

Методика реконструкции палеогеографических условий накопления и прогноз природных резервуаров в клиноформных толщах

А.В. Мордасова^{1*}, А.А. Гильмуллина², А.А. Сулова¹, А.В. Ступакова¹,
Н.И. Коробова¹, Р.М. Гилаев¹, Р.С. Сауткин¹

¹Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия

²Университет г. Берген, Берген, Норвегия

Клиноформные толщи широко распространены в различных нефтегазоносных бассейнах мира, встречаются в отложениях широкого стратиграфического диапазона и содержат залежи нефти и газа. Клиноформные толщи также несут информацию о направлении сноса осадочного материала, палеогеографии и об относительных изменениях уровня моря. Однако универсальные подходы к реконструкции палеогеографии и прогнозу природных резервуаров в косослоистых толщах разного возраста и в различных осадочных бассейнах не выработаны. В статье представлен методический подход к изучению клиноформных толщ на примере верхнеюрских и нижнемеловых клиноформ Баренцева моря и Широкого Приобья. Разработанный методический подход включает в себя решение трёх задач: 1) выявление строения и типов клиноформ; 2) реконструкция условий накопления клиноформ; 3) прогноз природных резервуаров и литологических ловушек в клиноформных телах.

Ключевые слова: клиноформы, методика исследования, палеогеография, геометрия клиноформ, траектория бровок, природные резервуары, ловушки, критерии нефтегазоносности

Для цитирования: Мордасова А.В., Гильмуллина А.А., Сулова А.А., Ступакова А.В., Коробова Н.И., Гилаев Р.М., Сауткин Р.С. (2025). Методика реконструкции палеогеографических условий накопления и прогноз природных резервуаров в клиноформных толщах. *Георесурсы*, 27(2), с. 118–127. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.2.9>

Введение

Клиноформные толщи широко распространены по всему миру и встречаются в карбонатных и терригенных отложениях широкого стратиграфического диапазона от кембрия на склонах Анабарской антеклизы (Губин и др., 2018) до дельт современных рек в океанах, морях и озерах (Schlager, Adams, 2001; Patruno, Helland-Nansen, 2018).

В клиноформных толщах разного возраста в пределах различных нефтегазоносных бассейнов (НГБ) открыты залежи нефти и газа. Наиболее широко известным примером являются нижнемеловые клиноформы Западно-Сибирского НГБ, в которых открыты уникальные месторождения нефти и газа. С клиноформами миоценового возраста связаны месторождения Северо-Сахалинского НГБ (Волконская, 2017; Костров и др., 2018), с клиноформами майкопской серии олигоцен-раннемиоценового возраста в Предкавказье – залежи

и нефтегазопроявления (Шарафутдинов, 2003; Яндарбиев и др., 2017). Нефтепроявления также обнаружены в норвежском секторе Баренцева моря в среднетриасовой свите Снадд, имеющей клиноформное строение (Норина, 2014; Klausen et al., 2016).

Несмотря на то, что нефтегазоносность клиноформных отложений не является чем-то исключительным, универсальные подходы к прогнозу природных резервуаров в косослоистых толщах разного возраста и в различных осадочных бассейнах не выработаны по сей день. Нет и ответа на вопрос: почему уникальные и крупные месторождения открыты в песчаных коллекторах клиноформ Западно-Сибирского и Северо-Сахалинского НГБ, а в более мощных майкопских клиноформах Предкавказья и триасовых клиноформах Баренцевоморского шельфа не выявлены региональные песчаные пласты-коллекторы (Gilmullina et al., 2021; Gilmullina et al., 2023)?

Помимо того, что клиноформные толщи могут потенциально содержать природные резервуары нефти и газа, они также являются ценным источником информации о направлении сноса осадочного материала, палеогеографии и об относительных изменениях уровня моря, что особенно важно при отсутствии каменного материала на региональном этапе геолого-разведочных работ. При этом клиноформное строение осложняет

* Ответственный автор: Алина Владимировна Мордасова
e-mail: a.mordasova@oilmsu.ru

© 2025 Коллектив авторов

Статья находится в открытом доступе и распространяется в соответствии с лицензией Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

межскважинную корреляцию; сопоставление косослоистых отложений в скважинах невозможно без привязки к сейсмическим данным. Особенно остро встаёт проблема прогноза нефтегазоносности в клиноформных толщах Восточно-Арктических осадочных бассейнов (Фрейман, 2019; Houseknecht, 2019; Шельфовые осадочные бассейны., 2020), где по сей день не пробурено ни одной глубокой скважины.

В связи с поставленными проблемами необходимо разработать единый подход к изучению клиноформных толщ и выделить ключевые признаки клиноформ – размеры, форму, закономерности латеральной смены литофаций – и установить связь между этими признаками и наличием природных резервуаров.

Целью данной статьи является разработка методического подхода к изучению клиноформных толщ на основе опубликованной литературы и доступных данных по нижнемеловым клиноформам Баренцева моря и Широкого Приобья. Методический подход к изучению клиноформных толщ включает в себя три этапа и решает три задачи (рис. 1):

1. строение и типы клиноформ;
2. условия формирования клиноформ;
3. прогноз природных резервуаров и литологических ловушек в клиноформах.

Результаты исследования

1. Строение и типы клиноформ

Строение клиноформы и клиноформной толщи

Согласно определению из Стратиграфического кодекса России, «Клиноформа – клиновидная (линзовидная) в разрезе толща с отчетливыми первичными наклонами

слоев, сложенная обломочными породами и формирующаяся в склоновой части палеобассейна седиментации за один цикл колебаний относительного уровня моря» (Стратиграфический кодекс..., 2005). В целом под понятием клиноформы понимают профиль отложений, имеющий «сигмовидную» форму, чаще всего накопившийся на склоне приёмного бассейна путём бокового наращивания слоёв. В более широком смысле под термином «клиноформа» также можно понимать косые отражения на сейсмическом разрезе независимо от состава слагающих отложений – и терригенных, и карбонатных.

В клиноформе выделяется 3 синхронные части (рис. 2): верхняя, самая мелководная часть – *ундаформа*, *склон* и нижняя, самая глубоководная часть – *фондоформа* (Mitchum et al., 1977; Гогоненков, 1988). Точка перегиба между ундаформой и склоном называется *бровкой*, а между склоном и фондоформой – *подножием*.

Серия клиноформ, накопившихся последовательно и отделённых от вмещающих толщ субпараллельными границами, называется *клиноформной толщей*.

Основным источником информации о геометрии клиноформ являются сейсмические данные, увязанные со скважинной информацией: каротажем, стратиграфическими разбивками, палеонтологическими находками – и на первом этапе выявляется кровля и подошва *клиноформного сейсмостратиграфического комплекса* (ССК) – аналога клиноформной толщи на сейсмическом разрезе. Кровля и подошва клиноформного ССК определяются на основе анализа характерных признаков несогласий на сейсмических разрезах – по типу подошвенного прилегания, кровельного прилегания, подошвенного налегания и эрозионного срезания.

