

УДК 553.98:551.763.1(571.121/.511)

DOI 10.47148/0016-7894-2024-1-73-88

## Особенности строения и условий формирования берриас-нижнеаптских отложений западных районов Енисей-Хатангской нефтегазоносной области

© 2024 г. | А.К. Карташова, С.В. Ершов, Н.И. Шестакова

ФГБУН «Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН», Новосибирск, Россия; kartashovaak@ipgg.sbras.ru; ershovsv@ipgg.sbras.ru; shestakovani@ipgg.sbras.ru

Поступила 28.11.2023 г.

Доработана 20.12.2023 г.

Принята к печати 22.12.2023 г.

**Ключевые слова:** берриас-нижнеаптские отложения; клиноформный комплекс; клиноформа; сиквенс; сейсмокомплекс; стратиграфия; индексация продуктивных пластов; особенности строения; Енисей-Хатангская нефтегазоносная область.

**Аннотация:** В Енисей-Хатангской нефтегазоносной области основные ресурсы углеводородов связаны с нижнемеловыми отложениями. В статье рассмотрены вопросы стратиграфии, индексации продуктивных пластов, особенности строения и условий формирования клиноформного комплекса, залегающего в основании отложений нижнего мела. Формирование клиноформ на западе Енисей-Хатангского регионального прогиба происходило в условиях, близких к тем, что существовали в берриас-барремское время на большей части Западно-Сибирского осадочного бассейна. Тем не менее ряд факторов, таких как низкие скорости проградации клиноформного комплекса, существование нескольких источников сноса, палеобатиметрия и палеогеоморфология дна бассейна, огромная (до 6 км) толщина подстилающих триас-юрских отложений и другие особенности привели к тому, что клиноформный комплекс Енисей-Хатангской нефтегазоносной области имеет отличительные особенности.

Для цитирования: Карташова А.К., Ершов С.В., Шестакова Н.И. Особенности строения и условий формирования берриас-нижнеаптских отложений западных районов Енисей-Хатангской нефтегазоносной области // Геология нефти и газа. – 2024. – № 1. – С. 73–88. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-1-73-88.

Финансирование: Работа выполнена в рамках научной темы № FWZZ-2022-0009 Государственной программы фундаментальных научных исследований.

## Structural features and conditions of Berriasian-Lower Aptian deposit formation in western regions of Yenisei-Khatanga Petroleum Area

© 2024 | A.K. Kartashova, S.V. Ershov, N.I. Shestakova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russia; KartashovaAK@ipgg.sbras.ru; ErshovSV@ipgg.sbras.ru; ShestakovaNI@ipgg.sbras.ru

Received 28.11.2023

Revised 20.12.2023

Accepted for publication 22.12.2023

**Key words:** Berriasian-Lower Aptian deposits; clinoform sequence; clinoform; sequence; seismic sequence; stratigraphy; reservoir bed indexing; structural features; Yenisei-Khatanga Petroleum Area.

**Abstract:** Main hydrocarbon resources of the Yenisei-Khatanga Petroleum Area are associated with Lower Cretaceous deposits. The authors discuss the issues of stratigraphy, reservoir bed indexing, structural features and conditions of formation of clinoform sequence confined to the basal part of Lower Cretaceous deposits. Clinoform formation in the western part of the trough occurred in conditions close to those existing in Berriasian-Barremian time in most of the West Siberian sedimentary basin. However, a number of factors have caused the clinoform sequence of the Yenisei-Khatanga Petroleum Area to have special features. The mentioned factors are: low speed of clinoform sequence progradation, existence of several provenance areas, paleobathymetry and paleomorphology of the basin floor, enormous (up to 6 km) thickness of underlying Triassic-Jurassic formations, etc.

For citation: Kartashova A.K., Ershov S.V., Shestakova N.I. Structural features and conditions of Berriasian-Lower Aptian deposit formation in western regions of Yenisei-Khatanga Petroleum Area. *Geologiya nefi i gaza*. 2024;(1):73–88. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-1-73-88. In Russ.

Funding: The work was carried out within the framework of the research project No. FWZZ-2022-0009 of the Government Program of Fundamental Scientific Research.

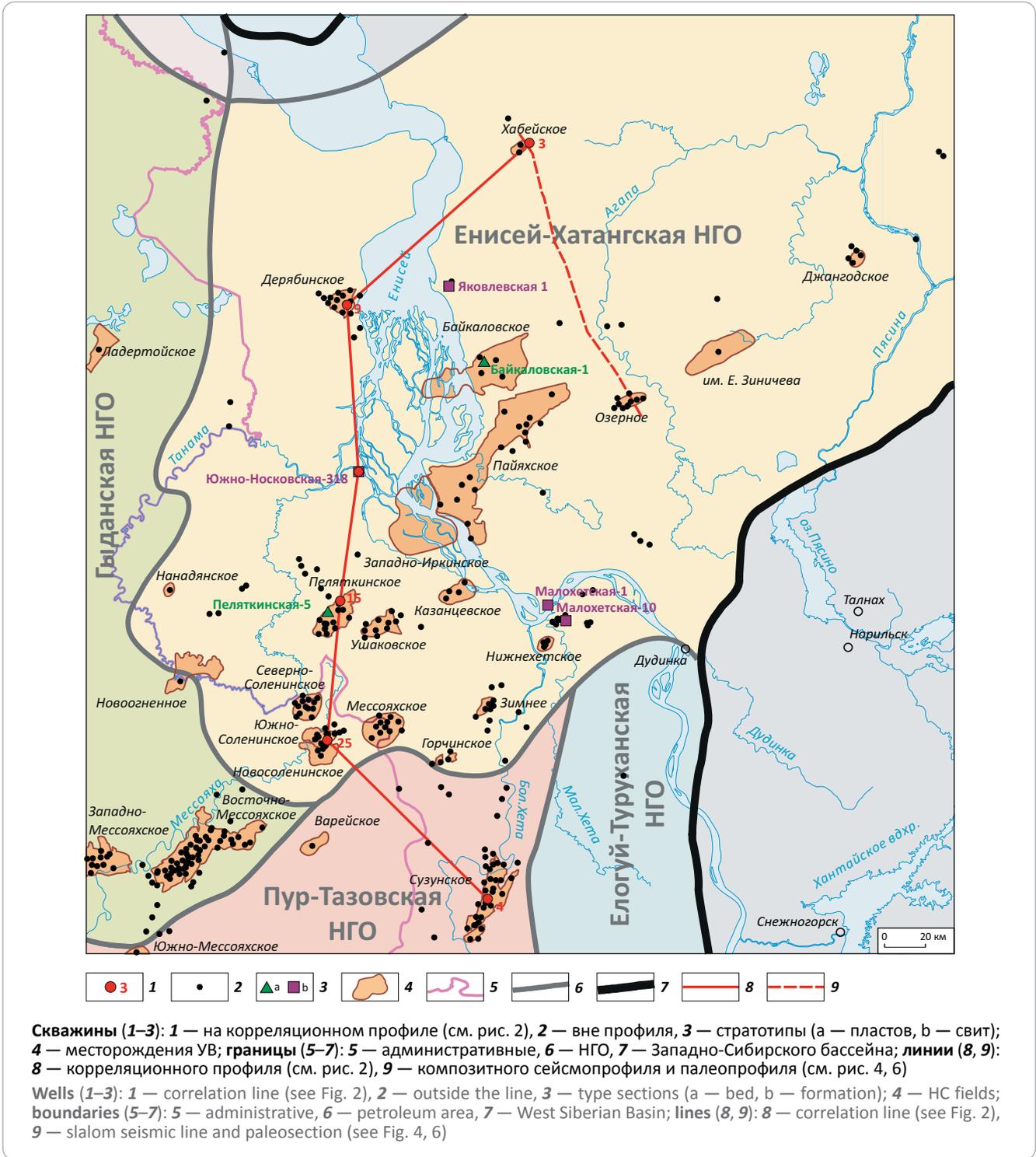
### Введение

Енисей-Хатангская нефтегазоносная область расположена на северо-востоке Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции и приурочена к

одноименному региональному прогибу. Наиболее перспективными являются ее западные районы, где открыт ряд крупных месторождений нефти и газа, таких как Байкаловское, Дерябинское, Западно-Ир-



Рис. 1. Обзорная карта района исследований  
 Fig. 1. Location map of the study area



кинское, Пайяхское, Пеляткинское, группа Соленинских месторождений (рис. 1). Притоки жидких и газообразных УВ в исследуемом районе получены из пластов юрско-меловых отложений, залежи приурочены преимущественно к структурным и неантиклинальным ловушкам.

Территория Енисей-Хатангской нефтегазоносной области активно изучалась до середины 1980-х гг. В тот период значительный вклад в изучение гео-

логического строения и оценку перспектив нефтегазоносности внесли Г.Д. Гинсбург, И.С. Грамберг, В.В. Гребенюк, А.И. Данюшевская, Г.Н. Карцева, А.Э. Конторович, В.Д. Накоряков, Л.Л. Кузнецов, И.Д. Полякова, З.З. Ронкина, В.Н. Сакс, В.Г. Сибгатулин, Д.С. Сороков, В.С. Сурков, Д.Б. Тальвирский, А.А. Трофимук и др. На протяжении последних 10–15 лет после длительного перерыва в пределах Енисей-Хатангской нефтегазоносной области вновь

активно наращиваются объемы сейсморазведочных работ и поисково-разведочного бурения, проводятся комплексные исследования, включающие всесторонний анализ геолого-геофизических, палеонтологических, геохимических и гидрогеологических материалов. За это время на западе области была выявлена Пайяхская зона нефтенакпления, в пределах которой открыты крупные месторождения УВ — Байкаловское, Западно-Иркинское и Пайяхское. Западно-Иркинское нефтяное месторождение было открыто в 2020 г., оно представляет собой западное продолжение выявленного еще в 1990 г. Пайяхского месторождения. В 2021 г. НК «Роснефть» анонсировала открытие на границе Ямало-Ненецкого автономного округа и Красноярского края еще одного нефтегазового месторождения — Новоогненного.

Результаты этого этапа исследований Енисей-Хатангской нефтегазоносной области обобщены в работах А.П. Афанасенкова, В.П. Девятова, С.В. Ершова, А.В. Исаева, С.М. Карпухина, Н.С. Ким, А.Э. Конторовича, В.А. Конторовича, В.А. Крилина, Б.Л. Никитенко, А.А. Полякова, А.П. Родченко, Ю.А. Филипцова и других специалистов.

подавляющая часть (около 98 %) запасов газа и все запасы жидких УВ на западе Енисей-Хатангской нефтегазоносной области сосредоточены в берриас-нижеаптских отложениях, из них более 90 % извлекаемых запасов УВ сосредоточено в области развития берриас-барремского клиноформного комплекса. Учитывая, что при дальнейшей разведке Пайяхской зоны нефтенакпления ожидаются открытия крупных нефтяных и, возможно, газовых залежей, эти цифры будут только возрастать. В этой связи вопросы корреляции нижнемеловых пластов, выявления условий их формирования, построения адекватных сейсмогеологических моделей клиноформных отложений еще продолжительное время будут оставаться весьма актуальными.

