

DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/3_2020

УДК 552.578.061.4:551.763.12(571.121/.511)

Шестакова Н.И., Ершов С.В., Карташова А.К.

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

ПРОГНОЗ РАСПРОСТРАНЕНИЯ КОЛЛЕКТОРОВ АЧИМОВСКОЙ ТОЛЩИ В АРКТИЧЕСКИХ РАЙОНАХ ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО ОСАДОЧНОГО БАСЕЙНА НА ОСНОВЕ СЕЙСМОФАЦИАЛЬНОГО И ДИНАМИЧЕСКОГО АНАЛИЗОВ

На основе геологических данных и сейсморазведки 2D рассмотрены методические вопросы прогноза коллекторов ачимовской толщи в арктических регионах Западной Сибири слабо изученных бурением. Приведены результаты типизации фаций глубокого моря и соответствующие им электрометрические модели. На примере Восточно-Медвежьего, Дерябинского и Паютско-Носковского участков с разной степенью изученности и расположенных в различных структурно-тектонических зонах, показаны зависимости между динамическими атрибутами сейсмической записи в интервале регистрации продуктивных пластов ачимовской толщи и их геологическими параметрами. На основе динамического и сейсмофациального анализов при комплексировании с другими геологическими и геофизическими методами в пределах участков выделены зоны благоприятные для развития коллекторов. Проведенные исследования подтвердили актуальность применения сейсмостратиграфического метода при прогнозе зон нефтегазонакопления в ачимовских образованиях клиноформного комплекса с использованием данных сейсморазведки 2D.

Ключевые слова: клиноформа, продуктивный пласт, литофация, электрометрическая модель, сейсмостратиграфия, динамический анализ, сейсмофациальный анализ, ачимовская толща, Западно-Сибирский осадочный бассейн.

Введение

В арктических районах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции одним из перспективных нефтегазоносных комплексов (НГК) мезозоя является ачимовский, залегающий в основании мела. Его особенностями является клиноформное строение разреза и наклонное залегание линзовидных песчано-алевритовых тел, в результате чего, благоприятными для поиска залежей углеводородов (УВ) могут оказаться не только положительные, но и отрицательные структуры. Учитывая, что наиболее погруженные области депрессий отличаются слабой изученностью бурением, то можно предполагать, что на севере Западной Сибири в ближайшем будущем может быть выявлен целый ряд крупных месторождений нефти и газа, залежи которых связаны с пластами ачимовской толщи. Это подтверждается открытием в последние годы таких крупных месторождений, как Северо-Пайяхского нефтяного месторождения на западе Енисей-Хатангского регионального прогиба

и Падинского газоконденсатного месторождения в Нерутинской мегавпадине.

За последние десять лет доля запасов УВ ачимовского НГК в общей структуре запасов клиноформного берриас-нижнеаптского мегакомплекса арктических регионов Западной Сибири в пределах крупных отрицательных структур (мегапрогибы, мегавпадины, мегазаливы) увеличилась с 13 до 23%. С увеличением разведанности мегакомплекса бурением она будет только возрастать. Как показали исследования в мегавпадинах и мегапрогибах в ачимовских отложениях может быть сосредоточено более 50% УВ клиноформного комплекса [Ершов, 2019].

Прогнозирование зон распространения коллекторов продуктивных горизонтов на основе геологических и геофизических методов исследования является важной научной задачей. В районах слабо изученных бурением применение сейсмостратиграфического метода, опирающегося на динамический и сейсмофациальный анализы, приобретает особую актуальность. Комплексование этого метода с другими, в том числе сиквенс-стратиграфическим, с учетом структурных и палеоструктурных построений, а также палеогеографических реконструкций позволяет выделить нефтегазоперспективные объекты в продуктивных пластах ачимовской толщи и повысить ресурсный потенциал арктических регионов России.

Сейсмогеологическая характеристика ачимовской толщи

Изучению геологического строения, условиям формирования и перспективам нефтегазоносности ачимовских отложений Западной Сибири посвящено огромное количество публикаций, в том числе ряд монографий [Нежданов и др., 2000; Бородкин, Курчиков, 2010, 2015; Курчиков и др., 2010]. Большинство исследователей считают, что пласты ачимовской толщи, представляющие собой крупные песчаные линзы, являются образованиями глубоководных конусов выноса, которые формировались у подножия аккумулятивного склона в регрессивные фазы накопления клиноформ. С каждой из клиноформ связана своя система конусов выноса, которые в региональном плане образуют субмеридиональные полосовидные зоны песчаных тел ([Карогодин и др., 1996, 2000; Шиманский и др., 2003; Бородкин, 2005] и др.). Одновременно с проградацией клиноформного комплекса во время его формирования смещались и зоны накопления дистальных песков, в результате чего песчано-алевритовые пласты ачимовской толщи омолаживаются к центру палеобассейна. Ее кровля вскрыта скважинами на глубинах от 1700–1800 м на северо-западном склоне Енисей-Хатангского регионального прогиба и до 3800–3900 м в погруженных зонах Надымской гемисинеклизы и Большехетской мегасинеклизы. Толщины ачимовской толщи в большинстве случаев составляют 40–250 м, увеличиваясь до 300 м в проксимальных зонах больших конусов выноса.

Встречаются также участки между лопастями фэнов, в которых песчаные пласты ачимовской толщи полностью заглинизированы. На северо-западном борту Енисей-Хатангского регионального прогиба фациальные аналоги ачимовской толщи могут достигать толщины 500 м. Однако объясняется это не размером конусов выноса, а большой толщиной фондотем, представленных в основном глинистыми образованиями с редкими пластами песчаников.

Нижнемеловой клиноформный комплекс Западной Сибири контролируется на временных сейсмических разрезах отражающими горизонтами (ОГ) Б (кровля баженовского горизонта) и М (подошва кошайской пачки глин) (рис. 1). В его разрезе выделяется до двадцати сейсмокомплексов (СК) берриас-нижнеаптского возраста, названия которых даны по имени региональных глинистых пачек, залегающих в их основании. Все СК, кроме нижнеалымского, являются клиновидными телами (клиноформами), представляющие собой трансгрессивно-регрессивную последовательность слоёв. В каждом из СК, большинство из которых являются сиквенциями 3 порядка, выделяются ундатема, клинотема и фондотема, сформировавшиеся соответственно в обстановках мелководья (зоны деятельности морских волн), склона и ложа бассейна. Отложения ачимовской толщи приурочены в основном к фондотемам и только по каналам, питающим глубоководные конуса выноса, могут незначительно подниматься в области клинотем.

Анализ волновой картины нижнемелового клиноформного комплекса позволяет выделить три ее типа. Первый тип, приуроченный к покровной горизонтально-слоистой толще мелководно-морских, прибрежно-морских и континентальных отложений, которые представляют собой ундатема клиноформ, характеризуется субпараллельной волновой картиной (см. рис. 1). В пределах регрессивной части клиноформы, состоящей из переслаивания глин, алевролитов и песчаников, волновая картина не упорядочена, фазы не выдержаны по простиранию. При небольших толщинах СК волновой пакет имеет малоамплитудную волновую картину, в случае увеличения приобретает микроклиноформное строение. В кровле и подошве СК контролируются ОГ, приуроченными к экстремумам отрицательной фазы временных сейсмических разрезов.

Второй тип волновой картины характерен для клинотем и представляет собой серии сигмовидных, косонаклонных границ. Косонаклонные границы прекращают прослеживаться вверх по восстанию по схеме кровельного прилегания, вниз – по типу подошвенного прилегания к подстилающему СК или ОГ Б (см. рис. 1). В пределах арктических районов Западно-Сибирского осадочного бассейна при боковом наращивании осадочных тел наблюдаются сейсмические отражения с различными рисунками волновой картины. Встречаются как крутопадающие сигмоидные, так и пологопадающие косонаклонные границы, медленно выполаживающиеся при приближении к горизонту Б. В зоне наибольших

толщин клиновидных СК регистрируется волновая картина с бугристой, местами переходящая в хаотическую, малоамплитудную форму сейсмической записи. Трансгрессивные части СК представлены в основном динамически выразительными отрицательными экстремумами сейсмической записи, в которых накапливались преимущественно глинистые осадки.

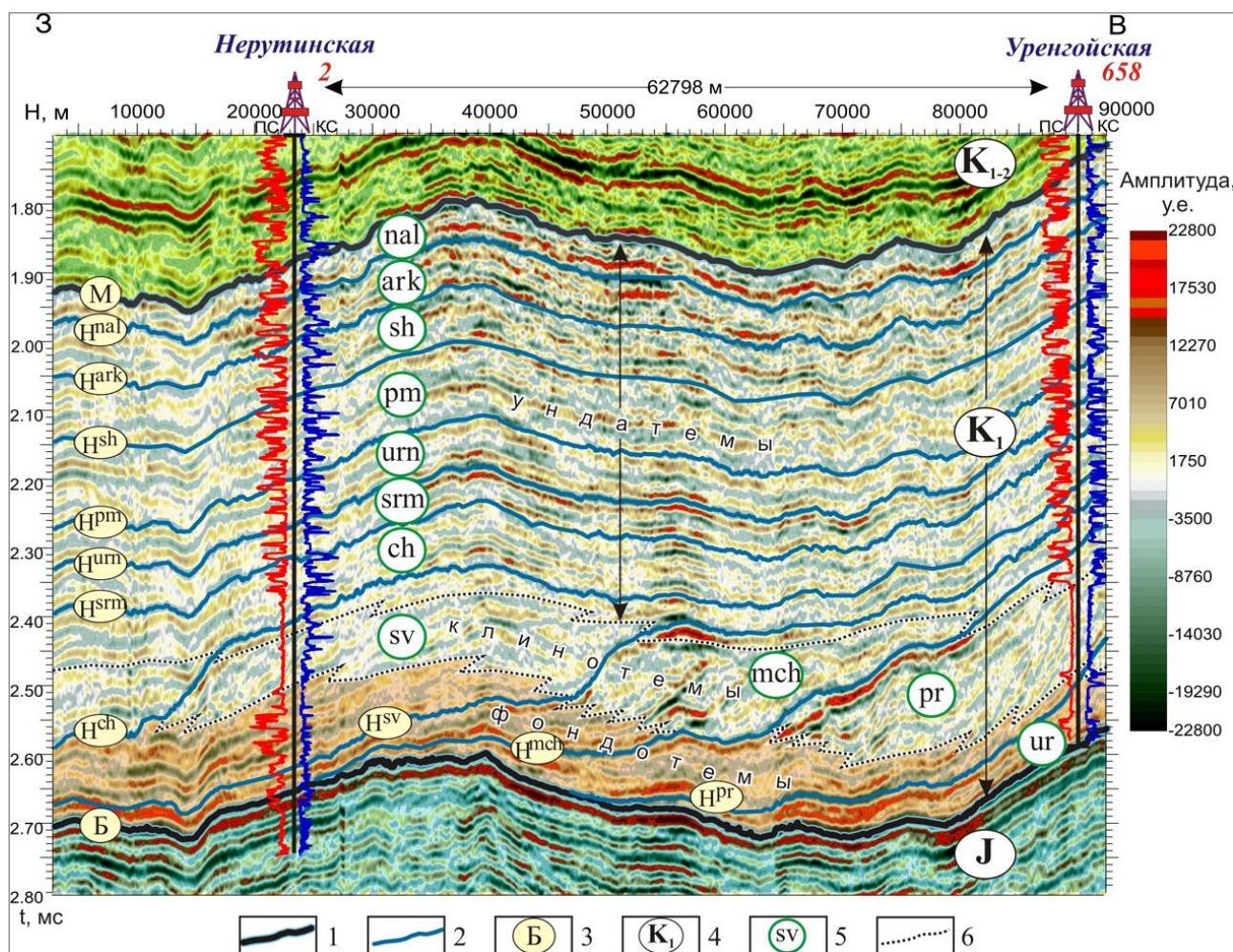


Рис. 1. Сейсмогеологический разрез берриас-нижнеаптских отложений по композитному профилю (Нерутинская мегавпадина)

1-2 - сейсмические ОГ: 1 - границы берриас-нижнеаптского сейсмического мегакомплекса; 2 - границы СК (сиквенций 3 порядка); 3 - индексы ОГ; 4 - региональные сейсмические мегакомплексы; 5 - СК берриас-нижнего апта: *nal* - нижнеалымский, *ark* - арктический, *sh* - сяжинский, *pm* - пимский, *urn* - уренгойский, *srm* - сармановский, *ch* - чеускинский, *sv* - савуйский, *mch* - моховой, *pr* - пырейный, *ur* - урьевский; 6 - границы элементов клиноформ (ундатем, клинотем, фондотем).

