

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ БОЛЬШИХ ГЛУБИН ШЕЛЬФА И СУШИ ЮЖНО-КАРСКОГО РЕГИОНА

В.И. Богоявленский¹, И.Д. Полякова², И.В. Богоявленский¹, Т.А. Будагова¹
¹ИПНГ РАН, Москва, ²ГИН РАН, Москва, e-mail: vib@pgc.su

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). 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 России, богатой углеводородными ресурсами, 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 нефтегазосносного бассейна (НГБ). Средние глубины нефтяных скважин, пробуренных в последние годы, примерно на 1100 м больше, 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 [И.С. Грамберг, О.И. Супруненко, 1994; Ю.Н. Григоренко и др., 2006; А.Э. Конторович и др., 2010].

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 наиболее перспективным по запасам

углеводородов является Южно-Карский регион, к которому авторы относят арктические районы Западно-Сибирского НГБ, включая сушу и акваторию Карского моря (рис. 1, см. Приложение в конце статьи).

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 м³ газа и более чем в 20 млрд т нефти и конденсата. Округу отводится ключевая роль в Энергетической стратегии России, в соответствии с которой ему предстоит выйти к 2020 г. на уровень добычи газа 730 млрд м³. Нефтегазодобыча в регионе реализуется в сложных природно-климатических и горно-геологических условиях в зонах повышенного экологического риска, связанного с наличием многолетнемерзлых пород. Освоение нефтегазовых ресурсов ЯНАО и прилегающей акватории северных морей является основой развития многих отраслей экономики России.

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 (см. рис. 2) долгие годы были основополагающими в российской газодобыче (см. рис. 3, УЯМ). Происходящее значительное снижение добычи газа на данных трех месторождениях компенсируется вводом в разработку новых месторождений (Заполярье, Юрхаровское и др.). Особенно хочется отметить Юрхаровское нефтегазоконденсатное месторождение ОАО «Новатэк», основные залежи которого расположены в акватории Тазовской губы (см. 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 м³ в сутки. Добыча газа на данном месторождении достигла в 2011 г. 32 млрд м³ (5.7% добычи ЯНАО), превысила суммарную добычу на шельфе Сахалина и составила 56.1 % общей добычи шельфа России. За счет разработки Юрхаровского месторождения с 2005 г. Россия является лидером по объемам товарной добычи УВ на шельфе Арктики, опережая суммарную добычу США (9 месторождений) и Норвегии (Snohvit) (рис. 4) [В.И. Богоявленский, 2011].

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.

Геохимические предпосылки открытия крупных залежей углеводородов

Осадочный чехол Южно-Карского региона имеет циклическое строение и представлен 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 эта свита находится в интервале глубин 2–3 км, в главной зоне нефтеобразования, являясь основным генератором нефтей. В контексте рассматриваемой 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, необходимо ответить на два главных вопроса: может ли далее на север распространяться обогащенность этой толщи ОВ и 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 позднеюрской 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 ($C_{орг}$ среднее – 5.1 %, максимальное в прослоях – до 30–50 %), почти полностью представленного коллоальгинитом и содержащего 7–8.5 % водорода [А.Э. Конторович и др., 1974 и др.]. Эти отложения по аналогии с доманикитами называются баженовитами. Они занимают максимальную площадь бассейна, в пределах которой содержание $C_{орг}$ 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 последних скважинах, расположенных в зоне Уренгойской группы нефтегазоконденсатных месторождений (Большой Уренгой).

В обеих скважинах баженовиты имеют близкие глубины залегания, не превышающие 4 км, и практически одинаковую геохимическую характеристику. В Тюменской СГ-6 [Тюменская сверхглубокая..., 1996] с глубинного интервала 3782–3844 м поднят керн баженовской свиты, в которой геохимические показатели ОВ ($C_{орг} = 1.68–9.83$ %, $B_{хл} = 0.32–1.51$ %, $HI = 200–590$ мгУВ/г $C_{орг}$) свидетельствуют о сохранении высокого генерационного потенциала отложений. Наиболее обогащена ОВ верхняя 12-метровая пачка с коэффициентом битуминозности 18–20 %. Катагенетическая преобразованность ОВ в баженовитах Тюменской СГ-6 соответствует отражательной способности витринита R_o 0.76–0.8 % т.е. средней и нижней части градации MK_2 , а в Ен-Яхинской СГ-7 – преимущественно ее нижней части. И в той, и в 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 титон-неокомских 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 [1967]. Авторы этих работ располагали относительно небольшим количеством данных по западной и южной части, а также по широтному Приобью. В дальнейшем по мере накопления материалов работы планомерно проводились научными коллективами СНИИГГиМС, ВНИГРИ, ИГИРГИ и ВНИИГАЗ и постепенно охватывали все более северные территории. В последнее время заметной вехой в истории этих исследований 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 ($MK_3–MK_5$), не входящие, по мнению А.Н. Фомина, в главную зону нефтеобразования. Такой вывод существенно снижает перспективы промышленной нефтеносности рассматриваемой территории.

