

## V. Изучение и освоение природных ресурсов

## Перспективы нефтегазоносности больших глубин Южно-Карского региона

*В.И. Богоявленский*, член-корреспондент РАН,

Институт проблем нефти и газа РАН

*И.Д. Полякова*, доктор геолого-минералогических наук,

Геологический институт РАН

*Проанализированы термобарические и геохимические критерии нефтегазоносности Южно-Карского региона Арктики. Обоснованы возможности существенного увеличения минерально-сырьевой базы России и долгосрочной добычи не только газа, но и нефти с конденсатом. Рекомендуется расширение объемов и глубинного диапазона геологоразведочных работ, как на суше, так и на акватории Карского моря, включая Обскую и Тазовскую губы.*

### Введение

Во многих регионах мира ведется целенаправленный поиск месторождений нефти и газа на больших глубинах, завершающийся в ряде случаев их открытиями в зонах высоких давлений и температур – НРНТ (*High Pressure - High Temperature*). Такие результаты получены и в акваториях, в частности, Северного моря и Мексиканского залива, где в настоящее время обнаружены и разрабатываются газоконденсатные и нефтяные месторождения на глубинах 6–10.5 км.

В богатой углеводородными ресурсами России, выявленными в основном на глубинах до 3–4 км, поиск более глубоко залегающих залежей не является приоритетной задачей. Свидетельством сказанному является практически не меняющиеся средние глубины газодобывающих скважин 1630 м,

в основном обусловленные разработкой неглубоких (1000–1600 м) сеноман-аптских залежей, открытых еще в советское время на севере Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (НГБ). Средние глубины нефтяных скважин за последние годы примерно на 1100 м глубже, чем газовых.

Однако приближается время, когда восполнение ресурсной базы за счет традиционных комплексов и небольших глубин станет малоэффективным или невозможным. Необходим упреждающий поиск и создание резервной базы крупных месторождений, расположенных на всех доступных современному бурению глубинах в комплексах пород широкого спектра катагенетической преобразованности и термобарических условий залегания. При разработке

этой проблемы вне всякого сомнения будет играть важную роль арктический регион, на шельфе которого сосредоточены извлекаемые ресурсы углеводородов (УВ) около 75–80 млрд т условного топлива [7, 8, 13].

Западная часть российской акватории Арктики наиболее хорошо изучена сейсморазведкой. Здесь же сосредоточены все глубокие скважины, пробуренные на шельфе и островах, а на сопредельной суше Печорского и Карского морей сформирована и продолжает активно развиваться база нефтегазовой промышленности России. Среди арктических территорий России и других стран самым богатым углеводородами является Южно-Карский регион, под которым авторы понимают арктические районы Западно-Сибирского НГБ, включая сушу и акваторию Карского моря (рис. 1).

В административном плане территория Южно-Карского региона относится, главным образом, к Ямало-Ненецкому автономному округу (ЯНАО), длительное время обеспечивавшему добычу около 85–90% газа страны (рис. 2) и 20–27% мирового потребления газа. ЯНАО является богатейшим ресурсным регионом мира, его потенциал оценивается в 95 трлн м<sup>3</sup> газа и свыше 20 млрд т нефти и конденсата. Округу отводится ключевая роль в Энергетической стратегии России с целью выйти к 2020 г. на уровень добычи газа в стране 730 млрд м<sup>3</sup>. Геологоразведочные работы (ГРП) и нефтегазодобыча в регионе реализуются в сложных природно-климатических и горно-геологических условиях в зонах повышенного экологического риска, связанного с наличием многолетнемерзлых пород на суше и на море. Освоение

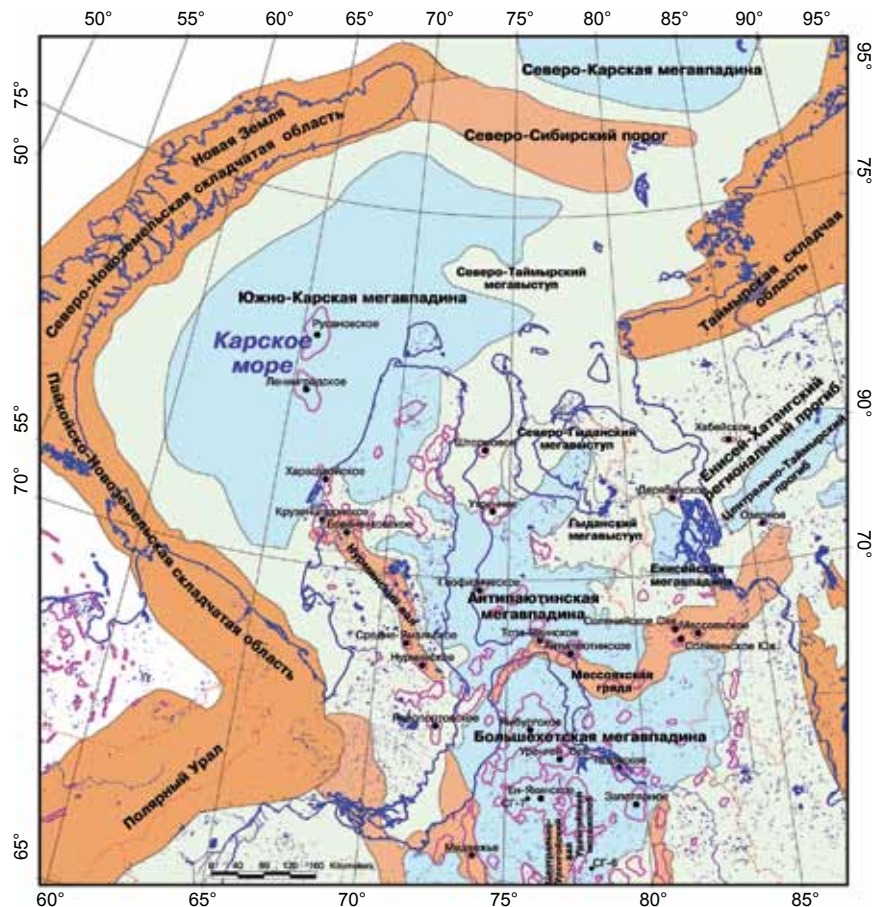


Рис. 1  
Тектоническая схема Южно-Карского региона

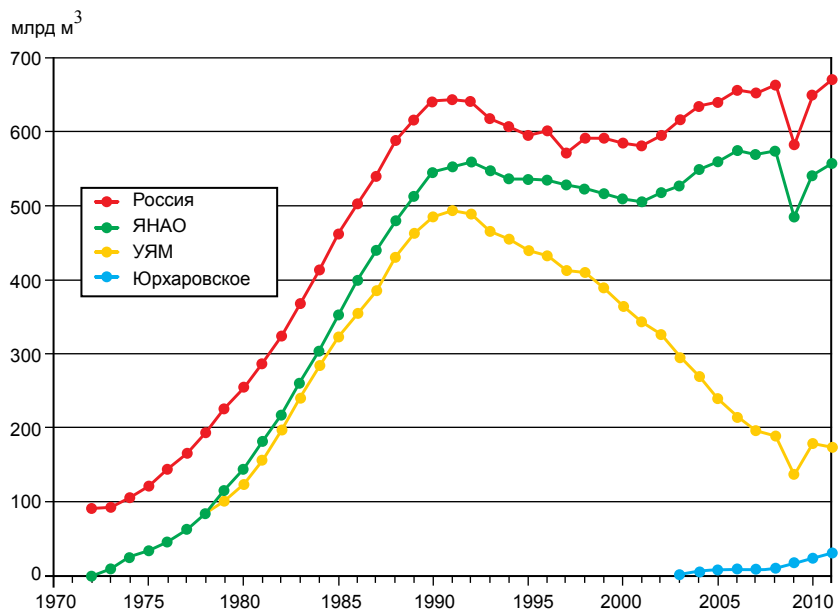


Рис. 2  
Добыча газа в России, Ямало-Ненецком автономном округе, Юрхаровском, Уренгойском, Ямбургском и Медвежьем (УЯМ) месторождениях

нефтегазовых ресурсов ЯНАО и прилегающей акватории северных морей является основой развития многих отраслей экономики России.

