
ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ

СИБИРСКОЕ ОТДЕЛЕНИЕ
РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК

ОСНОВАН В 2004 г.
ВЫХОДИТ 4 РАЗА В ГОД

СЕНТЯБРЬ № 4 2020 ДЕКАБРЬ

УЧРЕДИТЕЛИ ЖУРНАЛА

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Главный редактор

академик РАН М.И. Эпов

Ответственный секретарь

канд. физ.-мат. наук А.А. Дучков

Члены редколлегии:

д-р физ.-мат. наук Ю.П. Ампилов, д-р физ.-мат. наук И.О. Баяк, д-р физ.-мат. наук М.Л. Владов,
д-р геол.-мин. наук А.Ф. Глебов, д-р физ.-мат. наук В.Н. Глинских, д-р техн. наук Г.Н. Гогоненков,
д-р физ.-мат. наук М.С. Денисов, д-р техн. наук И.Н. Ельцов, д-р техн. наук А.Ф. Еманов,
д-р техн. наук А.П. Жуков, д-р техн. наук Ю.И. Колесников, чл.-к. РАН, д-р геол.-мин. наук
В.А. Конторович, чл.-к. РАН, д-р геол.-мин. наук Ю.И. Кулаков, д-р техн. наук Э.Е. Лукьянов,
чл.-к. РАН, д-р физ.-мат. наук П.С. Мартышко, д-р физ.-мат. наук Г.М. Митрофанов, чл.-к. РАН,
д-р физ.-мат. наук И.Б. Петров, д-р геол.-мин. наук Е.В. Поспеева, д-р геол.-мин. наук В.С. Селезнев,
д-р геол.-мин. наук В.Д. Суворов, д-р техн. наук А.П. Сысоев, д-р техн. наук Г.М. Тригубович,
д-р физ.-мат. наук В.А. Чеверда, д-р техн. наук М.Б. Шнеерсон, д-р техн. наук Г.А. Шехтман

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ

Основан в 2004	Периодичность 4 раза в год	№ 4	Октябрь–Декабрь 2020
----------------	-------------------------------	-----	-------------------------

СОДЕРЖАНИЕ

Шестакова Н.И., Ершов С.В., Бардачевский В.Н. Критерии нефтегазоносности и прогноз нефтегазоперспективных зон в ачимовских отложениях Гыданского полуострова	4
Абраменков С.С., Ступина Т.А., Кулаков И.Ю. Исследование алгоритма локации микросейсмичности	32
Горшкалев С.Б., Карстен В.В. Результаты изучения методом ВСП азимутальной анизотропии палеозойского фундамента на Быстровском вибросейсмическом полигоне.....	42
Злыгостев И.Н., Эпов М.И., Савлук А.В., Глинских В.Н. Многоканальная информационно-измерительная система на беспилотном воздушном судне для измерения полного вектора индукции магнитного поля Земли	50

НОВОСИБИРСК
ИНГГ СО РАН
2020

ISSN 2619-1563 (Online)

RUSSIAN JOURNAL OF GEOPHYSICAL TECHNOLOGIES

Founded in 2004	Quarterly	No 4	October–December 2020
-----------------	-----------	------	--------------------------

CONTENTS

Shestakova N.I., Ershov S.V., Bardachevskiy V.N. Criteria for petroleum potential and forecast of oil and gas prospective zones in the Achimov deposits of the Gydan Peninsula	4
Abramenkov S.S., Stupina T.A., Koulakov I.Yu. Research of the microseismicity location algorithm	32
Gorshkalev S.B., Karsten W.V. Results of studying the azimuthal anisotropy of the Paleozoic basement with VSP technique at the Bystrovka vibroseismic test site	42
Zlygostev I.N., Epov M.I., Savluk A.V., Glinskikh V.N. Multichannel information-measuring system on an unmanned aircraft for measuring the total induction vector of the Earth's magnetic field	50

© Институт нефтегазовой геологии и геофизики
им. А.А. Трофимука СО РАН, 2020

ISSN 2619-1563 (Online)



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, Koptug 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 нефтенакопления.

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.

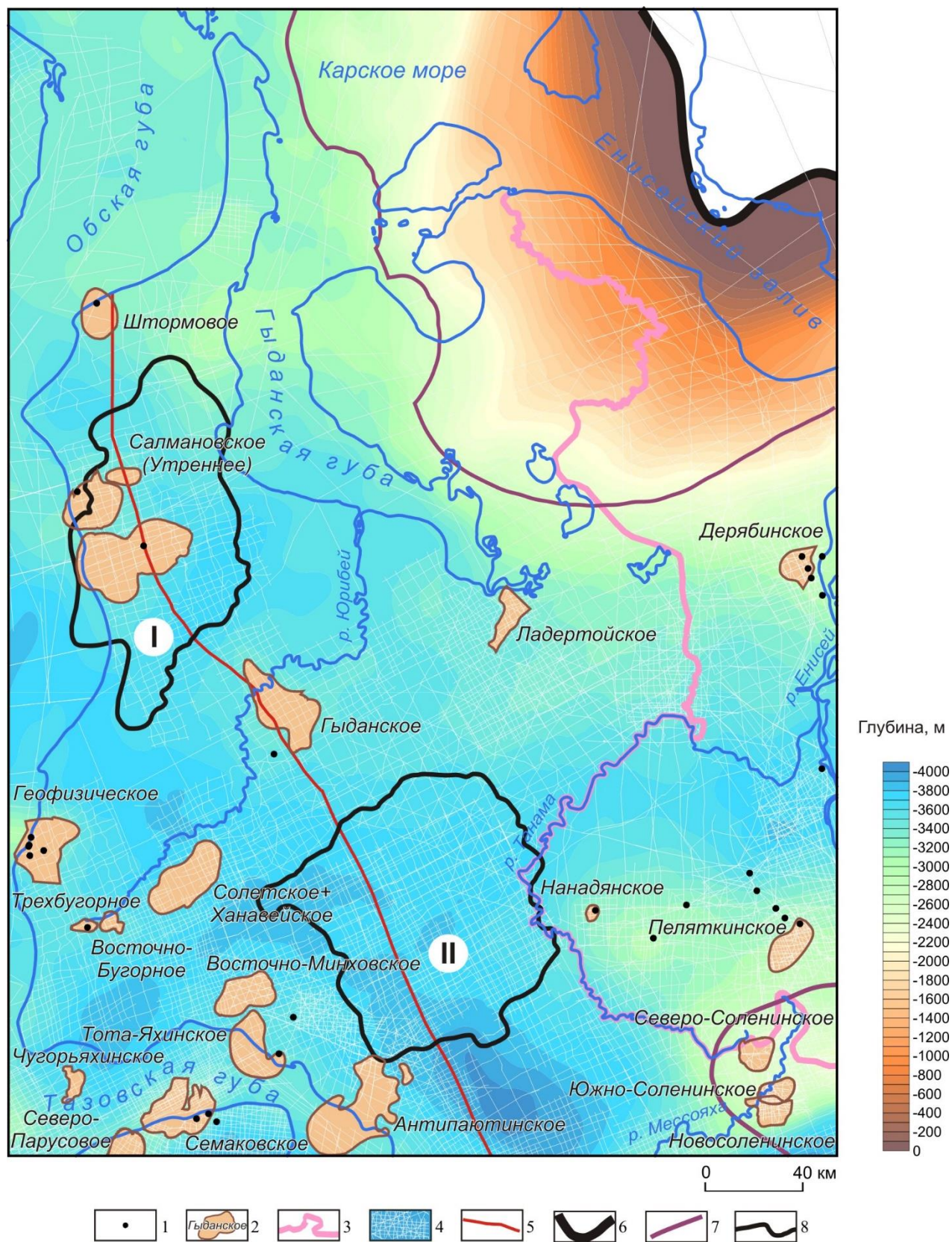


Рис. 1. Обзорная карта района исследований: 1 – скважины, вскрывшие ачимовскую толщу или ее заглинизированный разрез; 2 – месторождения углеводородов; 3 – административные границы; 4 – сейсмические профили; 5 – линия композитного сейсмического профиля (см. рис. 2); 6 – граница распространения меловых 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

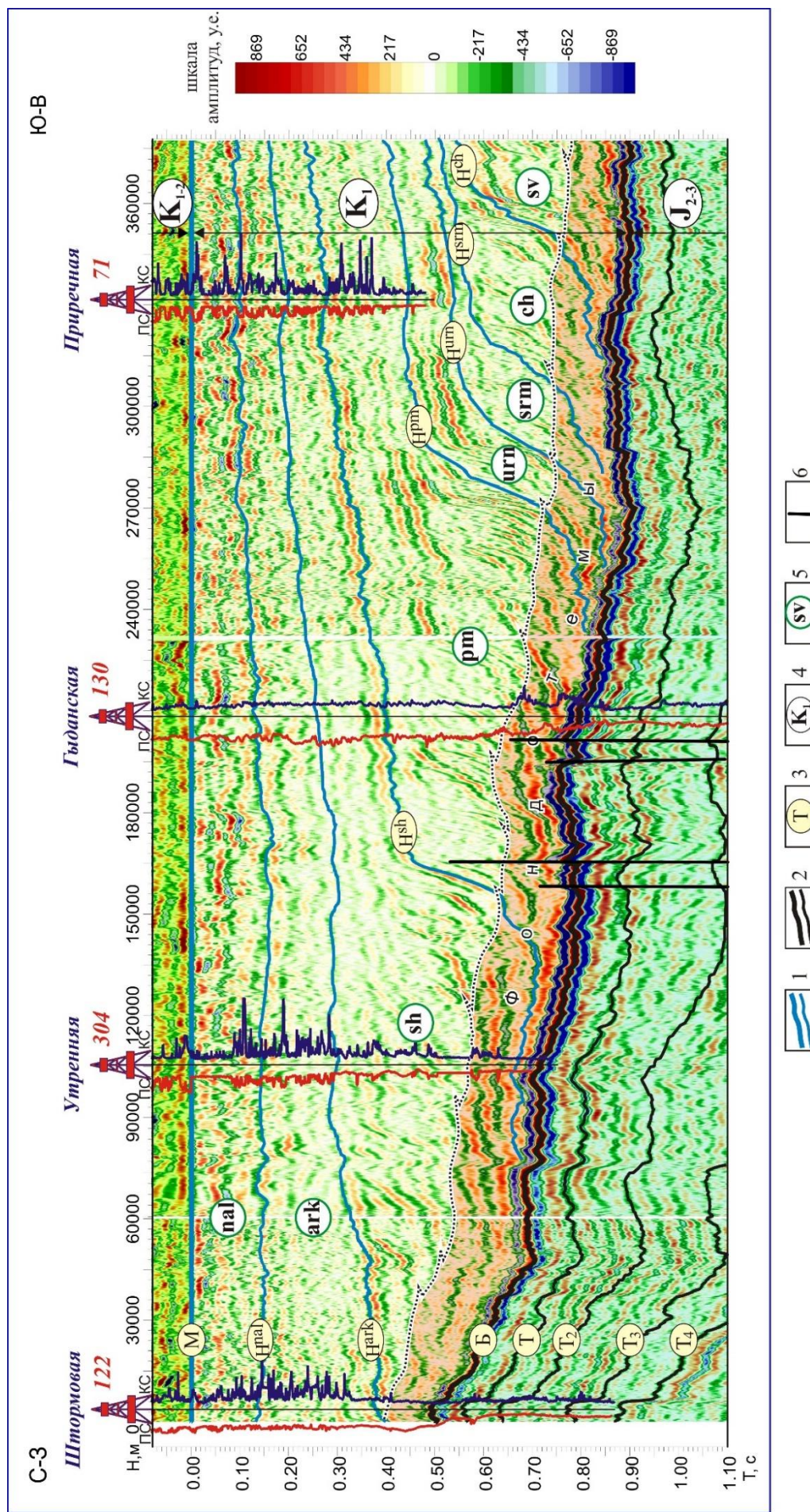


Рис. 2. Сейсмогеологический палеоразрез берриас-нижнего апта по композитному профилю: 1 – границы сейсмических комплексов в интервале берриас-нижнего апта; 2 – отражающие горизонты юрского интервала разреза; 3 – индексы отражающих горизонтов; 4 – региональные сейсмические комплексы; 5 – сейсмические комплексы берриас-нижнего апта: nai – нижеапальмский, ark – арктический, sh – сеяхинский, pm – пимский, urn – уренгойский, srn – сармановский, ch – чеускинский, sv – савуйский; 6 – тектонические нарушения

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 палеореконструкциям песчаные тела ачимовской толщи, которые представляют собой глубоководные конуса выноса аванделъта, 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 возобладали обстановки 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 [Карогодин 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 неокома 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.

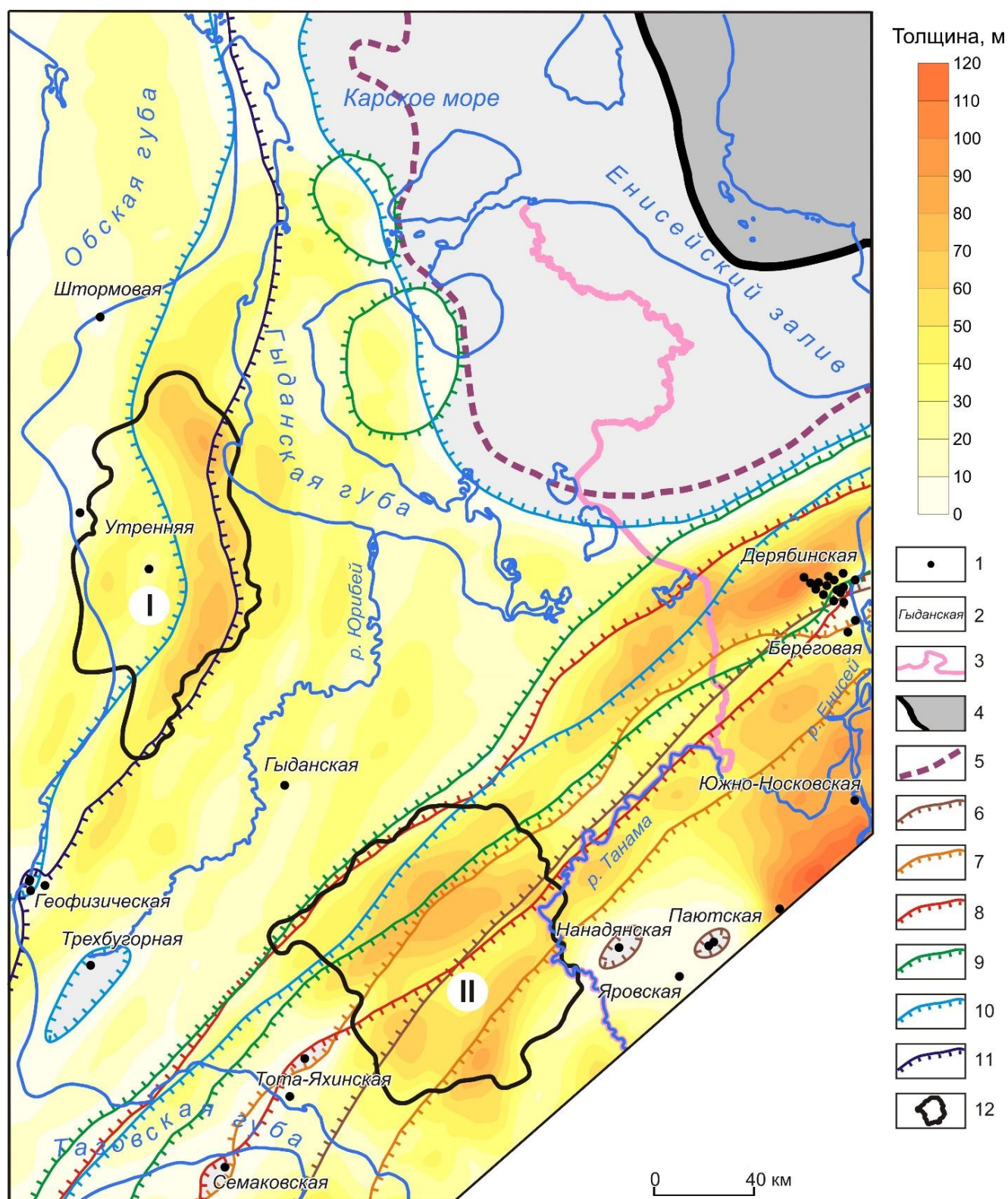


Рис. 3. Прогноз суммарных толщин песчаников ачимовской толщи Гыданского полуострова: 1 – скважины, вскрывшие отложения ачимовской толщи или ее заглинизированный разрез; 2 – названия площадей; 3 – административные границы; 4 – граница выклинивания берриас-нижнеаптских отложений; 5 – граница распространения 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 толщи: 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, аккумулировался 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 алевроито-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.

