

DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/41_2018

УДК 550.83:551.763.12(571.121)

Бардачевский В.Н., Шестакова Н.И., Ершов С.В.

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук (ИНГГ СО РАН), Новосибирск, Россия, BardachevskyVN@ipgg.sbras.ru, ShestakovaNI@ipgg.sbras.ru, ErshovSV@ipgg.sbras.ru

СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ СТРОЕНИЯ БЕРРИАС-НИЖНЕАПТСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ГЫДАНСКОГО ПОЛУОСТРОВА

Рассмотрены вопросы строения берриас-нижнеаптских отложений Гыданского полуострова Западной Сибири. В их составе выделено восемь сейсмокомплексов, большинство из которых имеет клиновидную форму и соответствует сиквенциям 3 порядка. Дана их сейсмогеологическая характеристика, построены структурные карты и карты толщин, рассмотрены вопросы нефтегазоносности. Основные перспективы поиска залежей углеводородов в берриас-нижнеаптских отложениях связываются с ачимовским нефтегазоносным комплексом. Выделено два типа перспективных зон для поиска литологических ловушек в отложениях ачимовской толщи. Одни из них приурочены к депоцентрам накопления клиноформ, вторые представляют собой зоны регионального выклинивания дистальных пластов ачимовской толщи в направлении Таймырской палеосуши.

Ключевые слова: берриас-нижнеаптские отложения, сейсмогеологическая модель, клиноформа, сейсмокомплекс, Гыданский полуостров, Западная Сибирь.

Введение

Гыданский п-ов из-за труднодоступности территории до настоящего времени является слабо изученным в геологическом отношении арктическим регионом России. Интерес вызывают в первую очередь юрско-меловые отложения, с которыми связывают перспективы добычи углеводородов (УВ) на данной территории.

На территории полуострова пробурено около 190 скважин, из них порядка 150 скважин находятся в Гыданской нефтегазоносной области, остальные – в Енисей-Хатангской. При этом большинство из них сосредоточено в пределах крупных месторождений, таких как Салмановское (Утреннее), Геофизическое, Гыданское, Тота-Яхинское (рис. 1). Подавляющее количество скважин на забое вскрыло меловые отложения и только около двадцати скважин – кровлю юры, глубина залегания которой в депрессиях достигает 4000 м.

Одним из основных нефтегазоносных мегакомплексов (НГМК) Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна является берриас-нижнеаптский, который имеет сложное клиноформное строение. Исследуемая территория охватывает два структурно-фациальных подрайона берриас-нижнеаптских отложений – Гыданский и Притаймырский. В Гыданском подрайоне, который занимает значительную часть одноименного полуострова, нижнемеловые отложения представлены танопчинской и ахской свитами. Последняя подстилается

нефтематеринскими отложениями баженовской и гольчихинской свит, соответственно на западе и востоке Гыданского п-ова.

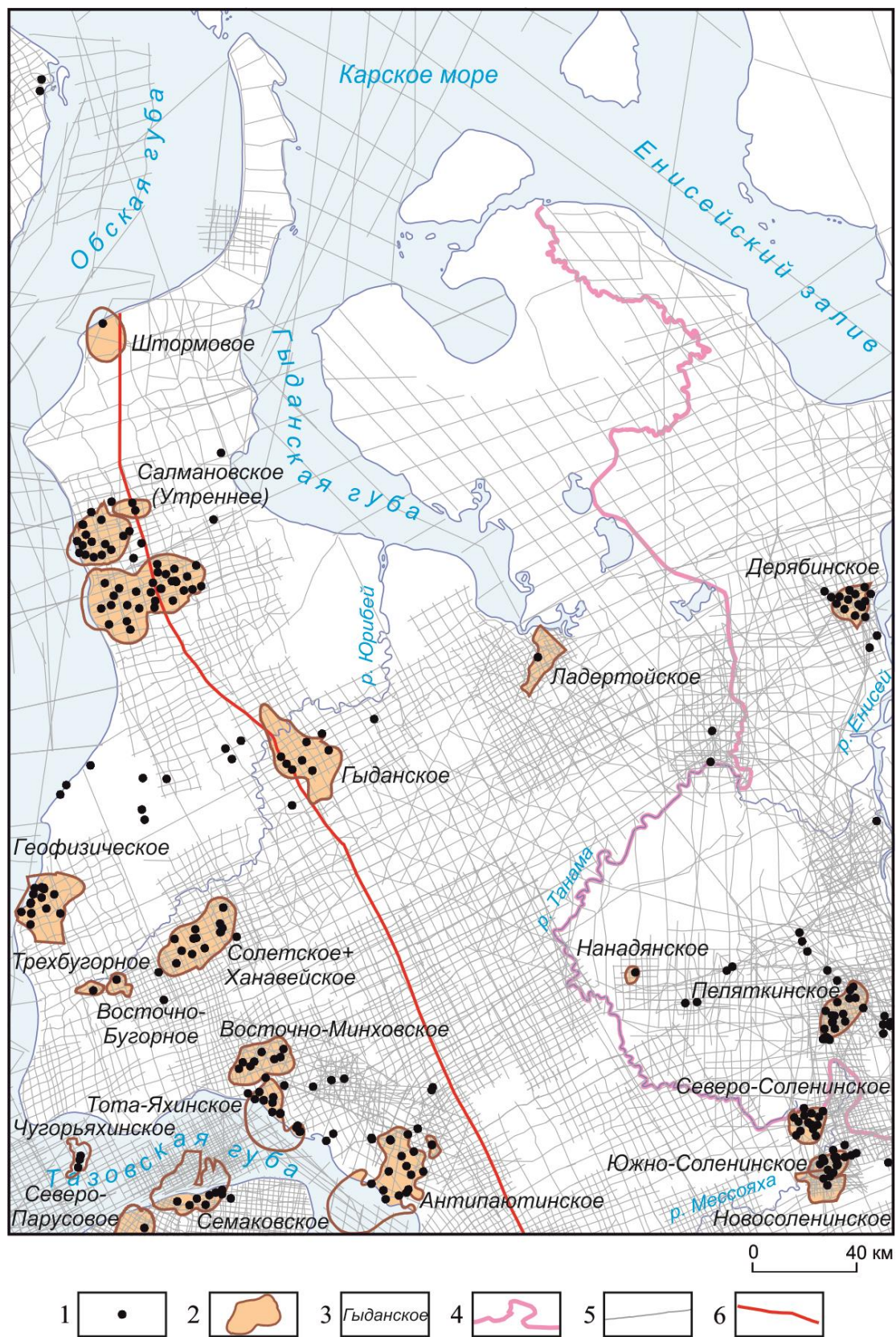


Рис. 1. Обзорная карта района исследований

1 - скважины, 2 - месторождения УВ, 3 - названия месторождений УВ, 4 - административные границы, 5 - сейсмические профили, 6 - линия композитного сейсмического профиля.

Ахская свита (берриас-готерив) представлена глинистыми отложениями с пластами песчаников и алевролитов. Песчано-алевритовые пласты развиты преимущественно в нижней и верхней частях свиты. В нижней части разреза они представляют собой линзы относительно глубоководного генезиса и объединяются в так называемую ачимовскую толщу. Толщина ахской свиты на территории Гыданского п-ова не превышает 700 м.

Танопчинская свита готерив-аптского возраста согласно перекрывает ахскую свиту. Представлена неравномерным переслаиванием алевролитов, глин и песчаников, характерны редкие пласты углей. Свита делится нейтинской региональной пачкой глин нижнего апта на две части. Нижняя часть свиты вместе с нейтинской пачкой относится к берриас-нижнеаптскому НГМК. Толщина танопчинской свиты изменяется от 800 до 1300 м с юго-востока на северо-запад.

Притаймырский структурно-фациальный район занимает только самую восточную часть Гыданского п-ова. В этом районе в разрезе берриас-нижнеаптских отложений выделяются шуратовская, байкаловская и малохетская свиты. Шуратовская свита берриас-нижнеготеривского возраста, как и ахская, состоит в основном глинистыми отложениями с пластами песчаников и алевролитов преимущественно в нижней и верхней частях. Байкаловская свита (нижний готерив) представляет собой равномерное переслаивание песчаников, алевролитов и глин. Малохетская свита, которая охватывает интервал готерив-нижнего апта, сложена преимущественно песками и песчаниками с редкими прослоями алевролитов и глин. Весь комплекс меловых отложений выклинивается в направлении п-ова Таймыр.