В настоящее время в арктических районах Западно-Сибирского НГБ, как и раньше, основным объектом промышленной газоносности является сеноманская продуктивная толща (рис. 3). Уникальные Уренгойское, Ямбургское и Медвежье месторождения (рис. 2) долгие годы были основополагающими в российской газодобыче (рис. 2, УЯМ). Происходящее значительное снижение добычи газа из данных трех месторождений компенсируется вводом в разработку новых месторождений (Заполярное, Юрхаровское и др.). Особенно хочется отметить Юрхаровское нефтегазоконденсатное месторождение ОАО «НОВАТЭК», основные залежи которого расположены в акватории Тазовской губы (рис. 3). Горизонтальные скважины большого диаметра (168 мм в залежи) бурятся с побережья Тазовского полуострова с отходом от вертикали до 3–5 км при этом начальные дебиты газа достигают 3–5 млн м<sup>3</sup> в сутки. Добыча газа данного месторождения достигла в 2011 г. 32 млрд м<sup>3</sup> (5.7% добычи ЯНАО), превысила суммарную добычу на шельфе Сахалина и составила 56.1% общей добычи шельфа России. За счет разработки Юрхаровского месторождения Россия является лидером с 2005 г. по объемам товарной добычи УВ на шельфе Арктики, опережая суммарную добычу США (9 месторождений) и Норвегии (Snohvit) [3].

В ЯНАО подготовлен к разработке ряд уникальных и крупных месторождений УВ (Бованенковское, Харасавэйское, Новопортовское и др.), способных долгие годы поддерживать высокий уровень газодобычи

в ЯНАО и в России в целом. Однако ресурсы дешевого сухого газа легкодоступных залежей сеномана не бесконечны, и уже в ближайшем будущем придется планомерно осваивать более глубокие горизонты неокома, юры, осадочного триаса и палеозоя, где можно встретить скопления широкого спектра нефтидов.

К сожалению, в последние два десятилетия объемы ГРП в ЯНАО многократно сократились, как и во всей России. Вместе с тем, ГРП последнего десятилетия ООО «Газфлот» в Обской и Тазовской губах, приведшие к открытию ряда месторождений и приросту запасов газа в более чем 1.5 трлн м<sup>3</sup>, свидетельствуют о большом нераскрытом потенциале нефтегазоносности верхнего и нижнего седиментационного этажей Южно-Карского региона.

#### Геохимические предпосылки открытия крупных залежей углеводородов

Осадочный чехол Южно-Карского региона имеет циклическое строение со сменяющимися друг друга глинистыми и песчано-алевролитовыми толщами (свитами или горизонтами). Первые служат флюидоупорами и одновременно являются генераторами УВ, вторые представляют резервуары нефти и газа. Среди глинистых горизонтов выделяются феноменальной обогащенностью планктоногенным органическим веществом (ОВ) битуминозные отложения баженовской свиты (титон-нижний берриас). В центральных и западных частях Западно-Сибирского НГБ она залегает в интервале глубин 2–3 км и находится в главной зоне нефтеобразования, являясь основным генератором нефтей. В контексте рассматриваемой

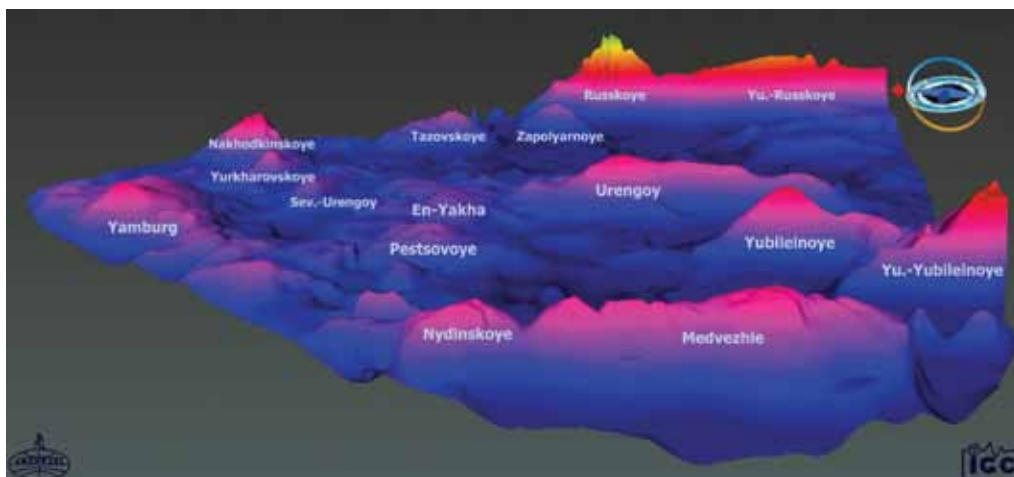


Рис. 3

Кровля сеномана в районе Уренгойского, Ямбургского, Медвежьего, Заполярного и Юрхаровского месторождений

проблемы анализ геохимических предпосылок открытия крупных залежей УВ в арктических районах начат именно с этой свиты, погружающейся здесь на глубину до 5 км. Чтобы оценить ее генерирующие возможности на рассматриваемой территории, надо ответить на два главных вопроса: первый – может ли далее на север распространяться обогащенность этой толщи ОВ и второй – может ли она сохранять свой генерационный потенциал на больших глубинах, свойственных ее залеганию в наземных и шельфовых районах Арктики. Ответ на первый вопрос следует из того факта, что подобные высокоуглеродистые отложения, возникновение которых связано с аноксическими, часто глобальными, событиями, получили широкое распространение в конце позднюрской эпохи на территории многих Циркумполярных НГБ (Североморский, Западно-Норвежский, Баренцевоморский, Западно-Сибирский, Северного склона Аляски, Маккензи, Свердруп, Жанны д'Арк), где подобные толщи стали источниками промышленной нефтеносности. Ответ на второй вопрос будет получен в процессе изложения материалов данной статьи.

Баженовская свита сложена карбонатно-кремнисто-глинистыми битуминозными отложениями с высокими концентрациями планктоногенного ОВ ( $C_{\text{орг}}$  среднее – 5.1%, максимальное в прослоях – до 30–50%), почти полностью представленного коллоальгинитом и содержащего 7–8.5% водорода [12]. Эти отложения по аналогии с доманикитами называются баженовитами. Они занимают максимальную площадь бассейна, в пределах которой содержание  $C_{\text{орг}}$  увеличивается от 1 до 11% по направлению от внешнего контура к внутренним глубоководным частям. Содержания битумоидов изменяются по той же схеме, возрастая соответственно от 0.3 до 1% и более. Выявленные закономерности четко фиксируются для хорошо изученных баженовитов южных, западных и центральных районов Западно-Сибирской плиты, где выполнен большой объем бурения. Здесь катагенетическая преобразованность содержащегося в них ОВ отвечает грациям раннего мезокатагенеза ( $МК_1$ – $МК_2$ ). Во впадинах и прогибах северных и тем более арктических районов баженовиты находятся на больших глубинах и выделяются в разрезе преимущественно по геофизическим данным. Возможности их непосредственного изучения в этих районах ограничены немногими глубокими и двумя сверхглубокими (СГ) скважинами Тюменской СГ–6 и Ен-Яхинской СГ–7 (забои 7502 и 8250 м). Наиболее полно разрезы изучены в двух указанных СГ скважинах, расположенных в зоне Уренгойской группы нефтегазоконденсатных месторождений (Большой Уренгой).