Авторы имеют основания пересмотреть сделанные выводы и применить их в отношении к акватории, где располагается шельфовая Южно-Карская мегавпадина с открытыми в 1989–1990 годах уникальными Русановским и Ленинградским газоконденсатными месторождениями сеноман-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 опубликованные материалы А.П. Афанасенкова, Т.В. Белоконь-Карасевой, Л.Н. Болдушевой, 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. 5) 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 – тренды 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 преобразованность 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. 5), катагенез ОВ проявился в широком диапазоне, охватывающем градации прото- (PK_3), всего мезо- (MK_1 – MK_5) и начального апокатагенеза (AK_1) (рис. 6) [В.И. Богоявленский и др., 2011, 2012]. Наименее преобразованное ОВ, соответствующее грациям PK_3 и MK_1 , распространено в бортовой части бассейна, которая значительно расширяется на востоке и особенно на северо-востоке, в 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, 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 градациям МК₂ и очень ограниченно МК₁, 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 располагается зона МК₃. Депоцентры названных отрицательных структур занимают зоны МК₄ и МК₅, при этом зона МК₅ имеет самую большую площадь в Карской акватории. В ней на глубинах более 4.4 км преобразования ОВ предположительно соответствуют градации АК₁.

Итак, установлено, что в баженовитах, залегающих на глубине около 4 км в структурах надрифтовых мегажелобов, ОВ по степени преобразованности соответствует концу градации МК₂ и находится в главной зоне нефтеобразования. Это одна из самых больших глубин, где вскрытые бурением баженовиты хорошо изучены. А каковы геохимические характеристики ОВ 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 (НИ) до 650 мгУВ/г $C_{орг}$. Отложения этой формации, накопившиеся в глубоких частях грабенов Морис-Ферт, Викинг и особенно Центрального, встречаются в интервале глубин 3.5–4.8 км и находятся в главной зоне нефтеобразования [Isaksen, 2004]. 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 %, НИ – 110–157 мгУВ/г $C_{орг}$, β – 10–22 %) на глубинах 7.4 и 8.4 км при температуре 200 и 230 °С и катагенезе, соответствующем АК₃. Изучавший эти отложения Л. Прайс [L. Price, 1981, 1991] 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 [Л.Г. Кирюхин, И.Н. Капустин, М.И. Лоджевская, 1993; Г.Ч. Борукаев, И.Д. Полякова, 1998; В.И. Богоявленский и др., 2010, 2011; М.Г. Фрик и др., 2010].

Все это дает основание считать, что баженовиты должны сохранять способность генерировать в промышленных количествах жидкие УВ при катагенетической преобразованности ОВ в широком диапазоне всего мезокатагенеза и, возможно, начального апокатагенеза. Иными словами, большая часть площади распространения баженовитов в Южно-Карском регионе (арктические районы Западно-Сибирского НГБ) находится в главной зоне нефтеобразования (голубой, зеленые и желтый цвета на рис. 6), в пределах которой с разной степенью интенсивности происходила также генерация жирного газа и конденсата. Наиболее значительные их количества могут возникать на градациях МК₁ и МК₅, тогда как на градациях ПК и АК, вероятнее всего, преобладает сухой газ (синий, оранжевый и красный цвета на рис. 6). Некоторым исключением из общего правила является Енисей-Хатангский региональный прогиб, 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 микронефти на больших глубинах, Г.Ч. Борукаев и И.Д. Полякова [1998] пришли к выводу, что соотношение этих процессов, а значит, и местоположение нижней границы распространения жидких УВ в нефтегазоносном бассейне определяются степенью липидности ОВ. Чем она выше, тем интенсивнее и длительнее протекает генерация и позднее наступает деструкция микронефти. 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 МК₄ показатель преломления коллоальгинита – 1.83–1.845, а витринита – 1.85–1.9 [А.Н. Фомин, 2005]. 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 [Брадучан и др., 1986]. 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 ОВ 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 стороны, 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 $S_{орг}$, не превышающим 1 %, в ОВ преобладает сорбмикстинит сапропелево-гумусового и гумусово-сапропелевого состава [И.Д. Полякова, Г.Ч. Борукаев, 1996]. В скважине Тюменская СГ-6 ОВ сохраняет НН в диапазоне 120–50 мгУВ/г $S_{орг}$ до градации МК₄. Ниже его значения резко снижаются и на градациях МК₅-АК₃ не превышают 10–15 мгУВ/г $S_{орг}$. 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 β .

Нарастающая с глубиной алифатизация битумоидов свидетельствует о развитии деструкции, наиболее явно проявившейся на МК₅ и АК₁, 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 МК₄, 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 перм-триаса на АК₃ 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 [И.Д. Полякова, Г.Ч. Борукаев, 1999].

Таким образом, в нижней части осадочного чехла Западно-Сибирского НГБ нефтегазоконденсатные залежи могли формироваться до конца МК₄, и в этом значительную роль играла содержащая повышенные количества сапропелевого ОВ 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 %, НI в основной массе составляет 400 мгУВ/г $C_{орг}$. Геохимические и палеонтологические данные свидетельствуют, что раннетоарский бассейн представлял собой обширное море-озеро, кратковременно сообщавшееся с северными морями [Нефтегазоносные бассейны..., 1994]. 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 [И.Д. Полякова, 2009; Caswell et al., 2009]. Не исключено, что в арктической части Западно-Сибирского бассейна, почти постоянно занятой морем, также могли накопиться качественные нефтематеринские отложения, сохраняющие в условиях АВПД способность 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 [М.Г. Фрик и др., 2010]. 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 соединений и гетеросоединений.