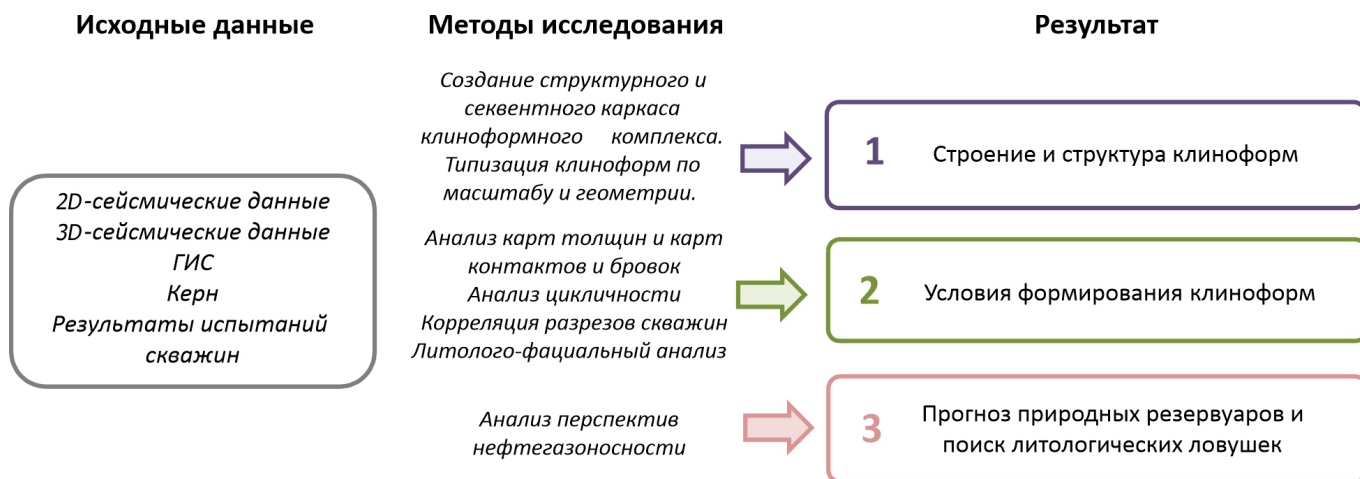


Рис. 1. Схема комплексного методического подхода к исследованию клиноформных толщ

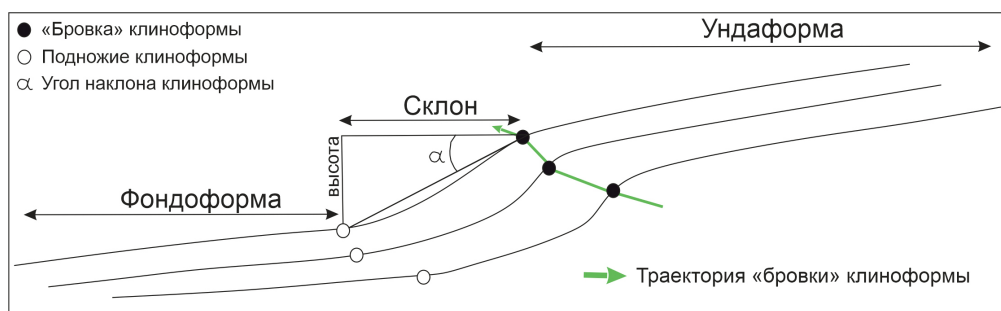


Рис. 2. Строение клиноформы, её составные части и основные параметры по (Salazar et al., 2016, с изменениями)

Внутри клиноформного комплекса выделяются отдельные клиноформы (син. клинотемы, клиноциклиты, сиквенсы): на сейсмическом разрезе и в разрезе скважин выявляются несогласия и коррелятивные им согласные поверхности. Границы клиноформ соответствуют границам крупных циклитов, выделенных по скважинным данным. Отражения, соответствующие границам клиноформ, коррелируются по сети профилей, и затем, при необходимости, проводится корреляция косых отражений внутри клиноформ.

Высота клиноформ

Клиноформы накапливаются путём бокового наращивания слоёв и их высота от бровки до подошвы указывает на глубину водоёма, в котором они формируются (рис. 3). *Прибрежные клиноформы* характеризуются высотой в первые метры – первые десятки метров и формируются на побережье морского бассейна или озера. К бровке этих клиноформ приурочена береговая линия. *Клиноформы проделты* полностью формируются в подводных обстановках и характеризуются высотой в десятки метров.

Клиноформы шельфа имеют высоту в первые сотни метров и накапливаются на склоне шельфа, а их бровки приурочены к границе мелководного и относительно глубоководного шельфа (Ступакова и др., 2023). Самые крупные клиноформные тела, высотой до первых километров – *клиноформы континентального склона* – формируются на современных пассивных окраинах континентов (Pellegrini et al., 2020).

Высота клиноформ на сейсмических разрезах определяется как разница между глубиной залегания бровки и подошвы клиноформы на профилях, выровненных на кровлю клиноформного ССК. Выравнивая на кровлю клиноформного ССК как на поверхность компенсации и учитывая уплотнение пород и изостатические процессы (Ершов, 2016), мы можем определить высоту клиноформ без существенных искажений.

Геометрия и траектория бровки клиноформ

Траектория бровки клиноформ различного масштаба является результатом изменения относительного уровня моря. Вертикальная и горизонтальная миграция бровки клиноформы указывает на смещение различных сред осадконакопления во времени (Helland-Hansen, Hampson, 2009). Траектории бровок клиноформ шельфа подразделяются на регрессивные восходящие (нормальная регрессия) и нисходящие (форсированная регрессия), трансгрессивные и невыраженные (рис. 4).

Восходящая траектория указывает на широкое развитие и большие мощности прибрежных фаций в ундаформе и слабый привнос осадочного материала вглубь бассейна (Helland-Hansen, Hampson, 2009). Восходящая траектория бровки определяет сигмовидную форму и формируется при нормальной регрессии на фоне роста уровня моря. *Нисходящая траектория* предполагает развитие глубоководных конусов выноса и маломощные прибрежные фации. Нисходящая траектория определяет тангенциальную или косую форму и образуется при форсированной