### Стратиграфия, индексация пластов

Берриас-нижеаптский комплекс на западе Енисей-Хатангской нефтегазоносной области подстилается яновстанской и гольчихинской свитами соответственно волжско-берриасского и келловей-берриасского возраста. Верхняя граница комплекса проводится по резкой смене светло-серых и серых преимущественно песчаных отложений малохетской свиты буроватыми и темно-серыми углито-глинистыми породами яковлевской свиты среднего апта — среднего альба. Западные районы исследуемой территории относятся к Енисей-Хатангскому структурно-фациальному району берриас-аптских отложений, в котором выделяется два подрайона — Малохетский на юге и Притаймырский на севере. Для каждого из них характерен свой набор свит. Так, в Малохетском подрайоне выделяются (снизу вверх) нижнехетская, суходудинская и малохетская свиты, а в Притаймырском — шуратовская, байкаловская и малохетская (рис. 2). Все они

имеют терригенный состав (песчаники, алевролиты, глины) и отличаются характером напластования пород, толщиной пропластков, а также преобладанием в разрезе тех или иных литологических разностей. Шуратовская свита относится к возрастным аналогам нижнехетской свиты и нижней подсвиты суходудинской, но в отличие от них нижняя часть разреза имеет ярко выраженное косослоистое строение. Байкаловская свита является фациальным аналогом суходудинской. Ее стратиграфический объем отвечает верхней подсвите суходудинской и нижней части малохетской свиты Малохетского подрайона. Малохетская свита выделяется в обоих подрайонах, однако в Притаймырском, по сравнению с Малохетским, ее стратиграфический объем сокращен за счет замещения нижней части разреза байкаловской свитой. Большинство границ стратотипов имеют скользящий во времени характер. Все меловые свиты Малохетского подрайона выклиниваются на границе с Сибирской платформой, а свиты Притаймырского подрайона — в направлении Таймырской складчатой области, которая в меловое время представляла собой одноименную сушу.

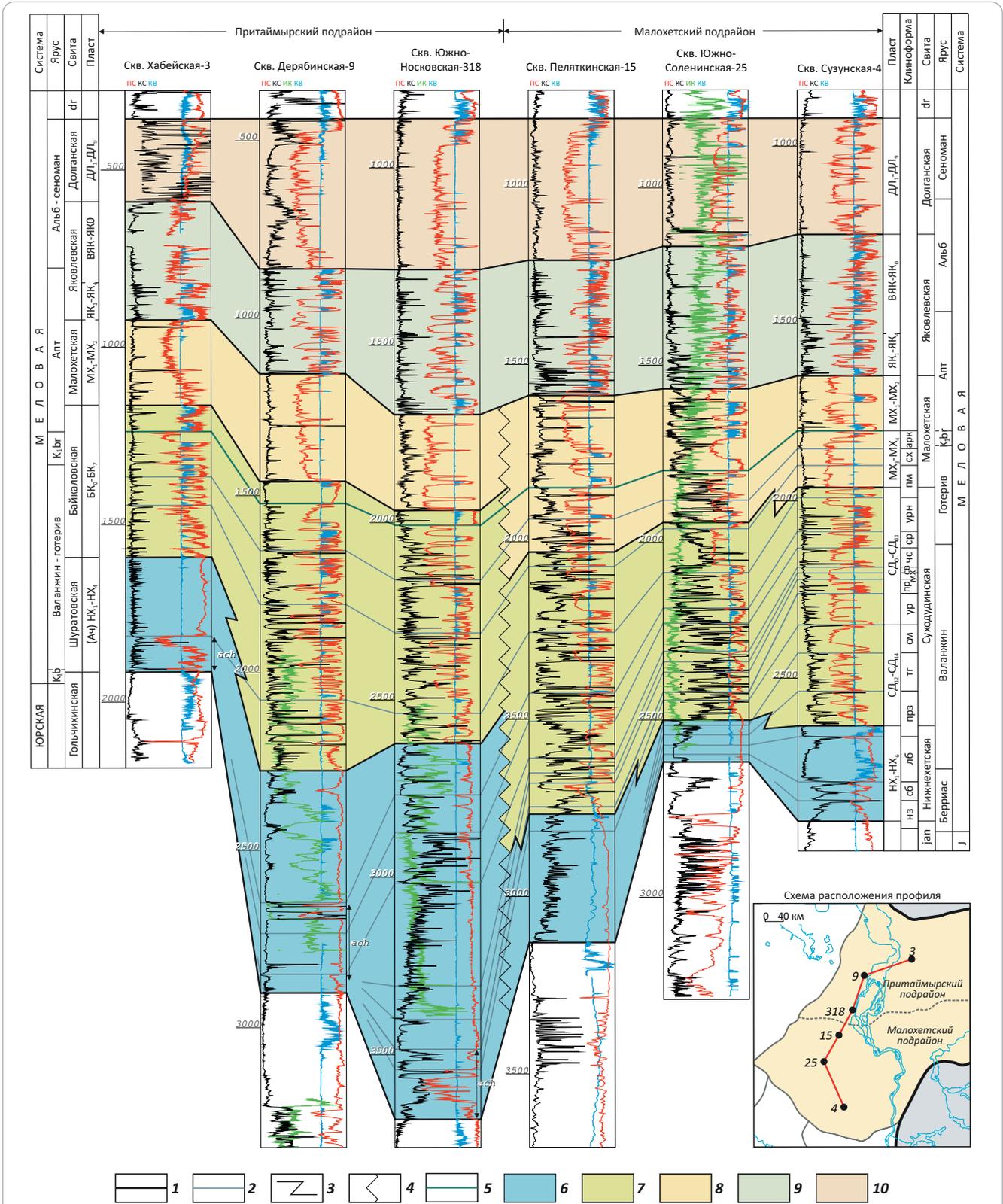
На исследуемой территории выделены стратотипы нижнемеловых свит Енисей-Хатангского района. Стратотипы нижнехетской и суходудинской свит Малохетского подрайона были установлены еще в конце 1960-х гг. в разрезе скв. Малохетская-10 (см. рис. 1). Стратотипы шуратовской и байкаловской свит Притаймырского подрайона выделены в скв. Южно-Носковская-318. Для малохетской и яковлевской свит, которые обнаружены в обоих подрайонах, стратотипы установлены соответственно в скважинах Малохетская-1 и Яковлевская-1.

В разрезе берриас-нижеаптских отложений Енисей-Хатангского района отмечается большое число групп пластов, обозначаемых разными индексами. В Малохетском подрайоне, расположенном вдоль границы с Сибирской платформой, выделяются пласты групп НХ (нижнехетская свита), СД (суходудинская свита), МХ (малохетская свита) (рис. 3). Из них только группа пластов СД нижней подсвиты суходудинской свиты имеет стратотипический разрез, который был выделен в скв. 5 на Пеляткинской площади и принят в 1973 г. на Уренгойском совещании по корреляции и номенклатуре продуктивных пластов. Пласты остальных свит утвержденных стратотипических разрезов не имеют.

В Притаймырском подрайоне первоначально покровные пласты нижнемеловых отложений индексировались в соответствии с Малохетским подрайоном — в шуратовской и низах байкаловской как СД, верхи байкаловской и малохетская свита — индексами малохетской свиты. Пласты ачимовской толщи на Пайяхском и Хабейском месторождениях обозначались как пласты группы нижнехетской свиты, а на Дерябинской площади для пластов ачимовской толщи был введен индекс Д. С открытием в 2009 г. Байкаловского месторождения все усложни-



**Рис. 2.** Схема корреляции меловых отложений Енисей-Хатангского фациального района  
**Fig. 2.** Correlation chart of the Cretaceous deposits, Yenisei-Khatanga facies region



**Границы (1–4):** 1 — свит, 2 — региональных клиноформ, 3 — фациального замещения, 4 — фациальных зон; 5 — кровля берриас-барремского клиноформного комплекса; **свиты (6–10):** 6 — шуратовская, нижнехетская, 7 — байкаловская, суходудинская, 8 — малохетская, 9 — яковлевская, 10 — долганская.

**Свиты:** jap — январская, dr — дорожковская. Толща: ach — ачимовская. Клиноформы: арк — арктическая, сх — сяхинская, пм — пимская, урн — уренгойская, ср — сармановская, чс — чеускинская, св — савуйская, мх — моховая, пр — пырейная, ур — урьевская, см — самотлорская, тг — тагринская, прз — приозерная, лб — лабазная, сб — сабунская, нз — назинская

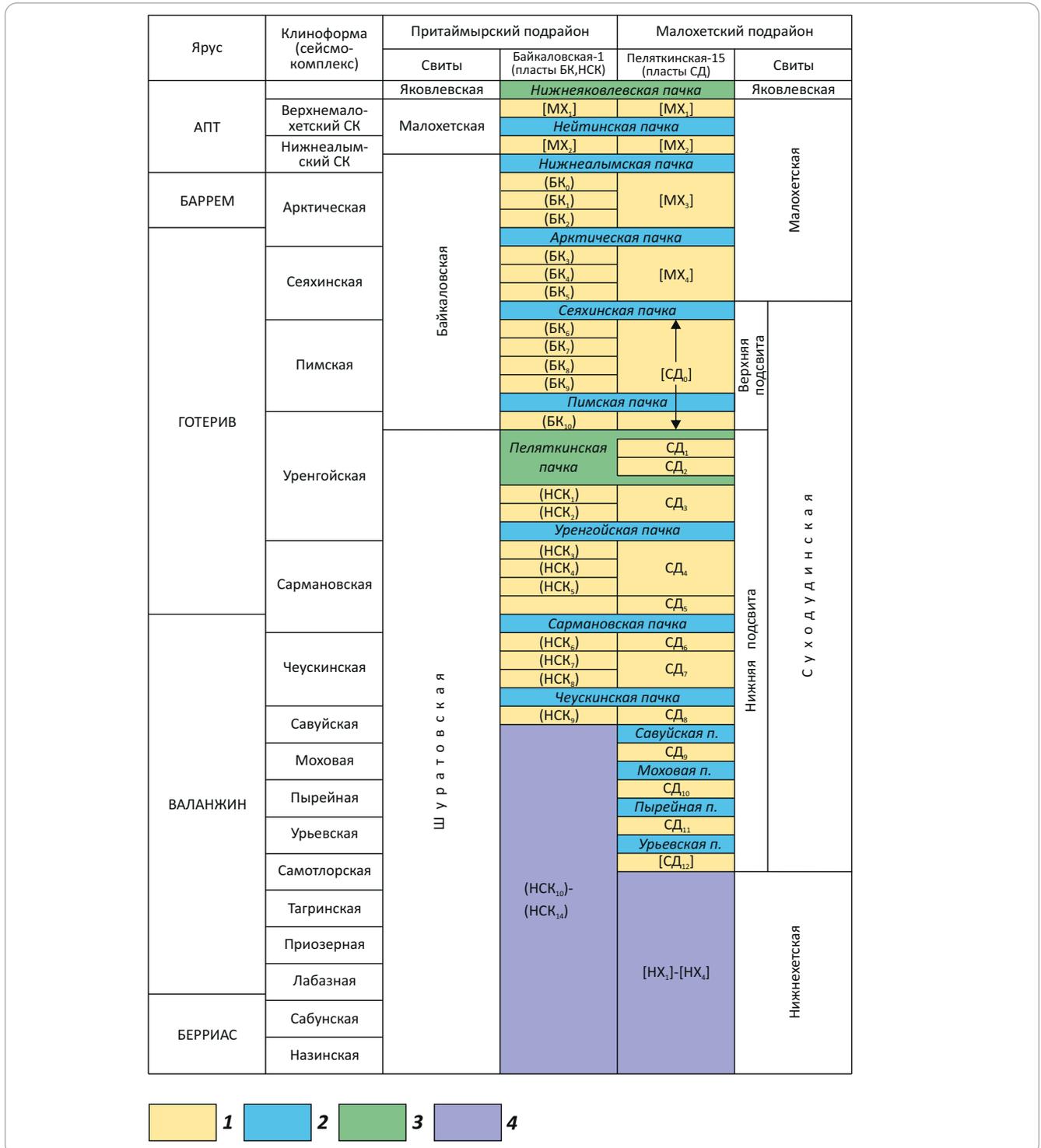
Legend for Fig 2., end.