Коллекторские свойства пород в зонах АВПД

Как известно, на больших глубинах в условиях высоких давлений и температур на суше и в море уже открыты сотни промышленных месторождений 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 г. пробурены две глубоководные скважины-первооткрывательницы Jack-2 на поднятиях 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 Уилкокс тexasской части бассейна. В скважине Jack-2 из эоценовых песчаников был получен приток нефти в 950 т/сут, что позволило оценить потенциал района в 2.2 млрд т нефти. По значению такой результат сравнивается с открытием на Аляске месторождения Прадхо Бей [Durham, 2006].

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 Deepwater 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 разрабатывается 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 м³ и конденсата 60 млн м³ 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 газоконденсата на месторождении Elgin в 2011 г., чуть было не приведшей к катастрофе, подобной той, что произошла на Macondo.

Нефтегазовые и газоконденсатные месторождения на больших глубинах открыты и в других регионах. Проблемам АВПД посвящен ряд отечественных и зарубежных работ [М.Д. Белонин и др., 2005; Ж.-П. Муше, А. Митчелл, 1991], свидетельствующих о важной роли 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 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. 7 показаны результаты обобщенного анализа изменений с глубиной коэффициентов открытой пористости (K_p) и коэффициентов аномальности давлений

(Кан), достигающих 1.8–2 для Большого Уренгоя [В.И. Богоявленский и др., 2010]. 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 K_p стабилизируется около 15 % и практически не меняется с погружением в юрском комплексе (показаны красным цветом). В доюрских породах (пермтриас) АВПД находится на среднем уровне около $K_{ан} = 1.9$, 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 уникальную по запасам площадь Бованенковского, Харасавэйского и Крузенштернского месторождений, однако здесь глубина бурения ограничена 3.6 км (рис. 8) [В.И. Богоявленский и др., 2010].

В западной части п-ова Ямал на площади трех названных месторождений пластовые давления начинают существенно превышать гидростатические 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 $K_{ан}$ достигает 1.8–2.05), так и по пластовым температурам (средние градиенты 3.6–4.4 °С/100 м). На рис. 9 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 гг. в песчано-алевролитовых меловых отложениях (сеноман-апт) открыто два многопластовых газоконденсатных месторождения – Ленинградское и Русановское, – расположенных в 120–220 км к северо-западу от 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 м³/с. Для сеноманских залежей покрывками являются глины турон–палеогена (более 500 м), а для залежей неоком–апта покрывками служат глины альба (около 100 м). Начиная с глубины 2000 м (альб) наблюдается аномальный рост пластового давления с коэффициентом аномальности K_a до 1.23–1.25 вблизи забоев скважин (рис. 9). 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 нижнемеловом–юрском комплексе отложений морских месторождений на глубинах свыше 3000 м прогнозируются АВПД с K_a до 1.5–1.7.

Палеозойские отложения, вскрытые на 10 площадях Ямала более чем 70 скважинами, имеют разный состав: 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) [В.А. Скоробогатов и др., 2003]. 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. м³/с (штуцеры соответственно 20 и 16 мм).

Заключение

Проанализированы зависимости нефтегазопроизводящих и коллекторских свойств юрских и триасовых отложений от глубины, катагенетической преобразованности ОВ, пластовых температур, давлений и коэффициентов их аномальности в Южно-Карском регионе (арктические районы наземной и акваториальной частей 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 характеризует интенсивность генерирующих и аккумулирующих способностей отложений. В значительной степени они зависят от состава и количества продуцирующего или продуцировавшего ОВ и типа содержащих его пород. Активное воздействие на процессы оказывают АВПД.

Карбонатно-кремнисто-глинистые битуминозные отложения с сапропелевым ОВ 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 ОВ 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 МК₄. Далее на заключительных грациях мезокатагенеза и в начале апокатагенеза эти отложения могут производить преимущественно метан. Вулканогенно-осадочный пермотриаас практически бесперспективен в плане обнаружения сингенетичных залежей УВ.

Закрытые водонасыщенные системы с АВПД стимулируют термостабильность ОВ и продуктов его генерации, тормозят их деструкцию и способствуют консервации УВ-

потенциала отложений. В зонах АВПД сохраняются и вновь образуются качественные резервуары, в которых могут возникать автономные скопления УВ. АВПД представляют собой не только негативное явление, ведущее к аварийным ситуациям при разработке месторождений; они также могут оказывать позитивное влияние на нефтегазоносность больших глубин.

Выполненные авторами исследования свидетельствуют о возможности существенного расширения ресурсной базы страны, с долгосрочной добычей в Южно-Карском регионе не только газа, но и нефти с конденсатом.

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 пром-сть. 2011. № 11. 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. Богоявленский В.И., Полякова И.Д., Будагова Т.А., Богоявленский И.В. Геолого-геофизическая изученность и нефтегазоносность акваторий циркумарктического сегмента Земли // Геология нефти и газа. 2011. № 6. С. 45-58.
6. Богоявленский В.И., Лаверов Н.П. Стратегия освоения морских месторождений нефти и газа Арктики // Морской сборник. М., 2012. С. 50-58.
7. Богоявленский В.И. Перспективы и проблемы освоения месторождений нефти и газа шельфа Арктики // Бурение и нефть. 2012. № 10. С. 4-9.
8. Богоявленский В.И., Полякова И.Д. Перспективы нефтегазоносности больших глубин Южно-Карского региона // Арктика: экология и экономика. 2012. № 3. С. 92-103.
9. Борукаев Г.Ч., Полякова И.Д. Генерация и деструкция микронепти на больших глубинах // Геология и геофизика. 1998. Т. 39, № 4. С. 518-523.
10. Бладучан Ю.В., Гурари Ф.Г., Захаров В.А. и др. Баженовский горизонт Западной Сибири (стратиграфия, палеогеография, экосистема, нефтегазоносность). Новосибирск: Наука, 1986. 210 с.