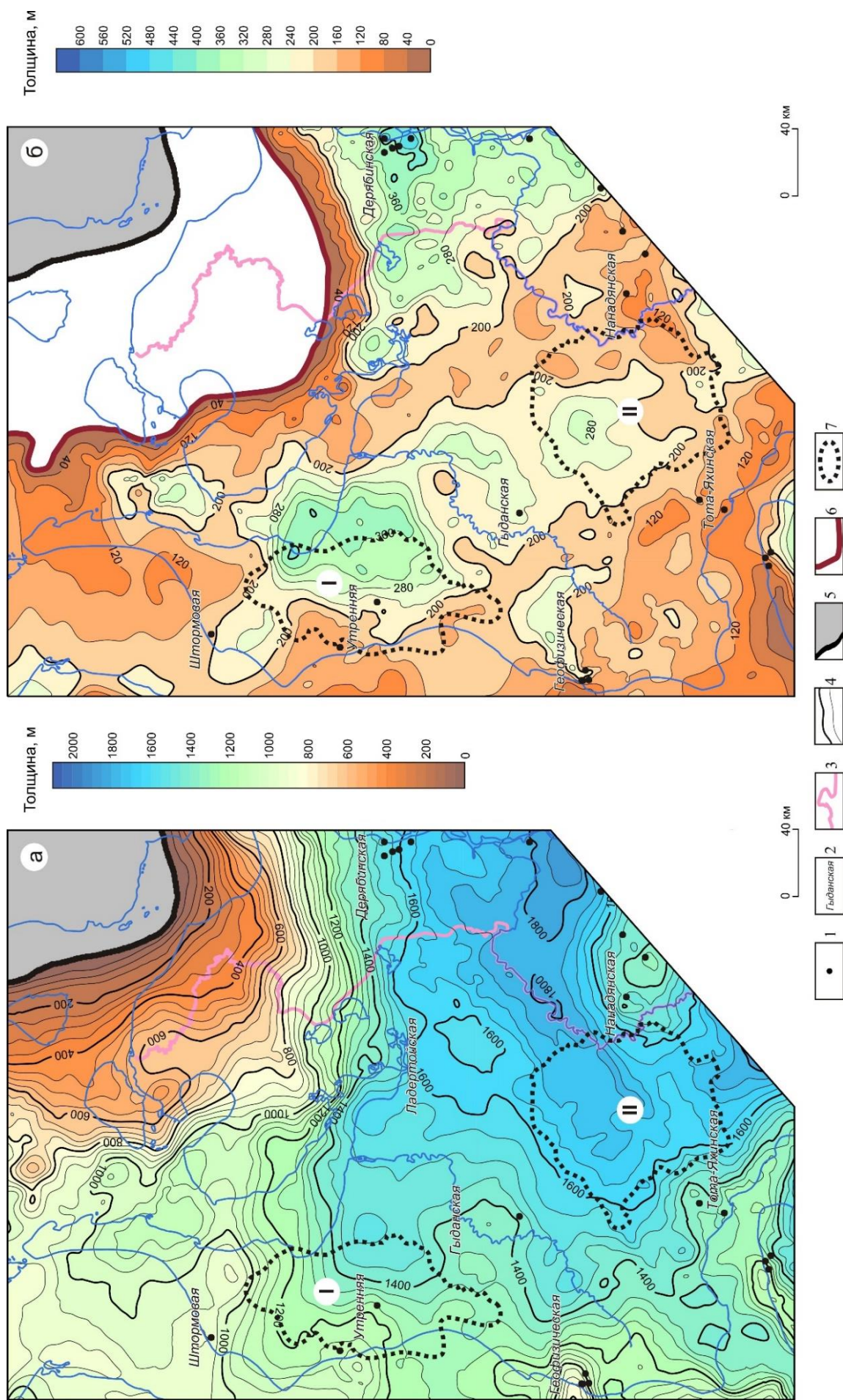


Рис. 4. Карта толщин берриас-нижнеаптского мегакомплекса (а) и суммарных толщин фондом (б): 1 – скважины, вскрывшие полный разрез мегакомплекса; 2 – названия площадей; 3 – административные границы; 4 – изопахиты; 5 – граница выклинивания мегакомплекса; 6 – граница распространения фондом; 7 – нефтегазоперспективные 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; Ухлова 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 сейсмостратиграфического 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 депоцентов 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, палеорельф 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 АчБГ_{20–21}. В разрезе сеяхинской клиноформы выделено четыре зональных сейсмокомплекса, из которых в пределах зоны интерес представляют нижние три с пластами или группами пластов АчБГ₁₉, АчБГ_{17–18} и АчБГ_{14–16}. 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.

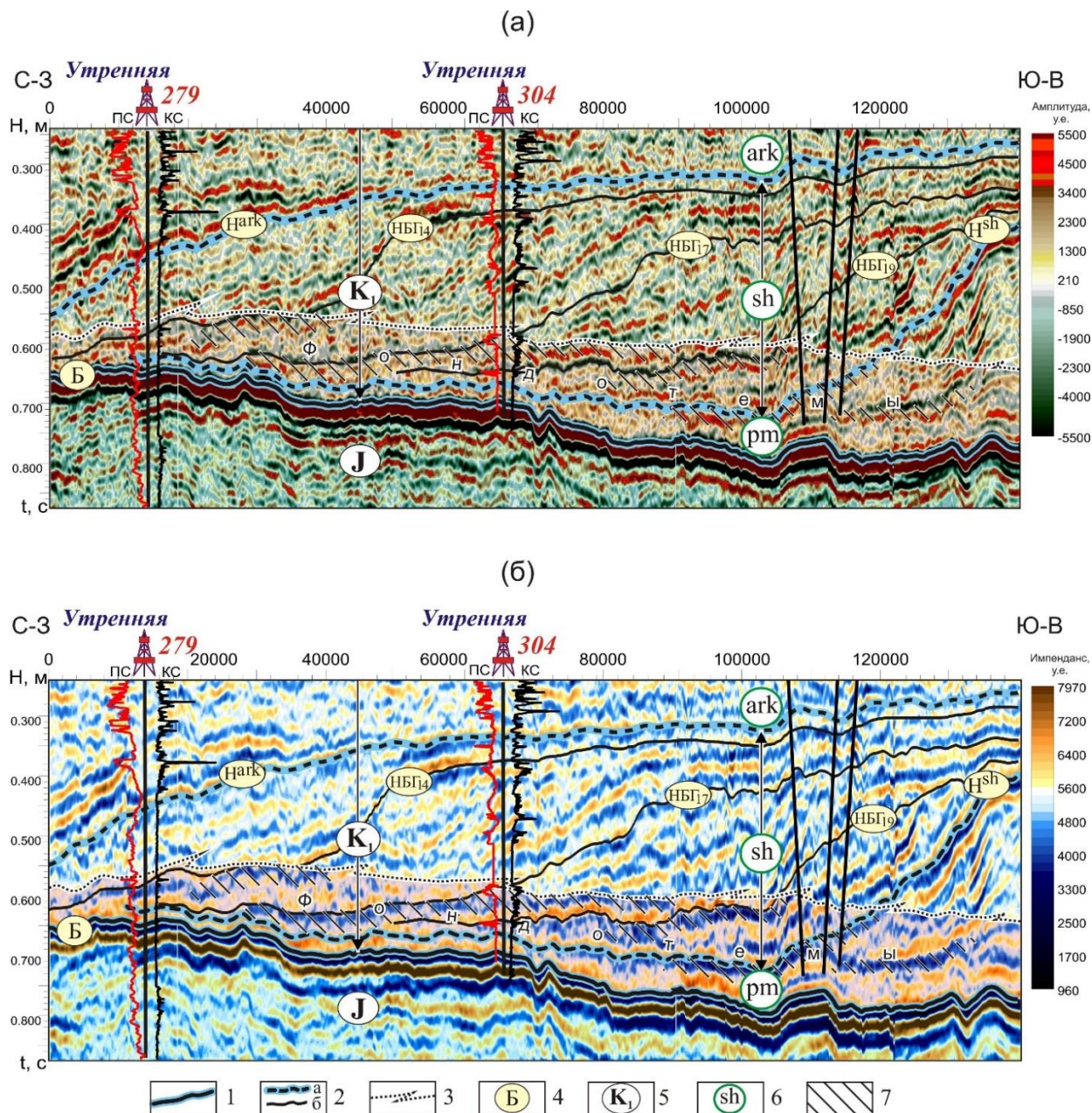


Рис. 5. Волновой образ отложений берриас-готерива Салмановской нефтегазоперспективной зоны на палеоразрезах амплитуд (а) и акустического импеданса (б) (композитный профиль): 1 – подошва берриас-нижеаптского сейсмического мегакомплекса; 2 – границы сейсмических комплексов, соответствующих региональным (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

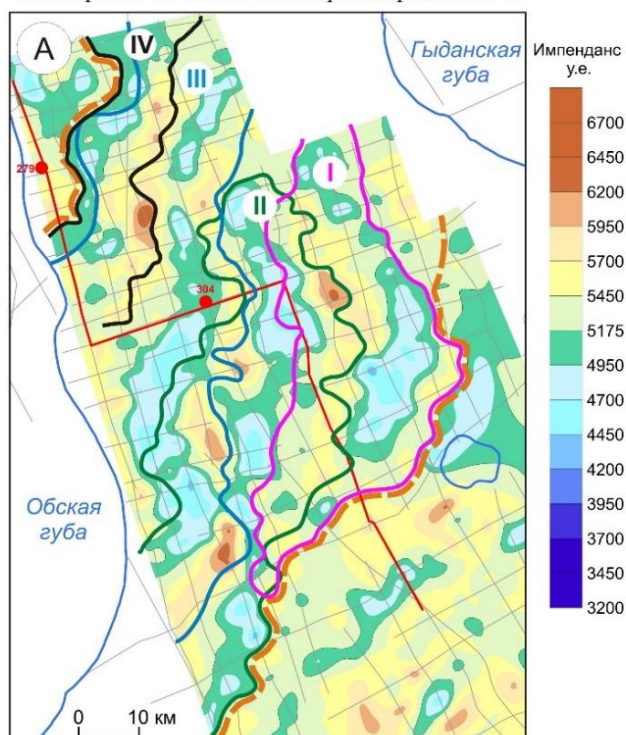
Для выбора окна анализа на разрезах акустического импеданса в зоне прогнозируемых пластов исследовались различные окна и интервалы выше регистрации ОГ Б. Данная методика позволяет получить интересные результаты в случае, если территория исследования располагается в зоне относительно крутого палеорельефа, 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.

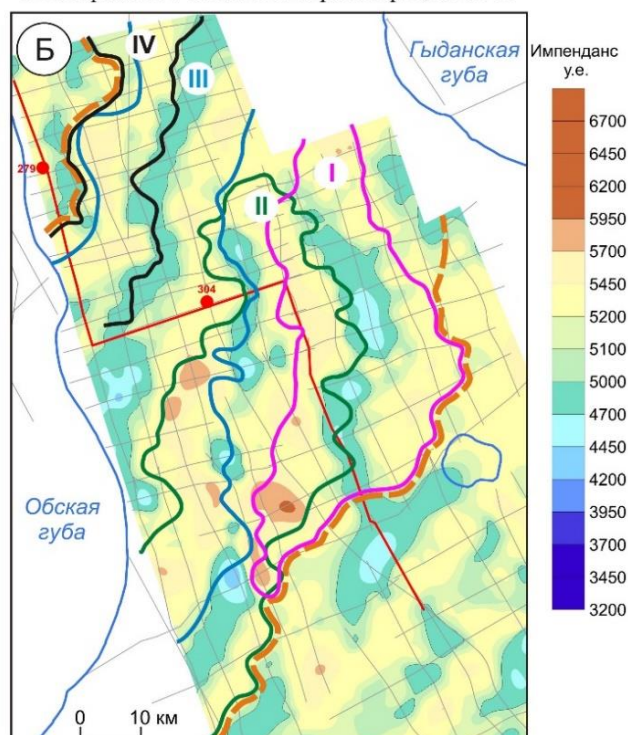
Методику картирования зоны распространения фаций песчано-алевритовых пластов фондотем рассмотрим на примере I объекта – пластов АчБГ_{20–21} пимской клиноформы. На первом срезе в окне анализа 80–100 мс зоны благоприятные для развития коллекторов протянулись вдоль восточной границы объекта I (см. рис. 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.

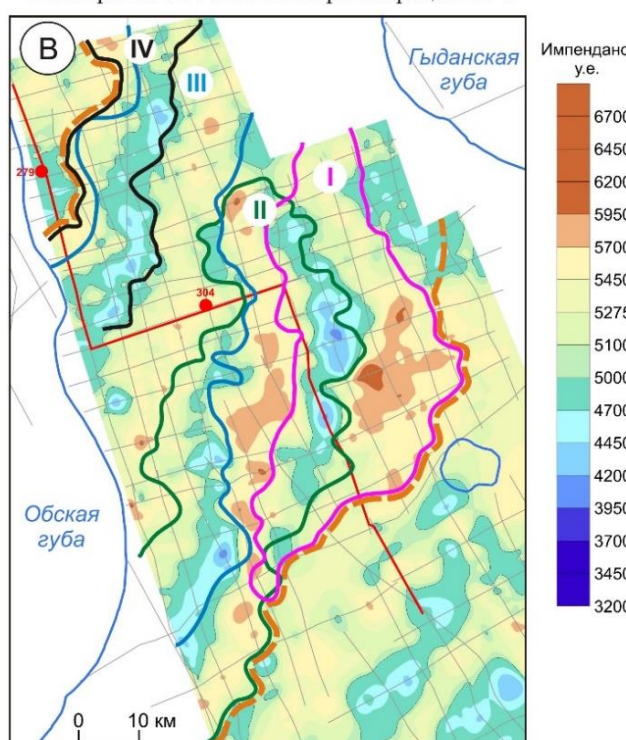
Срез средних значений акустического импеданса
в интервале 80-100 мс выше регистрации ОГ Б



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

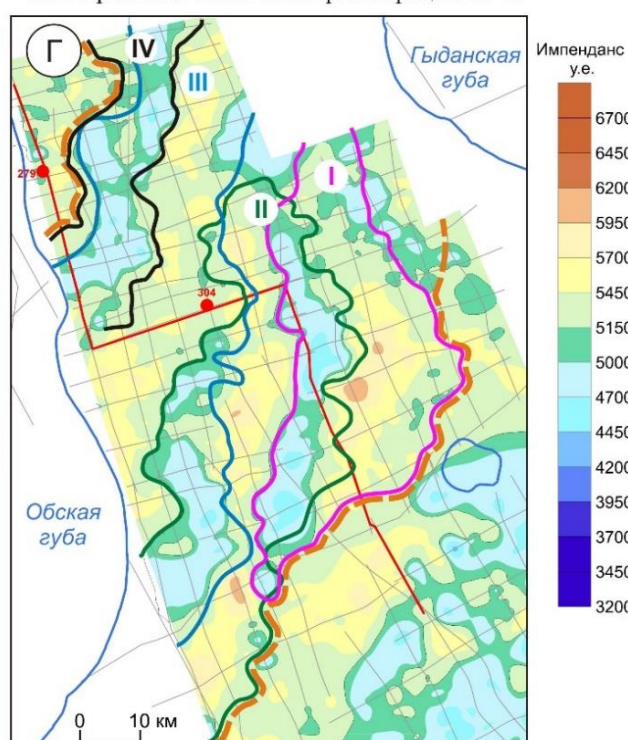


Рис. 6. Карты распределения акустического импеданса в интервале отложений ачимовской толщи Салмановской нефтегазоперспективной зоны: 1 – скважины, вскрывшие отложения ачимовской толщи; 2 – сейсмические профили МОГТ; 3 – внешние контуры Салмановской нефтегазоперспективной зоны ачимовской толщи; 4–7 – зоны распространения фаций проксимальных и средних частей конусов выноса: 4 – пласты АчБГ₂₀₋₂₁, 5 – пласт АчБГ₁₉, 6 – пласты АчБГ₁₇₋₁₈, 7 – пласты АчБГ₁₄₋₁₆; 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 Антипаютинско-Тадебеяхинской мегасинеклизы и частично охватывает Северо-Мессояхскую мегамоноклиналь [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.