Методика исследования

Для построения сейсмогеологической модели берриас-нижнеаптских отложений Гыданского п-ова авторами проведено комплексирование геофизических и геологических методов. В первую очередь к ним относятся сейсмо- и сиквенс-стратиграфический методы, палеогеоморфологические реконструкции, интерпретация результатов геофизических исследований скважин (ГИС).

В рамках сеймостратиграфического метода реализован структурный палеотектонический анализ Гыданского п-ова, который позволил восстановить тектонические процессы, имевших место на различных этапах геологической истории Гыданского п-ова. В комплексе с анализом данных бурения выделены региональные и локальные сейсмогеологические реперы, проведена их хроностратиграфическая привязка и корреляция.

Принцип выделения сейсмических комплексов (СК) основывался на сопоставлении особенностей волнового поля сейсмических разрезов, данных ГИС, пространственного

расположения реперных глинистых пачек, границ сиквенций 2 и 3 порядка, поверхностей максимального затопления. Выделение и корреляция СК контролировались данными палеонтологических определений. Стратиграфическая привязка отражающих горизонтов (ОГ), приуроченных к подошвам региональных глин, осуществлялась путем сопоставления скважинных данных, встроенных во временные сейсмические разрезы посредством вертикального сейсмического профилирования и сейсмического каротажа.

Корреляция разрезов скважин является важной составной частью исследований нефтегазоносных бассейнов. При корреляции берриас-нижнеаптских отложений Гыданского п-ова наряду с данными сейсморазведки использовались также данные ГИС, учитывались палеонтологические определения и палеоструктурные построения.

Наиболее информативными для корреляции нижнемеловых отложений Западной Сибири, представленными преимущественно неравномерным переслаиванием песчаников, алевролитов и глин, являются кривые стандартного электрического каротажа (потенциал самопроизвольной поляризации, кажущееся сопротивление (КС), индукционный (ИК)), радиоактивного каротажа (гамма- и нейтронный гамма-каротаж), акустического каротажа и данные кавернометрии (КВ).

Геологическими реперами в разрезе клиноформного комплекса являются глинистые пачки тонкоотмученных глин, которые следятся на большие расстояния. Как правило, они характеризуются низкими значениями КС, высокими значениями ИК и КВ.

Наряду с сеймостратиграфическим методом при изучении комплекса нижнемеловых отложений, главным образом при расчленении и корреляции разрезов, применялся также сиквенс-стратиграфический подход. Он активно используется геологами при изучении осадочных бассейнов Мира. Методика и терминологическая база этого подхода, основоположниками которого являются П. Вейл, Р. Митчем, Д. Ван-Вагонер, Б. Хак и Г. Посаментьер, изложена в многочисленных публикациях. Сиквенс-стратиграфический подход предполагает выделение в разрезе комплексов пород, отвечающих циклам колебаний относительного уровня моря, их составных частей, а также ряда важных стратиграфических границ (поверхностей). К последним относятся границы сиквенсов, максимумы регрессии и трансгрессии.

У каждого из используемых методов есть свои преимущества и недостатки. Комплексирование методов позволяет построить геологические модели продуктивных толщ, адекватно отображающие особенности строения геологических объектов.

Сейсмогеологическая характеристика

В разрезе мезозойского осадочного чехла Гыданского п-ова выделяются пять

сейсмогеологических мегакомплексов: триасовый, юрский, берриас-нижнеаптский, апт-сеноманский и турон-маастрихтский. Берриас-нижнеаптский мегакомплекс представляет особый интерес. Его отличительной особенностью является клиноформное строение разреза, причиной которого послужило боковое заполнение относительно глубоководного бассейна в результате лавинной седиментации. На временных сейсмических разрезах берриас-нижнеаптский мегакомплекс Гыданского п-ова ограничен ОГ Б (кровля гольчихинской и баженовской свит) и М (подошва нейтинской пачки глин) (рис. 2). В его разрезе выделено восемь СК валанжин-нижнеаптского возраста: савуйский, чеускинский, сармановский, уренгойский, пимский, сеяхинский, арктический и нижеалымский. Названия даны по имени региональных глинистых пачек, залегающих в основании СК. Еще около десяти СК берриас-нижневаланжинского возраста, выделяемых в основании мела к юго-востоку от Гыданского п-ова, на его территории представлены маломощным конденсированным разрезом глин в составе подачимовской пачки, перекрывающей непосредственно баженовскую и гольчихинскую свиты.

Все СК кроме нижеалымского представляют собой клиновидные тела (клиноформы). Согласно иерархической модели осадочной толщи P.R. Vail региональные клиноформы нижнего мела Западной Сибири являются сиквенсами третьего порядка [Vail et al., 1991]. Время их формирования колеблется от 0,4 до 2,5 млн. лет. Образование нижнемеловых клиноформ Западной Сибири следует рассматривать с позиции сиквенс-стратиграфической модели сиквенсов Depositional Sequence III. Особенностью Западно-Сибирских клиноформ является то, что пласты ачимовской толщи, представляющие собой образования глубоководных конусов выноса, формировались преимущественно во время проградации осадков одновременно с покровными мелководными пластами, то есть являются в основном частью системного тракта высокого стояния [Ершов, 2017, 2018].

Каждая сиквенция третьего порядка представляет трансгрессивно-регрессивную последовательность слоев, образовавшихся в течении одного эвстатического цикла. В трансгрессивные фазы формирования СК накапливались преимущественно глинистые осадки, в регрессивные – песчано-алевритовые отложения. Границы СК контролируются ОГ в подошве сиквенций 3 порядка и приурочены к экстремумам отрицательной фазы временных сейсмических разрезов. Стратиграфическая привязка ОГ и стратификация берриас-нижнеаптских отложений приведена на рис. 3.

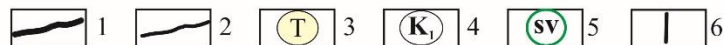
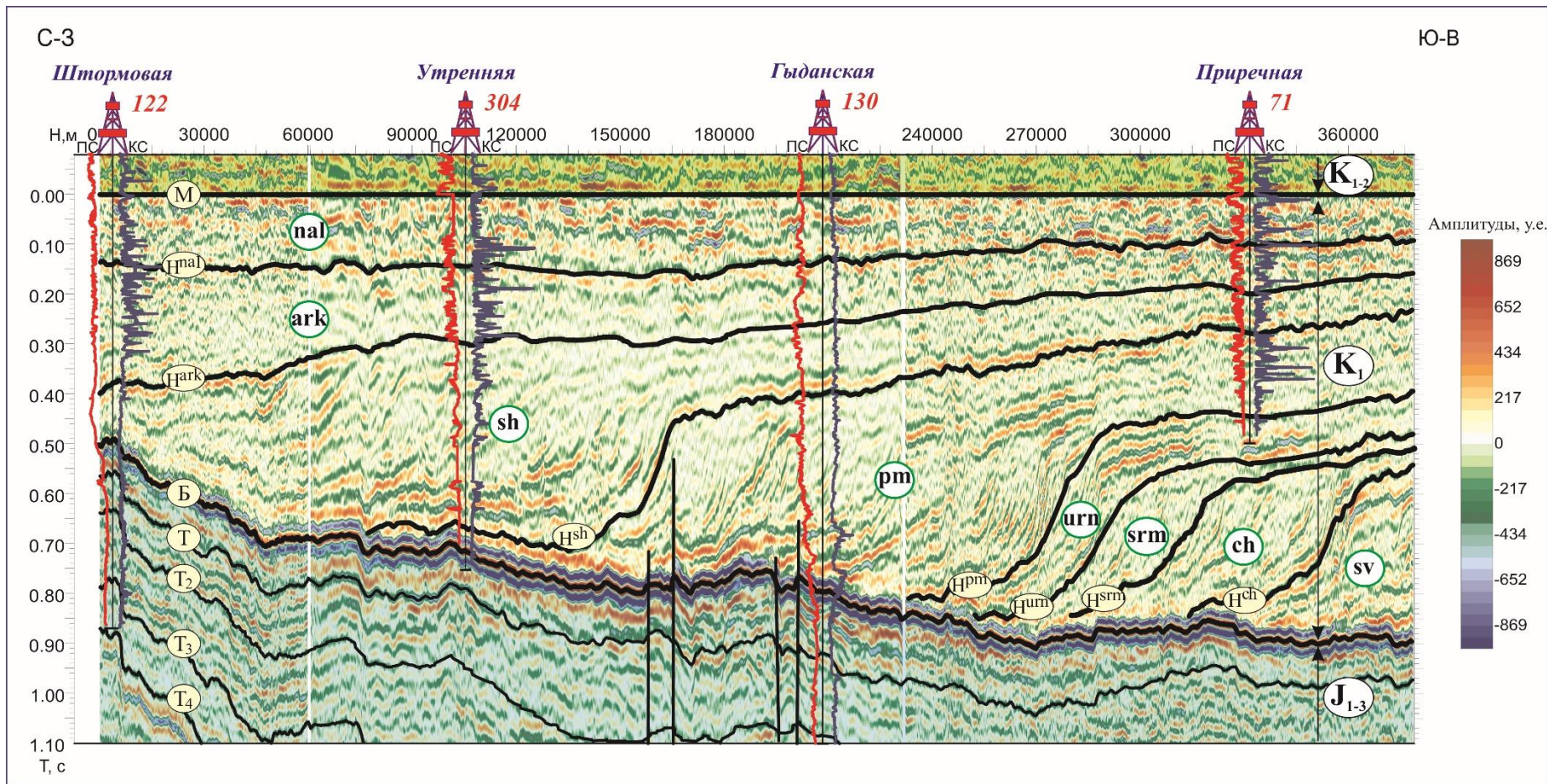