Третий тип волновой картины характерен для фондотем клиноформ, залегающих в основании берриас-нижнеаптского мегакомплекса (см. рис. 1). Из выразительного косонаклонного волнового пакета отражений (второй тип волновой картины) постепенно формируется слабонаклонный сокращенный тип картины. В зависимости от толщины слагающих фондотему песчано-алевритовых пластов, наблюдается разная волновая картина. В зоне наибольших толщин это субпараллельная волновая картина, осложнённая

слабокосонаклонными отражениями, чередующимися с энергетически выдержанными положительными и отрицательными фазами. При уменьшении толщины пластов фондотемы вглубь палеобассейна, фазы становятся более динамично выразительны и постепенно подклиниваются к ОГ Б.

Методика исследования

Для изучения продуктивных отложений ачимовской толщи арктических районов Западной Сибири с целью прогноза зон распространения коллекторов авторами использован комплекс геологических и геофизических методов. В основе исследований лежат современные научные представления о сиквенс-стратиграфической и сейсмогеологической моделях берриас-нижнеаптских клиноформных отложений Западной Сибири. Главным принципом исследовательских работ явилось комплексирование динамического, кинематического, фациального, регрессионного анализов сейсмических разрезов в интервале ачимовской толщи. Учитывались также исследования ачимовской толщи, проведённые другими специалистами на территории Западно-Сибирского осадочного бассейна.

На основе сеймостратиграфического метода и анализа данных бурения в арктических районах Западной Сибири выделены региональные клиновидные СК. Проведена их хроностратиграфическая привязка и корреляция ОГ, приуроченных к подошвам региональных глинистых пачек, являющихся границами СК. Закартированы области распространения региональных клиновидных СК, а также их бровки и основания аккумулятивных склонов, представляющие особый интерес для палеогеоморфологических реконструкций с целью прогноза зон коллекторов в резервуарах клиноформного комплекса. Выделены и прослежены ОГ, приуроченные к продуктивным пластам, которые являются объектом исследования.

Для проведения исследований с целью прогноза зон распространения коллекторов ачимовской толщи в арктических районах Западной Сибири авторами выбраны несколько участков в различных структурно-тектонических зонах, с разной степенью изученности бурением и сейсморазведкой, отличающимися типами разрезов ачимовской толщи (рис. 2). В рамках динамического анализа отложений ачимовской толщи осуществлена подготовка базы данных по продуктивным и потенциально продуктивным пластам, включая информацию коллектор-неколлектор, толщина песчаников, дебиты, фациальная принадлежность и т.п. По временным сейсмическим разрезам в интерпретационной системе «The Kingdom Suite+» рассчитаны разрезы амплитуд, мгновенных амплитуд, средних энергий и других атрибутов сейсмической записи. Динамические атрибуты сейсмической записи подвергались тщательному анализу на предмет выявления волновых образов литофаций разных типов, толщин песчаников в интервале залегания продуктивных отложений ачимовской толщи. На

основе перебора динамических атрибутов сейсмической записи получены карты динамических аномалий (амплитуд, мгновенных амплитуд, средних энергий, псевдоскоростей и т.д.) с шагом сетки 300x300 м, в разных окнах анализа, которые отображали изменение свойств в интервале регистрации продуктивных пластов ачимовской толщи.

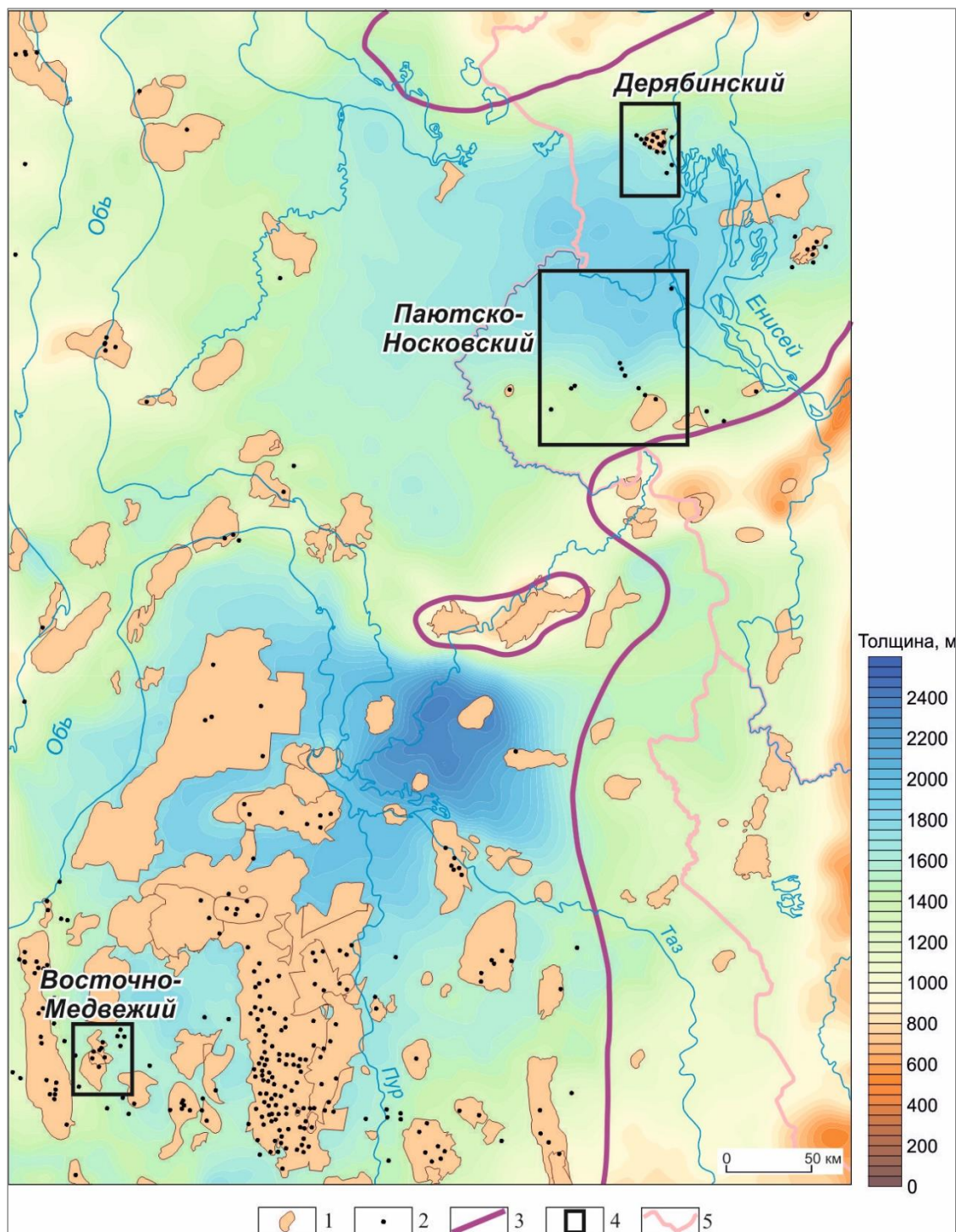


Рис. 2. Обзорная карта района исследований

1 - месторождения нефти и газа; 2 – скважины, вскрывшие отложения ачимовской толщи или ее заглинизированный аналог; 3 - внешняя граница распространения ачимовской толщи; 4 – участки, в пределах которых проведены сейсмостратиграфические исследования ачимовской толщи; 5 – административные границы. Цветом показана толщина берриас-нижнеаптских отложений.

Карты распределения динамических параметров сейсмической записи в интервале продуктивных пластов ачимовской толщи послужили основой для установления связей между полученными динамическими аномалиями и геологическими (петрофизическими, литологическими и др.) параметрами вмещающей среды в точке скважины. Для исследования влияния одной или нескольких независимых переменных между динамическими параметрами в интервале прогноза ачимовской толщи и её геологическими характеристиками применялся регрессионный анализ.

Одним из широко распространенных методов, используемым для изучения осадочных бассейнов мира, является сиквенс-стратиграфический, который обязан своим появлением сейсмостратиграфическим исследованиям. Сущность метода раскрывается в многочисленных публикациях его основоположников P.R. Vail, J.C. Van Wagoner, R.M. Mitchum, B.U. Haq, H.W. Posamentier и других исследователей. Согласно иерархической модели осадочной толщи P.R. Vail региональные клиноформы нижнего мела Западной Сибири являются сиквенциями третьего порядка [Vail et al., 1991], время формирования которых составило от 0,4 до 2,2 млн. лет [Ершов, 2018]. Метод обладает прогностическими свойствами. Комплексование этого метода с сейсмофациальным анализом позволяет картировать зоны распространения ачимовской толщи в каждой из клиноформ.

Применение сейсмофациального и динамического анализов на объектах ачимовской толщи Западной Сибири

Основные постулаты сейсмофациального анализа опираются на научные труды зарубежных специалистов R.M. Mitchum, P.R. Vail, J.B. Sangree и других исследователей [Сейсмическая стратиграфия, 1982]. В Западной Сибири основным вопросам этого направления посвящены работы И.Л. Цибулина (1988 г.), В.В. Бродягина (2001 г.), В.В. Шелепова (2004 г.), Е.Б. Топычановой и А.В. Матаева (2011 г.), В.А. Пухарева [Пухарев и др., 2012], В.Ю. Овечкиной и Т.В. Ольневой (2014 г.), В.Н. Устиновой и Н.Н. Старикова (2013 г.), Г.Д. Ухловой [Ухлова и др., 2013] и многих других исследователей.

Представления о методических основах динамического анализа сейсмических данных нашли своё отражение в трудах большого количества исследователей. В.П. Игошкиным и А.Н. Овчаровой (1989 г.) рассмотрены вопросы качественной и количественной интерпретаций сейсмических материалов и данных бурения в пределах Тевлинской зоны Западной Сибири. В ходе исследования получена линейная зависимость между толщиной продуктивного песчаного пласта и амплитудой сейсмической записи, выделен депоцентр наращивания. По результатам динамического анализа получена карта толщин, оконтурена очень сложная зона развития коллекторов в пластах ачимовской толщи.

В публикации Ю.Н. Воскресенского (2001 г.) рассмотрены методические вопросы анализа зависимости амплитуд сейсмических отражений от удаления источника и приёмника. Замечено также, что резкое изменение амплитуд отраженных волн (метод «яркого пятна») на сейсмических разрезах может быть связано как с газовыми залежами, так и с литологическими изменениями на разрезах.

В научной работе Т.Н. Маляровой с соавторами представлены результаты и опыт картирования природных резервуаров в ачимовских отложениях Западной Сибири на анализе сейсмических материалов 3D площадью более 900 км² и по данным около 1000 скважин эксплуатационного и разведочного бурения [Малярова и др., 2004]. Применение при сейсмофациальном анализе ачимовского комплекса Широкого Приобья программного обеспечения Stratimagic позволило спрогнозировать эффективные толщины продуктивных пластов Ач₁, Ач₂, Ач₂₋₂ от динамических атрибутов сейсмической записи (амплитуд, акустической жесткости) в интервале вышеуказанных пластов. По результатам динамического анализа получены прогнозные карты эффективных толщин и карты песчаности.

Методические аспекты динамического анализа в интервале нижнемелового клиноформного комплекса рассмотрены также Г.Д. Ухловой [Ухлова и др., 2006]. А.Н. Кычкиным и его коллегами на основе материалов сейсморазведки 2D и 3D, а также данных бурения 350 разведочных и эксплуатационных скважин посредством корреляционных зависимостей от псевдоскоростей в окне 2–8 мс ниже ОГ осуществлен прогноз эффективных толщин. Кроме того, по литолого-фациальным признакам проведено районирование пласта Ач₁. В исследованиях использованы пакеты Stratimagic (Paradigm) и Waveform Classifier (Landmark) [Кычкин и др., 2007]. А.А. Инюшкина и Д.В. Мерзлякова (2007 г.) осуществили прогноз эффективных толщин продуктивных пластов Ач₃₋₄ на основе комплексирования сейсморазведки 3D и ГИС по данным комплексного атрибута сейсмической записи. А.В. Исаевым и А.А. Поляковым (2019 г.) на основе сеймостратиграфического анализа с помощью динамических атрибутов сейсмической записи (амплитуда, когерентность, спектральное разложение и т.д.) по сейсмическим материалам 2D и 3D выявлены перспективные объекты в несводовых, литологически экранированных ловушках в песчано-алевритовых пластах «ачимовского типа».

Взгляды на проблемы и достоинства динамического анализа при изучении нижнемелового клиноформного комплекса Западной Сибири, в том числе и отложений ачимовской толщи, изложены в работах А.А. Нежданова [Нежданов и др., 2000], Б.А. Спасского и И.Ю. Герасимовой (2007 г.), 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 г.), Т. Кирьяновой и А. Кириллова (2014 г.), Н.В. Петровой [Петрова и др., 2018] и других исследователей.