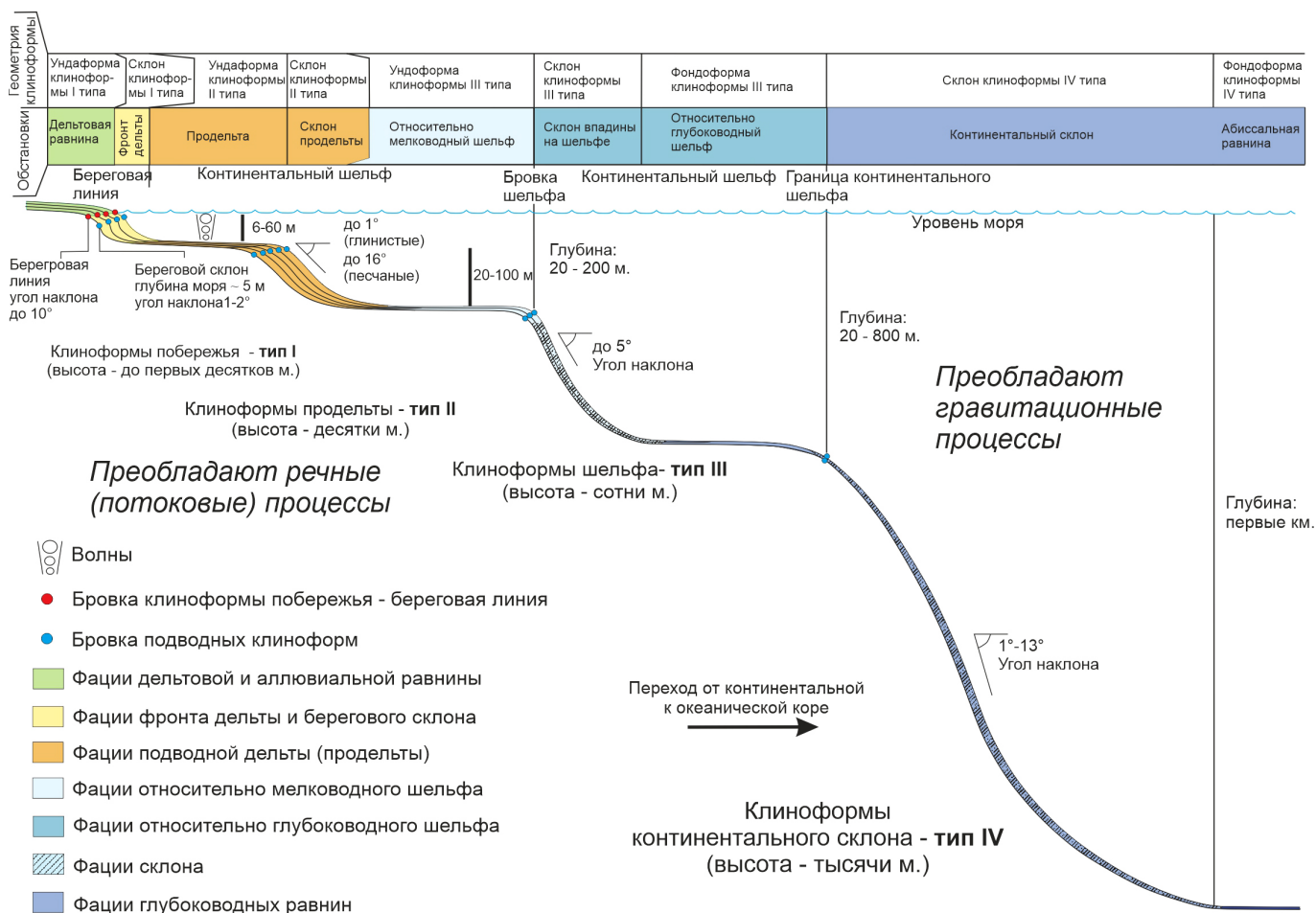


Рис. 3. Схема формирования клиноформ различного масштаба и их палеогеографическая интерпретация

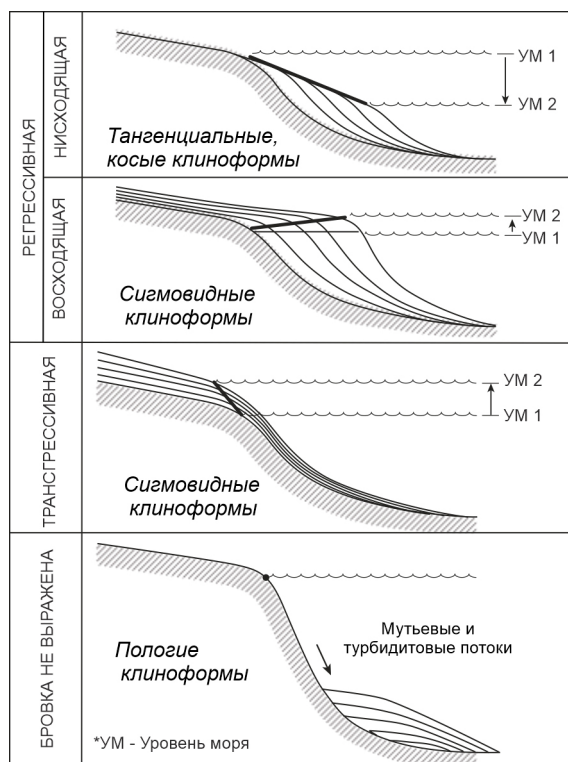


Рис. 4. Траектории бровок клиноформ и связь с изменениями уровня моря и геометрией клиноформ по (Helland-Hansen, 2009, с изменениями)

регрессии при падении уровня моря. *Трансгрессионная траектория* говорит о трансгрессии и смещении морских фаций в сторону суши. В случае, если осадочный материал осаждается исключительно на склоне и в подножии относительно глубоководной впадины, формируются пологие клиноформы с невыраженной бровкой.

В качестве примера типизации клиноформ по высоте, геометрии и траектории бровок на основе сейсмических

данных рассмотрим верхнеюрско-нижнемеловые клиноформы в разрезе Баренцево-морского шельфа (Мордасова и др., 2019; Mordasova et al., 2024). Выделенные пять сейсмических типов клиноформ формировались в различных палеогеографических условиях (рис. 5): клиноформы высотой менее 150 м связаны с подводной частью дельты, а более 150 м – со склоном относительно глубоководной впадины на шельфе. Среди шельфовых клиноформ по форме выделены тангенциальные, сигмовидные, косые (со срезанной ундаформой) и пологие клиноформы, которые формировались в разные этапы изменения уровня моря.

2. Условия накопления клиноформ

После корреляции клиноформных ОГ по сети 2D-профилей или по 3D-сейсмическим данным строятся карты толщин (или карты временных толщин), которые ограничены областью распространения каждой клиноформы. Область распространения может быть ограничена эрозионным срезанием, подошвенным прилеганием, кровельным прилеганием или налеганием. Каждый из этих типов контактов и положение бровок выносятся на карту толщин (рис. 6). В результате можно оценить направление сноса осадочного материала и ограничить различные палеогеографические зоны (Patruno, Helland-Hansen, 2018; Мордасова и др., 2019).

Клиноформы характеризуются увеличенными мощностями в области склона, увеличение мощности в подножии клиноформ может быть связано с конусами выноса. *Подошвенное прилегание* на карте указывает на область перехода от склона к фондоформе, а бровка – от ундаформы к склоновой части. По направлению бровка-подошвенное прилегание можно установить направление проградации клиноформы и сноса обломочного материала. *Кровельное прилегание* характерно для тангенциальных клиноформ и указывает на положение береговой линии

Масштаб	Сейсмический тип клиноформ	Интерпретация	Пример сейсмической записи	Характер внутренних отражений
Высота <150м	1. Косые параллельные клиноформы, высота 45-150м, угол наклона около 0,5-3°, плоская и полого нисходящая траектория	Глинистый фронт дельты (подводная часть дельты)		
	2. Тангенциальные клиноформы, высота 200-270м, угол наклона 0,4 - 1,8°, плоская траектория	Склон шельфовой впадины с выраженной фондоформой		
Высота >150м	3. Сигмовидные клиноформы, высота 200-250м, угол наклона 1-1,2°, восходящая траектория	Склон шельфовой впадины с выраженной ундаформой		
	4. Косые клиноформы, высота 240-600м, угол наклона 0,2-0,6°, ундаформа эродирована	Склон шельфовой впадины		
	5. Пологие клиноформные тела, высота 160-430м, угол наклона 0,1-0,4°	Глинистые отложения на склоне шельфовой впадины		

Рис. 5. Типы верхнеюрско-нижнемеловых клиноформ Баренцево-морского шельфа, выделенные на основе анализа высоты и геометрии клиноформ по сейсмическим данным (Мордасова и др., 2019)