Рис. 2. Сейсмогеологический палеоразрез берриас-нижнеаптского сейсмического мегакомплекса по композитному профилю
 1 - границы СК в разрезе берриас-нижнего апта; 2 - ОГ юрского интервала разреза; 3 - индексы ОГ; 4 - региональные сейсмические мегакомплексы; 5 - СК берриас-нижнего апта: *nal* - нижнеалымский, *ark* - арктический, *sh* - сеяхинский, *pm* - пимский, *urn* - уренгойский, *srm* - сармановский, *ch* - чеускинский, *sv* - савуйский; 6 - тектонические нарушения.

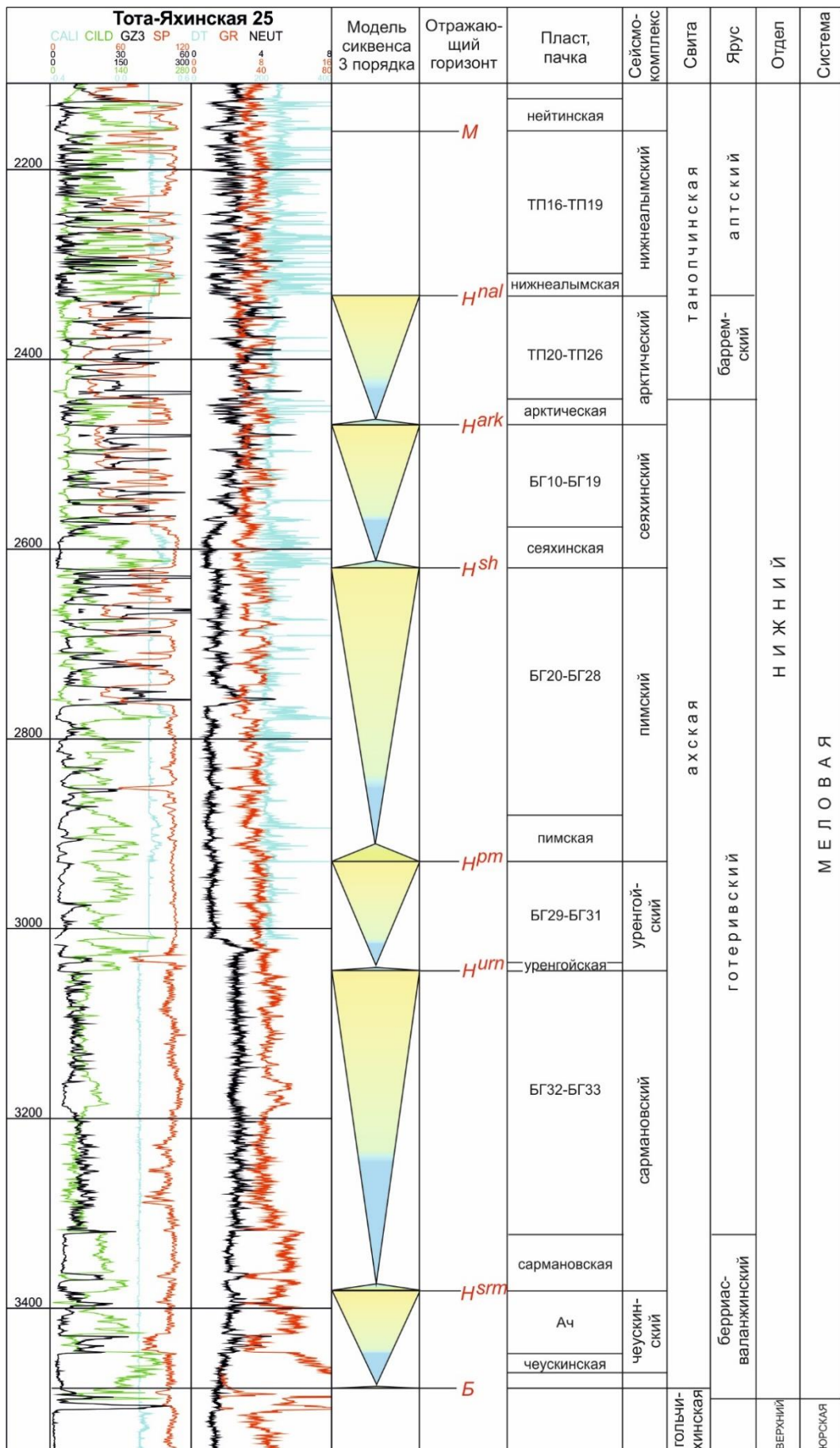


Рис. 3. Стратиграфическая привязка отражающих горизонтов берриас-нижнеаптских отложений Гыданского п-ова

Клиноформная часть берриас-нижнеаптского сейсмического мегакомплекса отображается на временных разрезах серией косонаклонных ОГ, выполаживающихся при приближении к горизонту Б (см. рис. 2). В регрессивной части клиновидных СК (КСК) косонаклонные границы прекращают прослеживаться вверх по восстанию по схеме кровельного прилегания, вниз – по типу подошвенного прилегания. На территории Гыданского п-ова в регрессивной части КСК регистрируются разнообразные рисунки волновой картины, образуемые сейсмическими отражениями, при боковом наращивании осадочных тел. Наблюдаются как крутопадающие сигмоидные образования волновой картины, так и пологопадающие косонаклонные образования. В зоне наибольших толщин КСК регистрируется волновая картина с бугристой, местами переходящая в хаотическую, малоамплитудную форму сейсмической записи. Трансгрессивные части КСК представлены в основном динамически выразительными отрицательными экстремумами сейсмической записи.

Верхняя часть разреза берриас-нижнеаптского сейсмического мегакомплекса представляет собой покровную горизонтально-слоистую толщу. В регрессивных частях СК, на малых толщинах, волновая картина имеет малоамплитудную, прерывистую форму записи, при увеличении толщин проявляется слабая косослоистость. Трансгрессивная, преимущественно глинистая часть СК характеризуется динамически выраженной волновой картиной.

Северо-восточная часть Гыданского п-ова, сопредельная с п-овом Таймыр, характеризуется сокращенными толщинами СК, фиксируемыми в разрезе берриас-нижнеаптского сейсмического мегакомплекса. На временных сейсмических разрезах регистрируются малоамплитудные сейсмические отражения, переходящие в сложную, хаотическую форму записи, существенно затрудняющую корреляцию ОГ.