11. *Грамберг И.С., Супруненко О.И.* Нефтегазовый потенциал осадочного чехла арктических морей России // Тр. Первой международной конф. «Освоение шельфа арктических морей России». М., 1994. С. 95-97.
12. *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: Спецвып. журн. «Минеральные ресурсы России; экономика и управление». М., 2006. С. 14-71.
13. *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.
14. *Кирюхин Л.Г., Капустин И.Н., Лоджевская М.И. и др.* Нефтегазоносность глубоководных отложений Восточно-Европейской платформы. М.: Недра, 1993. 317 с.
15. *Конторович А.Э., Парнарова 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.
16. *Конторович А.Э., Полякова И.Д., Трушков П.А. и др.* Органическая геохимия мезозойских нефтегазоносных отложений Сибири. М.: Недра, 1974. 192 с.
17. *Конторович А.Э., Эпов М.И., Бурштейн Л.М., Каминский В.Д., Курчиков А.Р., Малышев Н.А., Прищепина 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. Т. 51, № 1. С. 7-17.
18. Коржубаев А.Г. Не ждать милостей от недр // Нефть России. 2011. № 3. С. 18-24.
19. *Муше Ж.-П., Митчелл А.* Аномальные пластовые давления в процессе бурения. Происхождение – прогнозирование – выявление – оценка: Техническое руководство; пер. с англ. М.: Недра, 1991. 287 с.
20. Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. Вып. 1. Западно-Сибирский бассейн / Гл. ред. А.Э. Конторович. Новосибирск, 1994. 201 с.
21. *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.
22. *Полякова И.Д., Борукаев Г.Ч.* Геохимия органического вещества осадочно-вулканогенного триаса на больших глубинах Западно-Сибирской плиты // Геохимия. 1999. № 5. С. 516-521.
23. *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, 1996. С. 253-263.

24. *Скоробогатов В.А., Строганов Л.В., Конеев В.Д.* Геологическое строение и газоносность Ямала. М.: Недра-Бизнесцентр, 2003. 352 с.
25. Тюменская сверхглубокая скважина. Результаты бурения и исследования / Гл. ред. В.Б. Мазур. Пермь: КамНИИКИГС, 1996. 376 с.
26. *Фомин А.Н.* Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских (юра, триас) и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна: Автореф. докт. дисс... Новосибирск: ИГНГ СО РАН, 2005. 41 с.
27. *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.
28. *Bogoyavlensky V., Bogoyavlensky I.* Arctic shelf: oil and gas resources prospects and development problems // Шельф Арктики: перспективы и проблемы освоения ресурсов нефти и газа. Int. Conference Geopetrol-2012, Krakow. P. 47-54.
29. *Caswell B.A., Coe A.L., Cohen A.S.* New range data for invertebrate species across the early Noarcian (Early Jurassic) mass extinction // *J. Geol. Soc.* 2009. Vol. 166. P. 859-872.
30. *Durham L.S.* Deep lower tertiary playing well // *AAPG Explorer*. 2006. Vol. 27, № 11. P. 14-18.
31. *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.
32. *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. Vol. 3. № 1. P. 59-77.
33. *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.