В обеих СГ скважинах баженовиты имеют близкие глубины залегания, не превышающие 4 км, и практически одинаковую геохимическую характеристику. В Тюменской СГ–6 [21] с глубинного интервала 3782–3844 м поднят керн баженовской свиты, в которой геохимические показатели ОВ ( $C_{\text{орг}} = 1.68$ – $9.83\%$ ,  $B_{\text{хл}} = 0.32$ – $1.51\%$ ,  $HI = 200$ – $590$  мгУВ/гС<sub>орг</sub>) свидетельствуют о сохранении высокого генерационного потенциала отложений. Наиболее обогащена ОВ верхняя 12-ти метровая пачка с коэффициентом битуминозности 18–20%. Катагенетическая преобразованность ОВ в баженовитах Тюменской СГ–6 соответствует отражательной способности витринита  $R_0$  0.76–0.8% т.е. средней и нижней части градации  $МК_2$ , а в Ен-Яхинской СГ–7 – преимущественно ее нижней части. И в той и другой скважинах свита находится в главной зоне нефтеобразования и по геохимическим особенностям практически не отличается от таковой в центральной части Западно-Сибирского НГБ.

Для оценки перспектив нефтеносности титоннеокомских отложений в арктических районах важно составить представление о катагенезе ОВ в баженовитах этой территории. История изучения катагенеза ОВ в осадочном чехле Западно-Сибирской плиты началась в середине 60-х годов прошлого века с работ А.Э. Конторовича, Г.М. Парпаровой и П.А. Трушкова [11], когда данные специалисты располагали относительно небольшим количеством данных и в основном по западу, югу и широтному Приобью. В дальнейшем по мере накопления материалов работы планомерно продолжались научными коллективами СНИИГГиМС, ВНИГРИ, ИГИРГИ и ВНИИГАЗ, постепенно охватывая все более северные территории. В последнее время заметной вехой в этой истории стала защищенная в 2005 г. докторская диссертация А.Н. Фомина, в которой представлена серия карт катагенеза ОВ мезозойских и палеозойских отложений для всей территории Западно-Сибирского НГБ. В этой серии была карта и для кровли верхнеюрских отложений, на которой в пределах ЯНАО выделялись весьма обширные площади среднего-позднего мезокатагенеза ( $МК_3$ – $МК_5$ ), не входящие, по мнению А.Н. Фомина, в главную зону нефтеобразования. Такой вывод существенно снижает перспективы промышленной нефтеносности рассмотренной территории.

Авторы данной статьи имеют основания пересмотреть сделанные оценки и продолжить их в акваторию, где располагается шельфовая Южно-Карская мегавпадина с открытыми в 1989–1990 годах уникальными Русановским и Ленинградским газоконденсатными месторождениями (рис. 1) сено-

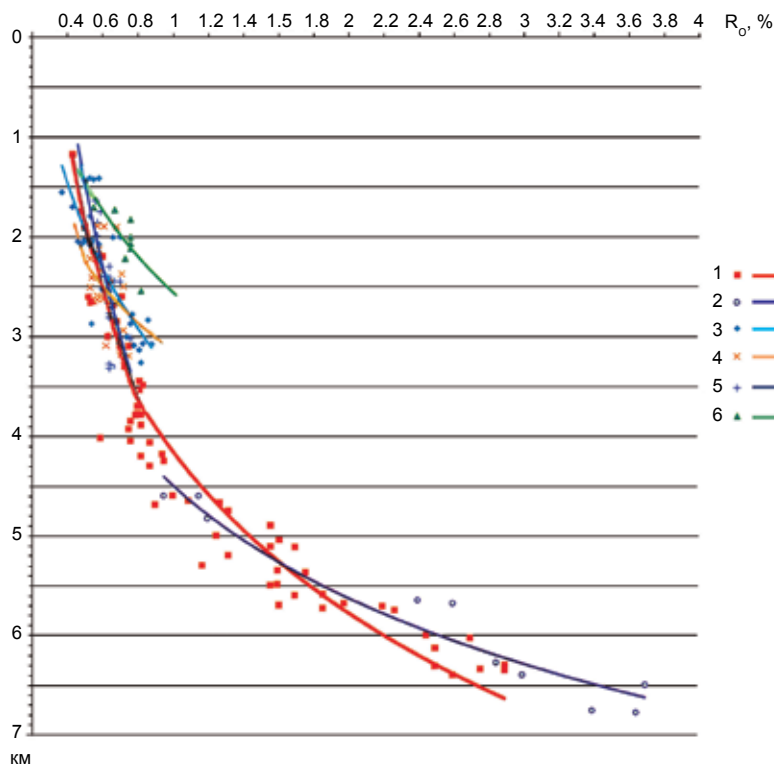


Рис. 4

Отражательная способность витринита ( $R_0$ , %) для структурных зон и площадей Южно-Карского региона:

1. Уренгойский мегажелоб (Тюменская СГ–6, пл. Уренгойская и Ево-Яхинская),
2. Ен-Яхинская СГ–7,
3. Нурминский мегавал (пл. Бованенковская, Харасавэйская, Крузенштернская, Среднеямальская, Нурминская),
4. Антипаютинская и Большехетская мегавпадины (пл. Ямбургская, Тазовская, Заполярная, Штормовая, Утренняя, Геофизическая, Сев.-Уренгойская, Тота-Яхинская),
5. Енисей-Хатангский региональный прогиб (пл. Сев.-Соленинская, Юж.-Соленинская, Гольчихинская, Хабейская, Дерябинская, Суходудинская, Озерная, Рассохинская, Мессояхская, Новая),
6. Южно-Карская мегавпадина (пл. Русановская).

ман-аптского возраста, запасы и ресурсы которых превышают 8 млрд т у.т. С этой целью проводилось прогнозное картирование катагенеза ОВ также для акватории и привлекались в качестве аналогий примеры высокоуглеродистых отложений, подвергшихся воздействию позднего мезокатагенеза и апокатагенеза в других бассейнах.

На основе известных региональных закономерностей, позволяющих интерполировать и экстраполировать результаты определений  $R_0$ , выявленные по конкретным площадям, составлена схематическая карта изореспленд в баженовитах для северных и арктических районов Западной Сибири и прилегающего шельфа. В построениях использованы опублико-

ванные материалы А.П. Афанасенкова, Т.В. Белоконь-Карасевой, Л.Н. Болдушевской, Г.Ч. Борукаева, А.Э. Конторовича, И.Д. Поляковой, Е.И. Соболевой, В.А. Скоробогатова, А.Н. Фомина, А.С. Фомичева и М.Г. Фрик.