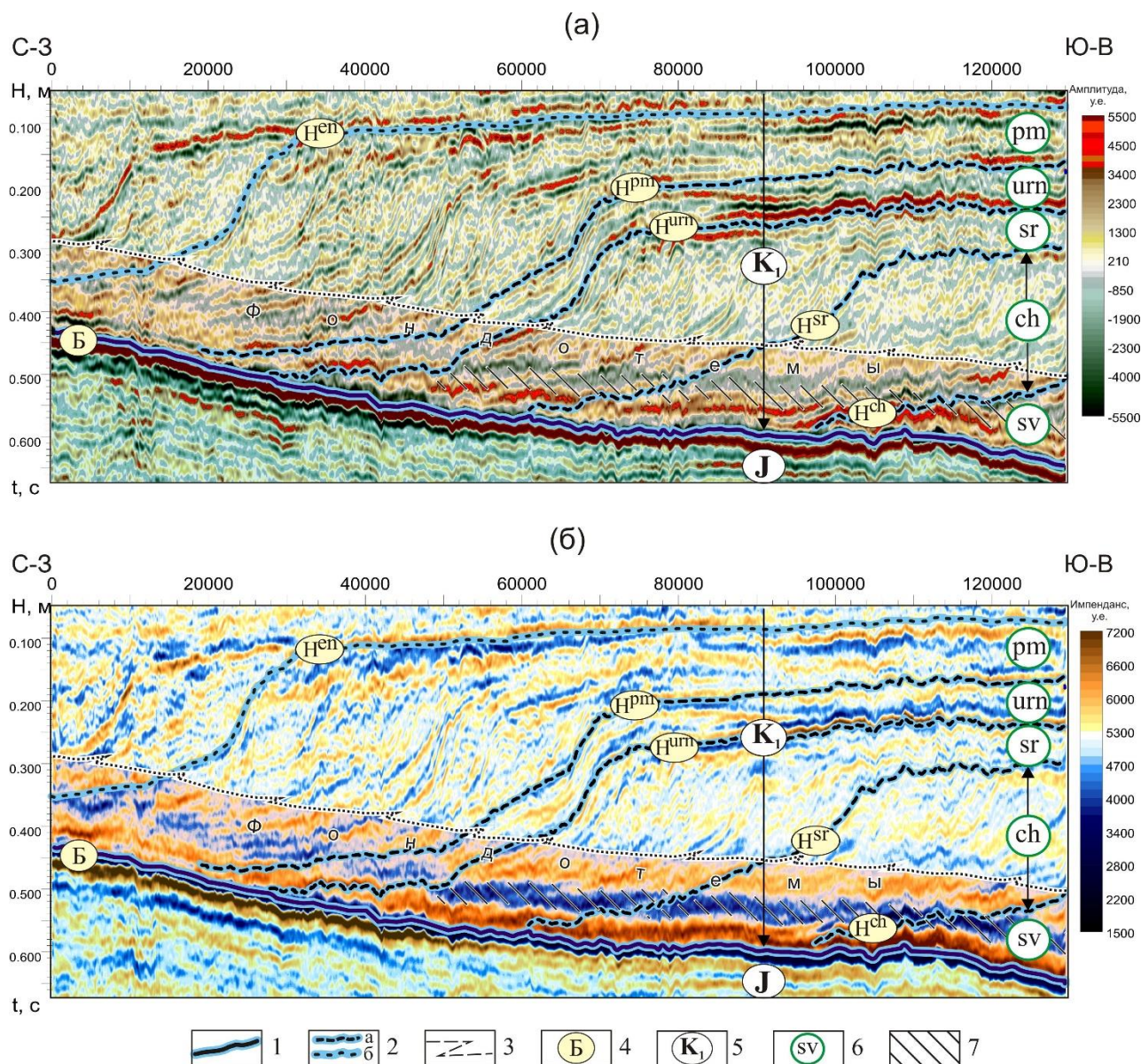


Рис. 7. Волновой образ отложений берриас-готерива Южно-Гыданской нефтегазоперспективной зоны на палеоразрезах амплитуд (а) и акустического импеданса (б) (сейсмический профиль 211312): 1 – подошва берриас-нижнеаптского сейсмического мегакомплекса; 2 – границы сейсмических комплексов, соответствующих региональным (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, sr – 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 Среднемесояхского 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.

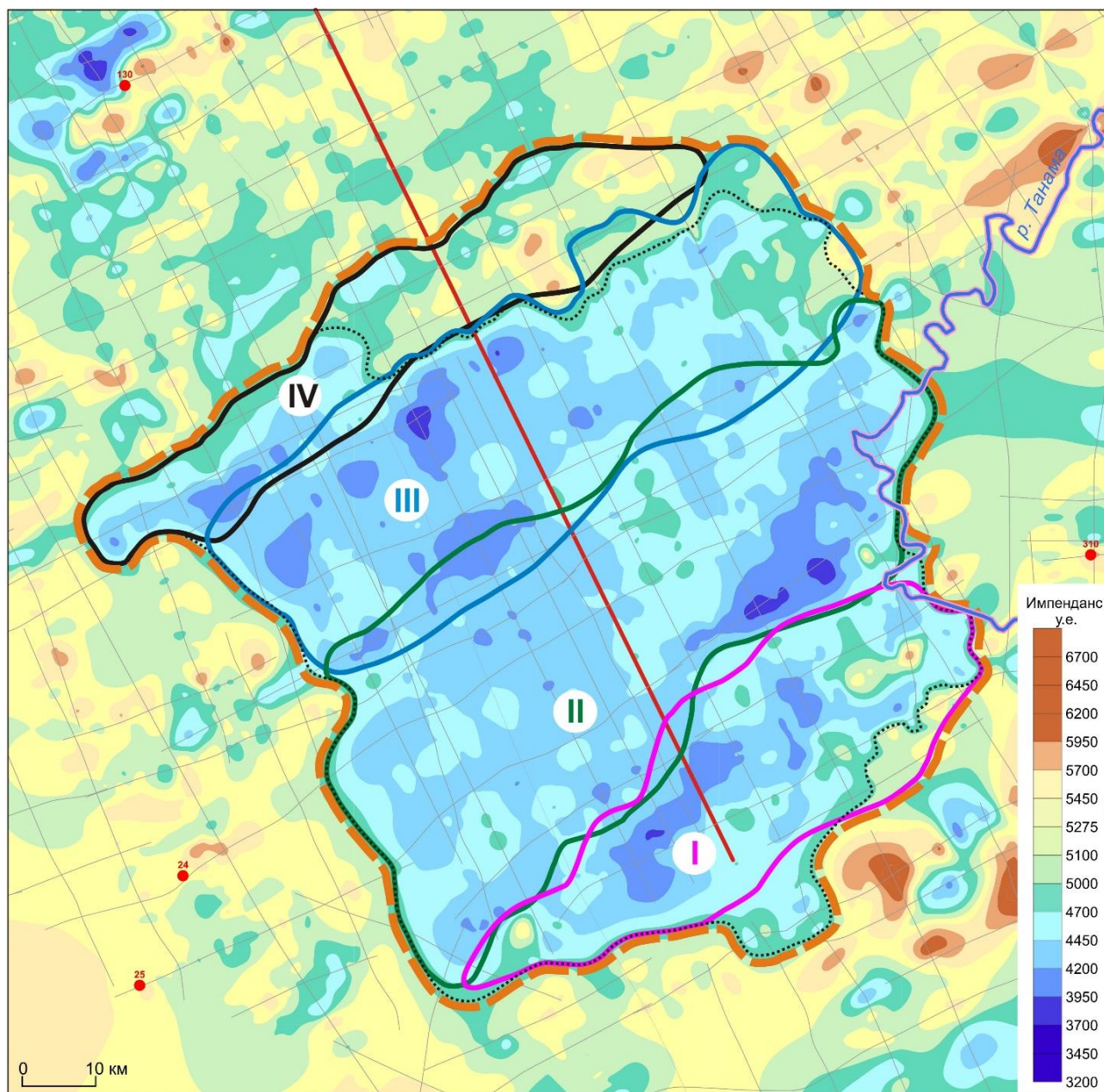


Рис. 8. Характер изменения акустического импеданса в интервале отложений ачимовской толщи Южно-Гыданской нефтегазоперспективной зоны (срез средних значений акустического импеданса в интервале 48–70 мс выше регистрации ОГ Б): 1 – скважины, вскрывшие отложения ачимовской толщи или ее заглинизированный 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 АчБГ_{20–21} пимской и АчБГ_{14–16}, АчБГ_{17–18}, 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 фондометом, 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, АчБГ_{34–36} чеускинской, АчБГ_{32–33} сармановской и АчБГ_{29–31} 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., Филипов Ю.А., Карпухин С.М., Складов 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 неокма (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 газонасности 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 неокма 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.
- 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 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 // ROGTEC. – 2012. – № 30. – С. 74–85.
- Нежданов А.А., Пономарев В.А., Туренков Н.А., Горбунов С.А.** Геология и нефтегазонасность 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 нефтегазонасности ачимовской толщи Западно-Нерутинской нефтегазонасной зоны // Геология нефти и газа. – 2018. – № 2. – С. 41–50.
- Плавник Г.И.** Строение и нефтегазонасность 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.

Спасский 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 неоккома 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.



ИССЛЕДОВАНИЕ АЛГОРИТМА ЛОКАЦИИ МИКРОСЕЙСМИЧНОСТИ

С.С. Абраменков¹, Т.А. Ступина¹, И.Ю. Кулаков^{1,2}

¹Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН,
630090, Новосибирск, просп. Акад. Коптюга, 3, Россия,

²Новосибирский государственный университет, 630090, Новосибирск, ул. Пирогова, 1, Россия,
e-mail: StupinaTA@ipgg.sbras.ru

В данной работе проводится исследование алгоритма локации источников микросейсмических событий методом направленного суммирования энергетических огибающих по сети станций. В основе алгоритма используется back projection технология, позволяющая послойно визуализировать интенсивность сейсмического излучения. Проведен сравнительный анализ предложенного метода на помехоустойчивость с методом, использующим меру подобия semblance.

Функция интенсивности сейсмического излучения; характеристическая функция; отклик сети; потенциальный источник микросейсмического события

RESEARCH OF THE MICROSEISMICITY LOCATION ALGORITHM

S.S. Abramenzov¹, T.A. Stupina¹, I.Yu. Koulakov^{1,2}

¹Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Koptuyug Ave., 3, Novosibirsk, 630090, Russia,

²Novosibirsk State University, Pirogova Str., 1, Novosibirsk, 630090, Russia,
e-mail: StupinaTA@ipgg.sbras.ru

In this paper, we propose the algorithm for locating microseismic events by the method of directed summation of energy envelopes over a network of stations. The algorithm is based on a back projection technology, which allows visualizing the intensity of seismic emission by layer. A comparative stability and robustness analysis of the proposed method with the method using the semblance is carried out.

Function of seismic emission; characteristic function; network response; potential source of microseismic event

ВВЕДЕНИЕ

Экспериментально подтвержденное явление сейсмической эмиссии сделало возможным использование подходов, рассматривающих микросейсмические шумы как самостоятельный источник информации [Кугаенко, 2001, 2005], и позволило решать задачи локализации и построения изображений распределения в пространстве сейсмически активных областей внутри заданного геологического объекта за ограниченный промежуток времени.

В работе рассматривается один из методов построения изображений шумового поля эндогенных сейсмических шумов, обладающих свойством когерентности. Подобным методам уделяется большое внимание как в зарубежных, так и в отечественных научных коллективах. В русскоязычной литературе их часто называют «методами эмиссионной томографии». Одним из первых практических применений

подобных методов является работа по построению сейсмоземиссионного изображения литосферы по данным группы NORSAR (Норвегия) [Nikolaev, Troitskiy, 1987], в которой была подтверждена гипотеза о существовании эндогенного микросейсмического излучения. В ряде работ активно исследуются сейсмоактивные, вулканические и геотермальные области [Tchebotareva et al., 2000; Кугаенко, 2001; Хогоев, Колесников, 2011; Frank, Shapiro, 2014; Langet et al., 2014]. В настоящее время модификации этой группы методов находят применение при мониторинге и разработке месторождений нефти и газа [Чеботарева, 2010б], исследовании зон субдукции [Kao, Shan, 2004], процесса гидроразрыва пласта [Maity et al., 2014], в контроле состояния горных выработок [Grigoli et al., 2013].

В основе этих методов лежит Back Projection (BP) технология поиска локального максимума функции интенсивности излучения (оценки меры когерентности) по заданной сетке в пространстве и времени при некоторых априорных предположениях об источнике излучения. По сути, функция интенсивности представляет собой суммирование сейсмических записей, сдвинутых на предварительно вычисленное время пробега в теоретические исходные точки. Например, в работе [Tchebotareva et al., 2000; Чеботарева, 2010а] функция интенсивности задается через меру подобия semblance [Neidell, Taner, 1971], имеющей достаточно хорошие статистические свойства [Douze, Laster, 1979] и дающей доверительную интерпретацию решения, учитывающего объем исходных данных. Авторы работы [Kao, Shan, 2004] в алгоритме сканирования источников предложили использовать функцию яркости «brightness function». В работе [Frank, Shapiro, 2014] вводится функция «beamformed network response». Более сложные подходы предложены в работах зарубежных ученых [Langet et al., 2014; Poiata et al., 2016].

В данной работе проводится исследование алгоритма локации источников микросейсмических событий методом направленного суммирования энергетических огибающих по сети станций. В основе алгоритма используется лучевая версия BP-технологии, позволяющая послойно визуализировать интенсивность сейсмического излучения. На синтетических данных проводится сравнительный анализ предложенного метода с методом, использующим меру подобия semblance.

ОПИСАНИЕ МЕТОДА

В основе рассматриваемого метода лежит гипотеза пространственной упорядоченности источников эндогенного сейсмического излучения. Пусть в момент времени t^* в некотором пространстве X происходит сейсмическое событие в точке $\vec{x}^* \in X$ с координатами $\vec{x}^* = (\varphi, \lambda, z)$, зарегистрированное сетью из N сейсмических станций с координатами $\vec{r}_i$ в записях волновых форм $u_i(t)$. Для любой точки $\vec{x} \in X$ определим функцию интенсивности излучения в момент времени $t \in T$ следующим образом:

$$p(\vec{x}, t) = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N A(\vec{r}_i, \vec{x}) f_i(t - \tau(\vec{r}_i, \vec{x})), \quad (1)$$

где $\tau(\vec{r}_i, \vec{x})$ – теоретическое время пробега сейсмической волны от точки $\vec{x}$ до станции с координатами $\vec{r}_i$, рассчитанное в соответствии с априорной моделью годографа, $f_i(t)$ – характеристическая функция, являющаяся статистикой сигнала $u_i(t)$ на временном интервале T , $A(\vec{r}_i, \vec{x})$ – коэффициент геометрического расхождения сейсмических волн. Будем называть данную функцию BPI (Back Projection

Intensity) – функцией, отражающей отклик сети на потенциальный источник возбуждения сейсмического сигнала, находящегося в точке $\vec{x}$. Коэффициент геометрического расхождения от потенциального источника до станции будем вычислять следующим образом:

$$A(\vec{r}_i, \vec{x}) = \frac{r_0}{d(\vec{r}_i, \vec{x})}, \quad (2)$$

где r_0 – размер источника, аппроксимируемый единичной сферой, $d(\vec{r}_i, \vec{x})$ – длина пути от потенциального источника до приемника, вычисленная по априорной референтной модели. Характеристическую функцию зададим через энергетическую огибающую сейсмического сигнала:

$$f_i(t) = \int_{-T/2}^{T/2} u^2(t + \xi) d\xi. \quad (3)$$

Это позволит избежать синфазности сигналов, регистрируемых на разных станциях. Таким образом, оптимизируя функцию интенсивности (1) по всему трехмерному пространству, решается задача локализации сейсмического события:

$$p(\vec{x}^*, t) = \arg \max_{\vec{x} \in X} p(\vec{x}, t). \quad (4)$$

На рисунке 1 схематично представлена общая ВР-концепция рассматриваемого метода.