ПРИЛОЖЕНИЕ

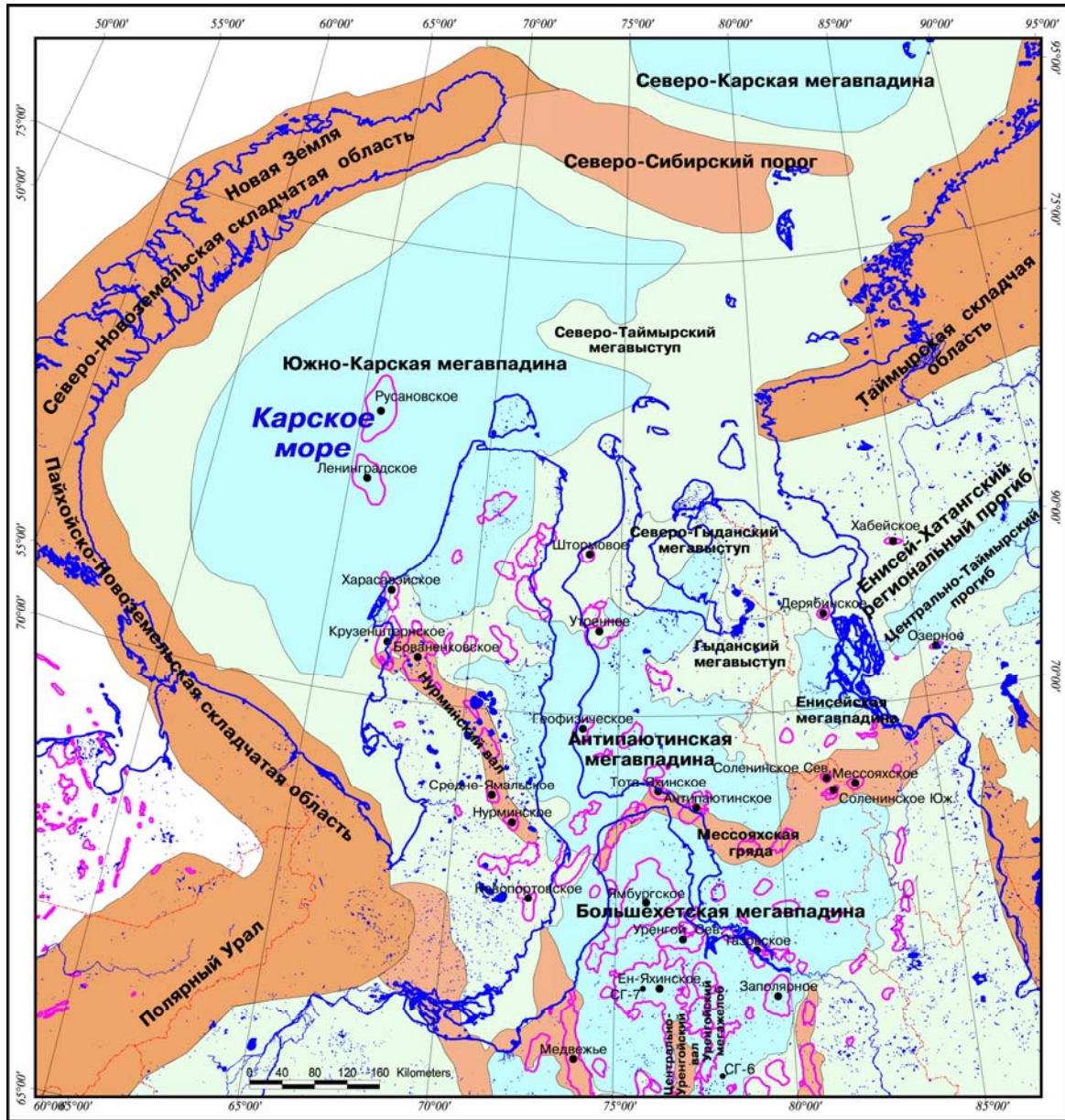


Рис. 1. Тектоническая схема Южно-Карского региона

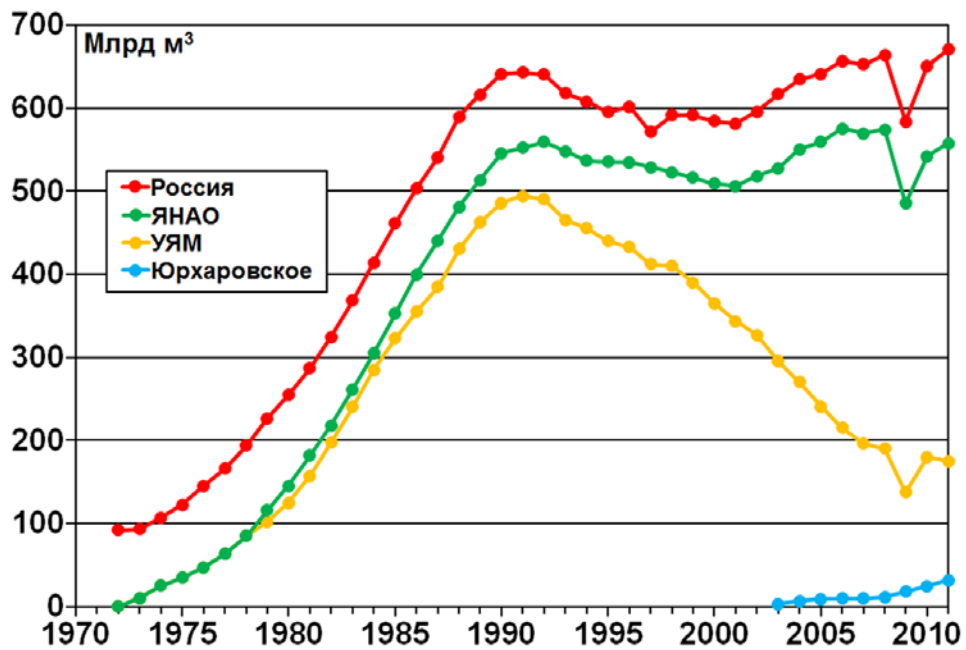


Рис. 2. Добыча газа в России, Ямало-Ненецком автономном округе, Юрхаровском, Уренгойском, Ямбургском и Медвежьем (УЯМ) месторождениях