Предварительно строились графики зависимости отражательной способности витринита от глубины (рис. 4) и устанавливались нижние границы градаций катагенеза ОВ для крупных структурных зон и отдельных площадей по всему мезозойскому разрезу. На графиках для глубин до 4 км самыми большими значениями  $R_0$  (%) выделяются тренды Русановской площади Южно-Карской мегавпадины, несколько меньшими значениями – Бованенковской, Харасавэйской, Крузенштернской и Среднеямальской площадей Нурминского мегавала и отдельных площадей Антипаютинской и Большехетской мегавпадин (здесь и далее используются общепринятые названия крупных структур). Относительно замедленные преобразования ОВ зафиксированы на структурах Уренгойского надрифтового мегажелоба (Тюменская СГ–6) и Центрально-Енисейского желоба, тренды которых практически совпадают, что объясняется близостью их тектонической природы и истории развития. По каждому тренду определены нижние границы градаций катагенеза, которые, например, в Южно-Карской впадине располагаются на 1.2–1.6 км выше, чем в Уренгойском мегажелобе. Катагенетическая преоб-

разованность ОВ на глубинах 4–7 км установлена по СГ–6 и СГ–7, в которых катагенез ОВ достигает градаций апокатагенеза ( $AK_3$ ), а толщины зон катагенеза постепенно сужаются.

В кровле верхнеюрских отложений на глубинах до 5 км в наземных и шельфовых арктических районах Западно-Сибирского НГБ, судя по установленным зависимостям (рис. 4), катагенез ОВ проявился в широком диапазоне, охватывающем градации прото- (ПКЗ), всего мезо- ( $MK_1$  –  $MK_5$ ) и начального апокатагенеза ( $AK_1$ ) (рис. 5). Наименее преобразованное ОВ, соответствующее грациям ПКЗ и  $MK_1$ , распространено в бортовой части бассейна, которая значительно расширяется на востоке и особенно северо-востоке в

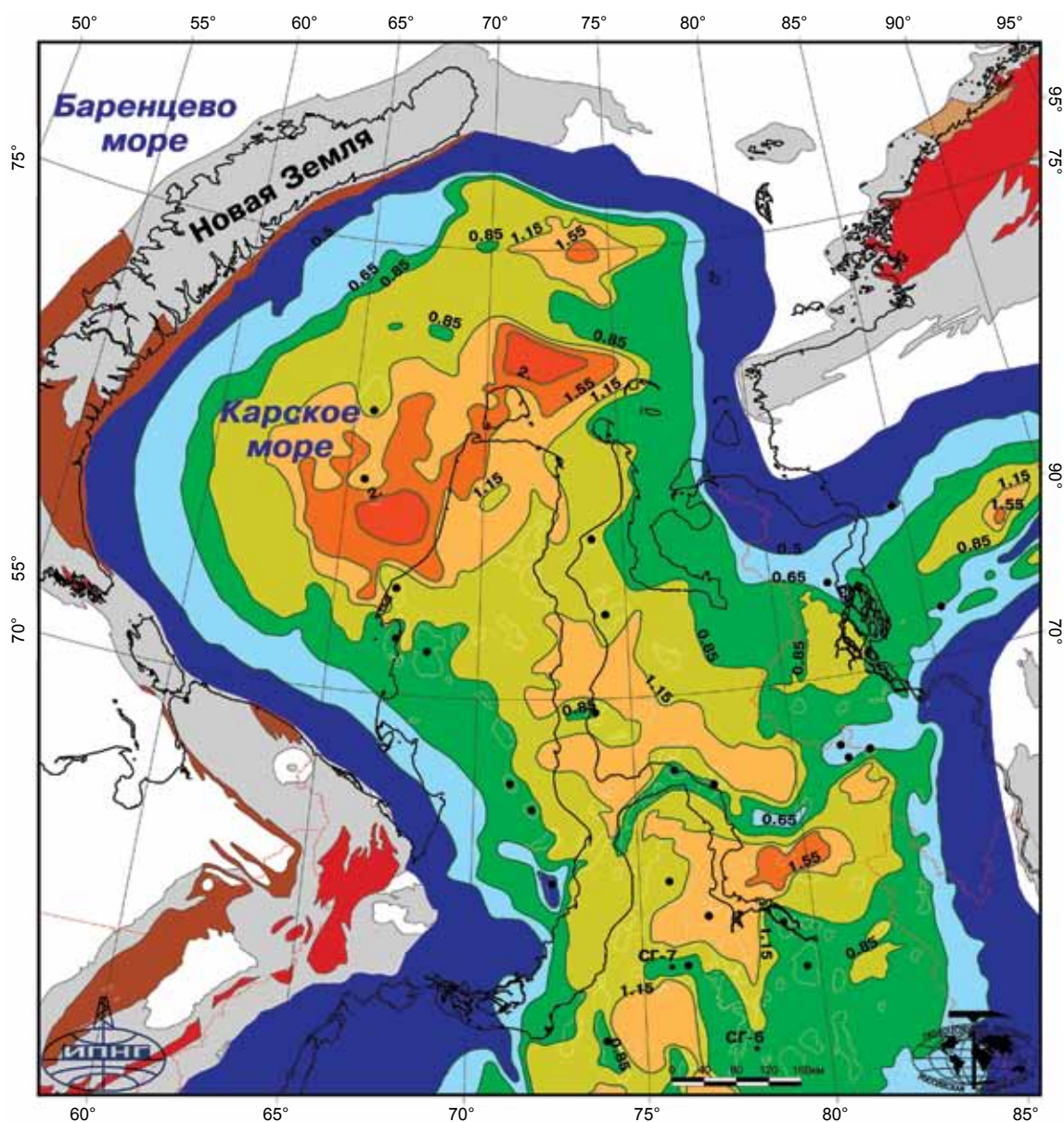


Рис. 5

Карта катагенеза органического вещества ( $R_o$ , %) в кровле юрских отложений Южно-Карского региона

Енисей-Хатангском региональном прогибе. Зона  $MK_2$  оконтуривает внутренние мегавпадины, на западе охватывая частично одну из них (Надымскую) и Нурминский мегавал. На северо-востоке ее площадь существенно увеличивается в пределах Северо-Таймырского, Северо-Гыданского и Тундрового мегавыступов (рис. 1), а также в Енисей-Хатангском региональном прогибе в пределах Таймырского и Янгодо-Горбитского выступов. В южной части региона нашего исследования эта зона расширяется на территории Часельского и Центрально-Уренгойского мегавалов. Преобразования ОВ, отвечающие грациям  $MK_2$  и очень ограниченно  $MK_1$ , получили развитие в пределах Мессояхской гряды.

Во внутренней части бассейна, охватывающей Южно-Карскую, Антипаютинскую, Большехетскую и Надымскую мегавпадины, а также в Енисей-Хатангском региональном прогибе на площади Енисейской мегавпадины, Центрально-Таймырского и Боганидско-Жданихинского желобов (рис. 1), располагается зона  $MK_3$ . Депоцентры названных отрицательных структур занимают зоны  $MK_4$  и  $MK_5$ , при этом зона  $MK_5$  имеет самую большую площадь в Карской акватории. В ней на глубинах более 4.4 км преобразования ОВ предположительно соответствуют грации  $AK_1$ .

Итак, установлено, что в баженовитах, залегающих на глубине около 4 км в структурах надрифтовых

мегажелобов, ОВ по степени преобразованности соответствует концу градации МК<sub>2</sub> и находится в главной зоне нефтеобразования. Это одна из самых больших глубин, где вскрытые бурением баженовиты хорошо изучены. А какие геохимические характеристики ОВ можно ожидать на тех же или больших глубинах, где ОВ подверглось более активным преобразованиям среднего-позднего мезокатагенеза и начального апакатагенеза, зоны которого прогнозируются на карте для наземных и шельфовых районов Арктики? Для ответа на данный вопрос рассмотрим некоторые другие бассейны с высокоуглеродистыми толщами, обладающими хорошими и очень хорошими генерационными способностями.