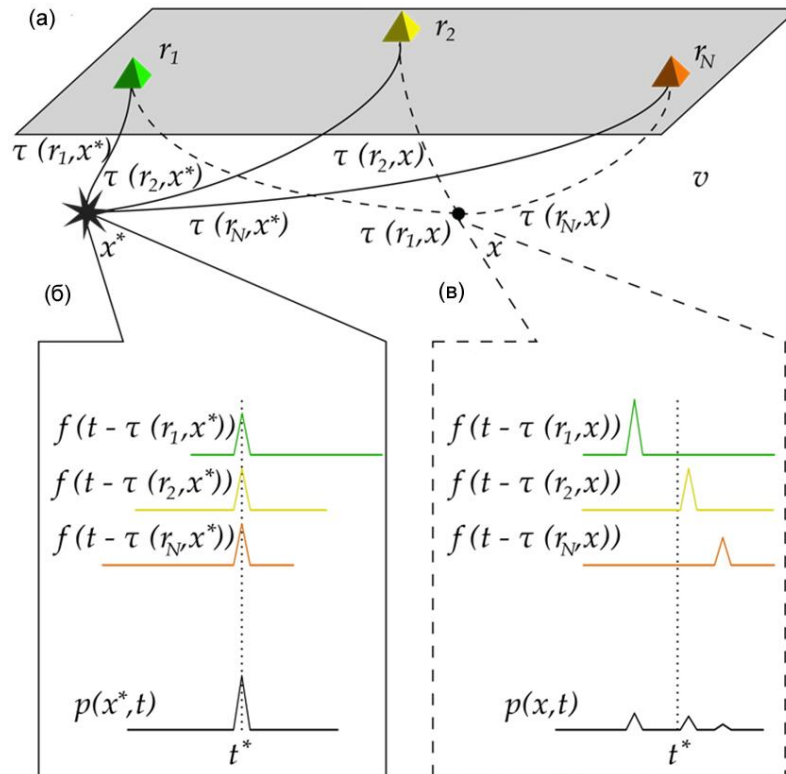


Рис. 1. Визуализация общей ВР-концепции: а – упрощенная схема приемников и времен пробега вдоль луча для двух точек среды; б – ВР-функция в актуальном источнике сейсмического события; в – ВР-функция в виртуальном источнике сейсмического события с некорректными временами пробега

Более того, при решении оптимизационной задачи (4) во временном пространстве, появляется возможность определения времени наступления сейсмического события:

$$p(\vec{x}^*, t^*) = \arg \max_{t \in T} p(\vec{x}^*, t). \quad (5)$$

Алгоритм локации источников микросейсмических событий методом направленного суммирования энергетических огибающих по сети станций можно разбить на несколько этапов:

1) подготовка исходных данных в соответствии с выбранной характеристической функцией (3);
 2) расчет $\tau(\vec{r}_i, \vec{x})$ априорных времен пробега из точек пространственной сетки гипотетических координат $\vec{x}$ источников до координат $\vec{r}_i$ каждой из N станций;

3) расчет четырехмерного распределения ВРП-функции (1) путем суммирования преобразованных данных в дискретном пространстве;

4) решение оптимизационной задачи (4) по трехмерной пространственной сетке при фиксированном пороговом значении p_d . Для любого пространственного среза ВРП-функции по переменной $j = (\varphi, \lambda, z)$ получаем набор локальных максимумов $p_c(t) = [p(\vec{x}_j, t)]$ в моменты времени выше порогового значения p_d , что при необходимости дает возможность строить изображение интенсивности излучения, отражающее наиболее вероятное расположение источника излучения в пространстве.

Эффективность предложенного метода исследована на тестовых модельных (синтетических) данных по реальной расстановке системы наблюдения на вулкане Горелый, Камчатка. Проведенное моделирование позволяет создавать наборы сейсмических данных в различных моделях геологической среды с заданным набором параметров. В ходе тестирования синтетические модели создавались в порядке приближения к реальной ситуации. Каждый рассчитанный набор данных характеризуется скоростной моделью, местоположением и характеристиками источника, уровнем и типом помех.

Ниже представлен способ моделирования сейсмических данных и основные результаты тестирования алгоритма локации микросейсмического излучения методом направленного суммирования по энергетической огибающей (3). Далее количественную оценку излучения (изображения проекций) будем обозначать ВРП (E). В работе проведен сравнительный анализ с алгоритмом локации, использующим ВРП-функцию на основе оценки меры подобия semblance, которую далее будем обозначать ВРП (S). Оценка ВРП (S) является отношением энергии суммарного по всем N станциям группы наблюдения сигнала к сумме энергии на каждой станции в отдельности, вычисляемым в каждой точке (сетки) исследуемой области с учетом геометрического расхождения $A(\vec{r}_i, \vec{x})$, т. е.

$$S(\vec{x}, t) = \frac{\int_T \left(\sum_{i=1}^N A(\vec{r}_i, \vec{x}) u_i(t + \xi - \tau(\vec{r}_i, \vec{x})) \right)^2 d\xi}{N \sum_{i=1}^N \int_T A^2(\vec{r}_i, \vec{x}) u_i^2(t + \xi - \tau(\vec{r}_i, \vec{x})) d\xi}. \quad (6)$$

СИНТЕТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ДАННЫХ

Моделирование полезного сигнала. Полезный сигнал, зарегистрированный всеми станциями системы наблюдений, рассчитывается через введение простой кинематической поправки времени пробега сейсмической волны от источника x_0 до станции с учетом геометрического расхождения. Сигнал в источнике задается экспоненциально затухающей синусоидой, форма которой во многом схожа с регистрируемыми цугами волн от землетрясений:

$$u_0(t) = e^{-yt} \sin(\omega t), \quad (7)$$

где ω – преобладающая частота, y – коэффициент затухания. На рисунке 2 приведен пример такого сигнала.

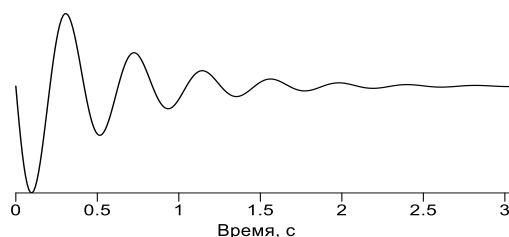


Рис. 2. Пример модельного полезного сигнала в источнике сейсмического события

Время пробега $\tau(\vec{r}_i, \vec{x})$ от точечного источника $\vec{x}$ до станции с координатами $\vec{r}$ рассчитывается по заданной скоростной модели методом изгиба луча. Скоростная модель задается градиентным возрастанием в пределах скоростей $[v_1, v_2]$ на фиксированных глубинах $[z_1, z_2]$ соответственно. Сигнал от источника, регистрируемый на станции, рассчитывается сдвигом на время $\tau(\vec{r}_i, \vec{x})$ и умножается на соответствующий длине луча коэффициент геометрического расхождения.

Моделирование помех. Предполагается, что аддитивная регулярная помеха является не коррелируемой и представляется суммой из 30 гармоник со случайными частотами, весами и фазовыми сдвигами (рис. 3) следующим образом:

$$\varepsilon_i(t) = \sum_{k=1}^{30} a_k \sin(\omega_k t - t_k). \quad (8)$$

Такие помехи характеризуют различные условия регистрации и более реалистичны, чем нормально распределенный «белый шум». Моделирование выполняется путем суммирования набора частот со случайными весами в полосе, содержащей частоту сигнала источника (от 0.5 до 15 Гц).

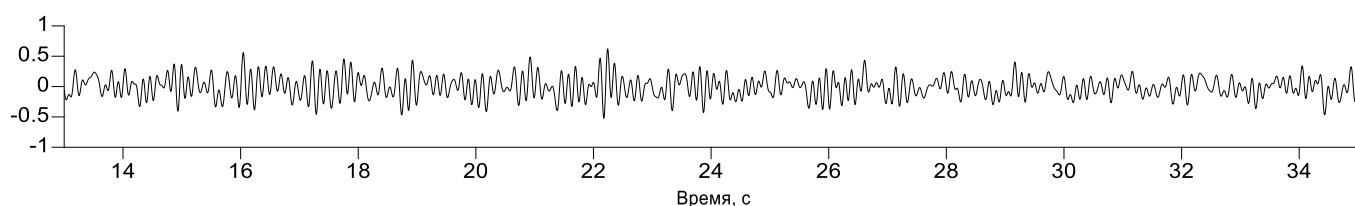


Рис. 3. Пример модельного аддитивного шума

Параметрическая помеха может быть вызвана скоростными неоднородностями в среде, геометрией расстановки группы приемников, спектром и характеристикой диаграммы направленности источника. Изменение формы сигнала от приемника к приемнику будем задавать в виде случайной нормально распределенной флуктуации фазы сигнала:

$$u_i(t + \tau(\vec{r}_i, \vec{x})) = e^{-j\varphi} \sin(\omega t + d\varphi_i). \quad (9)$$

ИССЛЕДОВАНИЕ АЛГОРИТМА НА СИНТЕТИЧЕСКИХ ДАННЫХ

Работоспособность и помехоустойчивость метода локации сейсмического излучения оценивались по результатам численного моделирования, в котором геометрия группы расстановки приемников соответствовала реальным 20 станциям на вулкане Горелый, Камчатка. Скоростная модель была задана градиентным возрастанием скорости с 1.3 км/с на высоте 2 км до 1.6 км/с на глубине 7 км. Синтетические сейсмограммы без помех моделировались для сигнала от источника частотой 5 Гц (рис. 4а).

Влияние аддитивной и параметрической помех на оценки BPI (E) и BPI (S) исследовалось как по отдельности, так и совместно. В качестве опорных для последующего анализа приведены данные без помех и результаты работы алгоритма с использованием каждой из оценок. Полученные результаты показывают, что в случае, когда нет ни аддитивных, ни параметрических помех, распределение функции BPI (S), использующей меру semblance, имеет главный максимум в точке, соответствующей фактическому положению источника, однако существуют и сильные ложные фокусировки (рис. 4б). Это связано с гармоничностью исходного сигнала и приводит к тому, что при сдвигах на времена равные периоду сигнала, мера подобия дает высокую оценку когерентности сигнала. Таким образом, в точках с априорными годографами, отличающимися от истинного на данный период, возникают ложные фокусировки, а в срезе по времени абсолютный максимум функции достигается на всей длительности сигнала.

С другой стороны, распределение функции BPI (E) (рис. 4в), несмотря на значительную неоднозначность в определении глубины, имеет единственный максимум, явно выраженный в срезе по времени и отчетливо просматриваемый в соответствующий момент на срезе по глубине.

В случае регулярной аддитивной помехи (9) распределение в пространстве каждой из функций BPI (S) и BPI (E) имеет единственный максимум, однако для параметра S показывает лучший результат, чем для E (рис. 5). На срезах распределения BPI-функций в соответствующий момент времени видно, что максимум с параметром S более резко маркирует истинное положение источника. С параметром E максимум менее выражен, однако соответствующее ему время и положение в пространстве близки к фактическим.

Тестирование алгоритма на синтетических данных, содержащих параметрические помехи в виде случайного фазового сдвига (9), показывает совершенно разные результаты их влияния на работоспособность алгоритма по параметрам S и E (рис. 6).

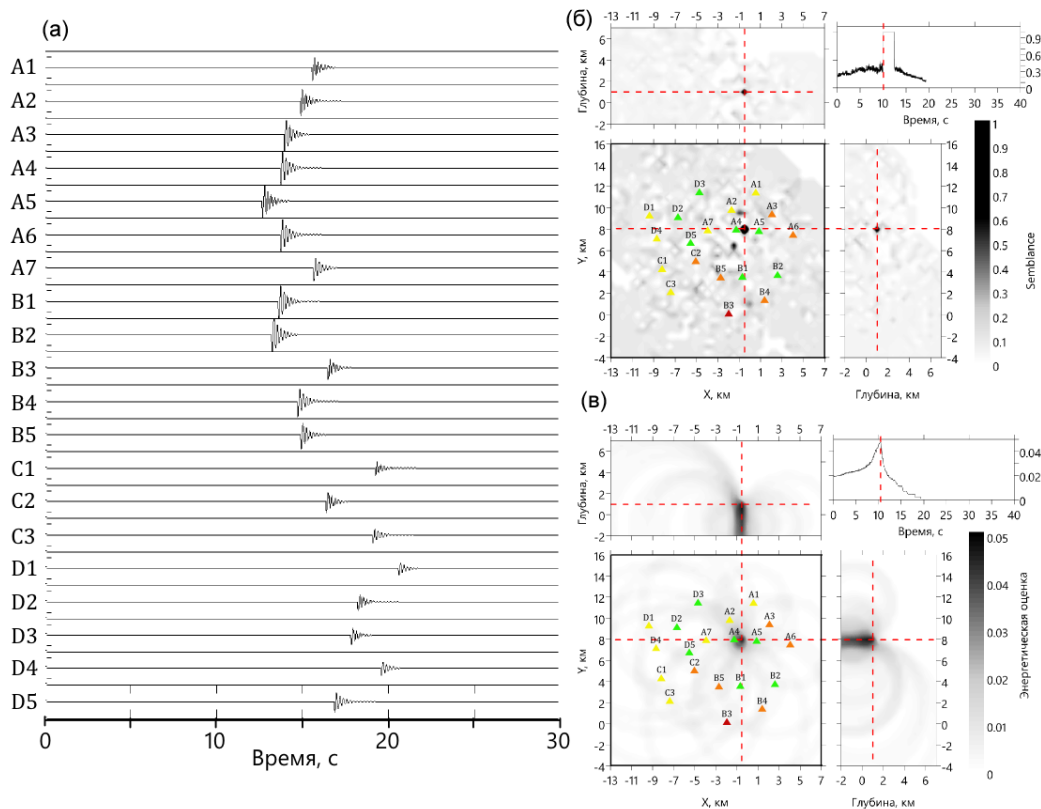


Рис. 4. Синтетические данные без помех (а), б – срезы 4D-распределения функции BPI (S), в – срезы 4D-распределения функции BPI (E)

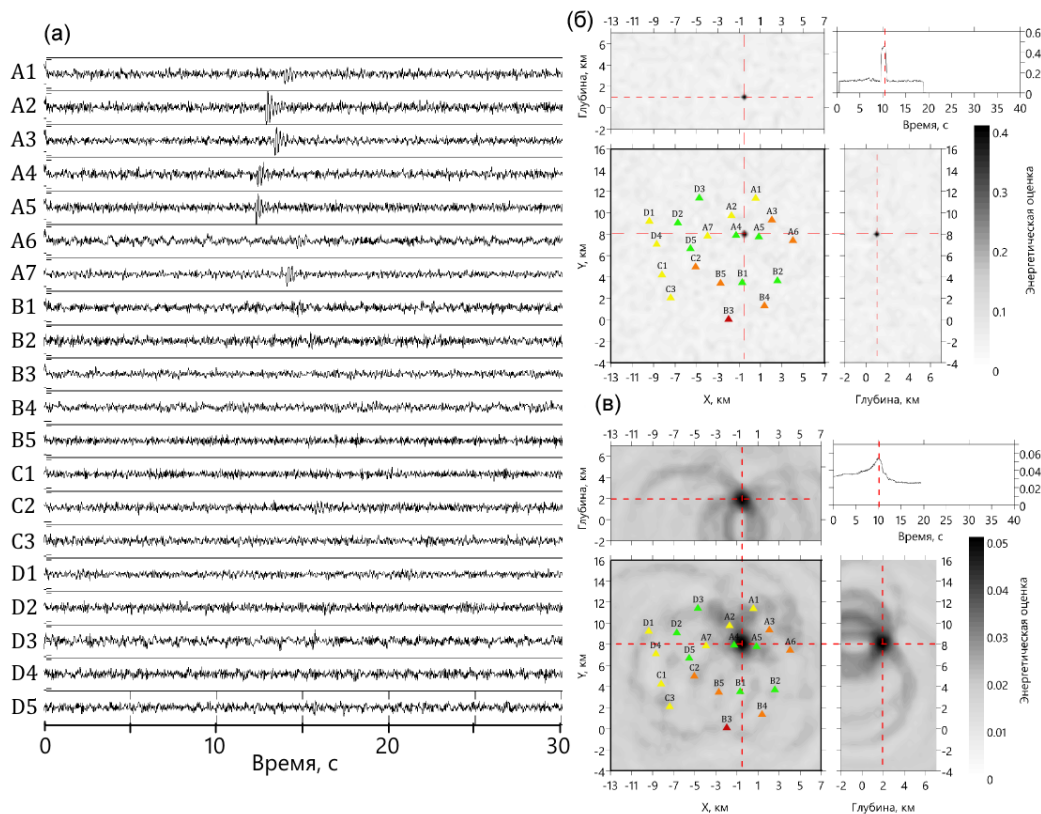


Рис. 5. Синтетические данные с аддитивной помехой в 70% от максимального уровня полезного сигнала (а), б – срезы 4D-распределения функции BPI (S), в – срезы 4D-распределения функции BPI (E)