Сейсмогеологическая модель берриас-нижнеаптских отложений

В пределах Гыданского п-ова глубины залегания кровли берриас-нижнеаптского мегакомплекса достигают 2400–2500 м (рис. 4а). Максимальные отметки фиксируются в депрессиях, расположенных вдоль южного и западного побережий Гыданского п-ова. В целом для рельефа наблюдается тенденция его погружения от п-ова Таймыра в западном и юго-западном направлениях. В рельефе условно можно выделить две зоны, отличающиеся градиентами погружения рельефа кровли мегакомплекса. Внешняя Притаймырская зона характеризуется повышенными градиентами, составляющими в среднем 10–20 м/км, и наличием малоразмерных локальных структур, которые можно закартировать только при плотной сети сеймопрофилей. Во внутренней зоне градиенты погружения кровли берриас-

нижнеаптского мегакомплекса резко уменьшаются в несколько раз и в рельефе проявляется ряд положительных структур 2 и 3 порядков (Геофизический мезовал, Трехбугорное, Пагодское куполовидные поднятия и др.), а также локальные поднятия (тектонические элементы даны по [Конторович и др., 2001]).

Максимальные толщины берриас-нижнеаптского мегакомплекса отмечаются на юго-востоке Гыданского п-ова (рис. 4б). В Енисейской и Восточно-Антипаютинской мегавпадинах они достигают 1800–1900 м. В северном, северо-западном и западном направлениях от депрессий отмечается уменьшение толщин мегакомплекса. К п-ову Таймыр происходит полное выклинивание не только меловых, но юрских отложений. Вдоль западного побережья Гыданского п-ова толщины сокращаются до 900–1300 м. На карте толщин выделяется ряд палеоструктур, наиболее крупные из которых в плане совпадают с современными положительными структурами по кровле берриас-нижнеаптского комплекса, что свидетельствует об их росте в нижнемеловое время. В первую очередь это Геофизический и Нижнемессояхский мезовалы, Гыданское и Пагодское куполовидные поднятия.

Как отмечалось выше, в пределах Гыданского п-ова выделено восемь СК валанжин-нижнеаптского возраста, семь из которых представляют собой клиноформы (см. рис. 2). Основными в разрезе берриас-нижнеаптского мегакомплекса являются пимский и сеяхинский СК готерива, арктический баррема и нижнеалымский нижнего апта. Более древние валанжин-нижнеготеривские СК - савуйский, чеускинский, сармановский и уренгойский, получили распространение на крайнем востоке и юго-востоке Гыданского п-ова. Кровлю верхнего из них уренгойского СК вскрыли около 50 скважин (рис. 5а). Большинство из них пробурены в районах крупных положительных структур. В центральных и западных районах Гыданского п-ова возрастные аналоги вышеперечисленных СК представлены маломощным разрезом конденсированных глин относительно глубоководного генезиса.

Глубина залегания кровли уренгойского СК на юго-западе Гыданского п-ова в Чугорской мезовпадине достигает 3800 м. В районе п-ова Таймыр происходит выклинивание валанжин-нижнеготеривских СК по типу подошвенного прилегания к палеозойскому фундаменту.

В меловом периоде существовали два источника сноса терригенного материала, которые сформировали на Гыданском п-ове соответственно две системы клиноформ. Для первой системы клиноформ северо-западного падения источником сноса являлась Сибирская платформа. Восточнее в Енисей-Хатангском региональном прогибе падение клиноформ принимает северное направление. Вторая система клиноформ сформировалась за счет терригенного материала, сносимого с Таймырской суши. Падение клиноформ этой системы меняет свое направление по периметру п-ова Таймыр с южного направления на западное.

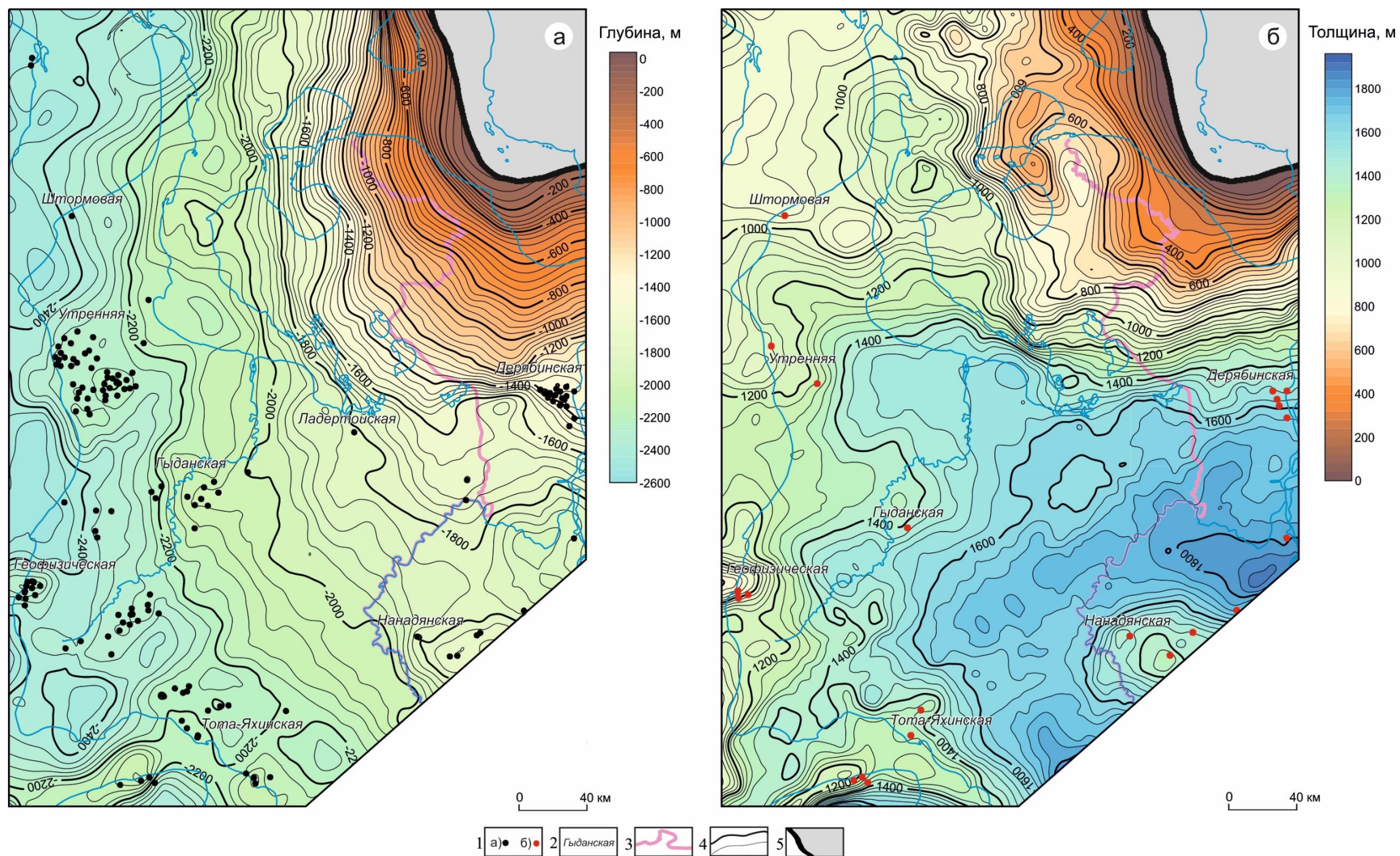


Рис. 4. Структурная карта кровли (а) и карта толщин (б) берриас-нижнеаптского мегакомплекса

1 - скважины вскрывшие: а) кровлю мегакомплекса, б) полный разрез мегакомплекса; 2 - названия площадей; 3 - административные границы; 4 - изолинии: изогипсы структурной карты (а), изопахиты карты толщин (б); 5 - граница выклинивания мегакомплекса.