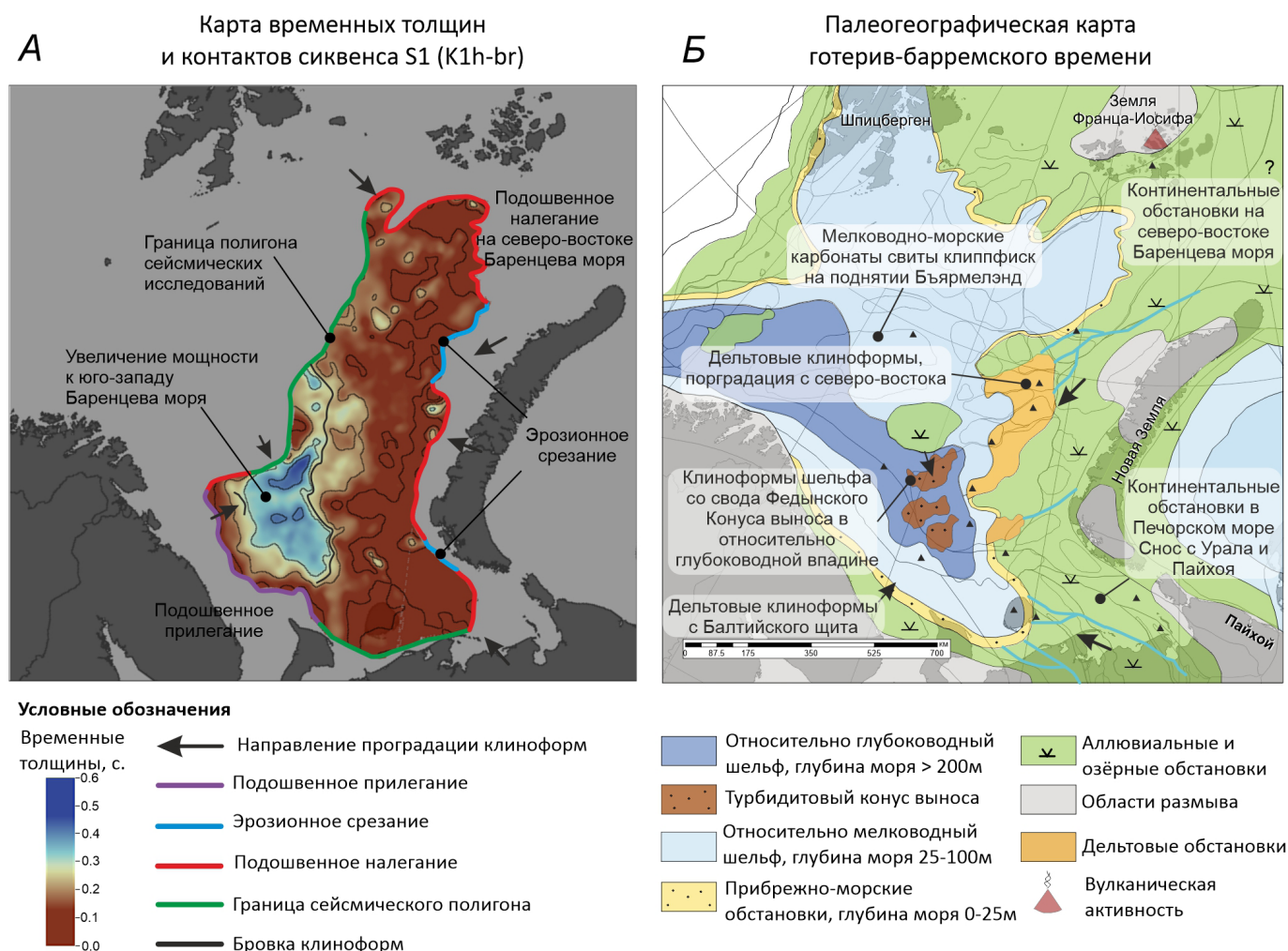


Рис. 6. Пример интерпретации карты временных толщин с нанесёнными контактами (А) и созданной на её основе палеогеографической картой (Б) по готерив-барремскому сиквенсу S1 в нижнемеловых отложениях Баренцева моря по (Mordasova et al., 2024, с изменениями)

во время высокого стояния уровня моря или его падения. *Налегание* наблюдается в ундаформе сигмовидных клиноформ и указывает на близость палеосуши и рост уровня моря. *Кровельное срезание* говорит о более позднем размыве ундаформы во время регрессии. Смещение бровок клиноформ шельфа указывает на смещение области мелкого шельфа, а смещение бровок прибрежных клиноформ – на продвижение береговой линии в сторону моря.

С помощью скважинных данных – характера изменения каротажных диаграмм (ГИС), по литологическому составу отложений, текстурно-структурным особенностям, фаунистическим находкам, положению изучаемых разрезов скважин по профилю ундаформа-склон-фондоформа – проводится геологическая интерпретация сейсмических типов клиноформ (рис. 7).

В готерив-барремских шельфовых клиноформах Баренцевоморского шельфа разрез ундаформы характеризуется увеличением зернистости вверх по разрезу и наличием в разрезе как остатков высшей растительности, так и морской фауны, и сформировался в прибрежно-морских обстановках. Для склона клиноформ шельфа по разрезам скважин характерны увеличенные мощности, монотонный глинистый состав, морская фауна, что говорит о мелководно-морских и склоновых условиях. В подножии пологих клиноформ шельфа выявлены высокие

концентрации органического вещества, пиритизация и остатки раковин хорошей сохранности, характерные для относительно глубоководных впадин на шельфе.

3. Прогноз природных резервуаров и литологических ловушек в клиноформах

Для решения задачи прогноза природных резервуаров в клиноформных толщах привлекаются результаты интерпретации ГИС, петрофизические и литолого-фациальные исследования керна.

По высоте клиноформ, оценённым по сейсмическим данным, на основе литолого-фациального анализа и анализа цикличности разреза по керновым данным и ГИС разрабатывается принципиальная седиментационная модель формирования изучаемой клиноформной толщи. Сопоставление коллекторских свойств песчаников, накопившихся в разных обстановках, позволяет наметить наиболее перспективные фации на поиск коллекторов. По анализу геометрии и траектории бровок клиноформ определяются типы клиноформ и их части, перспективные для формирования коллекторов различного генезиса, траектория бровок клиноформ указывает на изменения уровня моря и динамику изменения процессов осадконакопления. Поскольку клиноформы имеют циклическое строение, для каждого типа клиноформ разрабатывается

