

МОДЕЛЬ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НЕОКОМСКИХ (берриас-нижнеаптских) ОТЛОЖЕНИЙ АРКТИЧЕСКИХ РЕГИОНОВ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ И ШЕЛЬФА КАРСКОГО МОРЯ

В.А. Конторович

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

Новосибирский государственный университет, 630090, Новосибирск, ул. Пирогова, 1, Россия

Рассмотрена модель геологического строения неокомских (берриас-нижнеаптских) отложений в арктических регионах Западной Сибири и на шельфе Карского моря. Южная часть Карского моря является северным окончанием Западно-Сибирского осадочного бассейна и выделена в качестве Южно-Карской региональной депрессии Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Выполнен структурно-тектонический анализ, в рельефе кровли неокомского мегакомплекса выделено 97 антиклинальных нефтегазоперспективных объектов (структур III—IV порядков), в том числе 61 на континенте и 36 в акватории.

В Ямальской и Гыданской НГО неокомский комплекс пород имеет классическое для Западной Сибири строение. В составе мегакомплекса выделяются клиноформный и шельфовый комплексы; клиноформы формировались за счет сноса терригенного материала с восточного и юго-восточного обрамления плиты и наклонены в северо-западном направлении; депоцентр, в пределах которого сходятся восточные и западные клиноформы, расположен в Приуральской зоне, к западу от Нурминского мегавала. В Южно-Карской региональной депрессии берриас-нижнеаптский мегакомплекс также представлен клиноформным и шельфовым комплексами. На шельфе Карского моря неокомские клиноформы наклонены в южном, западном и восточном направлениях и формировались за счет поступления осадков с арх. Новая Земля и Сибирского порога. На большей части Южно-Карской региональной депрессии клиноформы имеют классическое строение и содержат шельфовые и ачимовские песчаники, способные концентрировать значительные объемы углеводородов; на северо-востоке, в предпороговой зоне клиноформные отложения будут представлены «свальными» плохо сортированными песчаниками.

Шельф, сейсмический разрез, отражающий горизонт, мегакомплекс, комплекс, клиноформа, ачимовская пачка, шельфовые пласты, структура, нефтегазоперспективный объект, Арктические регионы Западной Сибири, Карское море

A MODEL OF THE GEOLOGIC STRUCTURE AND THE OIL AND GAS PROSPECTS OF NEOCOMIAN (*Berriasian–lower Aptian*) SEDIMENTS OF THE WEST SIBERIAN ARCTIC REGIONS AND THE KARA SEA SHELF

V.A. Kontorovich

The paper presents a model of the geologic structure of Neocomian (*Berriasian–lower Aptian*) sediments in the Arctic regions of West Siberia and on the shelf of the Kara Sea. The southern part of the Kara Sea is the northern end of the West Siberian sedimentary basin and is identified as the South Kara regional depression of the West Siberian oil and gas province (OGP). Structural and tectonic analysis was performed, and 97 oil- and gas-promising anticlinal objects (structures of ranks III–IV) were identified in the Neocomian megacomplex relief, including 61 on the continent and 36 on the shelf.

In the Yamal and Gydan oil and gas areas (OGA), the Neocomian complex of sediments has a structure typical of West Siberia. The megacomplex includes clinoform and shelf complexes. Clinoforms resulted from the ablation of terrigenous material from the eastern and southeastern edges of the plate and are tilted in the northwestern direction; the depocenter within which the eastern and western clinoforms converge is located in the Urals zone, west of the Nurmin megaswell. In the South Kara regional depression, the *Berriasian–lower Aptian* megacomplex is also represented by clinoform and shelf complexes. On the Kara Sea shelf, Neocomian clinoforms are tilted in the southern, western, and eastern directions; they resulted from the ablation of sediments from the Novaya Zemlya Archipelago and the Siberian Sill. Throughout most of the South Kara regional depression, clinoforms have a typical structure and contain shelf and Achim sandstones that can concentrate significant volumes of hydrocarbons; in the northeast, in the pre-sill zone, clinoform deposits will be represented by poorly sorted «dump» sandstones.

Shelf, seismic cross section, reflecting horizon, megacomplex, complex, clinoform, Achim member, shelf formations, structure, oil- and gas-promising object, Arctic regions of West Siberia, Kara Sea

ВВЕДЕНИЕ

Южная, расположенная к югу от архипелага Новая Земля часть акватории Карского моря является северным окончанием Западно-Сибирского осадочного бассейна и выделена в составе надпорядкового тектонического элемента — Южно-Карской региональной депрессии [Супруненко и др., 2009; Конторович и др., 2010, 2013, 2017; Ступакова, 2011].

В тектоническом плане эта Южно-Карская региональная депрессия включает одноименную мега-синеклизу и обрамляющие ее моноклизы Внутренней области и Внешнего пояса плиты. С запада, севера и востока расположенный в акватории осадочный суббассейн ограничен складчатыми структурами обрамления: на юго-западе п-овом Югорский и о. Вайгач, на северо-западе и севере арх. Новая Земля, на северо-востоке Сибирским порогом, на востоке п-овом Таймыр (рис. 1).

В южной части Карского моря мезозойско-кайнозойские отложения имеют такое же геологическое строение, как и на континентальной окраине Западной Сибири на полуостровах Ямал и Гыданский. В разрезе мезозойско-кайнозойских отложений этих регионов выделяются шесть регионально-развитых осадочных и сейсмогеологических мегакомплексов: триасовый, юрский, неокомский (берриас-нижне-аптский), апт-альб-сеноманский, турон-маастрихтский и кайнозойский [Бочкарев и др., 2010; Конторович и др., 2017]. Все осадочные мегакомплексы в кровле контролируются регионально развитыми аку-

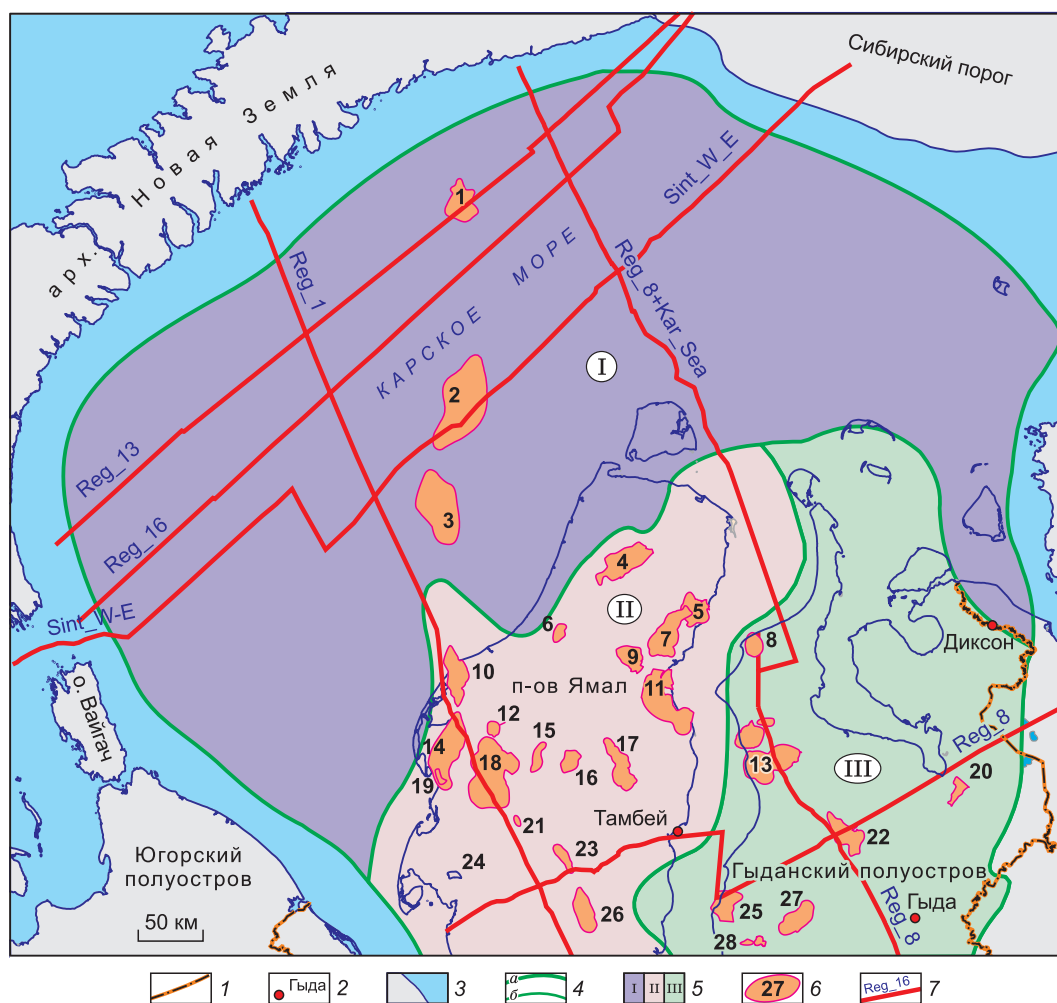


Рис. 1. Обзорная карта Карско-Ямально-Гыданского региона.

1 — административные границы, 2 — крупные населенные пункты, 3 — граница «море—суша», 4 — границы Западно-Сибирской НГП (а) и НГО (б), 5 — нефтегазоносные области (I — Южно-Карская, II — Ямальская, III — Гыданская), 6 — месторождения, 7 — региональные профили. Месторождения: 1 — Победа, 2 — Русановское, 3 — Ленинградское, 4 — Малыгинское, 5 — Тасийское, 6 — Сядорское, 7 — Северо-Тамбейское, 8 — Штормовое, 9 — Западно-Тамбейское, 10 — Харасавэйское, 11 — Южно-Тамбейское, 12 — Северо-Бованенковское, 13 — Салмановское, 14 — Крузенштернское, 15 — Восточно-Бованенковское, 16 — Верхнетитутейское, 17 — Западно-Сеяхинское, 18 — Бованенковское, 19 — Южно-Крузенштернское, 20 — Ладертойское, 21 — Нерстинское, 22 — Гыданское, 23 — Нейтинское, 24 — Байдарацкое, 25 — Геофизическое, 26 — Арктическое, 27 — Солетское + Ханавейское, 28 — Восточно-Бугорное.

Стратификация реперных отражающих горизонтов

Индексация отражающих горизонтов	Стратиграфическая приуроченность (Западная Сибирь)
F	Кровля фундамента
A	Подощва терригенного триаса/кровля палеозойских платформенных отложений/кровля палеозойского мегакомплекса
T	Подощва юры/кровля триаса/кровля триасового мегакомплекса
B	Кровля баженовской (гольчихинской) свиты, верхняя юра, волжский ярус/кровля юрского мегакомплекса
M	Кровля кошайской (нейтинской) пачки, нижний мел, низы апта/кровля неокомского (берриас-нижнеаптского) мегакомплекса
Г	Подощва кузнецовской свиты, верхний мел, кровля сеномана/кровля апт-альб-сеноманского мегакомплекса
C	Кровля ганькинской свиты, кровля мела/кровля турон-маастрихтского комплекса

стически аномальными трансгрессивными глинистыми пачками, на которых формируются опорные сейсмические горизонты, контролирующие сейсмогеологические мегакомплексы (таблица, рис. 2).

В нефтегазоносном отношении южная часть Карского моря выделена в составе Южно-Карской нефтегазоносной области (НГО) Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (НПП) (см. рис. 1).

Северные и арктические регионы Западной Сибири традиционно являются преимущественно газонасными и на долю свободного газа, сконцентрированного в основном в апт-альб-сеноманских отложениях, здесь приходится более 90 % суммарных извлекаемых запасов углеводородов (УВ). В то же время на этой территории открыты и многочисленные залежи нефти, связанные с юрскими и нижнемеловыми резервуарами. В расположенных на побережье Карского моря Ямальской и Гыданской НГО промышленные притоки нефти получены на Геофизическом, Салмановском, Мессояхском, Тамбейском, Ростовцевском, Новопортовском и др. месторождениях. В целом по состоянию на 01.01.2020 г. в Ямальской и Гыданской НГО промышленные нефтяные залежи открыты на 15 месторождениях и в этих регионах на долю жидких УВ приходится 4 % извлекаемых и 12 % геологических запасов углеводородов. При этом более 40 % запасов нефти Ямальской и Гыданской НГО сконцентрировано в неокомских (берриас-нижнеаптских) песчаных пластах. Согласно выполненной в ИНГГ СО РАН количественной оценке, дифференциация углеводородов по типам флюидов и осадочным комплексам в Южно-Карской НГО имеет аналогичное распределение [Конторович и др., 2013].