**Boundaries (1–4):** 1 — formation, 2 — regional clinoform, 3 — facies substitution, 4 — facies zones; 5 — Berriasian-Barremian clinoform sequence Top; **formations (6–10):** 6 — Shuratovsky, Nizhnekhetzky, 7 — Baikalovsky, Sukhodudinsky, 8 — Malokhetzky, 9 — Yakovlevsky, 10 — Dolgansky.

Formations: jan — Yanovstansky, dr — Dorozhkovsky. Unit: ach — Achimov. Clinoforms: арк — Arctic, сх — Seyakhinsky, пм — Pimsky, урн — Urengoisky, ср — Sarmanovsky, чс — Cheuskinsky, св — Savuisky, мх — Mokhovaya, пр — Pyreinaya, ур — Urievsky, см — Samotlorsky, тр — Tagrinsky, прз — Priozerny, лб — Labazny, сб — Sabunsky, нз — Nazinsky

**Рис. 3.** Схема сопоставления покровных пластов берриас-нижнеаптских отложений Енисей-Хатангской НГО скважин-стратотипов Байкаловская-1 и Пеляткинская-15

**Fig. 3.** Correlation scheme of mantle Berriasian-Lower Aptian beds of the Yenisei-Khatanga Petroleum Area, Baikalovskaya-1 and Pelyatkinskaya-15 stratotype wells



Усл. обозначения к рис. 3

Legend for Fig. 5.

**Покровные (горизонтально-слоистые) отложения (1–3):** 1 — проницаемые интервалы, 2 — региональные глинистые пачки, 3 — зональные глинистые пачки; 4 — склоновые и дистальные фации.

В круглых скобках показаны пласты, выделенные в неутвержденных гипостратотипах; в квадратных скобках — пласты, стратотипы которых отсутствуют. Возрастная привязка границ свит дана с учетом сейсмостратиграфии по [2]

**Mantle (horizontally layered) deposits (1–3):** 1 — permeable intervals, 2 — regional clayey members, 3 — zonal clayey members; 4 — slope and distal facies.

Layers identified in unapproved hypostratotypes are shown in parentheses; layers with no stratotypes are shown in square brackets. Age of formation boundaries is shown according to seismic stratigraphy by [2]

лось. В разрезах шуратовской и байкаловской свит в скв. Байкаловская-1 были выделены пласты групп соответственно НСК и БК (см. рис. 2). Пласты ачимовской толщи в основании шуратовской свиты, как и мелководные покровные пласты этой свиты, были также отнесены к группе пластов НСК.

Авторы статьи ранее рассматривали проблемы индексации берриас-аптских пластов клиноформного комплекса Енисей-Хатангского структурно-фациального района [1, 2]. Выделение в шуратовской свите на левобережье Енисея пластов СД, а на правобережье — пластов НСК может привести к путанице в индексации пластов западных районов Енисей-Хатангской нефтегазоносной области. При схожести строения стратотипический разрез пластов СД<sub>1</sub>–СД<sub>11</sub> в скв. Петлятинская-5 в стратиграфическом отношении более полно охватывает валанжин-нижнеготеривский разрез Енисей-Хатангского района (см. рис. 3). Для выделения и индексации пластов в пределах всего района как в разрезе суходудинской, так и шуратовской свит было бы оптимально использовать стратотип пластов СД. Что касается байкаловской свиты готерив-баррема, вследствие большей толщины и более высокой расчлененности разреза по сравнению с ее возрастными аналогами (верхняя подсвита суходудинской свиты и нижняя половина малохетской свиты) (см. рис. 2), выделение стратотипического разреза пластов БК в скв. Байкаловская-1 вполне оправдано.

Пласты ачимовской толщи, залегающие в нижней части шуратовской свиты, представляют собой разновозрастные песчано-алевритовые линзы. Любой ее стратотипический разрез будет актуален только на ограниченной площади в пределах месторождения или группы месторождений. В настоящий момент, как отмечалось выше, на разных площадях исследуемой территории эти пласты обозначаются как НХ, НСК и Д. В подобной ситуации, как представляется авторам статьи, наиболее практично присвоить ачимовским пластам индекс синхронного им мелководного покровного пласта с добавлением приставки Ач, например, АчСД<sub>10</sub>. Еще один вариант — вводить на площадях (или зонах нефтегазоаккумуляции) локальную индексацию, как это делается на ряде месторождений, типа Ач<sub>1</sub>, Ач<sub>2</sub> и т. д. Присваивать ачимовским пластам относительно мелководного генезиса индексы НХ нижнехетской свиты, которая формировалась в мелководно-морской обстановке, не совсем корректно.

Относить ачимовские и покровные пласты клиноформного комплекса к одной группе НСК, как это сделано в скв. Байкаловская-1, тоже нежелательно. В будущем, при дальнейшей разведке Пайяхской зоны нефтенакопления и Байкаловского месторождения, это чревато возникновением проблем, поскольку пласты горизонтально-слоистого и клиноформного подкомплексов берриас-барремского клиноформного комплекса будут иметь не только одинаковую номенклатуру, но и одинаковую индексацию.

### Особенности условий формирования клиноформного комплекса

Большинство специалистов, которые занимались изучением условий формирования нижнемелового клиноформного комплекса Западной Сибири, в том числе западных районов Енисей-Хатангской нефтегазоносной области, объясняют его происхождение боковым заполнением относительно мелководного бассейна. В результате в разрезе берриас-нижнего апта отмечается широкий диапазон обстановок осадконакопления от мелководно-морских в основании комплекса до континентальных в верхних частях разреза. Заполнение некомпенсированного раннемелового бассейна отражено на современных палеогеографических картах Западной Сибири и ее северных районов [3–6]. Всего в берриас-барремское время в Западно-Сибирском бассейне по оценкам разных специалистов сформировалось от 15 до 20 региональных клиноформ ([7–9] и др.).

На северо-востоке Западно-Сибирского бассейна вдоль границы с Сибирской платформой клиновидные тела начали формироваться еще в позднеюрское время ([10–13] и др.). Если на юге Пур-Тазовской нефтегазоносной области верхнеюрская часть разреза представлена пологонаклонными телами, то на севере этой области и на западе Енисей-Хатангской нефтегазоносной области углы наклона склоновых пластов верхней юры не отличаются от наклона пластов нижнемеловых клиноформ и могут достигать 2°. С юга на север увеличивается также толщина верхнеюрской клиноформной толщи. Объясняется это климатической зональностью.

В волжское время на юге Восточно-Сибирской суши существовал семиаридный климат, а на севере — гумидный, поэтому поступление в се-

веро-восточную часть Западно-Сибирского моря терригенного материала, который образовывался преимущественно в результате химического выветривания, было более интенсивным [14]. Если толщины баженовского горизонта на юго-востоке Западно-Сибирского осадочного бассейна составляют менее 100 м, то на востоке Большехетской мегасинеклизы они превышают 300 м, а на западе Енисей-Хатангского регионального прогиба достигают почти 400 м [15].

В берриасе, к началу формирования нижнемелового клиноформного комплекса, относительно глубоководный эпиконтинентальный морской бассейн с некомпенсированным режимом осадконакопления образовался на большей части территории Западной Сибири. По оценкам разных специалистов, максимальные глубины палеобассейна на исследуемой территории в это время составляли от 120–140 до 500–600 м ([16–19] и др.). Очень часто глубины некомпенсированного палеобассейна геологи определяют по толщине осадочных комплексов в депозитрах осадконакопления или по высоте клиновидных тел. Как было показано С.В. Ершовым [19], установление глубин образования баженовской свиты и ее возрастных аналогов по высоте и толщине клиноформ не всегда корректно ввиду происходивших в бассейне изостатических процессов, а также наличия между концом формирования баженовского горизонта и началом лавинной седиментации на какой-то определенной площади длительного периода времени с крайне низкой скоростью седиментации и сильными вариациями скоростей тектонического погружения. Однако между современной толщиной верхнеюрско-неокомских клиноформ Западной Сибири и глубиной палеобассейна на момент начала их формирования существует нелинейная зависимость, которая в разных частях бассейна может меняться в направлении от периферии к центру бассейна от 0,5 до 1–2 в зависимости от литологических особенностей клиноформной толщи и подстилающих отложений, тектонического строения территории и некоторых других причин. Для западных районов Енисей-Хатангской нефтегазоносной области этот коэффициент достигает почти 2, т. е. в осевой части одноименного регионального прогиба современная толщина косослоистой части неокомских клиноформ, которые возникли в условиях некомпенсированного бассейна, почти в два раза превышает его палеоглубину на момент начала формирования клиноформ. Не последнюю роль в этом сыграла большая толщина подстилающих триас-юрских отложений (около 3,5 км на западе Енисей-Хатангского регионального прогиба и более 5 км в центральной его части), которые испытывали значительное уплотнение под действием огромных масс нижнемеловых осадков, поступающих в глубоководную часть бассейна. Согласно расчетам, проведенным С.В. Ершовым, в исследуемом районе палеоглубина бассейна в раннем берриасе,

к началу формирования неокомского клиноформного комплекса, не превышала 150 м [19].

В начале берриаса в областях сноса на Сибирской платформе и Алтае-Саянской складчатой области началось активное горообразование. Процессы механического выветривания стали более интенсивными. Это привело к тому, что режим некомпенсированного осадконакопления на востоке и юго-востоке Западно-Сибирского палеобассейна сменился лавинной седиментацией [4]. Боковое заполнение бассейна происходило циклически. В периоды кратковременных трансгрессий в бассейне формировались регионально-выдержанные глинистые пачки, на фоне регрессий происходило накопление песчаных горизонтов. Такой механизм осадконакопления привел к формированию в раннемеловое время клиновидных осадочных тел (клиноформ) на значительной территории Западной Сибири, в том числе в западных районах Енисей-Хатангской нефтегазоносной области (рис. 4).

