

ТЕРМОБАРИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БАРЕНЦЕВО-КАРСКОГО РЕГИОНА

В.И.Богоявленский¹, Т.А.Будагова¹, А.В.Беженцев²
ИПНГ РАН (Москва)¹, Geotrace (Тюмень)², e-mail: vib@pgc.su

Во многих регионах мира ведутся целенаправленные работы по поиску месторождений нефти и газа на больших глубинах в условиях высоких давлений и высоких температур – НРНТ (High Pressure – High Temperature). В частности, в Центральном грабене Северного моря открыта и уже разрабатывается группа газоконденсатных месторождений (Shearwater, Elgin, Franklin и др.) с залежами в высокопористых (до 20–35%) и высокопродуктивных песчаных коллекторах на глубинах до 6100 м. Наличие хороших глинистых покрывок привело к образованию аномально высоких пластовых давлений (АВПД) с большими коэффициентами аномальности ($K_a=1.87-2.14$). При этом, несмотря на высокие пластовые температуры (197–202 °С), за пределами “нефтяного окна” выявлены крупные запасы жидких углеводородов.

В мировой практике на больших глубинах и в “нетрадиционных” комплексах пород на суше и акваториях уже открыты сотни промышленных месторождений нефти и газа, включая крупные и уникальные. В 2005 г. в Мексиканском заливе в Зеленом Каньоне на блоке 512 пробурена самая глубокая в США скважина Knotty Head (забой 10421 м), вскрывшая в интервале от 8500 м до забоя несколько хороших песчаных резервуаров с промышленными запасами качественной нефти.

Фундаментально важная информация получена в результате изучения палеозойских отложений от перми до ордовика в глубоких скважинах Berta Rogers-1 (забой 9583 м) и Ralph Lowe-1 (забой 8700 м) Анадарского и Пермского бассейнов в США (Price L., 1981–1991 гг.). Можно считать доказанным, что глинистые сланцы палеозоя (основная органическая составляющая – сапропелиты) на глубинах 7–9 км сохраняют значительную способность к нефтеобразованию, несмотря на значения температуры, превышающие 200–230 °С и антрацитовый уровень метаморфизма AK_3 ($R_o=3.5-5\%$).

Наличие хороших региональных покрывок способствует образованию “закрытых систем” с АВПД, защищающими от деструкции жидкие углеводороды, несмотря на экстремально высокие температуры, выходящие за пределы традиционного “нефтяного окна”. Наличие АВПД приводит к сохранности коллекторских свойств пород даже на больших глубинах. Проблемам АВПД посвящен ряд отечественных и зарубежных работ

(Белонин и др., 2005; Муше Ж.-П., Митчелл А., 1989–1991 гг.), свидетельствующих об особой важности данного явления.

В России, богатой нефтегазовыми ресурсами, основной объем которых расположен в традиционных комплексах отложений на глубинах до 3–4 км, поиск глубоких (свыше 4–6 км) залежей не является приоритетной задачей. Практически не ведутся работы по поиску залежей в породах кристаллического фундамента и так называемого консолидированного фундамента, состоящего из осадочных пород с более высокой по сравнению с традиционным комплексом степенью метаморфизма.

Приближается (если еще не наступило) время, когда восполнение ресурсной базы России за счет традиционных комплексов и небольших глубин станет малоэффективным или невозможным. Представляется крайне важным упреждающий поиск и создание резерва крупных месторождений, расположенных на всех доступных современному бурению глубинах в комплексах пород разного уровня метаморфизма. Не вызывает сомнений большая роль Арктического региона, шельф которого занимает около 70% площади акваторий России и обладает потенциально извлекаемыми ресурсами нефти и газа, превышающими, по мнению большинства специалистов, 90% от ресурсов всех акваторий России, оцениваемых в 100 млрд т условного топлива.

