

DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/34_2021

УДК 552.578.061.4:551.763.1(571.121)

Бардачевский В.Н.

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

СТРОЕНИЕ РЕГИОНАЛЬНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ АЧИМОВСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО КОМПЛЕКСА ГЫДАНСКОГО ПОЛУОСТРОВА

Основные перспективы поиска залежей углеводородов в берриас-нижнеаптских отложениях Гыданского полуострова связываются с ачимовским нефтегазоносным комплексом. Рассмотрены особенности его строения и условия формирования. В разрезе ачимовской толщи определены шесть региональных резервуаров, по каждому из которых построены прогнозные карты толщин песчаников. Проведенные исследования позволили выделить несколько перспективных зон с повышенными толщинами песчано-алевритовых отложений, с которыми связывают зоны улучшенных коллекторов.

Ключевые слова: берриас-нижнеаптские отложения, ачимовские резервуары, залежи углеводородов, Гыданский полуостров.

Введение

В связи с необходимостью увеличения ресурсной базы углеводородов (УВ) остро стоит вопрос об активизации геологоразведочных работ на территориях, недостаточно изученных бурением. Одним из таких перспективных регионов является Гыданский полуостров, расположенный на севере Западной-Сибири. Основные перспективы добычи УВ на данной территории связываются с двумя крупными апт-сеноманским и берриас-нижнеаптским нефтегазоносными мегакомплексам (НГМК). На фоне дефицита неопределенных структур берриас-нижнеаптский НГМК, в котором широкое распространение получили неантиклинальные ловушки, представляет наибольший интерес. В пределах полуострова уже открыт ряд крупных месторождений с залежами в пластах юры и мела, такие как Салмановское (Утреннее), Геофизическое, Антипаютинское и др., но тем не менее изученность бурением вследствие своей удаленности и труднодоступности остаётся крайне низкой. В первую очередь это касается глубокопогруженных юрских отложений и ачимовской толщи, залегающей в основании мела. В пределах Гыданского полуострова эти отложения вскрыли порядка 50 скважин, большинство из которых находятся на востоке Красноярского края, в левобережье р. Енисей. На остальной территории их - около 20 на площадях, расположенных вдоль Обской и Тазовской губ. В центральной части полуострова ачимовские отложения и юрский комплекс вскрыла только Гыданская скв. 130.

Геологическое строение и условия формирования неокомского клиноформного комплекса

Берриас-нижеаптский НГМК отличается клиноформным строением разреза, причиной которого послужило боковое заполнение относительно глубоководного палеобассейна в результате лавинной седиментации. Сейсмогеологический анализ позволил выделить на территории исследования в разрезе мегакомплекса восемь сейсмических комплексов валанжин-нижеаптского возраста, семь из которых являются региональными клиноформами [Бардачевский, Шестакова, Ершов, 2018; Ершов, Бардачевский, Шестакова, 2018]. Самые ранние берриас-валанжинские клиноформы на территории Гыданского полуострова представлены дистальными маломощными глинистыми отложениями в основании подачимовской пачки глин.

Берриас-нижеаптский НГМК представляет собой мощную (до 2000 м) циклично построенную терригенную толщу, сформировавшуюся в регрессирующем палеобассейне. В регрессивные фазы закладывались проницаемые горизонты. В трансгрессивные фазы во времена подъёма уровня мирового океана накапливались региональные глинистые пачки, которые являются региональными флюидоупорами.

Особенностью мегакомплекса является формирование двух уровней песчаных тел-коллекторов (рис. 1). Один из них связан с покровными пластами мелководно-морского, прибрежно-морского и континентального генезиса, которые выделяются в неокомский покровный нефтегазоносный комплекс (НГК), второй уровень - с линзовидными телами глубоководных конусов выноса (ачимовский НГК). Ачимовские пласты являются возрастными аналогами покровных мелководных пластов и накапливались у подножия аккумулятивного склона. Пласты ачимовского НГК от пластов неокомского покровного НГК отделяет надачимовская толща, верхняя и нижняя границы которой существенно диахронны.

Песчаные пласты, связанные с неокомскими покровными и ачимовскими отложениями, обладают различными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС). В каждом из них коллекторские свойства пород варьируют в широком диапазоне. Отложения, сформировавшиеся в мелководных обстановках, обладают существенно лучшими коллекторскими свойствами, чем песчаники глубоководных обстановок. Это объясняется тем, что они накапливались в более активной гидродинамической обстановке, которая способствовала сортировке материала и выносу глинистых частиц вглубь бассейна [Ершов, Казаненков, Карогодин, 2001; Казаненков и др., 2014]. Песчаные разности ачимовской толщи формировались в относительно глубоководных условиях при разгрузке турбидитных потоков [Зверев, 2001].

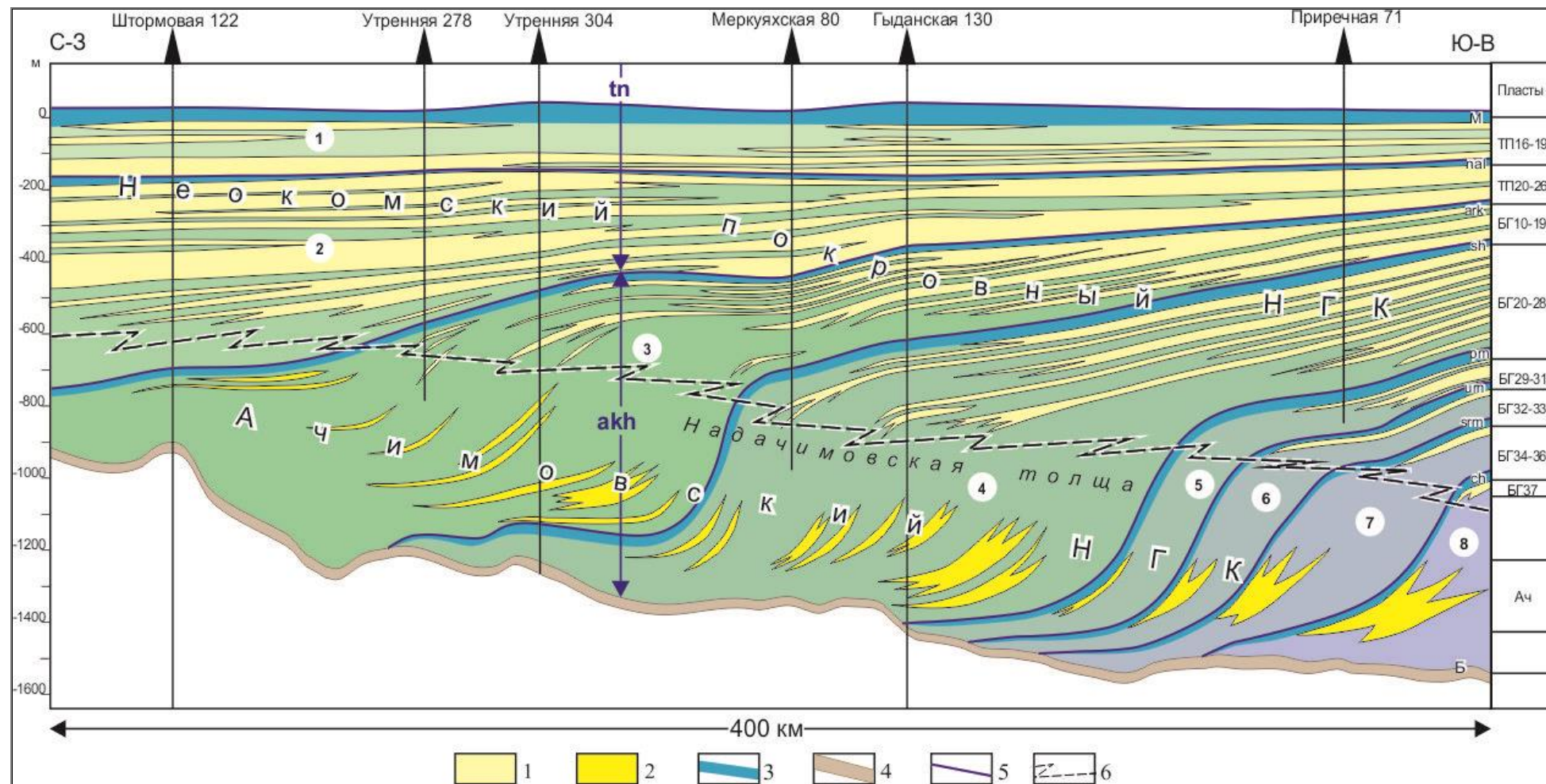


Рис. 1. Геологический разрез нефтегазоносных комплексов берриас-нижеаптских отложений

1-2 - песчаные пласты: 1 - мелководно- и прибрежно-морские, 2 - относительно глубоководные (конусы выноса); 3 - региональные флюидоупоры; 4 - баженовская свита и её возрастные аналоги; 5-6 - границы: 5 - резервуаров; 6 - ачимовского и неокомского покровного НГК. Свиты: *akh* - ахская, *tn* - танопчинская. Резервуары: 1 - подкошайский, 2 - подальмский, 3 - подарктический, 4 - подсеяхинский, 5 - подпимский, 6 - подуренгойский, 7 - подсармановский, 8 - подчеускинский.

