



КРИТЕРИИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ И ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОПЕРСПЕКТИВНЫХ ЗОН В АЧИМОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ ГЫДАНСКОГО ПОЛУОСТРОВА

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

*Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН,
630090, Новосибирск, просп. Акад. Коптюга, 3, Россия,
e-mail: ShestakovaNI@ipgg.sbras.ru*

Рассмотрено строение и сейсмогеологическая характеристика ачимовской толщи Гыданского полуострова. Предложены геологические и геофизические критерии регионального прогноза нефтегазоносности, учитывающие клиноформное строение берриас-нижнеаптских отложений. На основе интерпретации данных бурения и сейсморазведки 2D построены прогнозные карты толщин песчаных тел, закартированы депоцентры накопления песчаного материала. Сеймостратиграфические исследования, которые опираются на комплексный анализ волновой картины временных сейсмических разрезов, динамический и сейсмофациальный анализы, а также палеотектонические и палеогеоморфологические реконструкции позволили выделить в ачимовской толще Гыданского полуострова Салмановскую и Южно-Гыданскую нефтегазоперспективные зоны.

Берриас-нижнеаптские отложения; ачимовская толща, клиноформа; сеймостратиграфия; динамический анализ; сейсмофациальный анализ; критерии нефтегазоносности; Гыданский полуостров

CRITERIA FOR PETROLEUM POTENTIAL AND FORECAST OF OIL AND GAS PROSPECTIVE ZONES IN THE ACHIMOV DEPOSITS OF THE GYDAN PENINSULA

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

*Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Koptuyug Ave., 3, Novosibirsk, 630090, Russia,
e-mail: ShestakovaNI@ipgg.sbras.ru*

The structure and seismogeological characteristics of the Achimov strata of the Gydan Peninsula are considered. Geological and geophysical criteria for the regional forecast of oil and gas potential, taking into account the clinoform structure of the Berriasian-Lower Aptian deposits, are proposed. Based on the interpretation of drilling data and 2D seismic exploration, predictive maps of the thickness of sand bodies were constructed, depocenters of accumulation of sandy material were mapped. Seismostratigraphic studies, which are based on a comprehensive analysis of the wave pattern of time seismic sections, dynamic and seismic facies analyzes, as well as paleotectonic and paleogeomorphological reconstructions, made it possible to identify the Salmanovskaya and Yuzhno-Gydanskaya oil and gas zones in the Achimov strata of the Gydan Peninsula.

Berriasian-Lower Aptian deposits; Achimov strata; clinoform; seismostratigraphy, dynamic analysis; seismic facies analysis; criteria for petroleum potential; The Gydan Peninsula

ВВЕДЕНИЕ

Ачимовский нефтегазоносный комплекс, залегающий в основании мела, является одним из перспективных комплексов мезозойского осадочного чехла Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. В пластах ачимовской толщи выявлены гигантские зоны нефтегазонакопления – Приобская, Восточно-Уренгойская. В последние годы в западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба была открыта Пайяхская крупная зона нефтенакпления.

Структурный план нижнемеловых горизонтов Гыданского полуострова имеет региональный наклон, который меняет свое направление с южного на восточный, огибая Таймырскую складчатую область. Перепады высот по разным горизонтам достигают от двух до четырех километров. В связи с высокими градиентами погружения рельефа количество выделяемых в этом районе положительных структур 2 и 3 порядка невелико [Бардачевский и др., 2018]. В этой связи на исследуемой территории весьма актуальным является поиск неструктурных ловушек, в том числе в ачимовском нефтегазоносном комплексе. Ачимовские пласты представляют собой крупные линзы песчано-алевритовых тел. Такое строение разреза определило доминирование в комплексе залежей литологического и структурно-литологического типов. Как показали исследования в ачимовских отложениях в погруженных зонах, за пределами надпорядковых положительных структур и структур 1 и 2 порядка, может быть сосредоточено более 40 % углеводородов клиноформного комплекса. Для мегавпадин и мегапрогибов, которые занимают пятую часть Гыданского полуострова, эта величина превышает 50 % [Ершов, 2019].

В последние годы в Гыданской нефтегазоносной области (НГО) активно ведутся сейсморазведочные работы. Изученность бурением до настоящего времени остается крайне низкой. Особенно слабо изучены юрские отложения и ачимовский комплекс, залегающий в основании нижнего мела. Последний вскрыт на ряде площадей вдоль Обской и Тазовской губ, а также на левобережье р. Енисей (рис. 1). Во внутренних районах полуострова полный разрез мела вскрыла только одна скважина – Гыданская 130. В этой связи проведение сейсмостратиграфических исследований ачимовской толщи, опирающихся прежде всего на комплексный анализ волновой картины сейсмического разреза, совместно с динамическими атрибутами сейсмической записи, с учетом клиноформной модели строения берриас-нижнеаптских отложений, приобретает большую актуальность при прогнозировании нефтегазоперспективных зон Гыданского полуострова.

СТРОЕНИЕ И СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА АЧИМОВСКОЙ ТОЛЩИ ГЫДАНСКОГО ПОЛУОСТРОВА

Особенностью берриас-нижнеаптского мегакомплекса Западной Сибири является клиноформное строение нижней части разреза, причиной которого послужило боковое заполнение относительно глубоководного бассейна в результате лавинной седиментации. Всего в разрезе неокома разными авторами выделяются до 20 клиновидных региональных сейсмокомплексов (клиноформ), границы которых маркируются реперными глинистыми пачками. На большей части территории Гыданского полуострова клиноформный разрез представлен в основном семью региональными клиноформами (савуйской, чеускинской, сармановской, уренгойской, пимской, сеяхинской (приобской) и арктической (быстринской) (рис. 2). На крайнем юго-востоке ограниченное распространение получили также нижневаланжинские клиноформы: самотлорская, урьевская, пырейная и моховая. Нижние три представлены только дистальными частями.

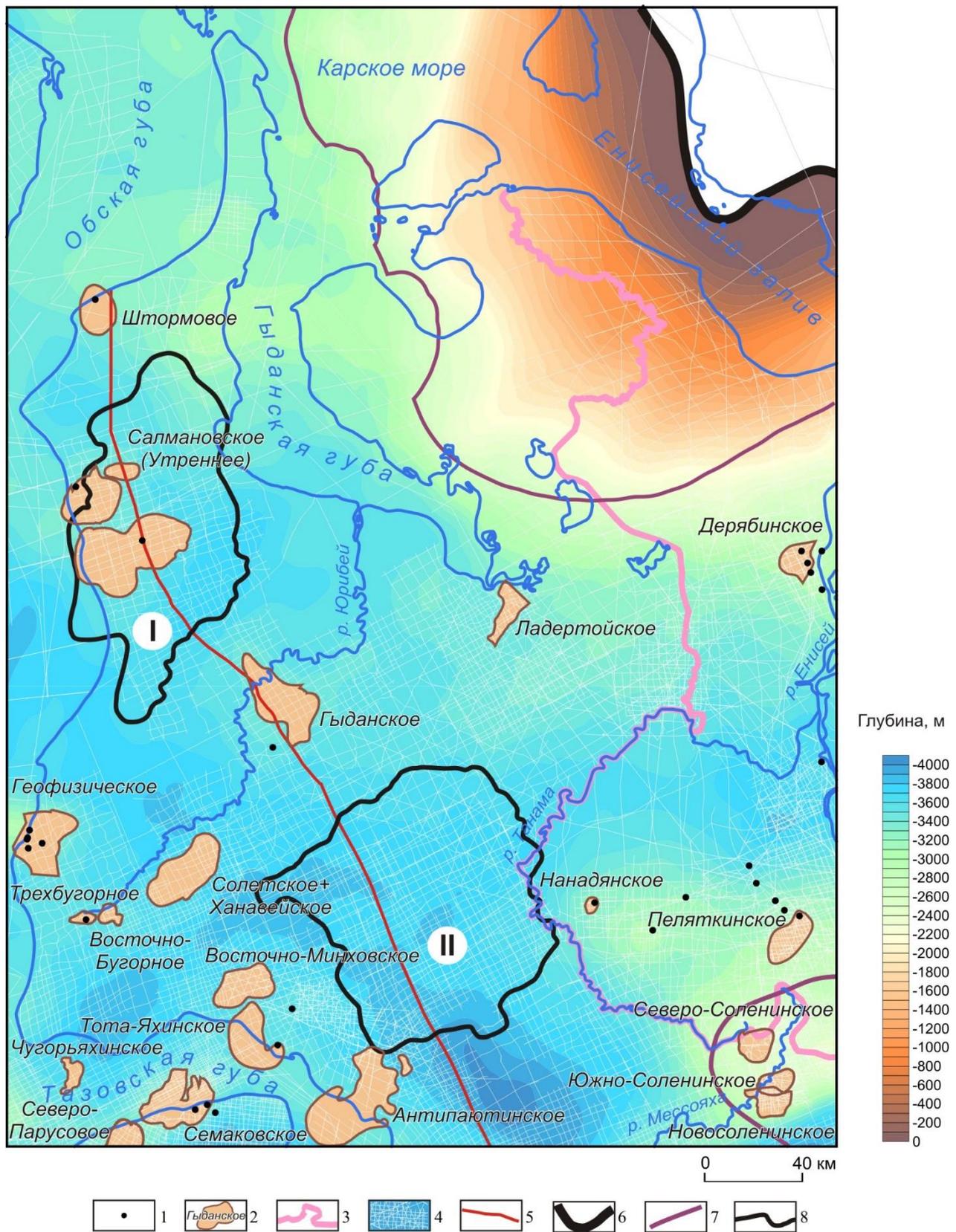


Рис. 1. Обзорная карта района исследований: 1 – скважины, вскрывшие ачимовскую толщу или ее заглинизированный разрез; 2 – месторождения углеводородов; 3 – административные границы; 4 – сейсмические профили; 5 – линия композитного сейсмического профиля (см. рис. 2); 6 – граница распространения меловых отложений; 7 – внешняя граница распространения ачимовской толщи; 8 – нефтегазоперспективные зоны в отложениях ачимовской толщи: I – Салмановская, II – Южно-Гыданская. Цветом показана структурная карта по подошве меловых отложений

Клиноформные осадочные тела, согласно терминологии по Дж. Ричу [1951], условно делятся на три элемента: ундатему, клинотему и фондотему. Ундатемы накапливались в условиях мелководья и представляют верхнюю горизонтально-слоистую часть клиноформ. Клинотемы – геологические тела, соответствующие обстановкам накопления склона (косослоистые части клиноформ). Фондотемы (нижние части клиноформ с субгоризонтальным или пологонаклонным залеганием слоев) представлены образованиями ложа бассейна. Именно с фондотемами связаны основные тела песчаных линз ачимовской толщи, хотя в проксимальных частях конусов выноса в районе питающих каналов они могут подниматься до уровня клинотем. Комплексный анализ фондотем является ключом для выявления закономерностей распределения песчано-алевритовых тел-коллекторов ачимовской толщи и прогноза перспективных зон нефтегазонакопления.

Согласно проведенным палеорекострукциям песчаные тела ачимовской толщи, которые представляют собой глубоководные конуса выноса авандельт, начали формироваться в исследуемом районе в середине раннего валанжина (самотлорская клиноформа) на юго-востоке Гыданского полуострова. К концу готерива в результате проградации клиноформного комплекса вглубь бассейна в пределах исследуемой территории возобладала обстановка мелкого моря и прибрежных равнин, временами заливавшихся морем [Конторович и др., 2014; Бардачевский и др., 2019]. Наиболее молодые пласты ачимовской толщи выделяются на северо-западе полуострова вдоль Обской губы в разрезе сеяхинской клиноформы верхнего готерива (см. рис. 2).

Накопление клиноформ происходило циклически. Области распространения ачимовской толщи в каждой из них представляют собой вытянутые в субмеридиональном направлении зоны, которые в большинстве случаев перекрывают друг друга периферийными частями. В областях с высокой скоростью проградации клиноформ сформировались широкие зоны фондотем, в пределах которых ачимовские песчаные тела образуют по несколько обособляющихся полос депоцентров, в свою очередь связанных с зональными клиноформами. Это наглядно показано на примере изученных бурением чеускинской и покачевской (савуйской) клиноформ Северного Приобья [Карогадин и др., 2000]. Полосы депоцентров зональных клиноформ, как будет показано ниже, по данным сейсморазведки прогнозируются также в пимской и сеяхинской клиноформах исследуемой территории.

Авторами построены прогнозные карты толщин песчаных тел ачимовской толщи неокомских клиноформ Гыданского полуострова, в основе которых лежат данные толщин фондотем, сейсмофациального анализа, палеогеографических реконструкций и бурения. На рисунке 3 показана карта суммарных толщин песчаных отложений ачимовской толщи исследуемого района.

