

УДК 553.98::551.462.32(571.66)

Геохимические предпосылки нефтегазоносности кайнозойских отложений западнокамчатского шельфа

Т.А. Кирюхина¹, А.А. Соловьёва^{1*}, И.А. Санникова¹, А.А. Франчук²

¹ МГУ им. М.В. Ломоносова, 119991, Российская Федерация, г. Москва, Ленинские горы, д. 1

² ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

* E-mail: zasol@mail.ru

Тезисы. Актуальность детального изучения западнокамчатского шельфа обусловлена схожестью его геологического строения со строением Северо-Сахалинского нефтегазоносного бассейна (НГБ), тогда как на шельфе Сахалина открыты нефтяные и газовые месторождения, рентабельные для промышленной разработки. Оба бассейна приурочены к краевым частям Охотоморской плиты.

В настоящее время на западнокамчатском шельфе пробурены две скважины. Для оценки нефтегазового потенциала акваториальной части Западно-Камчатского НГБ и продуктивности нефтегазоматеринских толщ проведены комплексные геохимические анализы образцов керн и шлама из морских скважин. В результате в кайнозойских отложениях шельфа установлены нефтегазоматеринские толщи в породах снатольской, вивентекско-утхолкокской и кулувенской свит.

Механизм формирования нефтеносности смещен в акваторию моря. Ожидается увеличение нефтяной составляющей в залежах, поскольку из кайнозойского разреза выпадает часть отложений, содержащая органическое вещество гумусового типа, но появляются глинистые и глинисто-кремнистые толщи, несущие органическое вещество сапропелевого типа.

Для нефтегазоматеринских пород очаги нефтегазообразования могли сформироваться на наиболее погруженных участках территории: в центральной и северо-западной частях Колпаковского прогиба. Наиболее перспективные структуры для геолого-поисковых работ располагаются в пределах Крутогоровской зоны поднятий.

Область западнокамчатского шельфа является нефтегазоперспективной с точки зрения наличия нефтегазоматеринских толщ, но вопрос наличия здесь коллекторских горизонтов остается малоизученным.

Континентальная часть Западно-Камчатского нефтегазоносного бассейна (НГБ) относится к хорошо изученным в нефтегеологическом отношении территориям. Менее изученная часть бассейна располагается в акватории на шельфе Охотского моря, основная информация о строении которого основана на сейсмических данных. Актуальность детального изучения западнокамчатского шельфа обусловлена схожестью геологического строения с северо-восточным сахалинским шельфом, где открыты и успешно разрабатываются нефтяные и газоконденсатные месторождения (проекты «Сахалин-1» и «Сахалин-2»). Оба бассейна приурочены к краевым частям Охотоморской плиты.

В настоящее время на западнокамчатском шельфе пробурены две скважины, которые при испытании коллекторских горизонтов снатольской свиты не дали притоков. Для оценки нефтегазового потенциала акваториальной части Западно-Камчатского НГБ и продуктивности нефтегазоматеринских толщ (НГМТ) как элемента углеводородной системы проведен комплексный геохимический анализ образцов керн и шлама из морских скважин. Образцами охарактеризован разрез скважины до глубины 3000 м от снатольской свиты палеогена до неогена.

Геохимические исследования охватывали определение содержания органического углерода ($C_{орг}$); пиролиз рассеянного органического вещества (РОВ) методом Rock-Eval¹; экстрагирование битумоида с определением его группового состава; анализ распределения n-алканов и изопреноидов в насыщенных фракциях битумоидов; анализ распределения углеводородов-биомаркеров стеранового и тритерпанового рядов

Ключевые слова: геохимия, кайнозой, нефтегазоносность, нефтегазоматеринские толщи, Западная Камчатка, шельф Охотского моря.

¹ См. <http://www.vinci-technologies.com/images/contenu/documents/RockEval6.pdf>

в насыщенных фракциях битумоидов методом газожидкостной хромато-масс-спектрометрии (ГЖХ); выделение из пород нерастворимого РОВ и его анализ; определение мацерального состава керогена, отражательной способности витринита (или других мацералов) петрографическим методом; определение степени катагенеза и генетического типа, условий накопления и фоссилизации РОВ.