Пористость и проницаемость у этих отложений вследствие плохой сортировки обломочного материала ниже, чем у неокомских покровных пластов. В основном зоны улучшенных коллекторов в ачимовской толще связаны с проксимальными зонами конусов выноса. Высокими ФЕС характеризуются также тела средней зоны, отложения подводящих каналов турбидитов, улучшенными коллекторскими свойствами могут обладать тела контуритов.

Пласты неокомского покровного и ачимовского комплексов отличаются также структурными планами. Ачимовские пласты представляют собой линзы, наклонно залегающие по отношению как к вышележащим неокомским покровным пластам, так и баженовской свите, к которой подклиниваются. Таким образом, в пластах неокомского покровного и ачимовского НГК отмечаются разные закономерности пространственного размещения зон улучшенных коллекторов, различные типы ловушек и залежей.

Разрез ачимовской толщи представлен переслаиванием алевролитов, песчаников, с преобладанием мелкой и тонкогоризонтальной слоистости, отмечается также линзовидная и косая слоистость. Продуктивные пласты сложены мелкозернистыми, крепкоцементированными, аркозовыми песчаниками с глинистым или глинисто-карбонатным цементом с большим количеством обугленных растительных остатков. Отмечаются двустворчатые моллюски, аммониты и разнообразные трещины со смещением слоев [Казаненков и др., 2014; Бородкин, Курчиков, 2015].

Пористость песчаников ачимовского НГК в арктических регионах Западной Сибири в среднем составляет 15%. На отдельных площадях средние значения пористости могут достигать 21%. На крупном Пайяхском нефтяном месторождении, открытом в последние годы и расположенном на правом берегу р. Енисей в непосредственной близости к исследуемой территории, эта величина составляет около 18%. Средняя проницаемость ачимовских пластов в северных районах Западной Сибири - $0,06 \cdot 10^{-3}$ мкм². Как отмечалось ранее, на территории исследования отложения ачимовской толщи вскрыты небольшим количеством скважин, кроме того, далеко не в самых благоприятных лито-фациальных условиях. В большинстве из них ачимовские пласты или заглинизированы, или представлены дистальными частями конусов выноса, преимущественно глинисто-алевролитового состава. Например, Тота-Яхинская скв. 24 – одна из немногочисленных скважин, вскрывших отложения ачимовской толщи, из интервала которой отобраны образцы керна, прошла дистальные части конусов выноса, которые характеризуются не самыми лучшими значениями пористости и проницаемости. Средняя пористость ачимовских пластов в данной скважине составляет 11%. Максимальное значение пористости 17,3%

зафиксировано на глубине 3481,1 м. Проницаемость пластов достигает $0,08 \cdot 10^{-3}$ мкм².

На сопредельных территориях изученность ачимовской толщи выше. Так на территории полуострова Ямал выявлены залежи УВ в ачимовском НГК на Верхнетиутейском, Новопортовском, Среднеямальском и Хамбате́йском месторождениях. На Хамбате́йском месторождении притоки газа составили 20,77 тыс. м³/сут и конденсата 1,32 м³/сут. Восточнее Гыдана, в западной части Енисей-Хатанского прогиба в ачимовской толще залежи УВ выявлены на Хабейском, Дерябинском, Пайяхском и Западно-Иркинском месторождениях. На Дерябинском месторождении притоки газа достигают 700 тыс. м³/сут, на Пайяхском получены дебиты нефти 33 м³/сут и газа до 5 тыс. м³/сут. Южнее исследуемой территории, на севере Уренгойского района залежи нефти и газа выявлены на Ямбургском месторождении [Бардачевский, 2019а].

Следует отметить, что разрезы ачимовской толщи нередко характеризуются аномально-высокими пластовыми давлениями (АВПД). Считается, что АВПД препятствуют уменьшению пористости и таким образом улучшают коллекторские свойства пород [Храмцова, 2005]. Согласно исследованиям Д.А. Новикова (2019 г.), подавляющая часть исследуемой территории относится к зоне, в которой неоконский мегакомплекс характеризуется напряженным гидродинамическим полем с повышенными или АВПД.

В меловом периоде существовали два источника сноса терригенного материала, которые сформировали на северо-востоке Западно-Сибирского осадочного бассейна соответственно две системы клиноформ. Сибирская платформа являлась основным источником сноса для первой системы клиноформ северо-западного падения. Вторая система клиноформ сформировалась за счет терригенного материала, сносимого с Таймырской суши. Однако объемы осадка, поступившего с Сибирской платформы, многократно превышали объемы материала северного источника сноса. Это явилось причиной асимметричного строения клиноформного комплекса Енисей-Хатанского регионального прогиба и сопредельных районов Западно-Сибирской плиты [Наумов и др., 1979; Конторович, 2011; Бардачевский, Шестакова, Ершов, 2018].

Относительно глубоководный бассейн в исследуемом районе существовал почти до конца раннего валанжина [Конторович и др., 2014; Бардачевский, Шестакова, Ершов, 2019]. В это время в условиях низких скоростей седиментации накапливались глинистые отложения подачимовской толщи ахской свиты. Проградация клиноформного комплекса Западной Сибири происходила циклически, прерываясь кратковременными трансгрессиями, во время которых формировались региональные пачки глин. На территории Гыданского полуострова компенсация бассейна осадками произошла в течение позднего валанжина и

готерива, то есть во время образования ахской свиты. На крайнем севере полуострова этот процесс затронул также начало баррема. Скорость проградации осадочного комплекса неравномерна по времени. В раннем готериве в момент накопления пимской клиноформы она значительно возросла по сравнению с валанжином и достигала почти 120 км/млн. лет. Это связывается с компенсацией осадками бассейна сопредельного с востока Енисей-Хатангского регионального прогиба, в результате чего осадочный материал, поступающий с Сибирской платформы в западные районы прогиба, стал выноситься реками транзитом на территорию Гыдана.

В валанжине и раннем готериве проградация клиноформного комплекса в пределах исследуемой территории проходила в северо-западном направлении, а в позднем готериве – в западном. В этих же направлениях наблюдается омоложение линз ачимовской толщи. Зоны ее распространения в каждой из клиноформ представляют собой полосы, вытянутые в крест их падения [Бардачевский, Шестакова, Ершов, 2018; Бардачевский, Шестакова, Ершов, 2019].

Резервуары ачимовского нефтегазоносного комплекса

Берриас-нижнеаптский НГМК, как отмечалось ранее, делится на два НГК (см. рис. 1). Неокомский покровный НГК характеризуется горизонтально слоистым строением. Поскольку под нефтегазоносным резервуаром понимается совокупность флюидоупора и проницаемого комплекса, то резервуары неокомского покровного НГК представлены покровными проницаемыми пластами одной клиноформы и региональной глинистой пачкой, залегающей в основании вышележащей клиноформы.

Ачимовский НГК выделяется в низах разреза нижнего мела и включает в себя пласты ачимовской толщи. Как и неокомский покровный НГК, он делится на резервуары. Ачимовская толща каждой из региональных клиноформ представляет собой проницаемый комплекс отдельного самостоятельного резервуара со своими депоцентрами накопления песчаного материала. Для резервуаров ачимовского НГК флюидоупорами являются как региональные глинистые пачки в разрезах фондотем, так и преимущественно глинистые отложения клинотемы, которая большей частью относится к надачимовской толще. Именно с фондотемами, которые представлены образованиями ложа бассейна, связаны основные тела песчаных линз ачимовской толщи, хотя в проксимальных частях конусов выноса в районе питающих каналов они могут подниматься до уровня клинотем.

В ачимовской толще на Гыданском полуострове выделены шесть резервуаров, проницаемые комплексы которых связаны с нижневаланжинской савуйской,

верхневаланжинской чеускинской, нижнеготеривскими сармановской, уренгойской, пимской и верхнеготеривской сеяхинской региональными клиноформами. На территории Гыданского полуострова на ачимовские резервуары вышеперечисленных клиноформ приходится 90% области распространения ачимовских отложений. На юго-востоке полуострова в наиболее погруженной части Восточно-Антипаютинской мегавпадины ограниченное распространение получили также нижневаланжинские клиноформы (самотлорская, урьевская, пырейная и моховая), ачимовские пласты которых формировались в пределах исследуемой территории.

С целью прогноза области распространения ачимовской толщи Гыданского полуострова и толщин песчано-алевритовых отложений использовался комплекс геологических и геофизических методов, применялись сиквенс-стратиграфический и циклостратиграфический подходы, выполнены палеогеографические реконструкции. В основе исследований лежат современные научные представления о сиквенс-стратиграфической и сейсмогеологической моделях берриас-нижнеаптских клиноформных отложений Западной Сибири и Гыданского полуострова, в частности. Для построения карт использовались в первую очередь данные бурения и сейсмофациальный анализ. Учитывались не только скважины, которые вскрыли только ачимовскую толщу, но и короткие скважины, вскрывшие на забое неокомский покровный комплекс. Анализ мелководной части разреза использовался в комплексе с другими методами исследования при прогнозе песчаных фаций возрастных аналогов глубоководной ачимовской толщи.

Сейсмофациальный анализ позволил по типу сейсмофаций, по конфигурации и взаимоотношению отражающих горизонтов закартировать область распространения ачимовской толщи, использование динамического анализа - выделить зоны улучшенных коллекторов.