В настоящее время непосредственно в акватории Карского моря уникальные апт-альб-сеноманские газовые залежи открыты на Ленинградском и Русановском месторождениях. В 2013 г. компанией Роснефть в непосредственной близости от арх. Новая Земля открыто месторождение Победа, на котором промышленные притоки нефти получены из нижнесреднеюрских песчаных пластов; газовые залежи сконцентрированы в верхнеаптских и сеноманских резервуарах. Также частично на п-ове Ямал, частично в акватории Карского моря расположены Харасавэйское и Крузенштернское месторождения, продуктивность которых также связана с меловыми отложениями.

Настоящая работа посвящена анализу геологического строения и оценке перспектив нефтегазоносности неокомских (берриас-нижнеаптских) отложений Южно-Карской НГО.

Термин «неоком» был введен Дж. Турманном в 1835 г. и включен в стратиграфическую схему А. д'Орбиньи в качестве нижнего яруса меловой системы. В современной трактовке неоком включает берриасский, валанжинский, готеривский и барремский ярусы. В практике нефтепоисковых работ на нефть и газ в Западной Сибири под неокомским нефтегазоносным комплексом традиционно понимают толщу осадков, залегающую между баженовской свитой и кошайской (на севере нейтинской) пачкой, которые приурочены к кровле юры и верхней части нижнего апта, и являются региональными сейсмогеологическими реперами. В настоящей работе под неокомским мегакомплексом понимается именно этот интервал разреза.

В Западной Сибири неокомский комплекс пород является наиболее перспективным в отношении нефтеносности и в нем сконцентрировано более 80 % запасов всей нефти провинции [Казаринов, 1963; Геология..., 1975]. В акватории Карского моря эти отложения бурением практически не изучены, приток нефти из готеривских песчаников получен в одной скважине, пробуренной на о. Белый.

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ НЕОКОМСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Особенностью геологического строения неокомских (берриас-нижнеаптских) отложений Западной Сибири является клиноформное (регионально-косослоистое) строение разреза.

Термин «клиноформа» был предложен Дж. Ричем в 1951 г. для обозначения фациальных условий осадконакопления в области аккумулятивного склона. В настоящее время этот термин трактуется более широко и под клиноформами понимают всю толщу разновозрастных пород, сформировавшихся в условиях заполнения глубоководного бассейна путем бокового наращивания палеосклона. При этом в составе клиноформ выделяют прибрежно-морские, склоновые и глубоководные отложения — ундатему, клинотему и фондотему.

Первые принципиальные модели регионально-косослоистого строения неокомских отложений Западной Сибири были разработаны и опубликованы А.Л. Наумовым, Т.М. Онищук, М.М. Бинштоком, Л.А. Векслером и другими в конце 70-х годов прошлого столетия [Наумов и др., 1977; Онищук и др., 1977; Биншток, 1980]. Впоследствии модель клиноформного строения неокома развивалась, уточнялась и детализировалась в работах В.С. Бочкарева, Ю.В. Брадучана, В.Н. Бородкина, Г.Н. Гогоненкова, В.Я. Гидиона, Л.Ш. Гиршгорна, Ф.Г. Гурари, С.В. Ершова, Ю.Н. Карогодина, Ю.А. Михайлова, А.А. Нежданова, О.М. Мкртчяна, М.Я. Рудкевича, Л.Я. Трушковой, И.Л. Цибулина, В.И. Шпильмана, С.С. Эльмановича, Г.С. Ясовича и многих других.

В волжском веке в Западной Сибири произошло резкое погружение центральной части бассейна и на этой территории образовалось море, которое было самым глубоким за всю мезозойскую историю развития Западно-Сибирского бассейна; максимальные глубины составляли порядка 500 м [Трушкова, 1969; Булынная и др., 1978; Киприянова, 1971; Бочкарев, 1999; Захаров, 2006; Важенина, 2009; Конторович и др., 2014а, б; Ершов, 2016].

Образовавшаяся недокомпенсированная депрессия заполнялась постепенно от периферии к осевой части палеобассейна путем бокового наращивания палеосклона. В этих условиях формировались S-образные геологические тела — клиноформы.

В основе построения, а затем и детализации регионально-косослоистой модели неокома Западной Сибири лежало комплексирование данных сейсморазведки и бурения. На сейсмических разрезах клиноформные отложения отображаются серией косослоистых отражающих горизонтов, последовательно приближающихся к горизонту Б, приуроченному к кровле юры.

На большей части Западно-Сибирского бассейна неокомские клиноформы наклонены в западном и северо-западном направлениях. Встречные клиноформы, погружающиеся в восточном направлении, имеют ограниченное распространение и представлены преимущественно глинистыми разностями. При этом осевая зона, в пределах которой встречаются клиноформы западного и восточного падения, существенно смещена на запад относительно современной осевой части бассейна и расположена вблизи Урала (рис. 3).

Асимметричное строение неокомского комплекса Западной Сибири свидетельствует, что в берриас—барреме юго-восточное и восточное обрамление Западной Сибири существенно возвышалось над Уралом и основной объем терригенного материала сносился с Алтае-Саянской складчатой области и Сибирской платформы.

Существенное влияние на строение клиноформного комплекса Западной Сибири оказывали эвстатические колебания уровня моря. На трансгрессивных этапах и связанных с ними паузами в латеральном привносе терригенного материала происходило формирование региональных косослоистых глинистых пачек. Образование этих толщ связано с вертикальным осаждением тонкой взвеси, которое не контролировалось палеорельефом.

Геологические тела, заключенные между региональными трансгрессивными глинистыми пачками, представлены песчаниками, алевролитами и аргиллитами и формировались на регрессивных этапах развития, когда шел интенсивный процесс латерального привноса терригенного материала и активного бокового наращивания палеосклона.

Особенностью неокомских клиноформ Западной Сибири является наличие двух региональных уровней разновозрастных, но принципиально отличающихся по генезису песчаных тел — резервуаров (см. рис. 3) [Казаненков и др., 2014; Ершов, 2018]. На регрессивных этапах развития в зонах, отвечающих верхним частям клиноформ, существовали прибрежно-морские условия осадконакопления и формировались шельфовые песчаные пласты; в области аккумулятивного склона, характеризующегося относительно большими (1.5—3.0°) углами наклона, накапливались преимущественно глинистые разности; в глубоководной зоне — связанные с глубоководными конусами выноса песчаники ачимовской пачки. Линзовидные песчаные пласты-коллекторы также могли образовываться на террасах, осложняющих склоновые части клиноформ.

По мере заполнения бассейна осадками и продвижением клиноформ от структур обрамления к депоцентру депрессии палеорельеф дна нивелировался, и уже к концу готерива на большей части Западной Сибири недокомпенсированная впадина была заполнена осадками. Верхняя часть неокомского мегакомплекса формировалась по классической для Западной Сибири схеме, и баррем-нижнеаптская часть разреза сложена субпараллельными толщами. На севере бассейна, в частности, в акватории Кар-

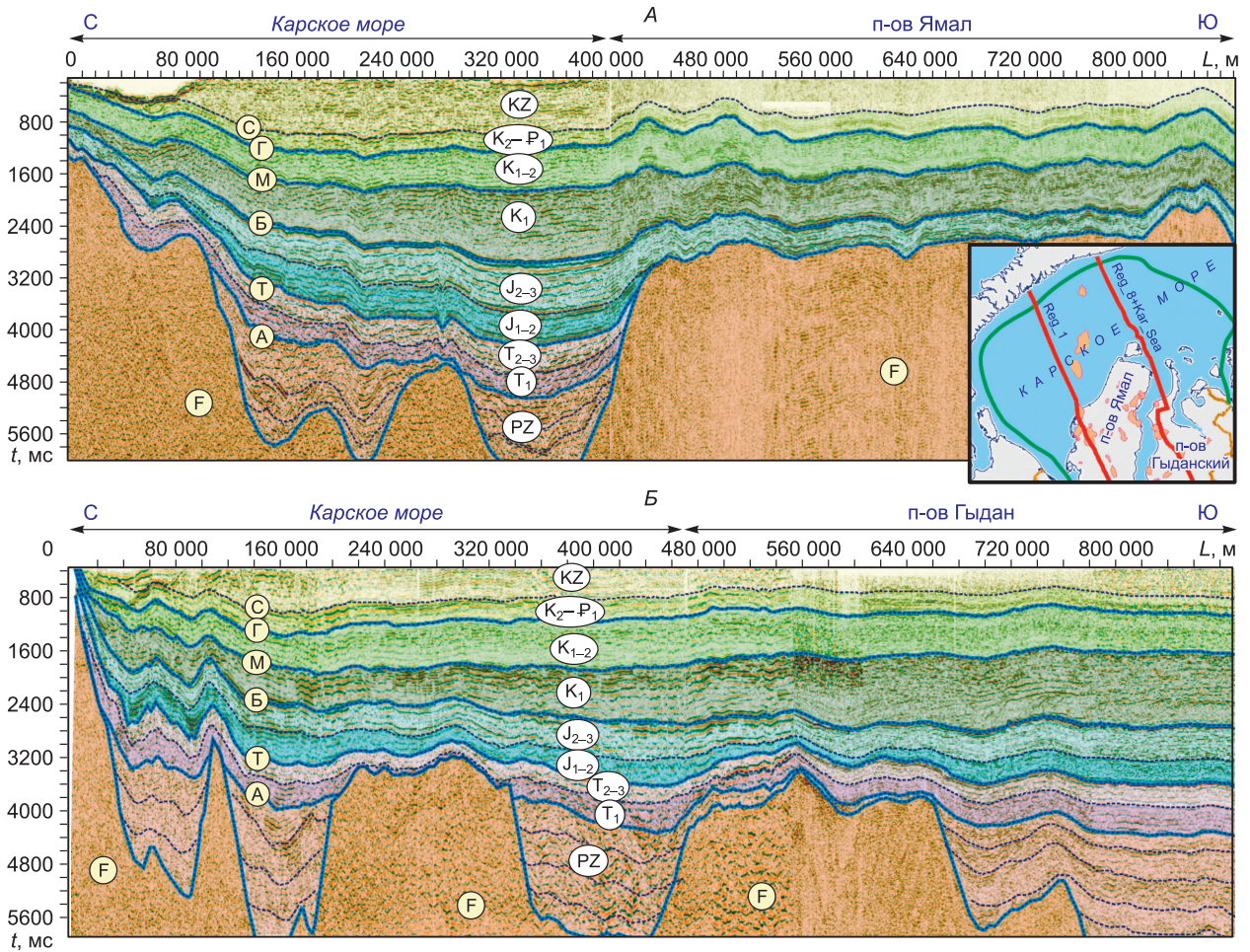


Рис. 2. Сейсмогеологические разрезы по композитным региональным сейсмическим профилям Reg_1 (А), Reg_8 + Kar_Sea (Б).

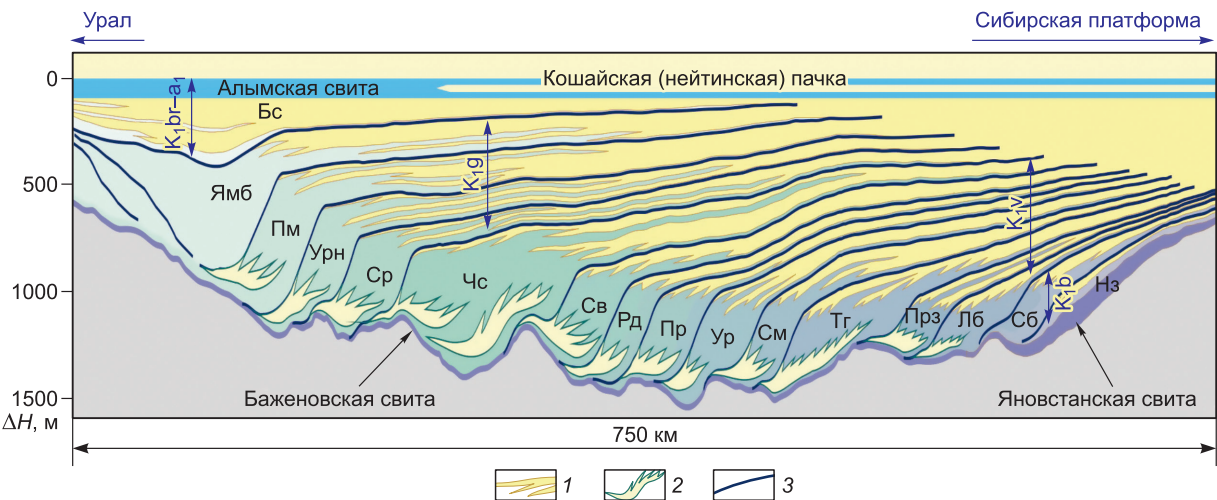


Рис. 3. Принципиальная модель клиноформного строения неокомского продуктивного комплекса северных районов Западной Сибири [Ершов и др., 2009].