Условно зону распространения ачимовской толщи на исследуемой территории можно разделить на две части: юго-восточную и северо-западную. Ачимовская толща юго-восточной части Гыданского полуострова связана с валанжинскими клиноформами, а также сармановской и уренгойской клиноформами начала раннего готерива. Их накопление происходило за счет обломочного материала, сносимого с Сибирской суши. С территории Таймыра снос терригенного материала был незначительным, в результате чего осевая линия встречных клиноформ оказалась прижата к северному борту бассейна.

Проградация валанжин-готеривской группы клиноформ в исследуемом районе происходила медленнее, чем в это же время в других районах Западно-Сибирского осадочного бассейна, и составляла

в среднем 25–30 км/млн лет. Зоны накопления ачимовской толщи в каждой из региональных клиноформ представляют собой полосы северо-восточного простирания шириной 20–40 км, которые на продолжении основных каналов поступления осадочного материала могут достигать 50 км. Юго-восточная область распространения ачимовской толщи характеризуется повышенными толщинами песчаных отложений. Депоцентры накопления песчаного материала вскрыты рядом скважин на левобережье р. Енисей, где суммарная толщина песчаников ачимовской толщи достигает 100 м.

На северо-западе Гыданского полуострова формировались клинотемы и фондотемы готеривских пимской и сеяхинской региональных клиноформ. Во второй половине раннего готерива, в начале формирования пимской клиноформы, произошла компенсация осадками Енисей-Хатангского бассейна. Осадочный материал начал активнее поступать на территорию Гыданского полуострова, в результате чего скорость проградации существенно возросла. Если на юго-западе полуострова и на севере она составляла 70–80 км/млн лет, то в центральных районах проградация клиноформного комплекса достигала 130 км/млн лет. Простирание клиноформ и связанные с ними полосовидные зоны ачимовской толщи сменили свое направление с северо-восточного на субмеридиональное. Вследствие высокой скорости проградации осадков, зоны распространения ачимовской толщи зональных клиноформ обособились друг от друга.

Накопление песчано-алевритовых горизонтов нижнемеловых клиноформ Западной Сибири происходило преимущественно в регрессивную фазу. По мере сокращения расстояния между береговой линией и бровкой клиноформ, отделяющих мелкую часть моря от глубокой, поступление обломочного материала в глубоководную часть бассейна увеличивалось. Самые крупные конусы выноса образовывались, как правило, в конце регрессивной фазы при максимальном падении относительного уровня моря [Ершов, 2018]. В этой связи прогнозируется, что ачимовская толща в центральных районах исследуемой территории, которая формировалась на ранних стадиях регрессивной фазы осадконакопления пимской клиноформы, в среднем будет характеризоваться меньшими толщинами песчаных тел, чем юго-восточные и западные районы Гыданского полуострова (см. рис. 3).

Берриас-нижнеаптский мегакомплекс Западной Сибири контролируется отражающими горизонтами Б и М. Первый сопоставляется на территории Гыданского полуострова с кровлей баженовской и гольчихинской свит, второй – с подошвой нейтинской пачки глин танопчинской свиты. Волновая картина на временных сейсмических разрезах имеет амплитудные характеристики и конфигурацию в соответствии с выделенными элементами региональных клиноформ – ундатемой, клинотемой и фондотемой. Для большинства ундатем, представляющих собой покровный комплекс, характерна субпараллельная волновая картина. Однако ундатемы арктической клиноформы и, в меньшей степени, сеяхинской в связи с высокой песчанистостью разреза представлены бугристой, местами затухающей малоамплитудной конфигурацией сейсмической записи (см. рис. 2).

Регрессивные части клиноформ в покровном комплексе некома характеризуются субпараллельными, иногда невыдержанными фазами и при увеличении толщины ундатемы в северо-западном направлении приобретают небольшую косонаклонность. Трансгрессивные части клиноформ, отождествляемые с региональными глинистыми пачками, представлены одно-двух фазными высокоамплитудными, динамически выразительными субпараллельными пакетами отражений.

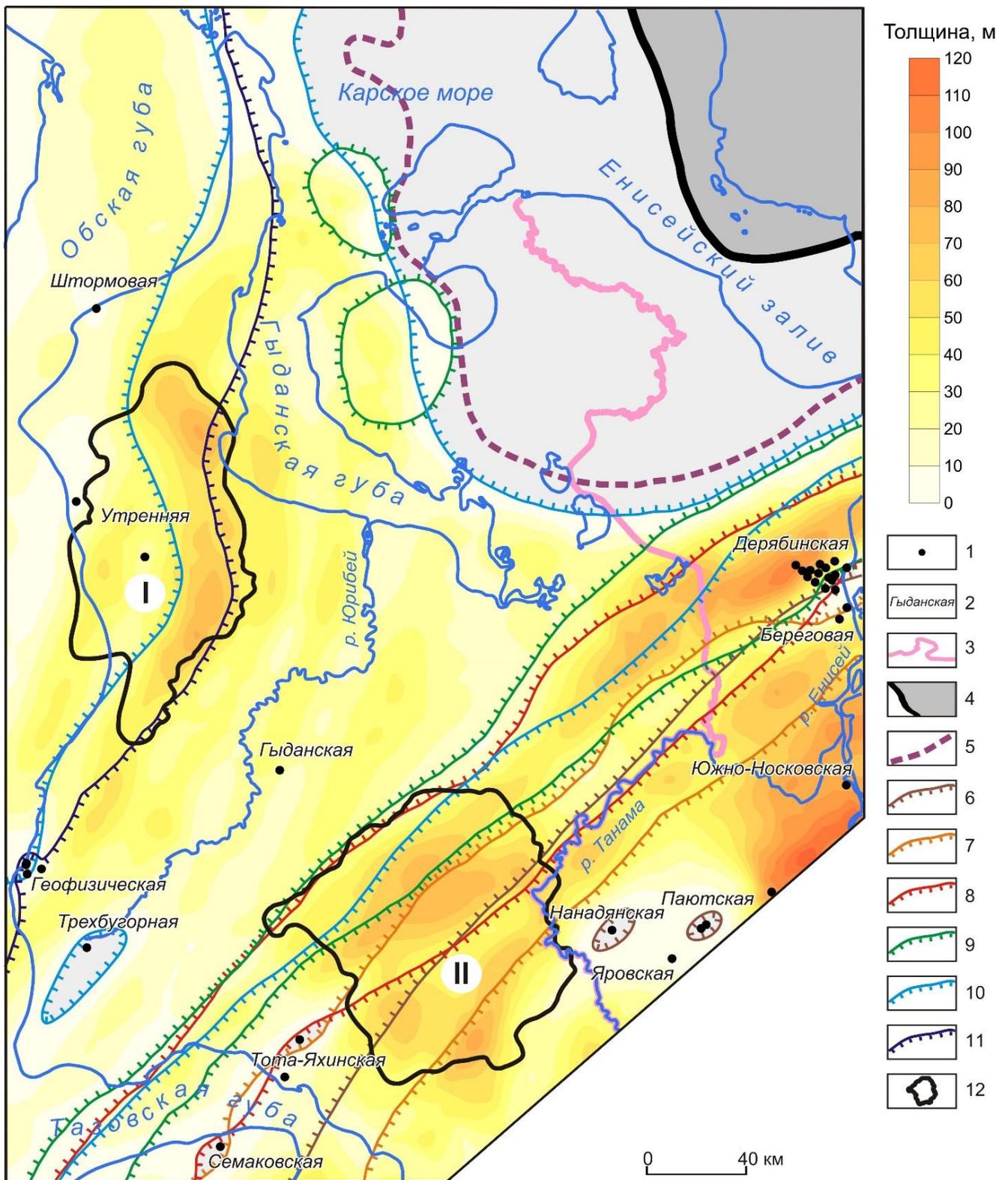


Рис. 3. Прогноз суммарных толщин песчаников ачимовской толщи Гыданского полуострова: 1 – скважины, вскрывшие отложения ачимовской толщи или ее заглинизированный разрез; 2 – названия площадей; 3 – административные границы; 4 – граница выклинивания берриас-нижнеаптских отложений; 5 – граница распространения фондотем; 6–11 – границы распространения ачимовской толщи региональных клиноформ: 6 – группы нижневаланжинских клиноформ (самотлорская, пласт АЧБУ₁₉; урьевская, пласты АЧБУ_{16–18}; пырейная, пласт АЧБУ₁₅; моховая, пласты АЧБУ_{13–14}; савуйская, пласт АЧБГ₃₇); 7 – чеускинской (пласты АЧБГ_{34–36}); 8 – сармановской (пласты АЧБГ_{32–33}); 9 – уренгойской (пласты АЧБГ_{29–31}); 10 – пимской (пласты АЧБГ_{20–28}); 11 – сеяхинской (пласты АЧБГ_{10–19}); 12 – нефтегазоперспективные зоны в отложениях ачимовской толщ: I – Салмановская, II – Южно-Гыданская

Второй тип конфигурации отражений и амплитудных характеристик сейсмической записи наблюдается в области развития клинотем. При латеральном наращивании осадочных тел, конфигурация сейсмической записи имеет сигмоидное строение, переходящее в косослоистое. В клиноформах северного и северо-западного падения, источником формирования которых являлась Сибирская суша, наблюдаются высокие, крутопадающие сигмоидные границы. Таймырские клиноформы южного и юго-западного падения характеризуются малоамплитудными пологонаклонными сигмоидными и косонаклонными границами. На волновой картине сейсмических профилей косонаклонные границы регрессивной части клиноформ выделяются по прекращению прослеживания вверх по восстанию по схеме кровельного прилегания к подошве вышележащего клиноформного комплекса, а вниз по падению – по типу подошвенного прилегания к трансгрессивной части клиноформы.

Третий тип конфигурации отражений и амплитудных характеристик связан с отложениями фондотем. Интервал фондотем ограничен в подошве кровлей баженовской или гольчихинской свит, в кровле – условной поверхностью, которая отделяет крутопадающие пласты клинотем от более пологозалегающих слоев фондотем, характеризующихся пологонаклонной клиновидной волновой картиной. В зонах с повышенной толщиной фондотем, когда они представлены двумя и более клиноформами, отмечается двухъярусное строение ачимовской толщи. На сейсмических профилях фиксируются два уровня, к которым наблюдается подошвенное прилегание отражений. Первый уровень, когда пласты фондотемы нижней клиноформы вглубь палеобассейна приближаются к отражающему горизонту Б и выполаживаются, характеризуясь динамически выразительной волновой картиной. В случае большой протяженности нижней клиноформы в глубь бассейна, в верхней отмечается второй уровень, когда косослоистые отражения подклиниваются по типу подошвенного прилегания к региональной глинистой пачке, залегающей в основании верхней клиноформы.

КРИТЕРИИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ АЧИМОВСКОЙ ТОЛЩИ

Существует целый ряд критериев для прогноза ловушек и перспективных зон нефтегазонакопления в отложениях ачимовской толщи Западной Сибири – структурно-тектонические, литологические, палеогеоморфологические, сейсмофациальные и т. п. Часть критериев, например, структурные, универсальны и подходят для большинства нефтегазоносных отложений осадочных бассейнов мира, другие критерии характерны только для клиноформного комплекса. В любом случае клиновидное залегание геологических тел вносит свои специфические особенности на применение этих критериев. Рассмотрим геологические и геофизические критерии нефтегазоносности ачимовской толщи.

Структурно-тектонические критерии. К этой группе в первую очередь относится структурный критерий. До сих пор при поисках залежей нефти и газа доминирует антиклинальная (структурная) парадигма. Как отмечалось выше, структурный план нижнемеловых горизонтов Гыданского полуострова – не самый благоприятный для поиска крупных антиклинальных ловушек. Кроме того, пласты ачимовской толщи залегают под углом к подстилающим отложениям юры и перекрывающим покровным мелководным пластам меловых отложений, поэтому не все структуры, выделяемые по юрским и меловым горизонтам, будут выделяться по ачимовским. В силу особенностей строения неокомского клиноформного комплекса Западной Сибири для ачимовских отложений структурный критерий хотя и нельзя сбрасывать со счетов, но он не является доминирующим. На примере Северного Приобья Западной Сибири было показано, что

в ачимовских пластах доля углеводородов, которая сосредоточена в структурных ловушках, не превышает 15 % [Карогодин и др., 2000], доминируют залежи литологического и в меньшей степени структурно-литологического типов.

Еще один критерий из группы структурно-тектонических – тектонический, связанный с разломной тектоникой. По сравнению с коллекторами, сформировавшимися в мелководных и континентальных обстановках, фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пластов ачимовской толщи обладают пониженными характеристиками за счет плохой сортировки обломочного материала, который поступал к подножию аккумулятивного склона в виде мутьевых потоков. Однако в зонах дизъюнктивных нарушений за счет трещиноватости дебиты из пластов ачимовской толщи могут существенно возрастать. В них может также наблюдаться разуплотнение коллектора [Бембель, 2011]. К тектоническим критериям можно отнести также зоны разгрузок тангенциальных напряжений, как перспективные объекты поиска зон улучшенных коллекторов [Карогодин и др., 2000]. В некоторых случаях процессы тектонической трещиноватости могут способствовать выщелачиванию хлоритового, кальцитового цементов и улучшать ФЕС пород [Шиманский и др., 2003].

