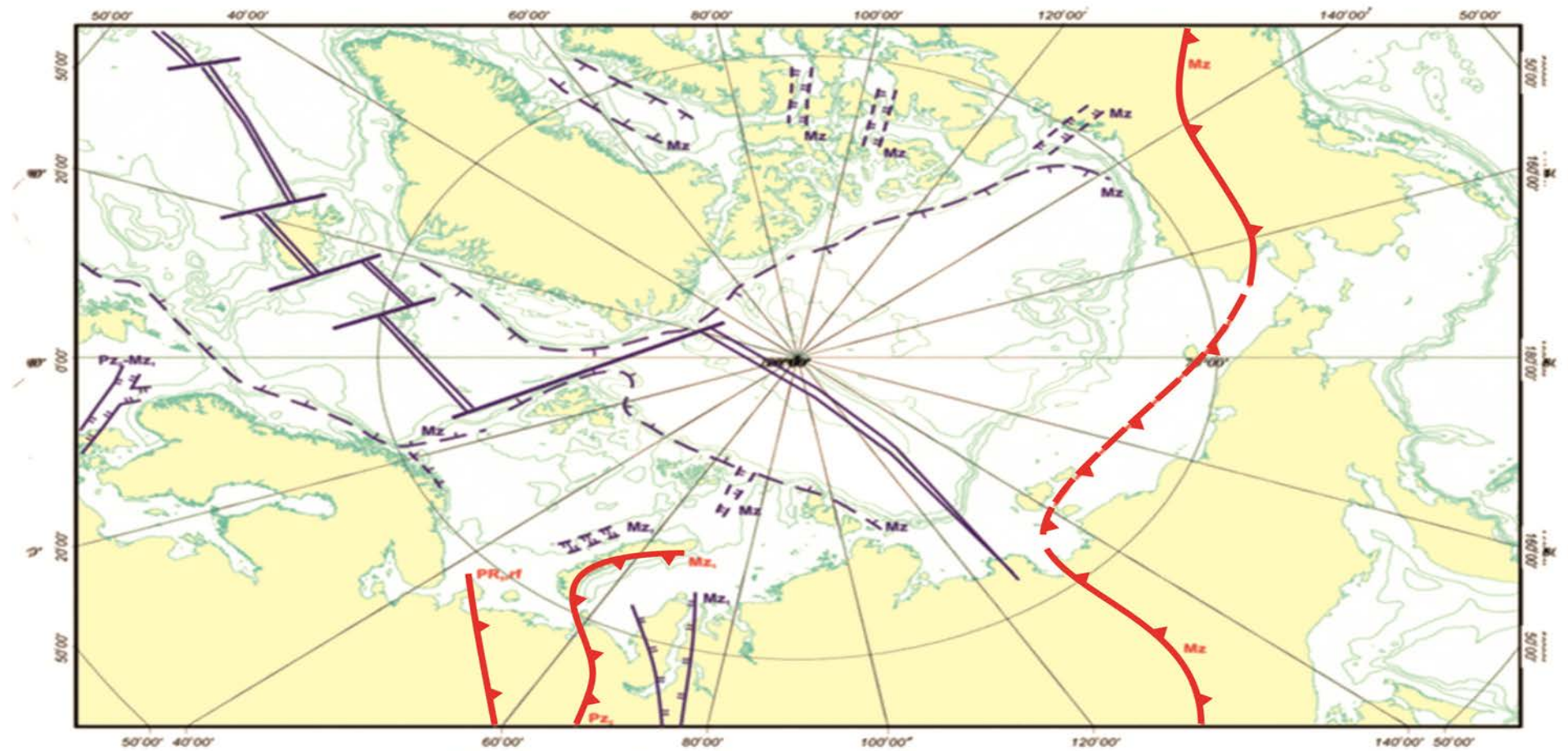


Рисунок 1 Геодинамическая схема Арктики

- |   |  |   |   |
|---|--|---|---|
|  | -субдукционно-обдукционные зоны (пунктир-предположительно) |  | -окраинно-континентальные рифты                                     |
|  | -основные внутриконтинентальные рифты                      |  | - рифтовая система Северной Атлантики и Северного Ледовитого океана |
- Индексы - время протекания активных геодинамических процессов