Типизация фаций

Важной составляющей в исследованиях, проведенных авторами, является прогнозирование типов литофаций в пластах ачимовской толщи, с которыми связываются определенные характеристики коллекторских свойств. Подобные работы на объектах ачимовской толщи уже проводились разными исследователями. Их детальность зависела от объема и качества фактического материала, в первую очередь от наличия данных 3D-сейсморазведки и кернового материала. Большинство исследователей в зоне распространения песчаных пластов ачимовской толщи на основе каротажных фаций выделяют от трех до шести типов разрезов ([Брехунцов и др., 2003; Шиманский и др., 2003; Кучерявенко и др., 2006; Султанова, Кучурина, 2009;] и др.). Типизация проводилась по кривой ПС, основываясь на ее характере, амплитуде, расчлененности и литологической изменчивости пласта. Привлекались также данные по кривым КС, ИК, радиоактивного каротажа. А.Н. Кычкиным и его коллегами на основе данных 350 скважин разведочного и эксплуатационного бурения, а также 3D-сейсморазведки в зонах распространения песчаных пластов ачимовской толщи выделено семь сейсмофаций [Кычкин и др., 2007]. В области бассейна, в которой возрастные аналоги ачимовских пластов представлены глинисто-алевритовыми или глинистыми образованиями, исследователи выделяют два типа разрезов.

Авторами ставилась задача прогноза зон коллекторов в слабоизученных бурением районах, которые охарактеризованы, как правило, только 2D-сейсморазведкой. В таких условиях чем более детальной будет схема типизации фаций, тем она будет менее достоверной. Выделено всего шесть типов литофаций глубокого моря и соответствующие им электрометрические модели (рис. 3), характеризующие образования фондотем, с которыми, как отмечалось выше, связаны пласты ачимовской толщи. Среди выделенных фаций три связаны с областью распространения песчаных отложений, три фации характеризуют дистальные области преимущественно глинистого осадконакопления. Шестая литофация не показана на рис. 3, поскольку характеризует дистальный глинистый разрез субнулевой толщины (сантиметры или первые метры). Первоначально рассматривались также фации аккумулятивного склона, но проведенные исследования показали низкие корреляционные зависимости геологических параметров и динамических атрибутов сейсмической записи, если рассматривать фации склона и дна бассейна совместно. Для разделения данных на фации склона и дна бассейна проведены палеорекострукции, которые позволили выделить важные палеогеоморфологические элементы дна бассейна, такие как бровка пласта и основание аккумулятивного склона.

В основе типизации фаций ачимовской толщи лежат характеристики кривых ПС и КС, которые отражают литологический состав пород и гидродинамический режим накопления

осадка. Рассмотрено два варианта типизации, которые отличались параметрами песчаных пластов. В первом случае главным параметром являлась амплитуда кривой ПС ($\alpha_{пс}$) пласта, во втором случае - его песчаность. Именно во втором варианте корреляционные зависимости параметров оказались выше.

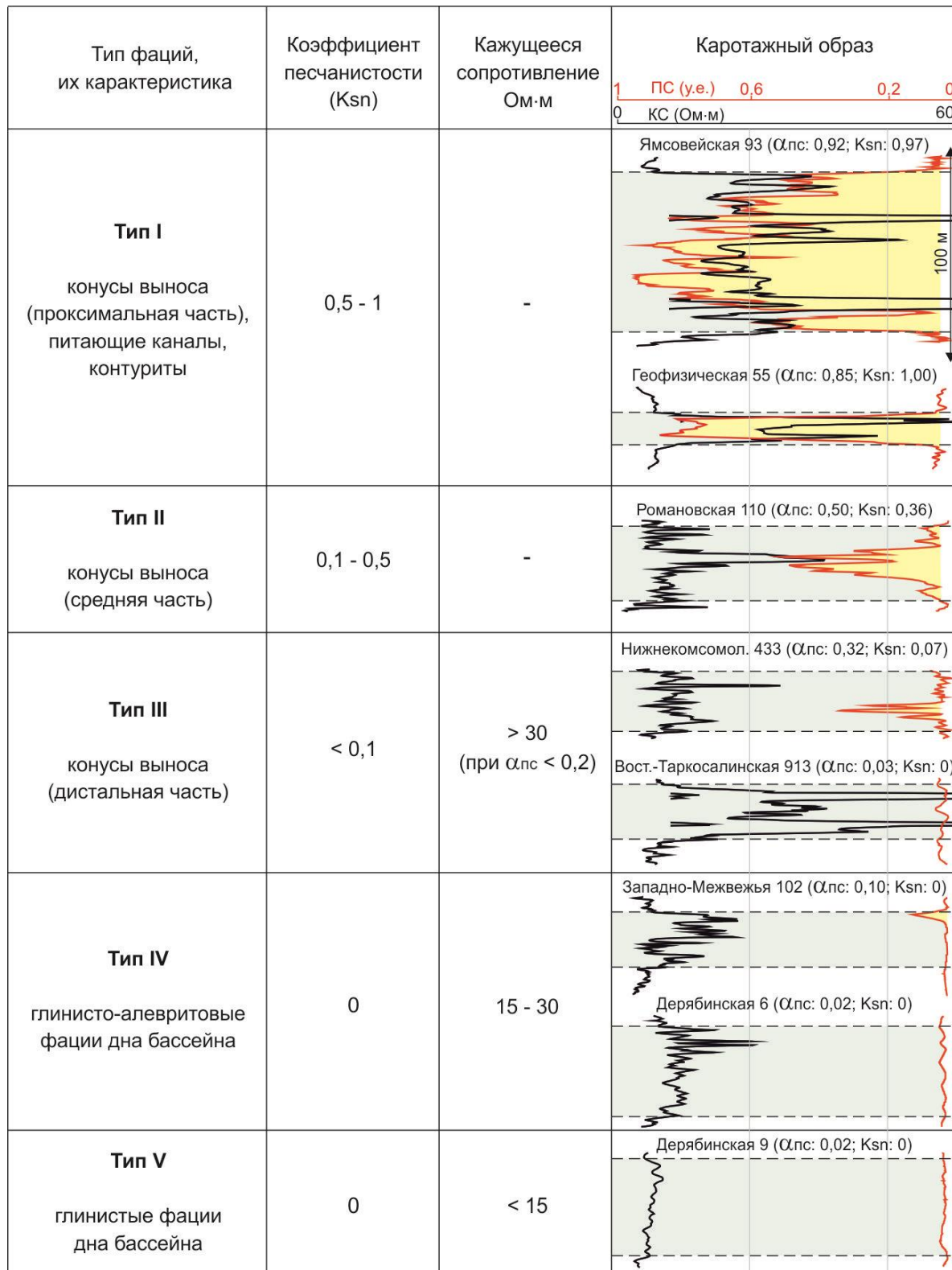


Рис. 3. Электрометрические модели фаций глубокого моря

Как отмечено выше, выделены шесть фаций дна бассейна, границы между которыми условные. К первому типу фаций отнесены проксимальные зоны конусов выноса, которые соответствуют их головной части. Среди отложений ачимовской толщи они сложены наиболее крупнозернистыми осадками и обладают наилучшими коллекторскими свойствами. Поскольку осадки глубоководных конусов выноса обладают плохой сортировкой, то даже в этой зоне коэффициент пористости редко превышает 18%. К первому типу фаций отнесены пласты с песчаностью более 50% (см. рис. 3). Как правило, они характеризуются также высокими значениями $\alpha_{пс}$ (более 0,5). Характеристика КС для этого типа фаций не имеет значения, поскольку может меняться в зависимости от насыщения коллекторов. К этому же типу относятся отложения заполнения каналов, питающих конусы выноса, а также контуриты. Они обладают значительно меньшей толщиной отложений, чем разрезы проксимальной зоны, но вследствие активной гидродинамической обстановки характеризуются высокой степенью песчаности.

От головной части конусов выноса к его периферии происходит уменьшение песчаности разреза. Ко второму типу фаций отнесены средние части конусов выноса с песчаностью 10-50% (см. рис. 3). Одновременно отмечается тенденция уменьшения амплитуды $\alpha_{пс}$. В большинстве случаев она составляет 0,2-0,5, хотя единичные прослои могут иметь и бóльшую амплитуду. Как и в первом случае, характеристика КС для этого типа фаций значения не имеет, фация выделяется по кривой ПС. Средние части конусов выноса характеризуются широким распространением коллекторов, хотя и с несколько худшими фильтрационно-емкостными свойствами, чем в проксимальной зоне.

Дистальные (периферийные) части конусов выноса отнесены к третьему типу фаций. Песчаность разреза в этой зоне составляет менее 10% (см. рис. 3). В отличие от первых двух, эти фации характеризуются очаговым распространением коллекторов, в основном в районе питающих каналов. Большая часть разреза дистальной части конусов выноса - с амплитудой $\alpha_{пс}$ менее 0,2, хотя отдельные прослои могут достигать и более высоких значений. Нередко в разрезах фаций третьего типа выделяются прослои глинистых алевро-песчаников. Такие пласты характеризуются значениями $\alpha_{пс}$ менее 0,2, повышенным сопротивлением (более 30 Ом·м) и выделяются по кривой КС. Если для первых двух типов фаций главным является поровый тип коллектора, то для дистальной зоны особое значение приобретают коллекторы порово-трещинного и трещинно-порового типов.

Четвертый, пятый и шестой типы фаций формировались за пределами образований конусов выноса и представлены глинисто-алевритовым и глинистым разрезами. ПС в таких разрезах характеризуется амплитудой $\alpha_{пс}$ менее 0,2 (см. рис. 3). Четвертый и пятый тип фаций разделяются между собой по величине сопротивления прослоев, которая отражает песчано-

алевритовую составляющую осадков. К фации четвертого типа отнесены пласты с прослоями 15–30 Ом*м, к пятому типу – с прослоями менее 15 Ом*м.

Шестой тип литофаций глубокого моря выделяется в конденсированных разрезах, представленных глинистыми образованиями. Для такого типа разреза характерны малые толщины, которые составляют сантиметры или первые метры. По оценкам большинства специалистов к конденсированным относятся разрезы, скорость формирования которых составляет 1 см/тыс. лет [Барабошкин, 2008]. Этот тип фаций сменяет пятый тип вглубь бассейна [Бардачевский и др., 2019]. По сейсмическим данным к зоне фаций конденсированного разреза условно относится часть бассейна за пределами прослеживания ОГ, приуроченного к кровле пласта, после его подклинивания к ОГ ассоциируемого с подошвой сиквенции соответствующего порядка или ОГ Б. В зависимости от интенсивности поступления обломочного материала границы шестой литофации в нижнемеловом палеобассейне Западной Сибири находились на удалении от основания аккумулятивного склона от первых километров до сотни километров.

Результаты исследований

С целью прогноза зон распространения коллекторов в отложениях ачимовской толщи выбрано три участка – Восточно-Медвежий, Дерябинский и Паютско-Носковский (см. рис. 2), которые приурочены к областям повышенных толщин берриас-нижнеаптских отложений. Основные перспективы меловых отложений в пределах исследуемых участков связываются в первую очередь с литологическими и структурно-литологическими ловушками в пластах ачимовского НГК. Участки в разной степени изучены сейсморазведочными работами и бурением. Дерябинский и Паютско-Носковский участки на этапах региональных и детальных работ отработаны только сейсморазведкой 2D. Работы осуществлены полевыми партиями разных лет. Восточно-Медвежий участок, помимо сейсмических профилей 2D, включает временной куб сейсморазведки 3D одноименного месторождения.

Восточно-Медвежий участок охватывает Восточно-Медвежье и Южно-Падинское месторождения, объединенные единым контуром нефтегазоносности. Площадь нефтегазоносности за счет новых залежей может быть расширена в направлении Нерутинской мегавпадины [Петрова и др., 2018], которая является одной из перспективных и недостаточно изученных бурением территорий Надым-Пурского региона. В тектоническом отношении он расположен на юго-западе Большехетской мегасинеклизы. Перспективы берриас-нижнеаптского продуктивного комплекса в пределах депрессии связаны в первую очередь с литологическими и структурно-литологическими ловушками в пластах ачимовского НГК. Открытие в 2000 г. Восточно-Медвежьего месторождения, а также многочисленные

нефтегазопроявления в пластах ачимовской толщи подтвердили перспективы этого интервала разреза. В последующие годы в пределах Нерутинской мегавпадины и прилегающих районах залежи ачимовской толщи открыты на Северо-Юбилейном, Южно-Падинском, а также Падинском месторождениях. По своим запасам Падинское газоконденсатное месторождение является крупным. Не исключено, что в будущем оно может быть объединено с Восточно-Медвежьим и Южно-Падинским в единое месторождение.

Комплексная интерпретация данных ГИС, сейсморазведки, результатов испытаний скважин, палеоструктурных построений, анализ фильтрационно-емкостных свойств пластов, закономерности их изменения по латерали и по разрезу позволяют предполагать, что в пределах Восточно-Медвежьего участка и на сопредельных территориях может быть выявлен целый ряд новых залежей УВ. Самыми перспективными на поиски залежей УВ являются депоцентры накопления песчаного материала в приподнятых в структурном отношении районах [Петрова и др., 2018].