Несмотря на недостаточную изученность шельфа Западной Арктики (см. Приложение, рис. 1), здесь уже пробурено 58 скважин и открыто 16 месторождений, в том числе по две скважины на двух месторождениях в Карском море (не учтены месторождения мелководья и транзитной зоны Обской и Тазовской губ). Средняя глубина скважин составляет 2940 м. При этом самой глубокой до сих пор остается пробуренная в 1989 г. скважина Арктическая-1 с забоем на глубине 4524 м в среднетриасовых отложениях. Таким образом, бурением изучена только верхняя часть осадочного чехла, в основном мезозойского возраста (более 60% скважин). Самые древние (верхний силур) отложения вскрыты скважинами Медынские-море (2 и 4) и Паханчевская. В большинстве морских скважин вскрыты комплексы отложений с АВПД. Почти все эти скважины бурились силами ФГУП «Арктикморнефтегазразведка» (АМНГР).

Бурение в Западной Сибири глубоких скважин Ен-Яхинская-7 и Тюменская-6 (ОАО «Недра») не привело к открытию промышленных залежей, однако, несмотря на антрацитовый уровень катагенеза пород (АК₁₋₃), подтвердило возможность сохранения в

условиях АВПД хороших резервуаров с пористостью до 18–20%, со значительным насыщением углеводородными газами практически до забоев (8250 и 7502 м).

На территории северной части Западной Сибири, прилегающей к акватории Карского моря (п-ова Ямал, Гыдан), регионально нефтегазоносными являются отложения мела и юры. “Доюрский фундамент” сложен в основном палеозойскими породами разной степени метаморфизма. В малоизученных бурением синклиналиных областях вероятно наличие пород триаса, предположительно выявленных в скважине Восточно-Бованенковская-11. Их мощность в скважине Тюменская СГ-6 достигает 1.5 км.

Палеозойские породы вскрыты на 10 площадях Ямала в более чем 70 скважинах (из них 52 скважины на Новопортовском и 7 – на Бованенковском месторождениях). В результате бурения доказан гетерогенный состав пород палеозоя: на Новопортовском месторождении – карбонатный (скважины 103, 124, 136, 179, 216, 217 и др.), песчаниковый (скважины 107, 138), а на Бованенковском месторождении – глинисто-кремнистый (скважина 67), туфоалевролитовый (скважина 97), алевролитовый и карбонатный (скважина 201) и др. (Скоробогатов и др., 2003, 2006). 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/сут. (штуцеры соответственно 20 и 16 мм). Наличие АВПД нередко приводит к серьезным аварийным ситуациям, одной из которых является аварийный фонтан воды с газом из палеозойских отложений на скважине Бованенково-67 (забой 3423 м, $K_a=1.81$).

В нижнемеловых-палеозойских отложениях северо-западной части п-ова Ямал широко распространены АВПД. Зона расположения Харасавэйского, Крузенштернского и Бованенковского месторождений на современном уровне изученности является самой аномальной зоной Карского региона, как по значениям АВПД (на глубинах 2400–3500 м K_a достигает 1.8–2.05), так и по пластовым температурам (средние градиенты 3.6–4.4 °С/100 м). Здесь АВПД проявляются уже в нижнемеловых отложениях, в то время как в региональном плане для Ямала–Гыдана – в основном в юрских. На рис. 2 (см. Приложение) приведены графики пластовых температур, давлений и коэффициента их аномальности для различных зон Карского региона (включая 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 (апт-сеноман) открыто два многопластовых газоконденсатных месторождения (Ленинградское и Русановское), расположенные в 120–220 км к северо-западу от Харасавэйского месторождения. Бурение всех скважин остановлено на глубинах 2373–2550 м (нижний мел), при этом наиболее глубокий забой имеет скважина Русановская-1. Максимальные абсолютно свободные дебиты газа достигают 1.5–1.9 млн.м³/сут. Для сеноманских залежей покрывками являются глины турон–палеогена (более 500 м), а для залежей неоком-апта – 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 (см. Приложение, рис. 2). 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. 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%).

В большинстве скважин Баренцева и Печорского морей на глубинах свыше 2000 м также выявлены АВПД (см. Приложение, рис. 3). Отсутствие АВПД на Приразломном, Ледовом и Штокмановском месторождениях связано, возможно, с наличием сильных флюидоупоров, экранирующих нижележащие отложения от продуктивных толщ, вскрытых бурением, что является стимулом для поиска дополнительных объектов в более глубоких комплексах пород.

