

DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/39_2022

УДК 552.578.061.32:550.834(268.52)

Бородкин В.Н.

Западно-Сибирский филиал Федерального государственного бюджетного учреждения науки Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН; Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

Смирнов О.А.

ООО «ИНГЕОСЕРВИС», Тюмень, Россия

ХАРАКТЕРИСТИКА ЭЛЕМЕНТОВ БИОГЕННОЙ И ФЛЮИДОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛЕЙ НАФТИДОГЕНЕЗА В РАЗРЕЗЕ АКВАТОРИИ КАРСКОГО МОРЯ НА БАЗЕ ГЕОХИМИЧЕСКИХ И ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

По данным геохимических и геофизических исследований, отражено участие в процессах нефтегазообразования биогенной и флюидодинамической моделей нафтидогенеза.

В разрезе акватории Карского моря выделены нефтегазоматеринские толщи, представлена их краткая характеристика. На примере баженовской нефтегазоматеринской толщи отражены процессы нефтегазогенерации.

На базе сейсморазведки 3D продемонстрированы каналы глубинной миграции углеводородов, показано участие в процессах нефтегазообразования и флюидодинамической модели нафтидогенеза.

Ключевые слова: *баженовская нефтегазоматеринская толща, нефтегазогенерация, сейсморазведка 3D, флюидобиогенная и флюидодинамическая модели нафтидогенеза, акватория Карского моря.*

Введение

Акватория Карского моря в тектоническом отношении охватывает Южно-Карскую и Северо-Карскую синеклизы, разделенные Северо-Сибирским порогом, который выделен Ю.М. Кулаковым в 1984 г.

Район исследований связан с Южно-Карской синеклизой - асимметричной замкнутой структурой 1 порядка, образованной системой впадин со сводами и седловинами между ними.

С точки зрения нефтегазогеологического районирования синеклиза входит в состав Южно-Карской нефтегазоносной области, в пределах которой в меловых отложениях наряду с Русановским и Ленинградским месторождениями открыты в последние годы им. Динкова, 75 лет Победы, Нярмейское, им. маршала Жукова, им. маршала Рокоссовского и Победа (рис. 1) месторождения углеводородов (УВ).

В связи с уже значительной установленной промышленной нефтегазоносностью разреза акватории Карского моря, по мнению авторов, возникла необходимость проанализировать совокупность геологических факторов, способствующих формированию ее ресурсного потенциала недр.

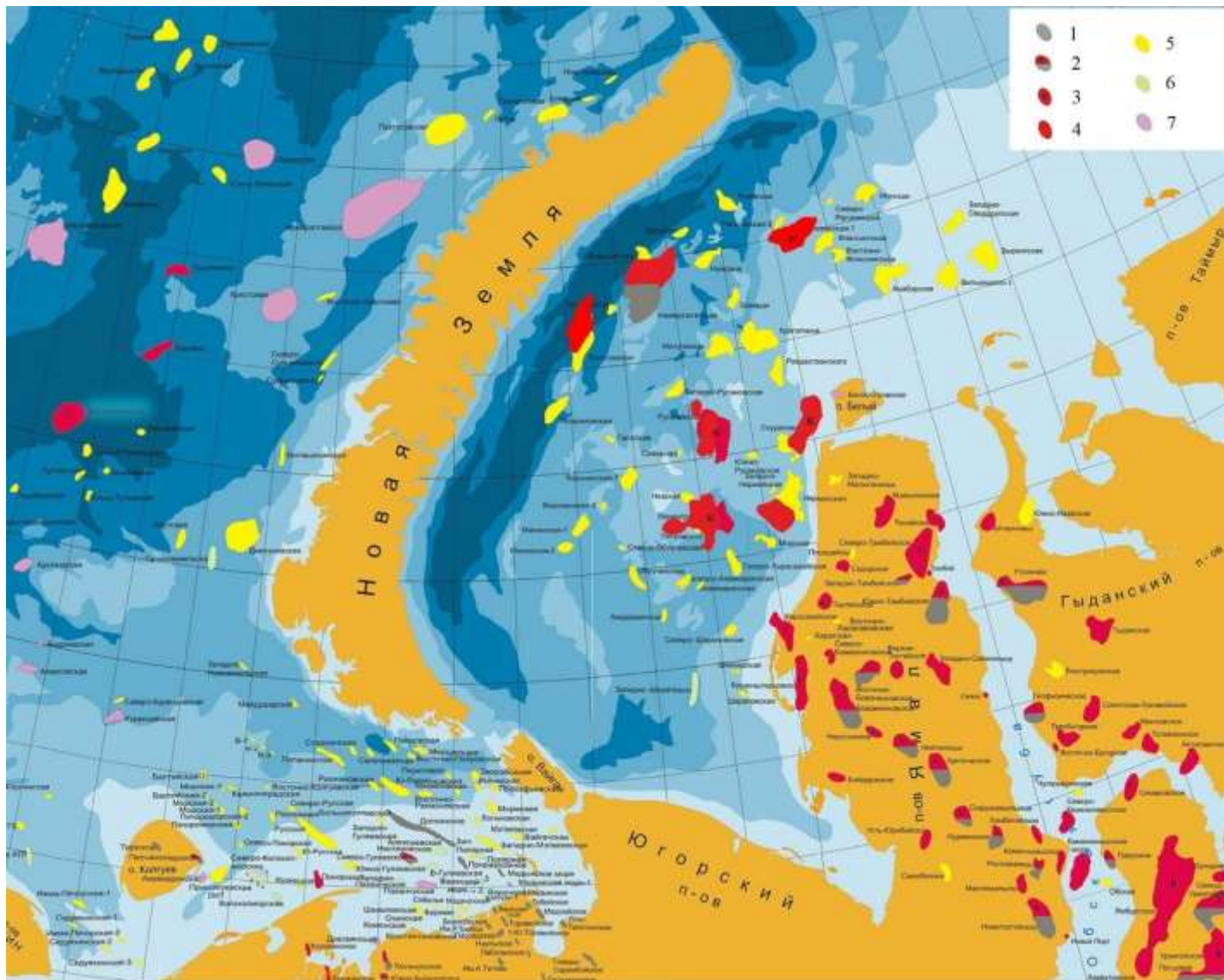


Рис. 1. Обзорная карта акватории Карского моря и севера Западной Сибири

Месторождения: 1 - нефтяные, 2 - нефтегазоконденсатные, 3 - газоконденсатные, 4 - газовые; структуры: 5 - выявленные, 6 - подготовленные, 7 - введенные в бурение.

При биогенном нефтидогенезе главное внимание уделяется выделению в разрезе и характеристике нефтегазоматеринских толщ (НГМТ). При этом, результаты расчета модели нефтегазогенерации включают в себя три основных типа данных:

- карты распределения показателя отражательной способности витринита на различные моменты времени, иллюстрирующие процесс созревания органического вещества (ОВ) в НГМТ;

- карты распределения степени преобразованности ОВ в НГМТ, отражающие, насколько НГМТ реализовала свой генерационный потенциал в каждой точке моделирования в различные моменты геологического времени;

- карты распределения удельного количества сгенерированных в НГМТ УВ на различные моменты геологического времени, что дает наглядное представление процесса генерации УВ.

Цветовая шкала карт подобрана авторами таким образом, чтобы области желтого цвета соответствовали незрелому ОВ, красно-оранжевого цвета - «нефтяному окну», фиолетового цвета - «газовому окну».

При исследовании флюидодинамических процессов, связанных с глубинной дегазацией Земли, использовались материалы сейсморазведки 3D. На временных сейсмических разрезах каналы глубинной флюидомиграции отображаются в виде узких зон отсутствия акустического сигнала, расширяющиеся вверх по разрезу (рис. 2). Хотя следует отметить, что по морфологии данные зоны характеризуются разнообразием.

Характеристика нефтегазоматеринских толщ

В Карскоморском бассейне выделяется значительное количество потенциально НГМТ в интервале от юрских до меловых образований [Грамберг и др., 1985; Леончик, 2011; Ступакова и др., 2017; Бородкин и др., 2022] (рис. 3).

В ранне- и среднеюрское время периодически морская седиментация существовала в арктических районах Западной Сибири, в пределах Ямало-Гыданской и Усть-Енисейской фациальных областях и распространялась на Енисей-Хатангский региональный прогиб и Южно-Карскую впадину.

Кратковременные трансгрессии в рассматриваемый временной интервал привели к формированию четырех глинистых горизонтов - левинского (верхний плинсбах), китербютского (нижний тоар), лайдинского (аален) и леонтьевского (байос). Для ОВ данных горизонтов характерен кероген II/III, реже - II типа. Нижне-среднеюрские потенциальные НГМТ отличаются высокой изменчивостью содержания органического углерода, достигающей 5% в битуминозных прослоях.