1 — мелководно-морские песчаные отложения, 2 — глубоководные песчано-алевритовые отложения ачимовской толщи, 3 — границы региональных клиноформ: Бс — быстринская, Ямб — ябургская, Пм — пимская, Урн — уренгойская, Ср — сармановская, Чс — чеускинская, Св — савуйская, Рд — родниковая, Пр — пырейная, Ур — урьевская, См — самотлорская, Тг — тагринская, Прз — приозерная, Лб — лабазная, Сб — сабунская, Нз — назинская.

ского моря компенсация депрессии, вероятно, произошла несколько позже, уже в барреме [Конторович и др., 2014а; Ершов, 2016].

Неокомский этап осадконакопления завершился раннеаптской трансгрессией, когда на большей части Западной Сибири была сформирована кошайская (на севере нейтинская) глинистая пачка, которая имеет региональное распространение и развита на большей части бассейна.

В соответствии с условиями образования осадков в составе неокомского мегакомплекса выделяются берриас-готеривский (берриас-раннебарремский) клиноформный и баррем-нижнеаптский шельфовый комплексы. Надежного геологического репера, разделяющего клиноформный и шельфовый комплексы, нет, и сама эта граница является неизохронной, скользящей.

Нефтегазоперспективные объекты. Залегающие в верхней части неокомского разреза субпараллельные отложения баррем-нижнеаптского комплекса представлены переслаивающимися песчаными и глинистыми пачками, формировавшимися соответственно на регрессивных и трансгрессивных этапах развития территории. Залегающая в кровле баррем-нижнеаптского комплекса кошайская (нейтинская) глинистая пачка является региональным сейсмогеологическим репером и выполняет роль регионального флюидоупора для неокомских залежей углеводородов.

Шельфовые песчаные горизонты берриас-готеривского клиноформного комплекса, формировавшиеся в ундаформных частях клиноформ, также имеют прибрежно- и мелководно-морской генезис и распространены на обширных территориях. При этом в направлении с востока на запад более древние шельфовые песчаные горизонты «наращиваются» по латерали более молодыми. Этот процесс может сопровождаться образованием между ними литологических экранов, а может приводить к формированию гидродинамически связанных «чешуйчатообразных» резервуаров.

Широкое распространение песчаных пластов баррем-нижнеаптского комплекса и шельфовых пластов клиноформного комплекса предопределило то, что сконцентрированные в них залежи углеводородов, как правило, контролируются постседиментационными антиклинальными структурами. При этом в пределах объектов могут быть развиты литологические экраны, а коллекторские свойства пластов существенно меняться как по разрезу, так и по латерали.

Глубоководные песчаники ачимовской пачки и песчаники, формировавшиеся на террасах, осложняющих склоновые части клиноформ, напротив, имеют линзовидное распространение, и большинство связанных с ними нефтегазоперспективных объектов представляют собой сложнопостроенные литологические и структурно-литологические неантиклинальные ловушки.

Сейсмогеологическая характеристика. На временных сейсмических разрезах неокомский мегакомплекс контролируется отражающим горизонтом Б в подошве и горизонтом М в кровле (см. рис. 2).

Отражающий горизонт Б (верхняя юра, волжский ярус) приурочен к кровле юры и образуется на баженовской свите и ее аналогах. Благодаря аномальности акустических свойств, выдержанности толщины свиты на значительных территориях и ее широкому распространению, этот горизонт является наиболее надежным сейсмическим репером в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Отражающий горизонт М (ранний мел, апт) на большей части Западной Сибири формируется на глинистой кошайской (нейтинской) пачке, датируемой ранним аптом. Горизонт имеет переменную интенсивность и динамическую выразительность, и его однозначная фазовая корреляция бывает затруднена в силу перераспределения энергии сейсмической записи между отдельными фазами цугов сейсмических колебаний. В то же время в региональном плане этот стратиграфический уровень достаточно надежно картируется по сейсмическим данным.

Как было отмечено ранее, в составе неокомского мегакомплекса выделяют берриас-готеривский клиноформный и баррем-нижнеаптский шельфовый комплексы.

Шельфовый комплекс отображается на сейсмических разрезах серией субпараллельных горизонту М отражений, которые, как правило, обладают невысокой интенсивностью и энергетической выразительностью; клиноформная часть неокома представлена серией косослоистых отражающих горизонтов, последовательно приближающихся к горизонту Б.

Анализ литолого-акустических характеристик пород, слагающих берриас-нижнеаптские отложения, позволяет сделать вывод, что наиболее динамически выраженные и прослеживаемые на относительно больших расстояниях косослоистые отражающие горизонты клиноформного комплекса формируются на трансгрессивных глинистых пачках, которые обладают аномально низкими скоростями распространения продольных сейсмических волн.

В зоне шельфа (ундатама) отражающие горизонты, приуроченные к кровлям и подошвам клиноформ, прослеживаются субпараллельно отражающему горизонту М, при этом значения ΔT между этими горизонтами и горизонтом М монотонно и незначительно увеличиваются в направлении падения клиноформ. В области аккумулятивного склона углы наклона отражающих горизонтов резко возрастают, а в глубоководной зоне вновь выполаживаются и они постепенно сливаются с горизонтом Б.

Во внутренней структуре клиноформ на временных разрезах наблюдаются различные рисунки сейсмической записи — сейсмофации и распределение амплитудных и частотных характеристик волновых полей.

Задача картирования зон распространения коллекторов в клиноформной части разреза, в частности, в ачимовской пачке является отнюдь не тривиальной и в каждом конкретном случае должна решаться индивидуально с привлечением всей имеющейся геолого-геофизической информации. В то же время есть ряд закономерностей, на которые обращают внимание многие исследователи.

Анализ геолого-геофизических материалов показал, что литологический состав пород, слагающих клиноформные формации неокома, характеризуется углами наклона отражающих горизонтов. Наиболее обогащенные песчаным материалом тела имеют пологие углы наклона отражающих поверхностей, преимущественно глинистых отложений — крутые.

Выше было отмечено, что особенностью неокомских клиноформ является наличие двух региональных уровней одновозрастных песчаных тел, связанных с мелководно-морской и глубоководной зонами. Еще в 70-х годах прошлого столетия специалисты отмечали, что границы зон глинизации шельфовых и ачимовских пластов клиноформного комплекса, как правило, совпадают с точками резких перегибов отражающих сейсмических горизонтов. При этом развитые в верхних частях клиноформ шельфовые песчаные пласты и формирующиеся у подножия аккумулятивного склона ачимовские песчаники замещаются непроницаемыми разностями соответственно в зонах перехода ундатемы и фондо-темы в склоновую часть клиноформ.

Учитывая, что на современный рельеф неокомских горизонтов наложили отпечатки постседиментационные тектонические процессы, то для качественного выделения зон глинизации шельфовых и ачимовских пластов наиболее корректно использовать карты ΔT или ΔH между клиноформными отражающими горизонтами и горизонтом М. Для построения двумерных моделей клиноформного комплекса также используют палеоразрезы, выравненные по горизонту М. Корректность такого подхода определяется тем, что кошайская (нейтинская) глинистая пачка формировалась в относительно глубоководных условиях на трансгрессивном этапе развития, имеет выдержанную мощность и развита на огромной территории Западно-Сибирского бассейна. Это позволяет рассматривать ее в качестве региональной квазизоохронной поверхности выравнивания и использовать при палеорекострукциях. Карты $\Delta T/\Delta H$ и палеоразрезы в первом приближении восстанавливают палеорельеф территории, имевший место на момент формирования клиноформных отложений. На палеокартах склоновой части клиноформ отвечает зона сгущения изолиний, которая еще более четко и однозначно опознается на картах градиентов изопахит клиноформных сейсмокомплексов. На картах градиентов также четко выделяются террасы, осложняющие склоновые части клиноформ, где могут накапливаться линзы песчаников.

СТРУКТУРНО-ТЕКТОНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

Выше было отмечено, что нефтегазоперспективные объекты баррем-нижеаптского комплекса и шельфовых пластов клиноформного комплекса в значительной мере связаны с антиклинальными ловушками. Остановимся на анализе структурно-тектонического строения неокомских отложений и характеристике положительных структур III–IV порядков — потенциальных ловушек для залежей углеводородов (рис. 4).

В арктических регионах Западной Сибири и на шельфе Карского моря абсолютные глубины залегания кровли неокомского мегакомплекса (горизонт М) изменяются в диапазоне от –3200 м в наиболее погруженной части Южно-Карской региональной депрессии до –300 м на ее бортах, в зонах выклинивания этих отложений на структуры обрамления.

Южно-Карская мегасинеклиза. На рассматриваемой территории наиболее крупной структурой является Южно-Карская мегасинеклиза, которая в географическом плане охватывает южную часть Карского моря и северную часть п-ова Ямал. Депрессия имеет изометричную форму и контролируется изогипсой –2320 м. Площадь Южно-Карской мегасинеклизы, осложненной одноименной синеклизой, Северной мегаседловиной и Предтаймырской мегавпадиной, составляет 154 000 км², амплитуда 735 м.

В наиболее погруженной части Южно-Карской мегасинеклизы находится Центрально-Карская мегавпадина, контролируемая изолинией, проведенной на абсолютной отметке –2900 м; площадь депрессии составляет 31 000 км², амплитуда 175 м. Мегавпадина осложнена серией депрессий II–IV порядков, одной положительной структурой III порядка и пятью локальными поднятиями. Наиболее крупное Скуратовское куполовидное поднятие (21) в рельефе горизонта М вытянуто в северном направлении и осложнено двумя куполами. Структура оконтурена на абсолютной глубине 2910 м, имеет площадь 1840 км² и амплитуду 60 м. К востоку от Скуратовской площади расположены Ярнатуяхинское (20), Шубертовское (22), Полярное (23) локальные поднятия; к западу и юго-западу — Западно-Скуратовское (26), Нярмейское (32) и Северо-Малыгинское (37) локальные поднятия. Площади этих структур лежат в диапазоне 85—195 км², амплитуды составляют 10—25 м.

Поднятия III—IV порядка: 1 — Власьевское, 2 — Нансена, 3 — Северное, 4 — Рогозинское, 5 — Университетское, 6 — Копьево, 7 — Викуловское, 8 — Западно-Шитовое, 9 — Шитовое, 10 — Татарниковское, 11 — Северо-Таймырское, 12 — Матусевича, 13 — Кропоткинское, 14 — Западно-Кропоткинское, 15 — Таймырское, 16 — Вилькицкого, 17 — Южно-Кропоткинское, 18 — Центрально-Карское, 19 — Русановское, 20 — Ярянагуяхинское, 21 — Скуратовское, 22 — Шубертовское, 23 — Полярное, 24 — Мининское, 25 — Южно-Русановское, 26 — Западно-Скуратовское, 27 — Северо-Ленинградское, 28 — Южно-Русановское-2, 29 — Неупокоевское, 30 — Северо-Обручевское, 31 — Западно-Маточкинское, 32 — Нярмейское, 33 — Хаянтинское, 34 — Дровяное, 35 — Обручевское, 36 — Ленинградское, 37 — Северо-Малыгинское, 38 — Преображенское, 39 — Тарминское, 40 — Малыгинское, 41 — Южно-Преображенское, 42 — Тасийское, 43 — Пясейдайское, 44 — Северо-Харасавэйское, 45 — Моховое, 46 — Шгормовое, 47 — Тамбейское, 48 — Южно-Тасийское, 49 — Харасавэйское, 50 — Восточно-Зеленомысское, 51 — Западно-Харуисное, 52 — Хоргыяхское, 53 — Малотамбейское, 54 — Восточно-Харасавэйское, 55 — Ерниково, 56 — Локальное-2, 57 — Южно-Тамбейское, 58 — Локальное-3, 59 — Крузенштернское, 60 — Западно-Крузенштернское, 61 — Западно-Сеяхинское, 62 — Северо-Утринное, 63 — Северо-Утринное, 64 — Хондьяйское, 65 — Верхнетугейское, 66 — Хусьяхское, 67 — Бованенковское, 68 — Северо-Сеяхинское, 69 — Утринное, 70 — Малогыданское, 71 — Гыданское, 72 — Верхнехасавэйское, 73 — Нейтинское, 74 — Ниливойяхское, 75 — Налдохское, 76 — Сеяхинское, 77 — Взятыйское, 78 — Восточно-Нейтинское, 79 — Новолунное, 80 — Быстрицинское, 81 — Ампошьяхское, 82 — Нерутячское, 83 — Байдарацкое, 84 — Салпадахское, 85 — Ясавэйское, 86 — Центрально-Геофизическое, 87 — Восточно-Юнгиахское, 88 — Арктическое, 89 — Юнгиахское, 90 — Ладукетское, 91 — Южно-Гыданское, 92 — Ханавэйское, 93 — Трехбуторное, 94 — Нероседаяхское, 95 — Пагодское, 96 — Тынгэвапаятаяхское, 97 — Солетское.