Палеогеоморфологические критерии. К этой группе относятся критерии, связанные с особенностями рельефа дна неокомского бассейна Западной Сибири. В титон-берриасское время в относительно глубоководном бассейне в результате лавиной седиментации сформировался аккумулятивный склон, который в процессе проградации осадков смещался вглубь бассейна. Он условно делил бассейн на три части. Мелкая часть моря простиралась примерно до глубины 30–50 м [Сидоренков, 1979; Кулахметов и др., 1983; Ершов, 2016]. От аккумулятивного склона она отделялась относительно резким перегибом (бровкой), который контролировал распространение мелководных пластов. Сам склон представлял собой область транзита обломочного материала. Осадки, сформировавшиеся в его пределах, преимущественно глинистые, хотя выделяются также шлейфы склона смешанного глинисто-алевролитно-песчаного состава. Иногда сейсморазведкой 3D в виде врезов фиксируются каналы поступления осадка, заполненные песчаным материалом. Основной объем обломочного материала, который попадал в глубоководную часть бассейна, аккумуляровался у подножия склона в виде конусов выноса. Наилучшие гранулярные коллектора связаны с проксимальными зонами конусов [Карогодин и др., 1995; Брехунцов и др., 2003; Шиманский и др., 2003; Белонин, Шиманский, 2006; Шестакова и др., 2020]. Они соответствуют верхним и средним частям фондотем. Далее вглубь бассейна коллекторские свойства пластов ухудшаются вплоть до полной глинизации разреза.

Еще один палеогеоморфологический критерий – восточные склоны палеоподнятий, которые существовали в рельефе дна неокомского бассейна в области глубокого моря на момент накопления ачимовской толщи в конкретном районе. Палеоподнятия являлись препятствием на пути распространения потоков обломочного материала, в результате чего на их восточных склонах формировались пласты ачимовской толщи повышенной толщины и песчанистости, характеризующиеся улучшенными ФЕС [Шиманский и др., 2003]. С противоположной стороны поднятий формировались пласты мелкозернистых, плохо отсортированных глинистых песчаников.

Палеотектонические критерии. К палеотектоническим критериям относятся толщины осадочных комплексов, их объем, скорость прогибания бассейна и ее динамика, время формирования структур и т. п. Применительно к ачимовской толще интерес представляют в первую очередь палеоструктурные построения. Палеоструктурные критерии имеют много общего с палеогеоморфологическими.

Палеотектонические карты представляют собой карты толщин между двумя поверхностями, например, между отражающими горизонтами. Они не отражают конкретно рельеф поверхности осадков, в кровле которых залегает целевой горизонт, по которому проводятся построения на момент осадконакопления. Однако при региональных построениях тенденции изменения рельефа дна бассейна и тенденции изменения палеоглубин на палеотектонических картах, при построении которых соблюдена вся методика, будут близки.

Рельеф дна неокомского бассейна Гыданского полуострова был благоприятен для формирования зон с улучшенными коллекторскими свойствами. Наиболее глубокая часть бассейна располагалась на юго-востоке полуострова. В раннем валанжине на момент начала формирования в исследуемом районе ачимовской толщи палеоглубины превышали 300 м [Конторович и др., 2014; Ершов, 2016]. В западном, северо-западном и северном направлениях, т. е. в направлении проградации клиноформного комплекса, отмечалось уменьшение глубин палеобассейна (рис. 4а). Территории Таймыра и Ямала играли роль крупных поднятий на пути поступления осадка, что могло способствовать формированию повышенных толщин песчаных отложений.

Морфологические критерии. К морфологическим критериям авторы отнесли толщины клиноформных седиментационных комплексов и слагающих их элементов. Такие критерии обычно относят к палеотектоническим. Применительно к клиноформному комплексу, который сформировался в условиях заполнения некомпенсированного палеобассейна, толщины клиноформ в областях развития клинотем и фондотем к тектонике имеют мало отношения. Они зависели от многих факторов: глубины палеобассейна, скорости и объемов поступления осадочного материала, его литологического состава, эвстатики, изостатических процессов и т. п.

Толщины сейсмокомплексов и клиноформ, независимо от их ранга – очень важный критерий прогноза зон нефтегазонакопления. На продолжении крупных русловых систем неокомского бассейна формировались области повышенных толщин. В таких районах активно шло поступление осадка в глубоководную часть бассейна. Многими исследователями отмечается, что повышенные эффективные толщины песчаников ачимовской толщи и зоны улучшенных коллекторов связаны с депоцентрами клиноформ [Соседков, 1991; Бардачевский и др., 2018; Петрова и др., 2018; Нежданов и др., 2000]. Важным является не сама толщина клиноформ, а толщина песчаных отложений. Было замечено, что большинство месторождений сосредоточено на территориях, где эффективные толщины ачимовской толщи превышают 30 м [Плавник, 1998]. Промышленные притоки также приурочены к участкам повышенных толщин ачимовской толщи и рентабельными для разработки являются депоцентральные зоны [Пономарев и др., 1999].

На территориях, малоизученных бурением, на которых можно строить только прогнозные карты толщин песчаных отложений ачимовской толщи, картирование сейсмическими методами депоцентров клиноформ является очень важным для прогноза нефтегазоносности. Надо только учитывать некоторые моменты. Во-первых, депоцентры клиноформ и толщин песчаных отложений ачимовской толщи не совпадают полностью. Как правило, последние смещены к западу. Во-вторых, депоцентры могут отличаться соотношением глинистых и алеврито-песчаных фракций, на что обращали внимание некоторые исследователи [Славкин и др., 1994; Карогодин и др., 1996]. В этой связи необходимо использовать комплексирование критериев, в первую очередь с сейсмофациальными, о которых речь пойдет ниже.

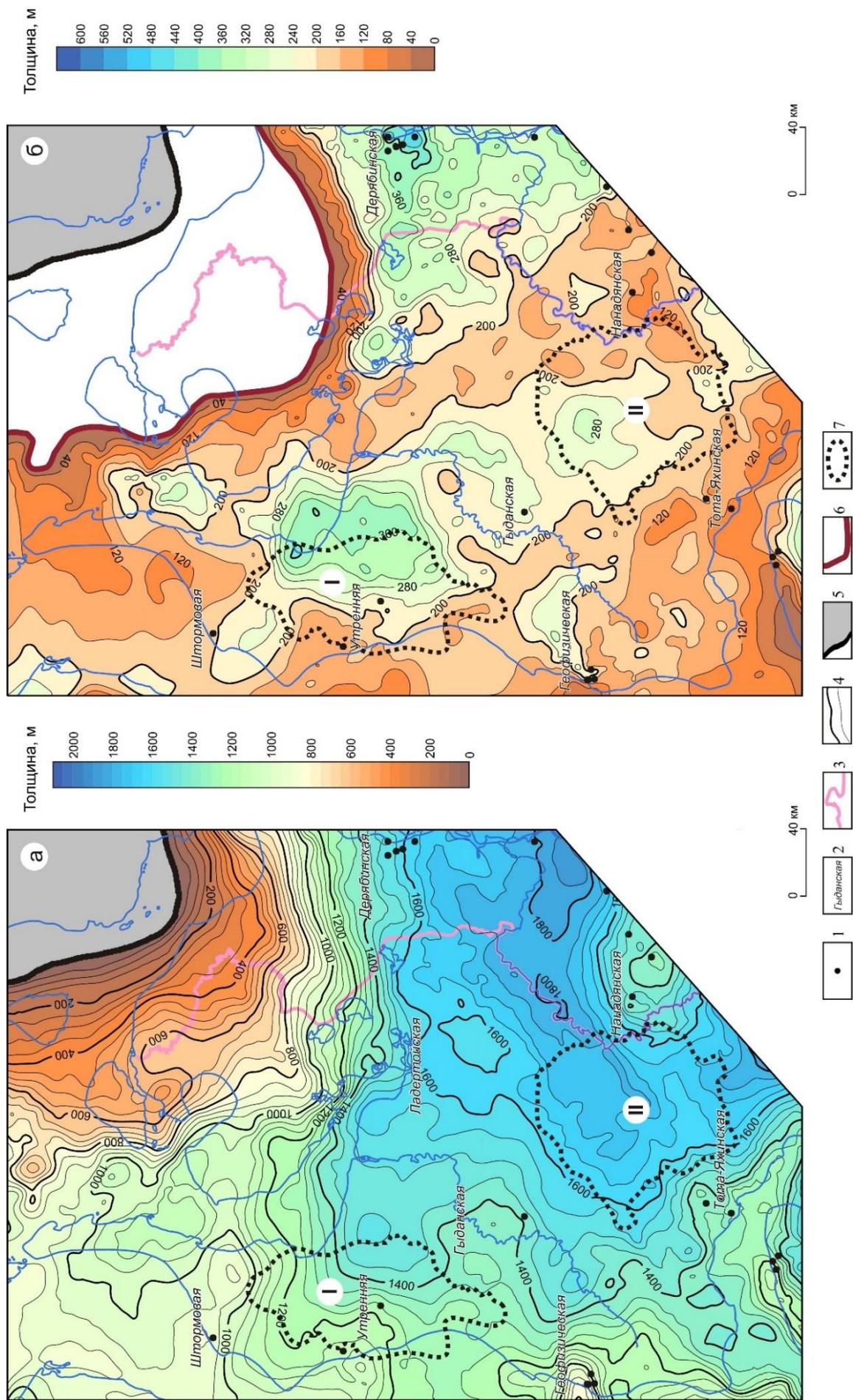


Рис. 4. Карта толщин берриас-нижнеаптского мегакомплекса (а) и суммарных толщин фондотем (б): 1 – скважины, вскрывшие полный разрез мегакомплекса; 2 – названия площадей; 3 – административные границы; 4 – изопахиты; 5 – граница выклинивания мегакомплекса; 6 – граница распространения фондотем; 7 – нефтегазоперспективные зоны в отложениях ачимовской толщи: I – Салмановская, II – Южно-Гыданская

Еще одним важным морфологическим критерием, по мнению авторов статьи, является толщина фондотем (рис. 4б). Она является производной от двух факторов – наличия палеогеоморфологического барьера и скорости поступления осадочного материала. В случае, когда на пути активного поступления осадка в глубоководную часть моря возникало препятствие, скорость вертикального наращивания разреза возрастала. Для таких зон характерна многопластовость ачимовской толщи. Отмечается также ее двухъярусное строение, когда на поверхности протяженной фондотемы с повышенной толщиной одной региональной клиноформы залегают клинотема и фондотема другой, вышележащей, клиноформы. Ранее о «двухэтажном» строении ачимовской толщи Гыданского полуострова и других районов севера Западной Сибири, где установлена продуктивность ачимовских отложений, указывала М.В. Мельникова [2012].

В пределах исследуемой территории выделяются две крупные зоны повышенных толщин фондотем. Одна из них – на западе Енисей-Хатангского регионального прогиба (см. рис. 4б). Наличие относительно крутого рельефа палеобассейна и активного поступления в этот район осадочного материала привело к тому, что суммарная толщина фондотем на некоторых участках превышает 400 м. В районе Дерябинской площади в основании мела одновременно залегают фондотемы четырех региональных клиноформ, тогда как в центральных районах Западно-Сибирского бассейна, как правило, одна или две. В пределах площади в пластах ачимовской толщи открыто одноименное многопластовое газоконденсатное месторождение. Залежи УВ приурочены к пластам верхних двух нижнеготеривских клиноформ – сармановской и уренгойской.

Вторая зона протянулась через весь Гыданский полуостров с юга-востока на северо-запад (см. рис. 4б). На большей части ее территории фондотемы уступают по толщине Енисей-Хатангской зоне. В центральной части полуострова при незначительном градиенте подъема палеорельефа толщина фондотем – немногим более 200 м. В районе Утренней площади с увеличением крутизны дна бассейна, суммарные толщины фондотем увеличиваются до 300–400 м. За пределами областей повышенных толщин, ачимовская толща будет характеризоваться меньшим количеством пластов и их толщиной.