Осадочный материал сносился в Енисей-Хатангский бассейн как с Сибирской платформы, так и с Таймырской суши, что привело к формированию в этом районе встречных клиноформ ([12, 20–22] и др.). Поскольку основные объемы осадка поступали главным образом со стороны Сибирской платформы, осевая зона встречных клиноформ оказалась сдвинута в сторону Таймыра и проходила к северу от Хабейской и Дерябинской площадей (рис. 5).

В берриасе и раннем валанжине на территории Енисей-Хатангского бассейна существовали также внутренние источники сноса, которые были приурочены к наиболее приподнятым участкам Усть-Портовского мегавыступа и Балахнинско-Рассохинской наклонной гряды (тектонические элементы соответствуют карте тектонического районирования кровли юрского структурного яруса Енисей-Хатангского регионального прогиба, построенной по материалам ИНГГ СО РАН [23]). На большей части Балахнинской, Малохетской, Мессояхской, Семеновской и Тундровой площадей были размыты верхнеюрские осадки, а на Волочанской площади и среднеюрские. Однако объем сносимых осадков с островных суш был незначительным вследствие небольшой их площади.

Скорость проградации клиноформ при заполнении бассейна была неравномерной как по времени, так и по площади. Об этом можно судить по расположению бровок клиноформ, которые отражают переход мелководной области в область аккумулятивного склона на финальном этапе их формирования. Процесс заполнения бассейна в берриас-апте на западе Енисей-Хатангской нефтегазоносной области условно можно разделить на пять этапов, характеризующихся разными скоростями проградации осадков. В целом с берриаса по готерив отмечается общая тенденция к повышению скорости продвижения нижнемелового осадочного комплекса вглубь бассейна. На первом этапе во второй половине берриаса и самом начале



**Рис. 4.** Сейсмогеологический палеоразрез берриас-нижнеаптского сейсмического мегакомплекса по композитному профилю  
**Fig. 4.** Geoseismic paleosection of Berrisian-Lower Aptian seismic megasequence along the slalom line

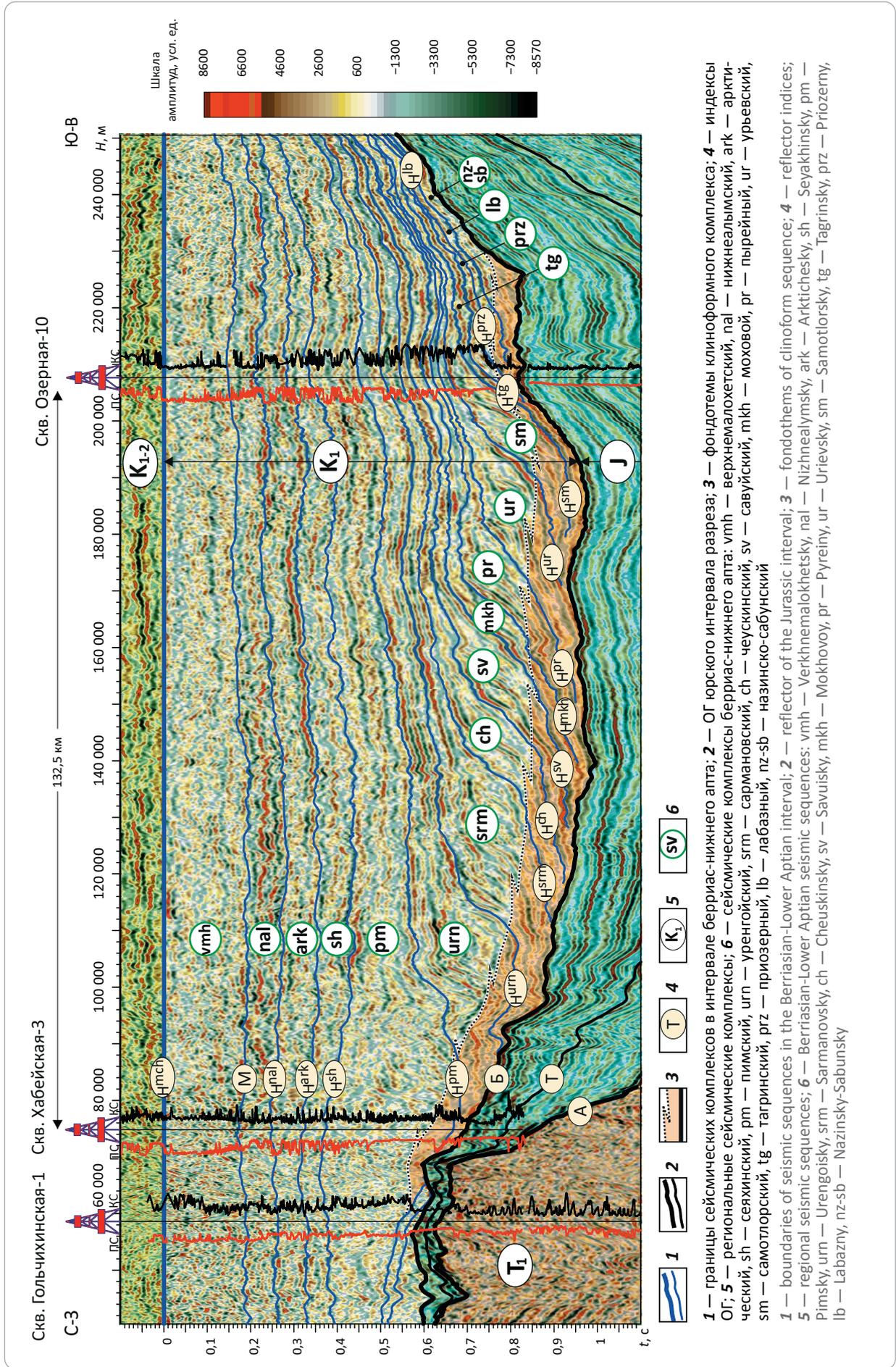
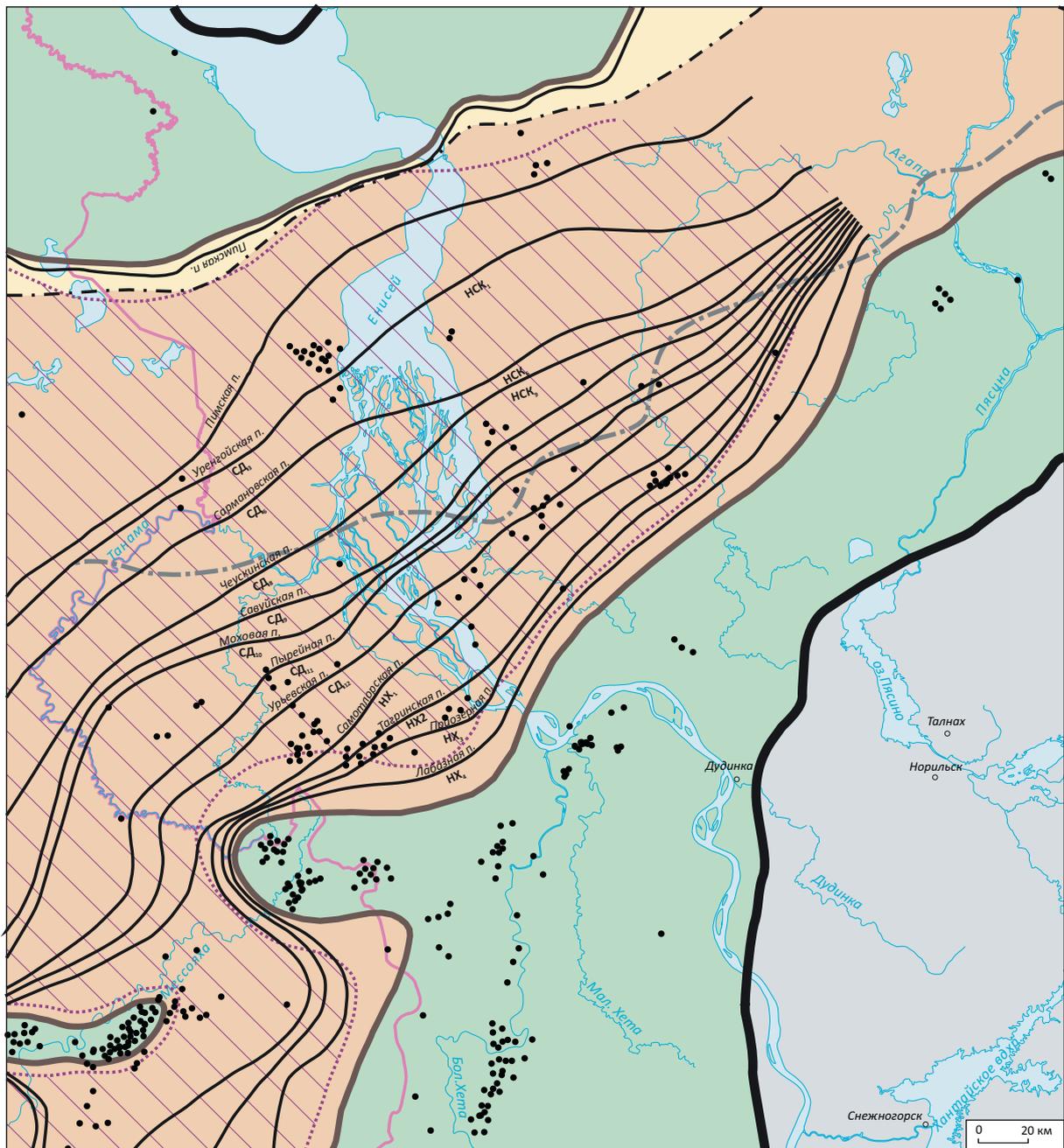


Рис. 5. Схема проградации берриас-готеривских клиноформ западных районов Енисей-Хатангского регионального прогиба  
 Fig. 5. Scheme of Berriasian-Hauterivian clinoform progradation in western areas of the Yenisei-Khatanga Regional Trough



**Boundaries (1-3):** 1 — administrative, 2 — Mesozoic deposit occurrence, 3 — transition of horizontally layered Lower Cretaceous deposits into clinoforms; 4 — wells; 5 — regional clinoform edges and indices of layers occurring in their Top; 6 — regional clayey members occurring in clinoform basal part; **axial lines (7, 8):** 7 — zones of counter clinoforms, 8 — Yenisei-Khatanga regional trough; **areas of occurrence (9-11):** 9 — East Siberian clinoforms of western and north-western dip, 10 — Taimyr clinoforms of southern and south-eastern dip, 11 — Achimov formation; 12 — areas where Lower Cretaceous deposits are represented only by shallow-marine, coastal-marine, and continental formations (areas of horizontal bedding)

раннего валанжина область мелкого моря, которая контролировалась бровками клиноформ, продвигалась в северо-западном направлении в среднем со скоростью 4–10 км/млн лет. На следующем этапе, с момента накопления самотлорской клиноформы, произошло резкое повышение скорости проградации примерно в 1,5–3 раза. В первой половине раннего валанжина по разным клиноформам она составляла в среднем 14–17 км/млн лет. Во второй половине валанжина и начале раннего готерива темпы проградации повысились еще в два раза и достигали уже в среднем 20–40 км/млн лет. Пока в берриасе и валанжине вдоль борта с Сибирской платформой при активном поступлении осадочного материала наблюдалось обмеление бассейна, его осевая область продолжала погружение в условиях некомпенсированного осадконакопления. В конце валанжина максимальная глубина палеоморя на северо-западе Енисей-Хатангской нефтегазоносной области достигала примерно 300 м, после чего процесс обмеления затронул уже все районы исследуемой территории. Во второй половине раннего готерива (четвертый этап) в момент накопления пимской региональной клиноформы скорости проградации вновь повысились, достигая максимальных значений почти в 100 км/млн лет на сопредельной к западу территории п-ова Гыданский. На последнем этапе в позднем готериве, барреме и раннем апте на территории Енисей-Хатангской нефтегазоносной области преобладал режим компенсированного осадконакопления в условиях мелководно-морских и прибрежно-морских обстановок, а также обстановок аллювиальных низменных равнин.