Поскольку изученность бурением ачимовского комплекса на Гыданском полуострове крайне низкая, о чём говорилось ранее, учитывалась разного рода косвенная информация. Например, принималось во внимание расположение депоцентров клиноформ, которые являлись зонами основной разгрузки обломочного материала, а также толщина фондотем. Методика прогноза песчаности фондотем в зависимости от приуроченности к разным элементам клиноформ и палеогеоморфологии отработывалась на сопредельных регионах с хорошей изученностью бурением и сейсморазведкой.

На территории Гыданского полуострова зоны накопления ачимовской толщи, в каждой из валанжин-нижнеготеривских региональных клиноформ, представляют собой полосы северо-восточного простирания шириной 20-40 км, которые на продолжении основных каналов поступления осадочного материала могут достигать 50 км [Шестакова, Ершов,

Бардачевский, 2020].

Во второй половине раннего валанжина на юго-востоке исследуемой территории происходило накопление глубокоководных конусов выноса самотлорской, урьевской, пырейной, моховой и савуйской клиноформ. Вследствие незначительной площади распространения этих клиноформ в данном районе на рис. 2 показана карта суммарных толщин песчаников. Ачимовские песчаные тела этих клиноформ имеют субмеридиональную ориентацию. Они формируют ряд крупных депоцентров. Различными исследователями показано, что зоны с улучшенными ФЕС и повышенные эффективные толщины песчаников ачимовской толщи приурочены к депоцентрам накопления песчаного материала ([Соседков, 1991; Нежданов и др., 2000; Бардачевский, Шестакова, Ершов, 2018; Петрова и др., 2018] и др.). Распространение ачимовской толщи имеет невыдержанный характер. Наряду с депоцентрами присутствуют зоны замещения. Последние в основном связаны или с палеоподнятиями, или с зонами, в которых наблюдался дефицит поступления обломочного материала. Для нижневаланжинской группы клиноформ основным источником сноса обломочного материала являлась Сибирская платформа, в это время материал с Таймырской суши поступал на территорию исследования в крайне малых количествах.

Глубины залегания проницаемого комплекса ачимовских резервуаров нижнемеловых клиноформ Гыданского полуострова составляют от –2600 м в районе Южно-Таймырской мегамоноклинали до –3750 м в пределах Восточно-Антипаютинской мегавпадины.

Финальной клиноформой в этой серии является савуйская. В её составе выделяется пласт АчБГ₃₇ (АчБУ₁₂). По сейсмическим данным картируются три депоцентра клиноформы, с которыми сопряжены три депоцентра накопления песчаного материала. Два из них располагаются на востоке и имеют ширину, не превышающую 14 км. Третий наиболее крупный из депоцентров находится в южной части исследуемой территории. Его ширина достигает 30 км, а прогнозные толщины песчаников – 65 м.

В отложениях ачимовских резервуаров вышеперечисленных клиноформ на сопредельных к востоку территориях выявлены залежи нефти на Пайяхском и Западно-Иркинском месторождениях.

Ачимовский резервуар чеускинской клиноформы

Проницаемый комплекс резервуара представляет собой серию песчано-алевролитовых линз трех пластов АчБГ₃₄–АчБГ₃₆ юго-восточного простирания. Выделяется на юго-востоке Гыданского полуострова (рис. 3). Глубины залегания проницаемого комплекса ачимовского резервуара чеускинской клиноформы составляют от –2600 м в районе Южно-Таймырской мегамоноклинали до –3650 м на юге исследуемой территории.

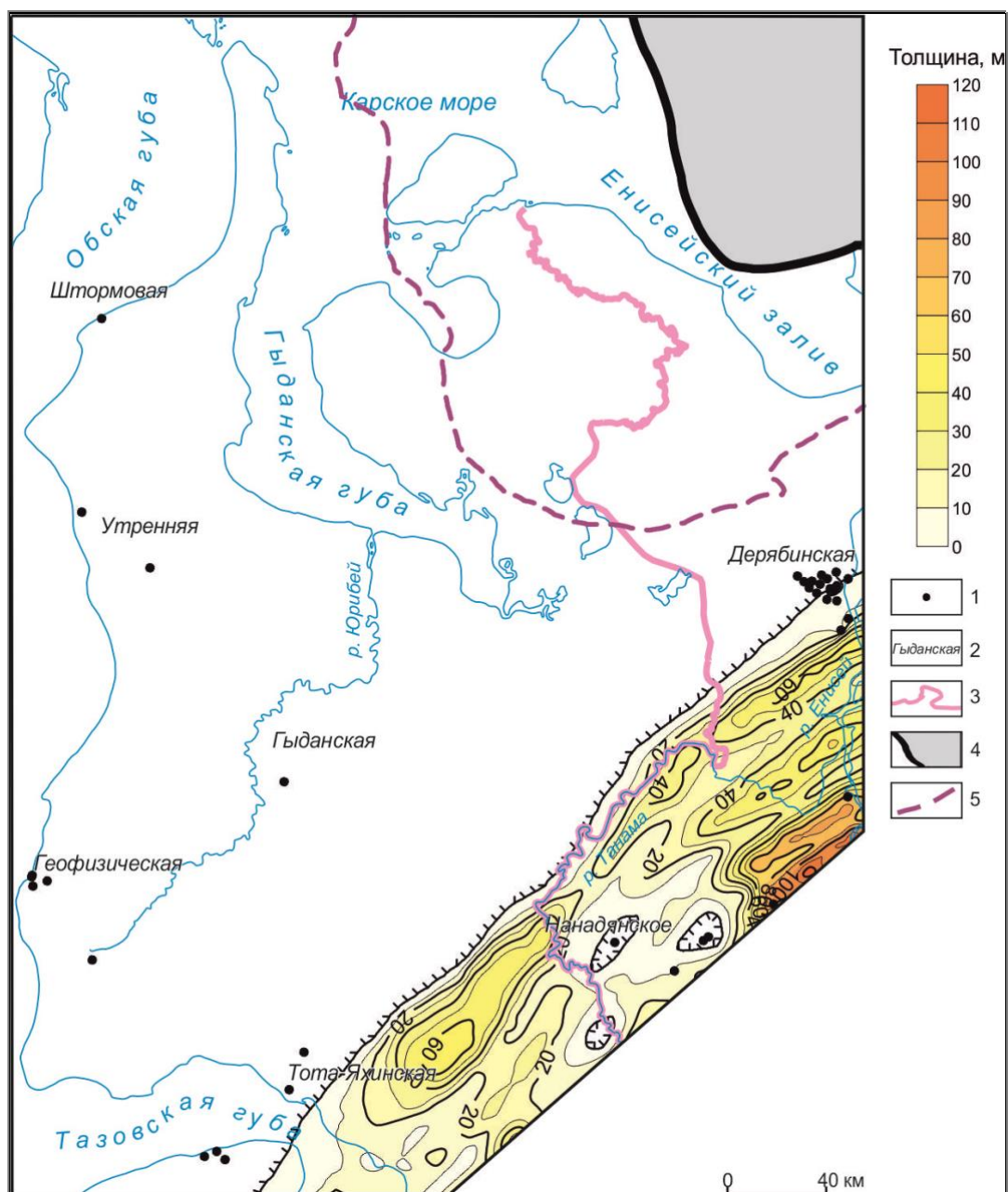


Рис. 2. Карта суммарных толщин песчаников ачимовской толщи нижневаланжинских клиноформ (самотлорская, урьевская, пырейная, моховая, савуйская)

1 - скважины, вскрывшие отложения ачимовской толщи или ее заглинизированный разрез; 2 - названия площадей; 3 - административные границы; 4 - граница выклинивания берриас-нижнеаптских отложений; 5 - внешняя граница распространения ачимовской толщи.

Выделяется один крупный депоцентр накопления песчаного материала подобный тому, который закартирован в савуйской клиноформе. В результате проградации депоцентр чеускинской клиноформы сместился на 10–25 км на северо-запад относительно предыдущего. Его ширина достигает 30 км, а прогнозные толщины песчаников - 65 м. К северо-востоку от него прогнозируется еще одна область повышенных толщин песчаников, однако согласно прогнозу, они не превышают 35 м.