К западу и северо-западу от Центрально-Карской мегавпадины отмечается региональное уменьшение глубины залегания неокомских отложений в направлении арх. Новая Земля. Сначала воздымание горизонтов происходит достаточно плавно, а затем градиент рельефа резко возрастает. Относительно погруженные и спокойные северный и северо-восточный борты Южно-Карской мегасинеклизы осложнены серией террас, к которым приурочены положительные структуры III-IV порядков.

В северной части Южно-Карской синеклизы расположена погружающаяся в восточном направлении полужамкнутая положительная структура II порядка — Кропоткинский мезовыступ. Структура имеет площадь 3195 км² при амплитуде 95 м и осложнена двумя локальными поднятиями.

Расположенное в юго-восточной части мезовыступа Западно-Кропоткинское поднятие (14) в рельефе кровли берриас-нижнеаптского мегакомплекса контролируется изогипсой –2720, площадь составляет 100 км², амплитуда 10 м; к северо-востоку находится поднятие Матусевича (12), контролируемое изогипсой –2680 м и имеющее площадь 199 км² при амплитуде 25 м.

В северо-западной части Центрально-Карской синеклизы, к северо-западу от Скуратовской площади расположено Русановское куполовидное поднятие (19), с которым связано уникальное по запасам газоконденсатное месторождение. Русановская структура в рельефе горизонта М несколько вытянута в северо-восточном направлении и осложнена тремя куполами; поднятие контролируется изогипсой –2720 м, площадь 1840 км², амплитуда 100 м.

К юго-востоку от Русановской площади, на восточных бортах Южно-Карской синеклизы и мегасинеклизы находится серия изометричных положительных структур III—IV порядков. Наиболее крупные Северо-Ленинградское (27), Западно-Маточкинское (31) и Обручевское (35) куполовидные поднятия имеют площади 390—475 км², амплитуды 45—70 м. Площади Южно-Русановских (25, 28), Ленинградской (36) и Северо-Обручевской (30) структур составляют 30—150 км², амплитуды 10—65 м.

В северо-восточной части Южно-Карской мегасинеклизы расположена Северная мегаседловина, разделяющая Южно-Карскую синеклизу и Предпороговую мегавпадину. Мегаседловина имеет площадь 19 000 км², вытянута в северо-восточном направлении, параллельно Сибирскому порогу и осложнена Северо-Таймырским мегавыступом и тремя локальными поднятиями.

Северо-Таймырский мегавыступ расположен в юго-восточной части мегаседловины, его площадь составляет 7240 км². С запада, севера и востока структура I порядка ограничена изогипсой –680 м, на юге примыкает к Предтаймырской мегамоноклинали, в пределах которой кровля берриас-нижнеаптского мегакомплекса регионально воздымается в направлении п-ова Таймыр.

В северо-восточной части Северной мегаседловины находятся Рогозинское (4), Копьево (6) и Северо-Таймырское (11) поднятия. Рогозинское поднятие вытянуто в широтном направлении, оконтурено на абсолютной глубине 2530 м, имеет площадь 658 км² и амплитуду 107 м. Площади Копьево и Северо-Таймырской структур составляют соответственно 125 и 80 км², амплитуды 25 и 15 м.

К северо-востоку от Северной мегаседловины расположена Предпороговая мегавпадина, ее площадь 11 000 км².

Южный пологий борт Южно-Карской мегасинеклизы, который в географическом плане расположен в северной части п-ова Ямал, осложнен серией депрессий, Северо-Гыданским мезовыступом и большим количеством положительных структур III—IV порядков.

Северо-Гыданский мезовыступ на юго-востоке, севере и северо-западе контролируется изогипсой –2750 м, на юге примыкает к Предтаймырской моноклизе. Выступ осложнен Преображенским (38) и Южно-

Преображенским (41) куполовидными поднятиями, площади которых составляют соответственно 259 и 230 км², амплитуды 35 и 15 м.

В рельефе кровли неокома на южном и юго-восточном бортах Южно-Карской мегасинеклизы также находятся Малыгинский вал (40), Харасавэйское куполовидное поднятие (49), Неупокоевское (29), Халянгинское (33), Дровяное (34), Пясейдайское (43), Западно-Хариусное (51), Малотамбейское (53), Восточно-Харасавэйское (54), Томбойтосское (63), Хусьяхское (66) поднятия.

Наиболее крупные Малыгинский вал и Харасавэйское куполовидное поднятие имеют площади соответственно 1320 и 1230 км². Малыгинский вал вытянут в северо-восточном направлении и осложнен двумя локальными положительными структурами. В рельефе горизонта М вал оконтурен на абсолютной глубине 2600 м, амплитуда составляет 80 м.

Расположенное на юго-западе мегасинеклизы Харасавэйское куполовидное поднятие частично находится на континенте, частично в акватории Карского моря. Структура, контролируемая изогипсой –2380 м, чрезвычайно контрастна и в рельефе кровли неокомского комплекса имеет амплитуду 305 м.

Площади остальных поднятий, расположенных на южном борту Южно-Карской мегасинеклизы, лежат в диапазоне 50—406 км², амплитуды составляют 10—250 м.

Моноклизы. Выше было отмечено, что Южно-Карская региональная депрессия включает одноименную мегасинеклизу и опоясывающие ее с востока, севера и запада моноклизы.

Северо-восточный и восточный борта Южно-Карской региональной депрессии, в пределах которых выделены Предтаймырская и Предпороговая моноклизы, представляющие собой зону сочленения Южно-Карской мегасинеклизы с Сибирским порогом и п-овом Таймыр, очень крутые и не осложнены ни отрицательными, ни положительными тектоническими элементами.

Западный борт региональной депрессии также крутой и осложнен одной полузамкнутой структурой I порядка — Байдарацким мегавыступом, его площадь составляет 8760 км² при амплитуде 625 м. Мегавыступ вытянут в северном направлении и с запада, севера и востока контролируется изогипсой –2300 м, на юге примыкает к Предпайхойской моноклизе.

На северном борту Южно-Карской региональной депрессии, в пределах Предновоземельской моноклизы выделены Университетское (5) и Викуловское (7) куполовидные поднятия; Власьевское (1), Нансена (2), Северное (3) и Татаринское (10) локальные поднятия. С расположенной в непосредственной близости от арх. Новая Земля Университетской структурой связано месторождение Победа, на котором залежи углеводородов сконцентрированы в юрских и меловых резервуарах. В рельефе кровли неокома Университетская структура вытянута в северном направлении, оконтурена изогипсой –1730 м, имеет площадь 440 км² и амплитуду 180 м. Расположенное к востоку от Университетской площади Викуловское куполовидное поднятие контролируется изогипсой –1300 м, площадь структуры составляет 405 км², амплитуда 70 м.

Площади локальных структур Предновоземельской моноклизы лежат в диапазоне 65—140 км², амплитуды составляют 15—65 м, оконтуривающие изогипсы проведены на абсолютных глубинах 1500—2730 м.

Остановимся более подробно на Татаринской структуре, которая в рельефе кровли неокомского мегакомплекса имеет площадь 110 км² при амплитуде 25 м. На севере Западной Сибири апт-альбские газовые залежи отображаются на сейсмических разрезах резким увеличением амплитуд сейсмической записи, создавая эффект «яркого пятна» [Конторович и др., 2018, 2019]. В частности, такой характер сейсмической записи фиксируется на Ленинградском и Русановском месторождениях (рис. 5), расположенных в акватории Карского моря. Анализ волновых полей на разрезах, пересекающих Татаринское поднятие, позволяет выделить на этом объекте две сейсмических аномалии «яркого пятна», которые с большой степенью вероятности позволяют прогнозировать газовые залежи. Верхняя аномалия отвечает газовой залежи в пластах группы ТП среднерезервуарного мегакомплекса, нижняя — газовой залежи в неокомских песчаных резервуарах (см. рис. 5).

Ямало-Карская мегоседловина. К югу от Южно-Карской региональной депрессии находится Ямало-Карская мегоседловина, которая отделяет ее от Антипаюгинско-Тадебеяхинской мегасинеклизы.

Ямало-Карская мегоседловина имеет площадь 12 600 км², вытянута в восточном и северо-восточном направлениях, на западе и востоке примыкает к моноклизам Внутренней области плиты.

В рельефе кровли неокома мегоседловина осложнена одной положительной структурой II порядка — Тамбейским мезовалом и тремя поднятиями III—IV порядков. Тамбейский мезовал вытянут в северном направлении, его площадь 1105 км² при амплитуде 75 м, оконтурен изогипсой –2440 м. Мезовал осложнен Тамбейским валом (47), Южно-Тамбейским куполовидным поднятием (57) и двумя локальными структурами Тасийской (42) и Хортыхской (52). В структурном плане кровли берриас-нижнеаптского мегакомплекса Тамбейский вал и Южно-Тамбейское куполовидное поднятие контролируются изогипсами соответственно –2430 и –2400 м, имеют площади 826 и 1128 км² и амплитуды 50 и 65 м. Структуры III порядка, в свою очередь, осложнены локальными поднятиями.

В южной части Ямало-Гыданской мегаседловины находятся Западно-Сеяхинское (61), Верхнетиутейское (65) и Северо-Сеяхинское (68) куполовидные поднятия. Наиболее крупные Северо-Сеяхинская и Западно-Сеяхинская структуры контролируются изолиниями, проведенными на абсолютной отметке -2450 м, имеют площади соответственно 800 и 950 км² и амплитуды 55 и 70 м. Верхнетиутейское куполовидное поднятие расположено гипсометрически выше, контролируется изогипсой -2350 м, его площадь 286 км², амплитуда 105 м.