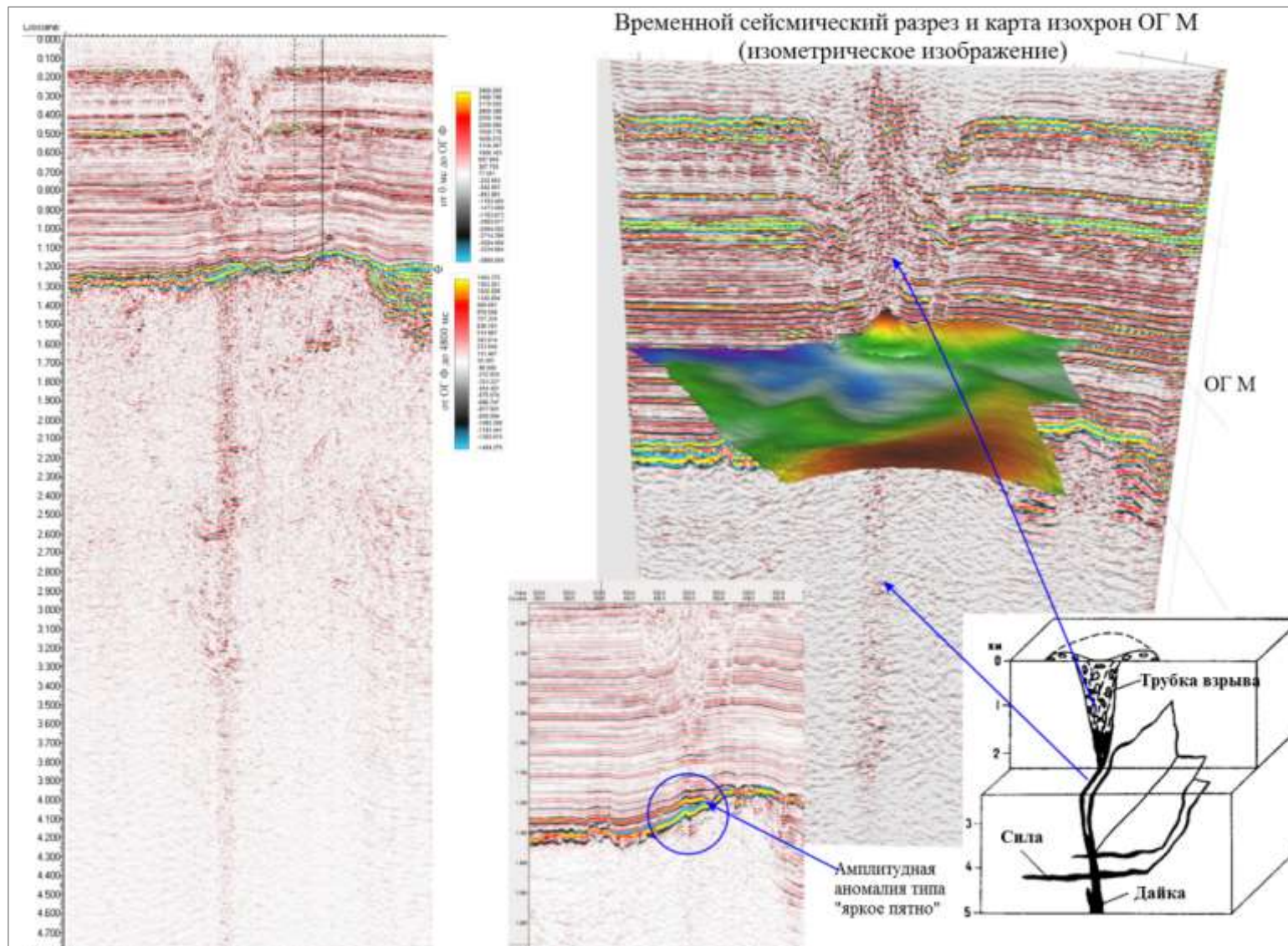


Рис. 2. Сейсмическая модель каналов глубинной флюидомиграции

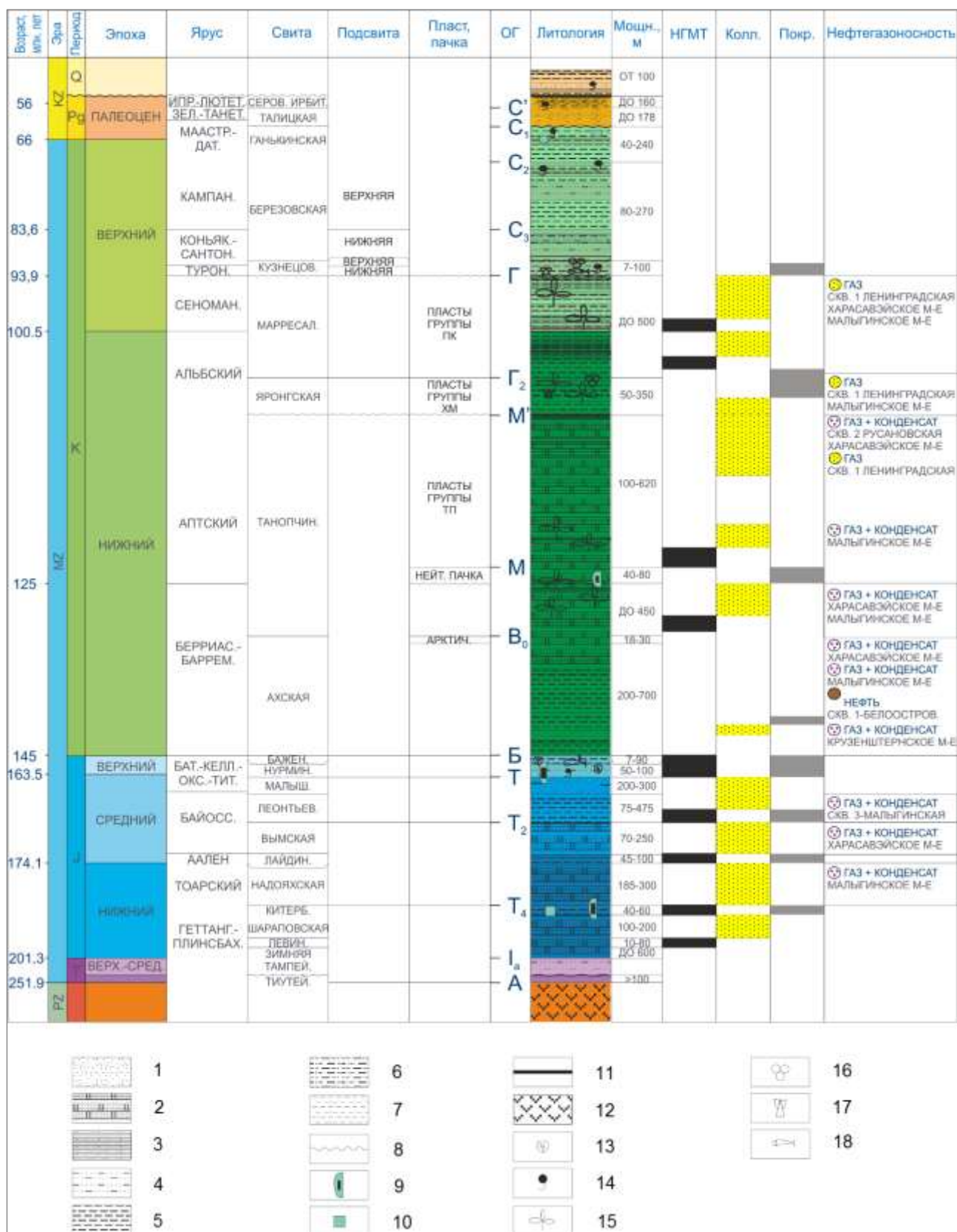


Рис. 3. Элементы углеводородных систем Карского моря

1 - песчаники, 2 - переслаивание песчаников, алевролитов, глин, 3 - чередование песков, глин и алевролитов, 4 - алевролиты, 5 - глины, 6 - глины алевролитистые, 7 - опоки и опоквидные глины, 8 - стратиграфическое несогласие, 9 - сидерит, 10 - пирит, 11 - прослой углей, 12 - вулканогенные отложения, 13 - аммонит, 14 - глауконит, 15 - растительный детрит, 16 - фораминиферы, 17 - двустворки, 18 - рыбы.

В связи со слабой изученностью бурением юрских отложений геохимическая характеристика НГМТ дана на основе материалов с сопредельной территорией п-ова Ямал (см. рис. 1). Содержание ОВ в отложениях левинской свиты варьирует от 0,2% на Арктической площади до 0,5-0,7% на Новопортовском и 1,2% на Бованенковском месторождениях, при этом образцы характеризуются высокой степенью зрелости - T_{max} изменяется от 460°C на Новопортовском и до 482°C на Арктическом месторождениях [Ступакова и др., 2017].

Содержание Сорг в отложениях китербютской НГМТ варьирует от 0,96 до 5,2% (среднее содержание - 1,66%).

В отложениях лайдинской свиты содержание ОВ составляет от 0,64 до 2,38% (среднее значение 1,53%), при этом отложения свиты на современный момент находятся на стадии катагенеза МК₃₋₄, то есть в главной зоне нефтеобразования (ГЗН).

Нефтегазоматеринские отложения левинской свиты характеризуются относительно невысоким содержанием ОВ - от 0,53 до 1,33%, при этом степень зрелости отложений варьирует в диапазоне от МК₁₋₂ на Новопортовском и Нейтинском месторождениях до МК₄ на Харасавэйском месторождении.

В период келловейской трансгрессии накапливались осадки абалакской НГМТ, в которой содержание Сорг изменяется от 0,35 до 1,21%, а на Харасавэйском месторождении отложения находятся на стадии катагенеза МК₃₋₄ [Ступакова и др., 2017], то есть в ГЗН.

В разрезе юрских отложений наибольшим генерационным потенциалом обладают отложения баженовской свиты (титон-нижний берриас), с которой связан отражающий горизонт (ОГ) - Б (см. рис. 3). Они сложены карбонатно-кремнисто-глинистыми битуминозными отложениями [Зубков, 2019] с высокими концентрациями планктонного ОВ, достигающими 15-17%, максимальные в прослоях - до 30-50% [Корнаторович и др., 1974] и прогнозируется их нахождение в пределах акватории в ГЗН [Бородкин и др., 2018]. На Харасавэйском месторождении содержание Сорг в отложениях свиты составляет 4,8%, на Новопортовском - 2,6%, на Нейтинском - 0,8%.