На большинстве месторождений углеводородов Арктики пробурено всего по 1–2 скважины. Наибольшее число скважин имеется на Приразломном нефтяном (5), Штокмановском газоконденсатном (7) и Мурманском газовом (9) месторождениях. Кроме того, по 7 скважин пробурено ООО “Газфлот” на месторождениях Каменномысское-море и Северо-Каменномысское в Обской губе. В данной работе приводятся результаты исследований современных термобарических условий Мурманского газового месторождения, являющегося первым открытием (1983 г.) в российской акватории Арктики.

По результатам сейсморазведки ОАО “Севморнефтегеофизика” (трест СМНГ) и бурения, Мурманская структура имеет куполовидную форму с размерами 25x17 км и амплитудой свыше 300 м (см. Приложение, рис. 4, по данным Я.П. Маловицкого, В.Н.

Мартиросьяна и др., 1998 г.). Структура разбита несколькими разноориентированными малоамплитудными (до 50 м) разломами. Бурение 9 скважин (номера 21–29) проводилось силами АМНГР в 1982–1990 гг. При этом бурение скважин 21 и 25 было остановлено по техническим причинам на глубинах 1609 и 2621 м из-за аварий на устьевом оборудовании. Диапазон изменения глубин 7 безаварийных скважин составил 2914–4373 м (скважины 22 и 24) при средней величине 3429 м.

Открытие месторождения состоялось скважиной 22 с забоем в отложениях среднего триаса. Строение месторождения сложное: выявлен 21 газоносный пласт на глубинах 2439–3000 м; большая часть залежей литологически экранирована в различных частях структуры. Породы резервуара представлены в основном песчаниками и алевролитами средне- и нижнетриасового возраста с пористостью 15–17%, при этом основные залежи расположены в среднем триасе. Покрышкой служат глинистые породы верхнего триаса и юры. Керн характеризуется значительной трещиноватостью (В.Е. Аронсон и др., 1990 г.). По данным кольцевого сейсмопрофилирования (КСП), около скважин 26 и 27 были выявлены две превалирующие системы субвертикальных трещин в направлениях ЮВ-СЗ и ЮЗ-СВ (В.И. Богоявленский, А.К. Урупов, Ю.Д. Мирзоян и др., 1987–1997 гг.), согласующихся с особенностями региональных тектонических элементов и разломов в южной части Баренцева моря.

Пластовые давления от морского дна до отложений верхнего триаса на глубинах 2200–2300 м близки (1–5%) к гидростатическим (см. Приложение, рис. 5). Начиная с указанных глубин наблюдается плавное, почти линейное нарастание пластовых давлений до максимального замеренного значения – 80.9 МПа на глубине 4210 м в скважине 24 ($K_a=1.96$). Такое распределение пластовых давлений свидетельствует о возможной миграции газа из более глубоких отложений по системам субвертикальных трещин до глинистого флюидоупора.

Достаточно равномерное расположение скважин по Мурманской площади (см. Приложение, рис. 4) делает возможным создание трехмерных моделей распределения современных пластовых температур и давлений. Данное моделирование проведено с использованием программного комплекса Tigress компании Geotrace, позволяющего строить карты различных параметров (вводятся в формате LAS), как по горизонтальным срезам, так и по стратиграфическим границам. При моделировании применялась линейная аппроксимация входных параметров с интерполяцией до глубин 4000 м.

На рис. 6 (см. Приложение) приведены горизонтальные срезы куба температур и давлений для четырех глубинных уровней от 2000 до 3500 м. Для уровня 2000 м, расположенного на 400–500 м выше первой залежи газа, поля температур и давлений не имеют особых закономерностей, при этом над сводовой частью залежей наблюдаются пониженные температуры. На уровнях 2500 м и глубже в районе центра залежей обособилась положительная замкнутая аномалия температур. Замкнутая аномалия давлений начинает формироваться на глубинах от 3000 м (где заканчиваются газовые залежи) и имеет ярко выраженный вид на глубине 3500 м. Результаты моделирования требуют дальнейшего анализа в комплексе с данными сейсморазведки и геофизических исследований скважин. Однако уже на данном этапе есть основания предположить наличие дополнительных необнаруженных нефтегазоносных объектов на глубинах свыше 3500 м в толще нижнего триаса и верхнего палеозоя.