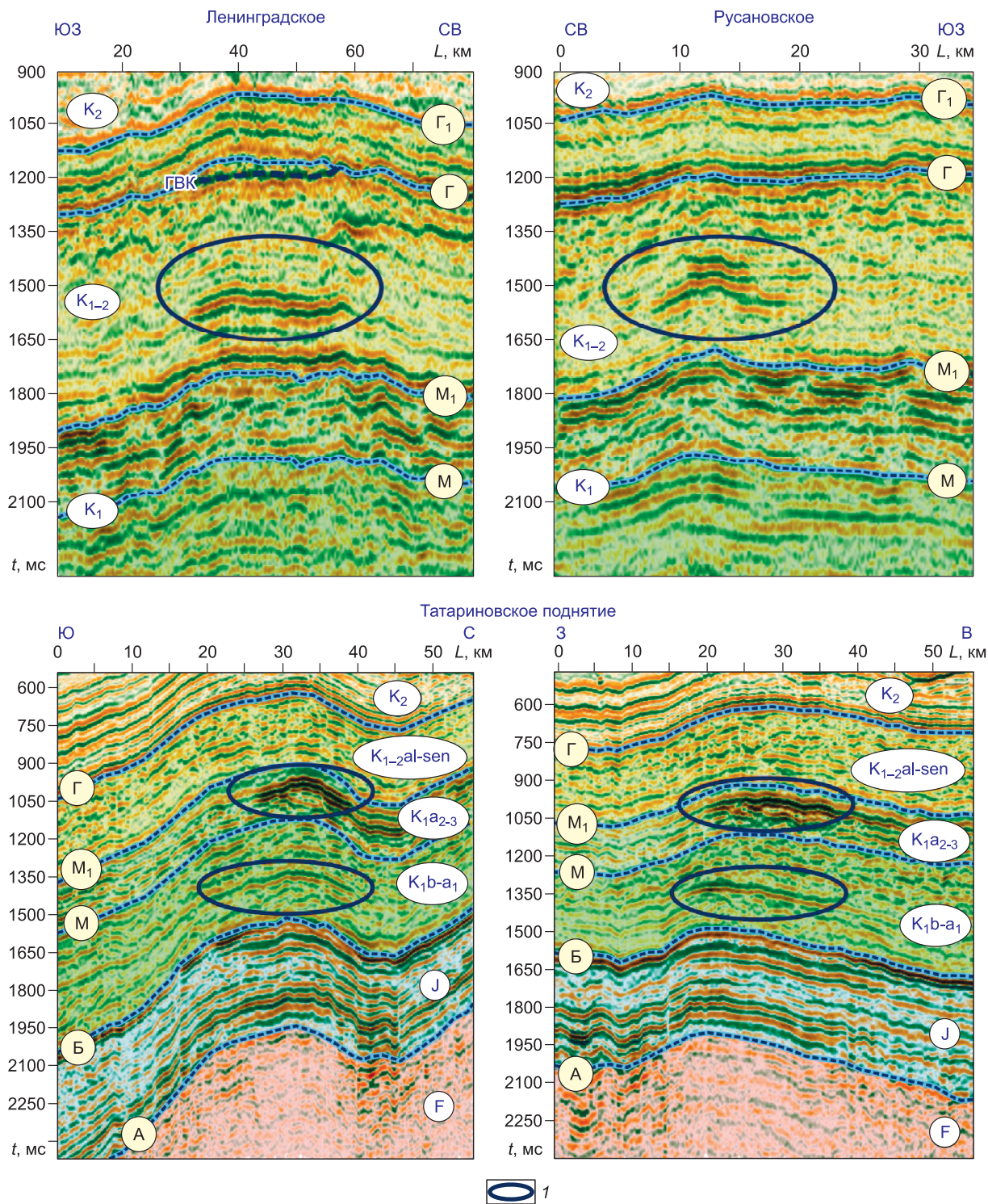


Рис. 5. Сейсмические аномалии «яркого пятна» на газовых залежах в альбских отложениях Ленинградского и Русановского месторождений; в средневерхнеаптском и неокомском комплексах Татариновского поднятия (Карское море).

Антипаютинско-Тадебеяхинская мегасинеклиза, расположенная к югу от Ямало-Гыданской мегаседловины, в северной части осложнена Тадебеяхинской мегавпадиной, которая в рельефе кровли неокома оконтурена на абсолютной глубине 2460 м, имеет площадь 15 965 км² и амплитуду 250 м. В зоне сочленения осложняющих мегавпадину депрессий III порядка находятся Сеяхинское (76) куполовидное поднятие и Ниливойяхское (74), Восточно-Нейтинское (78) локальные поднятия, в восточной части Тадебеяхинской мегавпадины — Новолунное (79) поднятие.

Сеяхинское куполовидное поднятие, расположенное в погруженной зоне в центре Северо-Тадебеяхинской мезовпадины, вытянуто в северо-западном направлении, оконтурено на отметке –2550 м, площадь составляет 580 км², амплитуда 55 м. Площади и амплитуды локальных структур, осложняющих мегавпадину, лежат в диапазоне 35—75 км² и 10—20 м соответственно.

В восточной части Антипаютинско-Тадебеяхинской мегасинеклизы, к востоку от Тадебеяхинской мегавпадины расположено Геофизическое куполовидное мезоподнятия, осложненное Центральным-Геофизическим валом (86) и Трехбугорным локальным поднятием (93). Геофизическое мезоподнятия в структурном плане кровли неокома имеет грушеобразную форму и оконтурено изогипсой –2350 м. Площадь структуры составляет 1900 км², амплитуда 200 м. Центральным-геофизический вал, контролирующий залежи Геофизического месторождения, и Трехбугорное локальное поднятия в рельефе горизонта М оконтурены на отметках –2320 м, площади структур составляют соответственно 1140 и 125 км² и амплитуды 170 и 15 м.

К западу от Антипаютинско-Тадебеяхинской мегасинеклизы, в пределах Приуральской моноклизы расположен Нурминский мегавал — единственная к северу от Мессояхской гряды замкнутая положительная структура I порядка. Мегавал чрезвычайно контрастен и вытянут в северо-западном направлении параллельно Пайхойскому обрамлению Западно-Сибирской геосинеклизы. К западу от мегавала выделяется цепочка вытянутых в северо-западном направлении прогибов и впадин, которая формирует линейную депрессионную зону, отделяющую мегавал от регионального градиентного склона.

В рельефе кровли неокома Нурминский мегавал контролируется изогипсой –2125 м, имеет площадь 5900 км², амплитуду 360 м и осложнен двумя положительными структурами II порядка. Расположенные в северной и южной частях мегавала Бованенковское мезоподнятия и Нейтинский мезовал оконтурены на абсолютной глубине –2085 м, площади структур составляют 2180 и 2360 км², амплитуды 325 и 310 м.

Бованенковское куполовидное мезоподнятия имеет U-образную форму и осложнено Крузенштернским (59) и Бованенковским (67) куполовидными поднятиями, которые в структурном плане горизонта М контролируются изогипсами –2090 м, площади структур составляют соответственно 635 и 1455 км², амплитуды 130 и 320 м.

В пределах вытянутого в северном направлении Нейтинского мезовала выделяются Нейтинский (73) и Арктический (88) валы, оконтуренные на отметке –2010 м. Площади поднятий 870 и 460 км², амплитуды 230 и 190 м.

К востоку от Ямало-Гыданской мегаседловины и северной части Антипаютинско-Тадебеяхинской мегасинеклизы расположена Предьенсейская моноклиза, которая представляет собой зону сочленения этих структур с Енисей-Хатангским региональным прогибом. В этой зоне выделены четыре структуры III порядка Гыданское (71), Ерниковое (55), Моховое (45) и Утреннее (69) куполовидные поднятия и 10 локальных структур: Штормовое (46), Восточно-Зеленомыское (50), Северо-Утреннее (62), Малогыданское (70), Вэнтайское (77), Ампосяхское (81), Восточно-Юнгиахское (87), Юнгиахское (89), Южно-Гыданское (91), Нероседаяхское (94) и Тынгэвапаетаяхское (96) поднятия.

Утреннее куполовидное поднятия, к которому приурочено Салмановское газоконденсатное месторождение, в рельефе горизонта М контролируется изогипсой –2230 м, площадь поднятия составляет 535 км², амплитуда 255 м.

Расположенное к юго-востоку от Утренней площади Гыданское поднятия, контролирующее газовое месторождение, оконтурено на абсолютной глубине 2000 м, имеет площадь 280 км² и амплитуду 30 м. К востоку от месторождений находятся Ерниковое и Моховое куполовидные поднятия, оконтуренные на абсолютных отметках –1950 и –540 м. Площади структур составляют соответственно 385 и 575 км², амплитуды 30 и 55 м. Площади локальных поднятий этой зоны лежат в диапазоне 20—80 км², амплитуды изменяются от 10 до 25 м.

В юго-восточной части исследуемой территории находится западное окончание Енисей-Хатангского регионального прогиба, в пределах которой выделены Надояхская (75), Салпадаяхская (84), Ладукетская (90) и Пагодская (95) положительные структуры III—IV порядков. Наиболее крупное в этой зоне Пагодское куполовидное поднятия оконтурено на отметке –1750 м, имеет площадь 745 км² и амплитуду 55 м.

Подводя итог структурно-тектонической характеристике Южно-Карской региональной депрессии и арктических регионов Западной Сибири, сформулируем основные выводы:

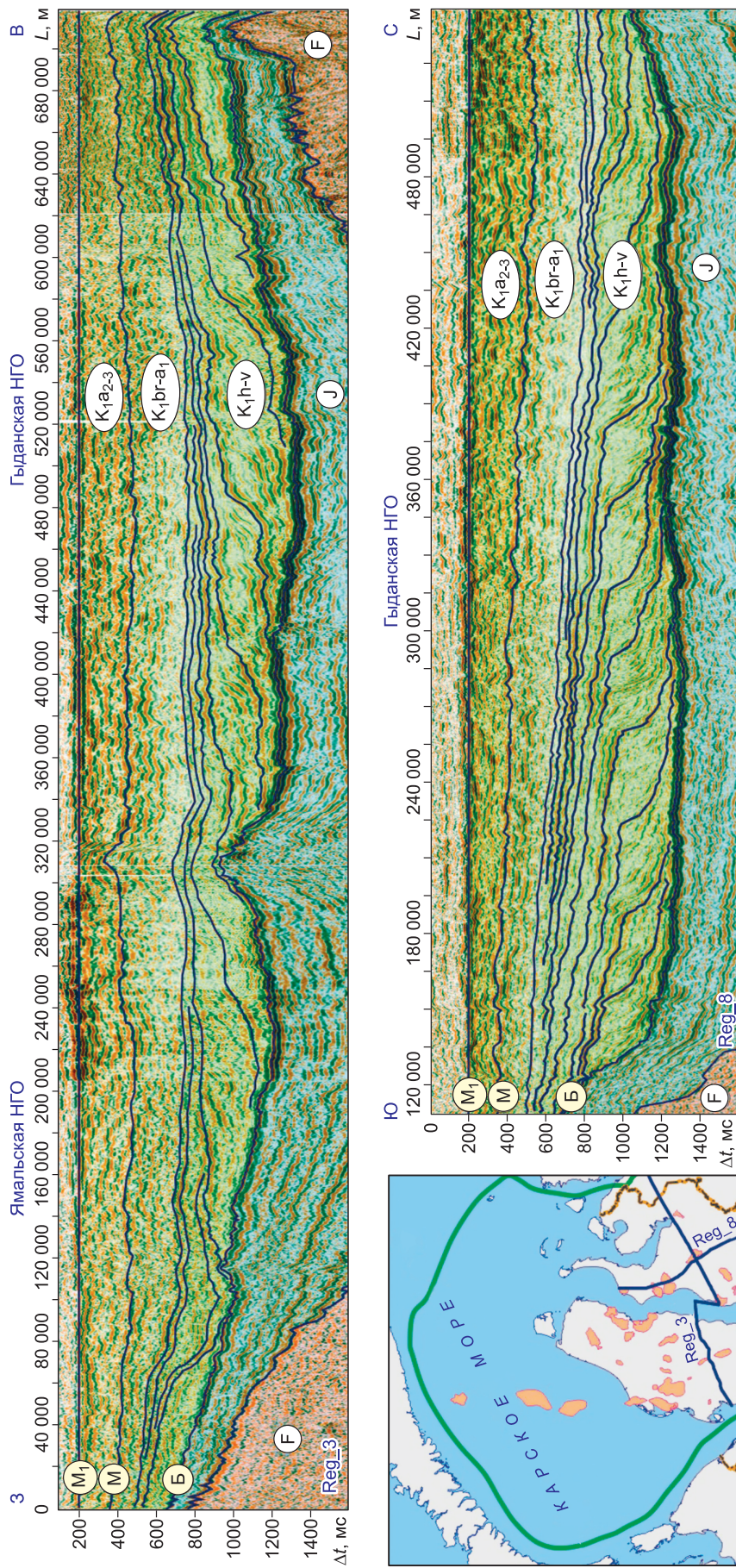
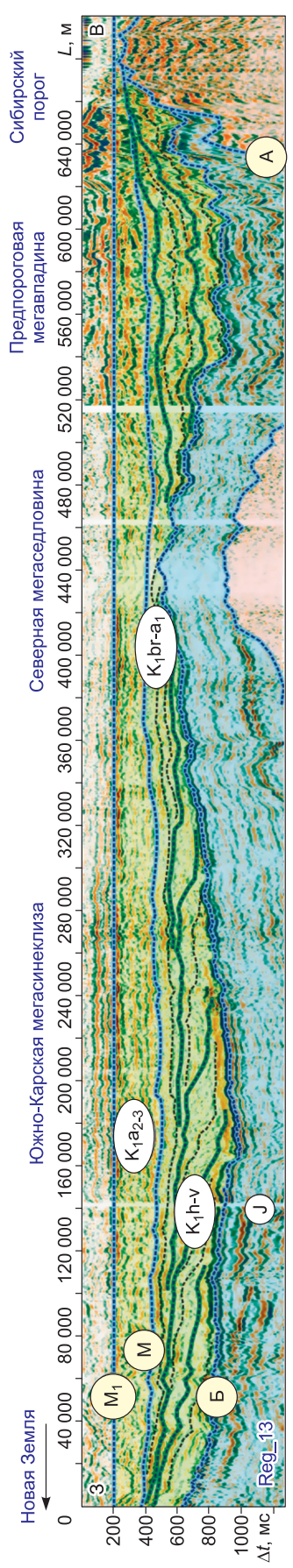
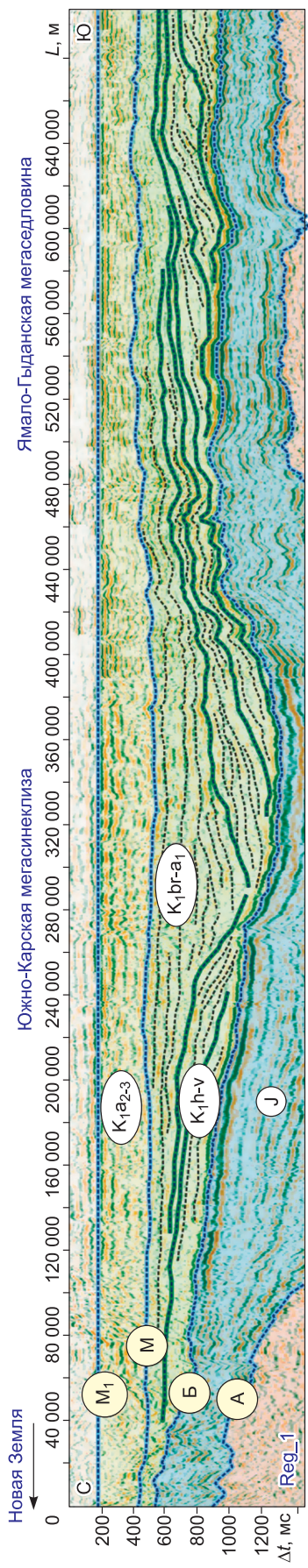
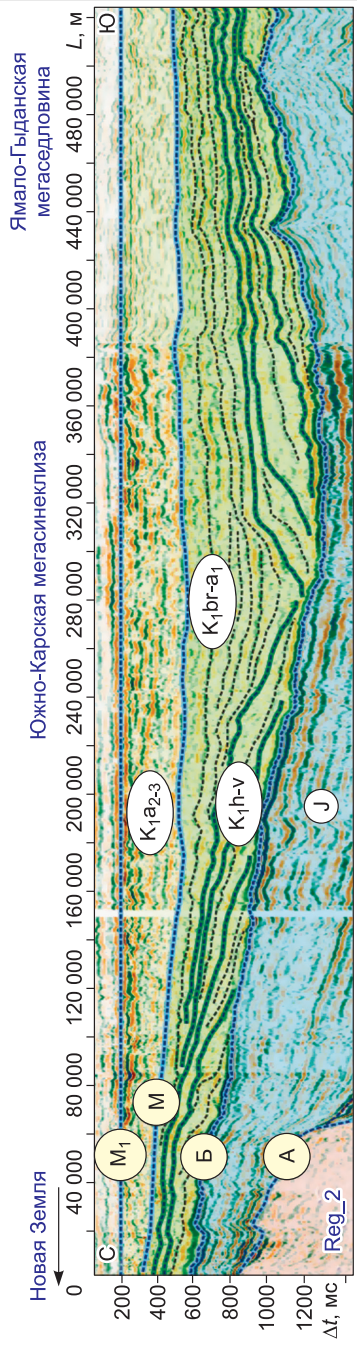