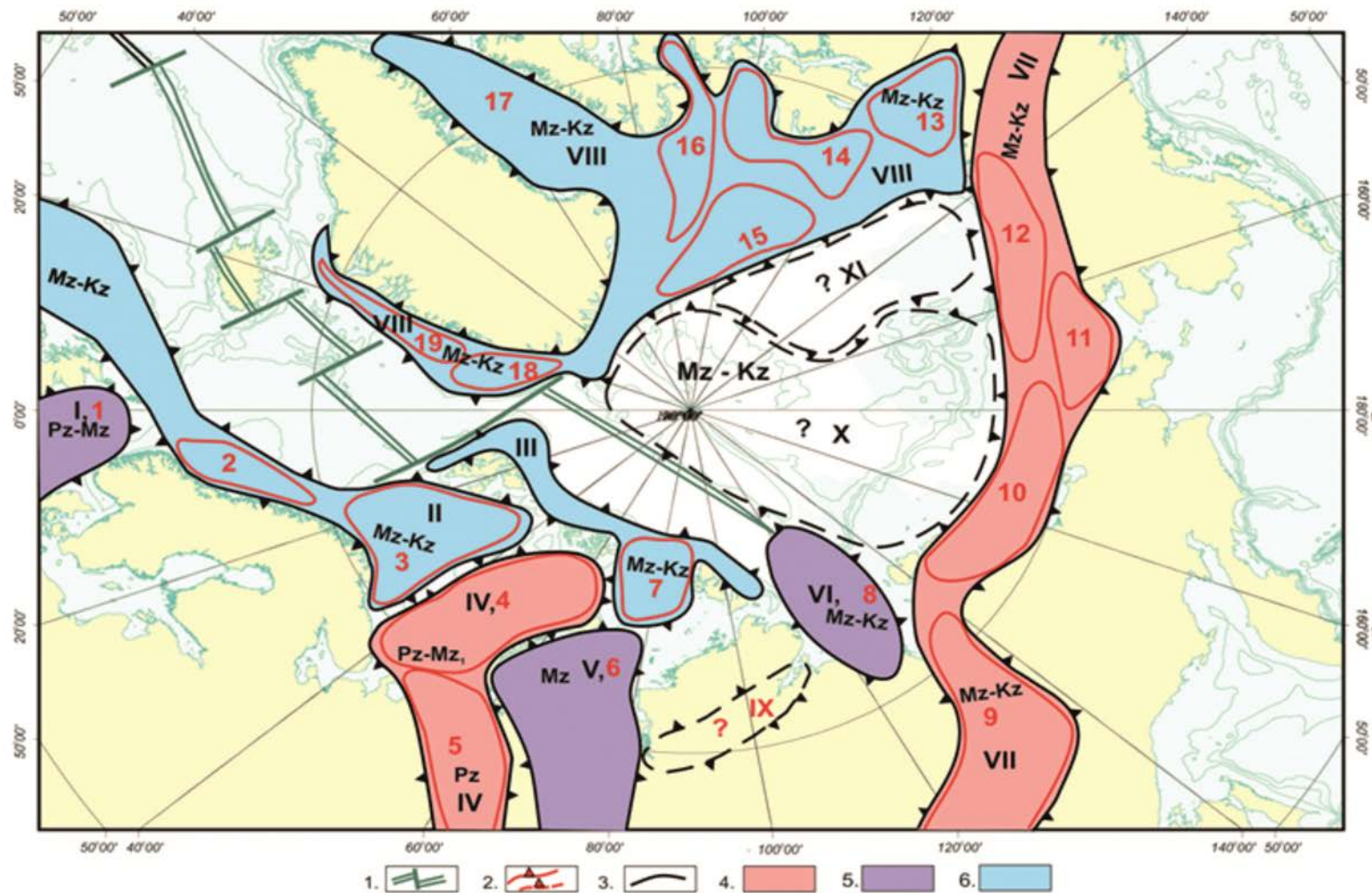


Рисунок 2 - Концептуальная схема размещения поясов нефтегазоаккумуляции Арктики

1. Рифтовая долина Северного Ледовитого океана
2. Пояса и субпояса нефтегазоаккумуляции (I- Североморский, II- Норвежский, III- Северо-Российский, IV- Баренцево-Каспийский, V- Ямало-Карский, VI -Лаптевский, VII- Предверхожно-Предюрдильерский, VIII- Северо-Канадский, IX- Хатангский (?), X- Гиперборейский (?), XI- Канадской котловины). Контур-предположительный.
- 3 - Нефтегазоносные бассейны (1 - Североморский, 2- Норвежский, 3 - Западно-Баренцевский, 4 - Восточно-Баренцевский, 5 - Тимано-Печорский, 6 - Ямало-Карский, 7 - Северо-Карский, 8 - Лаптевский, 9 - Лено-Виллойский, 10 - Новосибирско-Северо-Чукотский, 11 - Южно-Чукотский, 12 - Северо-Аляскинский, 13 - Бофорта-Маккензи, 14 - Мелвилл-Виктория, 15 - Сведаруп, 16 - Джонс Ланкастер, 17 - Баффино-Лабрадорский, 18 - Вандела, 19 - Восточно-Гренландский).
4. - пояса субдукционно-обдукционного типа. 5 - рифтогенные субпояса внутриконтинентального типа. 6 - рифтогенные пояса окраинноконтинентального типа.

**Таблица 1 - Типы поясов и субпоясов нефтегазонакопления в Арктике**

Тип пояса (субпояса)		Название пояса (субпояса)	Время заложения и развития	Фазовая зональность	Ресурсный потенциал	Нефтегазоносные и потенциально нефтегазоносные бассейны
Субдукционно-обдукционный		Баренцево-Каспийский (северная часть)	Pz-Mz <sub>1</sub>	газ, нефть (газонефтяной)	высокоресурсный	Восточно-Баренцевский (Баренцево - Карский), Тимано-Печорский
		Предверхоянско-Предкордильерский	Mz-Kz	газ, нефть (газонефтяной)	высокоресурсный	Лено-Виллойский, Новосибирско-Северо-Чукотский, Южно-Чукотский, Северо-Аляскинский
Рифтогенный	окраинно-континентальный	Северо-Канадский	Mz-Kz	газ, нефть (газонефтяной)	среднересурсный	Восточно-Гренландский, Ванделя, Пири-Элсмир, Свердруп, Мелвилл-Виктория, Бофорта-Маккензи, Джонс-Ланкастер, Баффино-Лабрадорский
		Норвежский	Mz-Kz	преимущественно газ	среднересурсный	Западно – Норвежский, Норвежско-Баренцевский (Западно-Баренцевский)
		Северо-Российский	Mz-Kz	преимущественно газ	среднересурсный	Северо-Карский
	Внутриконтинентальный	Североморский	Pz-Mz <sub>1</sub>	газ, нефть (газонефтяной)	высокоресурсный	Североморский
		Ямало – Карский (Южно-Карский)	Mz	преимущественно газ	высокоресурсный	Ямало-Карский
		Лаптевский (Анабаро-Лаптевский)	Mz-Kz	преимущественно газ	высокоресурсный	Лаптевский
Не установленного типа		Гиперборейский	?	преимущественно газ	?	?
		Канадской котловины	?	преимущественно газ	?	?
		Хатангский (Енисей-Хатангский)	Pz-Mz (?)	газ, нефть (газонефтяной) (?)	Высокоресурсный (?)	Хатангский