В Северноморском НГБ такими способностями отличаются киммериджские глины формации Клей с ОВ II типа (по Ван-Кревелену) со средним содержанием  $C_{орг}$  около 5% и водородным индексом (HI) до 650 мгУВ/гС<sub>орг</sub>. Отложения этой формации, накопившиеся в глубоких частях грабен Морис-Ферт, Викинг и особенно Центрального, встречаются в интервале глубин 3.5–4.8 км и находятся в главной зоне нефтеобразования [26]. С формацией Клей связано большинство месторождений верхнеюрско-нижнемелового комплекса. По тектоническим условиям залегания она близка изученным баженовитам в Центрально-Уренгойском рифтогенном мегажелобе.

Другие примеры – формации Вудфорд, Хантон и Караган, вскрытые скважиной Berta Rogers-1 в бассейне Анадарко, и формации Барнет, Вудфорд и Симпсон, вскрытые скважиной Ralph Lowe-1 в Пермском бассейне. Эти глинистые обогащенные сапропелевым ОВ формации в нижнекаменноугольно-ордовикском разрезе Северо-Американского континента содержат практически не подвергшиеся деструкции битумоиды и сохраняют значительную потенцию к нефтеобразованию ( $C_{орг}$  3.6–4.3%, HI – 110–157 мгУВ/гС<sub>орг</sub>,  $\beta$  – 10–22%) на глубинах 7.4 и 8.4 км при температуре 200 и 230°C и катагенезе, соответствующем АК<sub>3</sub>. Изучавший эти отложения Л. Прайс [27, 28] пришел к выводу, что генерация жидких УВ в промышленных количествах в богатых сапропелевым ОВ породах происходит в широком диапазоне температур и катагенетической преобразованности. В этом с ним согласен и ряд российских специалистов [2, 4, 5, 10, 23].

Примеры можно приводить и далее, но и представленные выше дают правомерное основание считать, что баженовиты должны сохранять способность генерировать в промышленных количествах жидкие УВ при катагенетической преобразованности ОВ в широком диапазоне всего мезокатагенеза и воз-

можно начального апокатагенеза. Иными словами, большая часть площади распространения баженовитов в Южно-Карском регионе (арктических районах Западно-Сибирского НГБ) находится в главной зоне нефтеобразования (голубой, зеленые и желтый цвета на рис. 5), в пределах которой с разной степенью интенсивности также генерировались жирный газ и конденсат. Особенно значительные их количества могут возникать на градациях МК<sub>1</sub> и МК<sub>5</sub>, тогда как на градациях ПК и АК вероятнее всего преобладает сухой газ (синий, оранжевый и красный цвета на рис. 5). Некоторым исключением из общего правила является Енисей-Хатангский региональный прогиб (рис. 1), где стратиграфическим аналогом баженовской свиты является яновстанская свита, в которой ОВ имеет смешанный сапропелево-гумусовый и гумусово-сапропелевый состав и относится к II/III типу. По содержанию и составу ОВ яновстанская свита отличается от баженовитов и в главной зоне образования УВ может производить нефть не в столь больших количествах, как баженовская свита на Западно-Сибирской плите, что компенсируется генерацией жирного газа и конденсата.

Зададим еще один вопрос: почему баженовиты обладают описанными феноменальными свойствами? Изучая особенности генерации и деструкции микронепти на больших глубинах, Г.Ч. Борукаев и И.Д. Полякова [5] пришли к выводу, что соотношение этих процессов, а значит и местоположение нижней границы распространения жидких УВ в нефтегазодном бассейне определяются степенью липидности ОВ. Чем она выше, тем интенсивнее и длительнее протекает генерация и позднее наступает деструкция микронепти. К этому следует добавить, что в коллоальгините, который является главным мацералом ОВ в баженовитах, катагенетические преобразования протекают медленнее, запаздывая примерно на одну градацию, по сравнению с витринитом. Например, на МК<sub>4</sub> показатель преломления коллоальгинита – 1.83–1.845, а витринита – 1.85–1.9 [22]. Поскольку витринит в баженовитах встречается редко, определение катагенеза ОВ чаще всего производится по отражательной способности этого мацерала из отложений, подстилающих или перекрывающих маломощную (20–50 м) баженовскую свиту.

В баженовитах высокие содержания сапропелевого ОВ обуславливают генерацию больших масс жидких УВ, под напором которых тонкая седиментационная слоистость приводит к образованию коллекторской емкости и формированию залежей [6]. Процесс активизируют разрывные нарушения, нередко приводящие к перетоку УВ в нижнемеловые отложения. Характерные для баженовитов

аномально высокие пластовые давления (АВПД) снижают влияние температур на скорость катагенетических превращений ОБ и деструкцию жидких УВ, что сохраняет генерационный потенциал отложений на больших глубинах северных и арктических районов. Там же в неокомских отложениях возникают зоны АВПД, увеличивающие фильтрационно-емкостные свойства в песчано-алевролитовых горизонтах ачимовской толщи. Таким образом, баженовиты, с одной стороны, работают как мощный генератор УВ, а, с другой, способствуют сохранению или новообразованию качественных коллекторов, создающих предпосылки для формирования крупных нефтяных залежей в титон-неокомских отложениях.

В мегавпадинах и желобах бассейна на глубинах 4–7 км залегают осадочные толщи средней-нижней юры и триаса, сохраняющие цикличность строения и характеризующиеся чередованием глинистых и песчано-алевролитовых горизонтов. Их углеводородный потенциал оценивается авторами на основе анализа геохимических и термобарических показателей.

В выдержанных на площади глинистых горизонтах с содержанием  $C_{орг}$ , не превышающим 1%, в ОБ преобладает сорбмикстинит сапропелево-гумусового и гумусово-сапропелевого состава [19]. В скважине Тюменская СГ–6 ОБ сохраняет НІ в диапазоне 120–50 мгУВ/г $C_{орг}$  до градации МК<sub>4</sub>. Ниже его значения резко снижаются и на градациях МК<sub>5</sub>–АК<sub>3</sub> не превышают 10–15 мгУВ/г $C_{орг}$ . Содержания битумоида составляют сотые доли процента до глубины 5 км, после чего они падают до тысячных или присутствуют в крайне малых (следы) количествах. Аналогичным образом ведет себя в разрезе показатель битуминозности  $\beta$ .

Нарастающая с глубиной алифатизация битумоидов свидетельствует о развитии деструкции, наиболее явно проявившейся на МК<sub>5</sub> и АК<sub>1</sub>, когда потери битумоида соответственно составили 28 и 42% от его количеств на предыдущих градациях. В глинистых горизонтах средней-нижней юры активная генерация жидких УВ прекращается на МК<sub>4</sub>, ее слабые «всплески» фиксируются в осадочном триасе на этапах начального апокатагенеза, что подтверждается возрастающей ароматизацией УВ и асфальтенов. И только в глинистых пачках грабенового комплекса вулканогенно-осадочного пермо-триаса на АК<sub>3</sub> наблюдается полная утрата асфальтенов и полиаренов, преобладающими становятся термически устойчивые длинноцепочечные твердые парафины и фталатные соединения. Короткоцепочечные вследствие летучести, вероятно, уходили из битумоида, увеличивая содержание углеводородных газов в

породах. На глубине 7 км в этом комплексе образование метана практически завершилось, и ниже по разрезу распространились азот и углекислый газ [18].