В пределах территории Восточно-Медвежьего участка по временным сейсморазведочным профилям 2D и 3D при комплексировании с материалами бурения в основании нижнемеловых отложений выделены чеускинский и савуйский клиноформные СК валанжина (рис. 4). В этом районе ачимовская толща савуйского СК представлена группой пластов АчБН₁₆, чеускинского – АчБН₁₅, Савуйский СК в разрезе - в основном фондотемой. Лишь на востоке изучаемой территории он частично переходит в клинотему.

Чеускинская клиноформа, в основании которой залегает одноимённая пачка глин, картируется практически по всей территории исследования. Ее подошва коррелирует по отрицательному экстремуму сейсмической записи. Волновая картина чеускинской клиноформы представлена уже тремя типами волной картины. Субпараллельный динамически выразительный тип приурочен к ундатеме, которая включает покровный мелководный комплекс клиноформы. В интервале клинотемы наблюдается полого подклинивающийся тип волновой картины. На западе Восточно-Медвежьего участка в основании савуйского СК отмечаются слабонаклонные отражения фондотемы, к которой приурочены пласты АчБН₁₅.

Главным объектом сейсмогеологического анализа является информация о геологическом строении слоистых осадочных образований, которая зашифрована в динамических характеристиках сейсмического волнового поля. Чтобы извлечь эту информацию из волнового пакета интервала ачимовской толщи, на первом этапе проанализированы волновые образы коллекторов и флюидоупоров. Затем, на основе перебора динамических атрибутов сейсмической записи (см. раздел «Методика исследования») получены карты динамических аномалий. По результатам расчёта динамических атрибутов

сейсмического волнового поля выделены наиболее информативные динамические параметры, характеризующие одновременно волновой образ литофаций глубокого моря и толщину песчаников продуктивного пласта в точках скважин. Для прогноза использовался атрибут с наименьшей погрешностью при прогнозировании искомым геологических параметров.

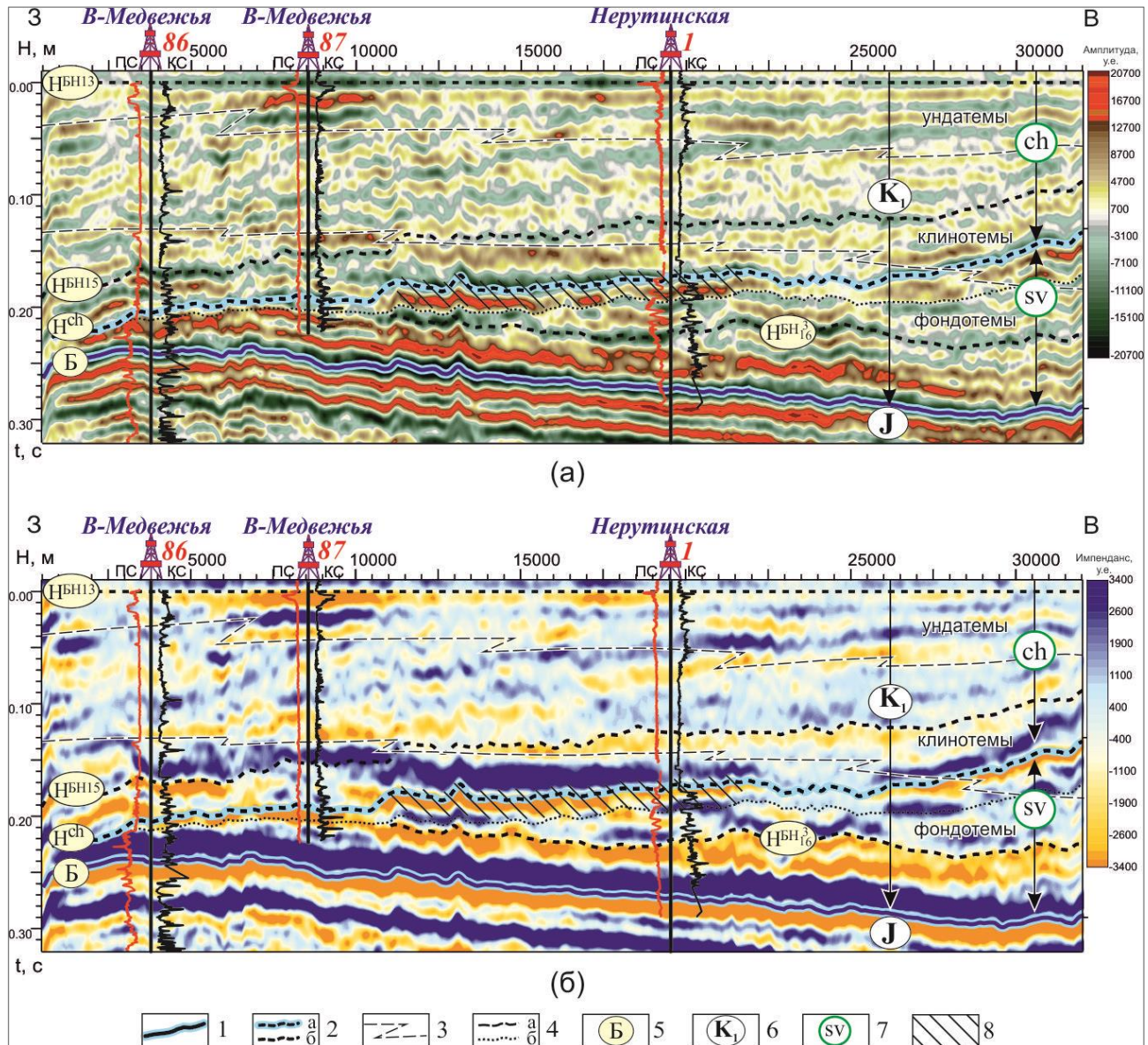


Рис. 4. Волновой образ продуктивного пласта АчБН₁₆¹ (ахская свита) клиноформных отложений берриас-валанжина Восточно-Медвежьей площади на разрезах амплитуд (а) и относительного акустического импеданса (б) (сейсмический профиль 7602013)

1-4 границы: 1 - берриас-нижнеаптского сейсмического мегакомплекса; 2 - СК, соответствующих сиквенциям 3 (а) и 4 (б) порядков; 3 - элементов региональных клиноформ (ундатем, клинотем, фондотем); 4 - кровля (а) и подошва (б) продуктивного пласта; 5 - индексы ОГ; 6 - региональные сейсмические мегакомплексы; 7 - СК берриас-нижнего апта: *urn* - уренгойский, *srm* - сармановский, *ch* - чеускинский, *sv* - савуйский; *tch* - моховой, *pr* - пырейный, *ur* - урьевский, *st* - самотлорский; 8 - фации I и II типов в интервале пласта.

Методические аспекты сейсмостратиграфических исследований отложений ачимовской толщи Восточно-Медвежьего участка приводятся на примере продуктивного пласта АчБН₁₆¹.

Авторами проанализированы данные ГИС, сейсморазведки, результаты испытания скважин по восьми пластам ачимовской толщи участка АчБН₁₆¹⁻⁵ и АчБН₁₅¹⁻³. Наиболее полно охарактеризованным оказался пласт АчБН₁₆¹, залегающий в кровле савуйской клиноформы. Пласт перекрывается чеускинской пачкой глин и контролируется в кровле ОГ Н^{ch}, который коррелирует по отрицательному экстремуму сейсмической записи (см. рис. 4). В районе Восточно-Медвежьего участка анализируемый прогнозный интервал в области фондотемы вскрыт тринадцатью скважинами.

Проведению динамического анализа предшествовали работы по корреляции ОГ, приуроченные к подошвам глинистых пачек клиноформного комплекса нижнего мела, а также кровле продуктивных пластов по временным сейсмическим разрезам 2D и 3D, построению карт толщин клиноформных комплексов берриас-нижнеаптских отложений, типизации элетрометрических фаций глубокого моря в разрезах скважин Восточно-Медвежьего участка, а также структурные и палеоструктурные построения и палеогеоморфологические реконструкции и т.д.

Окончательным наиболее информативным атрибутом, удовлетворяющим всем критериям динамического анализа, от которого осуществлялся прогноз распространения литофаций глубокого моря по латерали и толщин песчаников продуктивного пласта АчБН₁₆¹, стали минимальные амплитуды сейсмической записи в интервале регистрации ОГ Н^{ch}. Кроссплоты деления на типы литофаций в точках скважин и зависимости толщин песчаников от амплитуд сейсмической записи в интервале регистрации ОГ^{ch} приведены на рис. 5.

На временном сейсмическом разрезе амплитуд и относительного акустического импеданса (см. рис. 4) в интервале пласта АчБН₁₆¹ в волновой картине выделяются фации I и II типов, которые ассоциируются с проксимальными и средними частями конусов выноса. С ними связаны наиболее крупнозернистые осадки, обладающие улучшенными коллекторскими свойствами. Характер изменения волновой картины отвечает с литологическими изменениями в интервале продуктивного пласта.

В результате проведенных исследований построена карта литофаций пласта АчБН₁₆¹ Восточно-Медвежьего участка совмещенная с картой суммарных толщин песчаников (см. рис. 5). В южной половине участка прогнозируется мозаичный характер распространения коллекторов. По результатам исследования установлено, максимальная область распространения фаций I и II типов предполагается на севере в районе Восточно-Медвежьей скв. 5025, Нерутинских скважин 1 и 5. Согласно типизации фаций (см. рис. 3) граница выклинивания пласта совпадает в плане со сменой литофаций 3 типа на 4 (смена дистальной части конуса выноса на фации дна бассейна).

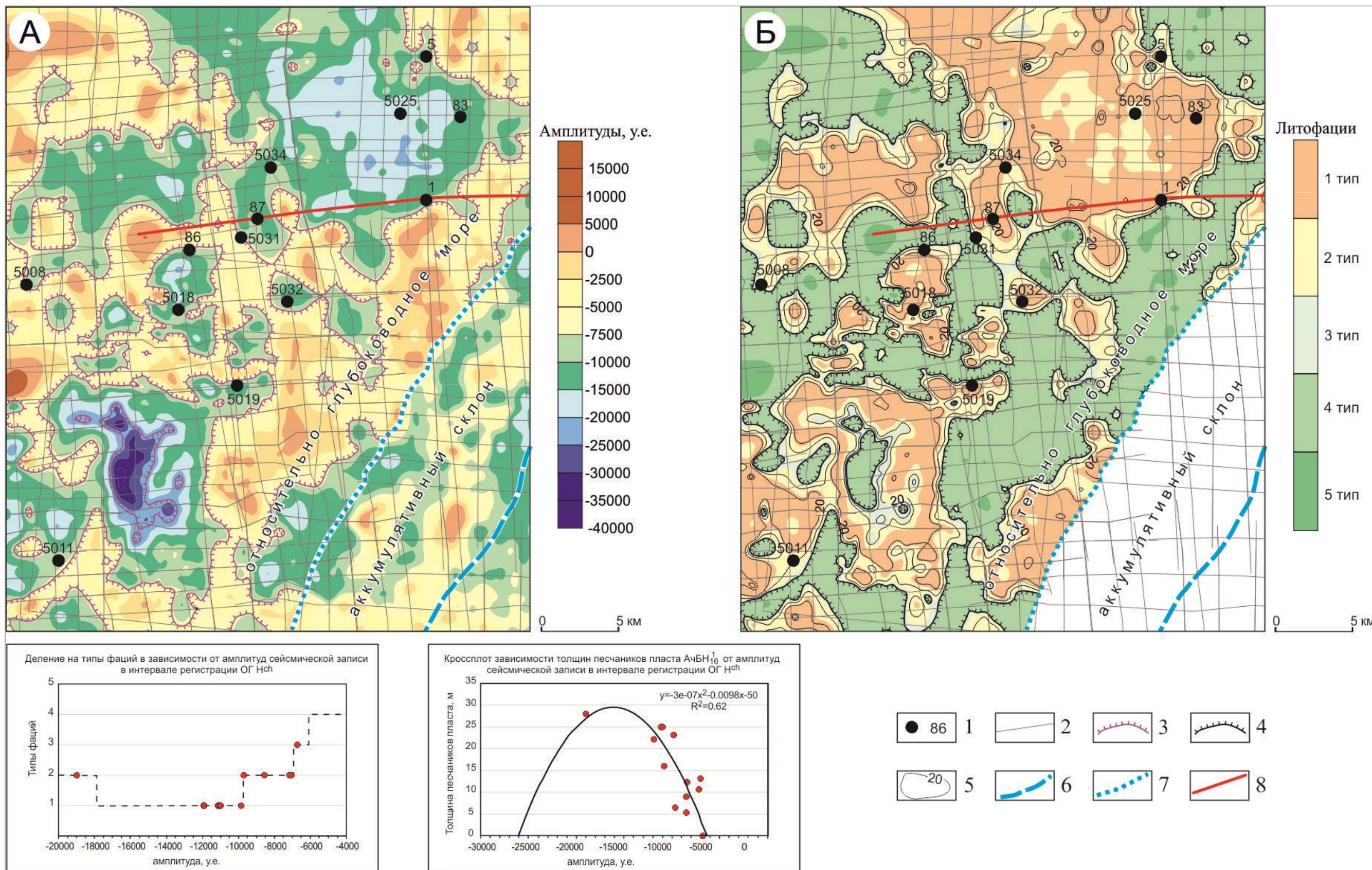


Рис. 5. Карты распределения амплитуд сейсмической записи в интервале пласта АчБН₁₆¹ (А) и литофаций (Б) Восточно-Медвежьего участка (Восточно-Медвежья, Южно-Падинская, Нерутинская площади)
 1 - скважины, вскрывшие отложения ачимовской толщи или ее заглинизированный аналог; 2 - сейсмические профили МОГТ; 3 - граница литофаций I-II типов (проксимальные и средние части конусов выноса, питающие каналы, контуристы); 4 - граница выклинивания пласта; 5 - толщина песчаников пласта; 6 - бровка пласта; 7 - основание аккумулятивного склона; 8 - положение временного сейсмического разреза.