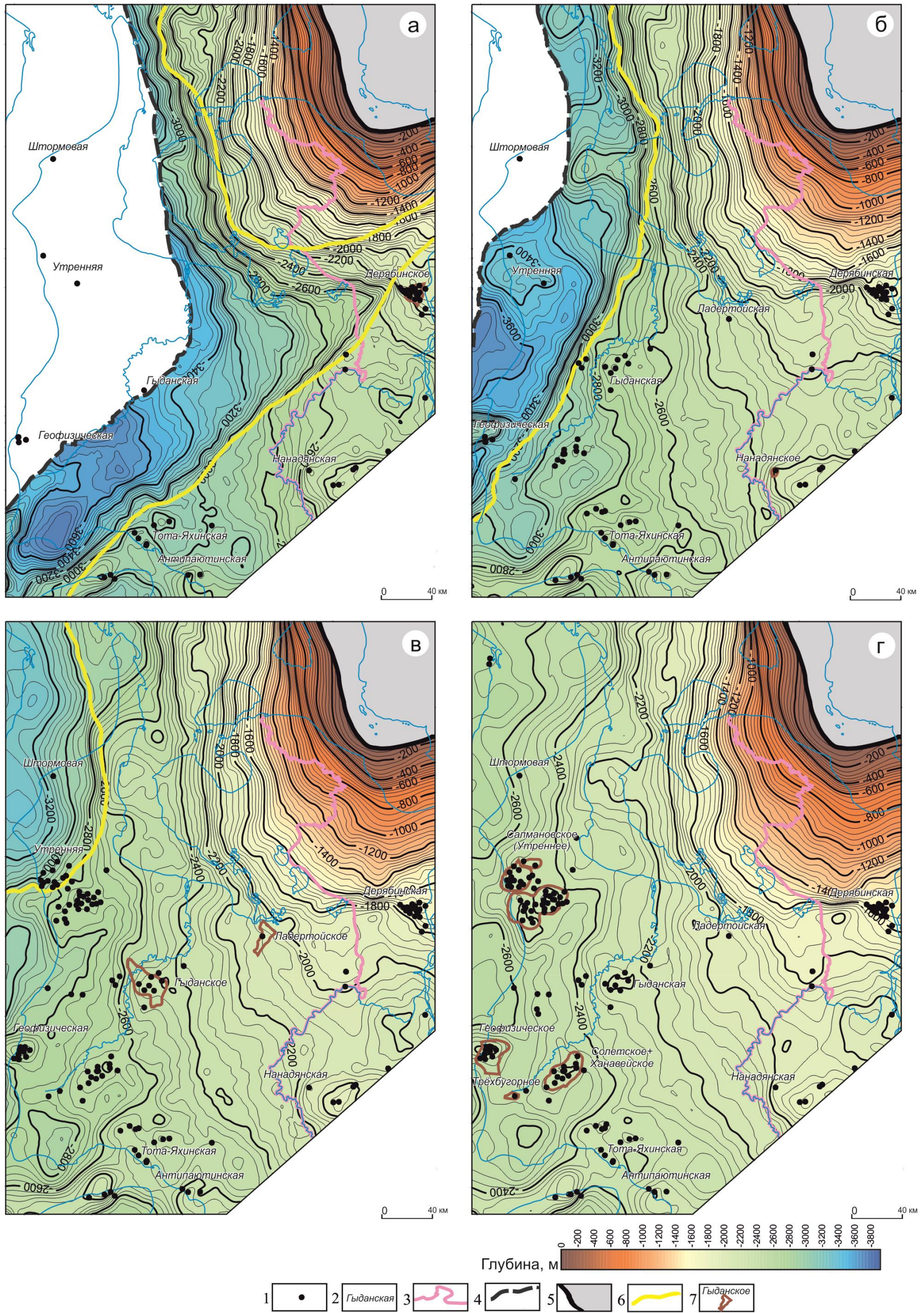


Рис. 5. Структурные карты по кровлям уренгойского (а), пимского (б), сеяхинского (в) и арктического (г) сейсмических комплексов
 1 – скважины, вскрывшие СК; 2 - названия площадей; 3 - административные границы; 4 - границы перехода СК в субнулевые толщины; 5 - границы выклинивания СК; 6 - бровки СК; 7 - месторождения с залежами в пластах СК.

Однако объемы осадка, сносимого с Сибирской платформы, многократно превышали аналогичные объемы материала, сносимого с северного источника сноса. Это явилось причиной асимметрии строения клиноформного комплекса Енисей-Хатангского регионального прогиба и сопредельных районов Западно-Сибирской плиты [Наумов и др., 1979; Конторович, 2011; Исаев, Кригин, Карпухин, 2015].

Таким образом, в палеорельефе уренгойского СК выделяются две бровки, приуроченные соответственно к двум системам клиноформ, связанных с разными источниками сноса (см. рис. 5а). В системе клиноформ северо-западного падения к началу готерива сформировался относительно высокий и крутой аккумулятивный склон, который заметен в современном структурном плане по кровле уренгойского СК. В направлении п-ова Таймыра высота и крутизна склона уменьшаются и на фоне высоких градиентов воздымания рельефа в районе Дерябинской площади бровка уже никак не проявляется. Таймырская система клиноформ представлена маломощными и пологонаклонными телами. В этой ситуации на фоне крутых склонов Предтаймырской мегамоноклизы бровка уренгойского СК в рельефе его кровли не заметна.

Бровки региональных КСК имеют важное палеогеоморфологическое значение. В региональном плане они примерно совпадают с границами замещения проницаемых комплексов региональных резервуаров неокомского нефтегазоносного комплекса (НГК), который выделяется в объеме горизонтально-слоистого покровного комплекса берриас-нижнеаптского НГМК.

В разрезе валанжин-нижнеготеривских СК в пределах Гыданского структурно-фациального подрайона продуктивные пласты неокомского НГК индексируются как БГ₂₉–БГ₃₇, а в Притаймырском подрайоне - как СД₁–СД₈. При индексации пластов ачимовского НГК, который выделяется в нижней части берриас-нижнеаптского НГМК, существуют разные подходы. На севере Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции они часто обозначаются индексом «Ач» с порядковым номером пласта в разрезе каждой площади. В пределах Гыданского п-ова в отложениях валанжин-нижнеготеривских СК в пластах ачимовского НГК открыты залежи газоконденсата на Дерябинском месторождении. В этом районе дистальным пластам присвоен индекс «Д» по названию дерябинской толщи шуратовской свиты, в разрезе которой они выделяются.

Пимский СК раннеготеривского возраста по объему осадочного материала является самым крупным в составе берриас-нижнеаптского сейсмического мегакомплекса Гыданского п-ова. Площадь его распространения охватывает почти весь полуостров за исключением района Штормовой площади (рис. 5б). Вскрыли СК порядка 80 скважин.

Глубины залегания кровли комплекса в зоне распространения покровных пластов

ундатеми (к востоку от бровки) достигают 3200 м. В западном направлении, где кровля комплекса подклинивается к баженовскому горизонту, глубины возрастают до 3600 м. На севере полуострова глубины уменьшаются и составляют 2500–3000 м в районе бровки СК и 3100–3300 м по линии перехода СК в субнулевые толщины, где он представлен конденсированным разрезом глин.

Толщины СК достигают 900 м (рис. 6а). Выделяется один крупный депоцентр накопления осадочного материала необычной треугольной формы. В начале формирования пимского СК, как и в случае с уренгойским, происходило накопление двух систем встречных клиноформ юго-восточного и северо-восточного источников сноса. В пимское время произошла компенсация осадками Енисей-Хатангского бассейна в результате чего к концу формирования пимского СК его бровка приняла субмеридиональную ориентацию. Начала формироваться единая система клиноформ западного и северо-западного падения.

В стратиграфическом отношении пимский СК выделяется в разрезах ахской (на западе) и шуратовской (на востоке) свит. В его основании залегает одноименная пачка глин. Продуктивные пласты комплекса индексируются в Гыданском структурно-фациальном подрайоне как БГ₂₀–БГ₂₈, в Притаймырском – СД₀ с добавлением верхнего индекса.

В настоящее время в пластах пимского СК открыта небольшая газовая залежь на Нанадьянском месторождении на юго-востоке Гыданского п-ова.

Сеяхинский СК (верхи нижнего готерива – верхний готерив) по объему осадочного наполнения уступает пимскому. Распространен на всей территории Гыданского п-ова. Вскрыли СК более 130 скважин.

Максимальные глубины залегания кровли СК в зоне ундатеми отмечаются вдоль западного побережья полуострова и составляют 2600–3000 м (рис. 5в). В районе Штормовой площади, где кровля СК связана с наклонными ОГ, прилегающими к кровле баженовского горизонта, ее глубина достигает 3300 м.

В отличие от пимского, в сеяхинском КСК области депоцентров располагаются, как и центральных частях бассейна, субмеридионально параллельно бровкам. В пределах Гыданского п-ова выделяются как минимум два депоцентра. Самый крупный из них расположен в районе Утренней и Новолунной площадей (рис. 6б). В его пределах толщины достигают 800 м. На восток в направлении п-ова Ямал происходит резкое сокращение толщин СК до 200 м. К востоку от зоны депоцентров в области ундатеми в пределах территории исследования толщины составляют 100–400 м.