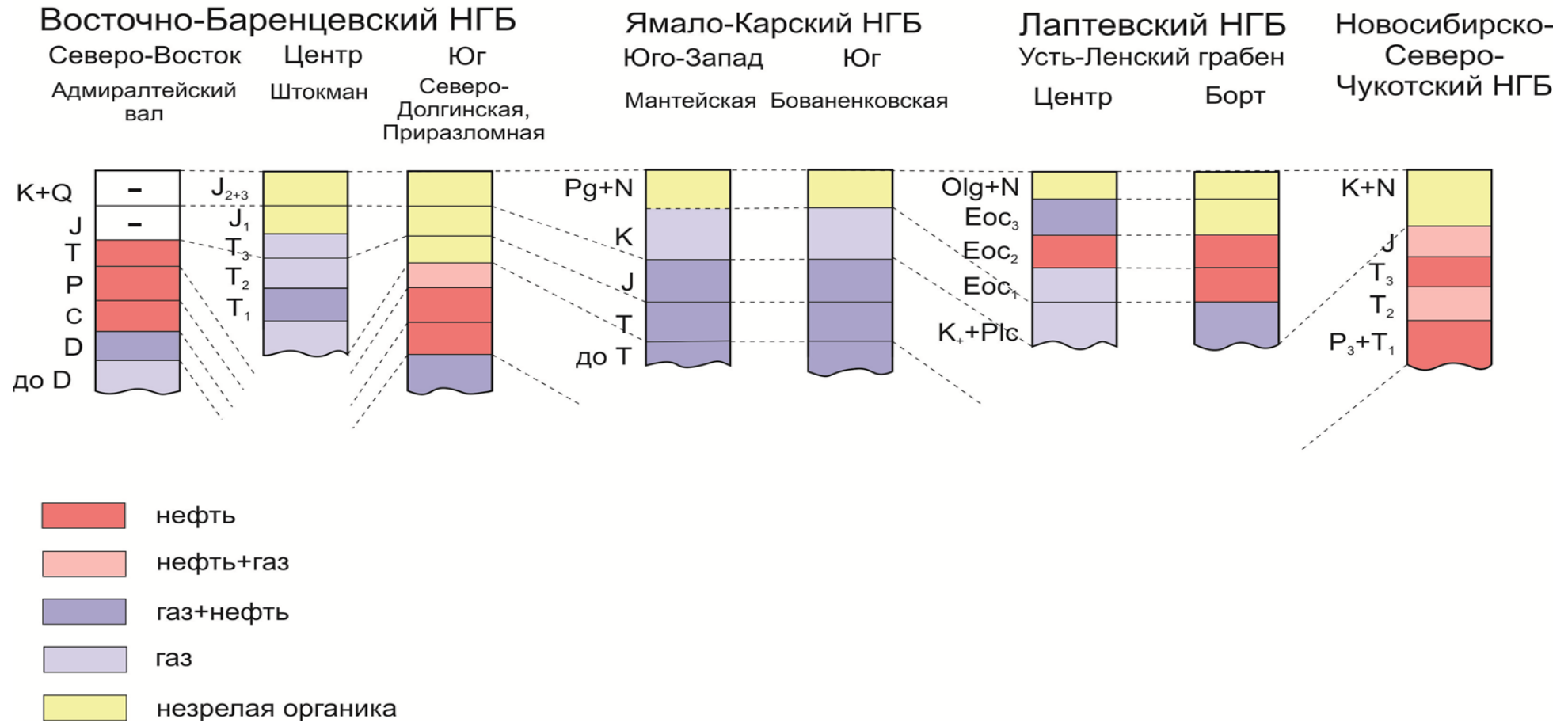


Пояса нефтегазонакопления рифтогенного типа в пределах Арктики представлены своими двумя подтипами: внутриконтинентальные и окраинноконтинентальные. К первым относятся Североморский, Ямало-Карский и Лаптевский субпояса; ко вторым – Норвежский, Северо-Российский и Северо-Канадский пояса. В пределах Российской акватории находятся Ямало-Карский и Лаптевский субпояса и Северо-Российский пояс потенциального нефтегазонакопления.

Ямало-Карский (Южно-Карский) рифтогенный субпояс нефтегазонакопления внутриконтинентального типа обязан своим происхождением мощным рифтогенным процессам, которые проявлялись здесь в конце палеозоя – начале мезозоя, преимущественно в триасовое время. Воздействие мантийных плюмов привело к деструкции разнородного эпипалеозойского Западно-Сибирского континента и к заложению системы Колтогоро-Уренгойских рифтов. В их пределах зафиксировано снижение скорости сейсмических волн в верхней мантии до 7,9 км/с, повышение теплового потока, характерные субмеридиональные магнитные аномалии. В купе, это дало возможность исследователям предположить симметричное раскрытие в северной части Западной Сибири Обского палеоокеана, как фрагменты более масштабного Уральского палеоокеана. Время раскрытия, по данным С.В.Аплонова, определено в интервале 235-218 млн. лет (средний-поздний триас), а его величина в северной части п-ва Ямал достигала 270 км при средней скорости 1,6 см/год. Появление клиновидного Обского палеоокеана, просуществовавшего всего 17 млн. лет, привел к образованию внутриконтинентального рифта, который впоследствии трансформировался в надрифтовую синеклизу с мощностью осадков, преимущественно мезокайнозойского возраста, до 10-12 километров. Время активного развития субпояса приходится на мезозойскую эру.

В пределах Ямало-Карского субпояса выявлены десятки гигантских газоконденсатных месторождений, как на суше (п-ов Ямала), так и в

Рисунок 4 - Схема нефтегазопроизводящих возможностей  
НГБ Российского сектора Арктики



акваториях Карского моря, Обской и Тазовской губ. Характерно преобладание газовой компоненты. Общие выявленные запасы газа оцениваются в 70 млрд м<sup>3</sup>.