В Западно-Сибирском бассейне в районе Широкого Приобья проградация неокомских клиноформ за время их накопления составила около 900 км. Высокая скорость их продвижения вглубь бассейна привела к тому, что на большей части территории бассейна в области распространения клиноформ в нижней части разреза мела одновременно выделяют обычно одну или две фондотемы, которые представляют собой относительно глубоководные образования с субгоризонтальным или слабонаклонным залеганием слоев. На западе Енисей-Хатангского бассейна расстояние между границей перехода горизонтально-слоистых отложений нижнего мела в клиноформные и осевой линией зоны встречных клиноформ составляет всего 110–230 км и сокращается в северо-восточном направлении (см. рис. 5). На относительно небольшом расстоянии выделяется подавляющее большинство клиноформ (косослоистая часть разреза клиноформы) клиноформного комплекса. В связи с относительно невысокой скоростью проградации клиноформ в исследуемом районе в зоне восточно-сибирских клиноформ (северо-западного падения) в разрезе, как правило, друг на друге последовательно залегают три-четыре фондотемы. Увеличению числа фондотем, формирующихся на

одних и тех же площадях, послужила также особенность палеогеоморфологии дна Енисей-Хатангского бассейна. Северный борт прогиба в раннемеловое время представлял собой склон палеобассейна, погружавшийся в южном направлении. В середине раннего валанжина дистальные части конусов выноса, которые выдвигались со стороны Сибирской суши, достигли наиболее погруженной области Енисей-Хатангского бассейна. Дальнейшее их продвижение было замедлено естественным палеогеоморфологическим препятствием в виде подъема дна. Одновременно с замедлением продвижения области осадконакопления на север, повысилась вертикальная скорость наращивания разреза. Таким образом, фондотемы, в составе которых выделяются подачимовская и ачимовская толщи, на северном склоне Енисей-Хатангского регионального прогиба могут достигать суммарной толщины 500 м.

### Особенности строения берриас-нижнеаптских отложений

Сейсмические материалы последних лет свидетельствуют, что верхнеюрский и нижнемеловой клиноформные комплексы получили в Енисей-Хатангской нефтегазоносной области широкое распространение — от границ с Западно-Сибирской геосинеклизой на западе до Анабаро-Хатангской седловины на востоке. Причем на востоке области в раннемеловое время существовало два суббассейна, разделенных зоной поднятий. Как показали сейсмостратиграфические исследования, проведенные авторами статьи, в южном суббассейне, приуроченном к Боганидско-Жданихинскому наклонному желобу, клиноформные тела сформировались в волжско-ранневаланжинское время, а в северном, приуроченном к Беловско-Агапскому наклонному желобу, — в поздневаланжинское и раннеготеривское.

Как отмечалось выше, по данным разных исследователей в неокме Западной Сибири выделяют до двадцати региональных клиноформ. В настоящее время не существует однозначного сопоставления региональных клиноформ, выделенных в Западно-Сибирском и Енисей-Хатангском бассейнах. Дело в том, что области формирования берриас-нижневаланжинских клиноформ этих бассейнов разделены зоной, в которой в раннемеловое время доминировали только мелководно-морские и прибрежно-морские обстановки [4]. В тектоническом плане она приурочена к Усть-Портовскому мегавыступу и Среднемессояхскому мезовалу. На территории последнего, по мнению некоторых специалистов, в берриасское время даже существовала островная суша [24]. Из депрессионных областей в направлении палеоподнятий толщина мелководно-морского комплекса берриас-нижневаланжинских отложений сокращается более чем в два раза, не говоря о том, что полная толщина клиноформ с учетом осадков, накопившихся в склоновых и дистальных обстановках, сокращается на порядок.

В результате такого уменьшения толщин возрастает неоднозначность корреляции отражающих горизонтов как по данным сейсморазведки, так и по данным ГИС. В верхневаланжин-аптской части разреза такого уменьшения не происходит, поэтому ее корреляция более однозначна.

При исследовании клиноформного комплекса Енисей-Хатангской нефтегазоносной области используются разные приемы. Отмечая дискуссионность в стратификации нижнемелового разреза, В.С. Танинская с соавторами выделяют на западе области в разрезе валанжина и нижнего готерива семь клиноформных комплексов, которые можно сопоставить с группами региональных клиноформ центральных районов Западно-Сибирского бассейна [25]. Исследования, проведенные специалистами ФГУП СНИИГГиМС совместно с коллегами из других организаций, позволили на территории Енисей-Хатангского регионального прогиба в разрезе неокома выделить 25 клиноформ, которые были сгруппированы в 5 мегаклиноформ [12, 26]. Клиноформы выделены по рисунку волнового поля временных разрезов. Границы проведены по достаточно ярким отражающим границам, приуроченным к выдержанным глинистым пачкам. К сожалению, авторы исследований не сопоставили клиноформы Енисей-Хатангского и Западно-Сибирского бассейнов, поэтому их взаимоотношение остается неясным.

В последнее время стали появляться работы, в которых предприняты попытки проследить на территории Енисей-Хатангского регионального прогиба подавляющее большинство ОГ, приуроченных к региональным глинистым пачкам нижнего мела. К их числу относится совместная публикация большой группы специалистов ООО ТННЦ, ПАО «НК «Роснефть» и ИНГГ СО РАН, которые кроме сейсмических материалов и данных ГИС использовали новые биостратиграфические данные [27]. Всего в разрезе неокома авторами было прослежено 10 отражающих горизонтов, которые ассоциируются с глинистыми пачками, залегающими в основании региональных клиноформ.

На севере Западной Сибири берриас-нижнеаптский сейсмический (и нефтегазоносный) мегакомплекс помимо клиноформного комплекса берриас-баррема включает в себя также горизонтально-слоистые отложения нижней половины нижнего апта, выделяемые в нижнеалымский сейсмический комплекс (СК). Границы последнего приурочены к нижнеалымской (в основании) и нейтинской (в кровле) пачкам глин (см. рис. 4). На территории Енисей-Хатангского бассейна, а также вдоль восточных границ Западно-Сибирского нейтинская пачка глин не выдержана, часто опесчанена и не имеет яркой выраженности на сейсмических разрезах. В противовес этому в исследуемом районе получила распространение нижнеяковлевская углисто-глинистая пачка среднего апта, которая является надежным флюидоупором для крупных

залежей УВ [28]. В этой связи здесь и сейсмический, и нефтегазоносный берриас-нижнеаптский мегакомплекс наращиваются вверх по разрезу за счет верхов отложений нижнего апта, которые авторы исследований выделили в верхнемалохетский СК, имеющий, как и нижнеалымский, горизонтально-слоистое строение.

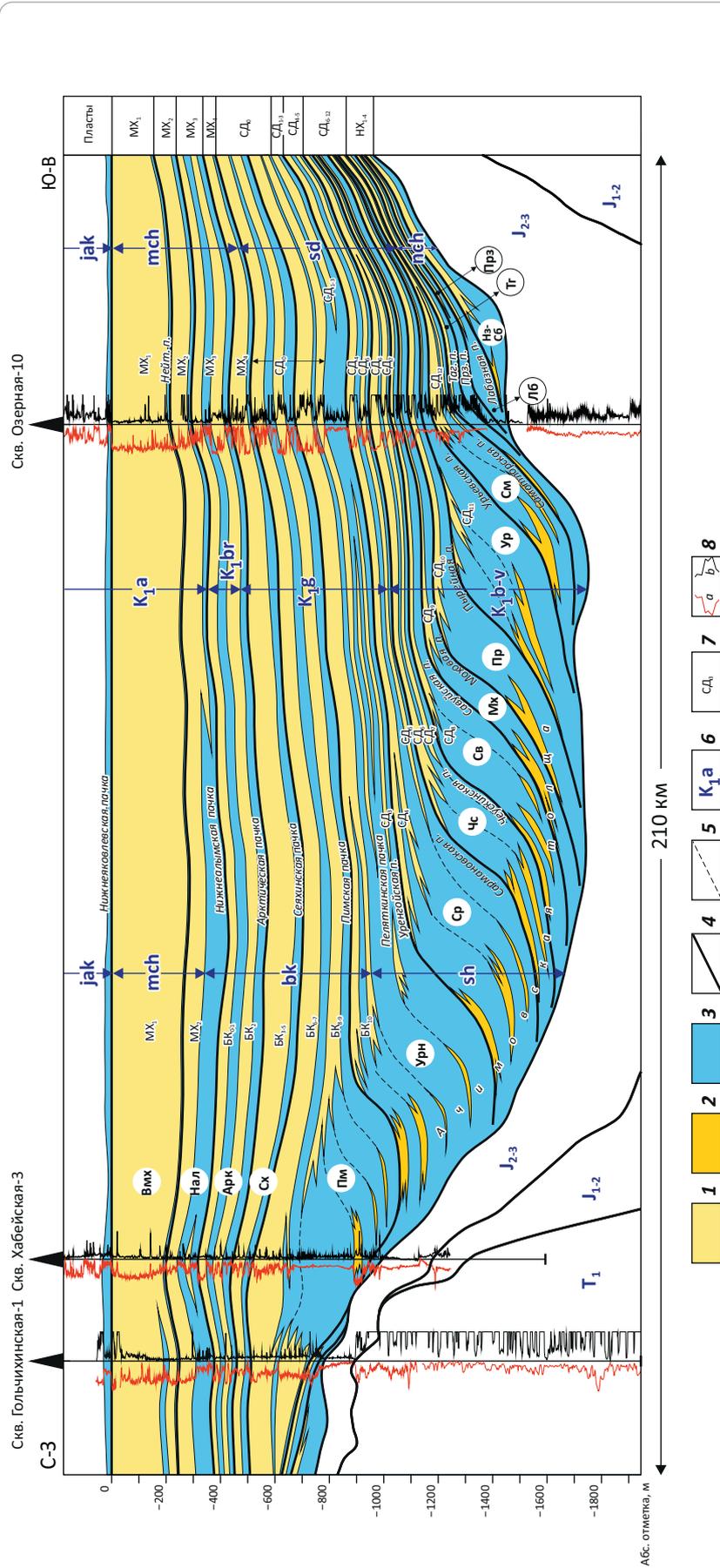
В клиноформном комплексе берриас-баррема Западной Сибири авторы статьи выделяют 16 региональных клиноформ (сейсмокомплексов), названия которым даны по названиям залегающих в их основании региональных пачек глин [1].