Чтобы оценить генерационные возможности свиты в пределах рассматриваемой территории необходимо выяснить, - может ли далее на север распространяться обогащенность свиты ОВ, и способна ли она сохранять свой генерационный потенциал на больших глубинах, свойственных для континентальных и шельфовых районов Арктики.

В пределах данных территорий наиболее полно изучен разрез в скважинах Тюменская сверхглубокая СГ-6 и Ен-Яхинская СГ-7. По результатам выполненных исследований [Тюменская сверхглубокая..., 1996] на глубинах 3782-3844 м в СГ-6 поднят керн баженовской свиты, в которой геохимические показатели ОВ свидетельствуют о сохранности высокого генерационного потенциала нефти. В пользу данного тезиса свидетельствуют также

геохимические исследования Н.В. Лопатина, согласно которым ОВ в баженовской свите Самбургской площади (глубина 4200 м) находится в подстадии литогенеза МК₃, то есть в ГЗН.

Итак, установлено, что в отложениях баженовской свиты, залегающих на глубинах около 4 км и более в структурах надрифтовых мегапрогибов, ОВ по степени преобразованности находится в ГЗН. Тем не менее возникает вопрос, какие геохимические характеристики ОВ можно ожидать на тех же или больших глубинах, где ОВ подвергалось более активным стадиям катагенеза. Чтобы ответить на данный вопрос, можно сравнить с другими бассейнами с высокоуглеродистыми толщами, обладающими хорошим генерационным потенциалом. Например, в Северноморском нефтегазоносном бассейне таким нефтегенерационным потенциалом обладают киммериджские глины формации Клей с ОВ II типа. Отложения этой формации, которые накапливались в глубоких частях грабенов Морис-Ферт, Викинг и Центрального, встречаются в интервалах глубин 3,5-4,8 км и находятся в ГЗН [Isaksen, 2004]. С формацией Клей связано большинство открытых месторождений в верхнеюрско-нижнемеловом комплексе. По тектоническим условиям залегания данная формация близка к изученным баженитам в Центрально-Уренгойском рифтогенном мегапрогибе [Смирнов и др., 2022].

Другие примеры - формации Вудфорд, Хантон и Караган в бассейне Анадарко, и формации Барнет, Вудфорд и Симпсон в Пермском бассейне.

Изучавший эти отложения L. Price [Price et al., 1981; Price, 1991] пришел к выводу, что генерация жидких УВ в промышленных количествах в богатых сапропелевым ОВ породах происходит в широком диапазоне температур и катагенетической преобразованности.

Таким образом, на основании вышеуказанного можно сказать, что битуминозные глины баженовской свиты в пределах акватории Карского моря находятся в ГЗН и могут генерировать как газообразные, так и жидкие УВ.

Глинистые отложения мелового возраста российского арктического шельфа представлены, в основном, углистыми аргиллитами с прослоями углей, что свидетельствует о преобладании ОВ III типа. Однако, если учесть, что в акватории Карского моря вскрыта только верхняя часть меловых отложений, и не изучены бурением такие трансгрессивные пачки как надачимовские глины, аналоги чеускинской, сармановской, пимской и т.д., характеризующиеся ОВ сапропелевого типа, то в разрезе мелового комплекса Карского моря следует ожидать генерацию и нефтяных УВ. Это в какой-то степени подтверждено получением нефти из отложений танопчинской свиты в скв. 1 Белоостровской и на месторождении Победа (см. рис. 1).

Для построения модели генерации УВ использованы значения Сорг, пересчитанные из современных содержаний Сорг (табл. 1).

Таблица 1

Значения коэффициентов пересчета $S_{орг}$ (по данным [Тиссо и др., 1981])

Градации катагенеза	Коэффициент пересчета	
	$S_{орг} > 0,5\%$	$S_{орг} < 0,5\%$
ПК2-3	1,02	1,05
МК1	1,1-1,3	1,09-1,23
МК2	1.53-1.94	1,44-1,7
МК3	2,35	1,89
МК4	2,43	1,9
МК5	2,5	1,98
АК1-4	2,56-2,75	2-2,08

В разрезе баженовской НГТМ к концу раннемелового времени максимальные значения показателя отражательной способности витринита приурочены к депоцентру Карскоморского бассейна. К данному этапу ОВ баженовской свиты не вошло в стадию его преобразованности.

Результаты расчета модели нефтегазогенерации на примере баженовской нефтегазоматеринской толщи

Активная генерация УВ приурочена к началу позднемелового времени – в наиболее погруженных частях области моделирования степень преобразованности ОВ достигает 0,8-0,9 д. ед. [Кузьмин, 2019].

В позднемеловое-палеогеновое время в баженовской НГТМ сгенерированы колоссальные объемы УВ. Очаг генерации расположен в центральной части Карского моря, к которой приурочены области наибольшего погружения НГТМ (рис. 4). Максимальные значения показателя отражательной способности витринита составляют 1-1,5%.

Если исходить из позиции органической гипотезы нефтегазобразования [Вассоевич, 1967] и рассматривать баженовскую свиту как основную нефтегенерирующую толщу, обогащенную ОВ [Органическая геохимия..., 1974], то в этом случае следует упомянуть о представленной ранее С.Г. Неручевым, А.Э. Конторовичем и другими исследователями модели флюидомиграции УВ из баженовской НГТМ в вышелегающие неокомские отложения [Неручев, 1964; Конторович и др., 1991].

При этом следует отметить, что интенсификация данного процесса предполагается в зонах развития так называемых аномальных разрезов баженовской свиты (АРБ) [Нежданов и др., 2017; Тимурзиев, 2013; Гарифуллин и др., 2021], которые рассматриваются как один из критериев перспектив нефтегазоносности отложений ачимовской толщи [Гарифуллин и др., 2021].

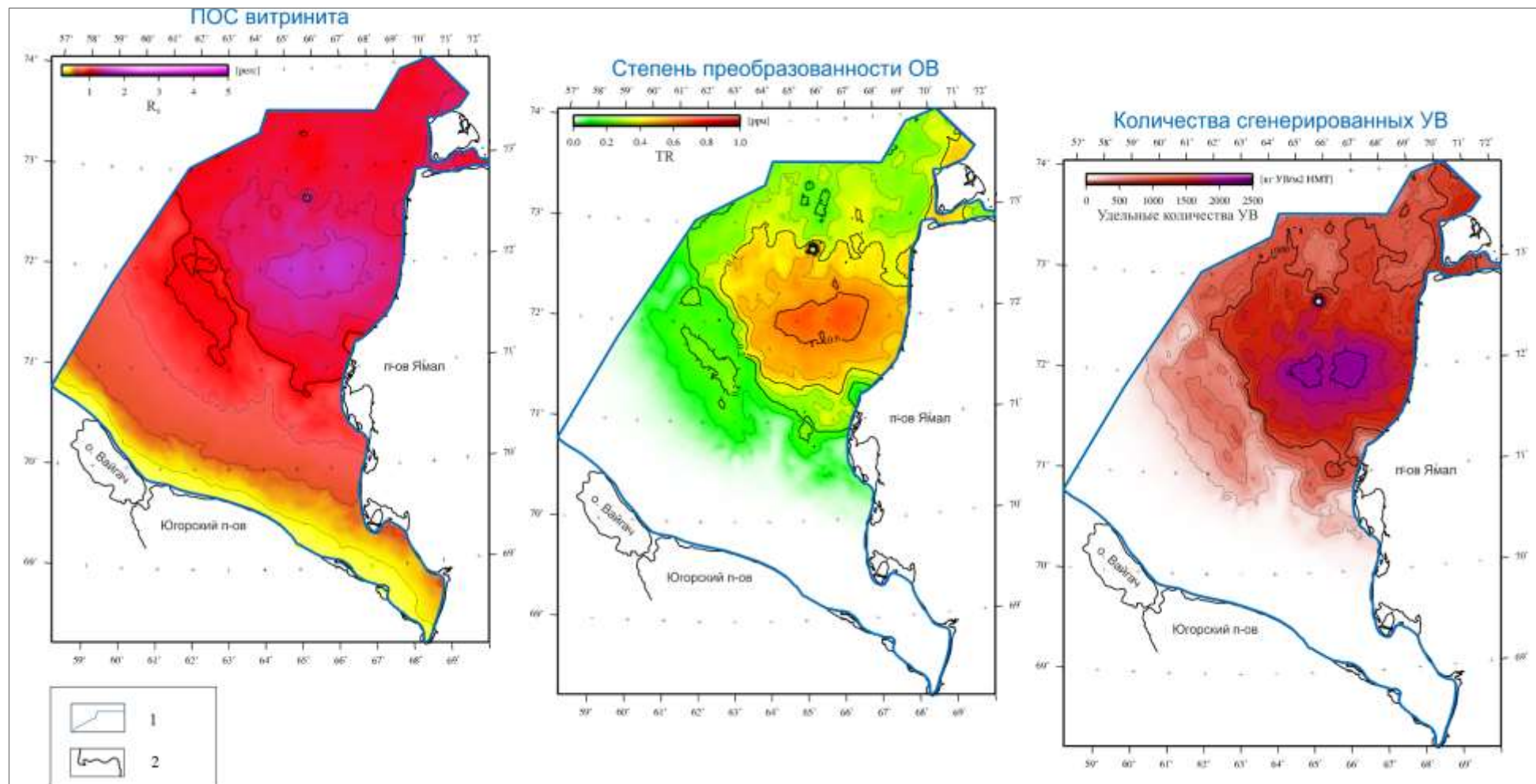


Рис. 4. Результаты расчета модели нефтегазогенерации баженовской нефтегазоматеринской толщи для временного среза 23 млн. лет (конец палеогенового времени)

1 - граница области моделирования, 2 - береговая линия.