Дерябинский участок расположен на северо-западе Енисей-Хатангского регионального прогиба и включает Дерябинскую и Береговую площади (см. рис. 2). Территория исследования в тектоническом отношении приурочена к западной части Южно-Таймырской мегамоноклинали. В нефтегазоносном отношении она находится в Енисей-Хатангской нефтегазоносной области, в которой большая часть залежей УВ сконцентрирована в нижнемеловых отложениях. В этом районе большие перспективы нефтегазоносности связывают с ачимовским НГК, что подтверждается выявленной на западе Енисей-Хатангского регионального прогиба уникальной Пайяхской зоной нефтенакопления площадью около 30000 км² [Исаев, Поляков, 2019]. Кроме того, в отложениях ачимовской толщи в пределах Дерябинского участка открыто одноименное газоконденсатное месторождение, а к востоку от него на правом берегу Енисея - Хабейское газовое.

На территории Дерябинского участка выделены и прокоррелированы савуйский, чеускинский, сармановский и уренгойский клиноформные СК валанжин-готерива (рис. 6). Из выше перечисленных клиноформ в исследуемом районе выделяются ундатемы сармановского и уренгойского СК, отличающиеся динамически выразительной субпараллельной волновой картиной. Образования этих же СК на территории участка представлены и клинотемами. На крайнем юго-востоке часть склоновых отложений относится чеускинской клиноформе. Волновая картина клинотем на юго-востоке участка состоит из серии сигмовидных, выразительных косонаклонных границ. На северо-западе косонаклонность сохраняется при менее выразительной в амплитудном отношении волновой картине. Фондотемами, в разрезе которых выделяются пласты ачимовской толщи, представлены савуйская, чеускинская, сармановская и уренгойская клиноформы. Волновая картина состоит из косонаклонного волнового пакета отражений, который последовательно преобразуется в сокращенный тип картины. В зоне наибольших толщин она представляет собой серию пологих, косонаклонных отражений, контролируемых сверху и снизу динамически выдержанными фазами. При уменьшении толщин в сторону баженовской свиты фазы становятся динамически выразительными и постепенно прилегают к поверхности ОГ Б.

Пласты на Дерябинском месторождении индексируются как Д-I–Д-VII. Залежи газоконденсата выявлены в четырех из них Д-I, Д-II, Д-III и Д-IV. Методические аспекты сейсмостратиграфических исследований отложений ачимовской толщи Дерябинского участка приводятся на примере продуктивного пласта Д-IV сармановской клиноформы, в котором сосредоточено около 90% запасов УВ месторождения. Пласт выделяется в кровле одной из составляющих сармановскую клиноформу сиквенций 4 порядка и контролируется сверху ОГ Н^{Д-IV}, который коррелирует по положительному экстремуму сейсмической волны (см. рис. 6). Пласт наблюдается в разрезе фондотемы на севере Дерябинского участка, а в южной его

половине представлен склоновыми и мелководно-морскими возрастными аналогами. В пределах территории исследования пласт Д-IV и его возрастные аналоги вскрыты семнадцатью скважинами. В прогнозировании зависимости участвовало четырнадцать. Дерябинская скв. 14 отбракована из-за того, что временные сейсмические разрезы, вблизи которых она расположена, не удовлетворяют частотно-фазовым условиям, а две скважины Береговой площади вскрыли мелководно-морские аналоги пласта Д-IV.

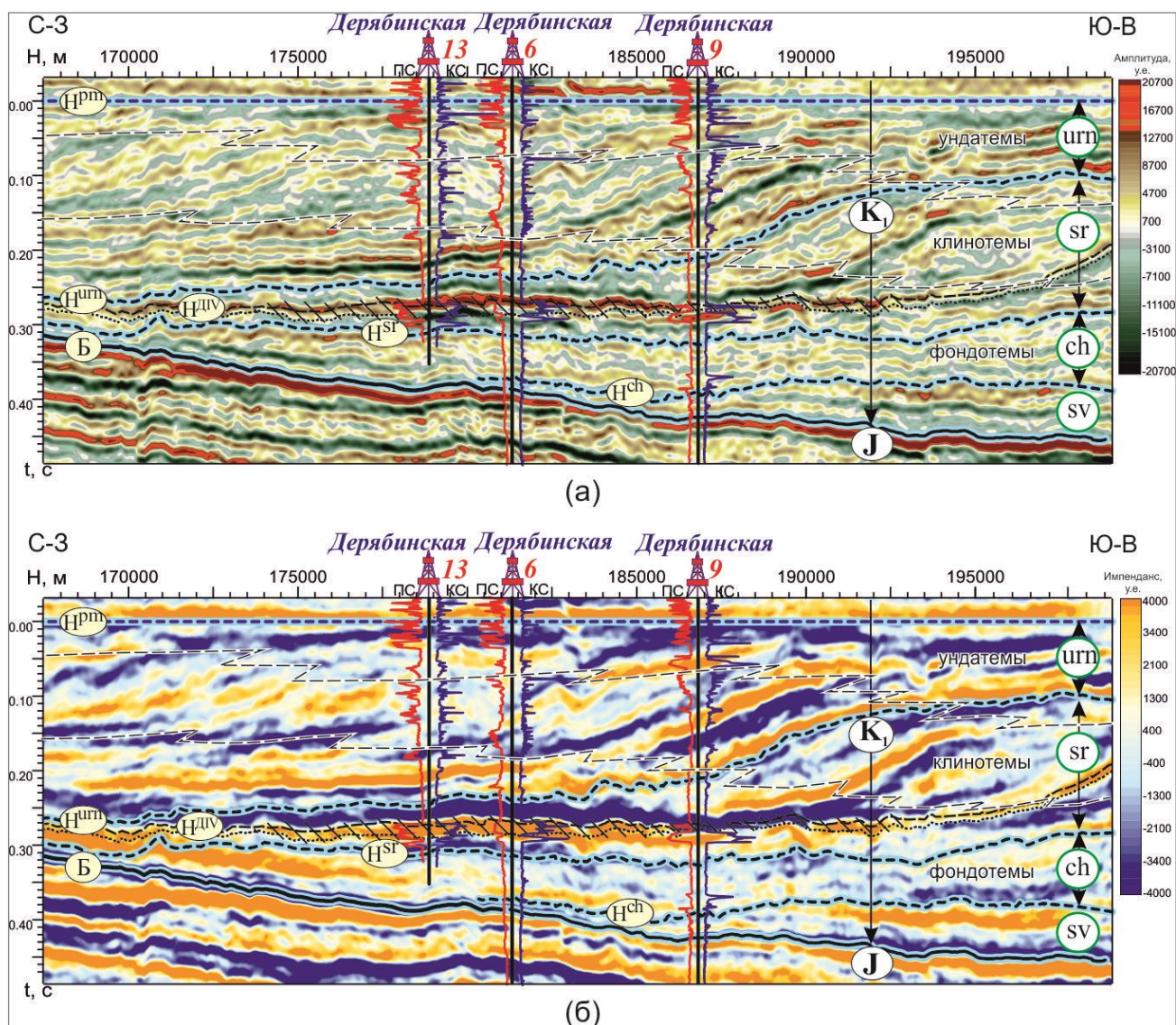


Рис. 6. Волновой образ продуктивного пласта Д-IV (шуратовская свита, дерябинская толща) клиноформных отложений берриас-готерива западных районов Енисей-Хатангского регионального прогиба на разрезах амплитуд (а) и относительного акустического импеданса (б) (сейсмический профиль 2115046)

Усл. обозначения см. рис. 4.

Расчёт и анализ динамических атрибутов, этапы построения сейсмогеологической модели Дерябинского участка выполнялись согласно алгоритму, приведённому выше для Восточно-Медвежьего участка. Окончательным наиболее информативным динамическим

атрибутом, от которого осуществлялся прогноз распространения литофаций глубокого моря и карт толщин песчаников продуктивного пласта Д-IV, стали максимальные значения амплитуд сейсмической записи, снятые в интервале регистрации ОГ Н^{Д-IV}. Коэффициент корреляции составил 0,82. Кроссплоты деления на типы литофаций в точках скважин и зависимости толщин песчаников от амплитуд сейсмической записи в интервале регистрации Н^{Д-IV} приведены на рис. 7.

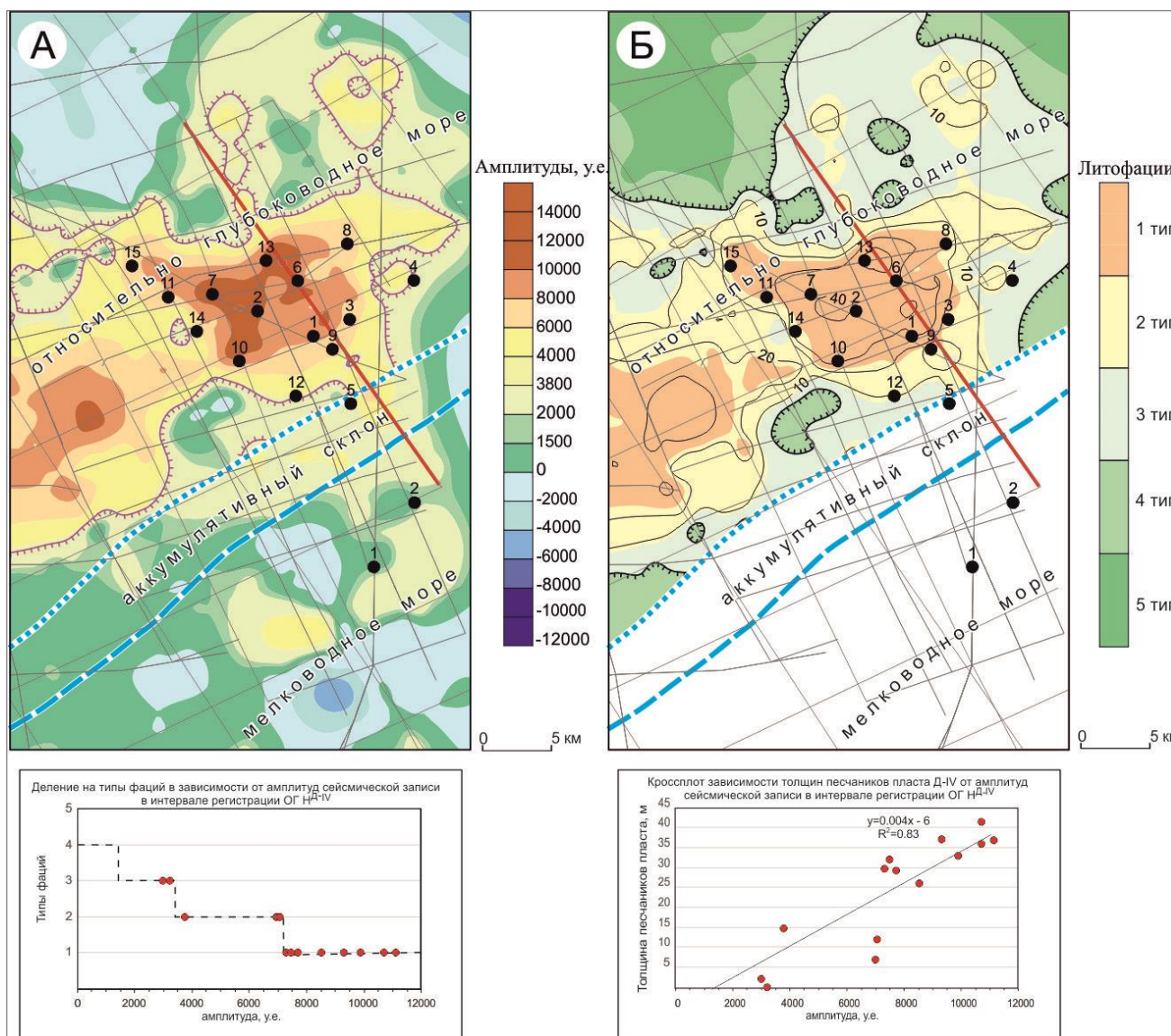


Рис. 7. Карты распределения амплитуд сейсмической записи в интервале пласта Д-IV(A) и литофаций (Б) Дерябинского участка (Дерябинская, Береговая площади)

Усл. обозначения см. рис. 5.