Таким образом, в нижней части осадочного чехла Западно-Сибирского НГБ нефтегазоконденсатные залежи могли формироваться до конца МК<sub>4</sub> и в этом значительную роль играла содержащая повышенные количества сапропелевого ОБ тогурская пачка (нижний тоар). В ней в ряде более южных районов (Нюрольская и Усть-Тымская впадины)  $C_{орг}$  достигает 3, а в отдельных случаях 5%, концентрации битумоида варьируют от 0.2 до 0.7%, НІ в основной массе составляет 400 мгУВ/г $C_{орг}$ . Геохимические и палеонтологические данные свидетельствуют, что раннетогурский бассейн представлял собой обширное море-озеро, кратковременно сообщавшееся с северными морями [16]. Тогда же, на границе плинсбаха и тоара, проявилось глобальное аноксическое событие, и в Кливлендском, Нижнесаксонском, Парижском, Западно-Канадском бассейнах возникли черные углеродисто-карбонатно-глинистые радиоактивные сланцы и углеродистые мергели [17, 24]. Не исключено, что в арктической части Западно-Сибирского бассейна, почти постоянно занятой морем, также могли накопиться качественные нефтематеринские отложения, сохраняющие в условиях АВПД способности генерировать и жидкие УВ на протяжении всего мезокатагенеза.

Бесспорный интерес представляют результаты изучения изотопного состава углерода битумоидов и газов, выявленных в условиях жесткого катагенеза на глубинах 5500–8000 м [23]. При значительном разбросе значений  $\delta^{13}C$  просматривается тенденция к их снижению с глубиной в битумоидах и фракциях разной полярности до –29.5‰, а в газах до –47‰ и менее. При этом одновременно присутствуют битумоиды и метан с более высокой концентрацией тяжелого изотопа углерода ( $\delta^{13}C = -26.7$  и –20.5‰ соответственно). Возможное объяснение этого факта связано с особенностями деструкции битумоидов, выражающимися в периодической замене алифатизации более сложными процессами, например, ароматизацией и изомеризацией, которые происходили в закрытых системах АВПД, ослабляющих разрушающее воздействие температур. Новообразование низкокипящих УВ и в конечном итоге метана шло за счет высококипящих и гетеросоединений.

#### Коллекторские свойства пород в зонах АВПД

**В** мировой практике на больших глубинах в условиях высоких давлений и температур на суше и в море уже открыты сотни промышленных месторож-



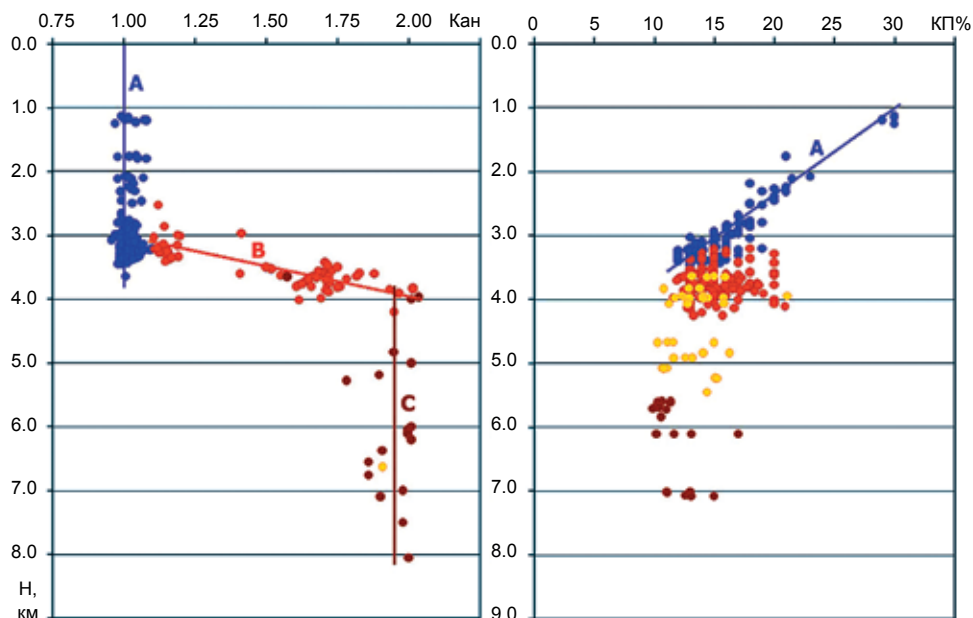


Рис. 6

Большой Уренгой. АВПД (Кан) и пористость (Кп)

дений нефти и газа, в том числе и уникальных. Так, в Мексиканском заливе в Зеленом каньоне пробурена скважина Knotty Head (забой 10421 м), вскрывшая в интервале 8500 м до забоя несколько песчаных резервуаров хорошего качества с промышленными запасами нефти. В 2006 году пробурены две глубоководные скважины-первооткрывательницы Jack-2 на поднятии Уолкер и Каскида в каньоне Кетли, которые в подножии континентального склона вскрыли, соответственно, 6000 и 9750 м разреза. Они вошли в эоценовые отложения, получившие широкое распространение на континентальном склоне и являющиеся аналогом продуктивной формации Уилкоккс тексаской части бассейна. В скважине Jack-2 из эоценовых песчаников был получен приток нефти в 950 т/сутки, что позволило оценить потенциал района в 2.2 млрд т нефти. По значению такой результат сравнивается с открытием на Аляске месторождения Prudhoe Bay [25].

В 2009 году при бурении в Мексиканском заливе скважины Tiber-1 вблизи забоя (10685 м) вскрыта крупная нефтегазовая залежь. При этом бурение проводилось печально известной SSDU Deerwater Horizon, затонувшей после взрыва и пожара 20 мая 2010 г. на месторождении Macondo (Блок 252). В настоящее время на континентальном склоне Мексиканского залива разрабатывается более 20 глубоководных месторождений, многие залежи которых связаны с турбидитовыми образованиями.

В Центральном грабене Североморского бассейна на глубинах до 6100 м открыта и разраба-

тывается группа газоконденсатных месторождений (Shearwater, Elgin, Franklin и др.) с залежами в высокопористых (до 20–35%) и высокопродуктивных песчаных коллекторах. Они залегают в условиях АВПД с большим коэффициентом аномальности (1.87–2.14) и высоких пластовых температур (до 197–202°C), при которых выявлены крупные запасы жидких УВ. Elgin и Franklin имеют суммарные извлекаемые запасы газа 50 млрд м<sup>3</sup> и конденсата 60 млн м<sup>3</sup> при коэффициентах извлечения соответственно 58% и 52%. Их разработка организована компанией Total (оператор) с единой платформы Elgin-Franklin. Сложность освоения объектов с АВПД подтвердилась аварией с выбросом газа и конденсата на месторождении Elgin в 2011 г., чуть было не приведшей к катастрофе подобной Macondo.

Нефтегазовые и газоконденсатные месторождения на больших глубинах известны и в других регионах. Проблемам АВПД посвящен ряд отечественных и зарубежных работ [1, 15], свидетельствующих о важности данного явления в процессах образования и накопления нефти и газа.