Рис. 6. Сейсмогеологическая характеристика берриас-аптских отложений Ямальской и Гыданской НГО.
Сейсмогеологические палеоразрезы по профилям Reg_3, Reg_8.



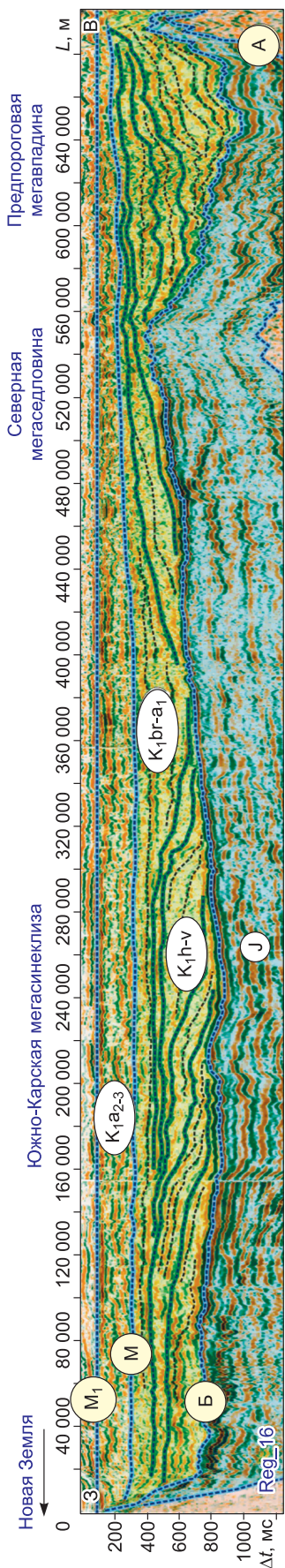


Рис. 7. Сейсмологическая характеристика нижнемеловых отложений арктических регионов Западной Сибири и шельфа Карского моря.

Сейсмологические палеоразрезы по меридиональным профилям Reg_1, Reg_2 и широтным профилям Reg_13, Reg_16.

1. Большую часть исследуемой территории занимают крупные депрессионные зоны: Южно-Карская и Антипаютинско-Тадобейяхинская мегасинеклизы и обрамляющие их моноклизы.

2. В рельефе кровли неокома выделено восемь структур I порядка: три отрицательных — Центрально-Карская, Предпороговая и Тадобейяхинская мегавпадины; две промежуточных — Предтаймырская и Ямало-Гыданская мегаседловины и три положительных — Северо-Таймырский и Байдарацкий мегавыступы и Нурминский мегавал, из которых только Нурминский мегавал является замкнутым тектоническим элементом.

3. В рельефе кровли неокома выделено 97 положительных структур III—IV порядков, которые могут выступать в качестве нефтегазоперспективных объектов — антиклинальных ловушек для залежей углеводородов в неокомских песчаных резервуарах; 32 поднятия III порядка, площади которых лежат в диапазоне 205—1850 км² и 65 поднятий IV порядка с площадями 15—200 км², в том числе:

— на континенте: 22 структуры III порядка, 39 структур IV порядка;

— в акватории: 10 структур III порядка, 26 структур IV порядка.

НЕОКОМ КАРСКОГО МОРЯ

Выше было отмечено, что в Западной Сибири неокомские клиноформные отложения формировались главным образом за счет сноса терригенного материала с юго-восточного и восточного обрамления плиты, и на территории бассейна клиноформы погружаются в северо-западном направлении. Аналогичное строение неокомский комплекс имеет и на крайнем севере Западной Сибири. На рисунке 6 приведены палеоразрезы по профилям, пересекающим северные части полуостровов Ямал и Гыданский в широтном и меридиональном направлениях.

Палеоразрезы выровнены по горизонту M₁, приуроченному к кровле апта и формирующемуся на подошве регионально развитой на севере Западной Сибири яронгской глинистой пачке, перекрывающей таноппинскую свиту и являющуюся региональным флюидуопором для залежей углеводородов в среднервхнеаптских отложениях. Анализ рисунка сейсмической записи на широтном профиле Reg_3 позволяет выделить в неокомской части разреза семь региональных клиноформ, погружающихся в восточном направлении, и встречную клиноформу западного падения. При этом депозит, в пределах которого сходятся западные и восточные клиноформы, расположен вблизи западного обрамления плиты к западу от Нурминского мегавала, осложняющего Предпайхойскую моноклизу. На временном разрезе по региональному профилю Reg_8, на севере он доходит до береговой линии, выделяются клиноформы, погружающиеся в северном направлении.

Анализ сейсмических разрезов по региональным профилям Южно-Карской региональной депрессии позволяет сделать вывод, что в акватории Карского моря неокомские отложения имеют традиционное для Западной Сибири двучленное строение. Верхняя баррем-нижнеаптская часть разреза сложена толщами, залегающими субпараллельно отражающему го-

ризонту М, берриас-готеривский комплекс имеет клиноформное строение. В то же время здесь необходимо отметить ряд принципиальных отличий.

На рисунке 7 приведены композитные региональные палеоразрезы по профилям Reg_1; Reg_2, проходящих по линии «море—континент» и пересекающим п-ов Ямал и акваторию Карского моря. На этих разрезах в неокомской части четко выделяются клиноформы, погружающиеся в северном и южном направлениях. При этом ось, в пределах которой сходятся клиноформы, образовавшиеся за счет поступления терригенного материала с юга и севера, с Сибирской платформы и Новой Земли, проходит вблизи береговой линии. Эти материалы позволяют сделать вывод, что на большей части Южно-Карской региональной депрессии неокомский клиноформный комплекс формировался за счет поступления материала с севера, с островов арх. Новая Земля и с Сибирского порога.

На временных разрезах по профилям Reg_13, Reg_16, пересекающим Карское море в широтном направлении и ориентированным параллельно Новой Земле, в неокомской части разреза выделяются клиноформы, погружающиеся в западном и в восточном направлениях (см. рис. 7). В отличие от Западной Сибири, в акватории клиноформы западного падения отодвинуты от обрамления плиты и зона, где сходятся западные и восточные клиноформы, расположена в центральной части депрессии.

Таким образом, на шельфе Карского моря выделяются клиноформы южного, западного и восточного падений и здесь формирование неокомского клиноформного комплекса происходило за счет поступления терригенного материала с севера, запада и востока — с о. Вайгач, арх. Новая Земля и Сибирского порога, которые на этом этапе развития существенно возвышались над уровнем моря и служили источниками сноса.

Палеоструктурная характеристика. Остановимся на палеоструктурной обстановке, существовавшей в Южно-Карской региональной депрессии в берриас—раннем апте (рис. 8).

Анализ карты изопахит берриас-нижнеаптских отложений свидетельствует о том, что в южной части Карского моря мощность неокомского мегакомплекса изменяется в диапазоне от 0 до 1800 м. На этом этапе развития в Южно-Карской региональной депрессии существовали две контрастных впадины. Глубокая депрессионная зона, в пределах которой толщина берриас-нижнеаптских отложений достигает 1200 м, была расположена на северо-востоке рассматриваемой территории в районе современной Предпороговой мегавпадины.

Несколько более контрастная и большая по размерам Центрально-Карская впадина, в которой мощность неокомского мегакомплекса достигает 1400 м, находилась в юго-восточной части Карского моря, к северо-западу от п-ова Ямал.

Эти депрессии были разделены Северной мегаседловиной, протягивающейся в северо-восточном направлении от Таймырского полуострова до Новой Земли. В пределах седловины толщина неокомских отложений существенно сокращается до 400—500 м на севере и 800—900 м на юге.

На протяжении большей части неокома эти палеодепресссионные зоны представляли собой обособленные несоединяющиеся между собой области седиментации.

Анализ геолого-геофизических материалов позволяет отметить, что Предпороговая депрессия в неокоме заполнялась исключительно за счет сноса терригенного материала с северо-востока с о. Северный, который расположен в восточной части арх. Новая Земля, и с Сибирского порога. Этот процесс происходил, вероятно, чрезвычайно интенсивно. В этой зоне на временных разрезах неокомский комплекс пород имеет ярко выраженное косослоистое строение. В то же время здесь не выделяются классические клиноформы с глубоководной, склоновой и шельфовой частями. В Предпороговой депрессии на сейсмических разрезах фиксируются крутопадающие отражающие горизонты, берущие начало на структурах обрамления, на о. Северный и на Сибирском пороге, и последовательно «втыкающиеся» в палеоотмель, которая была расположена в пределах Северной мегаседловины (рис. 9).