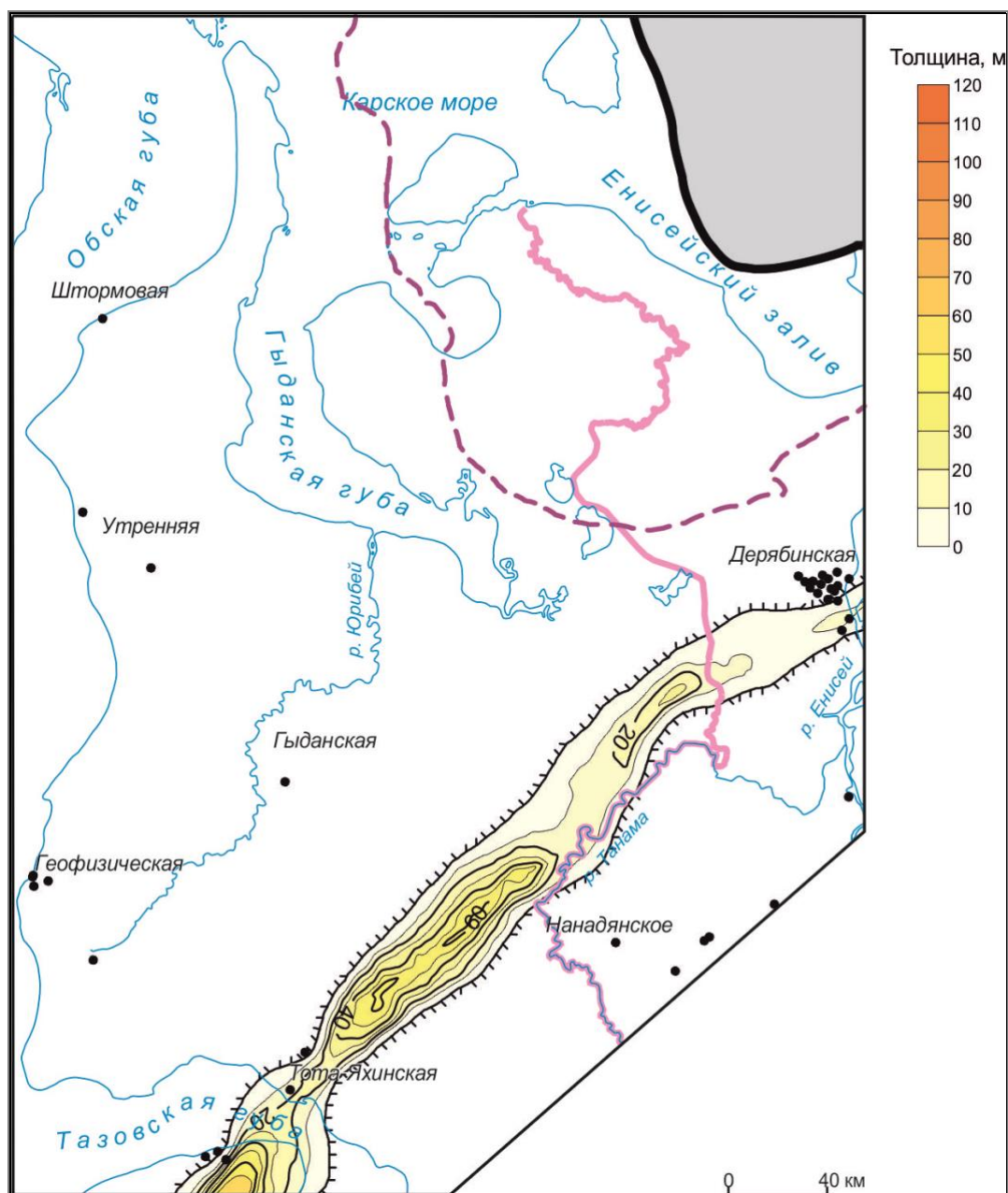


Рис. 3. Карта суммарных толщин песчаников ачимовской толщи чеускинской клиноформы (верхний валанжин)

Усл. обозначения см. на рис. 2.

В настоящий момент отложения ачимовского резервуара савуйской клиноформы вскрыты на Тота-Яхинской и Береговой площадях. Скважины пробурены между депоцентрами, их разрезы характеризуются малой толщиной песчаных отложений вплоть до полного замещения. Кроме того, Тота-Яхинская площадь в поздневаланжинское время находилась в пределах крупного палеоподнятия, которое в современном плане соответствует надпорядковой структуре – Мессояхской наклонной гряде, что не способствовало накоплению крупных песчаных тел. Основные объемы обломочного материала сносились в палеодепрессии к северо-востоку и юго-западу от Тота-Яхинской площади.

Ачимовский резервуар сармановской клиноформы

Проницаемый комплекс резервуара представляет собой серию песчано-алевролитовых линз пластов АчБГ₃₂ и АчБГ₃₃. Выделяется узкой полосой северо-восточного простирания с юга Гыданского полуострова до Дерябинской площади и далее на северо-запад (рис. 4). Глубины залегания его кровли изменяются в широких пределах от –2000 м на юге Предтаймырской мегамоноклизы до –3750 м в прогибе, который расположен к северо-западу от Тота-Яхинской площади.

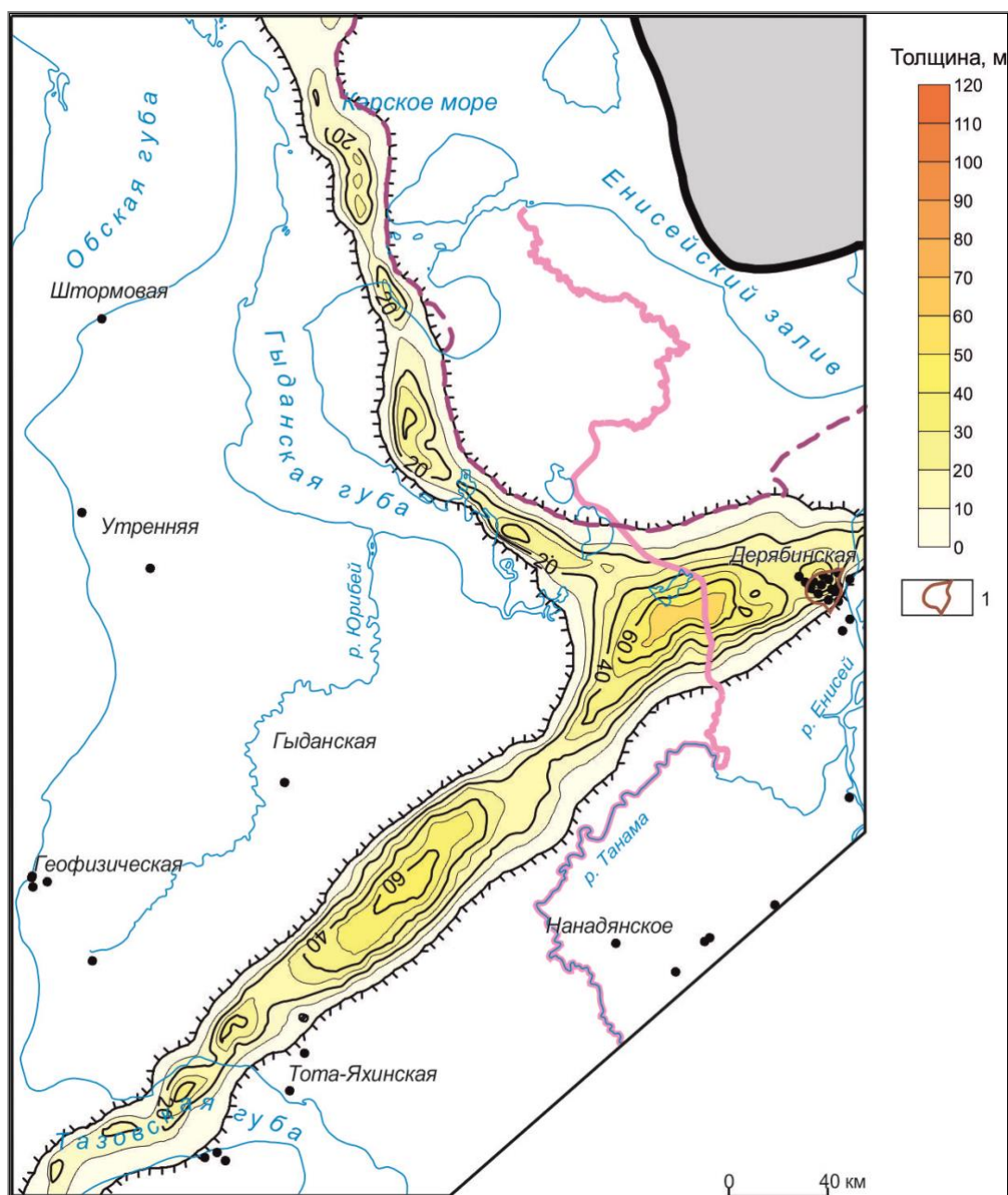


Рис. 4. Карта суммарных толщин песчаников ачимовской толщи сармановской клиноформы (нижний готерив)

1 - месторождения с залежами УВ в пластах ачимовской толщи клиноформы.
Остальные усл. обозначения см. на рис. 2.

Формирование сармановской клиноформы, в отличие от предыдущих, происходило из двух источников сноса. В центральной и южной частях Гыданского полуострова выделяются песчаные тела северо-восточного простирания, накопленные за счет материала, сносимого с Сибирской платформы. На севере источником сноса являлась Таймырская суша и тела ачимовской толщи имеют преимущественно северо-западную ориентировку. В восточной части полуострова в районе Дерябинского месторождения, которое на момент накопления сармановской клиноформы находилось в приосевой зоне Енисей-Хатангского бассейна, сформировались отложения ачимовской толщи из двух источников сноса (Сибирской платформы и Таймырской суши), образовав тело сложной конфигурации.

В центральной и восточной частях полуострова находятся два крупных депоцентра накопления песчаного материала, шириной до 40 км и прогнозными толщинами песчаников до 75 м. В северной части выделена серия мелких депоцентров шириной не превышающих 15 км, в которых толщины песчаников достигают 20–40 м.