В частности, И.И. Гарифуллин с соавторами отмечают, что геохимические анализы проб нефтей из залежей АРБ и ачимовских залежей свидетельствует об идентичности их состава и доказывает их гидродинамическую связь через нарушение сплошности баженовской покровной покрывки в зонах АРБ [Гарифуллин и др., 2021] (рис. 5).

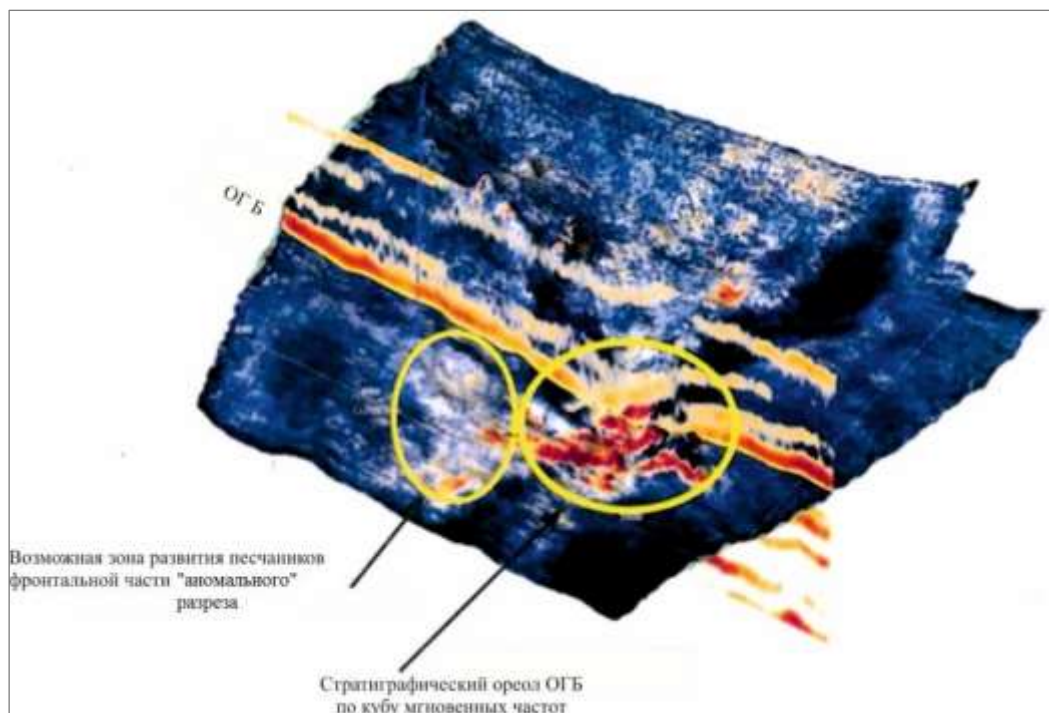


Рис. 5. «Аномальный» разрез баженовской свиты Западно-Юбилейной площади севера Западной Сибири

Нарушение сплошности баженовской свиты, как регионального флюидоупора, в результате флюидодинамических процессов установлено по материалам сейсморазведки 3D.

Характеристика элементов флюидодинамической модели на базе сейсморазведки 3D

Многие исследователи относят Баренцево-Карский мегаблок земной коры к системе активного грабен-рифта [Геодинамическая эволюция..., 2008; Ступакова, 2011; Перспективы нефтегазоносности..., 2018; Смирнов и др., 2022]. В основании Южно-Карского тектонического блока выделяются две главные системы погребенных грабен-рифтов северо-восточного простирания. Западная и восточная зоны прогибов Южно-Карского блока разобщены широкой областью межрифтовых поднятий, которая получила название Русановско-Скуратовской, разделенной в результате рифтогенной деструкции Пухучанско-Белоостровской зоной прогибов.

Следует отметить, что эволюция и подвижки микроблоков, микрограбенов не прекратились, а возобновляли неоднократно свои тектонические движения. Признаки

активации таких подвижек можно видеть по появлению таких артефактов, как инверсионно-кольцевые структуры (ИКС) или аномальные кольцевые зоны, формирование которых связано с образованием зон аномально-высоких пластовых (и поровых) давлений [Бородкин и др., 2017].

Наиболее четко ИКС проявляются на границе юрских и нижнемеловых отложений, то есть в зоне регионального флюидоупора. Именно в зоне региональных покрывок за счет вертикальной глубинной миграции флюидов (в том числе УВ) (см. рис. 2) формировались аномально-высокие пластовые давления, приводящие к образованию «трубок взрыва», разрушению сплошности пород (рис. 6). При этом, судя по серии кольцевых зон (см. рис. 6), этот процесс, по-видимому, повторялся неоднократно. Авторами данное явление сравнивалось с извержением вулканов [Смирнов и др., 2019], при этом разрушению подвергались не только юрские, но и нижнемеловые отложения (см. рис. 6, интервал между ОГ Б-В₂). Высота «вулкана» составляет 850 м, диаметр «кратера» по внешнему кольцу - около 20 км (см. рис. 6).

Именно в пределах Южно-Карской синеклизы, характеризующейся активным рифтогенезом [Геодинамическая эволюция..., 2008; Ступакова, 2011; Перспективы нефтегазоносности..., 2018; Смирнов и др., 2022], имело место проявление флюидодинамической модели формирования залежей УВ, отобразившейся в образовании ИКС (аномальных кольцевых зон), имеющих в сейсмическом поле различные атрибутивные и морфологические признаки (рис. 7).

Как ранее отмечалось, по данным сейсморазведки 3D, каналы восходящих потоков флюидов (УВ) на сейсмических разрезах характеризуются различной морфологией: на рис. 2 они представлены в виде расширяющейся вверх по разрезу областью, в пределах Русановской группы структур имеют вид столбообразных зон, на Ленинградском месторождении - в виде утончающихся вверх каналов (рис. 8) и т.д. Это может быть связано с различными по форме зонами деструкции, интенсивностью подтока глубинных флюидов (газов) и т.д. Возможно, этим можно объяснить отличие морфологии ИКС в пределах различных месторождений (см. рис. 7).

Все указанные признаки обнаружены на площадях с установленной многопластовой продуктивностью залежей УВ.

Каналы вертикальной миграции флюидов, которые зарегистрированы на сейсмических разрезах и атрибутах, могут быть связаны как с тектоническими нарушениями, так и с проводящей средой. В частности, в интервалах отложений березовской и ганькинской свит (надсенноманский комплекс) широко развита густая полигональная система трещиноватости (рис. 9), которая могла быть сформирована за счет «трубки взрыва» региональной покрывки

сеноманских отложений (рис. 10) (ОГ Г). По-видимому, аналогичную природу имеют «трубки взрыва» в четвертичных отложениях п-овов Ямал и Таймыр [Богоявленский, 2014].