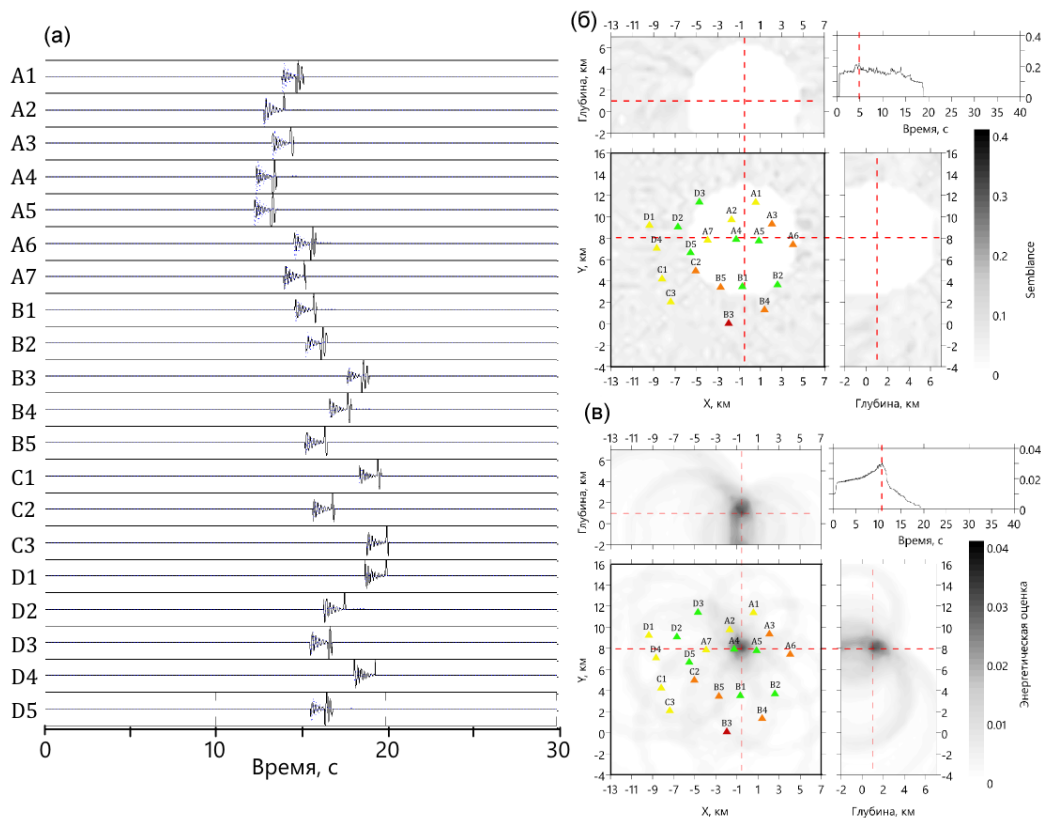


Рис. 6. Синтетические данные с параметрической помехой в виде случайного фазового сдвига (а), б – срезы 4D-распределения функции $BPI(S)$, в – срезы 4D-распределения функции $BPI(E)$

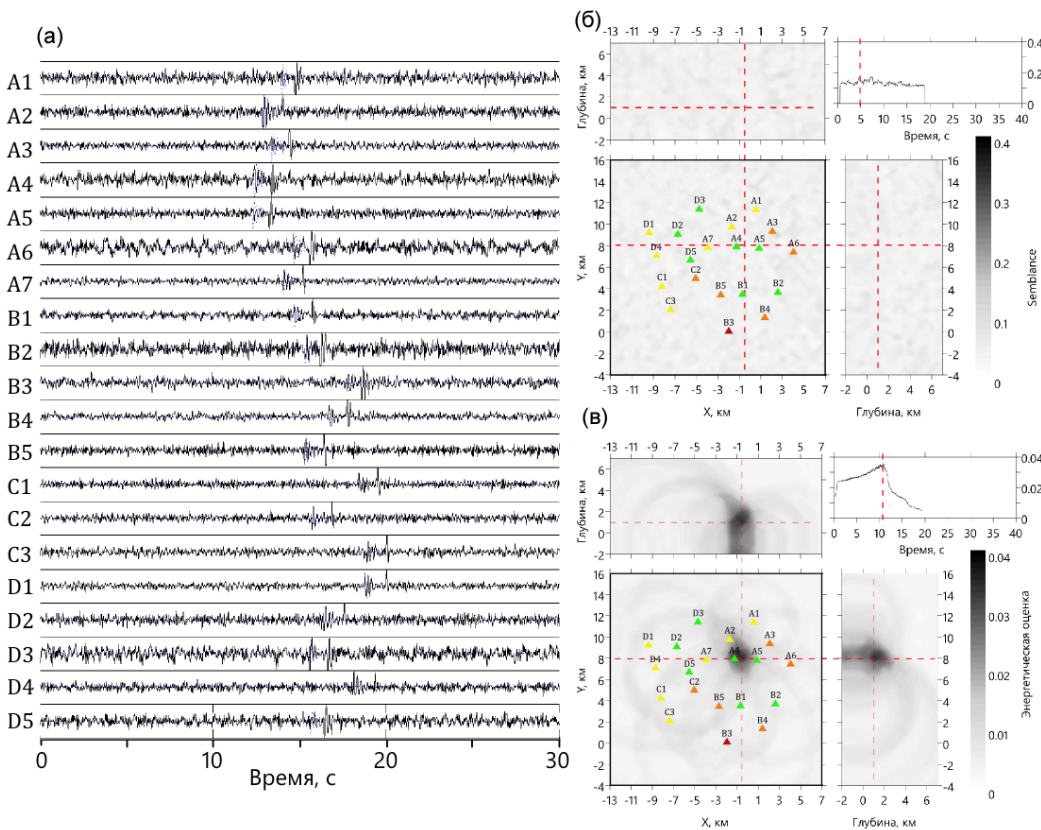


Рис. 7. Синтетические данные с аддитивной и параметрической помехой (а), б – срезы 4D-распределения функции $BPI(S)$, в – срезы 4D-распределения функции $BPI(E)$

Распределение функции BPI (S) в пространстве имеет ярко выраженную сферическую аномалию практически нулевого значения с центром в точке фактического положения источника и радиусом порядка 10 км (рис. 6б). Данный тест показывает сильное влияние изменения формы сигнала между станциями на меру подобия S. С другой стороны, максимум распределения функции BPI (E) соответствует правильному времени в источнике и его фактическому положению, что говорит об устойчивости к влиянию подобной параметрической помехи (рис. 6в).

Смоделированные синтетические данные, содержащие аддитивные и параметрические помехи, визуально очень схожи с реальными сейсмограммами (рис. 7а). Присутствие в них фазовых помех показывает результаты тестирования BPI-функции для параметра подобия S сомнительного качества, в то время как для энергетической огибающей E алгоритм демонстрирует хорошую устойчивость обнаружения сигнала и удовлетворительные результаты локации источника.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Численным моделированием проведено исследование алгоритма локации источников микросейсмических событий методом направленного суммирования энергетических огибающих на разрешающую способность и помехоустойчивость. Показано, что применение в алгоритме характеристической функции на основе энергетической огибающей дает результаты более устойчивые к аддитивным и параметрическим помехам по сравнению с мерой подобия semblance.

Отметим, что методы локации сейсмического излучения, в целом, не отличаются высокой разрешающей способностью. Во многом она определяется выбранной мерой когерентности и в некоторых случаях может быть увеличена путем перехода к использованию характеристических функций, в основе которых заложены оценки когерентности конкретных фаз записываемого сигнала. Оценки, основанные на вычислении огибающих, несколько ухудшают разрешающую способность, но в случае сильной зашумленности исходных данных позволяют сохранить присущую методу помехоустойчивость. Очевидна зависимость результатов работы метода от выбора априорной скоростной модели, однако это принципиальное ограничение всех сейсмических методов локации источников.

Разработанный программный комплекс и методика могут иметь широкое практическое применение и позволяют проводить исследование алгоритмов локации сейсмических событий на помехоустойчивость и работоспособность по более расширенному набору параметров, дают возможность подбирать более приемлемую характеристическую функцию при фиксированной геометрии системы наблюдений.

ЛИТЕРАТУРА

- Кугаенко Ю.А.** О возможности обнаружения источника сейсмической эмиссии в условиях интенсивных помех при использовании эмиссионной томографии // Геология и геофизика. – 2005. – Т. 46, № 7. – С. 763–775.
- Кугаенко Ю.А.** Сейсмозмиссионная томография в вулканических районах Камчатки: Диссерт. на соиск. ст. канд. физ.-мат. наук. – М.: Изд-во МГУ, 2001. – 121 с.
- Хогоев Е.А., Колесников Ю.И.** Применение сейсмозмиссионной томографии для изучения геодинамически активных зон // Технологии сейсморазведки. – 2011. – Т. 1. – С. 59–65.

Чеботарева И.Я. Структура и динамика геосреды в шумовых сейсмических полях, методы и экспериментальные результаты: Диссерт. на соиск. ст. докт. физ.-мат. наук. – М.: ИПНГ РАН, 2010а. – 350 с.

Чеботарева И.Я. Новые алгоритмы эмиссионной томографии для пассивного сейсмического мониторинга разрабатываемых месторождений углеводородов. Ч. II: Результат обработки реальных данных // Физика Земли. – 2010б. – № 3. – С. 20–36.

Douze E.J., Laster S.J. Statistics of semblance // Geophysics. – 1979. – Vol. 44, No. 12. – P. 1999–2003.

Frank W.B., Shapiro N.M. Automatic detection of low-frequency earthquakes (LFEs) based on a beamformed network response // Geophysical Journal International. – 2014. – Vol. 197, No. 2. – P. 1215–1223, doi: 10.1093/gji/ggu058.

Grigoli F., Cesca S., Vassalo M., Dahm T. Automated seismic event location by travel-time stacking: an application to mining induced seismicity // Seismological Research Letter. – 2013. – Vol. 84, No. 4. – P. 666–677, doi: 10.1785/0220120191.

Kao H., Shan S. The Source-Scanning Algorithm: mapping the distribution of seismic sources in time and space // Geophysical Journal International. – 2004. – Vol. 157, No. 2. – P. 589–594, doi: 10.1111/j.1365-246X.2004.02276.x.

Langet N., Maggi A., Michelini A., Brenguier F. Continuous kurtosis-based migration for seismic event detection and location, with application to Piton de la Fournaise Volcano, La Reunion // Bulletin of the Seismological Society of America. – 2014. – Vol. 104, No. 1. – P. 229–246, doi: 10.1785/0120130107.

Maity D., Salehi I., Ciezobka J. Semblance weighted emission mapping for improved hydraulic fracture treatment characterization // SEG Annual Meeting. – Denver, 2014. – P. 2203–2207.

Neidell N.S., Taner M.T. Semblance and other coherency measures for multichannel data // Geophysics. – 1971. – Vol. 36, No. 3. – P. 482–497.

Nikolaev A.V., Troitskiy P.A. Lithospheric studies based on array analysis of P-coda and microseisms // Tectonophysics. – 1987. – Vol. 140, No. 1. – P. 103–113, doi: 10.1016/0040-1951(87)90143-0.

Poiata N., Satriano C., Vilotte J.-P., Bernard P., Obara K. Multiband array detection and location of seismic sources recorded by dense seismic networks // Geophysical Journal International. – 2016. – Vol. 205, No. 3. – P. 1548–1573, doi: 10.1093/gji/ggw071.

Tchebotareva I.I., Nikolaev A.V., Sato H. Seismic emission activity of Earth's crust in Northern Kanto, Japan // Physics of the Earth and Planetary Interiors. – 2000. – Vol. 120, No. 3. – P. 167–182, doi: 10.1016/S0031-9201(99)00163-6.

КОРОТКО ОБ АВТОРАХ

АБРАМЕНКОВ Сергей Сергеевич – инженер лаборатории сейсмической томографии ИНГГ СО РАН. Основные научные интересы: методы сейсмической томографии, методы распознавания образов.

СТУПИНА Татьяна Александровна – к.ф.-м.н., научный сотрудник лаборатории сейсмической томографии ИНГГ СО РАН. Основные научные интересы: геостатистика, обработка и анализ сейсмических данных, методы построения оценок качества моделей.

КУЛАКОВ Иван Юрьевич – д.г.-м.н., член-корреспондент РАН, заместитель директора ИНГГ СО РАН. Основные научные интересы: численные методы решения прямых и обратных задач геофизики, методы сейсмической томографии, методы сейсмической томографии.



РЕЗУЛЬТАТЫ ИЗУЧЕНИЯ МЕТОДОМ ВСП АЗИМУТАЛЬНОЙ АНИЗОТРОПИИ ПАЛЕОЗОЙСКОГО ФУНДАМЕНТА НА БЫСТРОВСКОМ ВИБРОСЕЙСМИЧЕСКОМ ПОЛИГОНЕ

С.Б. Горшкалев, В.В. Карстен

*Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН,
630090, Новосибирск, просп. Акад. Коптюга, 3, Россия,
Новосибирский государственный университет, 630090, Новосибирск, ул. Пирогова, 1, Россия,
e-mail: GorshkalevSB@ipgg.sbras.ru*

В настоящее время в связи с выработкой запасов большинства месторождений нефти и газа Западной Сибири, залежи которых в основном относятся к нижнемеловому и юрскому интервалу разреза, наибольший научный и практический интерес с точки зрения поисково-разведочных работ представляют интервалы фундамента. На Быстровском вибросейсмическом полигоне (Новосибирская область) палеозойский фундамент залегает на глубине ≈ 10 м. Это позволило изучить его упругие свойства методами малоглубинной многоволновой сейсморазведки с использованием ВСП. Результаты этих исследований описаны в настоящей статье.

Многоволновая сейсморазведка; обработка сейсмических данных; ВСП; поляризация; азимутальная анизотропия

RESULTS OF STUDYING THE AZIMUTHAL ANISOTROPY OF THE PALEOZOIC BASEMENT WITH VSP TECHNIQUE AT THE BYSTROVKA VIBROSEISMIC TEST SITE

S.B. Gorshkalev, W.V. Karsten

*Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Koptug Ave., 3, Novosibirsk, 630090, Russia,
Novosibirsk State University, Pirogova Str., 1, Novosibirsk, 630090, Russia,
e-mail: GorshkalevSB@ipgg.sbras.ru*

At present due to depletion of reserves in the majority of Western Siberia oil and gas fields, with reservoirs mainly related to lower Cretaceous and Jurassic section interval, the basement intervals present primary scientific and practical interest for prospecting and exploration. At the Bystrovka vibroseismic test site (Novosibirsk region), the Paleozoic basement occurs at depth of about 10 m. This allowed investigating its elastic properties with shallow seismic technique using VSP. Results of these investigations are presented in the present paper.

Multicomponent seismic; seismic data processing; VSP; polarization; azimuthal anisotropy

ВВЕДЕНИЕ

До настоящего времени в сейсмической разведке и взрывной сейсмологии чаще всего использовали преимущественно продольные волны. По этому же типу волн были получены первоначальные данные об анизотропии упругих свойств горных пород [Урупов, 1966].

Развитие метода поперечных и обменных волн, создание основ многоволновой сейсморазведки (комплексного использования волн различных типов) дают возможность получать более полную

информацию о среде, в том числе о ее анизотропии. Как известно, по данным регистрации продольных волн не всегда удается легко различить эффекты, связанные с неоднородностью и анизотропией упругих свойств, и для этого необходима весьма подробная система наблюдений [Пузырев и др., 1985].

Из данных многокомпонентных наблюдений можно получать как кинематические (скорости), так и динамические характеристики всех типов волн, связанных с анизотропией среды. Из динамических характеристик для определения анизотропии наиболее важны параметры поляризации поперечных и обменных волн.