В Западно-Сибирском НГБ нефтегазоматеринские глинистые горизонты юры и триаса, представляющие собой также региональные покрывки, способствуют образованию «закрытых систем» с АВПД, приводящими к сохранности коллекторских свойств в песчано-алевролитовых породах на больших глубинах. Бурение СГ-6 и СГ-7 скважин в зоне Большого Уренгоя не привело к открытию

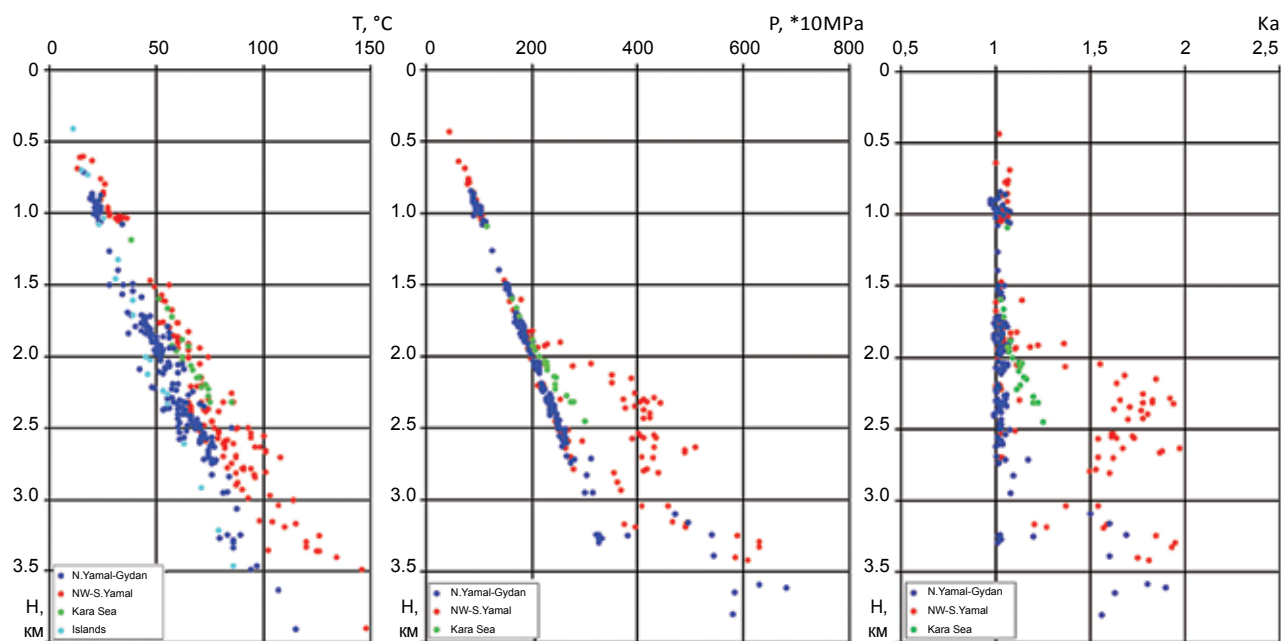


Рис. 7

Карский регион. Графики пластовых температур (Т), давлений (Р) и коэффициентов их аномальности (Кан)

промышленных залежей, но позволило установить важный факт существования в условиях апокатагенеза и АВПД хороших резервуаров с пористостью до 18–20% и со значительным насыщением углеводородными газами (В.И.Горбачев и др., 2000 и 2007).

На рис. 6 показаны результаты обобщенного анализа изменений с глубиной коэффициентов открытой пористости (Кп) и коэффициентов аномальности давлений (Кан), достигающих 1.8–2 для Большого Уренгоя [2]. На глубинах до 3–3.2 км при пластовых давлениях близких гидростатическим наблюдается значительное уменьшение пористости пород за счет их литостатического уплотнения (показаны синим цветом). В зоне АВПД в нижнемеловых (ачимовских) отложениях тренд кардинально изменяется: среднее значение Кп стабилизируются около 15% и практически не меняется с погружением в юрском комплексе (показаны красным цветом). В доюрских породах (пермтриас) АВПД находится на среднем уровне около Кан = 1.9, при этом сохраняются хорошие коллекторские свойства резервуаров (в среднем 14%), данные СГ скважин показаны желтым (Тюменская–6) и коричневым (Ен-Яхинская–7) цветами. Аналогичные зависимости выявлены и в других арктических районах с АВПД, включая и уникальную по запасам площадь Бованенковского, Харасавэйского и Круэнштернского месторождений [2].

В западной части п-ова Ямал на площади трех названных месторождений пластовые давления начинают существенно превышать гидростатиче-

ские уже в нижнемеловых отложениях, тогда как для большей части районов Ямала-Гыдана такое явление наблюдается в основном в юрских толщах. Этот район на современном уровне изученности является самой аномальной зоной региона как по значениям АВПД (на глубинах 2400–3500 м Кан достигает 1.8–2.05), так и по пластовым температурам (средние градиенты 3.6–4.4°C/100 м). На рис. 7 приведены графики пластовых температур, давлений и коэффициентов их аномальности для различных зон Карского региона, включающего территорию Ямала, Гыдана и островов Свердруп и Белый.

В результате бурения четырех скважин на акватории Карского моря в 1987–1990 годы в песчано-алевролитовых меловых отложениях (сеноман-апт) открыто два многопластовых газоконденсатных месторождения Ленинградское и Русановское, расположенные на 120–220 км северо-западнее Харасавэйского месторождения. Все скважины остановлены в нижнем мелу на глубинах 2373–2550 м, при этом наиболее глубокий забой имеет скважина Русановская–1. Максимальные абсолютно свободные дебиты газа достигают 1.5–1.9 млн м<sup>3</sup>/с. Для сеноманских залежей покрышками являются глины турон–палеогена (более 500 м), а для залежей неок-ом–апта покрышками служат глины альба (около 100 м). Начиная с глубины 2000 м (альб), наблюдается аномальный рост пластового давления с коэффициентом аномальности Ка до 1.23–1.25 вблизи забоев скважин (рис. 7). Градиенты температур и

пластовые давления на Ленинградском месторождении выше, чем на Русановском (соответственно на 10 и 1–1.5%), но ниже, чем на Харасавэйском (по давлению на 35–60%). По аналогии с ближайшим, Харасавэйским месторождением, в нижнемелово-юрском комплексе отложений морских месторождений на глубинах свыше 3000 м прогнозируются АВПД с Ка до 1.5–1.7.

Палеозойские отложения, вскрытые на 10 площадях Ямала в более чем 70 скважинах, имеют разный состав. Например, на Новопортовском месторождении — карбонатный (скважины 103, 124, 136, 179, 216, 217 и др.) и песчаниковый (скв. 107, 138), а на Бованенковском — глинисто-кремнистый (скв.67), туфоалевролитовый (скв.97), алевролитовый и карбонатный (скв.201) [20]. В ряде скважин в палеозойском комплексе отложений зафиксированы значительные нефтегазопроявления и получены промышленные притоки газа и конденсата. В частности, в скважинах 216 и 217 Новопортовской площади дебиты газа достигали 582 и 496.6 тыс. м<sup>3</sup>/с (штуцеры соответственно 20 и 16 мм).

### Заключение

**П**роанализированы зависимости нефтегазопроизводящих и коллекторских свойств юрских и триасовых отложений от глубины, катагенетической преобразованности ОБ, пластовых температур, давлений и коэффициентов их аномальности в Южно-Карском регионе (арктические районы наземной и акваториальной части Западно-Сибирского НГБ). Для уточнения этих зависимостей на глубинах 4–8 км привлекались материалы по другим хорошо изученным бассейнам.

Выполненные исследования позволили сделать вывод о том, что степень катагенеза, определяемая по отражательной способности витринита, не всегда отражает интенсивность генерирующих и аккумулирующих способностей отложений. В значительной степени они зависят от состава и количества продуцирующего или продуцировавшего ОБ и типа содержащих его пород. Активное воздействие на процессы оказывают АВПД.

Карбонатно-кремнисто-глинистые битуминозные отложения с сапропелевым ОБ и средним содержанием  $C_{орг}$  не менее 5% (баженовиты) на всех этапах мезокатагенеза могут играть роль мощного генератора жидких УВ и способствовать сохранению или новообразованию качественных коллекторов в зонах АВПД. Существуют благоприятные предпосылки для формирования нефтяных и нефтегазоконденсатных залежей в титон-неокомских отложениях.