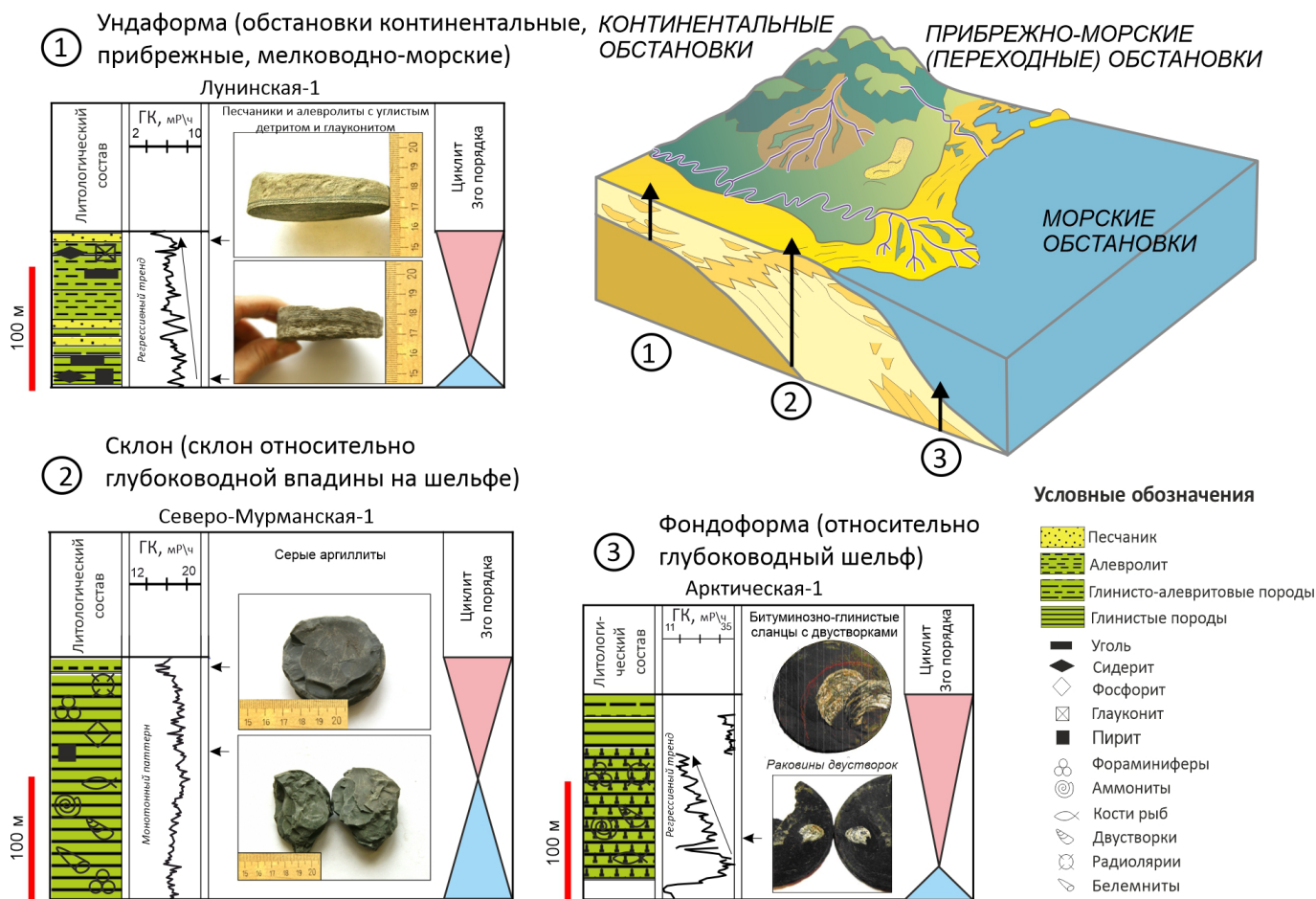


Рис. 7. Анализ опорных разрезов скважин и изменения условий накопления по профилю ундаформа-склон-фондоформа на примере сигмовидных клиноформ в нижнемеловом разрезе Баренцевоморского шельфа (Мордасова и др., 2019, с изменениями)

критерий поиска природных резервуаров, который может быть применён для аналогичных, но ещё не разбуренных клиноформ. Картирование выделенных коллекторов различного генезиса возможно по регулярной сети 2D-сейсмических данных или по 3D-сейсмическим данным – на основе карт толщин клиноформ с нанесённым положением бровок и по сейсмическим атрибутам.

На примере нижнемеловых клиноформных продуктивных толщ Приобского месторождения Западно-Сибирского НГБ показано применение методического подхода и разработаны критерии поиска природных резервуаров и ловушек (рис. 8).

Продуктивные нижнемеловые клиноформы Широкого Приобья сносились с Восточно-Сибирской платформы, имеют высоту порядка 150–270 м, и накапливались на склоне относительно глубоководной впадины на шельфе. Среди клиноформ по геометрии и траектории бровок выделяются: 1) пологие клиноформы, 2) сигмовидные клиноформы, 3) тангенциальные клиноформы с плоской траекторией и нисходящей траекторией.

На основе литолого-фациального анализа керна и исследований ФЕС установлено, что на Приобском месторождении продуктивные пласты имеют преимущественно турбидитовый и баровый генезис (Бабина и др., 2022). При сопоставлении с типами клиноформ выявлено, что коллектора турбидитового генезиса развиты в пологих клиноформах (низкое стояние уровня моря) и в подошве тангенциальных клиноформ с нисходящей траекторией

бровок (падение уровня моря). На картах сейсмических атрибутов для этих природных резервуаров характерна конусовидная форма и наличие подводящих каналов на склоне (рис. 8). Коллектора барового генезиса приурочены к бровкам тангенциальных клиноформ с плоской (высокое стояние уровня моря) и нисходящей траекторией (падение уровня моря). Проградация баровых гряд на карте отражает продвижение обстановок мелкого шельфа и побережья в сторону бассейна осадконакопления (рис. 8).

Заключение

Комплексный методический подход для анализа клиноформных толщ включает в себя три основных этапа и, в целом, позволяет решить три большие задачи. Первая задача состоит в выявлении клиноформного сейсмостратиграфического комплекса и его внутреннего строения. Вторая задача включает в себя палеогеографические реконструкции, необходимые на региональном этапе ГРП, и выявление связи между разными геометрическими типами клиноформ и природными резервуарами различного генезиса, т.е. сформированными в различных обстановках осадконакопления. Решение этой задачи на поисково-оценочном и разведочном этапах ГРП позволит повысить успешность поиска литологических ловушек в клиноформных толщах.

На примере верхнеюрско-нижнемеловых клиноформ Баренцевоморского шельфа продемонстрировано поэтапно, как от исследования клиноформ на сейсмических