Существует еще группы геологических критериев нефтегазоносности ачимовской толщи – литологических, геохимических, а также критериев, связанных с аномальными разрезами баженовской свиты и аномально-высокими пластовыми давлениями (АВПД). В одних случаях это критерии локального и зонального прогнозов, для которых необходимы данные бурения, но в настоящий момент их недостаточно. В случае с АВПД считается, что они препятствуют уменьшению пористости и таким образом улучшают коллекторские свойства пород [Храмцова, 2005]. Учитывая, что подавляющая часть исследуемой территории относится к зоне, в которой неокотский мегакомплекс характеризуется напряженным гидродинамическим полем с повышенными или аномально-высокими пластовыми давлениями [Новиков, 2019], то этот критерий позволяет большую часть территории Гыданского полуострова рассматривать как перспективную на поиски залежей УВ в глубоководных горизонтах мела. Для регионального прогноза нефтегазоносности ачимовской толщи в пределах территорий, малоизученных бурением, к которым относится Гыданский полуостров, в первую очередь необходимо использовать критерии, полученные на основе сейсмических данных. Это критерии, которые упоминались выше (структурно-тектонические, палеогеоморфологические, палеотектонические, морфологические), а также группы непосредственно геофизических критериев, о которых речь пойдет ниже.

Геофизические критерии выявления и картирования в пластах ачимовской толщи нефтегазоперспективных зон и объектов опираются прежде всего на данные сейсморазведки. Важным и не менее значимым является знание региональной модели строения отложений ачимовской толщи. Как и

в случае с геологическими критериями, клиноформное строение разреза вносит свои специфические особенности на применение геофизических критериев.

Сейсмофациальные критерии. Одним из критериев картирования зон распространения ачимовской толщи является конфигурация сейсмической записи в нижней части клиноформ в области развития клинотемы. На ранней стадии регрессивного этапа накопления клиноформ в глубоководную зону поступал преимущественно глинистый материал, образуя соответственно глинистые клинотемы. Они характеризуются тем, что косонаклонные отражающие горизонты под относительно крутыми углами подклиниваются к основанию клиноформы (к кровле подстилающей клиноформы). По мере развития регрессии в глубоководную зону начинал поступать песчано-алевритовый материал, который откладывался преимущественно в форме конусов выноса. Отражающие горизонты клинотемы, приуроченные к кровлям пачек, в разрезе которых в основании склона присутствуют песчаные пласты ачимовской толщи, из косонаклонной формы переходят в субпараллельное с основанием клиноформы состояние. Таким образом можно локализовать области возможного распространения ачимовских тел в каждой из клиноформ независимо от их ранга, исключив наиболее вероятные области глинизации разреза.

Основной критерий прогноза коллекторов ачимовской толщи базируется на анализе волновой картины временных сейсмических разрезов, с целью восстановления обстановок осадконакопления, выделения и прогноза литофаций с помощью динамического анализа и последующего районирования территории исследования на основе выделенных обстановок осадконакопления. В рамках сейсмофациального анализа критериями зон с улучшенными коллекторскими свойствами пластов ачимовской толщи являются определенные конфигурации сейсмической записи. Одним из признаков коллектора являются бугристые сейсмофации, связываемые с образованиями песчаных конусов выноса [Сейсмическая стратиграфия, 1982].

Динамические критерии. С позиции динамического анализа немаловажную информацию несет амплитуда сейсмической записи. Прежде всего сейсмические отражения возникают на границах резкого изменения свойств геологического разреза. Изменение амплитудных характеристик сейсмической записи связано с литологическими изменениями, в свою очередь зависящими от условий осадконакопления и зон насыщения углеводородами. Например, газовые залежи часто характеризуются аномальным поведением амплитуд сейсмической записи типа «яркого пятна» [Сейсмическая стратиграфия, 1982; Воскресенский, 2001; Шестакова и др., 2020]. Динамические параметры несут в себе информацию о геологическом строении слоистых осадочных образований, что является главным объектом сейсмофациального и динамического анализа.

При решении локальных и зональных задач разными исследователями выделяются разные динамические атрибуты (амплитуда, мгновенные амплитуды, средневзвешенные частоты, спектральная декомпозиция и т. д.), которые позволяют прогнозировать эффективные толщины ачимовской толщи, выделять перспективные объекты. На этапе региональных исследований значительно расширить круг решаемых геологических задач позволяют временные сейсмические разрезы импедансов [Гогоненков, 1987; Ухлоva и др., 2006; Шкор и др., 2006; Шестакова и др., 2020]. Самыми низкими значениями импедансов характеризуются высокоуглеродистые аргиллиты баженовской свиты. Исходя из анализа данных ГИС стандартного, акустического и радиоактивного каротажа, конденсированным глинам соответствуют низкие значения импеданса, аргиллиты характеризуются высокими значениями, а

разуплотненные гранулярные коллектора песчаных пластов приурочены, как правило, к средней части шкалы импедансов в интервале граничных значений.

МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЯ

При прогнозе нефтегазоперспективных зон ачимовской толщи Гыданского полуострова был использован комплекс геологических и геофизических методов. В первую очередь это сейсмофациальный и сиквенс-стратиграфический методы. В основе сейсмофациального метода лежат труды зарубежных специалистов: Р. Митчема, П. Вейла, Дж. Сангри [Сейсмическая стратиграфия, 1982]. Методические аспекты дополнялись и раскрывались в научных работах российских исследователей: В.В. Бродягина, В.П. Игошкина, А.В. Матаева, В.Ю. Овечкиной, Т.В. Ольневой, В.А. Пухарева, Н.Н. Старикова, Е.Б. Топычановой, Л.Я. Трушковой, В.Н. Устиновой, Г.Д. Ухловой, И.Л. Цибулина, В.В. Шелепова и многих других.

В своих исследованиях авторы опирались на сейсмогеологическую и сиквенс-стратиграфическую модели берриас-нижнеаптских клиноформных отложений арктических районов Западной Сибири, которые были опубликованы ранее в серии публикаций [Ершов, 2017, 2018; Ершов и др., 2018; Бардачевский и др., 2018, 2019; Петрова и др., 2018; Шестакова и др., 2020]. Наряду с сейсмофациальным методом для изучения ачимовской толщи проводились также палеотектонические, палеогеографические и палеогеоморфологические реконструкции. Работа проводилась в интерпретационной системе «The Kingdom Suite+». На основе комплексного анализа данных бурения и сейсморазведки была проведена корреляция берриас-нижнеаптских отложений, выделены сиквенции 3 порядка, которые соответствуют региональным клиноформам неокома Западной Сибири, построены структурные карты и карты толщин региональных клиноформ, а также карты суммарных толщин фондотем и песчаников. Систематизация волновой картины временных сейсмических разрезов совместно с данными бурения и проведенный палеогеоморфологический анализ позволили выделить для разных временных интервалов важные элементы палеобассейна – бровки мелководных террас и основания аккумулятивного склона, которые контролировали осадконакопление в неокомском бассейне.

Сущность методики динамического анализа сейсмических данных нашла свое отражение в трудах большого количества исследователей [Игошкин, Овчаров, 1989; Воскресенский, 2001; Малярова и др., 2004]. Представления о методических основах динамического анализа сейсмических данных рассматривались также в научных работах Г.Д. Ухловой [Ухлова и др., 2006], А.Н. Кычкина и его коллег [Кычкин и др., 2007], А.А. Инюшкиной и Д.В. Мерзляковой [2007], В.А. Конторовича [Конторович и др., 2019]. А.В. Исаевым и А.А. Поляковым [2019] на основе сеймостратиграфического анализа с помощью динамических атрибутов сейсмической записи (амплитуда, когерентность, спектральная декомпозиция) по сейсмическим материалам 2D и 3D, были выявлены перспективные объекты в литологически экранированных ловушках в песчано-алевритовых пластах «ачимовского типа».

Ранее по материалам исследования в арктических районах Западной Сибири авторами была показана взаимосвязь динамических атрибутов сейсмической записи с геологическими параметрами ачимовской толщи в пределах Восточно-Медвежьего, Дерябинского и Паютско-Носковского участков [Шестакова и др., 2020]. Участки отличаются особенностями строения ачимовской толщи, находятся в различных структурно-тектонических зонах, в разной степени изучены бурением и сейсморазведкой.

Полученные волновые образы литофаций глубокого моря в интервале залегания ачимовской толщи послужили основой для прогноза параметров геологической среды на территориях, малоизученных бурением. Надо отметить, в выборе наиболее информативных критериев подобия учитывались исследования, посвященные тематике прогноза с позиций сейсмофациального и динамического анализа, проведенные разными специалистами. Научные работы А.А. Нежданова [Нежданов и др., 2000], Б.А. Спасского и И.Ю. Герасимовой [2007], А.В. Исаева и его коллег [Исаев и др., 2011], В.В. Литвина [Литвин и др., 2013], В.Ю. Овечкиной и Т.В. Ольневой [2014], Т. Кирьяновой и А. Кириллова [2015], Н.В. Петровой [Петрова и др., 2018] и других исследователей раскрыли достоинства динамического анализа при исследовании не только нижнемелового клиноформного комплекса Западной Сибири в целом, но и в частности ачимовской толщи.

С целью выделения нефтегазоперспективных зон ачимовской толщи нижнемелового клиноформного комплекса Гыданского полуострова совместно с данными бурения были проанализированы волновая картина временных сейсмических разрезов и динамические атрибуты сейсмической записи. По временным сейсмическим разрезам в прогнозных интервалах залегания ачимовской толщи рассчитывались разрезы амплитуд, мгновенных амплитуд, импедансов и других атрибутов сейсмической записи. Динамические атрибуты сейсмической записи анализировались с целью выявления волновых образов фаций глубокого моря [Шестакова и др., 2020]. На основе перебора динамических атрибутов сейсмической записи были получены карты динамических аномалий импедансов в разных окнах анализа, которые отображают изменения акустических свойств среды, связанные прежде всего с литологическими изменениями, зависящими от условий осадконакопления ачимовской толщи.

Нефтегазоперспективные зоны ачимовской толщи Гыданского полуострова были спрогнозированы, исходя из построенной сейсмогеологической модели берриас-нижнеаптских отложений, с использованием структурного и палеотектонического анализов в комплексе с сейсмофациальным и динамическим, с учетом палеогеографических реконструкций на основе метода аналогий при сопоставлении геологических характеристик среды и волнового образа отложений ачимовской толщи сопредельных территорий.

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ

Ачимовская толща распространена на большей части Гыданского полуострова за исключением северо-восточных районов, прилегающих к Таймыру (см. рис. 3). Подавляющую часть этой территории можно считать перспективной на поиски залежей УВ в отложениях ачимовского нефтегазоносного комплекса. Авторами предпринята попытка, используя различные подходы и региональные критерии нефтегазоносности, выделить в малоизученных бурением районах Гыданского полуострова крупные зоны благоприятные для формирования гранулярных коллекторов с улучшенными ФЕС. Опираясь на сейсмогеологическую модель берриас-нижнеаптских отложений Гыданского полуострова, были изучены области депоцентров накопления осадочного материала региональных клиноформ, к которым, как отмечалось ранее, приурочены максимальные эффективные толщины проницаемых пород ачимовской толщи. Для пимской и сеяхинской клиноформ, имеющих обширные площади распространения фондотем, особое внимание обращалось на районы накопления пластов финала регрессии, с которыми могут быть связаны самые крупные конусы выноса. На начальном этапе оценивалась роль палеоструктурных и морфологических критериев в возможном формировании нефтегазоперспективных зон (НГПЗ). На

заключительном этапе привлекались сейсмофациальные и динамические критерии с целью оценки площадного распространения сейсмофаций благоприятных для развития коллекторов, а также толщин прогнозируемого продуктивного интервала ачимовского комплекса.

Проведенные исследования позволили наметить целый ряд перспективных зон на поиски залежей УВ на территории Гыданского полуострова в ачимовском нефтегазоносном комплексе. Наиболее крупными являются Салмановская и Южно-Гыданская НГПЗ, которые отличаются между собой как по строению и возрасту продуктивного интервала, так и по роли геологических и геофизических критериев, способствовавших их выделению.

Салмановская НГПЗ охватывает территорию одноименного месторождения и сопредельные к северу, востоку и югу участки. В тектоническом отношении находится на стыке крупных структур – Антипаютинско-Тадебеяхинской мегасинеклизы, Северо-Гыданского мегавыступа и Южно-Карской мегаседловины [Конторович и др., 2001]. Зона приурочена к крупному депоцентру накопления осадочного материала сеяхинской клиноформы верхнего готерива, а также охватывает западную краевую часть депоцентра пимской клиноформы нижнего готерива с ее финально-регрессивными пластами.

Неокомские клиноформы в Салмановской зоне имеют повышенную толщину фондотемы (см. рис. 4б) и, соответственно, увеличенную толщину ачимовской толщи, которая должна характеризоваться многопластовостью разреза. Согласно палеоструктурному критерию, палеорельеф дна морского бассейна в пределах зоны имел относительно крутое воздымание в западном направлении (см. рис. 4а), что способствовало накоплению повышенных толщин эффективных коллекторов.