Геологическая позиция

Западно-Камчатский осадочный бассейн охватывает западную, охотскую, часть Камчатского п-ова. Структурно-фациальная зона представляет собой краевой прогиб, образовавшийся на краю Охотской платформы [1]. Западно-Камчатский НГБ выполнен кайнозойскими терригенными, терригенно-туффиито-кремнистыми и угленосными образованиями. Его основными структурными элементами являются (с юга на север): Колпаковская впадина, Ичинский прогиб, Тигильский антиклинорий и Паланская впадина. В акватории Охотского моря установлено несколько антиклинальных структур 2-го порядка: Кшукская, зона Центральных поднятий, Тхулукская, Лиманская, Крутогоровская, Калавоямская и другие.

Палеоген-неогеновые отложения в бассейне несогласно перекрывают верхнемеловые толщи. Мощность осадочного чехла в наиболее погруженных сухопутных участках бассейна достигает 5–6 км. В палеогеновых отложениях выделяются хулугунская (P_1^2), напанская ($P_1^2-P_1^1$), снатольская ($P_2^2-P_2^3$), ковачинская ($P_2^2-P_2^1$), аманинская ($P_3^2-P_3^1$) и гакхинская ($P_3^2-P_3^1$) свиты. Неогеновая система представлена отложениями утхолокской (P_3^3), вивентекской (P_3^3), кулувенской (N_1^1), ильинской (N_1^2), какертской (N_1^2), этолонской ($N_1^2-N_1^3$) и эрмановской (N_1^3) свит.

При нефтегазопромысловых работах в Западной Камчатке пробурены 87 глубоких скважин. Промышленная нефтегазоносность выявлена только в континентальной части Колпаковского прогиба, где открыты четыре газоконденсатных месторождения: Кшукское, Нижне-Квакчикское, Средне-Кунжикское и Северо-Колпаковское. Продуктивными являются следующие горизонты: средне-верхне-эоценовый (снатольская и ковачинская свиты), верхнеолигоценый (утхолокская свита) и средне-верхнемиоценовый (этолонская и эрмановская свиты). Непромышленные притоки

зафиксированы по всему разрезу. Основной тип коллектора поровый. Нефтегазопроизводящими считаются терригенные образования эоцена-олигоцена, а также кремнистые и кремнисто-глинистые образования [2].

Геохимические исследования

Впервые глинистые меловые породы описаны как потенциально нефтегазоматеринские М.Б. Беловой с соавторами (1961 г.). Активные геохимические исследования отложений и флюидов Западной Камчатки начались в 1980 г. после открытия промышленной нефтегазоносности на Кшукской площади. Исследованием зрелости, катагенетической преобразованности отложений, свойств флюидов, а также геотермических параметров в Западно-Камчатском регионе занимались Е.П. Свистунов, О.В. Крылов, Е.Е. Карнюшина, Ю.К. Бурлин, Т.Ю. Тронова (1982–1991 гг.). Непосредственно изучение НГМТ на территории Западной Камчатки, а также корреляцию их с флюидами в залежах проводили в разные годы Т.А. Ботнева (1973 г.); А.Э. Конторович, О.Ф. Стасова (1978 г.); О.К. Баженова (1990 г.); В.Н. Астафьев, С.М. Богданчиков, Э.Г. Коблов, Ю.С. Мавринский, В.В. Харахинов [3]; П.Ф. Волгин, В.И. Исаев, В.Ю. Косыгин [4]; В.А. Лобкова, Е.И. Кудрявцева, Е.В. Грецкая. По результатам выполненных геохимических исследований в разрезе акваториальной части Западно-Камчатского НГБ выделены три НГМТ: снатольская, вивентекско-утхолокская и кулувенская (рис. 1).