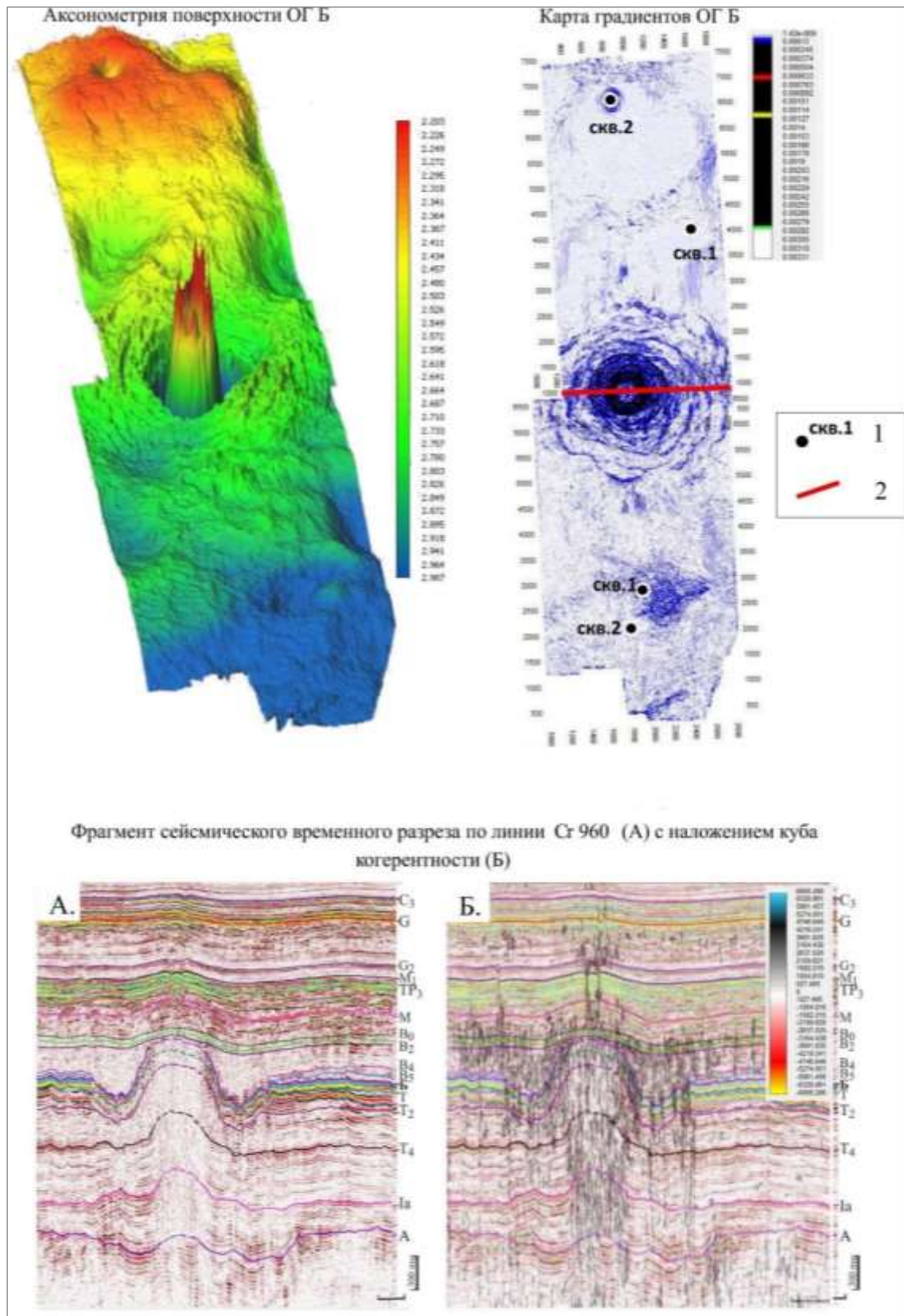


Рис. 6. Особенности волновой картины на одном из участков работ акватории Карского моря 1 - пробуренные скважины, 2 - линия разреза.

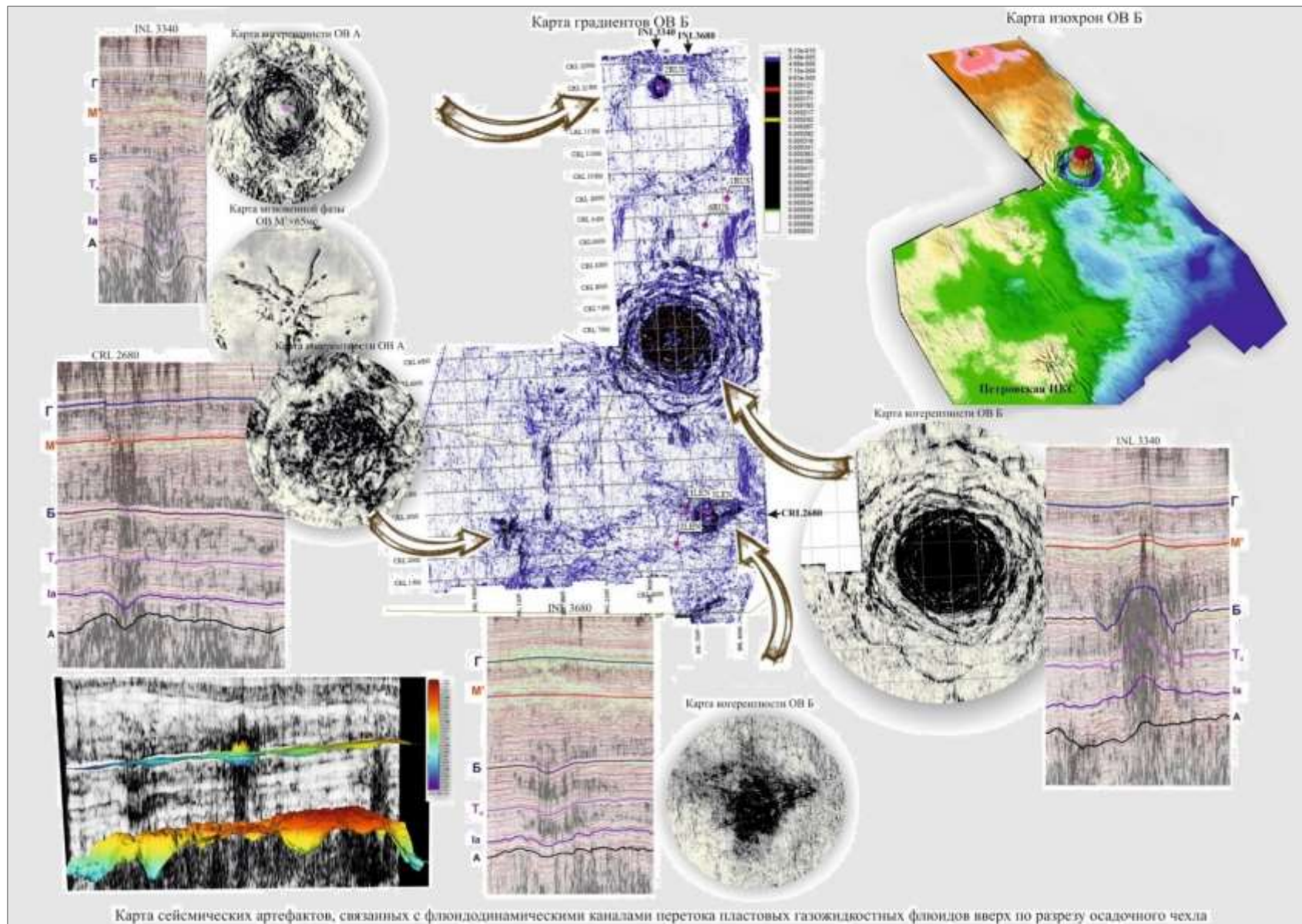


Рис. 7. Морфотипы инверсионно-кольцевых структур в пределах Южко-Карской синеклизы акватории Карского моря

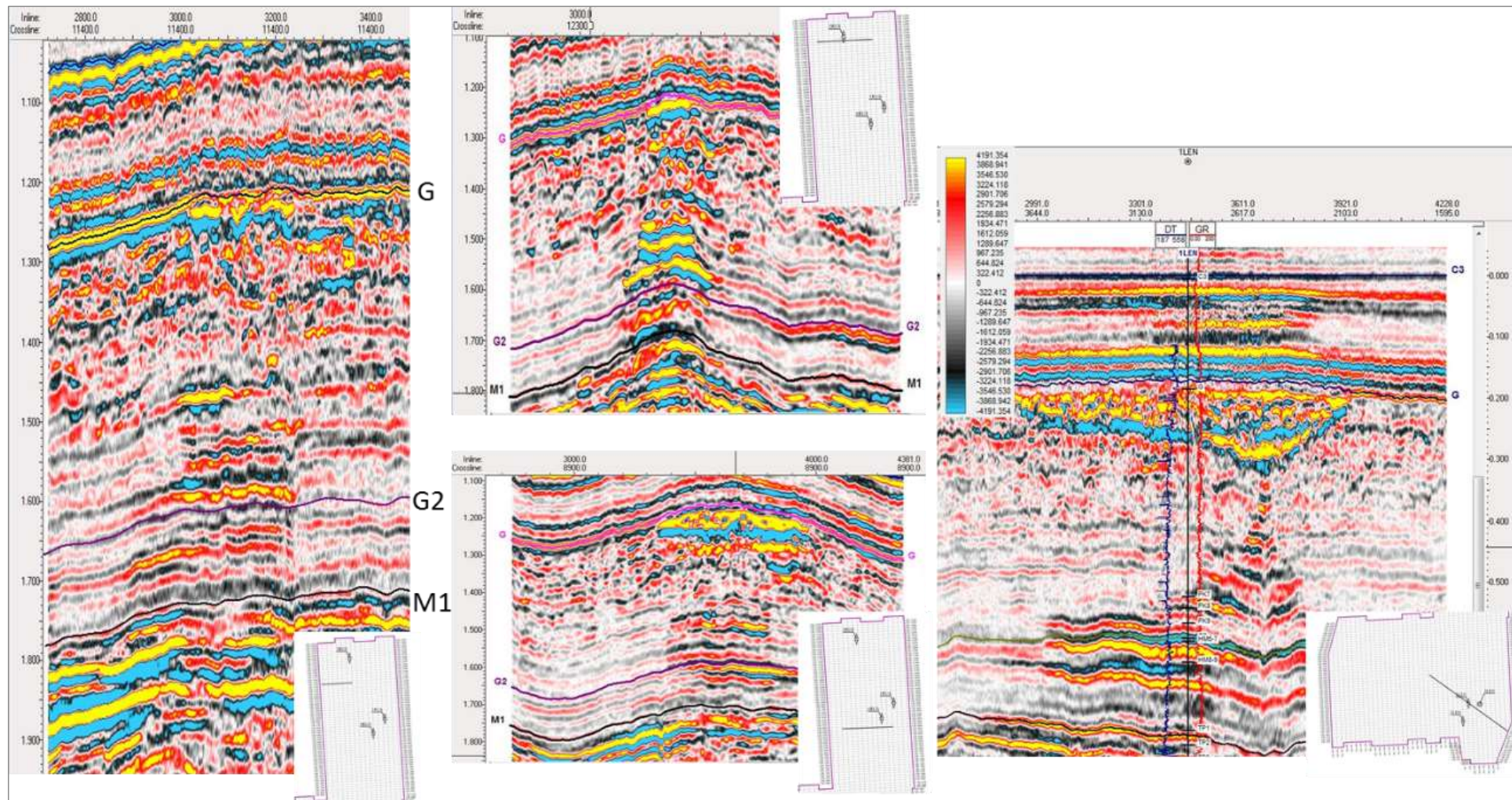


Рис. 8. Примеры выделения каналов вертикальной миграции восходящих потоков углеводородов