В анизотропной среде вдоль произвольного направления могут распространяться две квазипоперечные волны с различной поляризацией и различными скоростями. Одну из них называют быстрой (S_1), а другую медленной (S_2). При падении на границу анизотропного слоя S-волны с произвольной поляризацией происходит расщепление S-волн, которое и является признаком наличия анизотропии. Это явление известно как двойное лучепреломление. Поляризационный анализ поперечных и обменных волн позволяет разделить волны S_1 и S_2 в случае их интерференции и определить параметры их поляризации, связанные с характеристиками анизотропной среды [Crampin, Lovell, 1991].

Поляризационный анализ поперечных с целью изучения анизотропии геологического разреза был проведен при обработке данных ВСП скважины глубиной 100 м, расположенной на Быстровском вибросейсмическом полигоне.

На рисунке 1 приведен фрагмент геологической карты Новосибирской области, на котором красной стрелкой указано расположение полигона. Практически на всем побережье Новосибирского водохранилища под четвертичными отложениями залегают породы турнейского яруса нижнего карбона C_{1t} , представленные темно-серыми глинистыми сланцами мощностью 150–200 м, в которых встречаются прослои песчаников и линзы известняков. Залегание – согласное.

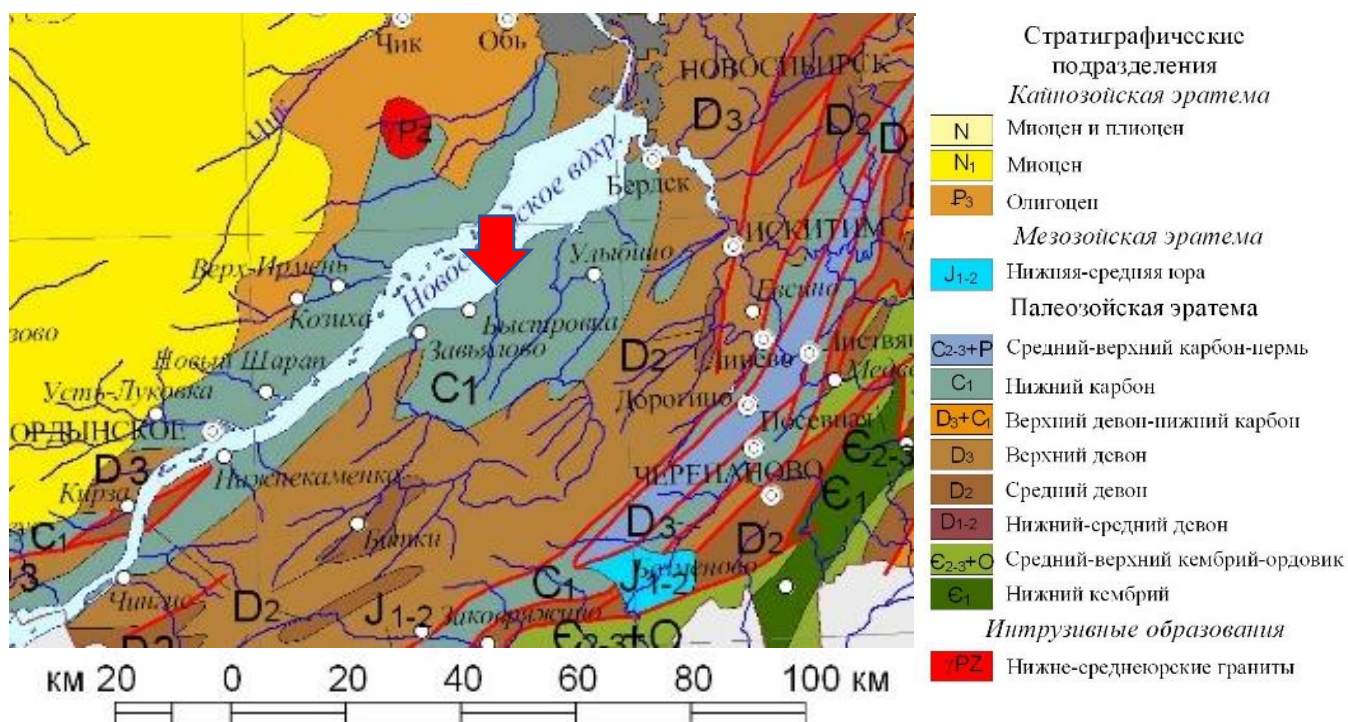


Рис. 1. Фрагмент геологической карты Новосибирской области. Красной стрелкой указано расположение полигона

МЕТОДИКА НАБЛЮДЕНИЙ ВСП

Геофизические полевые работы на скважине выполнялись с целью получения исходного материала для изучения скоростных характеристик разреза, вскрытого скважиной, изучения состава волнового поля и анизотропных свойств разреза. Наблюдения ВСП проводились с ближнего ПВ, удаленного от устья скважины на 5 м, на котором осуществлялись два взаимно ортогональных горизонтальных воздействия и одно вертикальное. Схема расположения ПВ приведена на рис. 2.

Источником колебаний поперечных волн служили горизонтальные инверсионные $\pm$ воздействия, вертикальное воздействие по шпале применялось для возбуждения продольных волн. Две шпалы были расположены взаимно ортогонально на расстоянии 5 м от устья скважины. Шпалы были прижаты к земной поверхности грузом весом 3–4 тонны для улучшения контакта со средой. По расположению шпал была выбрана система координат, как показано на схеме (рис. 1). Горизонтальные воздействия реализовывались ударами кувалдой по разным сторонам шпалы. Стороны шпал были обозначены за «+» и «-» воздействия: «+» воздействия соответствовали положительным направлениям осей выбранной системы координат, «-» соответствовали отрицательным направлениям осей системы координат, как показано на схеме.

Полевые работы проводились с применением специального комплекта скважинной аппаратуры, включающего в себя трехкомпонентный телеметрический ориентируемый зонд с управляемым прижимом и сейсмостанцию с программным обеспечением на базе персонального компьютера [Белянин и др., 2003].

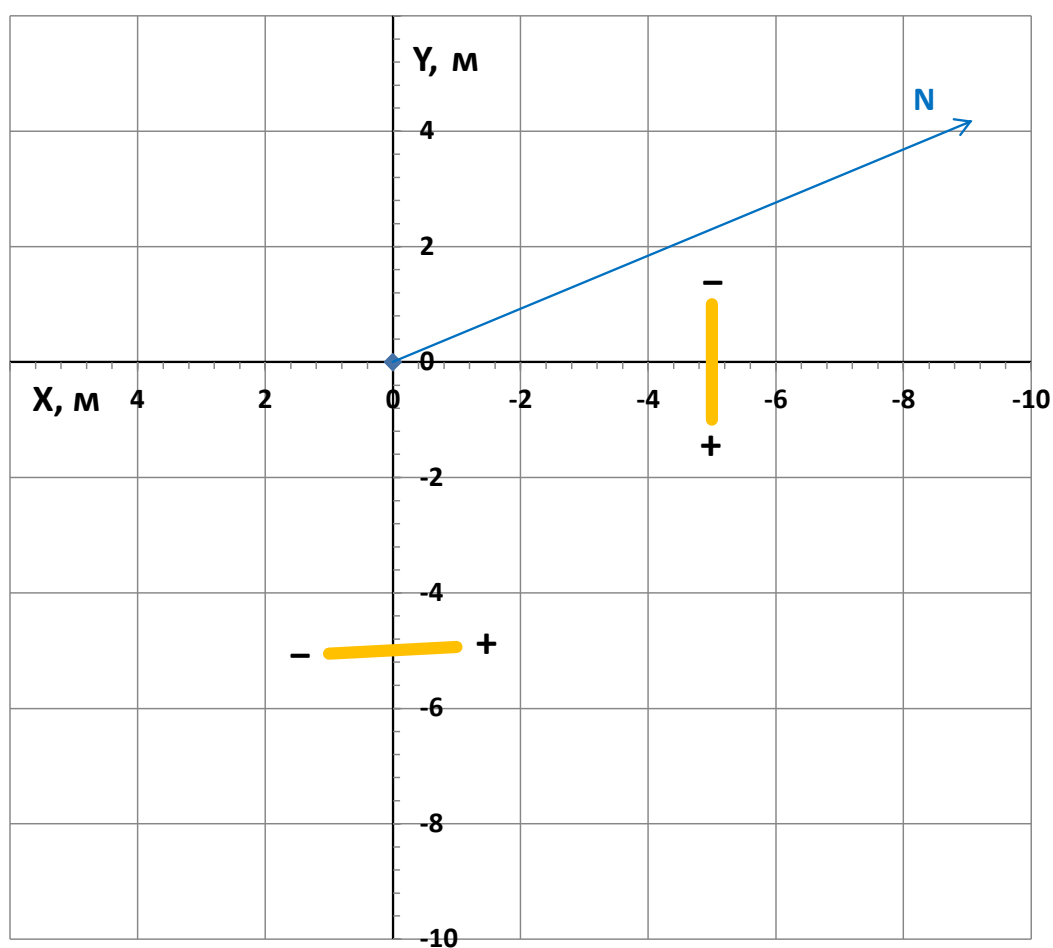


Рис. 2. Схема расположения ПВ, желтым показаны направления горизонтальных $\pm$ воздействий, устье скважины в точке (0,0)

Шаг регистрации при наблюдениях составлял 5 м в интервале глубин 5–100 м, шаг дискретизации записи 1 мс. При наблюдениях каждое воздействие регистрировалось в ходе одной спускоподъемной операции, т. е. при неизменной ориентации приборов и условиях прижима зонда. Для нивелирования неидентичности ударных воздействий каждое воздействие повторялось 5 раз с последующим накоплением в процессе обработки.

ОПИСАНИЕ ВОЛНОВОЙ КАРТИНЫ И ОБРАБОТКА ДАННЫХ ВСП

Обработка данных проводилась с использованием обрабатывающей системы ВСП “VSPLab”, разработанной в Институте нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН [Горшкалев и др., 2009].

Первым шагом обработки было накопление повторных воздействий с целью увеличения соотношения сигнал/помеха и уменьшения влияния неидентичности ударных воздействий. Далее вводились поправки в ориентацию приборов зонда с целью приведения ее в соответствие с системой координат, изображенной на рис. 2.

Важным этапом обработки для горизонтальных воздействий является вычитание разнонаправленных $\pm$ воздействий, которое позволяет выделить поле нисходящих поперечных волн и подавить излучаемые источником продольные волны [Лебедева и др., 1965].

Анализ волновой картины показал, что при вертикальном воздействии продольная волна регистрируется, в основном, на z -компоненте. Значимая амплитуда этой волны на горизонтальной компоненте регистрируется только до глубины 15 м.

Особенностью волновых полей при горизонтальных воздействиях оказалась высокая интенсивность «побочных» компонент поперечных волн. Такими компонентами являются X_u и Y_x , где прописным символом обозначается направление воздействия, а строчным – направление приема. Компоненты X_x и Y_y называются «основными» по той причине, что в изотропной среде именно на этих компонентах и регистрировалась бы поперечная волна.

Само по себе появление интенсивных побочных компонент поперечных волн при субвертикальных лучах является признаком наличия азимутальной анизотропии изучаемого разреза.

Для подтверждения этого факта была проведена поляризационная обработка поперечных волн. При выбранной методике наблюдений, реализованной на этой скважине, наиболее эффективным методом поляризационной обработки является способ вращения Альфорда [Alford, 1986].

Два ортогональных воздействия позволяют вычислить синтетическое воздействие с любым направлением. Разворачивая систему координат приемников синхронно с направлением воздействия, можно определить направления, при которых энергия сигнала побочных компонент станет нулевой, а основных компонент – максимальной, и, таким образом, получить сейсмограммы волн S_1 и S_2 и определить поляризацию этих волн.

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБРАБОТКИ

На рисунке 3 представлены результаты этой обработки. На глубине 100 м Δt между волнами S_1 и S_2 достигает 14 мс, что составляет более полупериода их импульсов. Представленные сейсмограммы этих волн однозначно свидетельствуют о наличии азимутальной анизотропии палеозойского фундамента, представленного сланцами.

Фазовые годографы были получены и для продольной волны по компоненте Zz . Переход к годографам первых вступлений осуществлялся путем введения фазовой поправки, которая оказалась различной для продольных и поперечных волн, ввиду различия в их частотах.

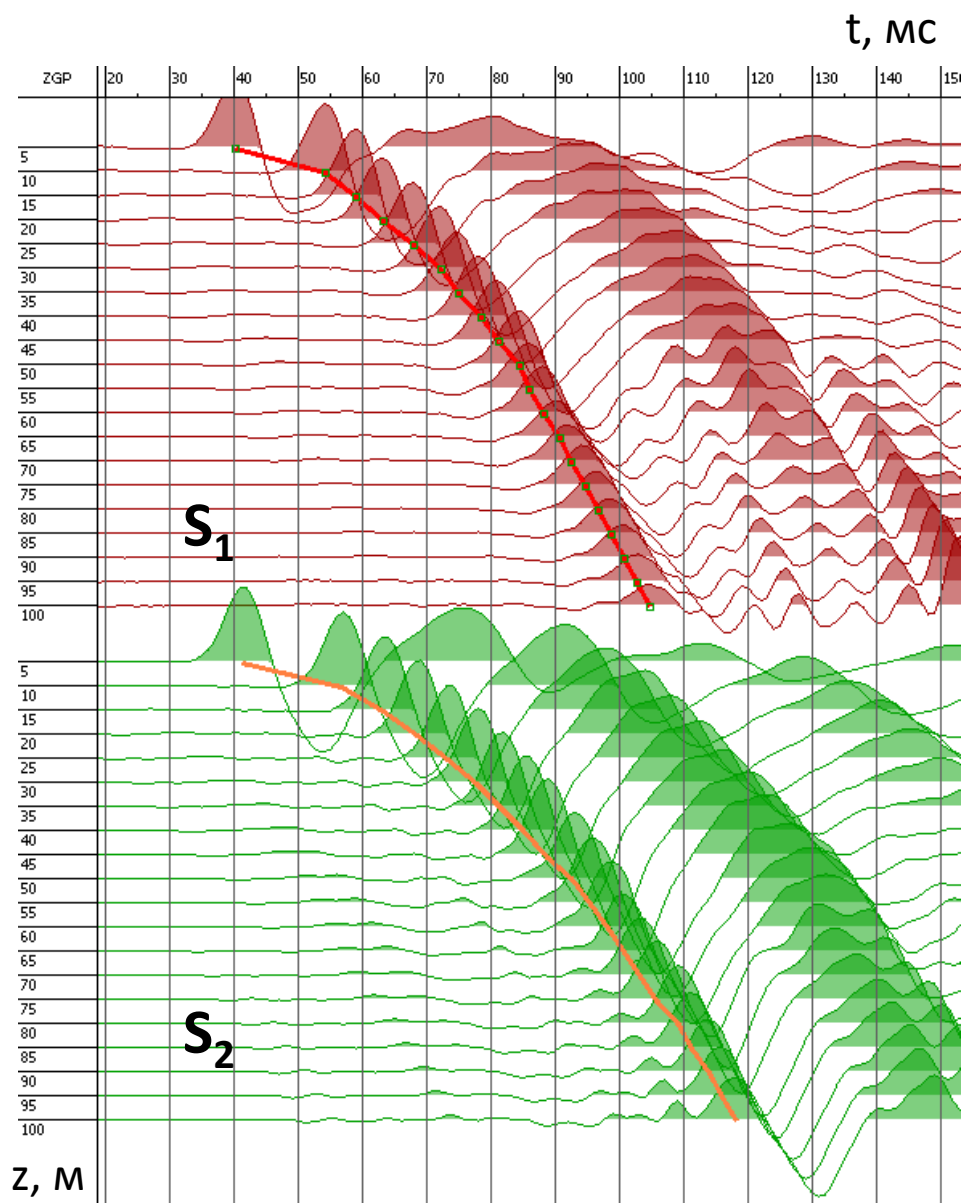


Рис. 3. Результат поляризационной обработки по способу Альфорда с разделением волн S_1 и S_2 и построением их фазовых годографов (изображены красными линиями)

СКОРОСТНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЗРЕЗА

Проведенная обработка позволила получить скоростную характеристику разреза по продольным и поперечным волнам. Пластовые скорости этих волн, а также соотношение скоростей двух поперечных волн (k) приведены на рис. 4 и в табл. 1.