Снатольская свита (P_2) сложена переслаиванием песчаников, алевролитов с кремнистыми включениями и аргиллитов. Медианное балловое содержание битумоида – 3 балла, наибольшую часть составляют тяжелые масляные битумоиды. Содержание $C_{орг}$ в породах свиты достигает 1,07 %. Показатель S_1 (количество миграционно способных углеводородов (УВ)) изменяется от 0,01 до 2,04 мг/г, а показатель S_2 (количество УВ, аналитически сгенерированное из остаточного органического вещества (ОВ) – керогена) варьируется от 0,06 до 1,84 мг/г, при таких значениях генерационный потенциал пород определяется как низкий (бедный). Значения индекса продуктивности $PI = S_1/(S_1 + S_2)$ (степень выработанности керогена) могут изменяться в диапазоне от 0,09 до 1, значения PI , равные 0,1–0,4, отвечают условиям главной зоны

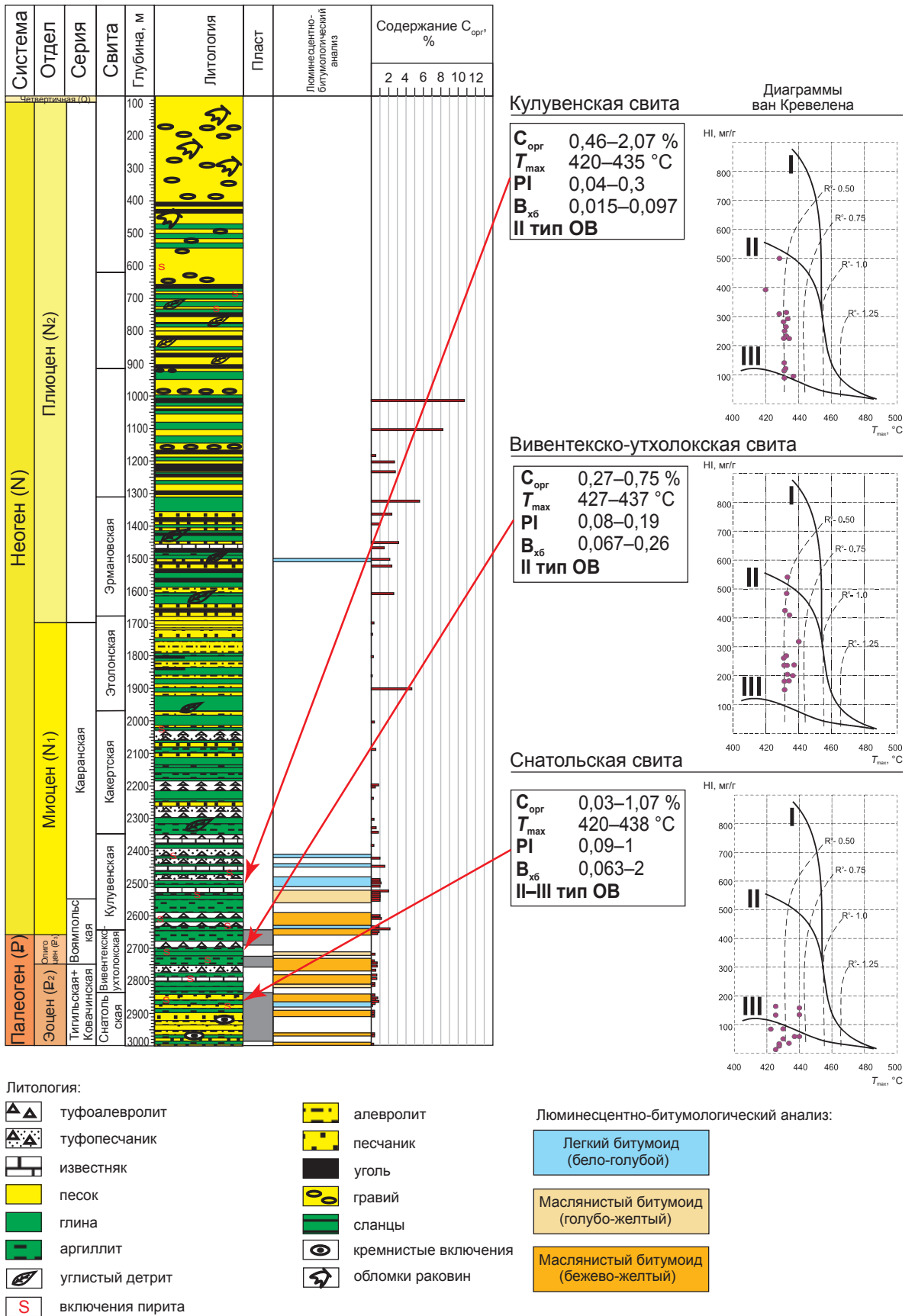


Рис. 1. Характеристика нефтегазоматеринских отложений по скв. 1-Первоочередная. Диаграммы ван Кревелена (тип ОВ: I – сапропелевый; II – смешанный гумусово-сапропелевый; III – гумусовый; R^o – отражательная способность витринита). $B_{хб}$ – битумоидный коэффициент, с