Сначала была заполнена наиболее погруженная и контрастная часть депрессии; по мере нивелировки рельефа углы наклона отражающих горизонтов уменьшаются, а их протяженность увеличивается. Снос терригенного материала в Предпороговую палеодепрессию протекал чрезвычайно интенсивно, и, вероятно, уже к концу берриаса впадина была заполнена осадками. В целом характер сейсмической записи, отсутствие ярко выраженной шельфовой части в пределах косослоистых отражающих горизонтов, а также близость источника сноса позволяют предполагать, что в Предпороговой мегавпадине большая часть клиноформного комплекса будет представлена плохо сортированными песчаниками, а надежные флюидоупоры в этой части разреза будут отсутствовать. В иных условиях формировались отложения, залегающие в верхней части клиноформного комплекса. По характеру сейсмической записи в этой части разреза выделяются классические Западно-Сибирские клиноформы, шельфовые (ундаформные) части которых огибают Северную седловину и уходят на запад, где встречаются с клиноформами, погружающимися в восточном направлении (см. рис. 7).

К западу от Северной мегаседловины неокомские отложения имеют классический вид. Здесь выделяется серия (4—5) наращивающих друг друга по латерали и погружающихся в восточном направ-

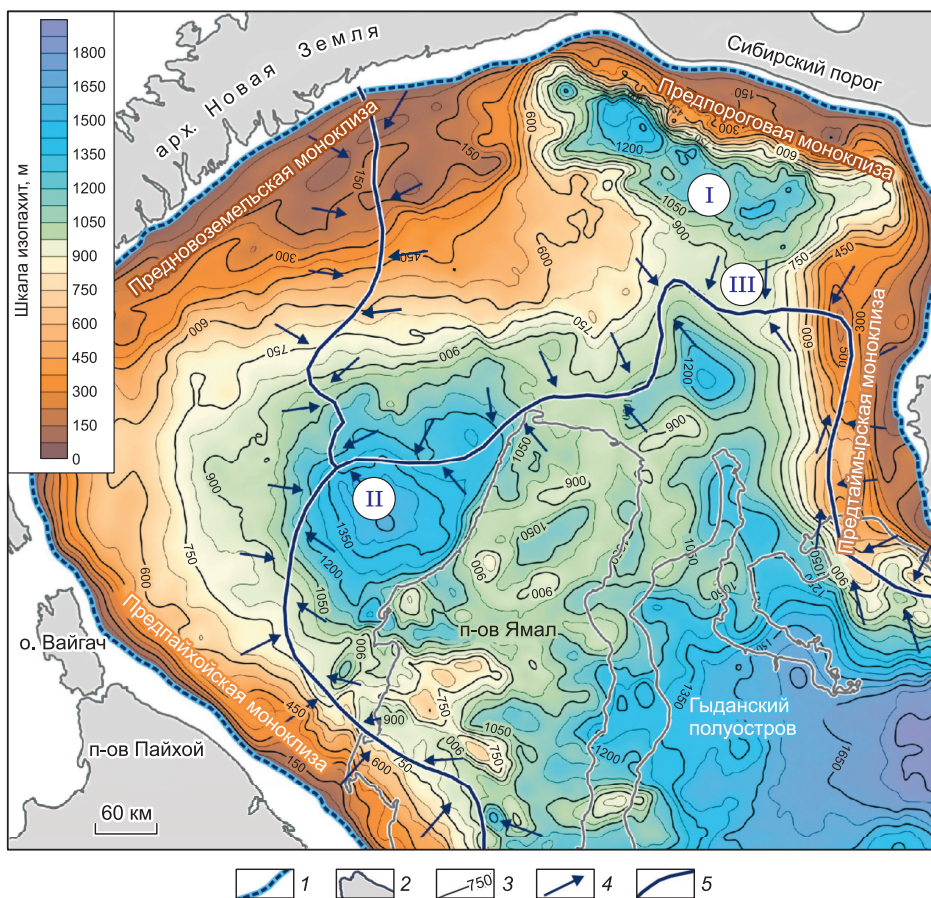


Рис. 8. Карта изопахит неокомского клиноформного мегакомплекса (арктические регионы Западной Сибири и шельф Карского моря).

I — Центрально-Карская палеодепрессия, II — Предпороговая палеодепрессия, III — Северная мегаседловина. 1 — граница бассейна; 2 — береговая линия, 3 — изопахиты неокомского мегакомплекса (м), 4 — направление падения клиноформ, 5 — депозиты, в пределах которых сходятся клиноформы северного и южного, западного и восточного падений.

лени клиноформ, в пределах которых четко обособляются ундатама, фондотема и аккумулятивный склон. В этой зоне вполне можно рассчитывать на формирования шельфовых песчаных пластов и песчаников ачимовской пачки и, как следствие, на образование классических неокомских ловушек и залежей углеводородов.

Депозиты, в пределах которых сходятся клиноформы, погружающиеся в западном и восточном, северном и южном направлениях, показаны на рис. 9.

На рисунке 10 приведен сейсмический палеоразрез по профилю Sint W-E, пересекающему акваторию Карского моря в широтном направлении, и результат его интерпретации, который характеризует принципиальную модель геологического строения берриас-аптских отложений Южно-Карской региональной депрессии.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Настоящая работа посвящена анализу геологического строения и оценке перспектив нефтегазоносности неокомских (берриас-нижнеаптских) отложений в арктических регионах Западной Сибири и на шельфе Карского моря. По результатам проведенных исследований сделаны следующие основные выводы:

1. Южная, расположенная к югу от арх. Новая Земля часть Карского моря является северным окончанием Западно-Сибирского осадочного бассейна и выделена в качестве Южно-Карской региональной депрессии.

2. В тектоническом отношении Южно-Карская региональная депрессия включает одноименную мегасинеклизу и обрамляющие ее моноклизы Внутренней области и Внешнего пояса плиты. С запада, севера и востока Южно-Карская региональная депрессия ограничена складчатыми структурами обрамления: на юго-западе расположены п-ов Югорский и о. Вайгач, на северо-западе и севере арх. Новая Земля, на северо-востоке Сибирский порог, на востоке п-ов Таймыр; в плане нефтегазогеологического

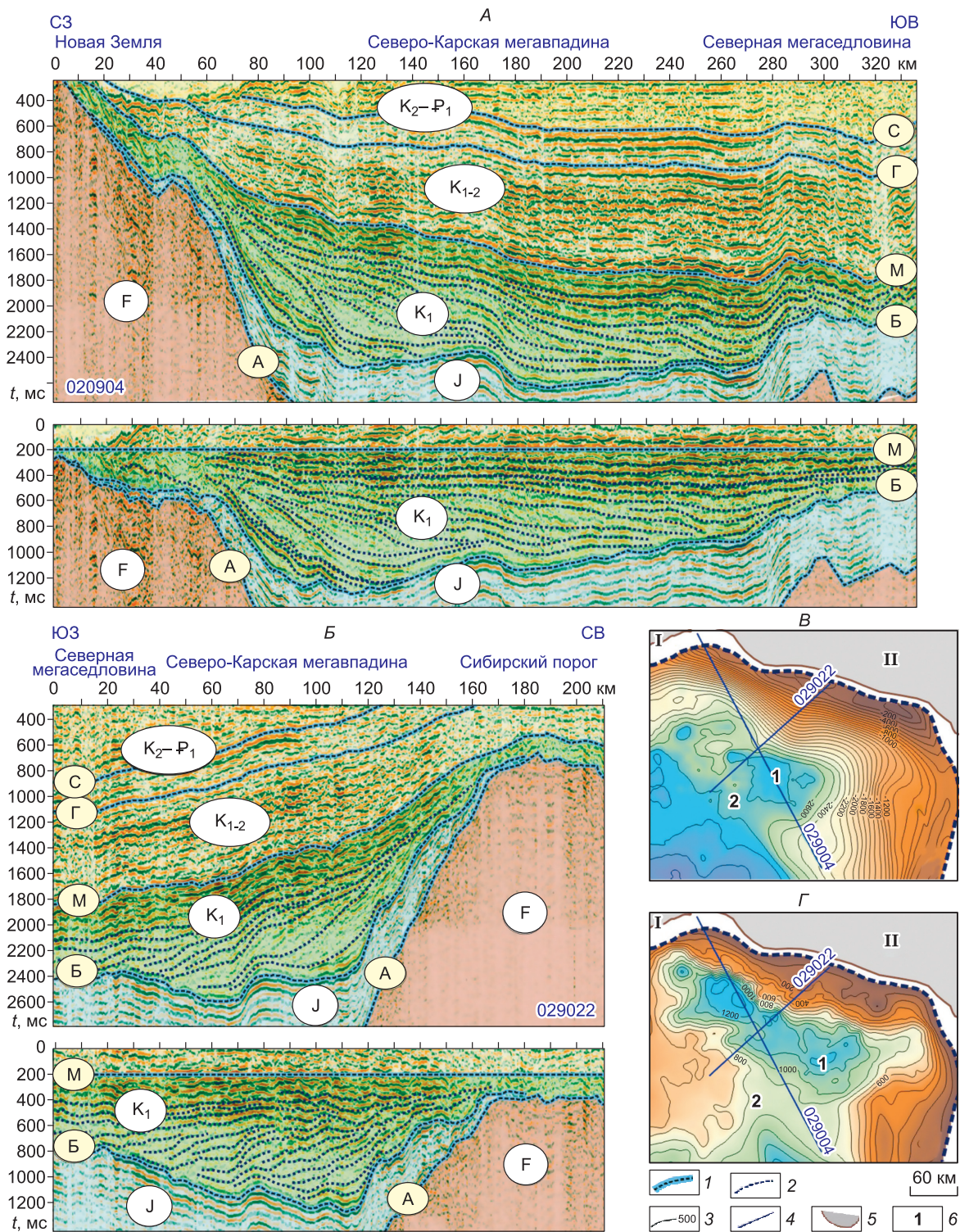


Рис. 9. Сейсмогеологическая характеристика неокомских отложений Предпороговой зоны Южно-Карской региональной депрессии.

Сейсмогеологические разрезы и палеоразрезы по профилям 029004 (А) и 029022 (Б); структурная карта по кровле неокомского комплекса (В); карта толщин неокомских отложений (Г).

1 — реперные сейсмические горизонты; 2 — горизонты клиноформного комплекса; 3 — изогипсы (изопахиты) (м); 4 — сейсмические профили МОГТ; 5 — выступы фундамента (I — Новая Земля, II — Сибирский порог); 6 — тектонические элементы (1 — Северо-Карская мегавпадина, 2 — Северная мегаседловина).

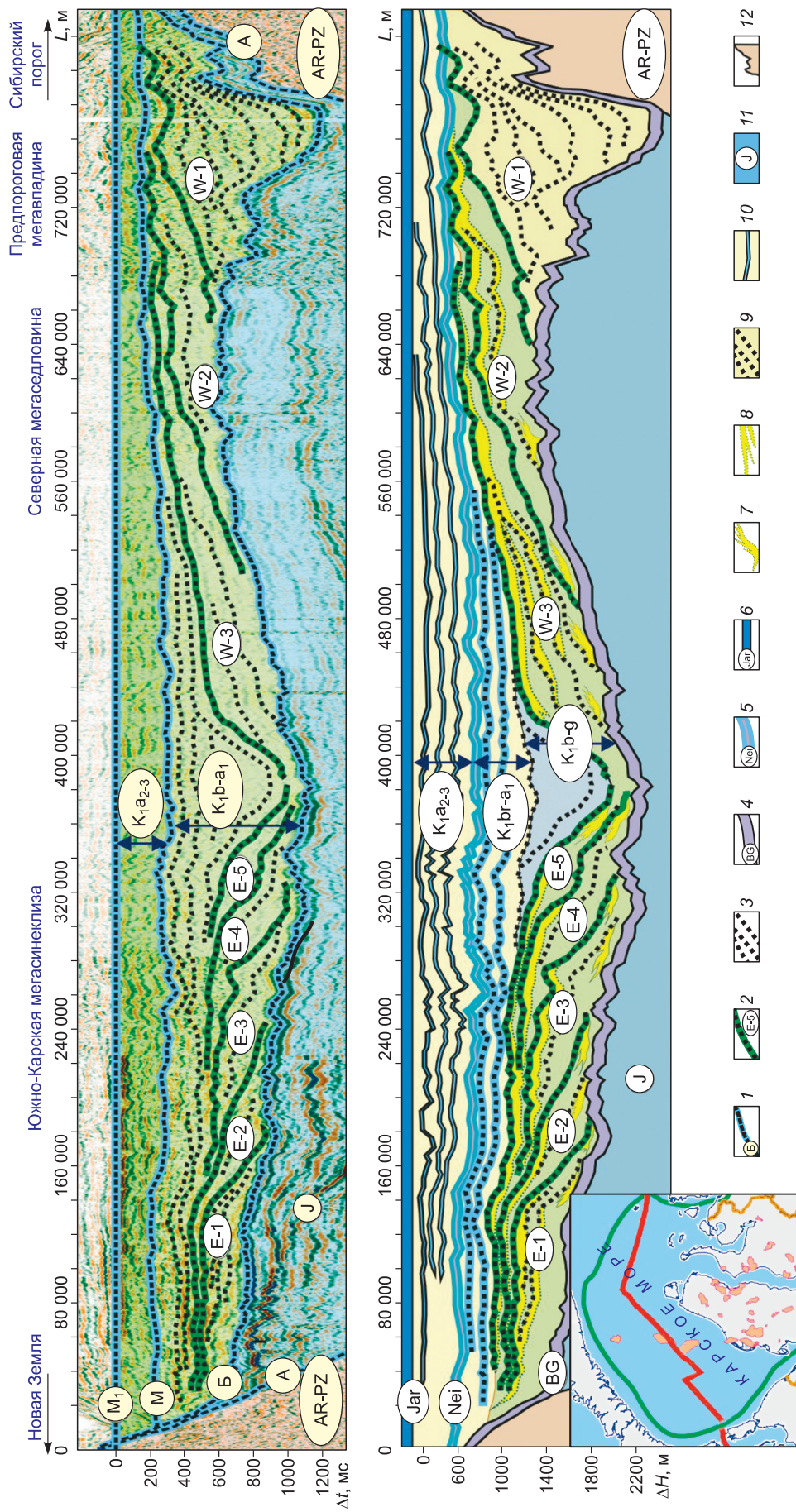


Рис. 10. Модель геологического строения берриас-аптских отложений Южно-Карской региональной депрессии (временной и геологический разрез по профилю Sint_W-E).