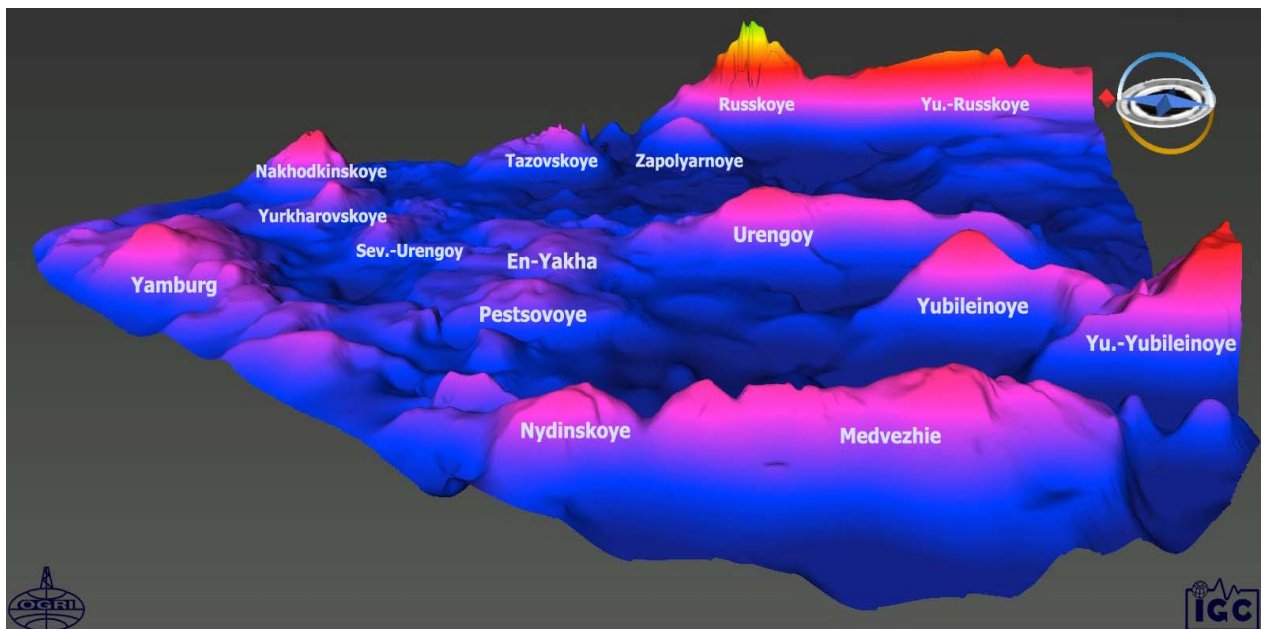


Рис. 3. Кровля сеномана в районе Уренгойского, Ямбургского, Медвежьего, Заполярного и Юрхаровского месторождений

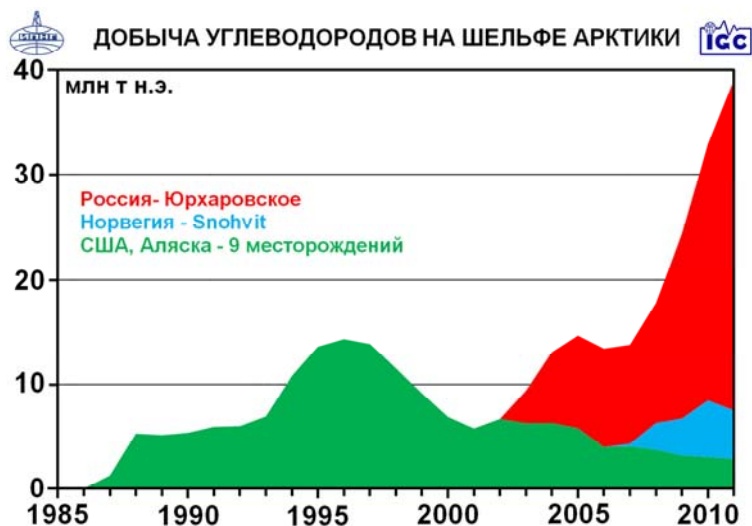


Рис. 4. Объемы добычи углеводородов на шельфе Арктики

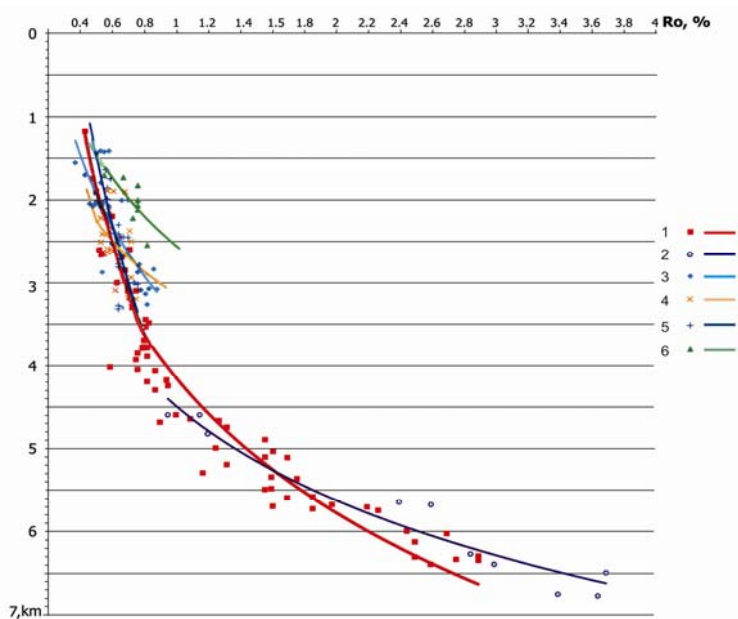


Рис.5. Отражательная способность витринита (R_o , %) для структурных зон и площадей Южно-Карского региона:

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, Газовская, 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)