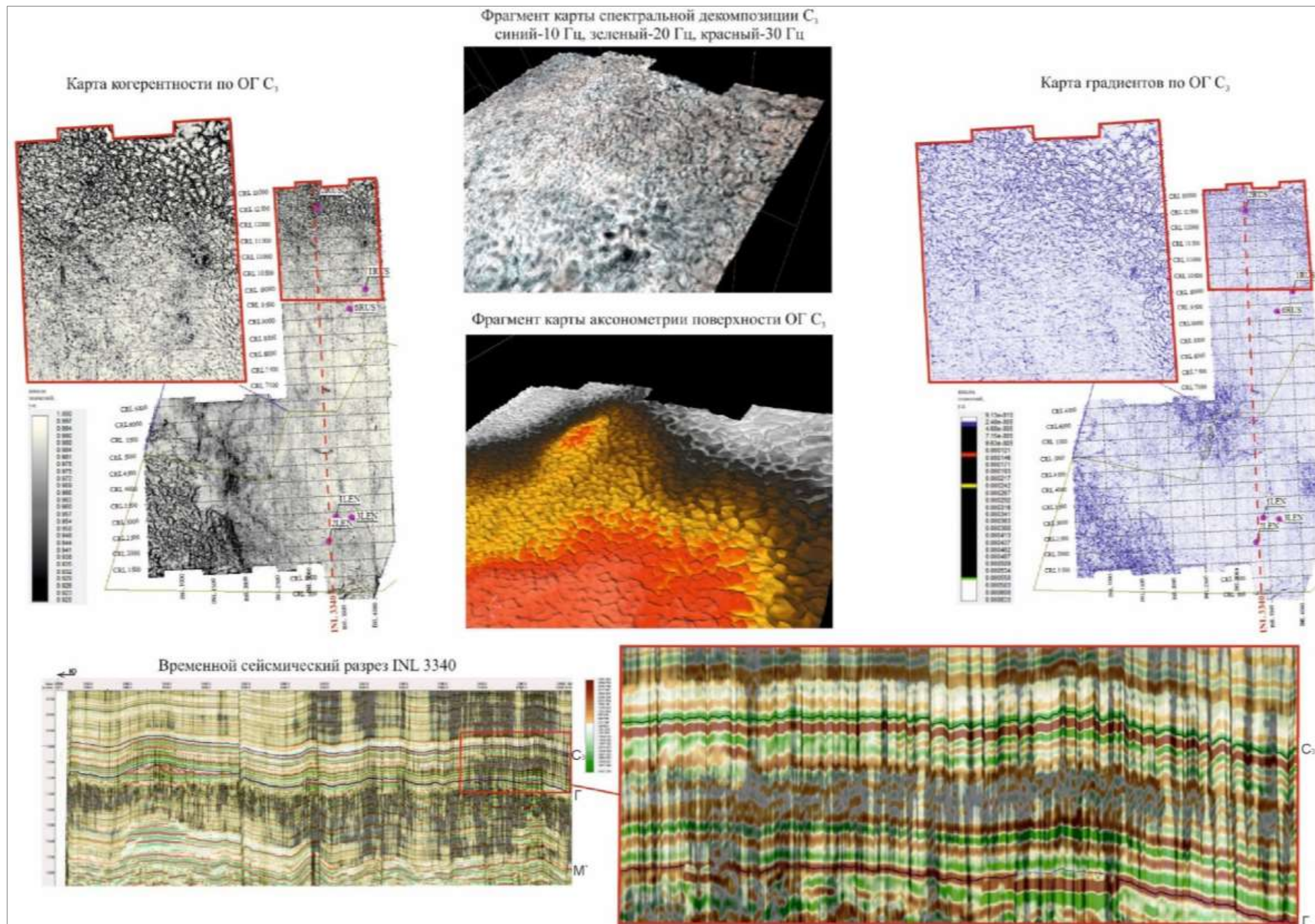


Рис. 9. Полигональная трещиноватость в надсенманском интервале разреза

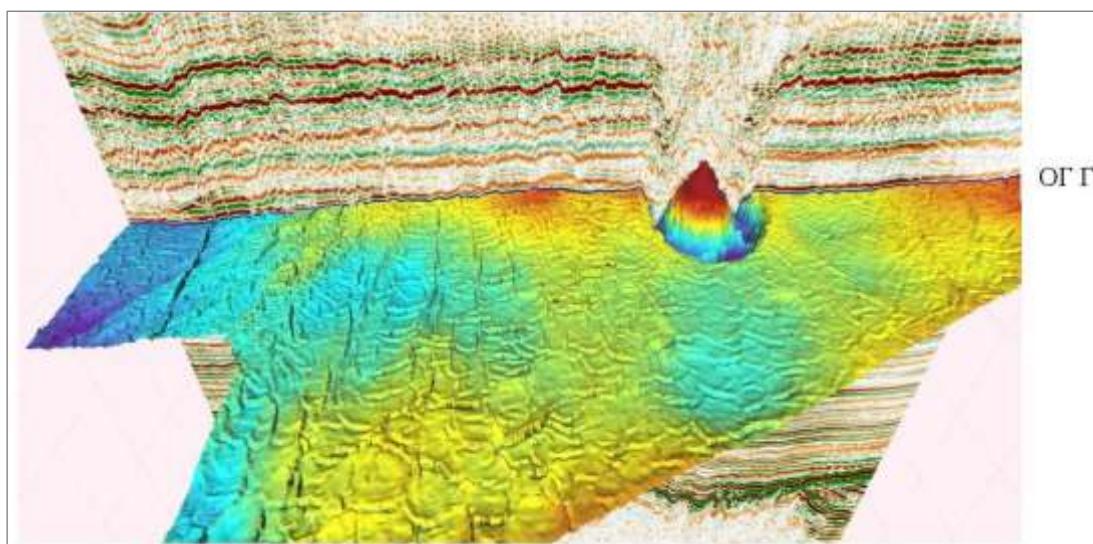


Рис. 10. Композиция горизонтального (ОГ Г) и вертикального сечения волнового поля по материалам сейсморазведки 3D

Следует отметить, что между «трубками взрыва» на стратиграфическом срезе по верхнеюрским (ОГ Б) (см. рис. 6, 7) и четвертичным отложениям (рис. 11) наблюдается большое сходство. Отличие заключается в том, что первые формировались за счет подтока глубинных газов, и, как отмечалось выше, процесс «взрыва» неоднократен (количество колец около шести).



Рис. 11. Фотография «трубки взрыва» в четвертичных отложениях полуострова Ямал (В.И. Богоявленский)

В зоне четвертичных образований произошел пока одноразовый «взрыв» за счет разгрузки газа газогидратных залежей, хотя наличие последних также связано с процессами глубинной флюидомиграции. Проявление газогидратов наблюдалось при бурении глубоких

скважин под кондуктор в интервале глубин 20-100 м на Уренгойском, Северо-Уренгойском, Юбилейном и др. месторождениях (выбросы бурового раствора на 3-5 м над столом ротора).

Заключение

Таким образом, на основании вышеизложенного, можно предполагать, что в акватории Карского моря и на севере Западной Сибири, находящихся в зоне активного рифтогенеза [Геодинамическая эволюция..., 2008; Ступакова, 2011; Перспективы нефтегазоносности..., 2018; Смирнов и др., 2022], в формировании залежей УВ, сгенерированными НГМТ, принимали участие и газообразные УВ, поступившие в осадочный чехол вследствие флюидодинамических процессов.

Возможно, данное обстоятельство является одной из причин наблюдаемого отличия фазового состояния залежей УВ в пределах территории Среднего Приобья, не характеризующегося активным рифтогенезом, от севера Западной Сибири (Большехетская впадина, Енисейско-Хатангский прогиб, Южно-Карская синеклиза и т.д.) (рис. 12).