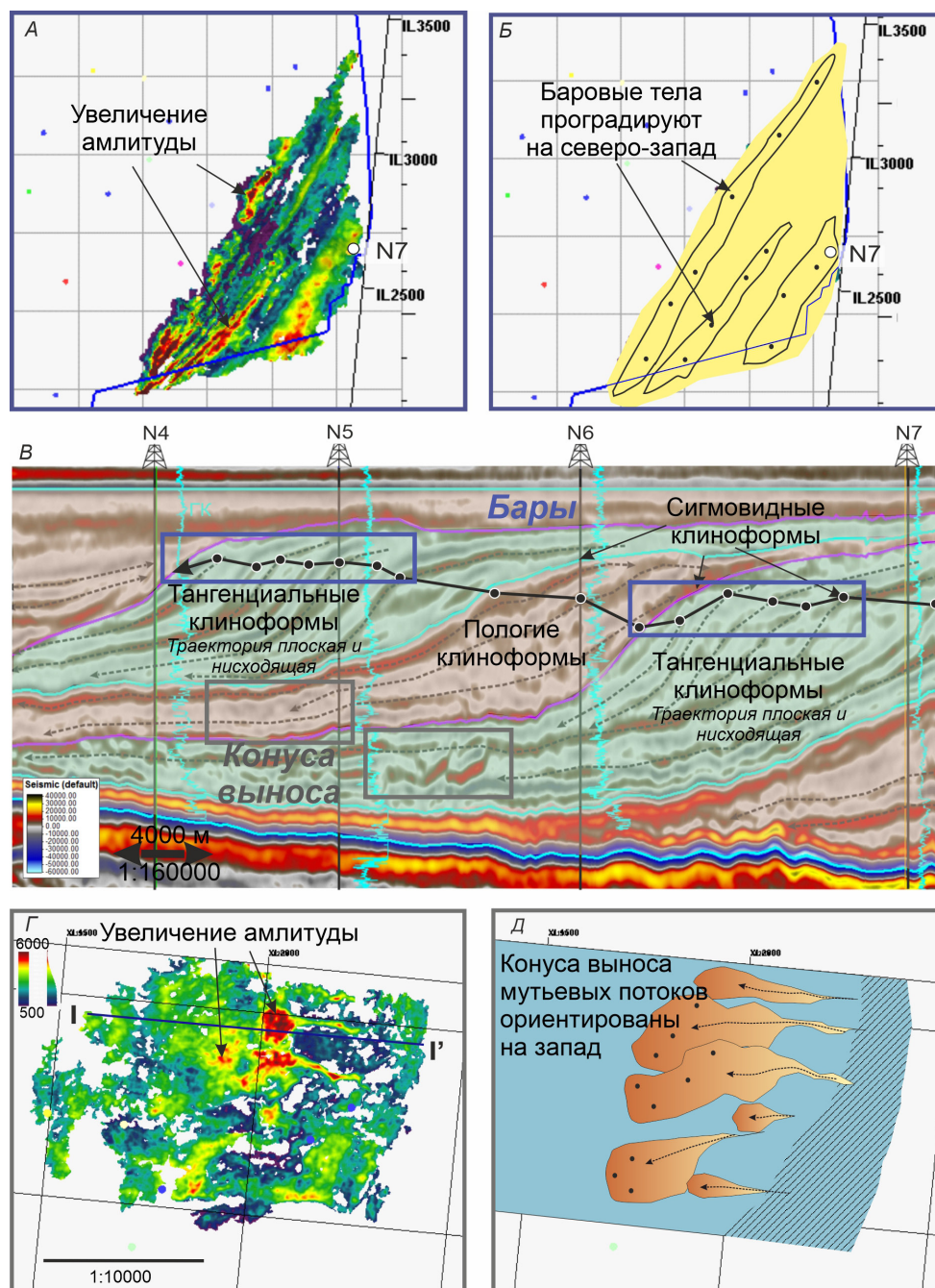


Рис. 8. Связь геометрии и траектории бровок клиноформ и разных генетических типов природных резервуаров в нижнемеловых отложениях Широкого Приобья по (Бабина и др., 2022, с изменениями). Природные резервуары барового генезиса (А, Б) приурочены к бровкам тангенциальных клиноформ (В), смещение бровок приводит к смещению баровых тел в плане. Природные резервуары турбидитового генезиса (Г, Д) приурочены к подошве тангенциальных клиноформ с нисходящей траекторией бровок и к пологим клиноформам.

разрезах мы можем перейти к изучению направления сноса осадочного материала и выделению различных палеогеографических зон, приуроченных к ундаформе, фондоформе и склону дельтовых и шельфовых клиноформ.

Применение описанного методического подхода к более изученным, продуктивным нижнемеловым клиноформам Широкого Приобья в Западной Сибири позволило выявить критерии прогноза по геометрии клиноформ природных резервуаров, связанных с турбидитовыми потоками на склоне внутришельфовой впадины и природных резервуаров мелководно-морского барового генезиса.

Благодарности/Финансирование

Авторы выражают благодарность рецензентам за ценные замечания и предложения, которые способствовали улучшению работы.

Работа выполнена на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых в рамках госбюджетной темы «Изучение углеводородных ресурсов морских акваторий и Арктического региона Российской Федерации», номер ЦИТИС АААА-А16-116033010095-1.

Литература

- Бабина Е.О., Калмыков Г.А., Ступакова А.В., Мордасова А.В., Коробова, Н.И., Хотылев О.В., Шарданова Т.А., Хромова Е.В., Гиляев Р.М. (2022). Анализ геометрии и прогноз природных резервуаров в нижнемеловых клиноформах северной части Приобского месторождения. *Вестник Московского Университета. Серия 4. Геология*, 4, с. 111–130. <https://doi.org/10.33623/0579-9406-2022-4-111-130>
- Волконская А.Л., Керусов И.Н., Конюхов А.И., Карнюшина Е.Е., Крылов О.В., Калмыков Г.А. (2017). Модель строения продуктивных верхнемеловых отложений Одоптинской площади Охотского моря. *Вестник Московского университета. Геология*, 4, с. 48–53. <https://doi.org/10.33623/0579-9406-2017-4-48-53>
- Гогоненков Г.Н., Михайлов Ю.А., Эльманович С.С. (1988). Анализ неомской клиноформы Западной Сибири по данным сейсморазведки. *Геология нефти и газа*, 1, с. 22–30.
- Губин И.А., Конторович А.Э., Моисеев С.А., Фомин А.М., Ярославцева Е.С. (2018). Выделение очагов генерации углеводородов в куонамской свите в Северо-Тунгусской НГО с использованием сейсмических данных. *Интерэкспо Гео-Сибирь*, 2, с. 47–55. <https://doi.org/10.18303/2618-981X-2018-2-47-55>
- Ершов С.В. (2016). Палеобатиметрия позднеюрско-неокомского бассейна севера Западной Сибири и влияние на нее природных процессов. *Геология и геофизика*, 57(8), с. 1548–1570. <https://doi.org/10.15372/Gi20160808>
- Костров Ю.В., Хмарин Э.К. (2018). Обновленная модель развития дельты Палеоамура-Палеоамгуни. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 13(1), с. 1–10. https://doi.org/10.17353/2070-5379/7_2018
- Мордасова А.В., Ступакова А.В., Суслова А.А., Ершова Д.К., Сидоренко С.А. (2019). Условия формирования и прогноз природных резервуаров в клиноформном комплексе нижнего мела Баренцево-Карского шельфа. *Георесурсы*, 21(2), с. 63–79. <https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.63-79>
- Норина Д.А. (2014). Строение и нефтегазоматеринский потенциал пермско-триасовых терригенных отложений Баренцевоморского шельфа. *Диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук*, М.: МГУ, Геологический факультет.
- Стратиграфический кодекс России (2005).
- Фрейман С.И., Никишин А.М., Петров Е.И. (2019). Кайнозойские клиноформные комплексы и геологическая история Северо-Чукотского бассейна. *Вестник Московского университета. Серия 4. Геология*, 4, с. 11–19. <https://doi.org/10.33623/0579-9406-2019-4-11-19>
- Шарафутдинов В.Ф. (2003). Геологическое строение и закономерности развития майкопских отложений северо-восточного Кавказа в связи с нефтегазоносностью. *Дисс. доктора геол.-минерал. наук*. Москва.
- Шельфовые осадочные бассейны Российской Арктики: геология, геоэкология, минерально-сырьевой потенциал (2020). Под ред. д-ра техн. наук Г.С. Казанина АО «МАГЭ». Мурманск; СПб.: «Реноме», с. 544. <https://doi.org/10.25990/dhw6-9x41>
- Яндарбиев Н.Ш., Козлова Е.В., Фадеева Н.П., Крылов О.В., Наумчев Ю.В. (2017). Геохимия углеводородов Терско-Каспийского прогиба. *Георесурсы*. Спецвыпуск, Ч. 2, с. 227–239. <http://doi.org/10.18599/grs.19.22>
- Gilmullina A., Klausen T.G., Doré A.G., Sirevaag H., Suslova A., Eide C.H. (2023). Arctic sediment routing during the Triassic: sinking the Arctic Atlantis. *Journal of the Geological Society*, 180(1). <https://doi.org/10.1144/jgs2022-018>
- Gilmullina A., Klausen T.G., Paterson N.W., Suslova A., Eide, C.H. (2021). Regional correlation and seismic stratigraphy of Triassic Strata in the Greater Barents Sea: Implications for sediment transport in Arctic basins. *Basin Research*, 33(2), pp. 1546–1579. <https://doi.org/10.1111/bre.12526>
- Helland-Hansen W., Hampson G.J. (2009). Trajectory analysis: concepts and applications. *Basin Research*, 21, pp. 454–483. <https://doi.org/10.1111/j.1365-2117.2009.00425.x>
- Houseknecht D.W. (2019). Petroleum systems framework of significant new oil discoveries in a giant Cretaceous (Aptian–Cenomanian) clinothem in Arctic Alaska. *AAPG Bulletin*, 103(3), pp. 619–652. <https://doi.org/10.1306/08151817281>
- Klausen T.G., Ryseth A., Helland-Hansen W., Gjølberg H.K. (2016). Progradational and backstepping shelf-edge deposits in the Ladinian to Early Norian Snadd Formation of the Barents Sea. *Sedimentology*, 63(4), pp. 893–916. <https://doi.org/10.1111/sed.12242>
- Mitchum R.M. Jr., Vail P.R., Sangree J.B. (1977). Seismic stratigraphy and global changes of sea level: Part 6. Stratigraphic interpretation of seismic reflection patterns in depositional sequences: Section 2. Application of seismic reflection configuration to stratigraphic interpretation, in Payton, C., ed., *Seismic Stratigraphy: Applications to Hydrocarbon Exploration: American Association of Petroleum Geologists, Memoir*, 26, pp. 117–133.
- Mordasova A.V., Stoupakova A.V., Suslova A.A., Escalona A.V., Marin D., Gilmullina A. (2024). Sequence stratigraphy and palaeogeography of the Upper Jurassic and Lower Cretaceous in the Eastern Barents Sea. *Basin Research*, 36(2), e12862. <https://doi.org/10.1111/bre.12862>
- Patrino S., Helland-Hansen W. (2018). Clinoforms and clinoform systems: Review and dynamic classification scheme for shorelines, subaqueous deltas, shelf edges and continental margins. *Earth-Science Reviews*, 185, pp. 202–233. <https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2018.05.016>
- Pellegrini C., Patrino S., Helland-Hansen W., Steel R.J., Trincardi F. (2020). Clinoforms and clinothem: Fundamental elements of basin infill. *Basin Research*, 32, pp. 187–205. <https://doi.org/10.1111/bre.12446>
- Salazar M., Moscardelli L., Wood L. (2015). Utilising clinoform architecture to understand the drivers of basin margin evolution: A case study in the Taranaki Basin, New Zealand. *Basin Research*, 28(6), pp. 1–27. <https://doi.org/10.1111/bre.12138>
- Schlager W., Adams E.W. (2001). Model for the sigmoidal curvature of submarine slopes. *Geological Society of America. Geology*, 29(10), pp. 883–886. [https://doi.org/10.1130/0091-7613\(2001\)029<0883:MFTSCO>2.0.CO;2](https://doi.org/10.1130/0091-7613(2001)029<0883:MFTSCO>2.0.CO;2)