На временном сейсмическом разрезе амплитуд и относительного акустического импеданса в волновой картине интервала регистрации продуктивного пласта Д-IV выделяется динамическая аномалия типа «яркое пятно» (см. рис. 6). Аномалия связывается с газоконденсатной залежью, которая, в свою очередь, приурочена к фациям I и II типов.

Проведенные исследования в пределах Дерябинского участка позволили выделить конус выноса размером примерно 15x20 км, в пределах которого пробурены скважины одноименной площади (см. рис. 7). К юго-западу от него картируется еще одна зона литофаций I и II типов, с которой может быть связано новое месторождение, либо эта зона является продолжением Дерябинского газоконденсатного месторождения, открытого еще в 1982 г. По площади распространения и толщинам продуктивного пласта Д-IV эти две зоны являются аналогичными друг другу. На широте Дерябинской площади вдоль северного борта Енисей-Хатангского регионального прогиба, согласно исследованиям авторов, выделяется обширная прогнозная зона, перспективная на поиски литологических ловушек в отложениях ачимовской толщи [Бардачевский и др., 2018].

Паютско-Носковский участок, как и Дерябинский, расположен на западе Енисей-Хатангской нефтегазоносной области. Из всех трех участков он самый крупный и охватывает Яровскую, Паютскую, Среднеяровскую, Аномальную, Южно-Носковскую и Пеляткинскую площади. В тектоническом отношении, в отличие от Дерябинского участка, расположен на южном борту Енисей-Хатангского регионального прогиба. Северную часть участка занимает Центрально-Таймырский желоб, южную – Танамский структурный мегамыс. Данная территория фактически является юго-западным продолжением Пайяхской зоны нефтенакпления. Таким образом, Паютско-Носковский участок потенциально обладает высокими перспективами нефтегазоносности ачимовской толщи.

По материалам сейсморазведочных профилей 2D и данных бурения в пределах Паютско-Носковского участка клиноформными образованиями выделены четыре региональные клиноформы валанжина – самотлорская, урьевская, пырейная и моховая (рис. 8). Более молодые клиноформные СК представлены только ундатемами. Покровные комплексы савуйской, моховой и пырейной клиноформ, которые перекрывают клинотемы в исследуемом районе, характеризуются динамически выразительной субпараллельной волновой картиной. Клинотемы сложены отложениями склона урьевской, пырейной и моховой клиноформ. Клинотема урьевской клиноформы, которая выделяется на юго-западе участка, имеет сигмоидальную форму волновой картины с большим количеством косонаклонных границ. В северо-западном направлении она сменяется клинотемой пырейной клиноформы, волновая картина которой состоит из серии динамически выразительных сигмовидных, косонаклонных границ. По сравнению с предыдущей клинотемой амплитуда сигмоид уменьшается, сейсмическая запись временного сейсмического разреза становится менее разрешенной. Внутри сигмоиды косонаклонные границы характеризуются низкочастотной сейсмической записью разреза. Клинотема моховой клиноформы представлена серией косонаклонных малоамплитудных сигмоид.

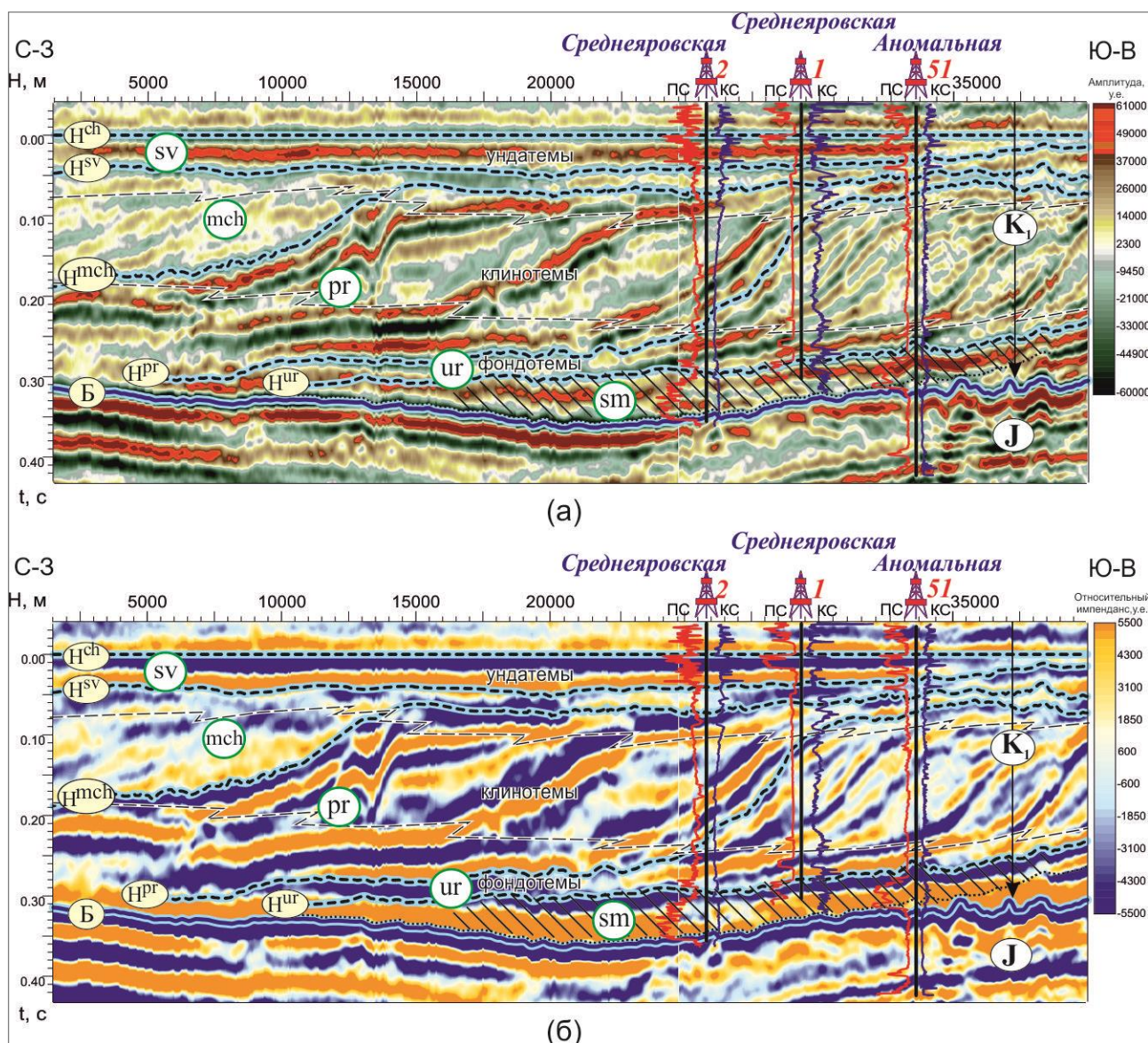


Рис. 8. Волновой образ продуктивного пласта $AчHX_4^{-1}$ (шуратовская свита) клиноформных отложений берриас-валанжина западных районов Енисей-Хатангского регионального прогиба на разрезах амплитуд (а) и относительного акустического импеданса (б) (по композитному профилю)

Усл. обозначения см. рис. 4.

В пределах Паютско-Носковского участка выделяются фондотемы трех региональных клиноформ – самотлорской, урьевской и пырейной. Волновая картина сейсмической записи в их интервале постепенно сокращается. В зависимости от толщины отложений ачимовской толщи она принимает тот или иной вид. На территории исследования выделяется целая серия пластов ачимовской толщи. Наиболее крупным телом, с которым связана серия конусов выноса, является пласт $AчHX_4^{-1}$. Его толщина может достигать 100 м при песчаности 80–90%. На временных сейсмических разрезах интервал пласта в зоне увеличенных толщин в районе Средняяоровской и Аномальной площадей характеризуется двухмодальной волновой картиной. В районе Южно-Носковской скв. 318 она представляет собой чередующиеся

положительные и отрицательные динамически выдержанные фазы, осложнённые слабосонаклонными, малоамплитудными отражениями. При уменьшении в северо-западном направлении толщины пласта фазы, постепенно подклиниваясь, медленно выполаживаются в сторону ОГ Б.

Продуктивный пласт АчНХ₄¹ выделяется в интервале самотлорской клиноформы, в кровле контролируется ОГ Н^{ур}, отождествляемым с подошвой урьевской глинистой пачки, подошва пласта регистрируется вблизи ОГ Б. В пределах территории исследования разрез пласта вскрыт шестью скважинами, не считая тех, которые вскрыли его возрастные аналоги в склоновых и мелководно-морских фациях. Проведенные исследования показали, что для продуктивного пласта АчНХ₄¹ наиболее информативным динамическим атрибутом с целью прогноза толщин песчаников и типов литофаций оказалась сумма мгновенных амплитуд в интервале ниже ОГ Н^{ур} (-10 мс) и выше (+10 мс) ОГ Б. Коэффициент корреляции установленной полиномиальной зависимости составил 0,57. Кроссплоты деления на типы литофаций в точках скважин и зависимости толщин песчаников от амплитуд сейсмической записи в интервале регистрации продуктивного пласта АчНХ₄¹ приведены на рис. 9. Полученная зависимость действует только в области фаций дна бассейна. При переходе пласта в склоновые фации резко увеличивается расстояние между ОГ Н^{ур} и ОГ Б, в результате чего сумма мгновенных амплитуд в этом интервале резко возрастает и уже не коррелирует с геологическими параметрами. Незначительное количество скважин, вскрывших пласт АчНХ₄¹ на Паютско-Носковском участке, не позволяет надежно определить граничные значения мгновенных амплитуд для литофаций в присклоновой зоне, однако переход в глинистые фации дна бассейна прогнозируется адекватно палеогеографической обстановке.

В процессе работы авторами в приосевой зоне Енисей-Хатангского регионального прогиба в пласте АчНХ₄¹ закартирована обширная зона развития конусов выноса. Ее ширина от основания склона вглубь палеобассейна достигает 25 км. Протяженность зоны только в пределах Паютско-Носковского участка составляет около 40 км. Она простирается далее на восток в направлении Пайяхской зоны нефтенакопления. В плане зона контролируется контуром Центрально-Таймырского желоба. На юго-запад в направлении Танамского структурного мегамыса наблюдается тенденция сокращения толщины пласта и уменьшение размеров присклоновой зоны развития песчано-алевритовых тел.

Заключение

Прогнозирование зон распространения коллекторов в отложениях ачимовской толщи на основе сейсмофациального и динамического анализов является весьма актуальной задачей. Они активно применяются многими исследователями в разных районах Западно-Сибирского

осадочного бассейна. Как показывает опыт, положительные результаты могут быть получены только при комплексировании этих подходов с другими геологическими и геофизическими методами [Нежданов и др., 2000]. С целью отработки методических приемов прогноза зон коллекторов в пластах ачимовской толщи малоизученных бурением арктических районов Западной Сибири авторами выбраны три участка, приуроченные к областям повышенных толщин берриас-нижнеаптских клиноформных отложений. Участки обладают разной степенью геолого-геофизической изученности и представляют интерес в отношении нефтегазоносности ачимовского продуктивного комплекса. Кроме изученности участки отличаются геологическими характеристиками.