В нижне меловых и юрских отложениях имеются залежи нефти. Легкая и очень легкая, ее плотность 0,83г/см<sup>3</sup> и меньше. Содержание серы менее 0,5%, асфальтенов в пределах 1% (Борисов и др., 2011). Такие нефти характерны для рифтогенных поясов нефтегазонакопления (Полищук, Яценко, 2005). Некоторые исследователи оценивают потенциальные ресурсы жидких УВ субпояса почти в 3 млрд т (Плотников, Киченко, 2007).

Важной отличительной особенностью рассматриваемого субпояса является допущение активного абиогенного образования углеводородного газа в рифтовой долине Обского палеоокеана (Гаврилов, 2012). Это доказывается развитием значительных газопроявлений ниже вскрытых нефтегазоматеринских свит, обогащением метана в отложениях глубже 6 км тяжелыми изотопами углерода, увеличением содержания CO<sub>2</sub> в базальных породах (Титова, Фрик, 2009). По нашему мнению, углеводородный поток абиогенного происхождения постоянно вторгается в вышележающие осадочные толщи, создавая в ряде случаев АВПД.

При определении фазовой зональности поясов нефтегазонакопления Арктики нами учитывался тип керогена, степень зрелости органического вещества, водородный индекс, бассейновое моделирование по основным НГБ и потенциальным НГБ Арктики, проведенное Ю.И.Галушкиным. С учетом этого составлена схема нефтегазопродуцирующих возможностей НГБ Российского сектора Арктики (рис.4). Ямало-Карский субпояс рассматривается нами как высокоресурсный с преимущественным газонакоплением.

Лаптевский (Анабаро-Лаптевский) рифтогенный субпояс потенциального нефтегазонакопления внутриконтинентального типа расположен на стыке Сибирской древней платформы и эпимезозойской плиты. Сюда же продолжается срединно-океанический хребет Гаккеля и

рифтовая долина Северного Ледовитого океана, которая вторгается в дельту р. Лена (Усть –Ленский грабен), сложенную мощным комплексом молодых осадочных образований. Усть-Ленский грабен, представляющий собой систему сопряженных горстов и грабенов, протягивается на расстоянии 600 км (при ширине 30-40 км) от устья р.Лены до материкового склона, где сливается с рифтом хр. Гаккеля. Для грабена характерно приближенное положение мантии, подошва коры находится на глубине 21 км, что создает мощный тепловой прогрев чехла.

Нефтегазоносность Лаптевского субпояса подтверждается непромышленными залежами нефти, обнаруженных в прибрежной зоне Нордвикского района на глубине 1200-1600м (пермотриас). Непосредственно в море установлены аномальные зоны в донных осадках с высоким содержанием углеводородных газов до 1 см<sup>3</sup>/кг (Ким и др., 2011).

В совокупности, этот субпояс можно рассматривать как весьма перспективный в нефтегазоносном отношении регион активно развившейся в мезокайнозой. Особое внимание заслуживает дельта р. Лена, которая трактуется как новый потенциальный узел (центр, полюс) нефтегазонакопления (Гаврилов,1988).Сочетание мощного осадочного чехла (более 5 км) и высокого теплового потока, идущего от развивающегося рифта, создают весьма благоприятные условия для нефтегазообразования. По нашему мнению, рассматриваемый субпояс следует квалифицировать как высокоресурсный с преобладанием газовой компоненты (см. рис. 4).В его пределах на сегодня можно выделить лишь один одноименный потенциально нефтегазоносный бассейн. Не исключено, что в нефтегазоносный потенциал этого субпояса следует включать и более древние отложения палеозоя и венда. По мнению ряда исследователей, в море Лаптевых продолжается древняя Сибирская платформа с нефтегазоматеринскими свитами кембрия, ордовика и силура (Ким и др.,2011). В этом случае верхние (мезокайнозойские) комплексы осадочного чехла будут преимущественно

газоносными, а нижние (палеозойские) отложения – могут содержать и залежи нефти.

Северо-Российский рифтогенный субпояс потенциального нефтегазонакопления окраинно-континентального типа протягивается по северной периферии островов Шпицберген, Земли Франца Иосифа и Новосибирских, соответствует южной пассивной окраине Северного Ледовитого океана, формировавшейся в мезокайнозойское время. Судить о его углеводородном потенциале в настоящее время не представляется возможным в связи с отсутствием геолого-геофизических данных. Предположительно мы склонны рассматривать его как среднересурсный пояс преимущественно газонакопления.