Термин «клиноформа» применительно к нижнемеловым отложениям Западной Сибири является термином свободного пользования. Существуют разные его трактовки, но все они сводятся примерно к одному, что клиноформа — это осадочное тело клиновидной формы с выраженными первичными наклонами слоев, сформировавшееся в условиях бокового заполнения некомпенсированного бассейна. В понимании авторов статьи подавляющее большинство клиноформ Западной Сибири являются сиквенсами 3-го порядка, формирование которых рассматривается с точки зрения модели сиквенсов Depositional Sequence III [9]. Исключением является арктическая клиноформа, которая объединяет два сиквенса 3-го порядка из-за их малой толщины. В Енисей-Хатангской нефтегазоносной области аналогичным образом вместо самых древних двух берриасских сиквенсов назинского и сабунского, вследствие их малой толщины, выделяется единая назинско-сабунская клиноформа (сейсмокомплекс). Таким образом, в исследуемом районе авторы статьи выделяют не 16, а 15 клиноформ (рис. 6), из которых только 13 сформировали клинотемы в Енисей-Хатангской нефтегазоносной области. Сеяхинская и арктическая клиноформы готерив-баррема представлены только ундатемами, которые накапливались в обстановках от мелководно-морских до континентальных. Клинотемы этих клиноформ сформировались западнее, на территории полуостровов Гыданский и Ямал. Время формирования валанжин-готеривских клиноформ составляет от 0,35 до 1,3 млн лет, а берриасской и барремской, которые объединяют по две секвенции, соответственно 2,5 и 8,1 млн лет.

Одной из особенностей строения клиноформного комплекса Енисей-Хатангской нефтегазоносной области, как отмечалось выше, является повышенная суммарная толщина фондотем, число которых в разрезе одной скважины может достигать трех-четырёх. Если на севере Западной Сибири в зависимости от района суммарная толщина фондотем, залегающих в основании клиноформного комплекса нижнего мела, обычно не превышает 200–300 м, то вдоль северного борта Енисей-Хатангского регионального прогиба она может достигать 500 м. В зонах с увеличенной толщиной фондотем нередко фиксируется два уровня, к которым наблюдается подошвенное прилегание слоев [29,



**Рис. 6.** Палеогеологический разрез берриас-нижнеаптских отложений  
**Fig. 6.** Paleogeological cross-section of Berriasian-Lower Aptian deposits



**Песчаные пласты (1, 2):** 1 — мелководно-морские, прибрежно-морские, 2 — относительно глубоководные (конусы выноса); 3 — преимущественно глинистые отложения; 4 — границы сейсмокомплексов; 5 — прослеживаемые уровни песчаных пластов; 6 — возраст отложений; 7 — индексы продуктивных пластов; 8 — кривые ГИС: а — ПС, б — КС.

**Свиты:** jak — яковлевская, mch — малохетская, bk — байкаловская, sh — шуратовская, sd — шуратовская, sd — преимущественно глинистые отложения; 4 — границы сейсмокомплексов; 5 — прослеживаемые уровни песчаных пластов; 6 — возраст отложений; 7 — индексы продуктивных пластов; 8 — кривые ГИС: а — ПС, б — КС.

**Свиты:** jak — яковлевская, mch — малохетская, bk — байкаловская, sh — шуратовская, sd — преимущественно глинистые отложения; 4 — границы сейсмокомплексов; 5 — прослеживаемые уровни песчаных пластов; 6 — возраст отложений; 7 — индексы продуктивных пластов; 8 — кривые ГИС: а — ПС, б — КС.

**Ур — урвевский, См — самотлорский, Тг — тагринский, Прз — приозерный, Лб — лабазный, Нз-Сб — назинско-сабунский.**

**Региональные глинистые пачки:** нейт. п. — нейтинская пачка, таг. п. — тагринская пачка, прз. п. — приозерная пачка

**Sand layers (1, 2):** 1 — shallow-marine, 2 — relatively deepwater (fans); 3 — mainly argillaceous deposits; 4 — seismic sequence boundaries; 5 — traceable levels of sand layers; 6 — deposit age; 7 — reservoir bed indices; 8 — log diagrams: a — SP, b — resistivity.

**Formations:** jak — Yakovlevsky, mch — Malokhetskyy, bk — Baikalsky, sh — Shuratovskyy, sd — Shuratovskyy, sd — mainly argillaceous deposits; 4 — seismic sequence boundaries; 5 — traceable levels of sand layers; 6 — deposit age; 7 — reservoir bed indices; 8 — log diagrams: a — SP, b — resistivity.

**Formations:** jak — Yakovlevsky, mch — Malokhetskyy, bk — Baikalsky, sh — Shuratovskyy, sd — Shuratovskyy, sd — mainly argillaceous deposits; 4 — seismic sequence boundaries; 5 — traceable levels of sand layers; 6 — deposit age; 7 — reservoir bed indices; 8 — log diagrams: a — SP, b — resistivity.

**Ureynskiy, Sm — Samotlorskiy, Tgr — Tagrinskiy, Prz — Priozernskiy, Labazny, Nzh-Sb — Nazinskoy-Sabunskiy.**

**Regional clay members:** Neitinskyy Member, Tagrinskiy Member, Prz. p. — Priozerny Member

30]. Нижний уровень, к которому под небольшим углом подклиниваются отражающие горизонты, связан с горизонтом Б (кровля гольчихинской свиты). Верхний уровень, к которому подклиниваются крутопадающие косонаклонные горизонты, приурочен к глинистым горизонтам, которые подстилают клинотемы. Чаще всего такими горизонтами являются региональные глинистые пачки.

### Заключение

Влияние множества факторов, таких как низкие скорости проградации клиноформного комплекса, существование нескольких источников сноса, особенности палеобатиметрии и палеогеоморфологии дна бассейна, огромная (до 6 км) толщина подстилающих триас-юрских отложений и др., способствовало формированию на территории Енисей-Хатангского бассейна достаточно сложного геологического разреза нижнемеловых отложений, корреляция которых с прилегающими районами Западно-Сибирского бассейна неоднозначна.

Проведенные исследования показали, что на территории Енисей-Хатангской нефтегазоносной области в разрезе берриас-нижнеаптского нефтегазоносного комплекса выделяется 15 региональных клиноформ берриас-барремского возраста. Валанжин-готеривские клиноформы соответствуют сиквенсам 3-го порядка, а берриасская и барремская — объединяют по две аналогичные секвенции. Скорость проградации при формировании клиноформного комплекса была низкой, однако темпы ее до середины готерива постоянно возрастали. Источником сноса служили в основном Сибирская и в меньшей степени Таймырская суши, кроме того существовали местные, локальные источники сноса в виде островов. В раннем готериве произошла компенсация относительно глубоководного бассейна, к этому времени на исследуемой территории сформировались клинотемы большинства клиноформ. Глубина раннемелового палеобассейна на западе Енисей-Хатангской нефтегазоносной области по сравнению с его центральными районами была незначительной — от 150 м в раннем берриасе до 300 м в позднем валанжине. Тем не менее большая толщина триас-юрских отложений (3,5–5 км), которые уплотнялись под действием большой массы меловых осадков, позволила сформировать клиноформы, по высоте в два раза превышающие палеоглубину бассейна [19]. Медленная проградация клиноформного комплекса, а также палеогеоморфологическое препятствие в виде подъема дна в сторону таймырской суши послужили причиной формирования в разрезе до трех-четырех фондотем, последовательно залегающих друг на друге. Вдоль северного борта Енисей-Хатангского регионального прогиба их суммарная толщина может достигать 500 м.

Проведенные исследования имеют не только фундаментальное, но и практическое значение. Берриас-нижнеаптские отложения Енисей-Ха-

тангской нефтегазоносной области обладают высокими перспективами нефтегазоносности и представляют большой интерес для поиска и добычи УВ. Учитывая недостаточную изученность Енисей-Хатангской нефтегазоносной области бурением, следует ожидать открытий месторождений УВ. В этой связи рекомендуется унифицировать индексацию продуктивных пластов клиноформного комплекса нижнего мела этого региона, а не создавать новую на отдельных участках. С точки зрения авторов статьи, наиболее оптимальным было бы использование стратотипа пластов  $СД_1$ – $СД_{11}$  в разрезе скв. Пеляткинская-5 и пластов  $БК_0$ – $БК_{10}$  в разрезе скв. Байкаловская-1, которые дополняют друг друга (см. рис. 3). От пластов группы НСК предлагается отказаться.

При бассейновом моделировании заполнения Енисей-Хатангского регионального прогиба осадками для прогноза зон улучшенных коллекторов следует учитывать такие особенности формирования клиноформного комплекса Енисей-Хатангской нефтегазоносной области, как относительно низкие палеоглубины и скорости проградации осадков, множественность источников сноса, встречные клиноформы и т. п., кроме того, это важно для моделирования процессов генерации, миграции и аккумуляции УВ.

При построении сейсмогеологических моделей верхнеюрско-меловых комплексов Енисей-Хатангской нефтегазоносной области следует учитывать еще одну из упомянутых выше особенностей. На большей части Западно-Сибирского бассейна, в области распространения баженовской свиты, в основании клиноформ наблюдается прилегание отражающих меловых горизонтов к ее кровле. Таким образом, юрские и меловые отложения достаточно уверенно стратифицируются на сейсмических профилях. В Енисей-Хатангском бассейне на значительных территориях, в первую очередь в его северной части, в интервале мелового клиноформного комплекса развиты фондотемы увеличенной толщины. В этих районах подклинивание меловых горизонтов к кровле гольчихинской свиты, которая совпадает с кровлей баженовского горизонта, настолько постепенное, что граница юрских и меловых отложений проходит практически внутри субгоризонтально залегающей толщи. Крутопадающие отражающие горизонты клиноформного комплекса в этом случае подклиниваются к региональным глинистым пачкам нижнего мела.

Таким образом, проведение разного рода исследований с учетом особенностей строения и формирования берриас-нижнеаптских отложений Енисей-Хатангской нефтегазоносной области поможет решить ряд вопросов, связанных со стратификацией разреза и индексацией продуктивных пластов. Совершенствование на этой основе сейсмогеологических моделей продуктивного комплекса приведет к значительному увеличению энергетического потенциала и ресурсной базы исследуемого района.