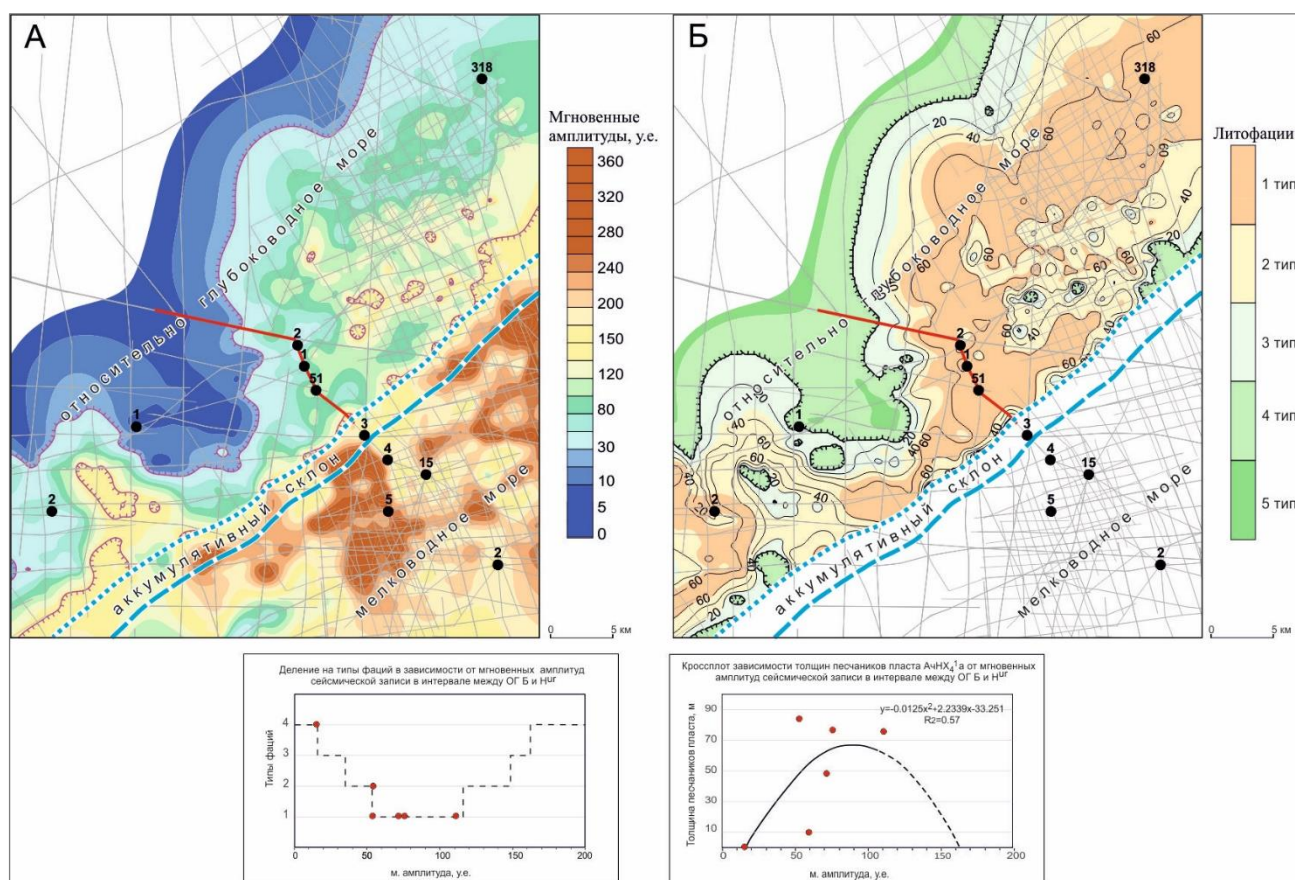


Рис. 9. Карты распределения мгновенных амплитуд сейсмической записи в интервале пласта АчНХ₄¹ (А) и литофаций (Б) Паюотско-Носковского участка (Среднеяровская, Аномальная, Яровская, Паюотская, Южно-Носковская площади)

Усл. обозначения см. рис. 5.

Восточно-Медвежий и Дерябинский участки имеют соизмеримые площади, соответственно 1400 и 1800 км². Толщины продуктивных пластов, которые являлись объектами изучения, не превышали 35–40 м. В первом случае общая толщина ачимовской толщи может достигать 200 м. Разрез характеризуется большим количеством пластов, разделенных маломощными флюидоупорами, которые недостаточно ярко выделяются по

каротажу. Разрез ачимовской толщи на Дерябинской площади, как отмечено выше, наоборот, представлен в основном глинистыми образованиями с редкими пластами песчаников и может достигать 500 м. Над пластом Д-IV выделяется ярко выраженная глинистая пачка толщиной 50–100 м. Южно-Носковский - самый большой участок, его площадь составляет около 9000 км². Объект исследования в пределах участка - пласт АчНХ₄¹, который в разрезах скважин достигает толщины 100 м. Закартирована обширная зона его распространения, которая является продолжением Пайяхской зоны нефтенакпления на левом берегу Енисея.

С целью прогноза зон коллекторов выделено шесть литофаций глубокого моря, в обстановках которого формировались глубоководные конусы выноса. Наилучшими коллекторскими свойствами обладают песчаные пласты проксимальной и средней частей конуса выноса, которые отнесены к литофациям I и II типов. Проведенные исследования в каждом из объектов позволили установить зависимости между динамическими атрибутами сейсмической записи в интервале регистрации продуктивных пластов, толщинами песчаников и выделенными литофациями. В связи с тем, что пласты, которые являлись объектами изучения, и вмещающие их породы имели разные характеристики, информативными для них оказались различные параметры сейсмической записи. Для продуктивного пласта АчБН₁₆¹ Восточно-Медвежьего участка важным параметром стали минимальные амплитуды сейсмической записи в интервале регистрации ОГ Н^{ch}. Для продуктивного пласта Д-IV Дерябинского участка информативными являются максимальные значения амплитуд сейсмической записи в интервале регистрации ОГ Н^{Д-IV}. Оба горизонта ОГ Н^{ch} и ОГ Н^{Д-IV} приурочены к кровлям продуктивных пластов. Для пласта АчНХ₄¹ Паютско-Носковской зоны, который представлен мощными образованиями конусов выноса, наиболее значимым динамическим атрибутом оказалась сумма мгновенных амплитуд в интервале ниже ОГ Н^{up} (-10 мс) и выше (+10 мс) ОГ Б, что в фондоформной зоне примерно соответствует интервалу пласта.

На основе выявленных зависимостей осуществлен прогноз площадного распределения литофаций и построены карты прогнозных толщин песчаников. Выполненный комплекс сеймостратиграфических исследований, включая динамический и сейсмофациальный анализы, позволил на основе интерпретации геолого-геофизических данных выделить зоны благоприятные для развития коллекторов в продуктивных пластах ачимовской толщи на территориях слабо изученных бурением. Проведенные исследования подтвердили актуальность применения сеймостратиграфического метода при прогнозе зон нефтегазонакопления в фондоформных образованиях клиноформного комплекса с использованием данных сейморазведки 2D.

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

Литература

Барaboшкин Е.Ю. Конденсированные разрезы: терминология, типы, условия образования // Очерки по региональной геологии: сб. науч. трудов; под ред. В.Н. Староверова. - Саратов: Издательский центр «Наука», 2008. – С. 20-33.

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. Закономерности размещения литологических и структурно-литологических ловушек в ачимовском клиноформном комплексе севера Западной Сибири и перспективы их нефтегазоносности // Горные ведомости. – 2005. – № 6. – С. 60-73.

Бородкин В.Н., Курчиков А.Р. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности ачимовской толщи севера Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2010. – 138 с.

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

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.

Бродягин В.В. Сейсмофациальная и литологическая зональность продуктивных горизонтов нижнемеловых отложений Когалымского региона Западной Сибири // Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. – Пермь: ПГТУ, 2001. – 27 с.

Воскресенский Ю.Н. Изучение изменений амплитуд сейсмических отражений для поисков и разведки залежей углеводородов. - М., 2001. – 68 с.

Еришов 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. - http://www.ngtp.ru/rub/2019/38_2019.html. DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/38_2019

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

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: сборник научных трудов. - 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. – http://www.ngtp.ru/rub/2019/36_2019.html. DOI: https://doi.org/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., Конышев А.И., Кузнецов В.И., Разянов 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.

Курчиков А.Р., Бородкин В.Н., Храмова А.В. Условия формирования и атлас текстур пород ачимовского клиноформного комплекса Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2010. – 130 с.

Кучерявенко Д.С., Сапрыкина А.Ю., Гаврилов С.С., Потрясов А.А., Скачек К.Г. Влияние палеорельефа и эвстатических колебаний моря на формирование коллекторов ачимовской толщи и возникновение аномальных разрезов баженовской свиты (на примере западного обрамления Повховского месторождения) // Геология нефти и газа. – 2006. – № 4. – С. 32-40.

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.

Малярова Т.Н., Зайцева С.А., Птецов С.Н., Копылов В.Е. Изучение природных резервуаров в ачимовских отложениях Западной Сибири с помощью сейсмофациального и объемного атрибутного анализа отраженных волн // Технологии ТЭК. – 2004. – №3. – С. 197–204.

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

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.

Пухарев В., Потапова Е., Малиновская О. Применение классификационных алгоритмов при седиментологическом моделировании // Oil & Gas Journal Russia. – 2012. – №1. – С. 55–59.

Сейсмическая стратиграфия: В 2-х ч. / Под ред. Ч. Пейтона. - М.: Мир, 1982. – 846 с.

Спасский Б.А., Герасимова И.Ю. Сейсмостратиграфия: учебно-методическое пособие. Пермь, 2007. – 267 с.

Султанова Э.Н., Кучурина О.Е. Взаимосвязь условий осадконакопления и коллекторских свойств ачимовской толщи на примере покачевского клиноциклита // Нефтегазовое дело. –

2009. – №2. - http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Sultanova/Sultanova_1.pdf

Топычканова Е.Б., Матаев А.В. Роль сейсмофациального анализа при выявлении литологических залежей неокома по данным пространственной съемки 3D // Нефтяное хозяйство. – 2011. – №9. – С. 87–89.

Устинова В.Н., Стариков Н.Н. Сейсмофациальные модели продуктивных отложений юры Песцового месторождения // Известия Томского политехнического университета. – 2013. – Т. 323. – №1. – С. 137–141.

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 месторождений. – 2006. – №10. – С. 78–91.

Ухлова Г.Д., Соломатин В.В., Штифанова Л.И., Чернышова Т.И. Сейсмофациальный анализ и возможности прогнозирования литотипов пород по данным сейсморазведки // Осадочные бассейны, седиментационные и постседиментационные процессы в геологической истории: материалы VII Всероссийского литологического совещания. - Новосибирск, 2013. – С. 227–230.

Цибулин И.Л. Картирование по сейсмическим данным зон развития полосовидных пластов-коллекторов мегийонской свиты // Геология нефти и газа. – 1988. – №10. – С. 30–35.

Шелепов В.В. Геолого-геофизическое моделирование и геометризация природных резервуаров нефти в терригенных формациях (на примере Когалымского региона) // Автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора геолого-минералогических наук. – Пермь: ПГТУ, 2004. – 42 с.

Шиманский В.В., Танинская Н.В., Окнова Н.С., Бородкин В.Н., Храмова 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 месторождений. – 2003. – №4–5. – С. 77–82.

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

Shestakova N.I., Ershov S.V., Kartashova A.K.

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

**RESERVOIR DISTRIBUTION FORECAST OF THE ACHIMOV STRATA
(USING SEISMOFACIAL AND DYNAMIC ANALYSIS)
IN THE ARCTIC REGIONS OF WESTERN SIBERIAN SEDIMENTARY BASIN**

Of the basis of geological data and 2D seismic exploration, methodological issues of forecasting reservoirs of the Achimov strata in the Arctic regions of Western Siberia poorly studied by drilling are considered. The typification of deep sea facies and the corresponding electrometric models are presented. On the example of the East Medvezhye, Deryabin and Payut-Noskov areas with different degrees of study and located in different structural zones, the dependencies between the dynamic attributes of seismic records in the recording interval of Achimov Formation productive strata and their geological parameters are displayed. Based on dynamic and seismofacial analyzes, when integrated with other geological and geophysical methods, zones favorable for reservoir development are identified within the areas. The studies confirmed the relevance of the seismic stratigraphic method in predicting oil and gas accumulation zones in Achimov Formations clinoform structures using 2D seismic data.

Keywords: *clinoform, Achimov productive strata, electrometric model, seismic stratigraphy, dynamic analysis, seismofacial analysis, Western Siberian sedimentary basin.*

References

Baraboshkin E.Yu. *Kondensirovannyye razrezy: terminologiya. tipy. usloviya obrazovaniya* [Condensed sections: terminology, types, conditions of formation]. Ocherki po regionalnoy geologii. Sb. nauch. trudov / Editor V.N. Staroverova. Saratov: Izdatelskiy tsentr «Nauka», 2008, pp. 20-33.

Bardachevskiy V.N., Shestakova N.I., Ershov S.V. *Osobennosti formirovaniya goteriv-barremskikh klinoforn Gydanskogo poluostrova* [Features of formation of Gydan Peninsula Hauteriv-Barremian clinoform]. 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. *Seysmogeologicheskaya 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. *Zakonomernosti razmeshcheniya litologicheskikh i strukturno-litologicheskikh lovushek v achimovskom klinofornnom komplekse severa Zapadnoy Sibiri i perspektivy ikh neftegazonosnosti* [Likelihood of the distribution of lithological and structural-lithological traps in the Achimov clinoform of the north of Western Siberia and the prospects for their petroleum potential]. Gornyye vedomosti, 2005, no. 6, pp. 60–73.