На Дерябинском месторождении в пластах ачимовской толщи сармановской клиноформы, в пределах восточного депоцентра сосредоточены основные запасы газоконденсата. В Дерябинской скв. 6 из интервала 2700–2722 м пласта Д-IV (аналог АчБГ₃₃) на штуцере 22,5 мм получены притоки газоконденсата дебитом 610 тыс. м³/сут.

Ачимовский резервуар уренгойской клиноформы

Проницаемый комплекс резервуара представляет собой серию песчано-алевролитовых линз пластов АчБГ₂₉–АчБГ₃₁. Выделяется узкой полосой северо-восточного простирания с юг-запада Гыданского полуострова до Дерябинской площади (рис. 5). Еще одна полоса протягивается в северном направлении вдоль Гыданской губы. Глубины залегания кровли проницаемого комплекса варьируют от –1500 м на юге Предтаймырской мегамоноклизы до –3750 м, как и в сармановской клиноформе в погруженной зоне к северо-западу от Тота-Яхинской площади.

Область распространения ачимовского резервуара уренгойской клиноформы имеет сходные черты с сармановской клиноформой, с той лишь разницей, что в результате проградации клиноформного комплекса система конусов выноса продвинулась вглубь бассейна на 5–25 км. По-прежнему выделяются также два крупных депоцентра накопления осадочного материала. Один из них картируется между Тота-Яхинской и Гыданской площадями, имеет ширину 30 км и прогнозные толщины песчаников, достигающие 60 м. В районе р. Енисей центр накопления обломочного материала сместился к северу от сармановского. Его ширина достигает 20 км, а прогнозные толщины песчаников – 85 м.

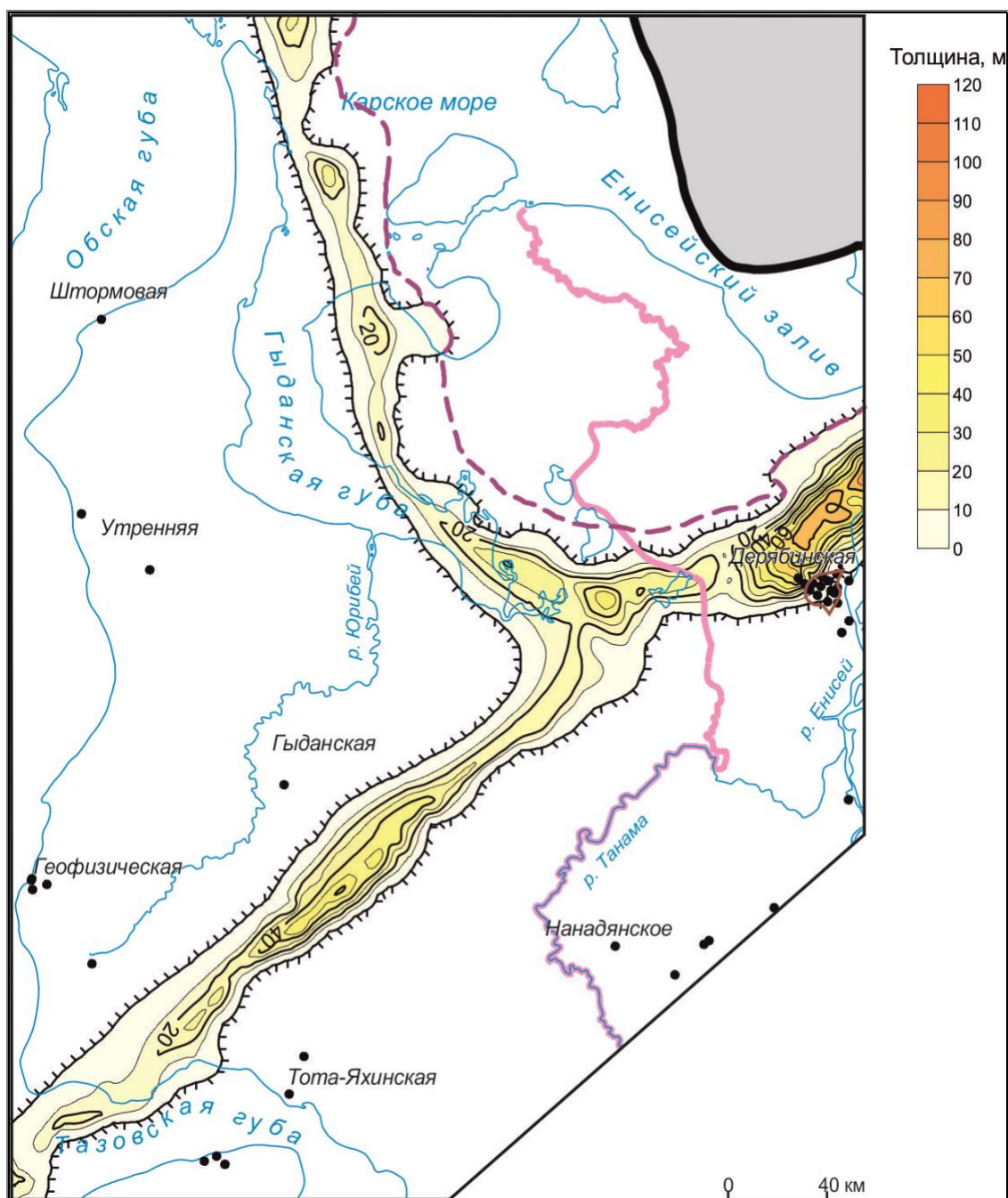


Рис. 5. Карта суммарных толщин песчаников ачимовской толщи уренгойской клиноформы (нижний готерив)

Усл. обозначения см. на рис. 2, 4.

В уренгойской клиноформе в пластах ачимовской толщи Д-I и Д-II (аналоги АчБГ₃₀ и АчБГ₃₁) открыты газоконденсатные залежи на Дерябинском месторождении. Максимальные дебиты получены в Дерябинской скв. 7 из пласта Д-II (интервал 2614–2627 м) и составили 139,6 тыс. м³/сут на 18,8 мм штуцере.

Ачимовский резервуар тимской клиноформы

Проницаемый комплекс резервуара представляет собой серию песчано-алевролитовых линз пластов АчБГ₂₀–АчБГ₂₈ субмеридионального простирания. Выделяется в юго-западных,

центральных и северных районах Гыданского полуострова (рис. 6). Глубины залегания его кровли составляют от –2700 м на севере Гыданского мегавыступа до –3700 м на юго-западе полуострова.

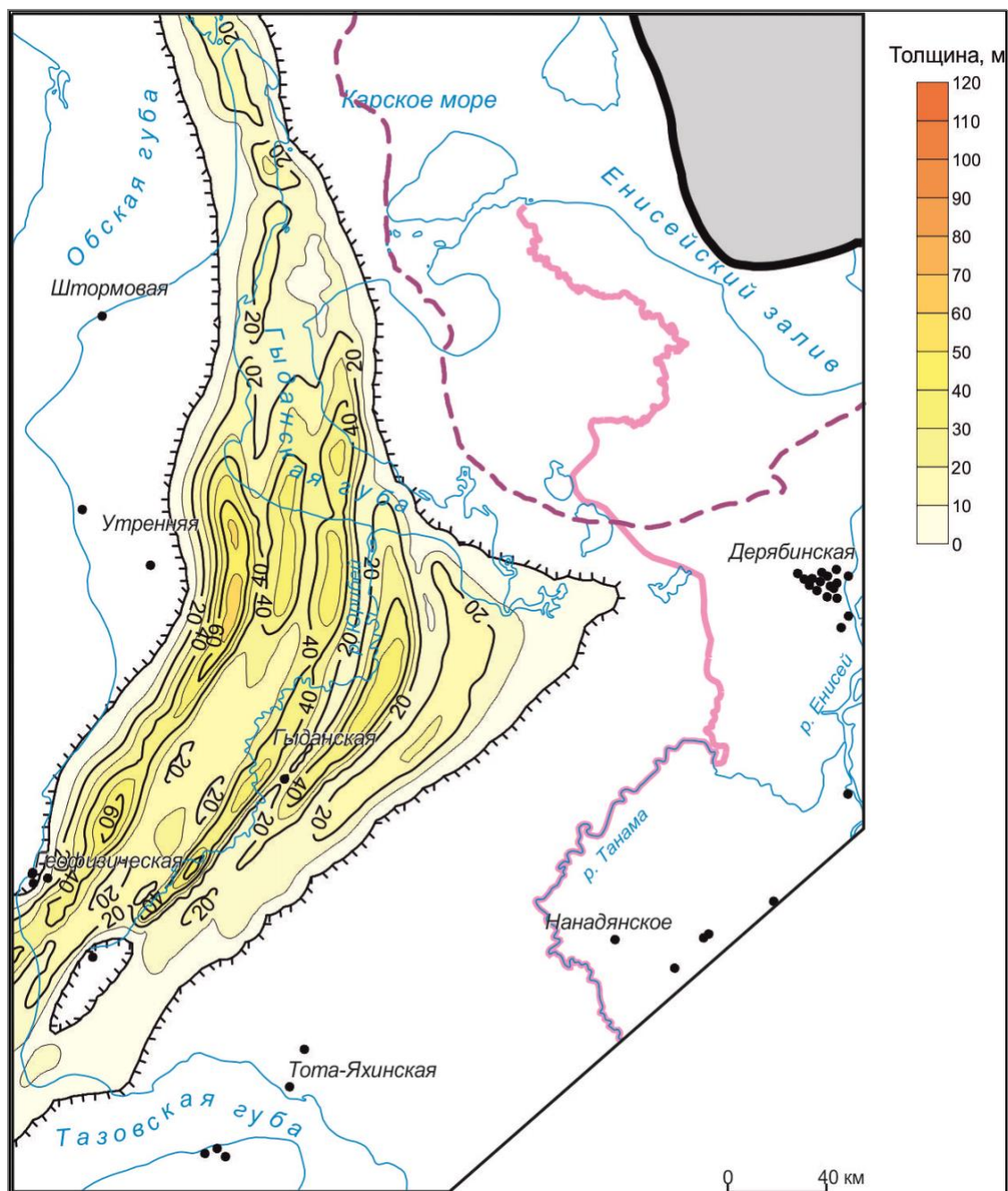


Рис. 6. Карта суммарных толщин песчаников ачимовской толщи пимской клиноформы (нижний готерив)

Усл. обозначения см. на рис. 2.