Полученные результаты исследований термобарических условий на Мурманском месторождении, а также в регионе Западной Арктики свидетельствуют о целесообразности их продолжения для повышения эффективности геолого-разведочных работ. Основные цели этих работ: повышение достоверности прогнозирования зон, перспективных в нефтегазоносном отношении; выявление необнаруженных залежей благодаря применению тяжелых буровых растворов; прогнозирование залежей ниже забоя скважин; оптимизация процесса бурения и уменьшение числа аварийных скважин.

Регион акватории Западной Арктики и прилегающей суши характеризуется широким распространением зон АВПД в глубоких (от 2–2.5 км) отложениях. Наличие АВПД приводит к образованию закрытых систем и отставанию катагенеза углеводородов по сравнению с вмещающими породами. Степень метаморфизма пород, определяемая по отражающей способности витринита, не является основным ограничителем при прогнозировании нефтегазоносности. Более важным является наличие нефтегазоматеринских толщ, резервуаров и покрышек. Палеозойские отложения ряда площадей Западной Арктики, залегающие на доступных современному бурению глубинах (4–7 км), представляются высокоперспективными, с большим углеводородным потенциалом.

Исследования авторов проводятся в рамках Программы Президиума РАН “Научные основы эффективного природопользования, развития минерально-сырьевых ресурсов, освоения новых источников природного и техногенного сырья” (координатор –

академик Д.В. Рундквист) по разделу 1.3.4 “Прогнозирование размещения основных зон нефтегазонакопления и разработка критериев поиска уникальных и крупных месторождений нефти и газа шельфовых зон Арктики и Дальнего Востока с рекомендациями первоочередных направлений геолого-разведочных работ”. Результаты работы докладывались на 4-м Норвежско-Российском морском арктическом совещании “Joint research and innovation for petroleum industry working in the Arctic” (Осло, 17–18 июня 2009 г.).

ЛИТЕРАТУРА

Белонин М.Д., Славин В.И., Чилингар Д.В. Аномально высокие пластовые давления. Происхождение, прогноз, проблемы освоения залежей углеводородов. СПб.: Недра, 2005. 324 с.

Богоявленский В.И., Урупов А.К., Будагова Т.А., Добрынин С.В. Анизотропные свойства осадочного чехла континентального шельфа // Газовая пром-сть. 1997. № 7. С. 16–18.

Гаврилов В.П., Федоровский Ю.Ф., Тронов Ю.А. и др. Геодинамика и нефтегазоносность Арктики. М.: Недра, 1993. 323 с.

Маловицкий Я.П., Мартиросян В.Н., Федоровский Ю.Ф. Геолого-геофизическая изученность и нефтегазоносность дна Баренцева и Печорского морей // Разведка и охрана недр. 1998. Вып. 4/5. С. 8–12.

Муше Ж.-П., Митчелл А. Аномальные пластовые давления в процессе бурения. Происхождение – прогнозирование – выявление – оценка: Техн. рук.: пер. с англ. М.: Недра, 1991. 287 с.

Скоробогатов В.А., Строганов Л.В. Гыдан: геологическое строение, ресурсы углеводородов, будущее. М.: Недра-Бизнесцентр, 2006. 261 с.