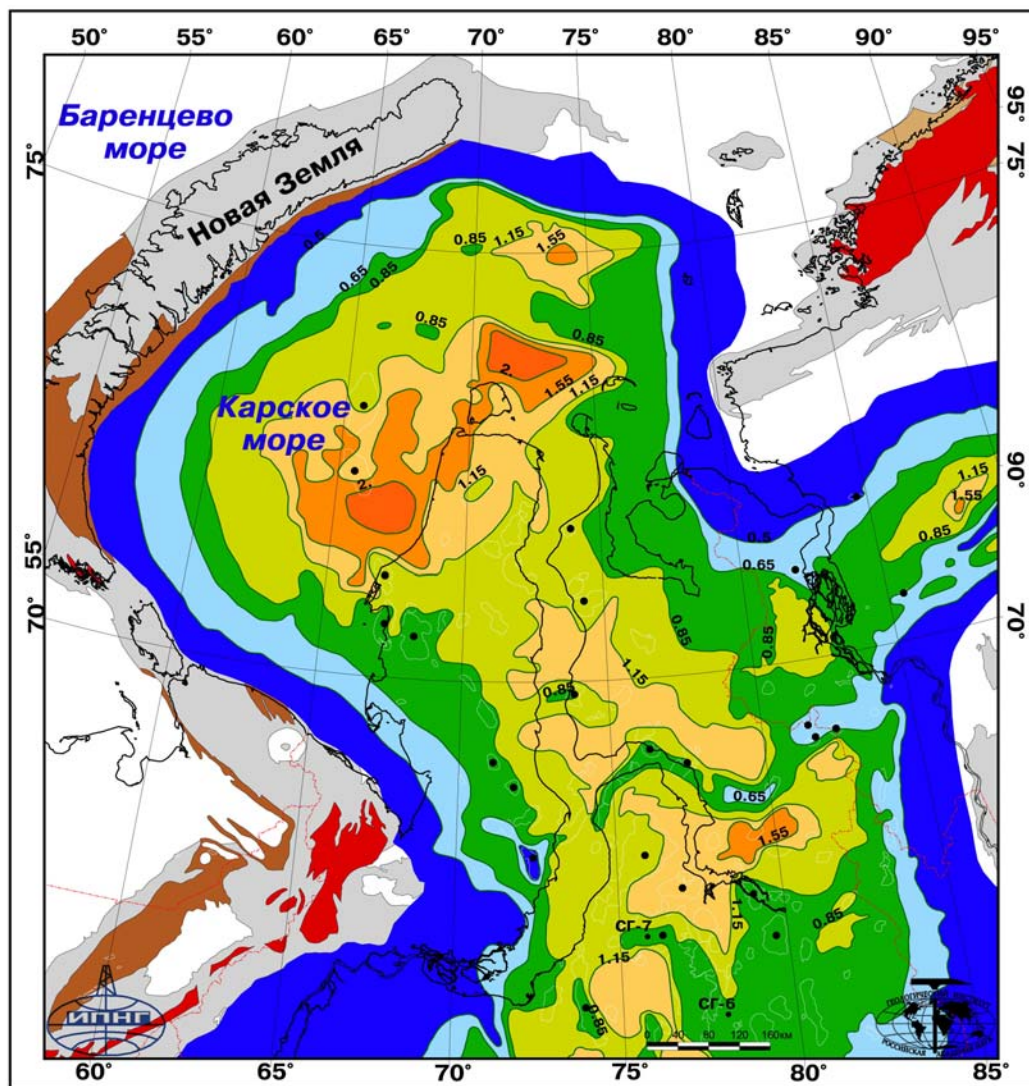


Рис. 6. Карта катагенеза органического вещества (R_o , %) в кровле юрских отложений Южно-Карского региона

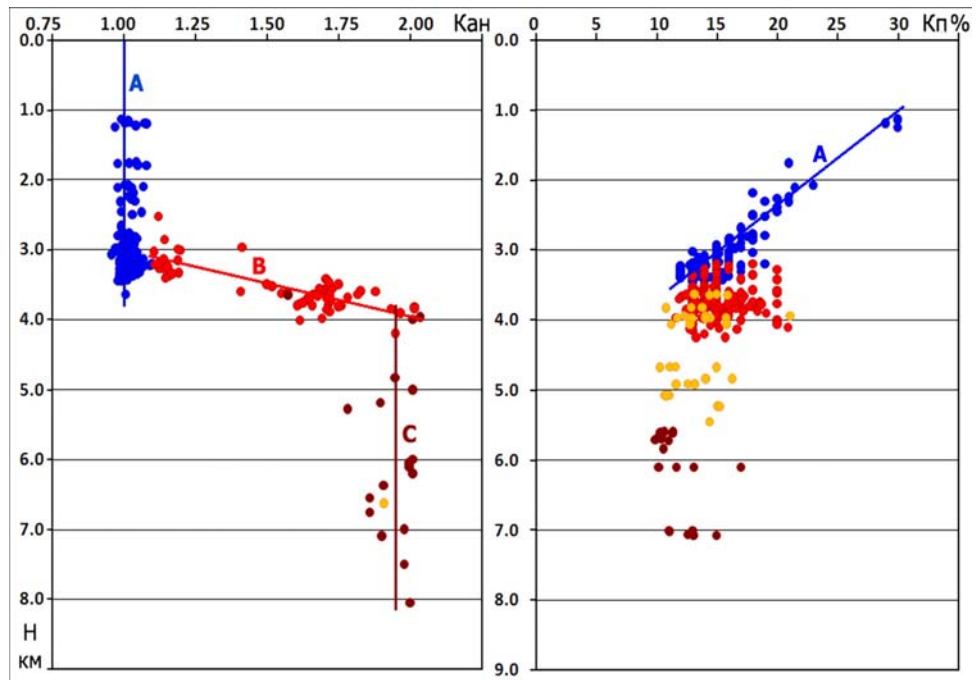


Рис. 7. Большой Уренгой. АВПД (Кав) и пористость (Кп)