Ачимовский резервуар пимской клиноформы имеет самую обширную область распространения по сравнению с другими ачимовскими резервуарами исследуемой территории. В разрезе пимской клиноформы выделяется девять пластов, которые

соответствуют пяти зональным клиноформам. С каждой из них связана своя субмеридиональная полоса распространения песчаных тел ачимовской толщи, которые выделяются в резервуары зонального уровня. Динамический анализ сейсмических профилей наряду с данными бурения позволил закартировать линейные зоны улучшенных коллекторов зональных резервуаров [Шестакова, Ершов, Бардачевский, 2020].

В соответствии с количеством зональных резервуаров выделяются пять серий депоцентров. Их ширина варьирует от 15 до 30 км, а прогнозные толщины песчаников достигают 60 м. В момент накопления пимской клиноформы по мере регрессии с каждым новым зональным циклом седиментации в результате приближения береговой линии к бровке клиноформы в глубоководную часть бассейна поступало все больше и больше обломочного материала. Поэтому отмечается общий тренд увеличения толщин песчаников с востока на запад от более древнего зонального ачимовского резервуара пимской клиноформы к более молодому. Максимальные толщины отмечаются в финальных пластах клиноформы АчБГ₂₀₋₂₁. Благоприятные зоны формирования коллекторов с улучшенными ФЕС прогнозируются восточнее Утренней площади.

Ачимовский резервуар сеяхинской клиноформы

Верхнеготеривский ачимовский резервуар сеяхинской клиноформы наиболее молодой из ачимовских резервуаров Гыданского полуострова. Проницаемый комплекс резервуара представляет собой серию песчано-алевролитовых линз пластов АчБГ₁₀–АчБГ₁₉. Резервуар распространён на западе и северо-западе полуострова (рис. 7). Глубины залегания кровли проницаемого комплекса ачимовского резервуара сеяхинской клиноформы находятся на глубинах от –2800 м в пределах Северо-Гыданского мегавыступа (к северо-востоку от Салмановского месторождения) до –3600 м в депрессионной зоне между Салмановским и Геофизическим месторождениями.

Разрез интервала ачимовской толщи (фондотема) сеяхинской клиноформы вскрыт на Геофизической, Утренней и Штормовой площадях. В позднеготеривское время Геофизическая площадь представляла собой контрастное палеоподняtie, в сводовой части которого песчаные пласты заглинизированы. Песчаники откладывались у подножия поднятия в момент накопления предыдущей пимской клиноформы нижнего готерива.

В составе сеяхинской клиноформы выделяются десять пластов, которые соответствуют четырем зональным клиноформам. Как и в пимской клиноформе с ними связаны четыре субмеридиональные полосы распространения ачимовских тел шириной до 20 км и прогнозными толщинами песчаников до 60 м. В северной части выделены несколько депоцентров поменьше. Большинство скважин пробурены в зонах глинизации фондотемы.

Только Гыданская скв. 130 вскрыла песчаные пласты ачимовской толщи незначительной толщины.

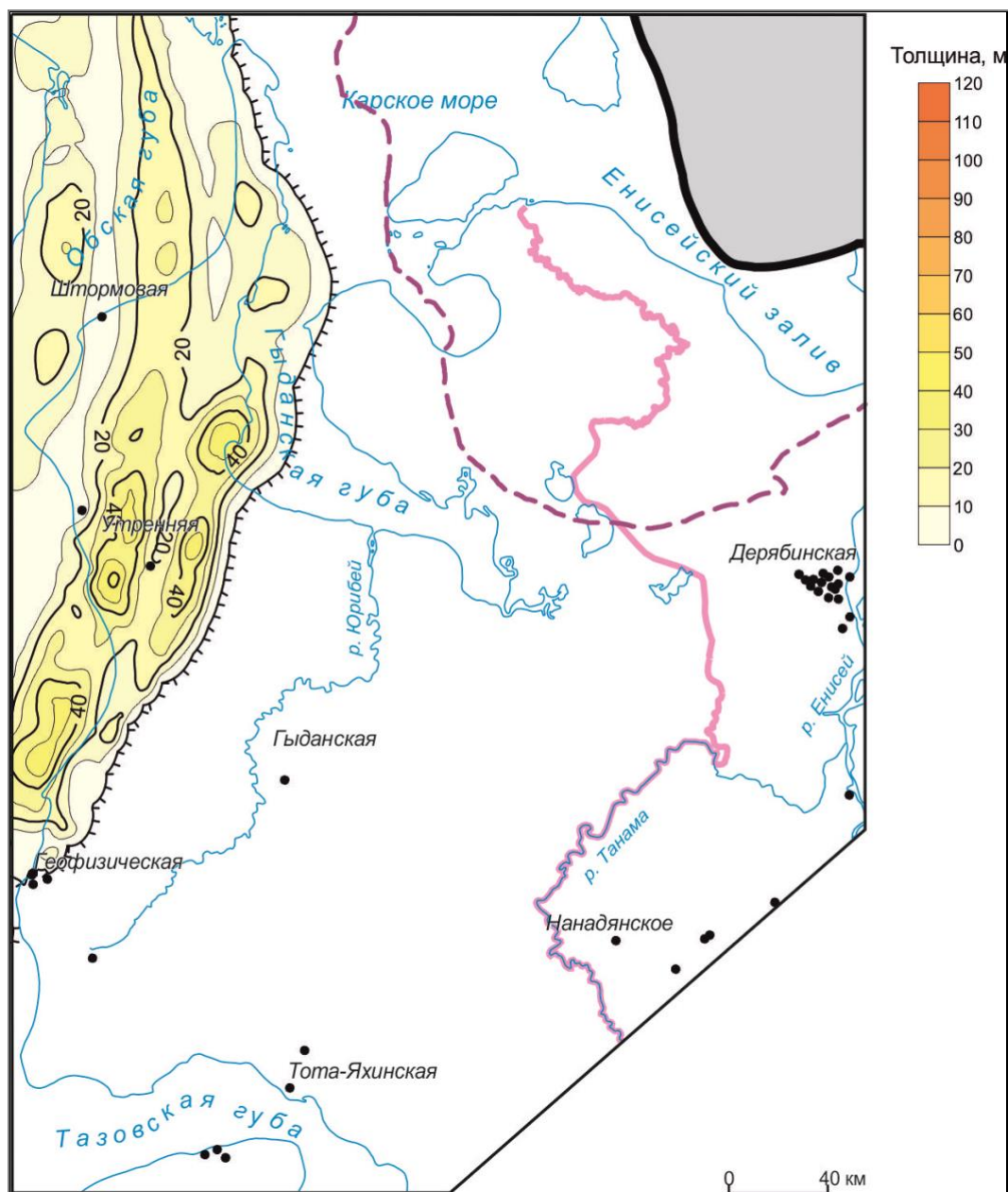


Рис. 7. Карта суммарных толщин песчаников ачимовской толщи пимской сеяхинской (верхний готерив)

Усл. обозначения см. рис. 2.

Испытания ачимовских пластов сеяхинской клиноформы проводились только в двух скважинах - в Утренней скв. 304 и Штормовой скв. 122. В Утренней скв. 304 из интервала 3270–3276 м получен приток пластовой воды дебитом 4,28 м³/сут, в Штормовой скв. 122 - незначительные притоки пластовой воды с растворённым в ней газом [Бардачевский, 20196].

Заклучение

Ачимовский НГК на территории Гыданского полуострова представляет особый интерес на поиск залежей УВ. Изученность бурением комплекса в этом регионе до настоящего времени остается крайне низкой, и промышленная нефтегазоносность еще не доказана, однако ресурсный потенциал его высок.

Используя данные бурения, сейсмофациального анализа, сиквенс-стратиграфический и циклостратиграфический подходы, а также различного рода косвенную информацию – расположение депоцентров клиноформ, результаты палеогеографических реконструкций, анализ песчаности фондом в районах с разными тектоническими и палеогеографическими условиями и т.п., построена прогнозная карта толщин песчаников ачимовской толщи Гыданского полуострова (рис. 8). Она характеризует сложность строения ачимовской толщи. Выделяется большое количество узких зон субмеридионального простирания с повышенными толщинами песчаных отложений, разделенных или зонами глинизации пластов или незначительными толщинами песчаников. Следует отметить, что подавляющее большинство скважин, вскрывших интервал ачимовской толщи, пробурены не в самых благоприятных геологических условиях. Исключением являются скважины в Усть-Енисейском районе, где уже открыто Дерябинское месторождение.