Borodkin V.N., Kurchikov A.R. *Geologicheskoye stroyeniye i perspektivy neftegazonosnosti achimovskoy tolshchi severa Zapadnoy Sibiri* [Geological structure and petroleum prospects of the Achimov strata in the north of Western Siberia]. Novosibirsk: Izd-vo SO RAN, 2010, 138 p.

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

Brekhuntsov A.M., Taninskaya N.V., Shimanskiy V.V., Khafizov S.F. *Litologo-fatsial'nyye kriterii prognoza kollektorov achimovskikh otlozheniy Vostochno-Urengoysskoy zony* [Lithological and facies criteria for predicting reservoirs of the Achimov strata of the East Urengoy zone].

Geologiya nefi i gaza, 2003, no. 3, pp. 2-10.

Brodyagin V.V. *Seysmofatsial'naya i litologicheskaya zonal'nost produktivnykh gorizontov nizhnemelovykh otlozheniy Kogalym'skogo regiona Zapadnoy Sibiri* [Seismofacial and lithological zonality of the Lower Cretaceous section productive levels of the Kogalym region of Western Siberia]. Avtoreferat dissertatsii na soiskaniye uchenoy stepeni kandidata geologo-mineralogicheskikh nauk. Perm, PGU, 2001, 27 p.

Ershov S.V. *Sikvens-stratigrafiya berrias-nizhneaptskikh otlozheniy Zapadnoy Sibiri* [Sequence stratigraphy of the Berriasian–Lower Aptian of Western Siberia]. Geologiya i geofizika, 2018, vol. 59, no. 7, pp. 1106–1123.

Ershov S.V. *Zakonomernosti razmeshcheniya zalezhey uglevodorodov v berrias-nizhneaptskikh otlozheniyakh severnykh rayonov Zapadno-Sibirskogo osadochnogo basseyna* [Predictability of hydrocarbon productive levels distribution in the Berriasian - Lower Aptian sequences of the northern areas of West Siberian sedimentary basin]. Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika, 2019, vol. 14, no. 4, available at: http://www.ngtp.ru/rub/2019/38_2019.html. DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/38_2019

Igoshkin V.P., Ovcharov A.N. *Kartirovaniye produktivnogo gorizonta BS10 v Tevli'nskoy zone na osnove kachestvennoy i kolichestvennoy interpretatsii seysmicheskikh materialov i bureniya* [Mapping of the BS10 productive level in the Tevlin zone based on the qualitative and quantitative interpretation of seismic and drilling data]. Lokal'nyy prognoz neftegazonosnosti Zapadno-Sibirskoy geosiniklizi: Sbornik nauchnykh trudov. Tyumen, 1989, pp. 106–112.

Inyushkina A.A., Merzlyakova D.V. *Kompleksnoye primeneniye rezul'tatov seysmorazvedochnykh rabot 3D i dannykh GIS pri izuchenii stroyeniya i modelirovaniya klinoformnykh rezervuarov Zapadnoy Sibiri* [Integrated use of 3D seismic and well logging data while Western Siberia reservoirs studies and modelling]. Geofizika, 2007, no. 4, pp. 195–200.

Isaev A.V., Krinin V.A., Filiptsov Yu.A., Karpukhin S.M., Sklyarov V.R. *Perspektivnyye neftegazonosnosnyye obyekty klinoformnogo kompleksa Enisey-Khatang'skogo regional'nogo progiba: Rezul'taty seysmogeologicheskogo modelirovaniya* [Potential petroleum bearing objects in the cliniform structures of the Yenisey-Khatanga regional trough: results of seismic-geological modeling]. Geofizika. geofizicheskoye priborostroyeniye, 2011, no. 2(6), pp. 74–82.

Isaev A.V., Polyakov A.A. *Payakh'skaya zona neftenakopleniya – trudnoizvlekaemaya neft' Taymyra* [Payakh oil bearing area (Taimyr Peninsula) - hard-to-recover oil]. Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika, 2019, vol. 14, no. 4, available at: http://www.ngtp.ru/rub/2019/36_2019.html. DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/36_2019

Karogodin Yu.N., Ershov S.V., Safonov V.S., Efremov I.F., Manugyan P., Overdal F., Valasek D., Potapov A.M., Konyshev A.I., Kuznetsov V.I., Razyapov R.K. *Priob'skaya neftenosnaya zona Zapadnoy Sibiri: Sistemno-litologicheskiy aspekt* [Priob oil-bearing zone of Western Siberia: System-litological aspect]. Novosibirsk: Izd-vo SO RAN, NITS OIGGM, 1996, 252 p.

Karogodin Yu.N., Kazanenkov V.A., Ryl'kov S.A., Ershov S.V. *Severnoye Priobye Zapadnoy Sibiri. Geologiya i neftegazonosnost neokoma (sistemno-litologicheskiy podkhod)* [Northern Ob' Region, Western Siberia. Geology and petroleum potential of Neocomian]. Novosibirsk: Izd-vo SO RAN, filial «Geo», 2000, 200 p.

Kir'ianova T., Kirillov A. *Sektornoye modelirovaniye dlya achimovskikh otlozheniy* [Sectoral modeling for the Achimov strata]. Oil & Gas Journal Russia. Razvedka i dobycha, 2015, no. 12, pp. 70–75.

Kucheryavenko D.S., Saprykina A.Yu., Gavrilov S.S., Potryasov A.A., Skachek K.G. *Vliyaniye paleorel'yefa i evstatcheskikh kolebaniy morya na formirovaniye kollektorov achimovskoy tolshchi i vozniknoveniye anomal'nykh razrezov bazhenovskoy svity (na primere zapadnogo obramleniya Povkhov'skogo mestorozhdeniya)* [The influence of the paleorelief and eustatic fluctuations of the sea on the formation of Achimov strata reservoirs and the occurrence of anomalous sections of the Bazhenov Formation (on the example of the western frame of the Povkhov field)]. Geologiya nefi i gaza, 2006, no. 4, pp. 32-40.

Kurchikov A.R., Borodkin V.N., Khramtsova A.V. *Usloviya formirovaniya i atlas tekstur*

porod achimovskogo klinoformnogo kompleksa Zapadnoy Sibiri [Formation conditions and texture atlas of rocks of the Achimov clinofolds of Western Siberia]. Novosibirsk: Izd-vo SO RAN, 2010, 130 p.

Kychkin A.N., Sudakova V.V., Sherstnov V.A. *Prognozirovaniye effektivnykh tolshchin plasta Ach1 Konitlorskogo mestorozhdeniya s ispol'zovaniyem dinamicheskikh parametrov seysmicheskoy zapisi* [Prediction of effective thickness Ach1 of the Konitlor field using dynamic parameters of seismic recording]. Vestnik nedropolzovatelya Khanty-Mansiyskogo avtonomnogo okruga, 2007, no. 17, available at: <http://www.oilnews.ru/17-17/prognozirovaniye-effektivnykh-tolshchin-plasta-ach1-konitlorskogo-mestorozhdeniya-s-ispolzovaniem-dinamicheskikh-parametrov-seysmicheskoy-zapisi/>

Litvin V.V., Mikhaylova S.V., Zakharova O.A., Nadezhnitskaya N.V. *Perspektivy neftenostnosti achimovskikh otlozheniy v tsentral'noy chasti Noyabrskogo regiona Zapadnoy Sibiri* [Oil prospects of Achimov Formation in central part of Noyabrsk region, Western Siberia]. Neftyanoye khozyaystvo, 2013, no. 12, pp. 17–19.

Malyarova T.N., Zaytseva S.A., Ptetsov S.N., Kopylov V.E. *Izucheniye prirodnykh rezervuarov v achimovskikh otlozheniyakh Zapadnoy Sibiri s pomoshchyu seysmofatsialnogo i ob'yemnogo atributnogo analiza otrazhennykh voln* [Study of reservoirs bearing Achimov strata of Western Siberia using seismic facies and volumetric attribute analysis of reflected waves]. Tekhnologii TEK, 2004, no. 3, pp. 197–204.

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

Ovechkina V.Yu., Ol'neva T.V. *Seysmicheskiye obrazy litologicheskikh lozhushek na primere glubokovodnykh konusov vynosy* [Seismic samples of lithological traps by the example of deep-water fan]. Neftyanoye khozyaystvo, 2014, no. 12, pp. 42–44.

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

Pukharev V., Potapova E., Malinovskaya O. *Primeneniye klassifikatsionnykh algoritmov pri sedimentologicheskoy modelirovani* [The use of classification algorithms in sedimentological modeling]. Oil & Gas Journal Russia, 2012, no. 1, pp. 55–59.

Seysmicheskaya stratigrafiya [Seismic stratigraphy]: V 2-kh chastyakh / Editor Ch. Peytona, Moscow: Mir, 1982, 846 p.

Shelepov V.V. *Geologo-geofizicheskoye modelirovaniye i geometrizatsiya prirodnykh rezervuarov nefti v terrigennykh formatsiyakh (na primere Kogalymskogo regiona)* [Geological, geophysical modeling and geometrization of oil reservoirs in terrigenous strata (on the example of the Kogalym region)]. Avtoreferat dissertatsii na soiskaniye uchenoy stepeni doktora geologo-mineralogicheskikh nauk. Perm, PGU, 2004, 42 p.

Shimanskiy V.V., Taninskaya N.V., Oknova N.S., Borodkin V.N., Khramtsova A.V., Penyagin P.V. *Prognoz kollektorov v otlozheniyakh achimovskoy tolshchi Vostochno-Urengoy skoy zony v svyazi s model'yu ikh sedimentatsii* [The forecast of reservoirs of the Achimov strata of the East Urengoy zone, in connection with the model of their sedimentation]. Geologiya. geofizika i razrabotka neftyanoykh mestorozhdeniy, 2003, no. 4–5, pp. 77–82.

Spasskiy B.A., Gerasimova I.Yu. *Seysmostratigrafiya: uchebno-metodicheskoye posobiye* [Seismostratigraphy: teaching aid]. Perm, 2007, 267 p.

Sultanova E.N., Kuchurina O.E. *Vzaimosvyaz' usloviy osadkonakopleniya i kollektorskiykh svoystv achimovskoy tolshchi na primere pokachevskogo klinotsiklita* [The interplay between depositional environment and reservoir properties of Achimov Formation by the example of Pokachov clinofold (Western Siberia)]. Neftgazovoye delo, 2009, no. 2, available at: http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Sultanova/Sultanova_1.pdf

Topychkanova E.B., Matayev A.V. *Rol' seysmofatsialnogo analiza pri vyyavlenii litologicheskikh zalezhey neokoma po dannym prostranstvennoy syemki 3D* [The role of seismic

facies analysis in the identification of Neocomian strata according to the 3D spatial shooting data]. *Neftyanoye khozyaystvo*, 2011, no. 9, pp. 87–89.

Tsibulin I.L. *Kartirovaniye po seysmicheskim dannym zon razvitiya polosovidnykh plastov-kollektorov megionskoy svity* [Seismic mapping of zones of development of strip-like reservoirs of the Megion Formation]. *Geologiya nefi i gaza*, no. 10, 1988, pp. 30–35.

Ukhlova G.D., Solomatin V.V., Shtifanova L.I., Chernyshova T.I. *Seysmofatsial'nyy analiz i vozmozhnosti prognozirovaniya litotipov porod po dannym seysmorazvedki* [Seismofacial analysis and forecasting capabilities of rock lithotypes according to seismic data]. *Osadochnyye basseyny. sedimentatsionnyye i postsedimentatsionnyye protsessy v geologicheskoy istorii: materialy VII Vserossiyskogo litologicheskogo soveshchaniya*. Novosibirsk, 2013, pp. 227–230.

Ukhlova G.D., Varlamov S. N., Kos I.M. *Postroyeniye geologicheskikh modeley produktivnykh plastov neokoma tsentral'noy chasti Zapadno-Sibirskoy NGP po kompleksu atributov seysmicheskoy zapisi* [Construction of geological models of productive levels of the Neocomian central part of the Western Siberian petroleum fields, using a set of attributes of seismic recording]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanikh mestorozhdeniy*, 2006, no. 10, pp. 78–91.

Ustinova V.N., Starikov N.N. *Seysmofatsial'nyye modeli produktivnykh otlozheniy yury Pestsovogo mestorozhdeniya* [Seismofacial models of productive strata of the Jurassic Pestsov field]. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta*, 2013, vol. 323, no. 1, pp. 137–141.

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

Voskresenskiy Yu.N. *Izucheniye izmeneniy amplitud seysmicheskikh otrazheniy dlya poiskov i razvedki zalezhey uglevodorodov* [The study of changes in the amplitudes of seismic reflections for the search and exploration of hydrocarbon accumulations]. Moscow, 2001, 68 p.

© Шестакова Н.И., Ершов С.В., Карташова А.К., 2020