Сведения об авторах

Алина Владимировна Мордасова – кандидат геол.-мин. наук, научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1
e-mail: a.mordasova@oilmsu.ru

Альбина Альбертовна Гильмуллина – кандидат геол.-мин. наук, постдокторант кафедры наук о Земле, Университет г. Берген
Норвегия, 5007, Берген, Аллегатен, 41

Анна Анатольевна Суслова – кандидат геол.-мин. наук, ведущий научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Антонина Васильевна Ступакова – доктор геол.-мин. наук, заведующий кафедрой геологии и геохимии горючих ископаемых, директор Института перспективных исследований нефти и газа, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Наталья Ивановна Коробова – ассистент кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, геологический факультет, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Рунар Мавлетович Гиляев – кандидат геол.-мин. наук, старший научный сотрудник, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Роман Сергеевич Сауткин – кандидат геол.-мин. наук, старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Статья поступила в редакцию 05.02.2025;
Принята к публикации 14.05.2025; Опубликована 30.06.2025

Methodology of Reconstructing of Palaeogeography and Oil and Gas Reservoirs Prediction in Clinoform Strata

A.V. Mordasova^{1*}, A.A. Gilmullina², A.A. Suslova¹, A.V. Stoupakova¹, R.M. Gilaev¹, R.S. Sautkin¹

¹Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation

²University of Bergen, Bergen, Norway

*Corresponding author: Alina V. Mordasova, e-mail: a.mordasova@oilmsu.ru

Abstract. Clinoform strata are widely distributed in the various sedimentary basins throughout the world. They are observed in clastic and carbonate successions of the wide stratigraphic range and contain oil and gas fields. Clinoforms provide also an information about the direction of sediment transport, palaeogeography, and sea level changes. However, the universal approaches for palaeogeography reconstruction and reservoir prediction in the clinoform sequences of the various ages and in different sedimentary basins have not yet been developed. This study represents the methodical approach to clinoform investigation on the examples from Upper Jurassic and Lower Cretaceous clinoforms of the Barents Sea and Priob region of the West Siberia Basin. Established methodical approach solves three problems: 1) structure and types of clinoforms; 2) reconstruction of sedimentary conditions; 4) prospecting of oil and gas reservoirs and stratigraphic traps in the clinoforms.

Keywords: clinoforms, study methodology, palaeogeography, clinoform geometry, trajectory analysis, oil and gas reservoirs, traps, exploration criteria

Recommended citation: Mordasova A.V., Gilmullina A.A., Suslova A.A., Stoupakova A.V., Gilaev R.M., Sautkin R.S. (2025). Methodology of Reconstructing of Palaeogeography and Oil and Gas Reservoirs Prediction in Clinoform Strata. *Georesursy = Georesources*, 27(2), pp. 118–127. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.2.9>

Acknowledgements

We thank the reviewers for valuable comments and suggestions that significantly improved this manuscript.