Обращает на себя внимание отношение скоростей волн S_1 и S_2 (в таблице выделены красным цветом): в верхнем слое сланцев они различаются на 10 %, а в более консолидированных нижних слоях различие составляет около 20 %! Это очень существенная азимутальная анизотропия.

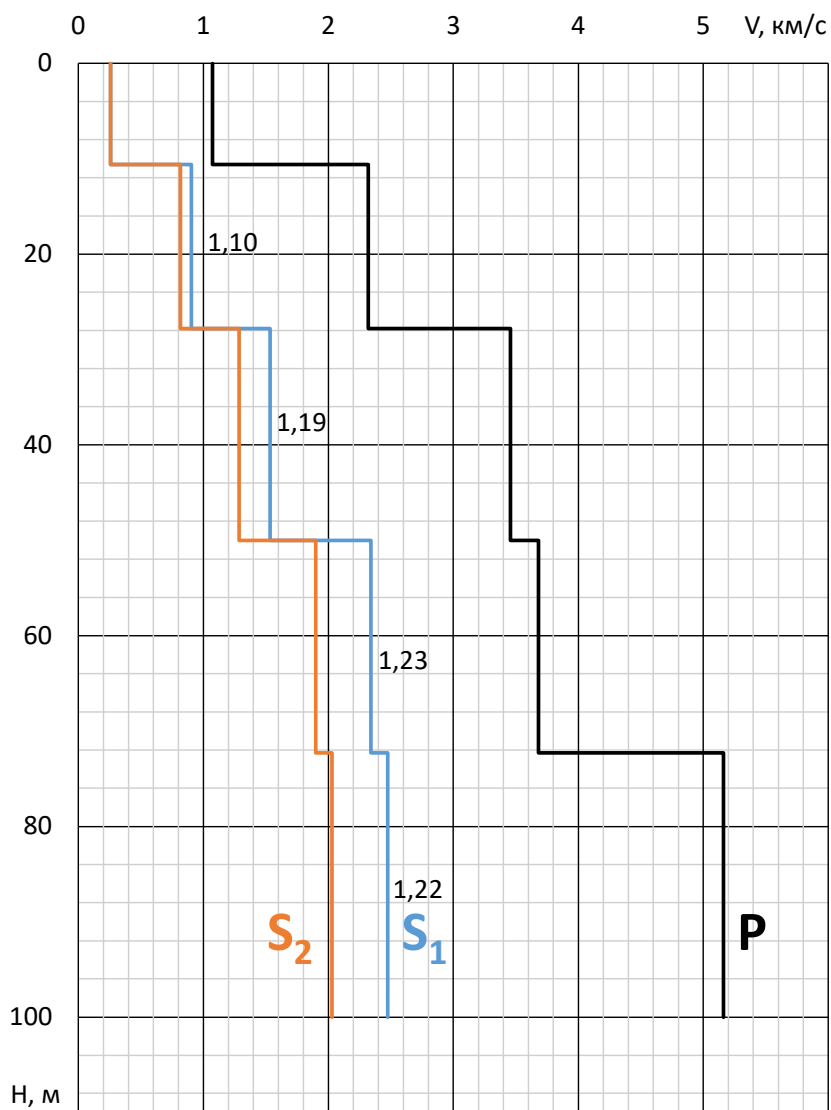


Рис. 4. Скоростная модель среды по трем типам волн. Подписано отношение скоростей $k = V_{S_1}/V_{S_2}$

Таблица 1

Скоростная модель среды по трем типам волн, построенная по данным ВСП. Жирным шрифтом выделено соотношение скоростей волн S_1 и S_2 в анизотропном интервале

Кровля, м	Подошва, м	V_P , км/с	V_{S_1} , км/с	V_{S_2} , км/с	$k = \frac{V_{S_1}}{V_{S_2}}$
0	5,0	1,08	0,26	0,26	1
5,0	10,6	1,08	0,26	0,26	1
10,6	27,8	2,32	0,90	0,82	1,11
27,8	50,0	3,46	1,54	1,29	1,20
50,0	72,3	3,68	2,34	1,90	1,23
72,3		5,16	2,47	2,03	1,22

Важным фактом из проведенной обработки является сохранение поляризации волн S_1 и S_2 во всей толще палеозойского фундамента, что свидетельствует о неизменном типе симметрии всех слоев, т. к. не приводит к повторному расщеплению поперечных волн на промежуточных границах. Азимут вектора смещения волны S_1 составил 185° . К сожалению, невозможно определить тип симметрии среды по скоростям и поляризации волн S_1 и S_2 , распространяющимся в одном направлении. Для этого необходима более полная система наблюдений, позволяющая получить эти параметры в широком диапазоне углов распространения волн. Однако полученные данные однозначно свидетельствуют о наличии азимутальной анизотропии палеозойского фундамента.

Скорости всех типов волн закономерно растут с увеличением глубины, что может свидетельствовать о влиянии выветривания этих пород. Что касается точности определения скоростей, то погрешности, в данном случае, не превышают 1 % от их значения, а использование линейной аппроксимации продольного годографа в рамках каждого слоя позволяет определить положение границ по точке пересечения этих линий на границе. Таким образом уточняется положение границ между точками наблюдения.

Судя по описанию керна в ближайших к полигону скважинах, верхний слой палеозойского фундамента представлен сланцами глинистыми, обводненными, черными, трещиноватыми, в одной из скважин даже разрушенными. Второй слой представляют сланцы глинистые, окварцованные, крепкие, слабо-трещиноватые. Судя по тому, что степень анизотропии растет с увеличением глубины, можно предположить, что в результате выветривания уменьшается степень ориентированности трещин, при сохранении ее преимущественного направления, поскольку поляризация волн S_1 и S_2 остается неизменной.

Положительные перепады скоростей на выделенных границах делают перспективным изучение строения данного объекта на головных P - и S -волнах, а азимутальные наблюдения на этих типах волн позволят изучить степень изменения скоростей в горизонтальных направлениях и дадут возможность сделать вывод о типе симметрии среды.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Результаты обработки данных ВСП на Быстровском вибросейсмическом полигоне однозначно свидетельствуют о наличии существенной азимутальной анизотропии палеозойского фундамента. Получена скоростная модель по трем типам волн и выделено четыре азимутально анизотропных слоя в пределах фундамента, на границах которых изменяются значения скоростей и коэффициентов анизотропии. При этом, тип симметрии этих слоев не меняется с глубиной. Данный факт свидетельствует об эффективности метода ВСП для решения этой задачи.

Безусловно, малая глубина и использование источников типа горизонтальной силы существенно упростили решение этой задачи. Для использования подобной методики, в том случае, когда фундамент залегает на глубине, превышающей 2000 м, необходимы источники типа горизонтальной силы большой мощности, которые являются дорогостоящими и не имеют широкого распространения. Однако, как показали результаты тестирования процесса поляризационной обработки обменных PS -волн для оценки анизотропии трещиноватых коллекторов [Горшкалев и др., 2004], использование метода псевдовращений позволяет определять анизотропные параметры слоев и прогнозировать направление преимущественной трещиноватости коллектора. В этом случае отпадает необходимость в источнике поперечных волн. И для

успешного решения задачи определения параметров анизотропии необходимо правильно спланировать систему наблюдений и сгущать шаг наблюдений в целевом интервале.

ЛИТЕРАТУРА

Белянин Л.И., Голиков А.Н., Мартемьянов В.М., Плотников И.А., Лебедев К.А., Лаврухов В.Т. Способ определения ориентации сейсмоприемников и устройство для его осуществления. Патент № 2209449, заявл. 24.04.2002, опубл. 27.07.2003. – Бюл. № 21.

Горшкалев С.Б., Карстен В.В., Лебедев К.А., Тригубов А.В., Волков Г.В. Тестирование процесса поляризационной обработки обменных *PS*-волн для оценки анизотропии трещиноватых коллекторов Юрубчено-Тохомской зоны (по данным математического моделирования) // Геология и геофизика. – 2004. – Т. 45, № 3. – С. 760–773.

Горшкалев С.Б., Карстен В.В., Полухин Л.Г. Свидетельство государственной регистрации программы для ЭВМ № 2009613124 “VSPLab”, 2009.

Лебедева Г.Н., Лебедев К.А., Пузырев Н.Н. Селекция сейсмических волн по признаку поляризации для источников с горизонтальной направленностью // Методика сейсморазведки. – М.: Наука, 1965. – С. 127–135.

Пузырев Н.Н., Тригубов А.В., Бродов Л.Ю., Ведерников Г.В., Лебедев К.А. Сейсмическая разведка методом поперечных и обменных волн. – М.: Недра, 1985. – 278 с.

Урупов А.К. Изучение скоростей в сейсморазведке. – М.: Недра, 1966. – 225 с.

Alford R.M. Shear data in the presence of azimuthal anisotropy // 56th Annual International SEG Meeting: Expanded Abstracts. – Dilley, 1986. – P. 476–479.

Crampin S., Lovell J.H. A decade of shear-wave splitting in the Earth's crust: what does it mean? What use can we make of it? And what should we do next? // Geophysical Journal International. – 1991. – Vol. 107, No. 3. – P. 387–407, doi: 10.1111/j.1365-246X.1991.tb01401.x.

КОРОТКО ОБ АВТОРАХ

ГОРШКАЛЕВ Сергей Борисович – к.т.н., старший научный сотрудник лаборатории многоволновых сейсмических исследований ИНГГ СО РАН. Основные научные интересы: сейсмическая анизотропия, поляризационный анализ, ВСП, инверсия сейсмических данных.

КАРСТЕН Владимир Викторович – научный сотрудник лаборатории многоволновых сейсмических исследований ИНГГ СО РАН. Основные научные интересы: сейсмическая анизотропия, ВСП, инверсия сейсмических данных



МНОГОКАНАЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ СИСТЕМА НА БЕСПИЛОТНОМ ВОЗДУШНОМ СУДНЕ ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЯ ПОЛНОГО ВЕКТОРА ИНДУКЦИИ МАГНИТНОГО ПОЛЯ ЗЕМЛИ

И.Н. Злыгостев^{1,2}, М.И. Эпов^{1,2}, А.В. Савлук¹, В.Н. Глинских^{1,3}

¹Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН,
630090, Новосибирск, просп. Акад. Коптюга, 3, Россия,

²ООО «СканАэро», Новосибирск, 630090, Новосибирск, ул. Кутателадзе, 4г, оф. 215, Россия,

³Новосибирский государственный университет, 630090, Новосибирск, ул. Пирогова, 1, Россия,
e-mail: ZligostevIN@ipgg.sbras.ru

Разработан, изготовлен и успешно прошел комплексные предварительные испытания макетный образец прототипа многоканальной информационно-измерительной системы для измерения вектора индукции магнитного поля Земли (МПЗ), применимой для дальнейшего развития технологии разноточной аэрогеофизической разведки с борта беспилотного воздушного судна (БВС) и программный продукт, позволяющий наряду с измерением значения модуля индукции МПЗ определять значения его компонент.

Аэромагнитная съемка; вектор индукции земного магнитного поля; беспилотное воздушное судно; сплайн-сглаживание

MULTICHANNEL INFORMATION-MEASURING SYSTEM ON AN UNMANNED AIRCRAFT FOR MEASURING THE TOTAL INDUCTION VECTOR OF THE EARTH'S MAGNETIC FIELD

I.N. Zlygostev^{1,2}, M.I. Epov^{1,2}, A.V. Savluk¹, V.N. Glinskikh^{1,3}

¹Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Koptug Ave., 3, Novosibirsk, 630090, Russia,

²LTD ScanAero, Kutateladze Str., 4g, 215, Novosibirsk, 630090, Russia,

³Novosibirsk State University, Pirogova Str., 1, Novosibirsk, 630090, Russia,
e-mail: ZligostevIN@ipgg.sbras.ru

A prototype of a multichannel information-measuring system for measuring the vector of induction of the Earth's magnetic field (EMF) was developed, manufactured and successfully passed a complex of preliminary tests, which is applicable for the further development of technology for airborne geophysical reconnaissance at different altitudes from an unmanned aerial vehicle (UAV) and a software product that allows with the measurement of the value of the induction modulus of the EMF, determine the values of its components.

Aeromagnetic survey; Earth's vector magnetic field; unmanned aerial vehicle; spline smoothing

ВВЕДЕНИЕ

Одним из эффективных и широко используемых геофизических методов является магниторазведка, основанная на измерении индукции магнитного поля Земли. Пространственное распределение индукции магнитного поля Земли определяется наличием и характеристиками

(размерами, формой, магнитной восприимчивостью, намагниченностью) геологических объектов в земных недрах. Результатом измерений в магниторазведке является построение карт аномальной индукции магнитного поля, на основании которых решаются обратные задачи и делаются выводы о строении земных недр или местоположении подповерхностных объектов техногенного происхождения.

Обратные задачи относятся к классу некорректных, поэтому для их решения необходимо использовать дополнительную априорную информацию, например, об общем геологическом строении исследуемого района или характеристиках поисковых объектов.

Поскольку индукция магнитного поля есть величина векторная, то измерение ее компонент дает дополнительную информацию в сравнении с измерением только амплитуды, которая позволяет увеличить точность решения обратных задач и сократить области их неоднозначности.

Использование технологии разновысотной аэромагнитной съемки с борта БВС [Еров et al., 2015] дает возможность построения пространственного распределения вектора магнитной индукции в верхнем полупространстве и детального исследования ее тонкой структуры вблизи земной поверхности. Для этого необходима аппаратура, способная измерять полный вектор магнитной индукции в процессе движения мобильного низколетящего носителя. Особенностью технологии разновысотной аэромагнитной съемки [Еров et al., 2015] является использование магнитометра, не жестко связанного с носителем, а подвешенного на гибком кабеле-тросе, что требует автоматического пересчета измеренного вектора индукции магнитного поля в систему координат носителя.

Целью настоящей работы является описание прототипа размещаемой на БВС многоканальной информационно-измерительной системы с гибко подвешенным магнитометром для измерения полного вектора магнитной индукции.

АППАРАТУРА, ПРОГРАММНЫЕ СРЕДСТВА, МЕТОДИКА

Как было отмечено, измерение полного вектора магнитной индукции при движении носителя аппаратуры сталкивается с рядом трудностей. Основная из них вызвана тем, что при движении носителя векторный магнитометр, подвешенный на несущем кабеле-тросе, хаотично изменяет свою ориентацию в пространстве, т. е. измерения происходят в собственной системе координат магнитометра, произвольно ориентированной относительно системы координат, привязанной к беспилотному носителю. Для восстановления вектора в системе координат носителя необходимо получение дополнительной информации, которую формирует описываемая многоканальная информационно-измерительная система. Эта информация о времени, координатах, векторах угловой скорости и ускорения датчика (получаемой от жестко связанной с ним инерциальной навигационной системы). Также используются значения скорости и направлений движения приемника спутниковой навигационной системы. Следует отметить, что для улучшения точности измерений при увеличении числа измерительных каналов необходима их синхронизация и специальная обработка полной совокупности зарегистрированных сигналов [Ширман, 1974; Царьков, 1980].

Для выделения компонент вектора магнитной индукции в стабилизированной системе координат, привязанной к носителю, разработан программный комплекс «ВЕКТОР-Т» [Савлук, Злыгостев, 2018]. При этом используется дополнительная информация от приемника спутниковой навигационной системы и угол склонения регионального магнитного поля. В этом случае ось X фиксированной системы координат направлена по магнитному меридиану с севера на юг.

При тестировании работы измерительного комплекса (камеральная обработка полевых данных, полученных на различных объектах) выявлен важный недостаток: при наличии высококонтрастных аномалий с большим пространственным градиентом модуля вектора магнитной индукции (значение амплитуды градиента превышает 10 нТл/м) программа привязки координат хаотично передвигающегося датчика индукции к координатам носителя не дает удовлетворительных результатов. Кроме того, проведение расчетов требует значительных временных затрат.

Устранение этого недостатка возможно при использовании информации о пространственной ориентации (углов Эйлера) векторного магнитометра, получаемой от модуля инерциальной навигационной системы (ИНС).

Для исследования возможностей такого подхода создан прототип многоканальной информационно-измерительной системы (МИИС) с использованием разработанного оригинального модуля ИНС.

Функциональная схема прототипа МИИС представлена на рис. 1.