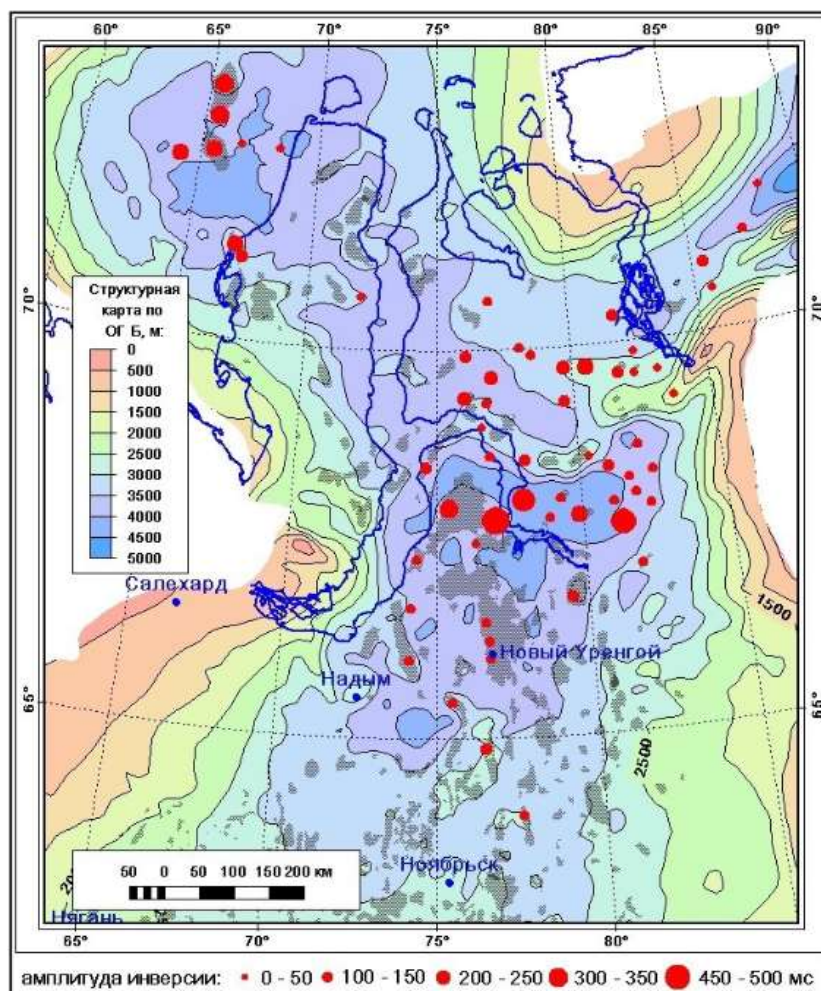


Рис. 12. Схема расположения инверсионно-кольцевых структур (аномальных кольцевых зон) в северной части Западной Сибири на структурной карте по кровле юры (ОГ Б) [Загоровский, 2018]

Зона максимальной генерации УВ баженовской НГМТ (см. рис. 4) и наибольшей концентрации ИКС (см. рис. 7) совпадают в плане и соответствуют центральной, наиболее погруженной, части Карскоморского бассейна.

Из приведенного выше материала (см. рис. 2, 6, 7, 8, 10) видно, что формирование ИКС связано с глубинными каналами флюидомиграции, являющихся также проводниками повышенных градиентов температур и давлений в зоне баженовской и других НГМТ, что способствовало интенсификации процессов генерации УВ (см. рис. 4).

Литература

Богоявленский В.И. Угроза катастрофических выбросов газа из криолитозоны Арктики. Воронки Ямала и Таймыра // Бурение и нефть. - 2014. - № 9. - С. 13-18.

Бородкин В.Н., Курчиков А.Р., Недосекин А.С., Фирстаева Е.Н., Стрекалов А.Я., Погрецкий А.В. Оценка перспектив нефтегазоносности юрско-меловых отложений Южно-Карского региона по данным площадных сейсморазведочных работ 2D // Геология нефти и газа. - 2018. - № 2. - С. 61-70.

Бородкин В.Н., Курчиков А.Р., Недосекин А.С., Лукашов А.В., Смирнов О.А. Характеристика геологической природы инверсионных кольцевых структур в пределах арктических районов Западной Сибири, как критерия нефтегазоносности // Геология нефти и газа. - 2017. - № 3. - С. 69-76.

Бородкин В.Н., Плавник А.Г., Смирнов О.А., Лукашов А.В., Галинский К.А., Тепляков А.А. Характеристики нефтегазоматеринских толщ и модели нефтегазогенерации в разрезах акватории Карского моря и на базе геохимических и геофизических исследований // Геология, геофизика и разработки нефтяных и газовых месторождений. - 2022. - № 3 (363). - С. 23-34.

Вассоевич Н.Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти. - Москва: Наука, 1967. - С. 135-157.

Гарифуллин И.И., Гатина Н.Н., Гаврилов С.С., Лобусев М.А. К вопросу миграции углеводородов из «аномальных разрезов» баженовской свиты в ачимовские отложения (на примере Когалымского-Лангепасского-Покачевского региона в Широком Приобье ХМАО) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2021. - № 8. - С. 5-10.

Геодинамическая эволюция и перспективы нефтегазоносности Арктики / К.А. Клещев, В.С. Шеин. - Москва: ЗАО «Геоинформмарк», 2008. - 99 с.

Грамберг И.С., Школа И.В., Бро Е.Г., Шеходанов В.А., Армишев А.М. Параметрические скважины на островах Баренцева и Карского морей // Советская геология. - 1985. - № 1. - С. 95-98.

Загоровский Ю.А. Роль флюидодинамических процессов в образовании и размещении залежей углеводородов на севере Западной Сибири // Автореферат диссертации на соиск... к. г.-м. н. - Тюмень: Изд-во ТИУ, 2018. - 20 с.

Зубков М.Ю. Типы коллекторов в баженовско-абалакском комплексе Западной Сибири // Геология нефти и газа. - 2019. - № 4. - С. 59-76.

Конторович А.Э. Органическая геохимия мезозойских нефтегазоносных отложений Сибири. - Москва: Недра, 1974. - 192 с.

Конторович А.Э., Петерс К.Е., Молдован Дж.М., Андрусевич В.Е., Демейсон Д.Дж., Стасова О.Ф., Хьюзинге Б.Дж. Углеводороды - биомаркеры в нефтях Среднего Приобья (Западная Сибирь) // Геология нефти и газа. - 1991. - № 10. - С. 3-34.

Леончик М.И. Перспективные ловушки углеводородов неантиклинального типа восточной части Баренцева моря // Территория нефтегаз. - 2011. - № 9. - С. 18-23.

Нежданов А.А., Кулагина С.Ф., Корнев В.А., Хафизов Ф.З. Аномальные разрезы баженовской свиты: взгляд через полвека после обнаружения // Известия вузов: нефть и газ. - 2017. - № 6. - С. 34-42.

Неручев С.Г. О возможности оценки прогнозных запасов нефти на генетической основе // Геология нефти и газа. - 1964. - № 7. - С. 8-11.

Органическая геохимия мезозойских нефтегазоносных отложений Сибири / Под ред. А.Э. Конторовича. - Москва: Недра, 1974. - 188 с. (Вып. 164а).

Перспективы нефтегазоносности палеорифтовых систем Западной Арктики / В.А. Шеин. - Москва: Геоинформмарк, 2018. - 279 с.

Смирнов О.А., Бородин В.Н., Лукашов А.В., Плавник А.Г., Трусов А.И. Региональная модель рифтогенеза и структурно-тектонического районирования севера Западной Сибири и Южно-Карской синеклизы по комплексу геолого-геофизических исследований // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2022. - Т.17. - №1. - http://www.ngtp.ru/rub/2022/1_2022.html DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/1_2022

Смирнов О.А., Лукашов А.В., Недосекин А.С., Курчиков А.Р., Бородин В.Н. Отображение флюидодинамической модели формирования залежей углеводородов по данным сейсморазведки 2D, 3D на примере арктических регионов России // Геология, геофизика и разработки нефтяных и газовых месторождений. - 2019. - № 1. - С. 17-28.

Ступакова А.В. Структура и нефтегазоносность Баренцево-Карского шельфа и прилегающих территорий // Геология нефти и газа. - 2011. - № 6. - С. 90-116.

Ступакова А.В., Сулова Л.А., Большакова М.А., Сауткин Р.С., Санникова И.А. Бассейновый анализ для поиска крупных и уникальных месторождений в Арктике // Георесурсы. - 2017. - Спецвыпуск. - С. 19-35.

Тимурзиев А.И. Флюидодинамическая природа «аномального бажена» Западной Сибири // Глубинная нефть. - 2013. - Т. 1. - № 9. - С. 1652-1363.

Тюменская сверхглубокая скважина: (Интервал 0-7502 м) // Результаты бурения и исследований: сборник научных докладов (г. Пермь 21-23 февраля 1995 г.). - Пермь: КамНИИКИГС, 1996. - 374 с.

Isaksen G.H. Central North Sea hydrocarbon systems: Generation, migration, entrapment, and thermal degradation of oil and gas // AAPG Bull. - 2004. - Vol. 88. - № 11. - P. 1545-1572.

Price L.C. The Organic geochemistry (and causestereof) of highank rocks from the Ralph Lowe-1 and other well bores // US Geol. Survey, Open-file Report 88-651. - 1991. - P. 1-48.

Price L.C., Clayton J.L., Rumen L.L. Organic geochemistry of the 9.6 km Bertha Rogers № 1 well, Oklahoma // Organic. Geochem. - 1981. - V. 3. - № 1. - P. 59-77.

Borodkin V.N.

West Siberian Branch of the Federal State Budgetary Scientific Institution Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences; Tyumen Industrial University, Tyumen, Russia

Smirnov O.A.

INGEOSERVICE LLC, Tyumen, Russia

CHARACTERISTICS OF THE ELEMENTS OF THE BIOGENIC AND FLUIDODYNAMIC MODELS OF NAFTIGENESIS IN THE SECTION OF THE KARA SEA ON THE BASIS OF GEOCHEMICAL AND GEOPHYSICAL INVESTIGATIONS

According to geochemical and geophysical studies, participation in the processes of oil and gas formation of biogenic and fluid dynamic models of naftigenesis is reflected. In the section of the Kara Sea, oil and gas source strata are identified, and their brief description is presented. On the example of the Bazhenov oil and gas source strata, the processes of oil and gas generation are reflected. On the basis of 3D seismic exploration activity, channels with a depth of hydrocarbon migration are demonstrated, participation in the processes of oil and gas formation and a fluid dynamic model of naftigenesis are shown.