This work was performed at the Lomonosov MSU Geological faculty Petroleum Department, AAAA-A16-116033010095-1

References

- Babina E. O., Kalmykov G. A., Stoupakova A. V., Mordasova A. V., Korobova N.I., Khotylev O.V., Shardanova T.A., Khromova E.V., Gilaev R. M. (2022). Geometry Analysis and Oil Reservoirs Prediction in the Lower Cretaceous Clinoforms of the Northern Priobskoye Field. *Moscow University Geology Bulletin*, 77(5), pp. 559–578. <https://doi.org/10.33623/0579-9406-2022-4-111-130>
- Ershov S.V. (2016). Paleobathymetry of the Late Jurassic–Neocomian basin in northern West Siberia and the impact of natural processes. *Oil and Gas Geology. Theory and Practice*, 57(8), pp. 1548–1570 (In Russ.) <https://doi.org/10.15372/GiG20160808>
- Freiman S.I., Nikishin A.M., Petrov E.I. (2019). Cenozoic clinoform complexes and geological history of the North-Chukchi basin (Chukchi sea, Arctic). *Moscow University Bulletin. Series 4. Geology*, 4, pp. 11–19. (In Russ.) <https://doi.org/10.33623/0579-9406-2019-4-11-19>
- Gilmullina A., Klausen T.G., Doré A.G., Sirevaag H., Suslova A., Eide C.H. (2023). Arctic sediment routing during the Triassic: sinking the Arctic Atlantis. *Journal of the Geological Society*, 180(1). <https://doi.org/10.1144/jgs2022-018>
- Gilmullina A., Klausen T.G., Paterson N.W., Suslova A., Eide, C.H. (2021). Regional correlation and seismic stratigraphy of Triassic Strata in the Greater Barents Sea: Implications for sediment transport in Arctic basins. *Basin Research*, 33(2), pp. 1546–1579. <https://doi.org/10.1111/bre.12526>
- Gogonenkov G.N., Mikhailov Yu.A., Elmanovich S.S. (1988). Analysis of the Neocomian clinoform of Western Siberia based on seismic exploration data. *Geologiya nefi i gaza (Oil and gas geology)*, 1, pp. 22–30. (In Russ.)
- Gubin I.A., Kontorovich A.E., Moiseev S.A., Fomin A.M., Yaroslavtseva E.S. (2018). Identification of sources of hydrocarbon generation in the Kuonama formation in the North Tunguska oil and gas region using seismic data. *Interexpo Geo-Siberia*, 2, pp. 47–55. (In Russ.) <https://doi.org/10.18303/2618-981X-2018-2-47-55>
- Helland-Hansen W., Hampson G.J. (2009). Trajectory analysis: concepts and applications. *Basin Research*, 21, pp. 454–483. <https://doi.org/10.1111/j.1365-2117.2009.00425.x>
- Houseknecht D.W. (2019). Petroleum systems framework of significant new oil discoveries in a giant Cretaceous (Aptian–Cenomanian) clinothem in Arctic Alaska. *AAPG Bulletin*, 103(3), pp. 619–652. <https://doi.org/10.1306/08151817281>
- Klausen T.G., Ryseth A., Helland-Hansen W., Gjølberg H.K. (2016). Progradational and backstepping shoreface deposits in the Ladinian to Early Norian Snadd Formation of the Barents Sea. *Sedimentology*, 63(4), pp. 893–916. <https://doi.org/10.1111/sed.12242>
- Kostrov Yu.V., Khmarin E.K. (2018). Updated model of the Paleomur–Paleoamun delta genesis. *Oil and Gas Geology. Theory and Practice*, 13(1), pp. 1–10. (In Russ.) https://doi.org/10.17353/2070-5379/7_2018
- Mitchum R.M. Jr., Vail P.R., Sangree J.B. (1977). Seismic stratigraphy and global changes of sea level: Part 6. Stratigraphic interpretation of seismic reflection patterns in depositional sequences: Section 2. Application of seismic reflection configuration to stratigraphic interpretation, in Payton, C., ed., *Seismic Stratigraphy: Applications to Hydrocarbon Exploration: American Association of Petroleum Geologists, Memoir*, 26, pp. 117–133.
- Mordasova A.V., Stoupakova A.V., Suslova A.A., Escalona A.V., Marín D., Gilmullina A. (2024). Sequence stratigraphy and palaeogeography of the Upper Jurassic and Lower Cretaceous in the Eastern Barents Sea. *Basin Research*, 36(2), e12862. <https://doi.org/10.1111/bre.12862>
- Mordasova, A.V., Stoupakova, A.V., Suslova, A.A., Ershova, D.K., Sidorenko, S.A. (2019). Conditions of formation and forecast of natural reservoirs in clinoform complex of the Lower Cretaceous of the Barents-Kara shelf. *Georesursy = Georesources*, 21(2), pp. 63–79. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.63-79>
- Norina D.A. (2014). Construction and oil and gas source potential of Permian–Triassic terrigenous deposits of the Barents Sea shelf. Cand. Geol. and Min. Sci. Diss. Moscow: Moscow State University. (In Russ.)
- Patruno S., Helland-Hansen W. (2018). Clinoforms and clinoform systems: Review and dynamic classification scheme for shorelines, subaqueous deltas, shelf edges and continental margins. *Earth-Science Reviews*, 185, pp. 202–233. <https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2018.05.016>
- Pellegrini C., Patruno S., Helland-Hansen W., Steel R.J., Trincardi F. (2020). Clinoforms and clinothems: Fundamental elements of basin infill. *Basin Research*, 32, pp. 187–205. <https://doi.org/10.1111/bre.12446>
- Salazar M., Moscardelli L., Wood L. (2015). Utilising clinoform architecture to understand the drivers of basin margin evolution: A case study in the Taranaki Basin, New Zealand. *Basin Research*, 28(6), pp. 1–27. <https://doi.org/10.1111/bre.12138>
- Schlager W., Adams E.W. (2001). Model for the sigmoidal curvature of submarine slopes. *Geological Society of America. Geology*, 29(10),

pp. 883–886. [https://doi.org/10.1130/0091-7613\(2001\)029<0883:MFTSCO>2.0.CO;2](https://doi.org/10.1130/0091-7613(2001)029<0883:MFTSCO>2.0.CO;2)

Sharafutdinov V.F. (2003). Geological structure and development patterns of the Maikop deposits of the northeastern Caucasus in connection with oil and gas potential. Dr. Geol. and Min. Sci. Diss. Moscow, 366 p. (In Russ.)

Shelf sedimentary basins of the Russian Arctic: geology, geoecology, mineral resource potential. (2020) Edited by G.S. Kazanin; JSC «MAGE», Murmansk; St. Petersburg: «Renome», 544 p. (In Russ.) <https://doi.org/10.25990/dhw6-9x41>

Stratigraphic Code of Russia, third edition, revised and supplemented. (2005). (In Russ.)

Volkonskaya A.L., Kerusov I.N., Konyukhov A.I., Karnyushina E.E., Krylov O.V., Kalmykov G.A. (2017). Model of the structure of upper Miocene productive deposits of the area of the Okhotsk sea. *Moscow University Bulletin. Series 4. Geology*, 4, pp. 48–53. (In Russ.) <https://doi.org/10.33623/0579-9406-2017-4-48-53>

Yandarbiev N.Sh., Fadeeva N.P., Kozlova E.V., Naumchev Yu.V. (2017). Khadum Formation of Pre-Caucasus region as potential source of oil shales: geology and geochemistry. *Georesursy = Georesources, Special issue*, pp. 208–226. (In Russ.) <http://doi.org/10.18599/grs.19.21> <http://doi.org/10.18599/grs.19.22>

About the Authors

Alina V. Mordasova – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation
e-mail: a.mordasova@oilmsu.ru

Albina A. Gilmullina – PhD, Postdoctoral Fellow, Department of Earth Science, University of Bergen
41 Allégaten, Bergen, 5007, Norway

Anna A. Suslova – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Leading Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Antonina V. Stoupakova – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Professor, Head of the Petroleum Geology Department, Head of the Petroleum Research Institute, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Natalia I. Korobova – Assistant, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie Gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Rinar M. Gilaev – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Roman S. Sautkin – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Manuscript received 5 February 2025;

Accepted 14 May 2025; Published 30 June 2025

© 2025 The Authors. This article is published in open access under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)