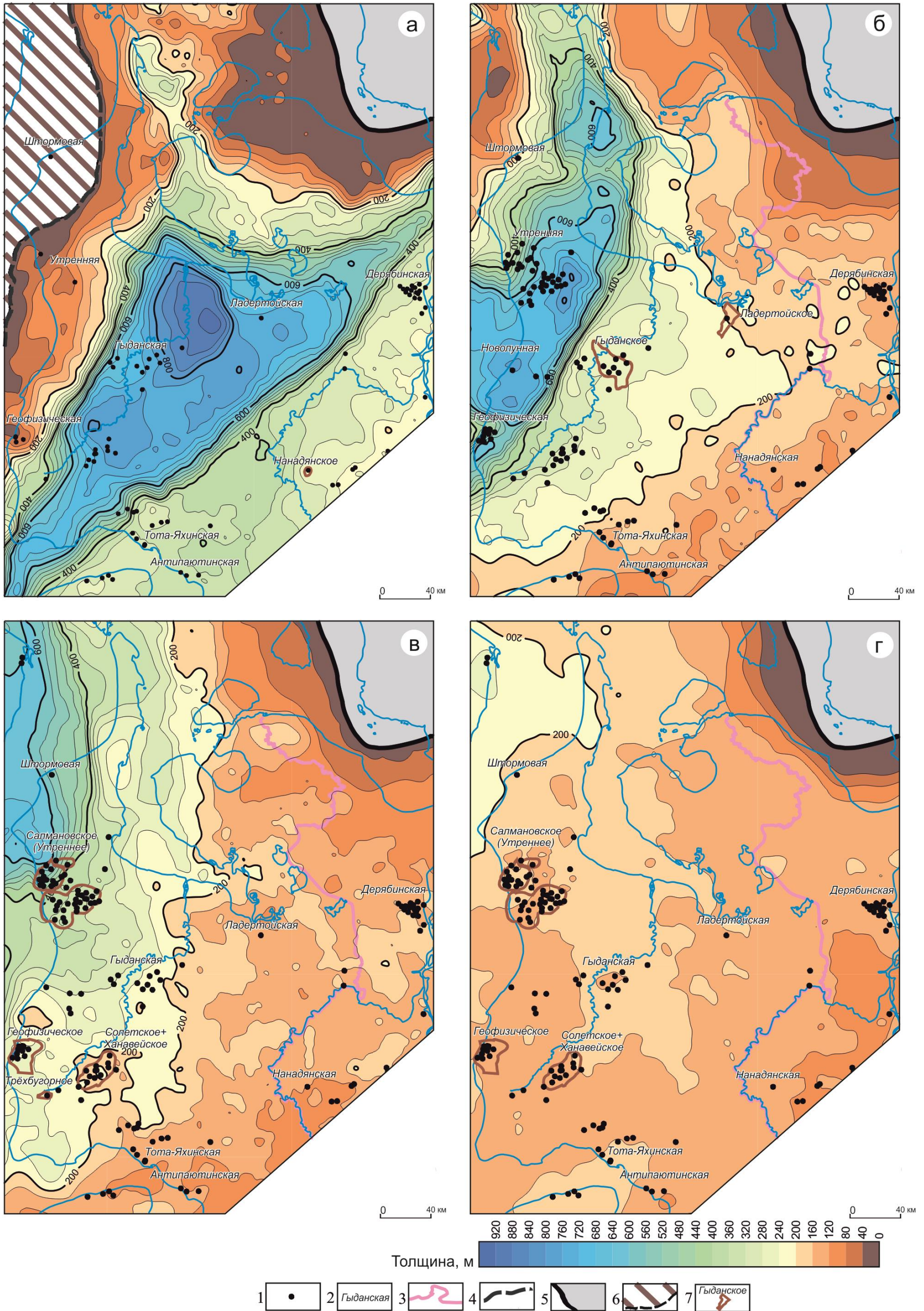


Рис. 6. Карты толщин пимского (а), сеяхинского (б), арктического (в) и нижеалымского (г) сейсмических комплексов
 1 - скважины, вскрывшие СК; 2 - названия площадей; 3 - административные границы; 4 - границы перехода СК в субнулевые толщины; 5 - границы выклинивания СК; 6 - зоны субнулевых толщин СК; 7 - месторождения с залежами в пластах СК.

К сеяхинскому СК в Гыданском структурно-фациальном подрайоне (на западе Гыданского п-ова) относятся верхи ахской свиты, а в Притаймырском подрайоне (на востоке Гыданского п-ова) – низы байкаловской свиты. Продуктивные пласты в этих подрайонах имеют индексацию соответственно БГ₁₀–БГ₁₉ и МХ₄. В основании СК залегает сеяхинская пачка глин.

В пластах сеяхинского СК выявлены газовая залежь на Гыданском месторождении и газоконденсатная залежь на Ладертойском.

Арктический СК барремского возраста завершает клиноформный комплекс. В барремский век произошла окончательная компенсация относительно глубоководного палеобассейна Западной Сибири. СК представляет собой клиновидное тело с пологонаклонными границами. На территории Гыданского п-ова отмечается преимущественно ундатема СК. Клиноформный разрез фиксируется на сейсмопрофилях только к северу и северо-западу от Утренней площади.

Максимальные глубины залегания кровли арктического СК фиксируются вдоль западного побережья Гыданского п-ова и составляют 2400–2700 м (рис. 5г). Как и у всех подстилающих СК отмечается воздымание кровли в направлении п-ова Таймыр.

Толщины арктического СК на большей части полуострова не превышают 300 м (рис. 6в). На северо-востоке полуострова при переходе горизонтально слоистого разреза в клиноформный, толщины комплекса увеличиваются до 650 м.

Арктический СК в пределах Гыданского структурно-фациального подрайона выделяется в основании танопчинской свиты, в Притаймырском – в средней части байкаловской. Продуктивные пласты в этих двух подрайонах индексируются как ТП₂₀–ТП₂₆ и МХ₃ соответственно. В основании комплекса залегает арктическая пачка глин.

Залежи УВ в пластах комплекса открыты в центральных и восточных частях полуострова на четырех месторождениях – Салмановском (Утреннем), Солетско-Ханавейском, Трехбугорном и Геофизическом. Выявленные залежи по фазовому составу являются преимущественно газовыми и газоконденсатными. Однако на Салмановском месторождении встречены нефтегазоконденсатные и нефтяные залежи.

Нижнеалымский СК позднеготерив-раннеаптского возраста залегает в кровле берриас-нижнеаптского сейсмического мегакомплекса. С позиций сиквенс-стратиграфии все подстилающие берриас-барремские СК и нижнеалымский СК относятся к разным мегасиквенциям и разделены стратиграфическим перерывом. Однако во внутренних районах Западно-Сибирского бассейна этот перерыв проявляется только в пределах крупных структур, таких как Нижневартовский и Александровский своды.

В связи с тем, что нижнеалымский СК залегает выше, чем предыдущие СК, его вскрыло

большее количество скважин (около 150). Однако скважины распределены крайне неравномерно (см. рис. 4а). Значительные территории Гыданского п-ова совершенно не изучены бурением.

Толщина нижнеалымского СК выдержана и в основном изменяется от 100 до 200 м. Такие крупные структуры как Геофизический и Нижнемессояхский мезовалы в толщинах уже не проявляются, что может свидетельствовать о смене тектонического режима исследуемой территории на рубеже баррема и апта.

В стратиграфическом отношении нижнеалымский СК на западе Гыданского п-ова выделяется в средней части танопчинской свиты, а на востоке к СК относятся верхняя часть байкаловской свиты и нижняя часть малохетской. Продуктивные пласты индексируются как ТП₁₆–ТП₁₉ и МХ₂ соответственно. Газовые и газоконденсатные залежи в пластах нижнеалымского СК открыты на Салмановском и Солетско-Ханавейском месторождениях, кроме того выявлены три нефтяных залежи на Геофизическом.