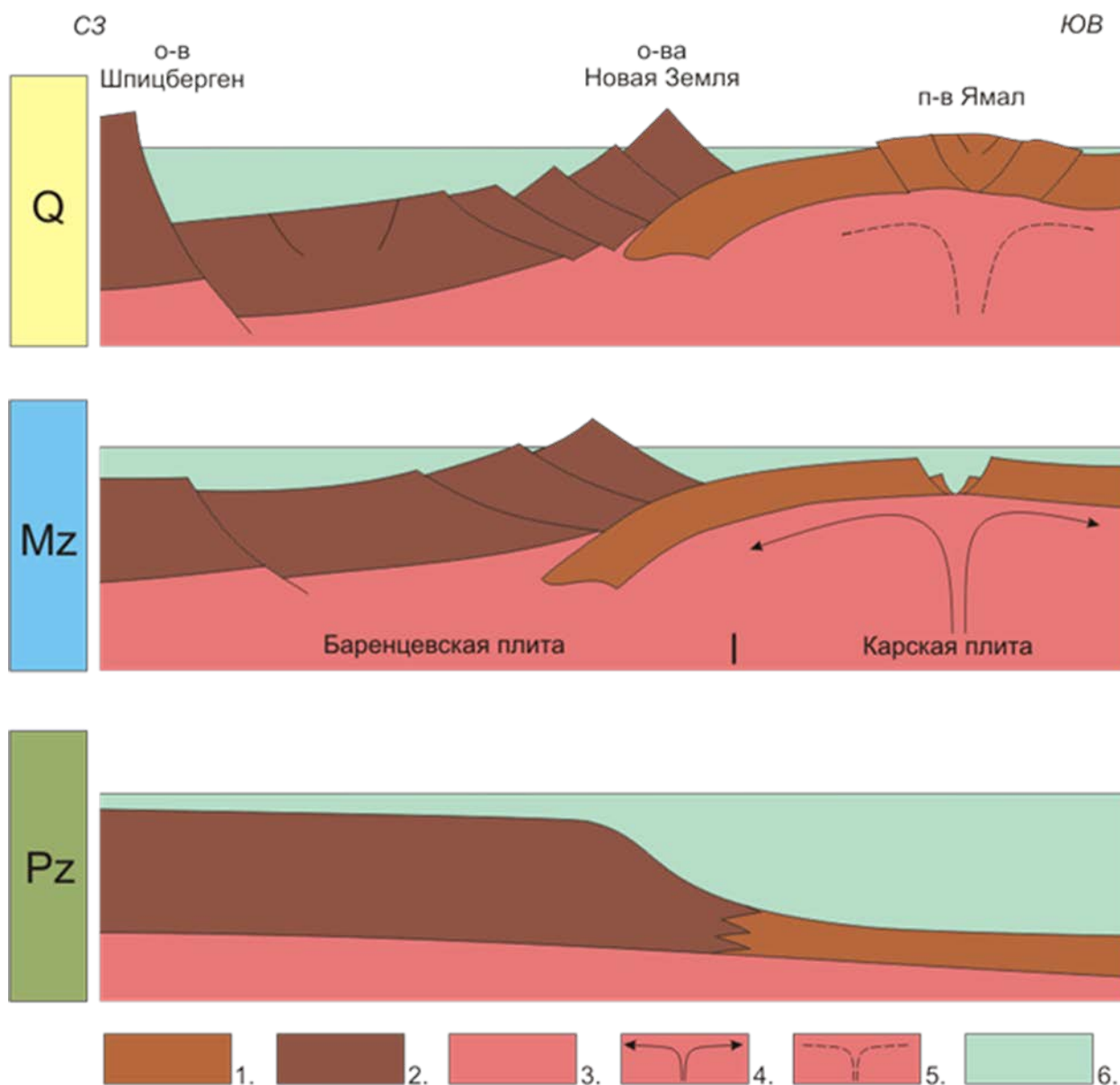
Субдукционно-обдукционные пояса нефтегазонакопления наиболее значимы по своим размерам, хотя в Арктике располагается их сравнительно незначительная часть. В основном они трассируются на прилегающих континентах. К такому типу поясов в пределах исследуемого региона относятся: Баренцево-Каспийский и Предверхоянско-Предкордильерский пояса.

Баренцево-Каспийский пояс нефтегазонакопления протягивается, как уже указывалось, от северной оконечности арх. Новая Земля до Северного Каспия. В арктические пределы заходит лишь его северное окончание в составе Тимано-Печорского и Восточно-Баренцевского нефтегазоносных бассейнов.

Возникновение и эволюция рассматриваемого пояса происходили под влиянием субдукционно-обдукционного геодинамического режима в период развития и закрытия Уральского палеоокеана. Процессы протекали вдоль пассивной окраины Восточно-Европейского континента (Евроамерики), начиная с позднего девона на юге (Прикаспий) до триас-раннеюрского времени на севере (арх. Новая Земля), поэтому время формирования пояса от позднего палеозоя до раннего мезозоя.

Если геодинамическая природа Южного, Среднего и Северного Урала в принципе понятна и освещена в литературе (Гаврилов 2011; Шеин, 2012 и др.), то геодинамическая модель арх. Новая Земля и Приновоземельского шельфа во многом дискуссионна и не имеет однозначного решения. Нами было предложено рассматривать этот регион, как зону ограниченной субдукции, возникшей в пермотриасовое время в результате раскрытия северного сегмента Уральского палеоокеана (Обский палеоокеан)(Гаврилов, 2012). Эти процессы могли создать ощутимое боковое давление, которое было способно, по нашему мнению, привести к возникновению ограниченной субдукции на границах Баренцевской и Карской плит. В течение большей части мезозоя под край Баренцевской плиты заглаблялась более тонкая Карская литосфера. Не исключено, что это сопровождалось проявлением вулканизма, по крайней мере, в триасовый период (рис.5).

Под влиянием заглаблявшейся Карской плиты восточный край Баренцевской плиты оказался приподнят и по системе образовавшихся листрических сбросов расколот на серию косопадающих блоков, один из которых образовал о-ва Новой Земли, а более погруженный западный блок – Адмиралтейский вал (см.рис.5). Таким образом, о-ва Новой Земли в геологическом смысле следует понимать, как одни из блоков восточного края Баренцевской плиты (континента), поднятый в результате ограниченной субдукции Карской литосферной плиты.



**Рис.5 - Принципиальный палеогеодинамический профиль по линии о-в Шпицберген – Обская губа (выполнен вне масштаба)**

**(Гаврилов и др., 2010)**

1- Карская литосферная плита, 2- Баренцевская литосферная плита, 3 – мантия, 4- конвекционный поток, 5 – «отмерший» конвекционный поток, 6 – морской бассейн.

Современный, сравнительно глубоководный прогиб, вытянутый вдоль западной окраины Новой Земли, трактуется, как мезозойский глубоководный желоб, «засыпанный» мезо-кайнозойскими осадками, но сохранившийся в современном рельефе дна Карского моря.