Keywords: *Bazhenov petroleum source strata, oil and gas generation, 3D seismic exploration, fluid biogenic and fluid dynamic models of naftigenesis, Kara Sea.*

References

Bogoyavlenskiy V.I. *Ugroza katastroficheskikh vybrosov gaza iz kriolitozony Arktiki. Voronki Yamala i Taymyra* [The threat of catastrophic gas emissions from the permafrost zone of the Arctic. Funnels of Yamal and Taimyr]. *Burenie i neft'*, 2014, no. 9, pp. 13-18.

Borodkin V.N., Kurchikov A.R., Nedosekin A.S., Firstaeva E.N., Strekalov A.Ya., Pogretskiy A.V. *Otsenka perspektiv neftegazonosnosti yursko-melovykh otlozheniy Yuzhno-Karskogo regiona po dannym ploshchadnykh seysmorazvedochnykh rabot 2D* [Assessment of the petroleum potential of the Jurassic-Cretaceous strata of the South Kara region based on 2D areal seismic data]. *Geologiya nefti i gaza*, 2018, no. 2, pp. 61-70. DOI: <https://doi.org/10.31087/0016-7894-2018-2-61-70>

Borodkin V.N., Kurchikov A.R., Nedosekin A.S., Lukashov A.V., Smirnov O.A. *Kharakteristika geologicheskoy prirody inversionnykh kol'tsevykh struktur v predelakh arkticheskikh regionov Zapadnoy Sibiri kak kriteriya neftegazonosnosti* [Characterization of the geological nature of inversion ring structures within the Arctic regions of Western Siberia as a criterion petroleum bearing area]. *Geologiya nefti i gaza*, 2017, no. 3, pp. 69-76.

Borodkin V.N., Plavnik A.G., Smirnov O.A., Lukashov A.V., Galinskiy K.A., Teplyakov A.A. *Kharakteristiki neftegazomaterinskikh tolshch i modeli neftegazogeneratsii v razrezakh akvatorii Karskogo morya i na baze geokhimicheskikh i geofizicheskikh issledovaniy* [Characteristics of oil and gas source strata and models of oil and gas generation in sections of the Kara Sea and on the basis of geochemical and geophysical studies]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2022, no. 3 (363), pp. 23-34.

Garifullin I.I., Gatina N.N., Gavrilov S.S., Lobusev M.A. *K voprosu migratsii uglevodorodov iz «anomal'nykh razrezov» bazhenovskoy svity v achimovskie otlozheniya (na primere Kogalymnskogo-Langepasskogo-Pokachevskogo regiona v Shirokom Priob'e KhMAO)* [On the issue of hydrocarbon migration from the "anomalous sections" of the Bazhenov Formation to the Achimov strata (on the example of the Kogalym-Langepas-Pokachevo area in the Shirokoye Priobye of the Khanty-Mansi Autonomous okrug)]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2021, no. 8, pp. 5-10.

Geodinamicheskaya evolyutsiya i perspektivy neftegazonosnosti Arktiki [Geodynamic evolution and prospects for oil and gas potential in the Arctic area]. K.A. Kleshchev, V.S. Shein. Moscow: ZAO "Geoinformmark", 2008, 99 p.

Gramberg I.S., Shkola I.V., Bro E.G., Shekhodanov V.A., Armishev A.M. *Parametricheskie skvazhiny na ostrovakh Barentseva i Karskogo morey* [Parametric wells on the islands of the Barents and Kara seas]. Sovetskaya geologiya, 1985, no. 1, pp. 95-98.

Isaksen G.H. Central North Sea hydrocarbon systems: Generation, migration, entrapment, and thermal degradation of oil and gas. AAPG Bull., 2004, vol. 88, no. 11, pp. 1545-1572.

Kontorovich A.E. *Organicheskaya geokhimiya mezozoyskikh neftegazonosnykh otlozheniy Sibiri* [Organic geochemistry of oil and gas Mesozoic strata in Siberia]. Moscow: Nedra, 1974, 192 p.

Kontorovich A.E., Peters K.E., Moldovan Dzh.M., Andrusovich V.E., Demeysen D.Dzh., Stasova O.F., Kh'yuzinge B.Dzh. *Uglevodorody - biomarkery v neftyakh Srednego Priob'ya (Zapadnaya Sibir')* [Hydrocarbons - biomarkers in oils of the Middle Ob region (Western Siberia)]. Geologiya nefti i gaza, 1991, no. 10, pp. 3-34.

Leonchik M.I. *Perspektivnye lovushki uglevodorodov neantiklinal'nogo tipa vostochnoy chasti Barentseva morya* [Prospective hydrocarbon traps of non-anticlinal type in the eastern part of the Barents Sea]. Territoriya neftegaz, 2011, no. 9, pp. 18-23.

Neruchev S.G. *O vozmozhnosti otsenki prognoznykh zapasov nefti na geneticheskoy osnove* [On the possibility of estimating predicted oil reserves on a genetic basis]. Geologiya nefti i gaza, 1964, no. 7, pp. 8-11.

Nezhdanov A.A., Kulagina S.F., Kornev V.A., Khafizov F.Z. *Anomal'nye razrezy bazhenovskoy svity: vzglyad cherez polveka posle obnaruzheniya* [Anomalous sections of the Bazhenov Formation: a view half a century after discovery]. Izvestiya vuzov: nef't' i gaz, 2017, no. 6, pp. 34-42.

Organicheskaya geokhimiya mezozoyskikh neftegazonosnykh otlozheniy Sibiri [Organic geochemistry of oil and gas Mesozoic strata in Siberia]. Editor A.E. Kontorovicha. Moscow: Nedra, 1974, 188 p. (Issue 164a).

Perspektivy neftegazonosnosti paleoriftovykh sistem Zapadnoy Arktiki [Prospects for oil and gas potential of paleorift systems in the Western Arctic area]. V.A. Shein, Moscow: Geoinformmark, 2018, 279 p.

Price L.C. The Organic geochemistry (and causestrereof) of highank rocks from the Ralph Lowe-1 and other well bores. US Geol. Survey, Open-file Report 88-651, 1991, pp. 1-48.

Price L.C., Clayton J.L., Rumen L.L. Organic geochemistry of the 9.6 km Bertha Rogers № 1 well, Oklahoma. Organic. Geochem., 1981, vol. 3, no. 1, pp. 59-77.

Smirnov O.A., Borodkin V.N., Lukashov A.V., Plavnik A.G., Trusov A.I. *Regional'naya model' riftogeneza i strukturno-tektonicheskogo rayonirovaniya severa Zapadnoy Sibiri i Yuzhno-Karskoy sineklizy po kompleksu geologo-geofizicheskikh issledovaniy* [Regional model of riftogenesis and structural-tectonic area of the north of Western Siberia and the South Kara syncline on the geological-geophysical research data]. Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika, 2022, vol. 17, no. 1, available at: http://www.ngtp.ru/rub/2022/1_2022.html DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/1_2022

Smirnov O.A., Lukashov A.V., Nedosekin A.S., Kurchikov A.R., Borodkin V.N. *Otobrazhenie flyuidodinamicheskoy modeli formirovaniya zalezhey uglevodorodov po dannym seysmorazvedki 2D, 3D na primere arkticheskikh regionov Rossii* [Display of a fluid dynamic model of the formation of hydrocarbon accumulations according to 2D, 3D seismic data on the example of the Arctic regions of Russia]. Geologiya, geofizika i razrabotki neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy, 2019, no. 1, pp. 17-28.

Stupakova A.V. *Struktura i neftegazonosnost' Barentsevo-Karskogo shel'fa i prilegayushchikh territoriy* [Structure and oil and gas potential of the Barents-Kara shelf and adjacent territories]. Geologiya nefti i gaza, 2011, no. 6, pp. 90-116.

Stupakova A.V., Suslova L.A., Bol'shakova M.A., Sautkin R.S., Sannikova I.A. *Basseynovyy analiz dlya poiska krupnykh i unikal'nykh mestorozhdeniy v Arktike* [Basin analysis to search for large and unique fields in the Arctic area]. Georesursy, 2017, spetsvypusk, pp. 19-35.

Timurziev A.I. *Flyuidodinamicheskaya priroda «anomal'nogo bazhena» Zapadnoy Sibiri* [Fluid-dynamic nature of the "anomalous Bazhen" in Western Siberia]. Glubinnaya nef't', 2013, vol.1,

no. 9, pp. 1652-1363.

Tyumenskaya sverkhglubokaya skvazhina: (Interval 0-7502 m) [Tyumen superdeep well: (Interval 0-7502 m)]. Rezul'taty bureniya i issledovaniy: sbornik nauchnykh dokladov (Perm', 21-23 Feb 1995). Perm': KamNIIKIGS, 1996, 374 p.

Vassoevich N.B. *Teoriya osadochno-migratsionnogo proiskhozhdeniya nefi* [Theory of sedimentary-migration origin of oil]. Moscow: Nauka, 1967, pp. 135-157.

Zagorovskiy Yu.A. *Rol' flyuidodinamicheskikh protsessov v obrazovanii i razmeshchenii zalezhey uglevodorodov na severe Zapadnoy Sibiri* [The role of fluid dynamic processes in the formation and distribution of hydrocarbon accumulations in the north of Western Siberia]. Avtoreferat dissertatsii na soisk... k. g.-m. n. - Tyumen': Izd-vo TIU, 2018, 20 p.

Zubkov M.Yu. *Tipy kollektorov v bazhenovsko-abalakskom komplekse Zapadnoy Sibiri* [Reservoir types in the Bazhenov-Abalak strata of Western Siberia]. *Geologiya nefi i gaza*, 2019, no. 4, pp. 59-76.

© Бородкин В.Н., Смирнов О.А., 2022