Заключение

Анализ структурного плана пластов берриас-нижнеаптского НГМК Гыданского п-ова показал, что он не очень благоприятен для поиска антиклинальных ловушек нефти и газа. Крупные структуры к настоящему времени разбурены. Дальнейший поиск сводовых залежей УВ можно связывать только с малоразмерными и малоамплитудными ловушками. Поэтому поиск литологических ловушек как в неокомском, так и в ачимовском НГК приобретает особую актуальность.

Для резервуаров неокомского НГК особый интерес представляют зоны бровок как региональных клиноформ, так и отдельных пластов в их разрезе. Наиболее перспективными на поиски литологических ловушек, связанных с региональными границами замещения пластов, считаются восточные склоны поднятий. А.Л. Наумовым и Ф.З. Хафизовым рассмотрены различные схемы формирования нижних покровных пластов неокома [Наумов, Хафизов, 1986]. При определенной комбинации тектонических движений, эвстатических колебаний уровня моря, скорости привноса осадочного материала и доли обломочной составляющей в этом осадке, вдоль бровок клиноформ могли формироваться изолированные линзы песчаных тел. Линзовидная форма песчаных тел позволяет считать перспективными на поиски новых залежей нефти и газа как положительные, так и отрицательные структуры. М.В. Мельниковой в результате сейсмостратиграфических исследований вдоль бровок клиноформ на Гыданском п-ове закартированы полосовидные зоны динамических аномалий северо-восточного простирания, которые интерпретируются как аномалии типа залежь [Мельникова, 2012]. По мнению В.А. Скоробогатова и Л.В. Строганова, наиболее

перспективным с точки зрения прироста запасов УВ является именно неокомский НГК, а ачимовское направление поисков - менее результативное [Скоробогатов, Строганов, 2006].

Ачимовская толща, залегающая в основании мела, представляет собой серию линз относительно глубоководного генезиса, омолаживающихся в северо-западном направлении. Учитывая прогнозируемое широкое распространение ачимовских отложений на территории Гыданского п-ова и размеры дистальных песчано-алевритовых линз, которые в большинстве своем многократно превосходят размеры песчаных линз неокомского НГК, наиболее перспективным интервалом, по мнению авторов, является ачимовский НГК.

Степень разведанности ресурсов ачимовской толщи остается крайне низкой. Ее отложения на Гыданском п-ове вскрыло около 20 скважин на глубинах от 2380 до 3440 м. Все скважины, кроме Гыданской скв. 130, пробурены по периметру полуострова.

Выделяются два типа перспективных зон для поиска литологических ловушек в отложениях ачимовской толщи. Первый тип зон приурочен к депоцентрам клиноформ. Как показала практика нефтегазопроисковых работ в Западной Сибири, повышенные эффективные толщины ачимовских песчаников и зоны с улучшенными коллекторскими свойствами, как правило, приурочены именно к депоцентрам клиноформ [Нежданов и др., 2000; Петрова и др., 2018]. На территории Гыданского п-ова в нижнемеловом клиноформном комплексе выделяются два основных депоцентра накопления осадочного материала, приуроченных к отложениям пимского и сеяхинского КСК (рис. 7). В пределах депоцентров наиболее перспективными являются приподнятые в структурном отношении участки.

Второй тип зон связывается с региональным выклиниваем дистальных пластов ачимовской толщи в направлении Таймырской палеосуши. К этой зоне относится Дерябинское газоконденсатное месторождение, открытое на востоке Гыданского п-ова. Восточнее в пределах зоны выявлены залежи газа на Хабейском месторождении.

Выделенные перспективные зоны нефтегазонакопления требуют дальнейшего детального изучения. Именно эти районы должны быть приоритетными при постановке работ на поиски залежей УВ на территории Гыданского п-ова.

Работа выполнена при поддержке гранта 18-05-00210 А Российского Фонда Фундаментальных исследований и в рамках Проекта IX.131.1.1. «Модели геологического строения, условия формирования и прогноз нефтегазоносности юрско-меловых отложений арктических регионов Сибири» Программы фундаментальных научных исследований государственных академий наук Российской Федерации на 2013–2020 годы.

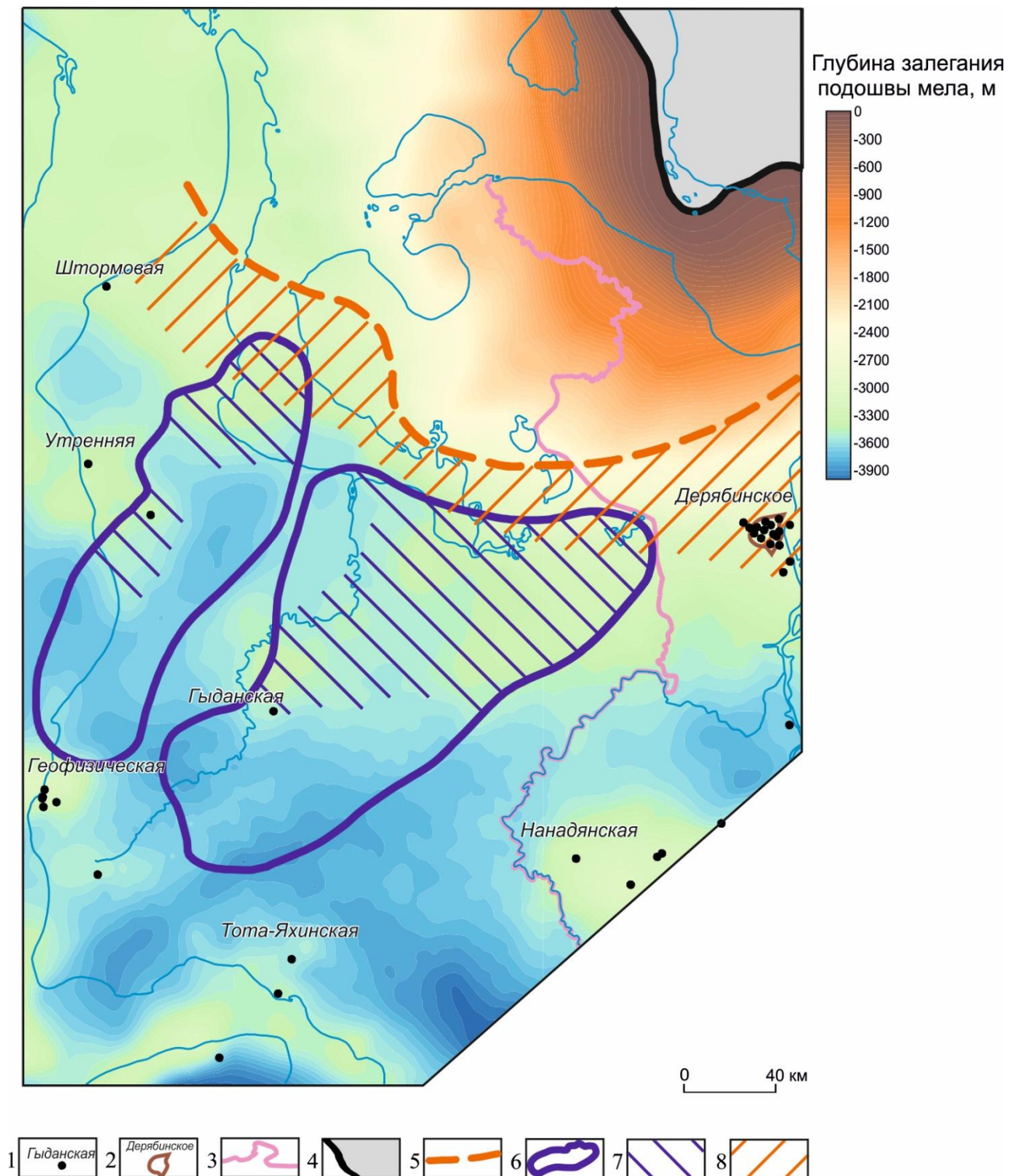


Рис. 7. Карта нефтегазоперспективных зон для поиска литологических ловушек в отложениях ачимовской толщи

1 – скважины, вскрывшие отложения ачимовской толщи или её заглинизированный разрез; 2 – месторождение с залежами в пластах ачимовской толщи; 3 – административные границы; 4 – граница выклинивания меловых отложений; 5 – граница распространения ачимовской толщи; 6 – депоцентры клиноформ; 7-8 – перспективные зоны на поиски литологических ловушек УВ в пластах ачимовской толщи: 7 – связанные с депоцентрами клиноформ, 8 – связанные с региональным выклиниванием пластов ачимовской толщи.