подавляющее большинство скважин, пробуренных на Салмановском месторождении, вскрыли на забое покровные пласты ундатем нижнемеловых клиноформ, некоторые – верхнюю часть клинотем. Ачимовскую толщу вскрыли две скважины – Утренняя 279 и 304. Первая расположена за пределами перспективной зоны. Ачимовская толща в ее разрезе представлена маломощными песчаными и алевролитовыми пропластками АчБГ₁₄ и АчБГ₁₅ дистальных частей конусов выноса. Утренняя скв. 304 вскрыла два пласта. Нижний пласт АчБГ₁₉ представлен маломощными песчаниками дистальной части конуса выноса, верхний АчБГ₁₇ вскрыт на периферии проксимальной зоны конусы выноса. Толщина песчаников пласта около 25 м. При испытании пластов были получены притоки пластовой воды дебитом соответственно 2.2 и 4.3 м³/сут.

Как отмечалось выше, в Салмановской НГПЗ выделяется ряд ачимовских пластов пимской и сеяхинской региональной клиноформ. В пределах зоны были выделены зональные сейсмокомплексы, которые соответствуют сиквенциям 4 порядка (рис. 5). К финально-регрессивным пластам пимской клиноформы относятся пласты АчБГ₂₀₋₂₁. В разрезе сеяхинской клиноформы выделено четыре зональных сейсмокомплекса, из которых в пределах зоны интерес представляют нижние три с пластами или группами пластов АчБГ₁₉, АчБГ₁₇₋₁₈ и АчБГ₁₄₋₁₆. Авторы при индексации использовали индекс синхронного с ачимовским покровного пласта с добавлением приставки «Ач».

Волновая картина фондотем в значительной степени зависит от их толщины. В районе Салмановской площади в зоне повышенных толщин волновая картина интервала фондотем имеет косослоистую конфигурацию отражений и представлена многопластовой моделью строения. На разрезах амплитуд волновой образ прогнозных нефтегазоперспективных зон в основном представлен бугристой формой записи, на разрезах импедансов – пониженными значениями акустической жесткости.

Учитывая данные бурения в исследуемом районе и на прилегающих территориях, были проанализированы волновые образы на временных сейсмических разрезах по типу коллектор–неколлектор по ряду атрибутов сейсмической записи (амплитуды, мгновенные амплитуды, разрезы энергий, импедансов и т. д.). По результатам расчета в интервале прогнозных пластов ачимовской толщи были получены карты динамических атрибутов. На основе анализа карт импедансов и результатов испытания скважин в интервале пластов было проведено условное деление пород на два класса: коллектор и неколлектор. Область развития плотных пород приурочена к области повышенных значений импедансов, а прогнозные зоны развития гранулярных коллекторов приурочены к пониженным значениям импеданса.

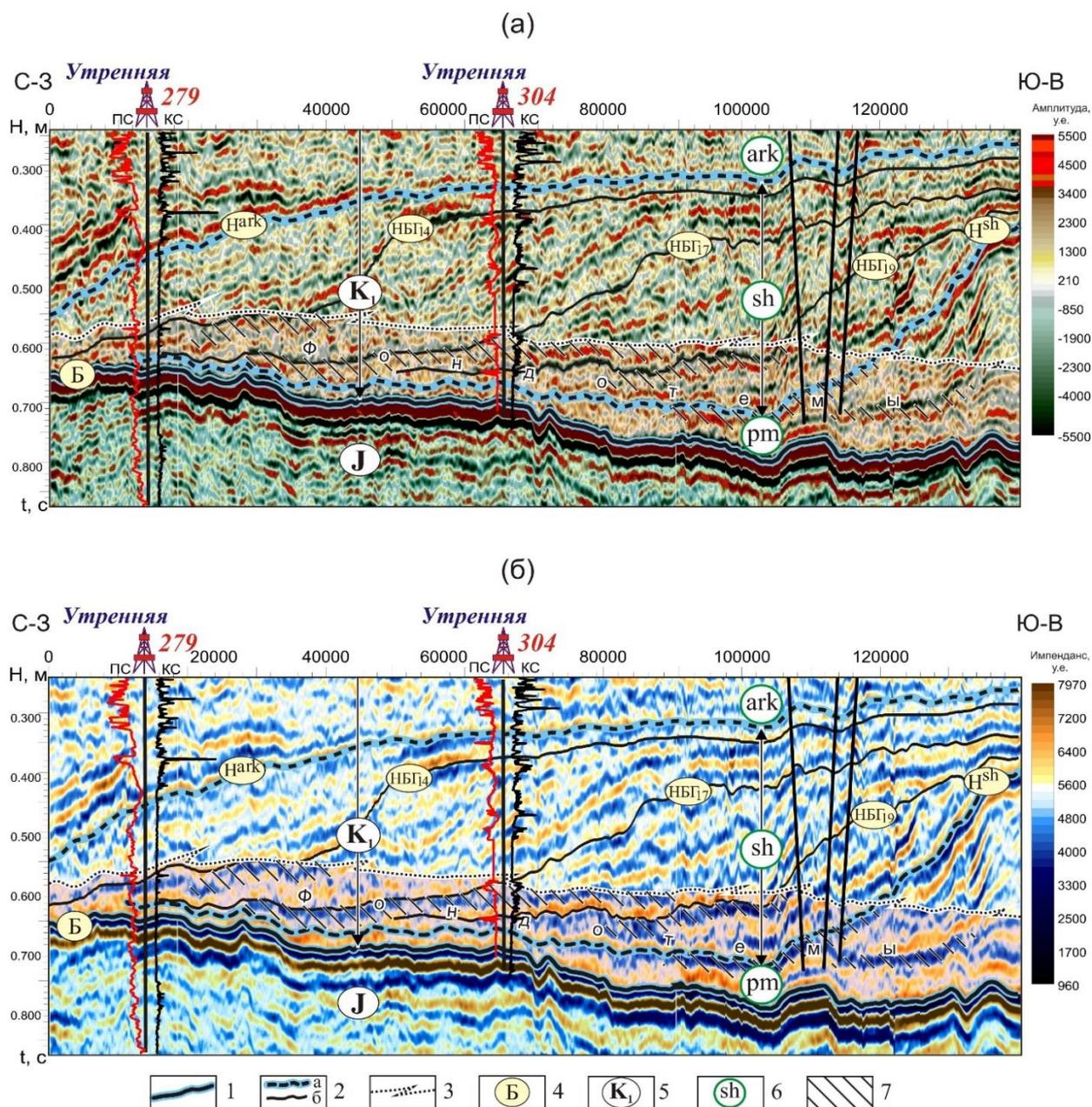


Рис. 5. Волновой образ отложений берриас-готерива Салмановской нефтегазоперспективной зоны на палеоразрезах амплитуд (а) и акустического импеданса (б) (композиный профиль): 1 – подошва берриас-нижнеаптского сейсмического мегакомплекса; 2 – границы сейсмических комплексов, соответствующих региональным (а) и зональным клиноформам (б); 3 – верхняя граница фондотем; 4 – индексы отражающих горизонтов; 5 – региональные сейсмические мегакомплексы; 6 – сейсмические комплексы берриас-нижнего апта: ark – арктический, sh – сеяхинский, pm – пимский; 7 – нефтегазоперспективные объекты

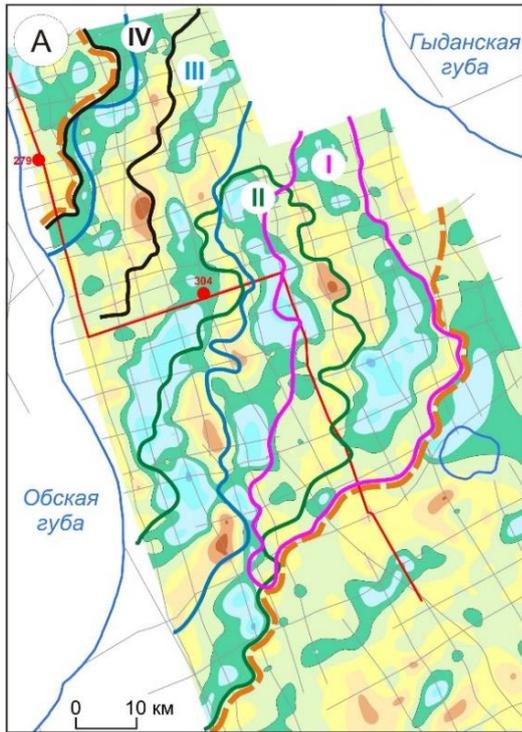
Для выбора окна анализа на разрезах акустического импеданса в зоне прогнозируемых пластов исследовались различные окна и интервалы выше регистрации ОГ Б. Данная методика позволяет получить интересные результаты в случае, если территория исследования располагается в зоне относительно крутого палеорельефа, который как раз наблюдается в Салмановской НГПЗ. В таких зонах залегание пластов ачимовской толщи по отношению к ОГ Б происходит под более крутыми углами, чем в случае, когда покровные пласты шельфового комплекса и баженовская свита субпараллельны и палеоглубины примерно постоянны. Таким образом в ходе тестирования окна анализа на срезах на участках пересечения пластов будут видны полосовидные зоны ачимовских песчаных тел. Анализируя интервалы от кровли фондотемы до ее подошвы, можно в динамике проследить миграцию зон от проксимальных фаций конусов выноса до дистальных и оконтурить перспективные участки для каждого из пластов.

В ходе тестирования окна анализа на серии срезов средних значений акустического импеданса в разных интервалах выше регистрации ОГ Б, была выделена волновая картина, отождествленная с зонами развития песчано-алевритовых пластов ачимовской толщи сеяхинской и пимской клиноформ, залегающих в основании берриас-нижнеаптского мегакомплекса Салмановской НГПЗ. На рисунке 6 в качестве примера показаны четыре среза средних значений импеданса в интервалах раньше регистрации ОГ Б в окнах 35–60, 48–70, 57–85, 80–100 мс. Интервалы выбраны таким образом, что удовлетворяют прогнозу зон развития гранулярных коллекторов с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами. При картировании объектов учитывались также и другие, дополнительные интервалы.

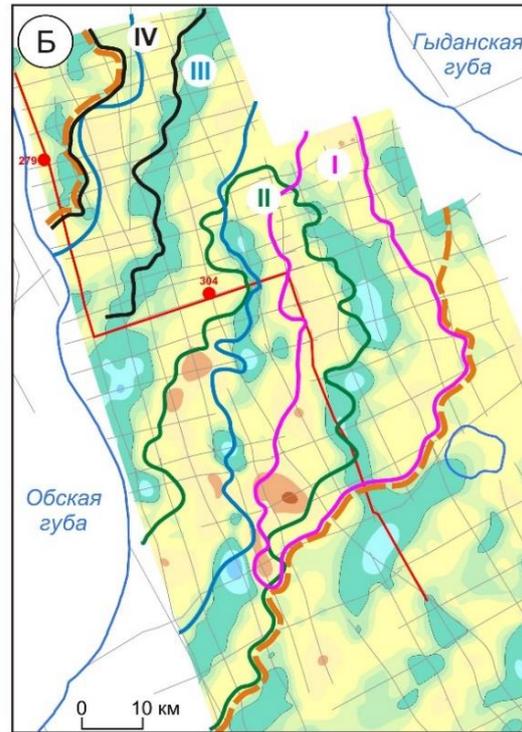
Методику картирования зоны распространения фаций песчано-алевритовых пластов фондотем рассмотрим на примере I объекта – пластов АчБГ_{20–21} пимской клиноформы. На первом срезе в окне анализа 80–100 мс зоны благоприятные для развития коллекторов протянулись вдоль восточной границы объекта I (см. рис. 6а) и соответствуют проксимальным фациям конусов выноса. На востоке Салмановской НГПЗ толщины фондотемы достигают 360 м (см. рис. 4б). Поэтому для картирования этого объекта привлекались также срезы по более высоким уровням от 100 мс и выше от ОГ Б. На карте фиксируется разворот ориентации полосы распространения ачимовской толщи пластов АчБГ_{20–21} с северо-восточной на северо-западную. В месте разворота прогнозируется наиболее крупный конус выноса. На следующем срезе в окне 57–85 мс отмечается смещение благоприятных фаций развития гранулярных коллекторов в западном направлении (см. рис. 6б), которые, как и на предыдущем срезе, больше тяготеют к центру объекта. На третьем (48–70 мс) и четвертом (35–60 мс) срезах фиксируется дальнейшее смещение песчаных фаций на запад, причем их форма приобретает более протяженный с юга на север характер (см. рис. 6в, г), что отражает характер морфологии области развития конусов выноса, чем дальше от питающих каналов, тем шире зона. Зоны улучшенных коллекторов вышеуказанных срезов соответствуют средним частям конусов выноса. Контур объекта I охватывает зоны благоприятные для развития коллекторов по всем срезам, включая те, которые анализировались дополнительно к показанным на рис. 6.