Проведенные исследования позволили на территории Гыданского полуострова в ачимовском НГК наметить ряд перспективных зон с повышенными толщинами песчано-алевритовых отложений, в которых прогнозируется развитие пластов с улучшенными коллекторскими свойствами. Наиболее крупными из таких зон являются Салмановская и Южно-Гыданская нефтегазоперспективные зоны (НГПЗ) (см. рис. 8).

Салмановская НГПЗ расположена на северо-западе Гыданского полуострова в районе одноименного месторождения. Перспективными пластами в данной зоне являются пласты пимской и сеяхинской клиноформ. Не исключено, что зона имеет некоторое продолжение на восток за счет депоцентров пластов пимской клиноформы.

Южно-Гыданская НГПЗ расположена на юге Гыданского полуострова. В ней особый интерес по материалам исследования представляют ачимовские пласты савуйской, чеускинской сармановской и уренгойской клиноформ. Стоит отметить, что толщина разреза ачимовской толщи Южно-Гыданской НГПЗ может быть меньше, чем у Салымской, однако эффективная толщина и качество коллекторов выше [Шестакова, Ершов, Бардачевский, 2020].

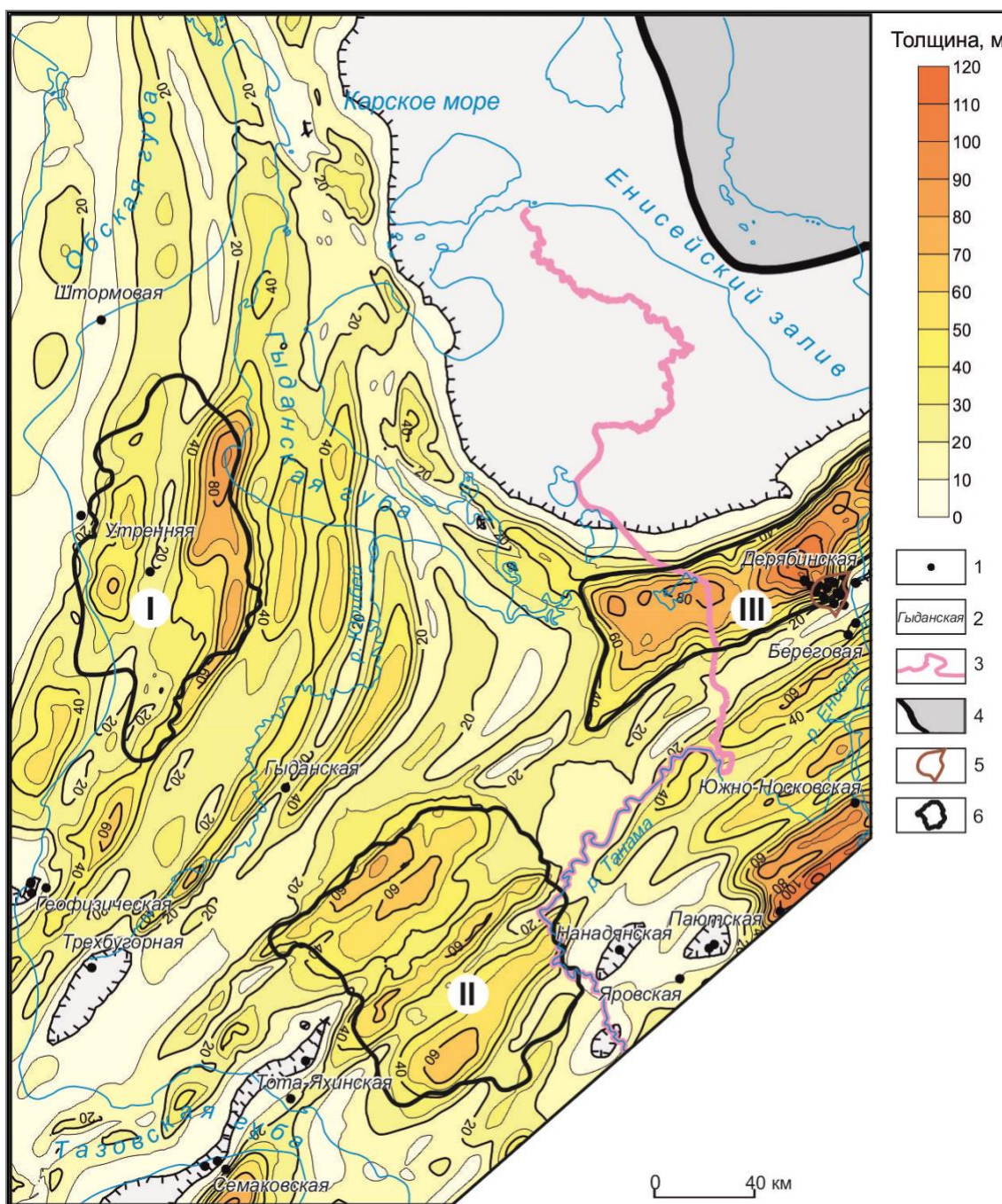


Рис. 8. Карта прогноза суммарных толщин песчаников ачимовской толщи Гыданского полуострова

1 - скважины, вскрывшие отложения ачимовской толщи или ее заглинизированный разрез; 2 - названия площадей; 3 - административные границы; 4 - граница выклинивания берриас-нижнеаптских отложений; 5 - месторождения, в пределах которых выявлены залежи в пластах ачимовской толщи; 6 - нефтегазоперспективные зоны в отложениях ачимовской толщи: I - Салмановская, II - Южно-Гыданская, III - Дарьябинская.

Территория полуострова представляет собой крупную моноклиаль, осложненную незначительным количеством крупных замкнутых положительных структур. Неокомский покровный и апт-сеноманский комплексы в пределах этих поднятий бурением в большей или меньшей степени изучены. Прирост запасов УВ в них может осуществляться за счет

малоразмерных антиклинальных ловушек. В ачимовском НГК доминирующим является литологический тип ловушек. Именно он в ближайшем будущем может обеспечить существенный прирост запасов УВ в исследуемом районе. Прогнозируется, что доля запасов УВ ачимовского НГК Гыданского полуострова будет не менее 50% от общих запасов берриас-нижнеаптского НГМК. Таким образом, на территории полуострова ачимовскую толщу необходимо обязательно учитывать при постановке поисково-разведочного бурения, ориентируясь на современные модели ее геологического строения, построенные с использованием новейших геофизических технологий.

Работа выполнена при финансовой поддержке проекта ФНИ № 0331-2019-0017.

Литература

Бардачевский В.Н. Геологическое строение Ачимовской толщи гыданского полуострова в связи с перспективами ее нефтегазоносности // Трофимуковские чтения - 2019: материалы Всероссийской молодежной научной конференции с участием иностранных ученых (г. Новосибирск, 7-12 октября 2019 г.). - Новосибирск. - 2019а. - С. 163-165.

Бардачевский В.Н. Прогноз перспективных зон нефтегазонакопления в ачимовской толще Гыданского полуострова // Актуальные проблемы геологии нефти и газа Сибири: материалы 2-й Всероссийской научной конференции молодых ученых и студентов, посвященной 85-летию акад. А.Э. Конторовича (г. Новосибирск, 12-13 марта 2019 г.). - Новосибирск: ИПЦ НГУ. - 2019б. - С. 5-8.

Бардачевский В.Н., Шестакова Н.И., Еришов С.В. Особенности формирования готерив-барремских клиноформ Гыданского полуострова // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2019. - Т. 14. - № 4. - http://www.ngtp.ru/rub/2019/45_2019.html. DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/45_2019

Бардачевский В.Н., Шестакова Н.И., Еришов С.В. Сейсмогеологическая модель строения берриас-нижнеаптских отложений Гыданского полуострова // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2018. - Т. 13. - № 4. - http://www.ngtp.ru/rub/2018/41_2018.html. DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/41_2018

Бородкин В.Н., Курчиков А.Р. Характеристики геологического строения и нефтегазоносности ачимовского нефтегазонаосного комплекса Западной Сибири. - Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2015. - 300 с.

Еришов С.В., Бардачевский В.Н., Шестакова Н.И. Особенности строения и корреляция продуктивных пластов берриас-нижнеаптских отложений Гыданского полуострова // Геология и геофизика. - 2018. - Т. 59. - № 11. - С. 1870-1882.

Еришов С.В., Казаненков В.А., Карогодин Ю.Н. Нефтегазоносность зон лавинной седиментации в неокме Западной Сибири // Xinjiang Petroleum Geology (Синьцзянская нефтяная геология). - 2001. - Vol. 22. - № 2. - Р. 172-176.

Зверев К.В. Седиментогенез отложений ачимовской толщи Северного Приобья // Геология и геофизика. - 2001. - Т. 42. - № 4. - С. 617-630.