Рис. 1. Функциональная схема МИИС, СНС – спутниковая навигационная система

МИИС состоит из измерительного блока и блока электронного обеспечения. Все составные части МИИС, за исключением измерительного блока, размещены на общей платформе и жестко соединены между собой.

Для уменьшения паразитного влияния ферромагнитных элементов МИИС на магнитную индукцию измерительный блок выполнен в виде выносной гондолы, удаленной от несущей платформы на расстояние около 1,5 м и соединенной с блоком электронного обеспечения несущим кабелем-тросом.

В прототипе использован векторный магнитометр FGM3D/75 с диапазоном измерения компонент вектора индукции ± 75000 нТл, разрешением 0,07 пкТл, общей погрешностью измерений ± 7 нТл.

Модуль ИНС выполнен на основе микросхемы MPU-6000 (МЭМС) и микропроцессора STM32F103C8T. Трехосный гироскоп обеспечивает измерение угловой скорости в диапазонах ± 250 , ± 500 , ± 1000 , и $\pm 2000^\circ/\text{сек}$ с относительной погрешностью $\pm 3\%$. Трехкомпонентный акселерометр измеряет ускорение в диапазонах $\pm 2g$, $\pm 4g$, $\pm 8g$ и $\pm 16g$ с относительной погрешностью $\pm 3\%$. Выходная информация предоставляется в цифровом виде (16-тиразрядное АЦП) с максимальной частотой 400 Гц.

В прототипе использован стандартный приемник СНС разработки КБ «НАВИС». Он принимает сигналы в диапазоне L1 системы GPS и ГЛОНАСС.

Ток потребления от аккумулятора составляет около 0,3 А, что обеспечивает непрерывную работу в течение 10 часов. Общая масса не превышает 0,5 кг.

Информация со всех измерительных каналов поступает в блок электронного обеспечения на специализированный процессор, который выполняет совместную обработку и синхронизацию, регистрацию и хранение в энергонезависимой памяти (карта микро-SD), а также экспорт во внешний компьютер через стандартные порты ввода/вывода.

Элементы МИИС показаны на рис. 2.



Рис. 2. Элементы МИИС: 1 – измерительный блок, 2 – блок электронного обеспечения, 3 – приемник СНС, 4 – антенна СНС, 5 – аккумулятор

Для пересчета вертикальной и горизонтальных компонент вектора магнитной индукции в систему координат носителя с использованием информации от модуля ИНС разработан специализированный комплекс программ «Вектор-ИНС». Он включает два основных элемента:

1. Ортогонализация компонент вектора магнитной индукции в системе координат датчика.
2. На основе данных ИНС выполняется поворот вектора магнитной индукции из системы координат датчика в систему координат носителя.

МОДЕЛЬНЫЙ ЛАБОРАТОРНЫЙ ЭКСПЕРИМЕНТ

Оценка работоспособности применяемых алгоритмов и обоснованности технических решений программно-аппаратного комплекса проводилась на модельном эксперименте в лабораторных условиях.

Для этого измерительный блок устанавливался на поверхность лабораторного стола (ось Y направлена по вертикали сверху вниз). Измерения выполнялись при трех положениях блока.

Изменения положения блока выполнялось последовательным поворотом вокруг оси Y векторного измерителя магнитной индукции на фиксированные углы $\pm 90^\circ$ (с погрешностью около 5°).

Общий вид измерительного блока (без кожуха) представлен на рис. 3.



Рис. 3. Общий вид измерительного блока (слева – модуль ИНС)

Во время эксперимента записывались первичная информация от модуля ИНС и компоненты вектора магнитной индукции. Информация от приемника СНС не использовалась.

На рисунке 4 показаны изменения величины компонент вектора индукции магнитного поля, измеренные в собственной системе координат измерителя и в лабораторной системе координат. Фиксация осей лабораторной системы произведена в начале эксперимента. Численные значения данных представлены в табл. 1.

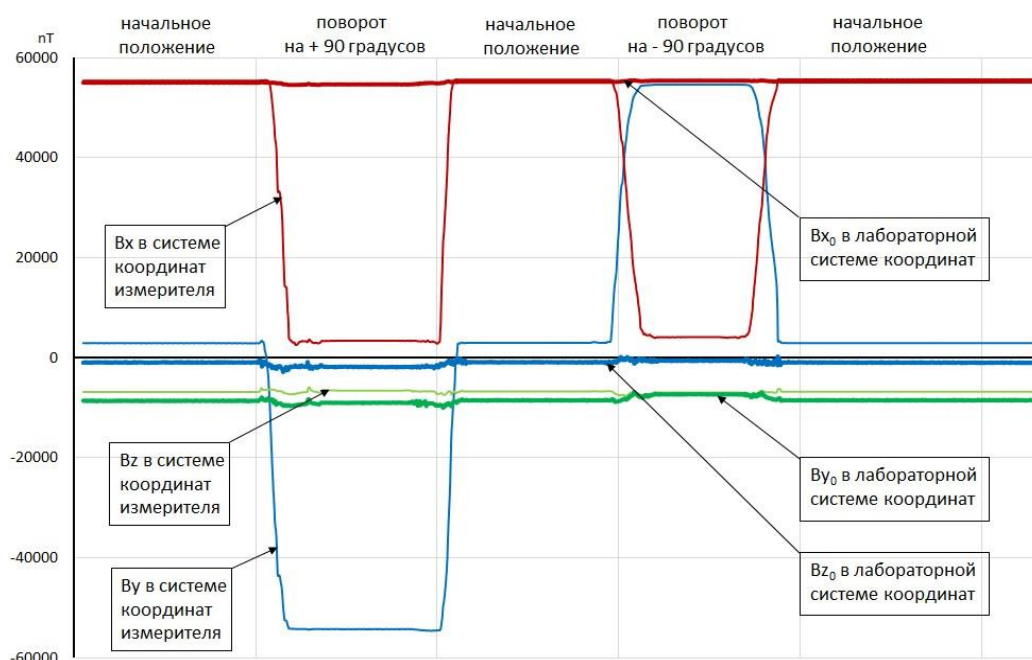


Рис. 4. Графики изменения величины компонент вектора индукции магнитного поля в зависимости от ориентации измерителя

Таблица 1

Значения компонент вектора магнитной индукции

Компонента В, нТл	Начальное положение	Поворот +90°	Начальное положение	Поворот -90°	Начальное положение
В _y	4824,75	-54796,67	4903,82	55498,27	4871,66
В _{y0}	-933,22	-1756,48	-874,93	-537,07	-897,82
В _x	55165,04	5560,51	55340,73	1915,15	55382,18
В _{x0}	55058,06	54708,31	55241,38	55459,86	55298,81
В _z	-6284,49	-6499,14	-6792,74	-6792,74	-6744,97
В _{z0}	-8595,28	-8918,62	-8475,34	-7329,49	-8389,89
В	55731,09	55460,2	55897,06	55945,22	55941,17
В ₀	55732,75	55458,33	55894,61	55944,66	55938,85
В – В ₀	-1,66	1,87	2,45	0,56	2,32

На рисунке 4 зеленым цветом показаны изменения горизонтальной компоненты (Y), когда вокруг оси Y случайным образом колеблется датчик индукции. На измеренной и приведенной в систему координат носителя светло-зеленой развертке Y-компоненты видны ее небольшие относительные вариации (в пределах 3 %), свидетельствующие о погрешности пересчета в систему координат носителя. После обработки в программе «ВЕКТОР-Т» значения компоненты В_y смещаются примерно на 8 % от исходного значения. При этом относительные вариации уменьшаются примерно до 2 %. На рисунке 4 приведены изменения величины горизонтальной В_x (красный цвет) и вертикальной В_z (синий цвет) компонент индукции при вращении датчика индукции вокруг оси Y от 90 до 270°. В диапазонах 83–113° и 135–150° измеренные значения компоненты В_x резко уменьшаются. После обработки “провалы” исчезают, а значения компоненты практически перестают зависеть от угла поворота. Остается относительная вариация, не превышающая 3 %. В то же время измеренная компонента В_z ведет себя иначе. В первом диапазоне она резко уменьшается, а во втором диапазоне увеличивается примерно на ту же величину. После обработки компонента В_z также практически не зависит от угла поворота. Отметим, что после обработки относительные вариации не превышают 4 %, а общий уровень В_z понижается относительно исходного значения примерно на 9 %.

В таблице 2 приведены данные, позволяющие оценить эффективность предложенных решений.

Таблица 2

Изменение значений компонент вектора магнитной индукции

Компонента В, нТл	В (0°)	В (0°) – В (+90°)	В (+90°) – В (0°)	В (0°) – В (-90°)	В (-90°) – В (0°)	В (0°)
В _y	4824,75	59621,42	-59700,49	-50594,45	50626,61	4871,66
В _{y0}	-933,22	823,26	-881,55	-337,86	360,75	-897,82
В _x	55165,04	49604,53	-49780,22	53425,58	-53467,03	55382,18
В _{x0}	55058,06	349,75	-533,07	-218,48	161,05	55298,81
В _z	-6284,49	214,65	293,6	-588,29	540,52	-6744,97
В _{z0}	-8595,28	323,35	-443,28	-1145,84	1060,40	-8389,89

Из приведенных данных следуют основные выводы:

1. Наблюдается небольшое возрастание погрешности измерений в лабораторной системе координат – отклонение абсолютного значения модуля в диапазоне от $-1,66$ до $+2,45$ нТл, относительная погрешность не более $\pm 4 \times 10^{-5}$ (нарушение ортогональности $0,003^\circ$).

2. Изменение измеренных значений компонент вектора магнитной индукции в различных положениях (при условии, что угловое положение вектора магнитной индукции не изменяется) показывают следующие изменения углов в плоскостях X-Y (α), Y-Z (β), X-Z (γ), характеризующие угловые ошибки лабораторной системы координат в данном эксперименте (табл. 3).

Таблица 3

Угловые ошибки лабораторной системы координат

Угол, °	Начальное положение	Поворот +90°	Начальное положение	Поворот -90°	Начальное положение
α	0	-0,87	0,06	0,42	0,04
β	0	-4,95	0,30	2,01	0,09
γ	0	-0,39	0,15	1,34	0,25

Время работы комплекса программ «Вектор-ИНС», по сравнению с предыдущей версией, сокращено более чем в 100 раз.

ПОЛЕВЫЕ ДАННЫЕ

Результаты работы комплекса «ВЕКТОР-Т» при камеральной обработке полевых данных на объекте «Испытательная площадка» представлены на рис. 5. При выполнении полевых работ скорость движения БВС составляла 5 м/с (скорость ветра составляла от 2 до 5 м/с).

Высота измерителя над земной поверхностью изменялась в диапазоне от 0,5 до 1,5 м. Общее время съемки (при выполнении полетов по двойной ортогональной сетке маршрутов) составило 10 минут.

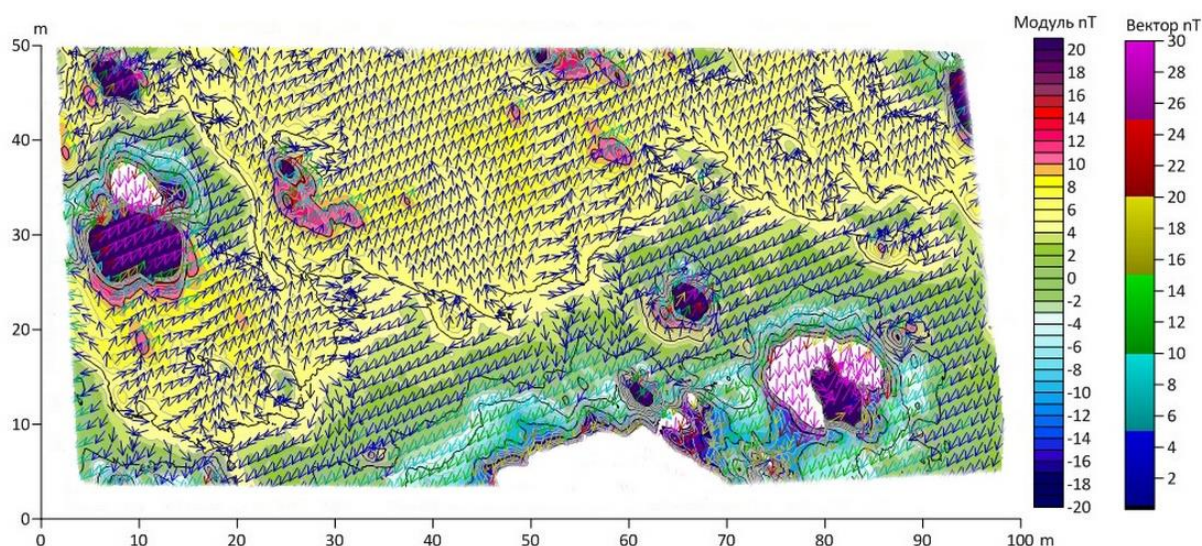


Рис. 5. Модуль и проекция вектора магнитной индукции на горизонтальную плоскость (средняя высота съемки 1.5 м)

Распределение модуля магнитной индукции отражает расположение магнитных масс и хорошо выделяет их контуры. В тоже время векторное поле позволяет увидеть более тонкую структуру среды, особенно на линиях резкой смены направления векторов, соответствующих изменениям вектора

остаточной намагниченности. Можно предполагать, что в этих местах магнитные свойства или остаточная намагниченность претерпевают скачок. В дальнейшем для демонстрации пространственного разрешения, амплитудного и векторного разрешений целесообразно провести съемку простейших тестовых объектов: металлическая или пластмассовая труба, или листы на поверхности, две трубы и т. п.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Созданная бортовая многоканальная информационно-измерительная система со свободным закреплением магнитометра обеспечивает возможность измерения вектора магнитной индукции в процессе движения низколетящего воздушного судна. При этом многоканальная измерительная система записывает полетные характеристики и пространственные координаты не только судна, но и датчика индукции. По этим данным трехкомпонентные измерения индукции приводятся к системе координат судна. На примере практических измерений приведена карта модуля и горизонтальной проекции вектора магнитной индукции. По распределению модуля хорошо выделяются скопления магнитных масс, а по линиям резкой смены направления вектора – зоны изменения вектора остаточной намагниченности пород, слагающих исследуемый район.

ЛИТЕРАТУРА

- Савлук А.В., Злыгостев И.Н.** Программа выделения вертикальной и горизонтальной компонент вектора индукции магнитного поля Земли (МПЗ) "ВЕКТОР-Т": Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2019610472, заявка № 2018665035 от 24.12.2018, зарегистрировано 10.01.2019.
- Царьков Н.М.** Многоканальные радиолокационные измерители. – М.: Сов. радио, 1980. – 192 с.
- Ширман Я.Д.** Разрешение и сжатие сигналов. – М.: Сов. Радио, 1974. – 360 с.
- Еров М., Firsov A., Zligostev I., Savluk A., Weisman P.** Application of innovative high-frequency magnetometric probe (HFMP) on light UAVs geology, archeology and related fields // The World Multidisciplinary Earth Sciences Symposium WMESS 2015 (Prague, Czech Republic, 7–11 September 2015): Abstract collection book. – Prague, 2015. – P. 369–369. – CD-ROM.

КОРОТКО ОБ АВТОРАХ

ЗЛЫГОСТЕВ Игорь Николаевич – старший научный сотрудник лаборатории полевых аналитических и измерительных технологий ИНГГ СО РАН; руководитель модуля «Магнитометр» ООО «СКАН АЭРО». Основные научные интересы: разработка и создание автоматизированных информационно-измерительных систем геофизического и специального назначения.

ЭПОВ Михаил Иванович – д.т.н., академик РАН, главный научный сотрудник, ИНГГ СО РАН; научный руководитель ООО «СКАН АЭРО». Основные научные интересы: теория и моделирование электромагнитных полей в многомасштабных гетерогенных геологических средах, мониторинг верхних частей земной коры в целях экологии, инженерной геологии и археологии.

САВЛУК Андрей Васильевич – ведущий инженер лаборатории полевых аналитических и измерительных технологий ИНГГ СО РАН. Основные научные интересы: анализ и обработка многомерных сигналов, графических изображений, программирование.

ГЛИНСКИХ Вячеслав Николаевич – д.ф.-м.н., член-корреспондент РАН, зав. лабораторией многомасштабной геофизики ИНГГ СО РАН. Основные научные интересы: численные методы, решение прямых и обратных задач электродинамики.