Баренцево-Каспийский пояс отличается газо- и нефтенакоплением. Залежи нефти связаны главным образом с палеозойскими и отчасти с триасовыми комплексами. Юрские отложения газоносны, залежи появляются там, где увеличивается мощность юры, в частности, в Восточно-Баренцевской синеклизе. Нефти средне- и высокоплотные (до  $0,97\text{г/м}^3$  Ярегское месторождение), обогащены микроэлементами (титан, ванадий и др.), смолистые, асфальтеновые. Такие нефти присущи поясам нефтегазонакопления субдукционно-обдукционного типа (Полищук, Яценко, 2005).

Согласно нашим данным, Баренцевско-Каспийский пояс в целом следует квалифицировать как газонефтяной. В полной мере это относится и к его северному сегменту - Восточно-Баренцевскому бассейну.

По поводу фазовой зональности последнего имеются и другие суждения. Так, В.С.Вовк, С.М.Карнаухов, В.А.Скоробогатов (2001) считают, что недра этого региона преимущественно газоносны. Они пишут « в объеме пород уже открытых месторождений шельфа Баренцева моря отсутствуют нефтяные скопления/залежи («нефтью и не пахнет») (Вовк и др.,2011, стр.17). Эта оценка базируется, в основном, на Штокмановском газоконденсатном месторождении с запасами  $3,9$  трлн  $\text{м}^3$  в верхнеюрских породах. Исходя из этого, авторы дают оценку соотношения газового/нефтяного потенциала региона как  $27,5$  трлн  $\text{м}^3 / 4,0 - 12,9$  млрд. т.

По нашему мнению, в этом случае практически не учитывается потенциал жидких УВ палеозойского комплекса, который в центральных частях Восточно-Баренцевской синеклизы сильно погружен и практически не достигаем для современного бурения. Однако, в бортовых районах синеклизы он вполне доступен для бурения скважин.

Палеозойские отложения, изученные по районам Тимано-Печорской провинции, арх. Новая Земля, Северная Земля и др, характеризуются наличием достаточно мощных нефтематеринских свит (до  $500\text{м}$ ) в девонских, а, в отдельных районах, в силурийских и ордовик-кембрийских



образованиях. По данным Ю.Н.Григоренко и др., 2011, нефтематеринские свиты палеозоя имеют сапропелевый состав керогена, высокие значения  $C_{орг}$  (до 15%) и водородного индекса до 600 мг УВ/  $C_{орг}$ , что говорит об их высоком нефтяном потенциале. В целом, плотность ресурсов УВ Восточно-Баренцевского бассейна оценивают в 241 тыс. т/км<sup>2</sup>. Это дает основания рассматривать его как высокоресурсный бассейн с начальными суммарными ресурсами УВ более 20 млрд.т.н.э. и средней плотностью запасов в 70-80 тыс.т./км<sup>2</sup>.

Повышенными перспективами обнаружения залежей нефти в палеозойских породах обладают косопадающие блоки, над которыми в отложениях чехла сформировались крупные валообразные поднятия (Адмиралтейский вал и др.). В пределах первого, перспективными в нефтегазоносном отношении и доступными для бурения являются верхнедевонские и каменноугольные комплексы. Более погруженные ордовикско-силурийские образования, не менее перспективные в нефтегазоносном отношении, находятся на глубине в 5 -6 км, что сдерживает их освоение по техническим причинам. Однако на прилегающей суше о-вов Новая Земля они вполне доступны для исследования, характеризуются высоким содержанием органического вещества, могут быть нефтематеринскими и залегают на сравнительно небольшой глубине от сотен метров до первых километров. Таким образом, ставится вопрос о проведении поисково-разведочных работ на нефть и газ непосредственно на о-вах Новой Земли. Кроме силура объектом поиска могут быть и другие отложения нижнего палеозоя, а также и рифей-венда.

На Приновоземельском шельфе первоочередными объектами ГРП следует рассматривать структуры Адмиралтейская и Пахтусовская. Причем последняя более предпочтительна. Её площадь достигает 3 тыс. км<sup>2</sup>, а амплитуда на 200 м превышает амплитуду Адмиралтейской структуры. При глубине 4500 м здесь можно вскрыть и опробовать возможно нефтеносные девонские отложения (Федоровский, 2007).

Кроме указанных объектов практический интерес для поисков залежей УВ в верхнепалеозойских отложениях на Приновоземельском шельфе представляют структуры: Дмитриевская, Междушарская, Папанинская.

Предверхоянско-Предкордильерский пояс нефтегазонакопления субдукционно-обдукционного типа выделен в значительной степени условно. Он четко фиксируется вдоль Верхоянского хребта Верхояно – Колымских мезозоид в виде Предверхоянского передового прогиба и вдоль мезозоид Кордильер Северной Америки в виде Предкордильерского передового прогиба. Оба этих прогиба открываются в акваторию Арктики, однако их продолжение в арктических морях и соединение между собой пока не доказано.

Мы исходим из того, что Верхояно-Колымская область и Кордильеры имеют в принципе тождественную геодинамическую природу – это горноскладчатые области аккреционного типа, начавшие формироваться в мезозойскую эру и продолжавшие свое развитие в кайнозое. В зоне контакта с древними платформами (континентами) Сибирской и Северо-Американской аккреционные массы надвигались на край платформ, вызывая их прогибания и образование передовых прогибов, соответственно, Предверхоянского и Предкордильерского. Допускаем, что на севере в зоне контакта мезозоид с древней (?) Гиперборейской платформой, которая ныне существенно деструктирована и сохранилась лишь фрагментарно в виде отдельных погруженных хребтов (Менделеева, Ломоносова и др.), происходили подобные же геодинамические процессы, а именно: мезозойские аккреционные массы надвигались на южный край этой платформы и приводили к образованию аналога Предверхоянского и Предкордильерского передовых прогибов. В современной структуре земной коры арктических морей этот аналог может быть выражен Новосибирско-Северо-Чукотским прогибом. К югу от него располагается Новосибирско-Чукотская покровно-складчатая система (Хаин, Полякова, 2007). С известной долей допущения мы склонны связывать воедино эти три звена прогибов и

рассматривать их как единую систему передовых прогибов, возникшую в зоне сочленения мезозойских и древних платформ. Выделенная система прогибов и трактуется нами как субдукционно-обдукционный пояс нефтегазонакопления мезокайнозойского времени развития. В качестве дополнительных аргументов его геологического единства приведем еще ряд доводов.