1 — реперные сейсмические горизонты; 2 — горизонты, контролирующие региональные клиноформы; 3 — внутриклиноформные горизонты; 4 — баженовская свита и ее аналоги; 5 — нейтинская пачка; 6 — яронгская свита; 7 — ачимовские песчаники; 8 — шельфовые песчаники клиноформного комплекса; 9 — «свалыные» песчаники; 10 — переслаивание песчаников и глинистых пачек шельфового и средневерхнеаптского комплексов; 11 — юрские отложения; 12 — выступы фундамента.

районирования южная часть Карского моря выделена в составе Южно-Карской нефтегазоносной области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

3. Большую часть исследуемой территории занимают крупные депрессионные зоны: Южно-Карская и Антипаютинско-Тадебеяхинская мегасинеклизы и обрамляющие их моноклизы.

4. В арктических регионах Западной Сибири и на шельфе Карского моря берриас-нижнеаптские отложения имеют двучленное строение. Разрез неокомского мегакомплекса представлен берриас-готеривским клиноформным и баррем-нижнеаптским шельфовым комплексами.

5. В северных частях Ямальской и Гыданской НГО выделяется семь региональных клиноформ, погружающихся в западном и северо-западном направлениях, которые формировались за счет поступления осадков с Сибирской платформы, и одна встречная восточная Уральская клиноформа. Депозит, в пределах которого сходятся западные и восточные клиноформы, расположен в Приуральской зоне, к западу от Нурминского мегавала, осложняющего Предпайхойскую моноклизу.

6. На шельфе Карского моря выделяются клиноформы южного, западного и восточного падений, их формирование происходило за счет поступления терригенного материала с о. Вайгач, арх. Новая Земля и Сибирского порога, последние на этом этапе развития существенно возвышались над уровнем моря и служили источниками сноса. Клиноформы, погружающиеся в северном и южном направлениях, сходятся вблизи береговой линии, западные и восточные клиноформы — на долготе Русановского, Харасавэйского месторождений.

7. На большей части Южно-Карской региональной депрессии клиноформы имеют классический вид с ярко выраженными шельфовой, глубоководной частями и аккумулятивным склоном; в составе неокомского мегакомплекса выделяются 4—5 нарастающих друг друга по латерали клиноформ, погружающихся в восточном направлении, и 3—4 клиноформы западного падения.

8. Расположенная на северо-востоке Южно-Карской региональной депрессии Предпороговая мегавпадина заполнялась исключительно за счет сноса терригенного материала с северо-востока, с о. Северный, находящегося в восточной части арх. Новая Земля, и с Сибирского порога. Снос терригенного материала в Предпороговую палеодепрессию протекал чрезвычайно интенсивно, и, вероятно, уже к концу берриаса впадина была заполнена осадками. Характер сейсмической записи, отсутствие ярко выраженной шельфовой части в пределах косослоистых отражающих горизонтов, а также близость источника сноса позволяют предполагать, что в этой депрессии большая часть клиноформного комплекса будет представлена плохо сортированными «свальными» песчаниками, и надежные флюидоупоры в этой части разреза будут отсутствовать.

9. Широкое распространение песчаных пластов баррем-нижнеаптского комплекса и шельфовых пластов клиноформного комплекса предопределило то, что сконцентрированные в них залежи углеводородов, как правило, контролируются постседиментационными антиклинальными структурами. При этом в пределах объектов могут быть развиты литологические экраны, а коллекторские свойства пластов существенно меняться как по разрезу, так и по латерали. Глубоководные песчаники ачимовской пачки и песчаники, формировавшиеся на террасах, осложняющих склоновые части клиноформ, имеют линзовидное распространение, и большинство связанных с ними нефтегазоперспективных объектов представляют собой сложнопостроенные литологические и структурно-литологические неантиклинальные ловушки.

10. По результатам структурно-тектонического анализа в рельефе кровли неокома исследуемой территории выделено 97 положительных структур III—IV порядков — антиклинальных нефтегазоперспективных объектов; 32 поднятия III порядка, площади которых лежат в диапазоне 205—1850 км², и 65 поднятий IV порядка с площадями 15—200 км²; на континенте: 22 структуры III порядка, 39 структур IV порядка, в акватории: 10 структур III порядка, 26 структур IV порядка.

Работа выполнена в рамках проекта НИР ИНГГ СО РАН 0331-2019-0020 при финансовой поддержке РФФИ (грант 18-05-70105).

ЛИТЕРАТУРА

Биншток М.М. О геологическом прогнозировании и подготовке сейсморазведкой ловушек литологического типа в отложениях неокома Западной Сибири // Геология нефти и газа, 1980, № 7, с. 18—21.

Бочкарев В.С. Палеобатиметрические условия формирования ачимовской толщи Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений, 1999, № 5, с. 23—27.

Бочкарев В.С., Брехунцов А.М., Кочергин М.О., Нестеров И.И. (мл.), Огнев Д.А. Особенности геологического строения зоны сочленения Карского моря и Гыданского полуострова и прогноз ее нефтегазоносности // Горные ведомости, 2010, № 10, с. 6—18.

Булынникова С.П., Гольберт И.Г., Климова И.Г., Конторович А.Э., Полякова И.Д., Решетникова М.А., Турбина А.С. Палеобиофации нефтегазоносных волжских и неокомских отложений Западно-Сибирской плиты / Под ред. Ф.В. Гольберта, А.Э. Конторовича. М., Недра, 1978, 87 с. (Тр. СНИИГГиМС, вып. 248).

- Важенина О.А.** Особенности палеогеографии и карбонатакопление в баженовской и абалакской свитах Широкого Приобья, Западная Сибирь // Вестн. Том. ун-та, 2009, № 327, с. 218—223.
- Геология нефти и газа Западной Сибири** / Под ред. А.Э. Конторовича, И.И. Нестерова, Ф.К. Салманова, В.С. Суркова, А.А. Трофимука, Ю.Г. Эрвье. М., Недра, 1975, 679 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.
- Ершов С.В.** Сиквенс-стратиграфия берриас-нижнеаптских отложений Западной Сибири // Геология и геофизика, 2018, т. 59 (7), с. 1106—1123.
- Ершов С.В., Букреева Г.Ф., Красавчиков В.О.** Компьютерное моделирование геологического строения клиноформного комплекса неокома северных и арктических районов Западной Сибири // Геология и геофизика, 2009, т. 50 (9), с. 1035—1048.
- Захаров В.А.** Условия формирования волжско-берриаской высокоуглеродистой баженовской свиты Западной Сибири по данным палеоэкологии // Эволюция биосферы и биоразнообразия. К 70-летию А.Ю. Розанова. М., Изд-во «Товарищество научных изданий КМК», 2006, с. 552—568.
- Казаненков В.А., Ершов С.В., Рыжкова С.В., Борисов Е.В., Пономарева Е.В., Попова Н.И., Шапорина М.Н.** Геологическое строение и нефтегазоносность региональных резервуаров юры и мела в Карско-Ямальском регионе и прогноз распределения в них углеводородов // Геология нефти и газа, 2014, № 1, с. 27—49.
- Казаринов В.П.** Этажи нефтегазоносности в мезозойских осадках Западной Сибири // Проблемы сибирской нефти. Новосибирск, Изд-во СО АН СССР, 1963, с. 46—57.
- Киприянова Ф.В., Комиссаренко В.К., Тылкина К.Ф.** Батиметрия средневожского морского бассейна // Труды ЗапСибНИГНИ, Свердловск, Среднеуральское изд-во, 1971, вып. 43, с. 8—11.
- Конторович А.Э., Эпов М.И., Бурштейн Л.М., Каминский В.Д., Курчиков А.Р., Малышев Н.А., Прищепа О.М., Сафронов А.Ф., Ступакова А.В., Супруненко О.И.** Геология, ресурсы углеводородов шельфов арктических морей России и перспективы их освоения // Геология и геофизика, 2010, т. 51 (1), с. 7—17.
- Конторович А.Э., Бурштейн Л.М., Малышев Н.А., Сафронов П.И., Гуськов С.А., Ершов С.В., Казаненков В.А., Ким Н.С., Конторович В.А., Костырева Е.А., Меленевский В.Н., Лившиц В.Р., Поляков А.А., Скворцов М.Б.** Историко-геологическое моделирование процессов нефтидогенеза в мезозойско-кайнозойском осадочном бассейне Карского моря (бассейновое моделирование) // Геология и геофизика, 2013, т. 54 (8), с. 1179—1226.
- 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, 2014а, т. 55 (5—6), с. 745—776.
- Конторович В.А., Лапковский В.В., Лунёв Б.В.** Модель формирования неокомского клиноформного комплекса Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции с учетом изостазии // Геология нефти и газа, 2014б, № 1, с. 65—73.
- Конторович В.А., Аюнова Д.В., Губин И.А., Калинин А.Ю., Калинина Л.М., Конторович А.Э., Малышев Н.А., Скворцов М.Б., Соловьев М.В., Сурикова Е.С.** История тектонического развития арктических территорий и акваторий Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Геология и геофизика, 2017, т. 58 (3—4), с. 423—444.
- Конторович В.А., Сурикова Е.С., Аюнова Д.В., Гусева С.М.** Сейсмические образы крупных газовых залежей в Арктических регионах Западной Сибири и на шельфе Карского моря // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири, 2018, № 4, с. 41—48.
- Конторович В.А., Сурикова Е.С., Аюнова Д.В.** Сейсмогеологические критерии газоносности апт-альб-сеноманских отложений севера Западной Сибири (на примере Юбилейного месторождения) // Геология и геофизика, 2019, т. 60 (5), с. 732—746.
- Наумов А.Л., Онищук Т.М., Биншток М.М.** Об особенностях формирования разреза неокомских отложений Среднего Приобья // Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири. Тюмень, ТИИ, 1977, с. 39—49.
- Онищук Т.М., Наумов А.Л., Векслер Л.А.** Корреляция продуктивных пластов нижнего мела в Среднеобской нефтегазоносной области // Геология нефти и газа, 1977, № 8, с. 32—37.
- Ступакова А.В.** Структура и нефтегазоносность Баренцево-Карского шельфа и прилегающих территорий // Геология нефти и газа, 2011, № 6, с. 99—115.
- Супруненко О.И., Устрицкий В.И., Зуйков О.Н.** Геолого-геофизическое районирование севера Баренцево-Карского шельфа по данным сейсморазведки // Геология нефти и газа, 2009, № 4, с. 17—25.
- Трушкова Л.Я.** Особенности строения продуктивной толщи неокома Обь-Иртышского междуречья // Проблемы стратиграфии. Новосибирск, СНИИГГиМС, 1969, вып. 94, с. 164—168.