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

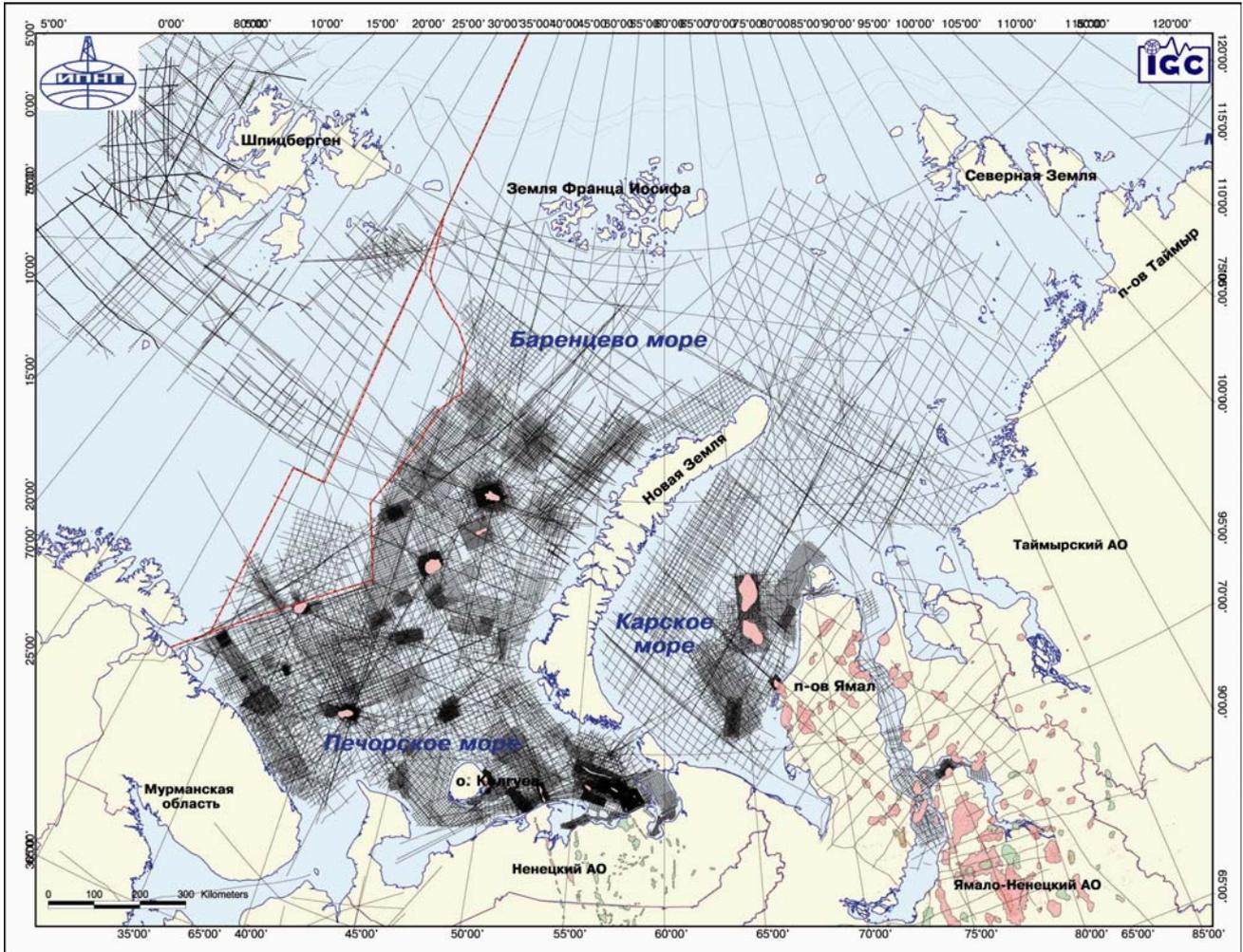


Рис. 1. Карта изученности Западной Арктики