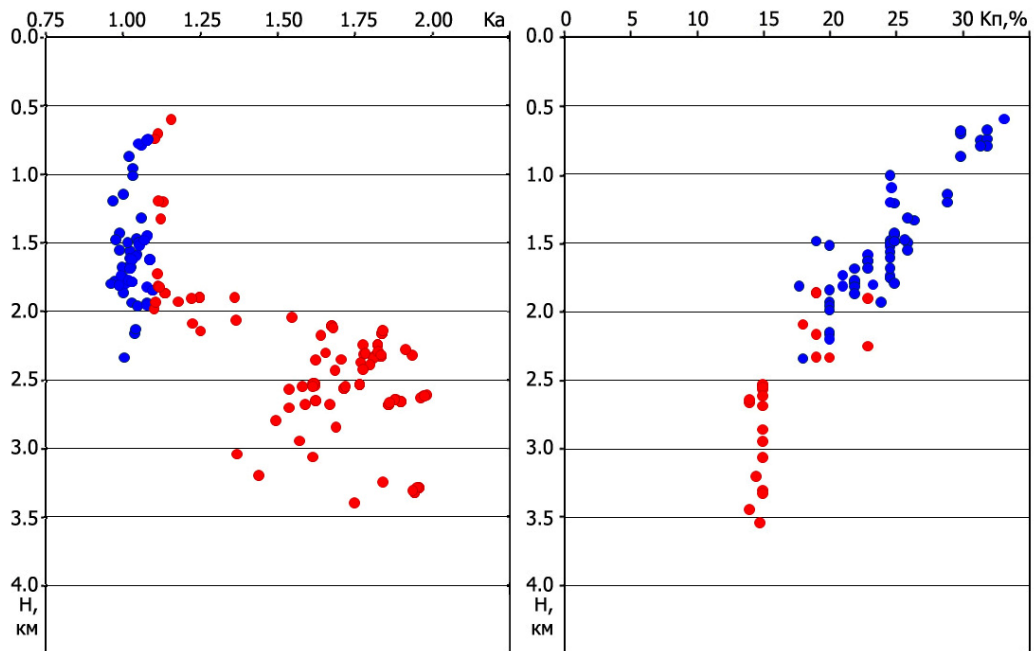


Рис. 8. Бованенково–Харасавэй. АВПД (Кав) и пористость (Кп)

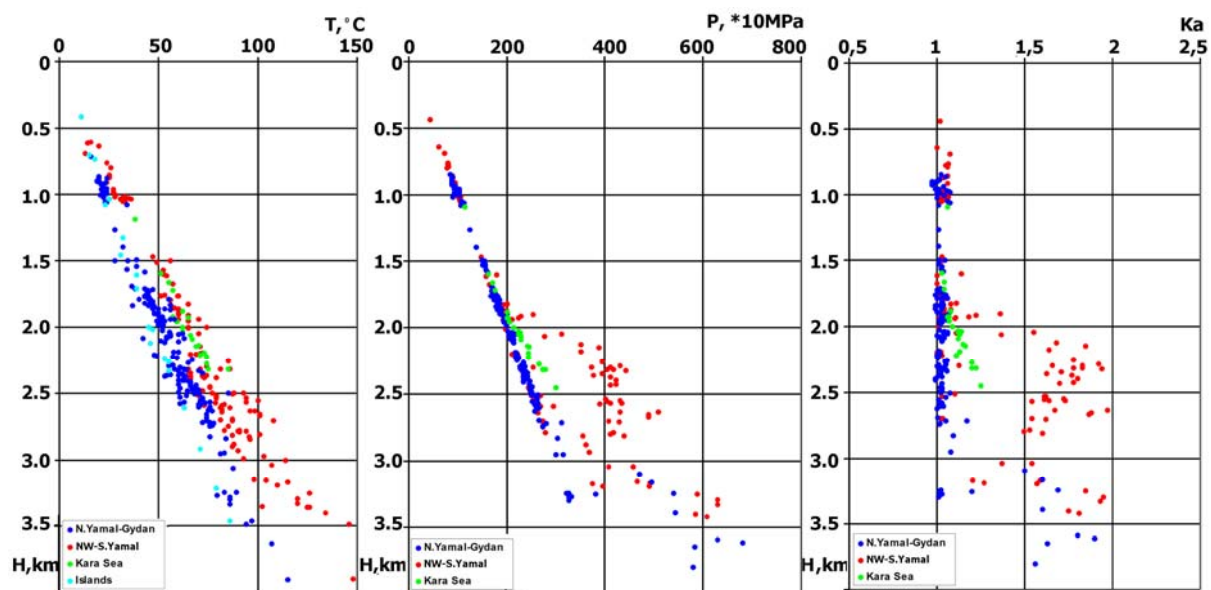


Рис. 9. Карский регион. Графики пластовых температур (T), давлений (P) и коэффициентов их аномальности (Ka)