В глинистых горизонтах юры и осадочного триаса, в которых распространено смешанное существенно сапропелевое ОБ и средние содержания  $C_{орг}$  составляют около 1%, активная генерация жидких УВ и накопление в песчано-алевролитовых толщах нефтегазоконденсатных и газоконденсатных залежей прекращается на середине МК<sub>4</sub>. Далее на заключительных грациях мезокатагенеза и в начале апокатагенеза эти отложения могут производить преимущественно метан. Вулканогенно-осадочный пермотриас практически бесперспективен в плане обнаружения сингенетичных залежей УВ.

Закрытые водонасыщенные системы с АВПД стимулируют термостабильность ОБ и продуктов его генерации, тормозят их деструкцию и способствуют консервации УВ-потенциала отложений. В зонах АВПД сохраняются и новообразуются качественные резервуары, в которых могут возникать автономные скопления УВ. АВПД представляют собой не только негативное явление, ведущее к аварийным ситуациям при разработке месторождений, но также могут оказывать позитивное влияние на перспективы нефтегазоносности больших глубин.

Выполненные авторами исследования свидетельствуют о возможности существенного увеличения ресурсной базы страны с долгосрочной добычей в Южно-Карском регионе не только газа, но и нефти с конденсатом. Рекомендуется расширение объемов и глубинного диапазона геологоразведочных работ, как на суше, так и на акватории Карского моря, включая Обскую и Тазовскую губы.

### Литература:

1. Белонин М.Д., Славин В.И., Чилингар Д.В. Аномально высокие пластовые давления. Происхождение, прогноз, проблемы освоения залежей углеводородов. СПб.: Недра, 2005. – 324 с.
2. Богоявленский В.И., Будагова Т.А., Беженцев А.В. Термобарические условия нефтегазоносных отложений Западной Арктики // New methods and technology in development and production of oil and gas – onshore and offshore. Geopetrol-2010. Краков, 2010, С. 407–419.
3. Богоявленский В.И. Циркумарктический регион: современное состояние и перспективы освоения нефтегазовых ресурсов шельфа. Газовая промышленность, № 11/666, 2011, С. 88–92.
4. Богоявленский В.И., Полякова И.Д. Перспективы нефтегазоносности больших глубин Южно-Карского региона по геохимическим и термобарическим данным. Бурение и нефть, 2011, №1, С. 8–11.

5. Борукаев Г.Ч., Полякова И.Д. Генерация и деструкция микронепти на больших глубинах // Геология и геофизика. 1998. Т. 39. № 4. С. 518–523.
6. Брадучан Ю.В., Гурари Ф.Г., Захаров В.А. и др. Баженовский горизонт Западной Сибири (стратиграфия, палеогеография, экосистема, нефтегазоносность). Новосибирск: Наука. 1986. 210 с.
7. Грамберг И.С., Супруненко О.И. Нефтегазовый потенциал осадочного чехла арктических морей России // Тр. Первой международной конф. «Освоение шельфа арктических морей России». М.: Ядерное общество, 1994, С. 95–97.
8. Григоренко Ю.Н., Мирчинк И.М., Савченко В.И., Сенин Б.В., Супруненко О.И. Углеводородный потенциал континентального шельфа России: состояние и проблемы освоения. Минеральные ресурсы российского шельфа (спецвыпуск журнала Минеральные ресурсы России; экономика и управление). М., 2006, С. 14–71.
9. Дворецкий П.И., Гончаров В.С., Есиков А.Д. и др. Изотопный состав природных газов севера Западной Сибири. Обзор. М.: ИРЦ ОАО «Газпром», 2000. – 80 с.
10. Кирюхин Л.Г., Капустин И.Н., Лоджевская М.И. и др. Нефтегазоносность глубоководных отложений Восточно-Европейской платформы. М.: Недра, 1993. – 317 с.
11. Конторович А.Э., Парпарова Г.М., Трушков П.А. Метаморфизм органического вещества и некоторые вопросы нефтегазоносности (на примере мезозойских отложений Западно-Сибирской низменности) // Геология и геофизика. 1967, № 2, С. 16–29.
12. Конторович А.Э., Полякова И.Д., Трушков П.А. и др. Органическая геохимия мезозойских нефтегазоносных отложений Сибири. М.: Недра, 1974. – 192 с.
13. Конторович А.Э., Эпов М.И., Бурштейн Л.М., Каминский В.Д., Курчиков А.Р., Малышев Н.А., Прищепа О.М., Сафронов А.Ф., Ступакова А.В., Супруненко О.И. Геология, ресурсы углеводородов шельфов арктических морей России и перспективы их освоения // Геология и геофизика. 2010, № 1, т. 51, С. 7–17.
14. Коржубаев А.Г. Не ждаты милостей от недр. Нефть России, 2011, № 3, С. 18–24.
15. Муше Ж.-П., Митчелл А. Аномальные пластовые давления в процессе бурения. Происхождение – прогнозирование – выявление – оценка. Техническое руководство. М.: Недра, 1991. 287 с. (перевод с англ.),
16. Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. Вып. 1. Западно-Сибирский бассейн. Гл. ред. А.Э. Конторович. Новосибирск, 1994. – 201 с.
17. Полякова И.Д. Горизонты углеродистых металлоносных пород – геологические метки событий океанской аноксии в фанерозойской истории Земли // Геология морей и океанов. М.: ГЕОС. 2009. С. 91–94.
18. Полякова И.Д., Борукаев Г.Ч. Геохимия органического вещества осадочно-вулканогенного триаса на больших глубинах Западно-Сибирской плиты // Геохимия. 1999. № 5. С. 516–521.
19. Полякова И.Д., Борукаев Г.Ч. Органическая геохимия юрских и триасовых отложений Тюменской скважины СГ–6 в интервале глубин 3987–6424 м // Тюменская сверхглубокая скважина. Результаты бурения и исследования. Пермь: КамНИИКИГС, 1996. С. 253–263.
20. Скоробогатов В.А., Строганов Л.В., Копеев В.Д. Геологическое строение и газоносность Ямала. М.: Недра-Бизнесцентр, 2003. С. 352.
21. Тюменская сверхглубокая скважина. Результаты бурения и исследования. Гл. ред. В.Б. Мазур. Пермь: КамНИИКИГС, 1996. 376 с.
22. Фомин А.Н. Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских (юра, триас) и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна // Автореферат доктор. дисс... Новосибирск: ИГНГ СО РАН. 2005. 41 с.
23. Фрик М.Г., Васянина Д.И., Карасева Т.В., Кузнецова О.В., Горбачев В.И. Особенности изотопного состава углерода органического вещества и битумоидов пород на больших глубинах // Геохимия. 2010. № 3. С. 240–251.
24. Caswell B.A., Coe A.L., Cohen A.S. New range data for invertebrate species across the early Noarcan (Early Jurassic) mass extinction // J. of the Geological Society. London. 2009. V. 166. P. 859–872.
25. Durham L.S. Deep Lower Tertiary playing well // AAPG Explorer. 2006. Vol.27. № 11. P. 14–18.
26. Isaksen G.H. Central North Sea hydrocarbon systems: Generation, migration, entrapment, and thermal degradation of oil and gas // AAPG Bull. 2004. Vol. 88. № 11. P. 1545–1572.
27. Price L.C., Clayton J.L., Rumen L.L. Organic geochemistry of the 9.6 km Bertha Rogers N 1 Well, Oklahoma // Organic. Geochem. 1981. V. 3. № 1. P. 59–77.
28. Price L.C. The organic geochemistry (and causes thereof) of highrank rocks from the Ralph Lowe–1 and other well bores // US Geol. Survey, Open-file Report 88–651. 1991. P. 1–48.