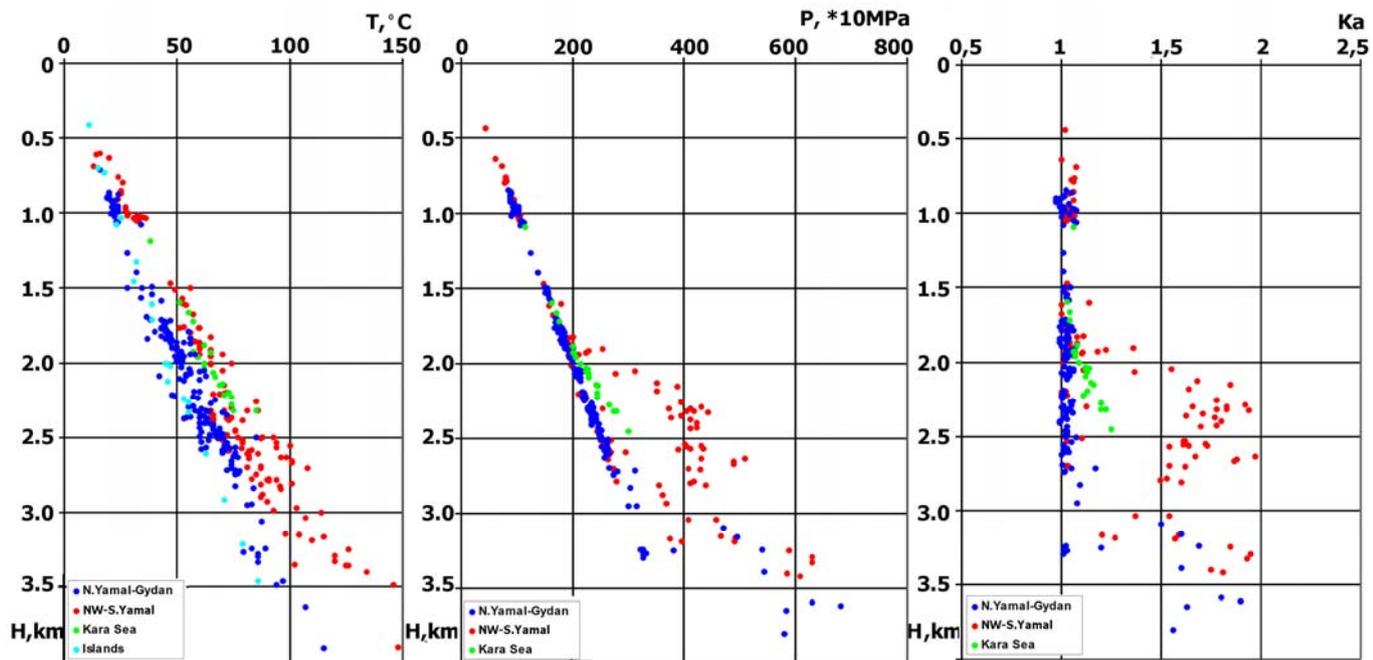


Рис. 2. Карский регион. Графики пластовых температур, давлений и коэффициентов их аномальности