**Литература**

1. *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/GiG2017080.
2. *Ершов С.В., Карташова А.К.* Берриас-аптские отложения Енисей-Хатангского района Западной Сибири: стратиграфия, корреляция и районирование // Геология нефти и газа. – 2020. – № 5. – С. 27–38. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-5-27-38.
3. *Курчиков А.Р., Бородин В.Н.* Стратиграфия и палеогеография берриас-нижнеаптских отложений Западной Сибири в связи с клиноформным строением разреза // Геология и геофизика. – 2011. – Т. 52. – № 8. – С. 1093–1106.
4. *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.
5. *Бардачевский В.Н., Шестакова Н.И., Ершов С.В.* Особенности формирования готерив-барремских клиноформ Гыданского полуострова [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2019. – Т. 14. – № 4. – [https://ngtp.ru/rub/2019/45\\_2019.html](https://ngtp.ru/rub/2019/45_2019.html) (дата обращения: 16.10.2023). DOI: 10.17353/2070-5379/45\_2019.
6. *Шиманский В.В., Танинская Н.В., Раевская Е.Г.* Выявление структурно-литологических ловушек в юрских и нижнемеловых отложениях Западной Сибири на основе палеогеографических реконструкций // Геология нефти и газа. – 2019. – № 3. – С. 39–46. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-3-39-46.
7. *Шпильман В.И., Мясникова Г.П., Трусов Л.Л.* Перерывы при формировании неокомских клиноформ в Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 1993. – № 6. – С. 2–5.
8. *Гурари Ф.Г.* Клиноформы — особый тип литостратонов // Геология и геофизика. – 1994. – Т. 35. – № 4. – С. 19–26.
9. *Ершов С.В.* Сиквенс-стратиграфия берриас-нижнеаптских отложений Западной Сибири // Геология и геофизика – 2018. – Т. 59. – № 7. – С. 1106–1123. DOI: 10.15372/GiG20180711.
10. *Нежданов А.А., Огибенин В.В., Куренко М.И.* Региональная литостратиграфическая схема мезозоя и кайнозоя Западной Сибири и основные закономерности размещения неантиклинальных ловушек углеводородов // Литологические закономерности размещения резервуаров и залежей углеводородов: сб. науч. тр. – Новосибирск : Наука, 1990. – С. 80–108.
11. *Кислухин В.И., Брехунцова Е.А., Шрейнер А.А., Картовицкая О.Ю., Кислухин И.В., Бекина Е.А.* Верхнеюрские «клиноформы» восточных районов севера Западной Сибири // Горные ведомости. – 2005. – Т. 12. – № 5. – С. 40–43.
12. *Исаев А.В., Кригин В.А., Карпунин С.М.* Перспективы нефтегазоносности клиноформного комплекса Енисей-Хатангского регионального прогиба [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2015. – Т. 10. – № 3. – Режим доступа: [http://www.ngtp.ru/mb/4/31\\_2015.pdf](http://www.ngtp.ru/mb/4/31_2015.pdf) (дата обращения: 18.10.2023). DOI: 10.17353/2070-5379/31\_2015.
13. *Шестакова Н.И., Ершов С.В.* Сейсмогеологическая модель верхнеюрских отложений Енисей-Хатангского регионального прогиба и сопредельных районов Западно-Сибирской плиты // Геология нефти и газа. – 2016. – № 4. – С. 47–55.
14. *Конторович А.Э., Бурштейн Л.М., Никитенко Б.Л., Рыжкова С.В., Борисов Е.В., Ершов С.В., Костырева Е.А., Конторович В.А., Нехаев А.Ю., Пономарева Е.В., Фомин М.А., Ян П.А.* Маргинальный фильтр волжско-раннеберриасского Западно-Сибирского морского бассейна и его влияние на распределение осадков // Литология и полезные ископаемые. – 2019. – № 3. – С. 199–210. DOI: 10.31857/S0024-497X20193199-210.
15. *Рыжкова С.В., Бурштейн Л.М., Ершов С.В., Казаненков В.А., Конторович А.Э., Конторович В.А., Нехаев А.Ю., Никитенко Б.Л., Фомин М.А., Шурыгин Б.Н., Бейзель А.Л., Борисов Е.В., Золотова О.В., Калинина Л.М., Пономарева Е.В.* Баженовский горизонт Западной Сибири: строение, корреляция и толщины // Геология и геофизика. – 2018. – Т. 59. – № 7. – С. 1053–1074. DOI: 10.15372/GiG20180709.
16. *Бочкарев В.С., Федоров Ю.Н.* Палеобатиметрия Западно-Сибирского бассейна на конец времени накопления баженовской свиты // Строение и нефтегазоносность баженинов Западной Сибири. Тр. ЗапСибНИГНИ. – Тюмень : 1985. – С. 35–41.
17. *Брадучан Ю.В., Гурари Ф.Г., Захаров В.А. и др.* Баженовский горизонт Западной Сибири (стратиграфия, палеогеография, экосистема, нефтеносность). – Новосибирск : Наука, 1986. – 217 с.
18. *Захаров В.А.* Условия формирования волжско-берриасской высокоуглеродистой баженовской свиты Западной Сибири по данным палеоэкологии // Эволюция биосферы и биоразнообразия. К 70-летию А.Ю. Розанова. – М. : Творчество научных изданий КМК, 2006. – С. 552–568.
19. *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.
20. *Наумов А.Л., Онищук Т.М., Дядюк Н.П., Иващенко А.Е., Романенков В.А., Шипицин В.В., Юдин А.Г.* О литологических залежах углеводородов на севере Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 1979. – № 8. – С. 15–20.
21. *Конторович В.А.* Тектоника и нефтегазоносность западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба // Геология и геофизика. – 2011. – Т. 52. – № 8. – С. 1027–1050.
22. *Бардачевский В.Н., Шестакова Н.И., Ершов С.В.* Сейсмогеологическая модель строения берриас-нижнеаптских отложений Гыданского полуострова [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2018. – Т. 13. – № 4. – Режим доступа: [https://ngtp.ru/rub/2018/41\\_2018.html](https://ngtp.ru/rub/2018/41_2018.html) (дата обращения: 16.10.2023) DOI: 10.17353/2070-5379/41\_2018.
23. *Фомин М.А.* Анализ тектонического строения мезозойско-кайнозойского осадочного чехла Енисей-Хатангского регионального прогиба по опорным горизонтам и тектонические предпосылки его нефтегазоносности // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 9. – С. 4–20.
24. *Маринов В.А., Злобина О.Н., Игольников А.Е., Моусучева 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.
25. *Танинская Н.В., Шиманский В.В., Раевская Е.Г., Васильев Н.Я., Низяева И.С., Нугуманова А.А., Бирин М.В., Гиздатуллина И.И.* Фациально-палеогеографические реконструкции валанжин-готеривских отложений нижнего мела Гыданского полуострова и западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2021. – Т. 16. – № 1. – Режим доступа: [https://ngtp.ru/rub/2023/3\\_2023.html](https://ngtp.ru/rub/2023/3_2023.html) (дата обращения: 16.10.2023) DOI: 10.17353/2070-5379/3\_2023.

26. *Исаев А.В., Поляков А.А., Афанасенков А.П., Хилько И.А., Чикишев А.А.* Строение и перспективы нефтеносности клиноформного комплекса Енисей-Хатангского регионального прогиба // *Геология и геофизика*. – 2022. – Т. 63. – № 11. – С. 1591–1603. DOI: 10.15372/GIG2021189.
27. *Розбаева Г.Л., Агалаков С.Е., Маринов В.А., Дубровина Л.А., Лошаченко Ю.В., Смирнова Е.В., Малышев Н.А., Комиссаров Д.К., Игольников А.Е.* Новая стратиграфическая схема рязанско-аптских отложений Пайяхской зоны нефтегазоаккумуляции [Электронный ресурс] // *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. – 2023. – Т. 18. – № 1. – Режим доступа: [https://ngtp.ru/rub/2019/45\\_2019.html](https://ngtp.ru/rub/2019/45_2019.html) (дата обращения: 20.10.2023) DOI: 10.17353/2070-5379/3\_2023.
28. *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.
29. *Мельникова М.В.* Перспективы поисков залежей нефти и газа в юрско-меловых отложениях полуострова Гыдан // *ROGTEC*. – 2012. – № 30. – С. 74–85.
30. *Шестакова Н.И., Ершов С.В., Бардачевский В.Н.* Критерии нефтегазоносности и прогноз нефтегазоперспективных зон в ачимовских отложениях Гыданского полуострова // *Геофизические технологии*. – 2020. – № 4. – С. 4–31. DOI: 10.18303/2619-1563-2020-4-4.