На временных сейсмических разрезах амплитуд и акустического импеданса (см. рис. 5) в интервале пластов сеяхинской (АчБГ_{14–16}, АчБГ_{17–18}, АчБГ₁₉) и пимской (АчБГ_{20–21}) клиноформ в волновой картине выделяются фации, которые ассоциируются с проксимальными и средними частями конусов выноса. С ними связаны наиболее крупнозернистые осадки, обладающие улучшенными коллекторскими свойствами. Характер волновой картины связан с литологическими изменениями в интервале продуктивных пластов ачимовской толщи.

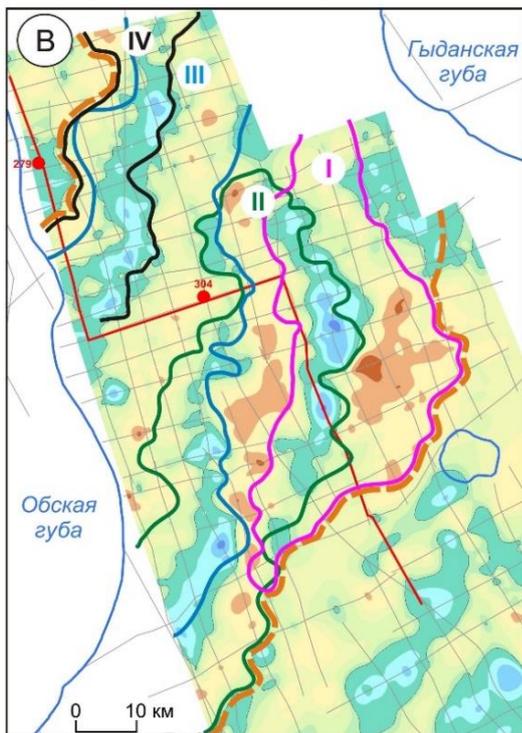
Срез средних значений акустического импеданса в интервале 80-100 мс выше регистрации ОГ Б



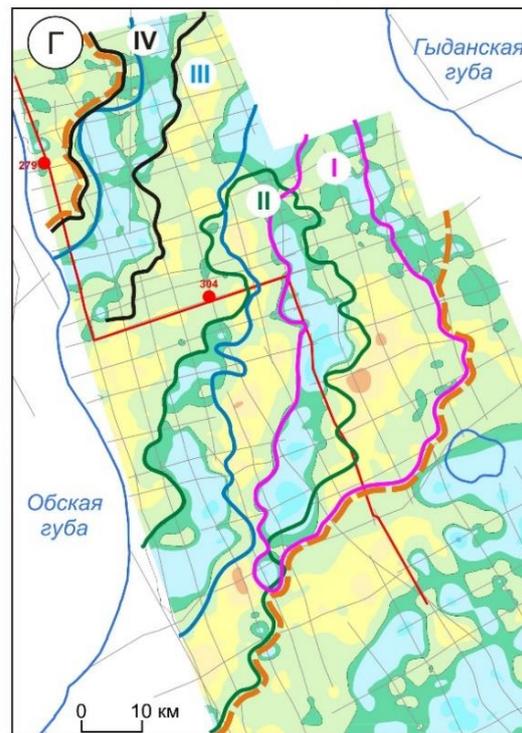
Срез средних значений акустического импеданса в интервале 57-85 мс выше регистрации ОГ Б



Срез средних значений акустического импеданса в интервале 48-70 мс выше регистрации ОГ Б



Срез средних значений акустического импеданса в интервале 35-60 мс выше регистрации ОГ Б



- 1
 2
 3
 4
 5
 6
 7
 8
 9

Рис. 6. Карты распределения акустического импеданса в интервале отложений ачимовской толщи Салмановской нефтегазоперспективной зоны: 1 – скважины, вскрывшие отложения ачимовской толщи; 2 – сейсмические профили МОГТ; 3 – внешние контуры Салмановской нефтегазоперспективной зоны ачимовской толщи; 4–7 – зоны распространения фаций проксимальных и средних частей конусов выноса: 4 – пласты АЧБГ_{20–21}, 5 – пласт АЧБГ₁₉, 6 – пласты АЧБГ_{17–18}, 7 – пласты АЧБГ_{14–16}; 8 – прогнозные зоны развития гранулярных коллекторов с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами; 9 – положение композитного сейсмического профиля

Проведенные исследования показали, что наиболее перспективными на территории Салмановской НГПЗ являются первые три объекта I–III. В северо-западной части зоны в пластах АчБГ_{14–16} (объект IV) прогнозируется мозаичный характер распространения коллекторов. Максимальная область распространения фаций благоприятных для развития гранулярных коллекторов ачимовской толщи предполагается в центральной и восточной частях Салмановской НГПЗ. Комплексная интерпретация данных бурения, сейсморазведки, палеоструктурных построений, сейсмофациальный и динамический анализы, закономерности накопления песчаных тел в ачимовской толще позволяют предполагать, что в пределах Салмановской НГПЗ могут быть выявлены многопластовые залежи углеводородов.

Южно-Гыданская НГПЗ расположена на юге Гыданского полуострова между Тазовской губой и р. Танамой. В тектоническом отношении зона находится на востоке Антипауктинско-Тадебеяхинской мегасинеклизы и частично охватывает Северо-Мессояхскую мегамонаклиналь [Конторович и др., 2001]. В пределах Южно-Гыданской зоны расположены депоцентры осадконакопления чеускинской клиноформы верхнего валанжина, а также сармановской и уренгойской клиноформ нижнего готерива. Кроме того, перспективными являются нижневаланжинские пласты ачимовской толщи савуйской клиноформы, депоцентр которой расположен непосредственно к юго-востоку от Южно-Гыданской НГПЗ. В настоящее время в пределах зоны пробурена одна скважина Приречная 71, которая на забое вскрыла мелководно-морские покровные пласты ундатем.

В палеоструктурном плане Южно-Гыданская зона, в отличие от Салымской, располагалась в наиболее глубокой части палеобассейна исследуемого района (см. рис. 4а). В раннем берриасе, к началу накопления неокомского клиноформного комплекса, в этой части бассейна глубины достигали 120–160 м [Ершов, 2016]. К моменту начала накопления ачимовской толщи, как отмечалось ранее, в процессе некомпенсированного прогибания они увеличились до 300 м. Из-за отсутствия палеогеоморфологических барьеров толщина фондотемы Южно-Гыданской зоны характеризуется средними и пониженными значениями 150–300 м (см. рис. 4б). Однако сейсмофациальный и динамический анализы в районе группы валанжин-готеривских клиноформ позволил выявить крупную динамическую аномалию, позволившую закартировать Южно-Гыданскую НГПЗ.

По материалам интерпретации сейсморазведочных профилей 2D и данных бурения сопредельных территорий в пределах Южно-Гыданской зоны представлены фондотемы пырейной, моховой, савуйской, чеускинской, сармановской, уренгойской и пимской клиноформ валанжин-готерива. Пырейная и моховая клиноформы представлены дистальными частями конусов выноса. Пласты пимской клиноформы формировались в начальной фазе регрессии, поэтому прогнозируются конусы небольшого размера с преобладанием мелкозернистых фракций обломочных пород с высокой долей глинистого материала. Зоны улучшенных коллекторов в этом районе прогнозируются в пластах АчБГ₃₇ савуйской, АчБГ_{34–36} чеускинской, АчБГ_{32–33} сармановской и АчБГ_{29–31} уренгойской клиноформ.

Волновая картина в области фондотем вышеуказанных клиноформ имеет пологонаклонную волновую картину (рис. 7). В северной и восточной частях на разрезах амплитуд в интервале прогнозной зоны развития гранулярных коллекторов с улучшенными ФЕС фиксируется волновая картина в форме бугристой сейсмической записи. Согласно представлениям многих исследователей, бугристые сейсмофации, переходящие практически в хаотические отражения, связываются с отложениями песчаных конусов выноса и характеризуют зоны благоприятные для развития коллекторов.

В юго-восточной части Южно-Гыданской НГПЗ бугристая форма записи при переходе вверх по разрезу в направлении клинотемы местами осложнена повышенными амплитудами сейсмической записи.

Ранее в пределах Восточно-Медвежьего, Дерябинского и Паютско-Носковского участков авторами была проанализирована взаимосвязь динамических атрибутов сейсмической записи с геологическими параметрами ачимовской толщи [Шестакова и др., 2020]. Согласно проведенным исследованиям, динамическим атрибутом, от которого осуществлялся прогноз нефтегазоперспективных объектов, стали именно максимальные значения амплитуд сейсмической записи. С высокоамплитудной сейсмической записью по типу «яркого пятна» часто также связаны газовые залежи.

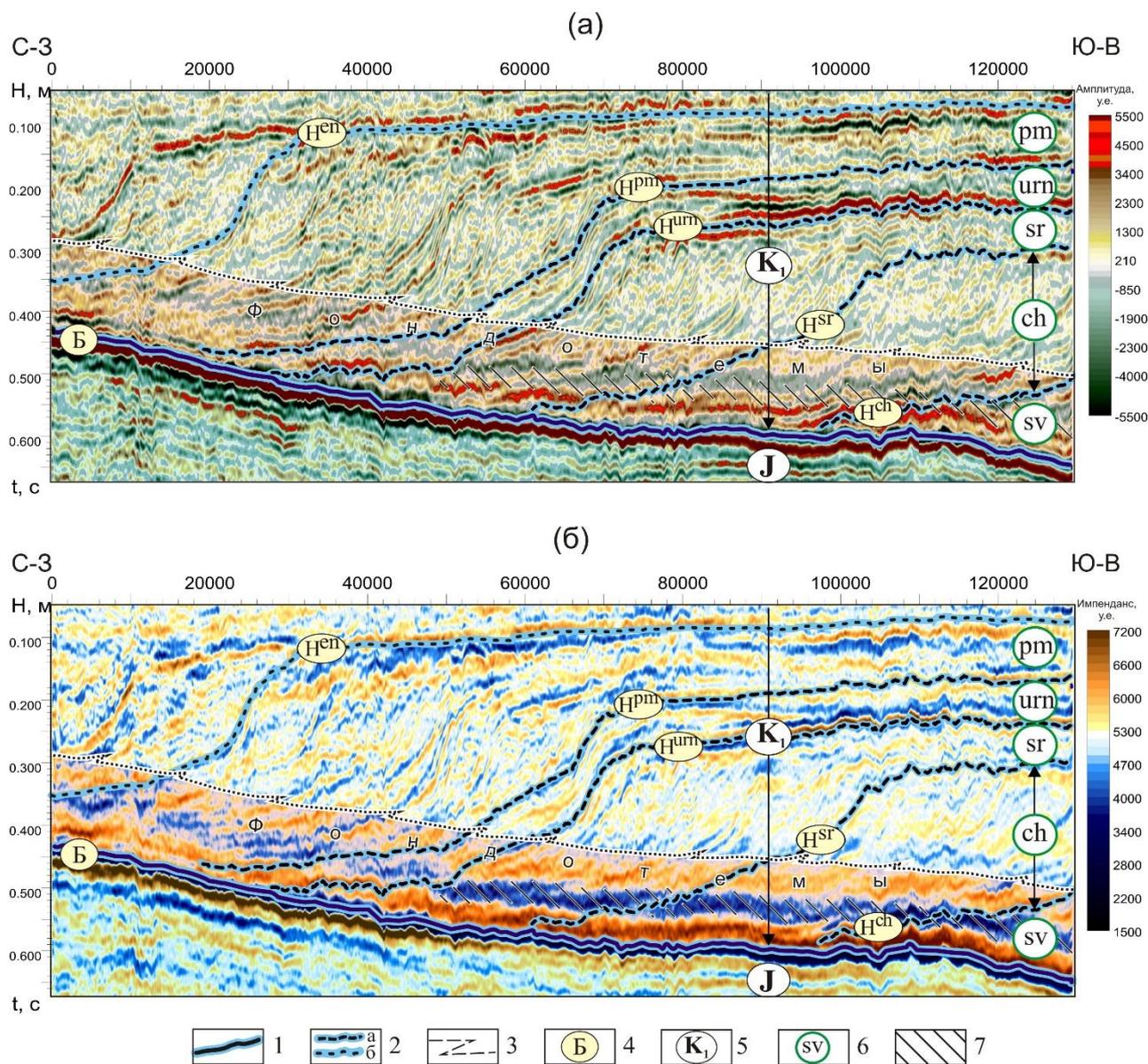


Рис. 7. Волновой образ отложений берриас-готерива Южно-Гыданской нефтегазоперспективной зоны на палеоразрезах амплитуд (а) и акустического импеданса (б) (сейсмический профиль 211312): 1 – подошва берриас-нижнеаптского сейсмического мегакомплекса; 2 – границы сейсмических комплексов, соответствующих региональным (а) и субрегиональным клиноформам (б); 3 – верхняя граница фондотем; 4 – индексы отражающих горизонтов; 5 – региональные сейсмические мегакомплексы; 6 – сейсмические комплексы берриас-нижнего апта: pm – пимский, urn – уренгойский, srm – сармановский, ch – чеускинский, sv – савуйский; 7 – нефтегазоперспективные объекты.