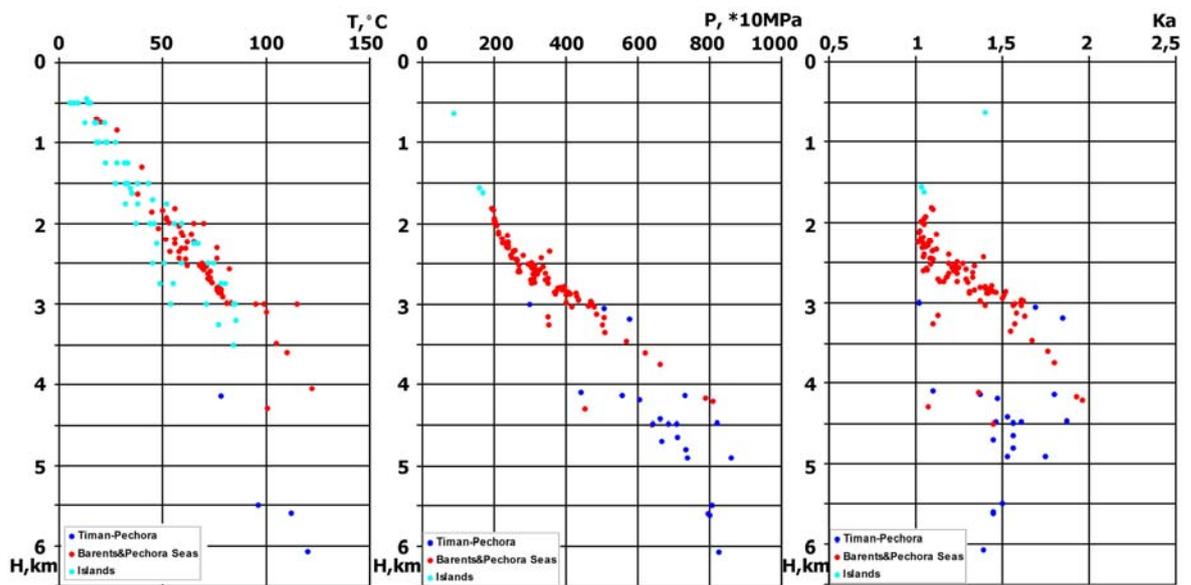


Рис. 3. Баренцевоморский регион. Графики пластовых температур, давлений и коэффициентов их аномальности

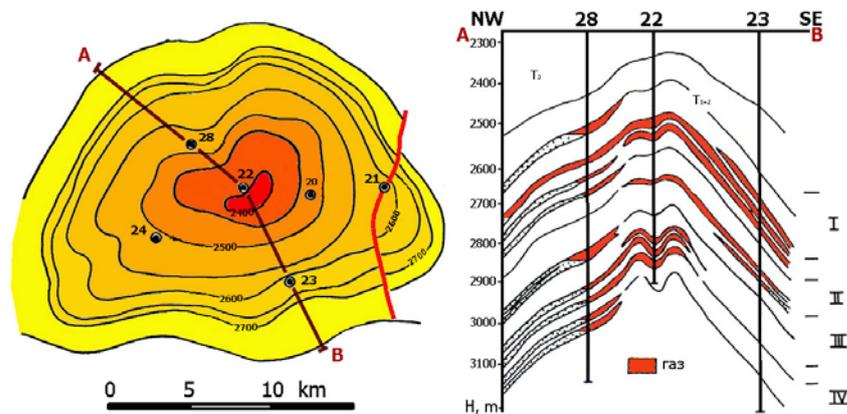


Рис. 4. Мурманское газовое месторождение. Структурная карта и глубинный разрез

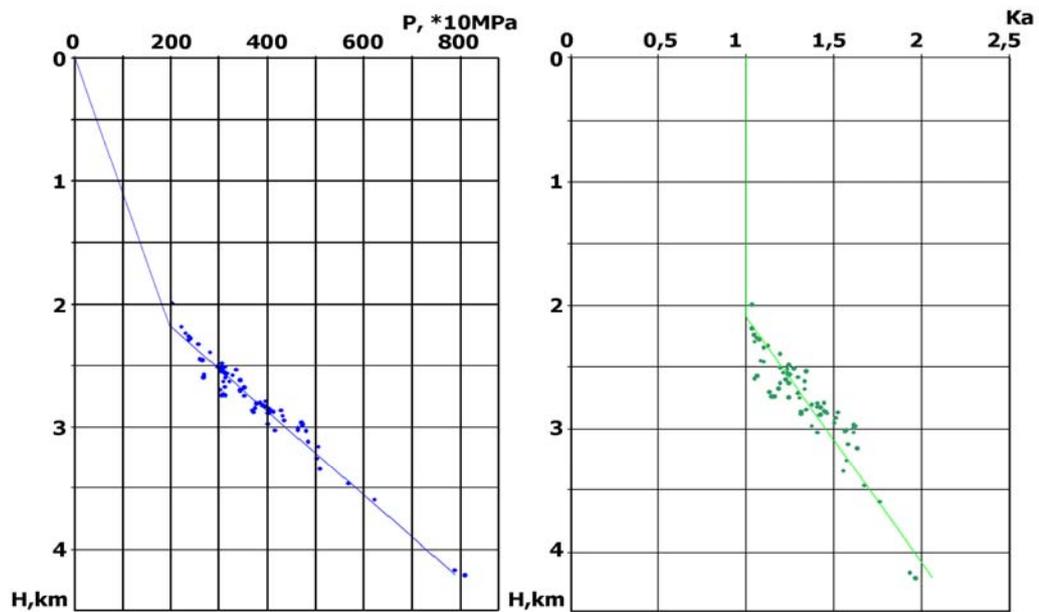


Рис. 5. Мурманское газовое месторождение. Графики пластовых давлений и коэффициентов их аномальности