## References

1. *Ershov S.V.* Problems of selection and correlation of stratotype sections of the Neocomian in West Siberia in the context of clinoform structure. *Russian Geology and Geophysics*. 2017;58(8):963–972. DOI: 10.1016/j.rgg.2017.07.007.
2. *Ershov S.V., Kartashova A.K.* Berriasian-Aptian deposits of the West Siberian Yenisei-Khatanga region: stratigraphy, correlation, and zoning. *Geologiya nefiti i gaza*. 2020;(5):27–38. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-5-27-38. In Russ.
3. *Kurchikov A.R., Borodkin V.N.* Stratigraphy and paleogeography of Berriasian-Lower Aptian deposits of West Siberia in connection with the clinoform structure of the section. *Russian Geology and Geophysics*. 2011;52(8):859–870.
4. *Kontorovich A.E., Ershov S.V., Kazanenkov V.A., Karogodin Yu.N., Kontorovich V.A., Lebedeva N.K., Nikitenko B.L., Popova N.I., Shurygin B.N.* Cretaceous paleogeography of the West Siberian sedimentary basin. *Russian Geology and Geophysics*. 2014;55(5–6):582–609. DOI: 10.1016/j.rgg.2014.05.005.
5. *Bardachevskiy V.N., Shestakova N.I., Ershov S.V.* Osobennosti formirovaniya goteriv-barremskikh klinoform Gydanskogo poluostrova [Features of formation of Gydan Peninsula Hauteriv-Barremian clinoform]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2019;14(4). Available at: [https://ngtp.ru/rub/2019/45\\_2019.html](https://ngtp.ru/rub/2019/45_2019.html). DOI: 10.17353/2070-5379/45\_2019 (accessed on 16.10.2023). In Russ.
6. *Shimansky V.V., Taninskaya N.V., Raevskaya E.G.* Identification of combination traps in Jurassic and Lower Cretaceous series of Western Siberia based on paleogeography reconstructions. *Geologiya nefiti i gaza*. 2019;(3):39–46. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-3-39-46. In Russ.
7. *Shpil'man V.I., Myasnikova G.P., Trusov L.L.* Breaks during the Neocomian clinoforms formation at Western Siberia. *Geologiya nefiti i gaza*. 1993;(6):2–5. In Russ.
8. *Gurari F.G.* Klinoformy — osobyi tip litostratonov [Clinoforms as a special type of lithostratons]. *Russian Geology and Geophysics*. 1994;35(4):19–26. In Russ.
9. *Ershov S.V.* Sequence stratigraphy of the Berriasian–Lower Aptian deposits of West Siberia. *Russian Geology and Geophysics*. 2018;59(7):891–904. DOI: 10.1016/j.rgg.2018.07.011.
10. *Nezhdanov A.A., Ogibenin V.V., Kurenko M.I.* Regional'naya litmostratigraficheskaya skhema mezozoya i kainozoya Zapadnoi Sibiri i osnovnye zakonomernosti razmeshcheniya neantiklinal'nykh lovushek uglevodorodov [Regional lithmo-stratigraphic scheme of Mesozoic and Cenozoic in Western Siberia and main patterns of non-anticline hydrocarbon trap occurrence]. In: *Litmologicheskie zakonomernosti razmeshcheniya rezervuarov i zalezhei uglevodorodov*. Novosibirsk: Nauka; 1990. pp. 80–108. In Russ.
11. *Kislukhin V.I., Brekhuntsova E.A., Shreiner A.A., Kartovitskaya O.Yu., Kislukhin I.V., Bekina E.A.* Verkhneyurskie «klinoformy» vostochnykh raionov severa Zapadnoi Sibiri [Upper Jurassic "clinoforms" of the eastern regions of northern Western Siberia]. *Gornye vedomosti*. 2005;12(5):40–43. In Russ.
12. *Isaev A.V., Krinin V.A., Karpukhin S.M.* Perspektivy neftegazonosnosti klinoformnogo kompleksa Enisei-Khatangskogo regional'nogo progiba [Petroleum potential of clinoform sequence in the Yenisei-Khatanga regional trough]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2015;10(3). Available at: [http://www.ngtp.ru/rub/4/31\\_2015.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/4/31_2015.pdf). DOI: 10.15372/GIG20170808 (accessed on 18.10.2023). In Russ.
13. *Shestakova N.I., Ershov S.V.* Seismic model of the upper Jurassic sediments of the Yenisei-Khatanga regional trough and adjacent areas of the West Siberian plate. *Geologiya nefiti i gaza*. 2016;(4):47–55. In Russ.
14. *Kontorovich A.E., Burshtein L.M., Nikitenko B.L., Ryzhkova S.V., Borisov E.V., Ershov S.V., Kostyreva E.A., Kontorovich V.A., Nekhaev A.Yu., Ponomareva E.V., Fomin M.A., Yan P.A.* Volgian–early Berriasian marginal filter in the West Siberian marine basin and its influence on sediment distribution. *Lithology and Mineral Resources*. 2019;(3):187–199. DOI: 10.1134/S0024490219030039.
15. *Ryzhkova S.V., Burshtein L.M., Ershov S.V., Kazanenkov V.A., Kontorovich A.E., Kontorovich V.A., Nekhaev A.Y., Nikitenko B.L., Fomin M.A., Shurygin B.N., Beizel A.L., Borisov E.V., Zolotova O.V., Kalinina L.M., Ponomareva E.V.* The Bazhenov Horizon of West Siberia: structure, correlation, and thickness. *Russian Geology and Geophysics*. 2018;59(7):846–863. DOI: 10.1016/j.rgg.2018.07.009.
16. *Bochkarev V.S., Fedorov Yu.N.* Paleobathymetry of West Siberian basin at the end of the Bazhenov formation accumulation. In: *Stroenie i neftegazonosnost' bazhenitov Zapadnoi Sibiri*. Tr. ZapSibNIGNI. Tyumen; 1985. pp. 35–41. In Russ.
17. *Braduchan Yu.V., Gurari F.G., Zakharov V.A. et al.* Bazhenovskii gorizont Zapadnoi Sibiri (stratigrafiya, paleogeografiya, ekosistema, neftenosnost') [Bazhenov Horizon in Western Siberia (stratigraphy, paleogeography, ecosystem, oil bearing capacity)]. Novosibirsk: Nauka; 1986. 217 p. In Russ.
18. *Zakharov V.A.* Usloviya formirovaniya volzhsko-berriasskoi vysokouglerodistoi bazhenovskoi svity Zapadnoi Sibiri po dannym paleoekologii [Conditions of high-carbonaceous Volgian-Berriasian Bazhenov Fm formation in Western Siberia according to paleoecology data]. In: *Evolutsiya biosfery i bioraznoobraziya. K 70-letiyu A.Yu. Rozanova*. Moscow: Tvorchestvo nauchnykh izdaniy KMK, 2006. pp. 552–568. In Russ.
19. *Ershov S.V.* Paleobathymetry of the Late Jurassic–Neocomian basin in northern West Siberia and the impact of natural processes. *Russian Geology and Geophysics*. 2016;57(8):1221–1238. DOI: 10.1016/j.rgg.2016.08.008.

20. Naumov A.L., Onishchuk T.M., Dyadyuk N.P., Ivashchenko A.E., Romanenkov V.A., Shipitsin V.V., Yudin A.G. O litologicheskikh zalezkhakh uglevodorodov na severe Zapadnoi Sibiri [On lithological hydrocarbon deposits in the north of Western Siberia]. *Geologiya nefi i gaza*. 1979;(8):15–20. In Russ.
21. Kontorovich V.A. Tectonics and oil and gas potential of the western part of the Yenisei-Khatanga regional deep. *Russian Geology and Geophysics*. 2011;52(8):804–824. DOI: 10.1016/j.rgg.2011.07.006.
22. Bardachevskii V.N., Shestakova N.I., Ershov S.V. Seysmogeologicheskaya model' stroeniya berrias-nizhneaptskikh otlozheniy Gydanskogo poluostrova [Seismogeological model of the Berrisian-Lower Aptian section of the Gydan Peninsula]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2018;13(4). – Available at: [https://ngtp.ru/rub/2018/41\\_2018.html](https://ngtp.ru/rub/2018/41_2018.html) (accessed: 16.10.2023) DOI: 10.17353/2070-5379/41\_2018. In Russ.
23. Fomin M.A. Analysis of tectonic structure of mesozoic and caino-zoic sedimentary cover of the Yenisei-Khatanga regional trough and tectonic criteria of its oil-and-gas content. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii*. 2011;(9):4–20. In Russ.
24. Marinov V.A., Zlobina O.N., Igol'nikov A.E., Urman O.S., Magucheva N.K. The biostratigraphy and sedimentary environments of the Lower Cretaceous section, Malaya Kheta structural-facies region, West Siberia. *Russian Geology and Geophysics*. 2015;56(10):1451–1460. DOI: 10.1016/j.rgg.2015.09.007.
25. Taninskaya N.V., Shimanskii V.V., Raevskaya E.G., Vasil'ev N.Ya., Nizyaeva I.S., Nugumanova A.A., Birin M.V., Gizdatullina I.I. Fatsial'no-paleogeograficheskie rekonstruktsii valanzhin-goterivskikh otlozheniy nizhnego mela Gydanskogo poluostrova i zapadnoy chasti Enisey-Khatangskogo regional'nogo progiba [Facial-paleogeographic reconstructions of the Valanginian-Hauterivian strata belonging to the Lower Cretaceous Gydan Peninsula and the western part of the Yenisei-Khatanga regional foredeep]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2021;16(1). – Available at: [https://ngtp.ru/rub/2023/3\\_2023.html](https://ngtp.ru/rub/2023/3_2023.html) (accessed: 16.10.2023) DOI: 10.17353/2070-5379/3\_2023. In Russ.
26. Isaev A.V., Polyakov A.A., Afanasenkov A.P., Khil'ko I.A., Chikishev A.A. The Clinoform Complex of the Yenisei-Khatanga Regional Trough: The Structure and Oil Potential. *Geologiya i geofizika*. 2022;63(11):1320–1331. DOI: 10.2113/RGG20214399.
27. Rozbaeva G.L., Agalakov S.E., Marinov V.A., Dubrovina L.A., Loshachenko Yu.V., Smirnova E.V., Malyshev N.A., Komissarov D.K., Igol'nikov A.E. Novaya stratigraficheskaya skhema ryazansko-aptskikh otlozheniy Payyakhskoy zony neftegazonakopleniya [A new stratigraphic scheme of the Ryazanian-Aptian strata of the Payakh petroleum accumulation zone]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2023;18(1). – Available at: [https://ngtp.ru/rub/2019/45\\_2019.html](https://ngtp.ru/rub/2019/45_2019.html) (accessed: 20.10.2023) DOI: 10.17353/2070-5379/3\_2023. In Russ.
28. Kazanenkov V.A., Ershov S.V., Ryzhkova S.V., Borisov E.V., Ponomareva E.V., Popova N.I., Shaporina M.N. Geological structure and oil and gas potential of jurassic and cretaceous regional reservoirs in Cara-Yamal region and prognosis of hydrocarbon distribution. *Geologiya nefi i gaza*. 2014;(1):27–49. In Russ.
29. Mel'nikov M.V. Exploration prospects on the Gydan peninsula. *ROGTEC*. 2012;(30):74–85. In Russ.
30. Shestakova N.I., Ershov S.V., Bardachevskii V.N. Criteria for petroleum potential and forecast of oil and gas prospective zones in the Achimov deposits of the Gydan Peninsula. *Geofizicheskie tekhnologii*. 2020;(4):4–31. DOI: 10.18303/2619-1563-2020-4-4. In Russ.

### Информация об авторах

#### Карташова Александра Константиновна

Ведущий инженер

ФГБУН «Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН»,

630090 Новосибирск, пр-кт Коптюга, д. 3

e-mail: KartashovaAK@ipgg.sbras.ru

#### Ершов Сергей Викторович

Кандидат геолого-минералогических наук, заведующий лабораторией

ФГБУН «Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН»,

630090 Новосибирск, пр-кт Коптюга, д. 3

e-mail: ershovsv@ipgg.sbras.ru

ORCID ID: 0000-0001-7948-4842

#### Шестакова Наталья Ивановна

Научный сотрудник

ФГБУН «Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН»,

630090 Новосибирск, пр-кт Коптюга, д. 3

e-mail: shestakovani@ipgg.sbras.ru

ORCID ID: 0000-0002-9252-0956

SCOPUS ID: 57192065263

### Information about authors

#### Aleksandra K. Kartashova

Lead Engineer

The Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences,

3, prospekt Koptyuga, Novosibirsk, 630090, Russia

e-mail: KartashovaAK@ipgg.sbras.ru

#### Sergei V. Ershov

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences, Head of Laboratory

The Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences,

3, prospekt Koptyuga, Novosibirsk, 630090, Russia

e-mail: ershovsv@ipgg.sbras.ru

ORCID ID: 0000-0001-7948-4842

#### Natal'ya I. Shestakova

Researcher

The Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences,

3, prospekt Koptyuga, Novosibirsk, 630090, Russia

e-mail: shestakovani@ipgg.sbras.ru

ORCID ID: 0000-0002-9252-0956

SCOPUS ID: 57192065263