Во-первых, в Новосибирско-Северо-Чукотском прогибе выделяются стратиграфические, литологические и геохимические эквиваленты элсмирского (поздний палеозой-триас), бофортского (юра-ранний мел) и бруксовского (ранний мел-кайнозой) комплексов Северной Аляски (Богоявленский и др., 2011).

Во-вторых, литолого-стратиграфические комплексы кайнозоя как в Восточном секторе Российской Арктики, так и на аляскинском побережье (бассейн Бофорта-Маккензи) сложены схожими дельтовыми и фэновыми образованиями, что указывает на родственные условия тектонического развития и осадконакопления этих соседних районов Арктики в кайнозойскую эру.

В-третьих, все фрагменты рассматриваемого пояса (Предверхоанский передовой прогиб, Новосибирско-Северо-Чукотский прогиб и Предкордильерский передовой прогиб) располагаются на стыке горно-складчатых областей мезозойского возраста с древними платформенными массивами, что подчеркивает их единую тектоническую природу.

Таким образом, если принять идею о существовании единого Предверхоанно-Предкордильерского пояса нефтегазонакопления, то его протяженность составляет порядка 18 тыс. км, тогда как в Арктику заходит лишь его третья часть.

В составе рассматриваемого пояса можно выделить ряд нефтегазоносных или потенциально нефтегазоносных бассейнов (с юга на север): Лено-Виллойский бассейн, с доказанной нефтегазоносностью мезозойского комплекса (P<sub>2</sub>-J); Новосибирско-Северо-Чукотский

потенциально нефтегазоносный бассейн; Южно-Чукотский потенциально нефтегазоносный бассейн и Северо-Аляскинский бассейн с доказанной нефтегазоносностью. Об углеводородном потенциале последнего говорят открытые еще в 1967 и 1969 гг. нефтяные месторождения Прадхо Бэй и Купарук с извлекаемыми запасами нефти в сумме почти 2,5 млрд и около 800 млрд м<sup>3</sup> газа, приуроченные, главным образом, к триасовому комплексу. На российской территории, на восточном склоне Оленекского поднятия, которое сопрягается с Предверхооянским прогибом, выявлено супергигантское Оленекское месторождение тяжелой нефти в пермских отложениях с геологическими запасами в 15 млрд т. Судя по результатам бурения Тюмятинской скважины, на погружении в пермских пластах могут быть залежи нормальной, не окисленной нефти (Ким и др., 2011).

Основной стратиграфический диапазон нефтегазоносности рассматриваемого пояса – мезозой, хотя залежи нефти и газа установлены в позднепалеозойских и палеогеновых отложениях. С учетом изложенного, Предверхоояно-Предкордильерский пояс, и его Арктическая часть, рассматривается нами как газонефтяной высокоресурсный пояс (см. рис. 3).

Освоение поясов нефтегазонакопления Арктики сопряжено со сложными природно-климатическими и геологическими условиями. Высоки геоэкологические и экономические риски. Все это требует разумного, взвешенного и рассудительного подхода к решению этой проблемы в зависимости от степени геолого-геофизической изученности, политической, экологической и экономической оправданности. С учетом этого, предлагается поэтапное освоение ресурсов УВ Арктики, рассчитанное на несколько десятилетий.

Представляем разумным выделить следующие четыре этапа (стадии) в процессе поиска, разведки и разработки арктических месторождений нефти и газа: разработка и доразведка (разведочный), поиски и разведка (поисково-оценочный), геологическое изучение и поиски (региональный), геологическое изучение (рекогносцировочный).

Стадия разработки и доразведки уместна в сравнительно изученных регионах, где уже выявлены и подготовлены к освоению месторождения нефти и газа. К таким регионам Российской Арктики можно отнести арктическую часть Тимано-Печорской провинции, Восточно-Баренцевский и Ямало-Карский бассейны. В их пределах известны крупные и гигантские нефтяные и газовые скопления, подсчитаны и утверждены в ГКЗ запасы, подготовлена технологическая и техническая основа для эксплуатации Штокмановского, Приразломного, Бованенковского и др. месторождений.

Параллельно с началом процесса разработки в этих регионах необходимо продолжить поиск месторождений на новых площадях, доразведку глубоко залегающих комплексов и т.д.

Стадия поисков и разведки применима к регионам геологическая природа которых более или менее установлена. В ряде случаев. могут быть открыты мелкие месторождения, доказывающие прямую нефтегазоносность данного региона. Имеется достаточное количество геологических и геофизических данных, позволяющих составить принципиальную геологическую модель, определить объекты конкретного поиска. На такой стадии находятся Хатангский и Лаптевский потенциально нефтегазоносные бассейны. Здесь целесообразно уплотнить сеть сейсмических профилей, закартировать перспективные объекты и начать бурение параметрических и поисковых скважин.

Стадия геологического изучения и поисков характерна для слабо изученных регионов с неясным геологическим строением и недоказанной нефтегазоносностью. Однако промышленная нефтегазоносность смежных земель позволяет высоко оценивать их перспективы. К таким регионам можно отнести Новосибирско-Северо-Чукотский и Южно-Чукотский прогибы, входящие в состав Предверхояно-Предкордильерского пояса нефтегазонакопления.