Казаненков В.А., Еришов С.В., Рыжкова С.В., Борисов Е.В., Пономарева Е.В.,

Попова Н.И., Шапорина М.Н. Геологическое строение и нефтегазоносность региональных резервуаров юры и мела в Карско-Ямальском регионе и прогноз распределения в них ресурсов углеводородов // Геология нефти и газа. - 2014. - № 1. - С. 27-49.

Конторович А.Э., Ершов С.В., Казаненков В.А., Карогодин Ю.Н., Конторович В.А., Лебедева Н.К., Никитенко Б.Л., Попова Н.И., Шурыгин Б.Н. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в меловом периоде // Геология и геофизика. - 2014. - Т. 55. - № 5-6. - С. 745-776.

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

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.

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

Новиков Д.А. Роль элизионного водообмена в формировании гидродинамического поля Ямало-Карской депрессии // Литология и полезные ископаемые. - 2019. - № 3. - С. 248-261.

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.

Соседков В.С. Поиски неантиклинальных ловушек в неокомской толще севера Западной Сибири // Геология нефти и газа. - 1991. - № 6. - С. 25-28.

Храмцова А.В. Аномальновысокие пластовые давления и температуры, их влияние на фазовый состав УВ и коллекторские свойства в ачимовских отложениях Восточно-Уренгойской зоны // Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Тюменской области: материалы научно-практической конференции ЗапСибНИГНИ. - Тюмень. - 2005. - Т. 1. - С. 162-169.

Шестакова Н.И., Ершов С.В., Бардачевский В.Н. Критерии нефтегазоносности и прогноз нефтегазоперспективных зон в ачимовских отложениях Гыданского полуострова // Геофизические технологии. - 2020. - № 4. - С.4-31.

Bardachevskiy V.N.

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

FORMATION AND STRUCTURE OF REGIONAL RESERVOIRS OF THE ACHIMOV PETROLEUM BEARING STRATA OF THE GYDAN PENINSULA

The main prospects for hydrocarbon accumulations search in the Berriasian-Lower Aptian strata of the Gydan Peninsula are associated with the Achimov petroleum bearing strata. The features of its structure and conditions of formation are considered. In the section of the Achimov strata, six regional reservoirs have been identified, for each of which predictive maps of sandstone thicknesses have been constructed. The studies carried out made it possible to identify several promising zones with increased thicknesses of sandy-silty sequences, with which zones of improved reservoirs are associated.

Keywords: *Berriasian-Lower Aptian strata, Achimov petroleum reservoirs, hydrocarbon accumulation, Gydan Peninsula.*

References

Bardachevskiy V.N. *Geologicheskoe stroenie Achimovskoy tolshchi gydanskogo poluostrova v svyazi s perspektivami ee neftegazonosnosti* [Geological structure of the Achimov strata of the Gydan Peninsula in connection with the prospects of its oil and gas potential]. Trofimukovskie chteniya - 2019: materialy Vserossiyskoy molodezhnoy nauchnoy konferentsii s uchastiem inostrannykh uchenykh (Novosibirsk, 7-12 Oct 2019). Novosibirsk, 2019a, pp. 163-165.

Bardachevskiy V.N. *Prognoz perspektivnykh zon neftegazonakopleniya v achimovskoy tolshche Gydanskogo poluostrova* [Forecast of promising oil and gas accumulation zones in the Achimov strata of the Gydan Peninsula]. Aktual'nye problemy geologii nefti i gaza Sibiri: materialy 2-y Vserossiyskoy nauchnoy konferentsii molodykh uchenykh i studentov, posvyashchennoy 85-letiyu akad. A.E. Kontorovicha (Novosibirsk, 12-13 March 2019). IPTs NGU. Novosibirsk, 2019b, pp. 5-8.

Bardachevskiy V.N., Shestakova N.I., Ershov S.V. *Osobennosti formirovaniya goteriv-barremskikh klinoform Gydanskogo poluostrova* [Features of formation of Gydan Peninsula Hauteriv-Barremian cliniform]. Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika, 2019, vol. 14, no. 4, available at: http://www.ngtp.ru/rub/2019/45_2019.html. DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/45_2019

Bardachevskiy V.N., Shestakova N.I., Ershov S.V. *Seismogeologicheskaya model' stroeniya berrias-nizhneaptskikh otlozheniy Gydanskogo poluostrova* [Seismogeological model of the Berrisian-Lower Aptian section of the Gydan Peninsula]. Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika, 2018, vol. 13, no. 4, available at: http://www.ngtp.ru/rub/2018/41_2018.html. DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/41_2018

Borodkin V.N., Kurchikov A.R. *Kharakteristiki geologicheskogo stroeniya i neftegazonosnosti achimovskogo neftegazonosnogo kompleksa Zapadnoy Sibiri* [Characteristics of the geological structure and Achimov petroleum bearing strata in Western Siberia]. Novosibirsk: Izd-vo SO RAN, 2015, 300 p.

Ershov S.V., Bardachevskiy V.N., Shestakova N.I. *Osobennosti stroeniya i korrelyatsiya produktivnykh plastov berrias-nizhneaptskikh otlozheniy Gydanskogo poluostrova* [Geologic structure and correlation of the Berriasian - Lower Aptian productive levels of the Gydan peninsula (Russian Arctic)]. Geologiya i geofizika, 2018, vol. 59, no. 11, pp. 1870-1882.

Ershov S.V., Kazanenkov V.A., Karogodin Yu.N. *Neftegazonosnost' zon lavinnoy sedimentatsii v neokome Zapadnoy Sibiri* [Oil and gas potential of avalanche sedimentation zones in the Neocomian of Western Siberia]. Xinjiang Petroleum Geology (Sin'tszyanskaya neftyanaya

geologiya). 2001, vol. 22, no. 2, pp. 172-176.

Kazanenkov V.A., Ershov S.V., Ryzhkova S.V., Borisov E.V., Ponomareva E.V., Popova N.I., Shaporina M.N. *Geologicheskoe stroenie i neftegazonosnost' regional'nykh rezervuarov yury i mela v Karsko-Yamal'skom regione i prognoz raspredeleniya v nikh resursov uglevodorodov* [Geological structure and oil and gas potential of Jurassic and Cretaceous regional reservoirs in Kara-Yamal region and prognosis of hydrocarbon distribution]. *Geologiya nefti i gaza*, 2014, no. 1, pp. 27-49.

Khramtsova A.V. *Anomal'novysokie plastovye davleniya i temperatury, ikh vliyanie na fazovyy sostav UV i kollektorskie svoystva v achimovskikh otlozheniyakh Vostochno-Urengoy'skoy zony* [Abnormally high reservoir pressures and temperatures, their effect on the phase composition of hydrocarbons and reservoir properties in the Achimov strata of the East Urengoi zone]. *Sostoyanie, tendentsii i problemy razvitiya neftegazovogo potentsiala Tyumenskoy oblasti*. Nauchno-prakticheskaya konferentsiya ZapSibNIGNI. Tyumen', 2005, vol. 16 pp. 162-169.

Kontorovich A.E., Ershov S.V., Kazanenkov V.A., Karogodin Yu.N., Kontorovich V.A., Lebedeva N.K., Nikitenko B.L., Popova N.I., Shurygin B.N. *Paleogeografiya Zapadno-Sibirskogo osadochnogo basseyna v melovom periode* [Paleogeography of the West Siberian sedimentary basin in the Cretaceous]. *Geologiya i geofizika*, 2014, vol. 55, no. 5-6, pp. 745-776.

Kontorovich V.A. *Tektonika i neftegazonosnost' zapadnoy chasti Enisey-Khatangskogo regional'nogo progiba* [Tectonics and petroleum potential of the western part of the Yenisei-Khatanga regional trough]. *Geologiya i geofizika*, 2011, vol. 52, no. 8, pp. 1027-1050.

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 lithology of hydrocarbon reservoirs in the north of Western Siberia]. *Geologiya nefti i gaza*, 1979, no. 8, pp. 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.

Novikov D.A. *Rol' elizionnogo vodoobmena v formirovanii gidrodinamicheskogo polya Yamalo-Karskoy depressii* [The role of elisional water exchange in the formation of the hydrodynamic field of the Yamal-Kara depression]. *Litologiya i poleznye iskopaemye*, 2019, no.3, pp. 248-261.

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.

Shestakova N.I., Ershov S.V., Bardachevskiy V.N. *Kriterii neftegazonosnosti i prognoz neftegazoperspektivnykh zon v achimovskikh otlozheniyakh Gydanskogo poluostrova* [Petroleum bearing criteria and forecast of oil and gas promising zones in the Achimov strata of the Gydan Peninsula]. *Geofizicheskie tekhnologii*. 2020, no. 4, pp.4-31.

Sosedkov V.S. *Poiski neantiklinal'nykh lovushek v neokomskoy tolshche severa Zapadnoy Sibiri* [Search for non-anticlinal traps in the Neocomian strata of the north of Western Siberia]. *Geologiya nefti i gaza*, 1991, no. 6, pp. 25-28.

Zverev K.V. *Sedimentogenez otlozheniy achimovskoy tolshchi Severnogo Priob'ya* [Sedimentogenesis of the Achimov strata in the Northern Ob region]. *Geologiya i geofizika*, 2001, vol. 42, no. 4, pp. 617-630.

© Бардачевский В.Н., 2021