Литература

Ершов С.В. Проблемы выделения и корреляции стратотипических разрезов неокома Западной Сибири в связи с клиноформным строением // Геология и геофизика. – 2017. – Т. 58. – № 8. – С. 1206–1219.

Ершов С.В. Сиквенс-стратиграфия берриас-нижнеаптских отложений Западной Сибири // Геология и геофизика. – 2018. – Т. 59. – № 7. – С. 1106–1123.

Исаев А.В., Кринин В.А., Карпухин С.М. Перспективы нефтегазоносности клиноформного комплекса Енисей-Хатангского регионального прогиба // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2015. – Т.10. – №3. – http://www.ngtp.ru/rub/4/31_2015.pdf. DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/31_2015

Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба // Геология и геофизика. – 2011. – Т. 52. – № 8. – С. 1027–1050.

Конторович В.А., Беляев С.Ю., Конторович А.Э., Красавчиков В.О., Конторович А.А., Супруненко О.И. Тектоническое строение и история развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое // Геология и геофизика. – 2001. – Т. 42. – № 11–12. – С.1832–1845.

Мельникова М.В. Перспективы поисков залежей нефти и газа в юрско-меловых отложениях полуострова Гыдан // РОГТЕС. – 2012. – № 30. – С. 74–85.

Наумов А.Л., Онищук Т.М., Дядюк Н.П., Иващенко А.Е., Романенков В.А., Шипицин В.В., Юдин А.Г. О литологических залежах углеводородов на севере Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 1979. – № 8. – С. 15–20.

Наумов А.Л., Хафизов Ф.З. Новый тип литологических ловушек в неокомских отложениях Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 1986. – № 6. – С. 31–35.

Нежданов А.А., Пономарев В.А., Туренков Н.А., Горбунов С.А. Геология и нефтегазоносность ачимовской толщи Западной Сибири. – М.: Изд-во Академии горных наук, 2000. – 247 с.

Петрова Н.В., Ершов С.В., Карташова А.К., Шестакова Н.И. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности ачимовской толщи Западно-Нерутинской нефтегазоносной зоны // Геология нефти и газа. – 2018. – № 2. – С. 41–50.

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

Vail P.R., Audemard F., Bowman S.A., Eisner P.N., Perez-Cruz C. The stratigraphic signatures of tectonics, eustasy and sedimentology – an overview / Eds. G. Einsele, W. Ricken, A. Seilacher. Cycles and events in stratigraphy. New York, Springer-Verlag. – 1991. – P. 617-659.

Bardachevskiy V.N., Shestakova N.I., Ershov S.V.

Federal State Budgetary Scientific Institution Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russia, BardachevskyVN@ipgg.sbras.ru, ShestakovaNI@ipgg.sbras.ru, ErshovSV@ipgg.sbras.ru

SEISMOGEOLOGICAL MODEL OF THE BERRISIAN-LOWER APTIAN SECTION OF THE GYDAN PENINSULA

The questions of the structure Berriasian-Lower Aptian section of the Gydan Peninsula of Western Siberia are considered. Eight seismic compounds are allocated in their composition, most of which have a wedge shape and correspond to third-order sequences. Their seismogeological characteristics are given, structural maps and isopach maps are constructed, considered several related to petroleum. The main prospects for the search for hydrocarbon accumulations in the Berriasian-Lower Aptian section are associated with the Achimov petroleum system. Two types of promising areas have been identified for the lithological traps searching in the area belonging to the Achimov Formation. Some of them are confined to depocenters of clinoform accumulation, the latter represent zones of regional wedging of the distal strata of the Achimov Formation in the direction of the Taimyr paleo-shore.

Keywords: *Berriasian-Lower Aptian section, seismogeological model, clinoform, Gydan Peninsula, Western Siberia.*

References

Ershov S.V. *Problemy vydeleniya i korrelyatsii stratotipicheskikh razrezov neokoma Zapadnoy Sibiri v svyazi s klinoformnym stroeniem* [Problems of selection and correlation of stratotype sections of the Western Siberia Neocomian in the context of clinoform structure]. *Geologiya i geofizika*, 2017, vol. 58, no 8, p. 1206-1219.

Ershov S.V. *Sikvens-stratigrafiya berrias-nizhneaptskikh otlozheniy Zapadnoy Sibiri* [Sequence stratigraphy of the Berriasian-Lower Aptian section of Western Siberia]. *Geologiya i geofizika*, 2017, vol. 59, no 7, p. 1106–1123.

Isaev A.V., Krinin V.A., Karpukhin S.M. *Perspektivy neftegazonosnosti klinoformnogo kompleksa Enisey-Khatangskogo regional'nogo progiba* [Oil and gas perspectives of clinoform complex of Yenisey-Khatanga regional trough]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika*, 2015, vol. 10, no. 3, available at: http://www.ngtp.ru/rub/4/31_2015.pdf. DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/31_2015

Kontorovich V.A. *Tektonika i neftegazonosnost' zapadnoy chasti Enisey-Khatangskogo regional'nogo progiba* [The tectonic framework and petroleum prospects of the Western Yenisei-Khatanga regional trough]. *Geologiya i geofizika*, 2011, vol. 52, no 8, p. 1027–1050.

Kontorovich V.A., Belyaev S.Yu., Kontorovich A.E., Krasavchikov V.O., Kontorovich A.A., Suprunenko O.I. *Tektonicheskoe stroenie i istoriya razvitiya Zapadno-Sibirskoy geosineklizy v mezozoe i kaynozoe* [Tectonic structure and evolution of the Western Siberian geosyncline in the Mesozoic and Cenozoic]. *Geologiya i geofizika*, 2001, vol. 42, no 11–12, p. 1832–1845.

Mel'nikova M.V. *Perspektivy poiskov zalezhey nefi i gaza v yursko-melovykh otlozheniyakh poluostrova Gydan* [Prospects for the search for oil and gas accumulations in the Jurassic-Cretaceous section of the Gydan Peninsula]. *ROGTEC*, 2012, no 30, p. 74–85.

Naumov A.L., Khafizov F.Z. *Novyy tip litologicheskikh lovushek v neokomskikh otlozheniyakh Zapadnoy Sibiri* [A new type of lithological traps in the Neocomian section of Western Siberia] *Geologia nefi i gaza*, 1986, no 6, p. 31–35.

Naumov A.L., Onishchuk T.M., Dyadyuk N.P., Ivashchenko A.E., Romanenkov V.A., Shipitsin V.V., Yudin A.G. *O litologicheskikh zalezkhakh uglevodorodov na severe Zapadnoy Sibiri* [About lithological traps in the north of Western Siberia]. *Geologia nefi i gaza*, 1979, no 8, p. 15–20.

Nezhdanov A.A., Ponomarev V.A., Turenkov N.A., Gorbunov S.A. *Geologiya i neftegazonosnost' achimovskoy tolshchi Zapadnoy Sibiri* [Geology and oil and gas content of the Achimov Formation of Western Siberia]. Moscow: Izd-vo Akademii gornykh nauk, 2000, 247 p.

Petrova N.V., Ershov S.V., Kartashova A.K., Shestakova N.I. *Geologicheskoe stroenie i perspektivy neftegazonosnosti achimovskoy tolshchi Zapadno Nerutinskoy neftegazonosnoy zony* [The geological structure and hydrocarbon prospects of Achimov Formation in Western-Nerutinsk petroleum area]. *Geologia nefti I gaza*, 2018, no 2, p. 41–50.

Skorobogatov V.A., Stroganov L.V. *Gydan: geologicheskoe stroenie, resursy uglevodorodov, budushchee...* [Gydan Peninsula: geological structure, hydrocarbon resources, the future]. Moscow: Nedra, 2006, 261 p.

Vail P.R., Audemard F., Bowman S.A., Eisner P.N., Perez-Cruz C. The stratigraphic signatures of tectonics, eustasy and sedimentology – an overview / Eds. G. Einsele, W. Ricken, A. Seilacher. *Cycles and events in stratigraphy*. New York, Springer-Verlag, 1991, p. 617–659.

© Бардачевский В.Н., Шестакова Н.И., Ершов С.В., 2018