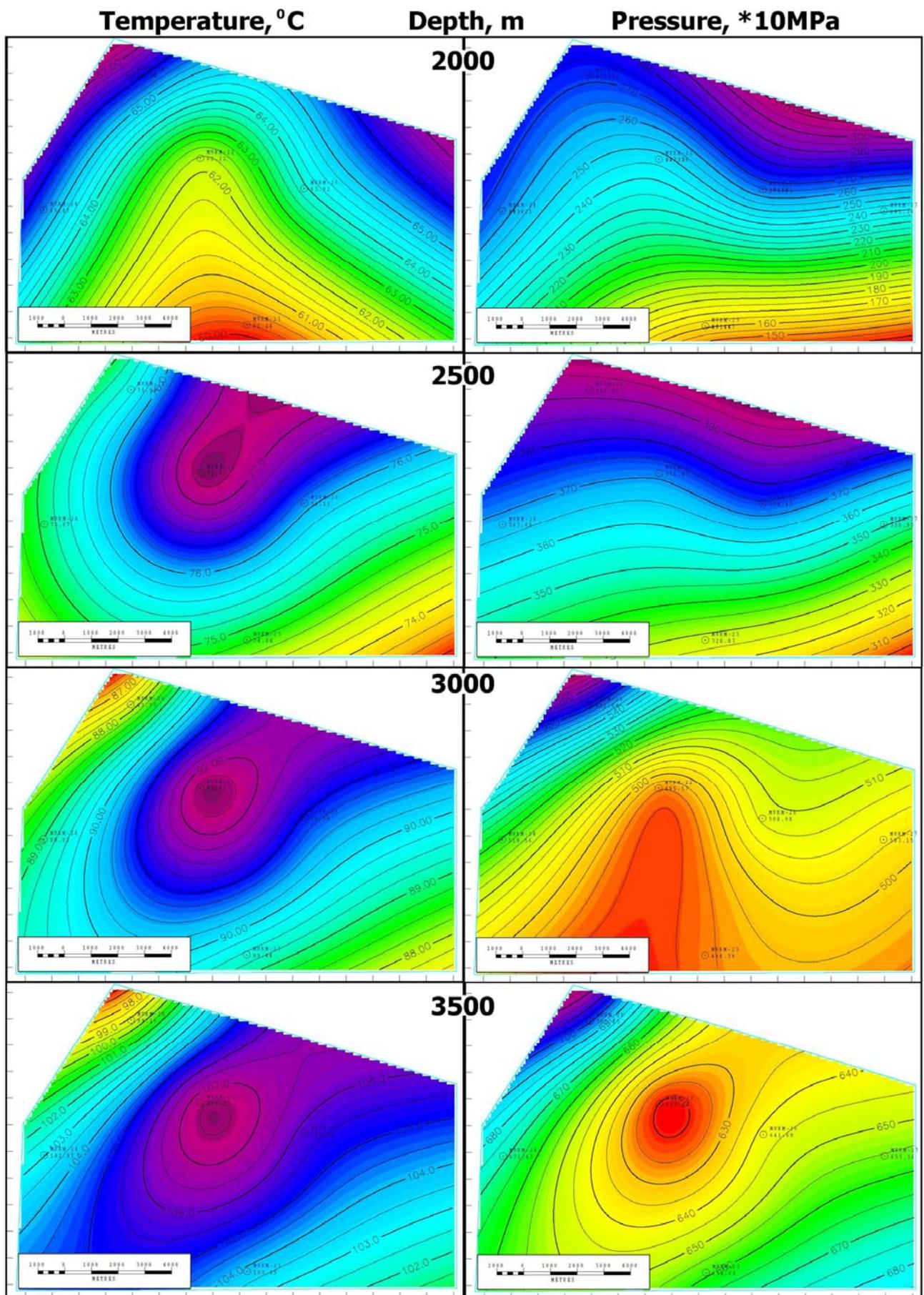


Рис. 6. Мурманское газовое месторождение. Пластовые температуры и давления