Здесь уместно проводить региональные, а в ряде случаев и площадные сейсмические исследования для установления геологической природы

региона и выявления конкретных объектов с целью последующего поискового бурения.

Стадия геологического изучения применима к практически неизученным в геологическом отношении регионам со сложными природно-климатическими и экологическими условиями. К ним можно отнести приполярные области Гиперборейского пояса потенциального нефтегазонакопления. Проводимые исследования должны носить здесь рекогносцировочный характер, выражаться в накоплении и обобщении геоморфологических, геологических и геоэкологических данных, в проведении региональных сейсмических профилей, в формировании концептуальных геологических моделей.

Во временном отношении продолжительность стадий различны. Если первая и вторая предусматривает начало освоения выявленных месторождений в ближайшие 5-10 лет, то две последующих стадии - дело относительно отдаленного будущего. В особенности это касается четвертой стадии геологического изучения. Считаем, что нет весомых причин форсировать процесс поисковых работ на нефть и газ в высокоширотных регионах Арктики (Гаврилов, 2007). В этом отношении мы полностью солидаризуем с теми исследователями (Богоявленский и др. 2011), которые считают нецелесообразным ускоренное освоение нефтегазовых ресурсов арктических акваторий по причине несовершенства современных методов и технологий поиска, разведки и разработки морских месторождений в крайне сложных природно-геологических условиях Арктики и чрезвычайно высоких геоэкологических рисков. В этой связи считаем крайне необходимым уже сейчас создать систему постоянно действующего геоэкологического мониторинга над всем Арктическим сектором земного шара, включая и прилегающие территории Крайнего Севера. Мы должны понимать, что Арктика-это не только последний резерв углеводородного сырья современной цивилизации, общие геологические ресурсы которого, включая и прилегающую сушу, составляют не менее 250 млрд.т н.э., но и один из

последних уголков сравнительно не тронутый человеком природы. Поэтому освоение арктических кладовых «черного золота» требует максимально бережного, чуткого и щадящего подхода, не имеющего аналогов в предшествующей истории нефтегазового дела.

### **Литература**

Белонин М.Д., Григоренко Ю.Н. Разноранговые нефтегазогеологические элементы арктической континентальной окраины (ресурсно-геологический анализ) и пути освоения морских углеводородов. В кн. «Нефть, газ Арктики», изд-во РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина, 2007

Богоявленский В.И., Полякова И.Д., Будагова Т.А. и др. Геолого-геофизические исследования нефтегазоносности акваторий Циркумарктического сегмента Земли. – «Геология нефти и газа», № 6, 2011.

Борисов Л.С., Косяков Д.В., Красавчиков В.О., Фурсенко Е.А. Региональные закономерности изменения физико-химических свойств нефтей нижнего мела (берриас-готерив) Западной Сибири. – «Геология нефти и газа» №5, 2011г.

Варламов А.И., Калининский В.Д., Афанасенков А.П. и др. Состояние ресурсной базы и проблемы освоения континентального шельфа Российской Федерации.- «Геология нефти и газа» №6, 2011г.

Вовк В.С., Карнаухов С.М., Скоробогатов В.А. Соотношение газа и нефти в недрах арктических и дальневосточных морей России. – «Геология нефти и газа» № 6, 2011, с.13-21

Гаврилов В.П. Геодинамическая модель нефтегазообразования в литосфере. – «Геология нефти и газа» №10, 1988г.

Гаврилов В.П. О целесообразности ускоренного освоения нефтегазовых ресурсов арктических морей и прилегающих районов Крайнего Севера

России. В кн. «Нефть, газ Арктики», изд-во РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина, 2007г.

Гаврилов В.П. Геодинамическая модель эволюции Северного Устья и прилегающих районов Туранской плиты в связи с нефтегазоносностью палеозойских отложений. «Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений» №10,2011г.

Гаврилов В.П. Геологическая модель и нефтегазоносность Приновоземельского шельфа Баренцева моря. – «Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений» №6, 2012г.

Григоренко Ю.Н., Соболев В.С., Жукова Л.И. Морские районы нефтегазонакопления Западной Арктики.- Геология нефти и газа № 6, 2011г.

Ким Б.И., Евдокимова Н.К., Харитонов Л.Д. и др. Осадочный чехол моря Лаптевых и его нефтегазовый потенциал. – «Геология нефти и газа» № 6,2011г.

Клещев К.А.,Шеин В.С. Геодинамическая эволюция и перспективы нефтегазоносности Арктики.- М, Изд-во ВНИГНИ,2008.

Плотников А.А., Киченко В.Е. Юрский комплекс- новое перспективное направление поиска нефтяных и подгазовых залежей в арктических регионах Западной Сибири. В кн. «Нефть, газ Арктики», изд-во РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина,2007г.

Полищук Ю.М., Яценко И.Т. Изменение состава нефтей в зависимости от нефтепооясного районирования.- «Геология нефти и газа» №6, 2005г.

Титова Г.И., Фрик М.Г. Особенности изотопно-геохимических исследований параметрических и сверхглубоких скважин- «Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений» № 1, 2009г.

Федоровский Ю.Ф. Перспективы выявления и освоения месторождений нефти в карбонатах верхнепалеозойских отложениях на российском шельфе Баренцева моря. В кн. «Нефть, газ Арктики», изд-во РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина, 2007г.



Хаин В.Е. , Полякова И.Д. Нефтегазоносность глубоководных и ультраглубоководных зон континентального склона.- «Литология и полезные ископаемые» № 6, 2004г.

Шеин В.С., Шеин В.А. Тектоническое строение и перспективы нефтегазоносности Баренцева-Карского региона. «Геология нефти и газа, №2, 2011г.

Шеин В.С. Геология и нефтегазоносность России. М., Изд-во ВНИГНИ , 2012г.