В области развития фондотем уренгойской, сармановской, чеускинской и савуйской клиноформ волновая картина по вертикали делится на три части. В верхней и нижней частях фиксируются повышенные значения амплитуд, в средней части отмечены низкие значения амплитуд сейсмической

записи. В целом волновая картина интервала фондотем имеет косонаклонную форму отражающих горизонтов. В ходе тестирования динамических атрибутов сейсмической записи в интервале залегания отложений ачимовской толщи была выделена характерная волновая картина, которая сопоставляется с зонами развития песчано-алевритовых пластов. На разрезах амплитуд волновой образ прогнозных нефтегазоперспективных зон в основном представлен пониженными значениями амплитуд.

Для уточнения модели строения фондотем савуйской, чеускинской, сармановской, и уренгойской клиноформ были рассчитаны разрезы импедансов сейсмической записи (см. рис. 7б). Согласно волновой картине на разрезах в кровле фондотем при переходе к существенно глинистым фациям аккумулятивного склона, фиксируются повышенные значения акустической жесткости. Эта зона является переходной от крутопадающих пластов клинотемы к относительно пологозалегающим пластам средней части фондотемы и характеризуется, как и склон, предположительно, преимущественно глинистым строением разреза. В средней части фондотемы выделяется аномальная зона пониженных значений импедансов (4000–5000 у.е), что характерно для песчано-алевролитовых отложений ачимовской толщи [Ухлоа и др., 2006]. Авторами эта зона связывается с благоприятными зонами развития коллекторов проксимальных и средних частей конусов выноса. Переход в глинисто-алевритовые фации дна бассейна характеризуется более высокими значениями импеданса сейсмической записи.

Карта импеданса сейсмической записи, рассчитанная в интервале 48–70 мс раньше регистрации ОГ Б (параметр $vatmean$ – средние значения импедансов), была выбрана как самый информативный атрибут динамической записи, позволивший выделить прогнозную зону распространения коллекторов ачимовской толщи в пределах южной части Гыданского полуострова (рис. 8). Зона прогноза характеризуется пониженными значениями импеданса сейсмической записи, приурочена к области развития проксимальных и средних частей конусов выноса савуйской (пласт БГ₃₇), чеускинской (пласты БГ_{34–36}), сармановской (пласты БГ_{32–33}), уренгойской (пласты БГ_{29–31}) клиноформ валанжин-готерива. Как и в случае с Салмановской НГПЗ был проанализирован ряд срезов в разных окнах анализа в интервале фондотем, что позволило наряду с волновым образом по серии сейсмических профилей закартировать в пределах Южно-Гыданской зоны перспективные объекты в каждой из клиноформ.

Как было показано выше, Южно-Гыданская НГПЗ не приурочена к каким-либо палеоструктурным элементам и морфологическим аномалиям в виде повышенных толщин фондотем. Приуроченность зоны к наиболее глубокой части бассейна скорее всего совпадение и не более. Хотя большая глубина палеобассейна послужила причиной формирования высокого аккумулятивного склона и переходного преимущественно глинистого разреза верхней части фондотем. Формирование Южно-Гыданской НГПЗ в отложениях ачимовской толщи позволяют объяснить палеогеографические реконструкции северо-восточных районов Западно-Сибирского бассейна.

Накопление ачимовской толщи в пределах Южно-Гыданской зоны происходило в течение второй половины валанжина и начала раннего готерива. Согласно палеогеографическим реконструкциям в волжском веке в пределах Среднемессояхского мезовала и Усть-Портовского мегавыступа существовали крупные острова [Конторович и др., 2013]. Островная суша продолжала существовать и в берриасском веке [Маринов и др., 2015]. Скорее всего подводные возвышенности продолжали существовать и в начале раннего валанжина. Они являлись своего рода непреодолимыми барьерами на пути поступления осадочного материала с Сибирской платформы. Пролит между ними мог играть роль своеобразной «воронки», через которую осадочный материал поступал в больших количествах на территорию Гыданского полуострова, сформировав крупную зону накопления песчаного материала. В начале готерива

эти палеоподнятия или прекратили свой рост или их роль снизилась и осадочный материал стал поступать на территорию полуострова более равномерно. Если эти предположения верны, то Южно-Гыданская зона может иметь свое продолжение на юго-восток в район Восточно-Антипаютинской мегавпадины.

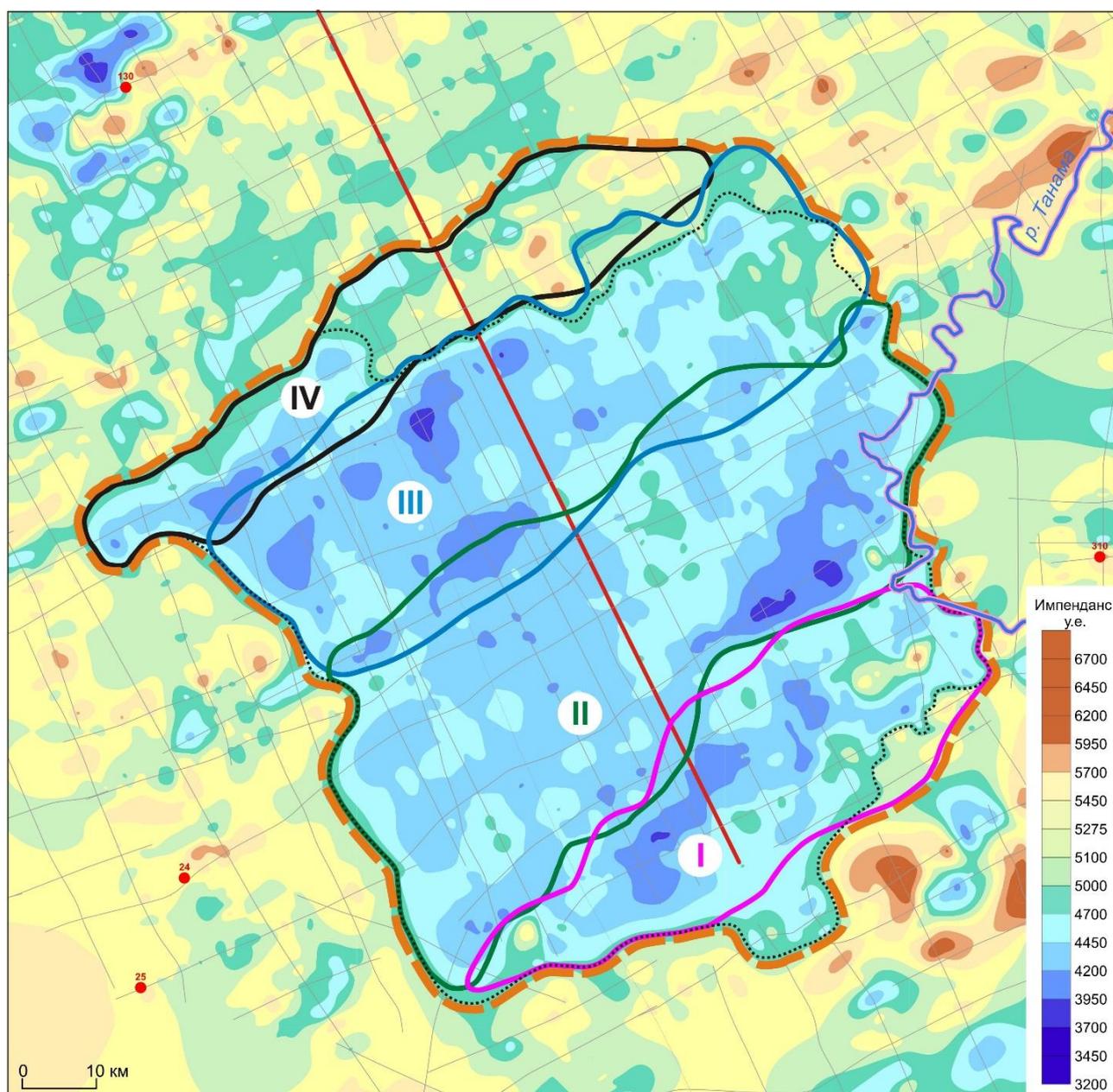


Рис. 8. Характер изменения акустического импеданса в интервале отложений ачимовской толщи Южно-Гыданской нефтегазоперспективной зоны (срез средних значений акустического импеданса в интервале 48–70 мс выше регистрации ОГ Б): 1 – скважины, вскрывшие отложения ачимовской толщи или ее заглинизированный разрез; 2 – сейсмические профили МОГТ; 3 – административные границы; 4 – Южно-Гыданская нефтегазоперспективная зона; 5–8 – зоны распространения фаций проксимальных и средних частей конусов выноса клиноформ: 5 – савуйской (пласт БГ₃₇), 6 – чеускинской (пласты БГ_{34–36}), 7 – сармановской (пласты БГ_{32–33}), 8 – уренгойской (пласты БГ_{29–31}); 9 – прогнозная зона развития гранулярных коллекторов с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами; 10 – положение временного сейсмического профиля

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Ачимовская толща распространена на большей части Гыданского полуострова и представляет существенный интерес для поисков залежей углеводородов. Актуальность научных исследований подтверждается открытием в западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба Пайяхской крупной зоны нефтенакопления. Ранее на территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции в пластах ачимовской толщи выявлены гигантские зоны нефтегазонакопления: Приобская, Восточно-Уренгойская. Изученность бурением отложений ачимовского комплекса в арктических районах Западной Сибири и, в частности, на Гыданском полуострове до настоящего времени остается крайне низкой, основным источником информации остаются данные сейсморазведки.

Авторами рассмотрены различные геологические и геофизические критерии нефтегазоносности ачимовской толщи (структурно-тектонические, морфологические, сейсмофациальные, динамические и др.) с учетом клиноформного строения разреза. Предложены региональные критерии прогноза нефтегазоперспективных зон ачимовской толщи на территориях слабо изученных бурением. Палеогеоморфологические и палеотектонические реконструкции с использованием сейсмофациального анализа и учетом сейсмогеологической и сиквенс-стратиграфической моделей строения берриас-нижнеаптских отложений позволили построить прогнозные карты суммарных толщин песчаников ачимовской толщи Гыданского полуострова, осуществить прогноз зон благоприятных для развития улучшенных гранулярных коллекторов.

С целью выявления волновых образов фаций глубокого моря были проанализированы динамические атрибуты сейсмической записи. На основе перебора динамических атрибутов были получены карты динамических аномалий импедансов в разных окнах анализа, которые отображают изменение акустических свойств среды, связанные, прежде всего, с литологическими изменениями и условиями осадконакопления ачимовской толщи. Сейсмостратиграфические исследования на основе интерпретации данных бурения и сейсморазведки 2D, анализ волновой картины временных сейсмических разрезов совместно с динамическим и сейсмофациальным анализами, а также палеотектонические и палеогеоморфологические реконструкции позволили выделить в пределах Гыданского полуострова в отложениях ачимовской толщи Салмановскую и Южно-Гыданскую нефтегазоперспективные зоны.

Салмановская НГПЗ расположена на северо-востоке Гыданского полуострова в районе одноименного месторождения. Перспективными являются пласты АчБГ₂₀₋₂₁ пимской и АчБГ₁₄₋₁₆, АчБГ₁₇₋₁₈, АчБГ₁₉ сеяхинской клиноформ. Прогнозируется многопластовый разрез ачимовской толщи. Представлен ряд срезов пониженных значений импеданса в интервалах ранней регистрации ОГ Б, на которых отражены полосовидные зоны распространения коллекторов с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами проксимальных и средних частей конусов выноса. Анализируя карту толщин фондотем, срезы пониженных значений импеданса, контуры распространения финально-регрессивных пластов пимской клиноформы, можно предположить существование к северо-востоку от Салымской НГПЗ еще одной нефтегазоперспективной зоны с двухъярусным многопластовым строением ачимовской толщи.

Южно-Гыданская НГПЗ расположена на юге Гыданского полуострова. По материалам интерпретации сейсморазведочных профилей 2D и данных бурения сопредельных территорий в пределах прогнозной зоны интерес представляют ачимовские пласты АчБГ₃₇ савуйской, АчБГ₃₄₋₃₆ чеускинской, АчБГ₃₂₋₃₃ сармановской и АчБГ₂₉₋₃₁ уренгойской клиноформ. В северной и восточной части на разрезах амплитуд в интервале прогнозной зоны развития гранулярных коллекторов с улучшенными

фильтрационно-емкостными свойствами фиксируется бугристая форма записи. Карта импеданса сейсмической записи, рассчитанная в интервале раньше регистрации ОГ Б 48–70 мс по пониженным значениям, позволила выделить зону, приуроченную к области развития проксимальных и средних частей конусов выноса вышеуказанных клиноформ. По сравнению с Салымской зоной толщина разреза ачимовской толщи Южно-Гыданской НГПЗ может быть меньше, однако эффективная толщина и качество коллекторов выше. Зона, возможно, имеет продолжение в юго-восточном направлении.

Салымская и Южно-Гыданская нефтегазоперспективные зоны, возможно, самые крупные, но не единственные на территории Гыданского полуострова. Выше уже отмечалось о существовании еще одной зоны к северо-востоку от Салымской НГПЗ. Зоны меньшего размера выделяются в центральной части полуострова. Особое внимание заслуживает зона между Ладертойской и Дерябинской площадями. По своим динамическим критериям она напоминает Южно-Гыданскую НГПЗ, уступая ей в размерах. Зоны небольшого размера выделяются также вдоль депоцентров накопления песчаного материала к северо-востоку от Южно-Гыданской ГПЗ. С бурением новых глубоких скважин и появлением новой информации о строении ачимовской толщи Гыданского полуострова прогноз нефтегазоперспективных зон может быть существенно детализирован.

Работа выполнена при финансовой поддержке Проекта РФФИ № 18-05-00210 А.

ЛИТЕРАТУРА

- Бардачевский В.Н., Шестакова Н.И., Ершов С.В.** Сейсмогеологическая модель строения берриас-нижнеаптских отложений Гыданского полуострова // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2018. – Т. 13, № 4, doi: 10.17353/2070-5379/41_2018.
- Бардачевский В.Н., Шестакова Н.И., Ершов С.В.** Особенности формирования готерив-барремских клиноформ Гыданского полуострова // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2019. – Т. 14, № 4, doi: 10.17353/2070-5379/45_2019.
- Белонин М.Д., Шиманский В.В.** Распределение поровых и сложных порово-трещинных коллекторов в отложениях глубоководных конусов выноса неокома Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2006. – № 12. – С. 29–33.
- Бембель А.Р.** Комплексное тектоно-седиментационное прогнозирование ловушек углеводородов в неокоме и ачимовских отложениях // Нефть и газ. – 2011. – № 5. – С. 30–32.
- Брехунцов А.М., Танинская Н.В., Шиманский В.В., Хафизов С.Ф.** Литолого-фациальные критерии прогноза коллекторов ачимовских отложений Восточно-Уренгойской зоны // Геология нефти и газа. – 2003. – № 3. – С. 2–10.
- Воскресенский Ю.Н.** Изучение изменений амплитуд сейсмических отражений для поисков и разведки залежей углеводородов. – М.: РГУ нефти и газа, 2001. – 68 с.
- Гогоненков Г.М.** Изучение детального строения осадочных толщ сейсморазведкой. – М.: Недра, 1987. – 221 с.
- Ершов С.В.** Палеобатиметрия позднеюрско-неокомского бассейна севера Западной Сибири и влияние на нее природных процессов // Геология и геофизика. – 2016. – Т. 57, № 8. – С. 1548–1570, doi: 10.15372/GiG20160808.
- 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, doi: 10.15372/GiG20170808.

- Ершов С.В.** Сиквенс-стратиграфия берриас-нижнеаптских отложений Западной Сибири // Геология и геофизика. – 2018. – Т. 59, № 7. – С. 1106–1123, doi: 10.15372/GiG20180711.
- Ершов С.В.** Закономерности размещения залежей углеводородов в берриас-нижнеаптских отложениях северных районов Западно-Сибирского осадочного бассейна // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2019. – Т. 14, № 4, doi: 10.17353/2070-5379/38_2019.
- Ершов 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, doi: 10.15372/GiG20181109.
- Игошкин В.П., Овчаров А.Н.** Картирование продуктивного горизонта БС10 в Тевлинской зоне на основе качественной и количественной интерпретации сейсмических материалов и бурения // Локальный прогноз нефтегазоносности Западно-Сибирской геосинклизы: Сб. науч. тр. – Тюмень, 1989. – С. 106–112.
- Инюшкина А.А., Мерзлякова Д.В.** Комплексное применение результатов сейсморазведочных работ 3D и данных ГИС при изучении строения и моделирования клиноформных резервуаров Западной Сибири // Геофизика. – 2007. – № 4. – С. 195–200.
- Исаев А.В., Кринин В.А., Филипцов Ю.А., Карпухин С.М., Скляр В.Р.** Перспективные нефтегазоносные объекты клиноформного комплекса Енисей-Хатангского регионального прогиба: Результаты сейсмогеологического моделирования // Геофизика, геофизическое приборостроение. – 2011. – № 2 (6) – С. 74–82.
- Исаев А.В., Поляков А.А.** Пайяхская зона нефтенакпления – трудноизвлекаемая нефть Таймыра // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2019. – Т. 14, № 4, doi: 10.17353/2070-5379/36_2019.
- Карогодин Ю.Н., Ершов С.В., Сафонов В.С., Ефремов И.Ф., Манугян П., Овердал Ф., Валасек Д., Потапов А.М., Коньшев А.И., Кузнецов В.И., Разяпов Р.К.** Приобская нефтеносная зона Западной Сибири: Системно-литмологический аспект. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, НИЦ ОИГГМ, 1996. – 252 с.
- Карогодин Ю.Н., Казаненков В.А., Рыльков С.А., Ершов С.В.** Северное Приобье Западной Сибири. Геология и нефтегазоносность неокома (системно-литмологический подход). – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2000. – 200 с.
- Кирьянова Т., Кириллов А.** Секторное моделирование для ачимовских отложений // Oil & Gas Journal Russia. Разведка и добыча. – 2015. – № 12 – С. 70–75.
- Карогодин Ю.Н., Ершов С.В., Коньшев А.И., Разяпов Р.К.** Фациально-палеогеоморфологические условия формирования песчаных тел клиноформ-циклитов Приобской зоны нефтенакпления // Геология нефти и газа. – 1995. – № 5. – С. 11–16.
- Конторович А.Э., Конторович В.А., Рыжкова С.В., Шурыгин Б.Н., Вакуленко Л.Г., Гайдебурова Е.А., Данилова В.П., Казаненков В.А., Ким Н.С., Костырева Е.А., Москвин В.И., Ян П.А.** Палеогеография юры Западно-Сибирского осадочного бассейна // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54, № 8. – С. 972–1012.
- 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, doi: 10.15372/GiG20140504.
- 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.

- Конторович В.А., Сурикова Е.С., Аюнова Д.В.** Сейсмогеологические критерии газоносности апт-альб-сеноманских отложений севера Западной Сибири (на примере Юбилейного месторождения) // Геология и геофизика. – 2019. – Т. 60, № 5. – С. 732–746, doi: 10.15372/GiG2019077.
- Кулахметов Н.Х., Никитин В. М., Ясович Г. С., Валицкий Ю. И.** Особенности корреляции шельфовых отложений неокома Среднего Приобья с применением сейсморазведки МОГТ // Геология нефти и газа. – 1983. – № 5. – С. 44–48.
- Кычкин А.Н., Судакова В.В., Шерстнов В.А.** Прогнозирование эффективных толщин пласта Ач1 Конитлорского месторождения с использованием динамических параметров сейсмической записи // Вестник недропользователя Ханты-Мансийского автономного округа. – 2007. – № 17. <http://www.oilnews.ru/17-17/prognozirovanie-effektivnyx-tolshhin-plasta-ach1-konitlorskogo-mestorozhdeniya-s-ispolzovaniem-dinamicheskix-parametrov-sejsmicheskoy-zapisi/>.
- Литвин В.В., Михайлова С.В., Захарова О.А., Надежницкая Н.В.** Перспективы нефтеносности ачимовских отложений в центральной части Ноябрьского региона Западной Сибири // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 12. – С. 17–19.
- Малаярова Т.Н., Зайцева С.А., Птецов С.Н., Копылов В.Е.** Изучение природных резервуаров в ачимовских отложениях Западной Сибири с помощью сейсмофациального и объемного атрибутивного анализа отраженных волн // Технологии ТЭК. – 2004. – № 3. – С. 197–204.
- Маринов В.А., Злобина О.Н., Игольников А.Е., Могучева Н.К., Урман О.С.** Биостратиграфия и условия формирования нижнего мела Малохетского структурно-фациального района (Западная Сибирь) // Геология и геофизика. – 2015. – Т. 56, № 10. – С. 1842–1853, doi: 10.15372/GiG20151007.
- Мельникова М.В.** Перспективы поисков залежей нефти и газа в юрско-меловых отложениях полуострова Гыдан // РОГТЕС. – 2012. – № 30. – С. 74–85.
- Нежданов А.А., Пономарев В.А., Туренков Н.А., Горбунов С.А.** Геология и нефтегазоносность ачимовской толщи Западной Сибири. – М.: Изд. Академии горных наук, 2000. – 247 с.
- Новиков Д.А.** Роль элизионного водообмена в формировании гидродинамического плоя Ямало-Карской депрессии // Литология и полезные ископаемые. – 2019. – № 3. – С. 248–261.
- Овечкина В.Ю., Ольнева Т.В.** Сейсмические образы литологических ловушек на примере глубоководных конусов выноса // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 12. – С. 42–44.
- 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.
- Плавник Г.И.** Строение и нефтегазоносность отложений ачимовской толщи Западной Сибири // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО: Матер. I науч.-практ. конф. – Ханты-Мансийск, 1998. – С. 52–60.
- Пономарев В.А., Туренков Н.А., Нежданов А.А., Кузнецов В.И.** Формирование резервуаров и ловушек углеводородов // Газовая промышленность. – 1999. – № 3. – С. 4–7.
- Сейсмическая стратиграфия: в 2-х частях / Под редакцией Ч. Пейтона.** – М.: Мир, 1982. – 846 с.
- Сидоренков А.И.** Седиментологические аспекты формирования неантиклинальных ловушек в морском мезозое Западной Сибири // Особенности строения литологически и стратиграфически экранированных залежей нефти и газа в мезозое Западно-Сибирской равнины. – Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1979. – С. 6–36.

Славкин В.С., Шик Н.С., Гусейнов А.А., Давыдова Е.А., Редькина Т.М. Сейсмолитологические модели неокомских клиноформ Приобско-Салымской зоны // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 1994. – № 5–6. – С. 47–52.

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

Спаский Б.А., Герасимова И.Ю. Сейсмостратиграфия: учеб.-метод. пособие. – Пермь: Перм. ун-т, 2007. – 267 с.

Ухлова Г.Д., Варламов С.Н., Кос И.М. Построение геологических моделей продуктивных пластов неокома центральной части Западно-Сибирской НГП по комплексу атрибутов сейсмической записи // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2006. – № 10. – С. 78–91.

Храмцова А.В. Аномально-высокие 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. Т. 1. – Тюмень, 2005. – С. 162–169.

Шестакова Н.И., Ершов С.В., Карташова А.К. Прогноз распространения коллекторов ачимовской толщи в арктических районах Западно-Сибирского осадочного бассейна на основе сейсмофациального и динамического анализов // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2020. – Т. 15, № 1, doi: 10.17353/2070-5379/3_2020.

Шиманский В.В., Танинская Н.В., Окнова Н.С., Бородкин В.Н., Храмцова А.В., Пенягин П.В. Прогноз коллекторов в отложениях ачимовской толщи Восточно-Уренгойской зоны в связи с моделью их седиментации // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2003. – № 4–5. – С. 77–82.

Шкор А.И., Калгин В.П., Шестакова Н.И. Сейсмогеологическая модель келловей-верхнеюрских отложений на основе комплексного анализа // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2006. – № 10. – С. 121–126.

Rich J.L. Three critical environments of deposition and criteria for recognition of rocks deposited in each of them // Geological Society of America: Bulletin. – 1951. – Vol. 62. – P. 1–20.

КОРОТКО ОБ АВТОРАХ

ШЕСТАКОВА Наталья Ивановна – научный сотрудник лаборатории геологии нефти и газа арктических регионов Сибири ИНГГ СО РАН. Основные научные интересы: сейсмостратиграфия, сиквенс-стратиграфия, сейсмофациальный анализ, динамический анализ, сейсмокомплекс.

ЕРШОВ Сергей Викторович – к.г.-м.н., зав. лабораторией геологии нефти и газа арктических регионов Сибири ИНГГ СО РАН, специалист в области геологии нефти и газа мелового комплекса Западной Сибири. Основные научные интересы: палеогеография, сиквенс-стратиграфия, седиментационная цикличность, корреляция разнофациальных толщ.

БАРДАЧЕВСКИЙ Вячеслав Николаевич – научный сотрудник лаборатории геологии нефти и газа арктических регионов Сибири ИНГГ СО РАН. Основные научные интересы: корреляция, сейсмофациальный анализ, берриас-нижнеаптские отложения, палеоструктурные реконструкции, палеогеография.