нефтеобразования (ГЗН), при отсутствии миграции. Температура максимального выхода УВ при пиролизе керогена $T_{\text{макс}}$ варьирует от 420 до 438 °С, что говорит о слабой зрелости исследуемых отложений и их нахождении в начале нефтяного окна или в зоне протокатагенеза. Породы характеризуются значениями водородного индекса (НІ) – 64–263 миллиграмма УВ на грамм $C_{\text{орг}}$, кислородного индекса (ОІ) – 7–350 миллиграммов УВ на грамм $C_{\text{орг}}$. Как видно на соответствующей диаграмме ван Кревелена (см. рис. 1), тип ОВ является смешанным с преобладанием гумусовой составляющей.

По результатам ГЖХ в снатольской свите выделены битумоиды двух типов. Первый тип встречается в образцах с глубин 2852 и 2860 м. Для него характерен выход *n*-алканов C_{15} – C_{35} с максимумом в высокомолекулярной области и явным преобладанием нечетных *n*-алканов, что говорит об участии в формировании исходного ОВ преимущественно форм континентального генезиса и слабой преобразованности ОВ. Второй тип битумоидов получен из образцов с глубин 2847–2849, 2890–2895, 2995–3000 м и отличается смещением максимума в сторону *n*-алканов C_{23} – C_{25} , а также значительным выходом изопренанов, что может указывать на формирование исходного ОВ в прибрежно-морских условиях (рис. 2). Этот факт подтверждается результатами изотопного анализа. Как показано на рис. 3, часть образцов из снатольской свиты попадают в область ОВ, образованного в континентальных условиях, а часть – в морских. Близкое расположение к линии раздела может свидетельствовать о смешанном типе вещества.

По результатам биомаркерного анализа в ряду терпанов отмечается отсутствие трициклических УВ, а среди пентациклических преобладает гопан H_{30} и фиксируется олеанан в близких концентрациях.

Признается связь олеанана с высшими растениями, которые получили развитие в поздне-меловое время, что не исключает возможности генерации УВ в меловых отложениях. Среди стерановых преобладает стеран C_{29} , что говорит о формировании ОВ в мелководных условиях при преобладании континентальной органики. Низкое значение фенантренового индекса свидетельствует о слабой катагенетической зрелости.

Вивентекско-утхолокская свита (P_2 – N_1) представлена аргиллитами с прослоями туфо-

песчаников, туфоалевролитов. Преобладающий тип битумоида в образцах этой свиты – маслянистый битумоид А (МБА). Балловое содержание в пределах свиты равно 3. Содержание $C_{\text{орг}}$ изменяется от 0,27 до 0,75 %. Значения S_1 изменяются от 0,05 до 0,42 мг/г, а S_2 варьируют от 0,41 до 3,97 мг/г, при таких значениях генерационный потенциал определяется как удовлетворительный. Значения PI могут изменяться в диапазоне 0,08–0,19. Величина $T_{\text{макс}}$ варьирует от 427 до 437 °С, что свидетельствует о низкой зрелости исследуемых отложений и их нахождении в самом начале «нефтяного окна». Породы характеризуются значениями НІ в диапазоне 152–529 мг/г, ОІ – в диапазоне 17–157 мг/г. Согласно соответствующей диаграмме ван Кревелена (см. рис. 1), тип ОВ вивентекско-утхолокской свиты смешанный (II–III). Широкий разброс значений НІ свидетельствует о частой смене условий накопления ОВ. Соотношение стабильных изотопов насыщенной и ароматической фракций битумоида вивентекско-утхолокской свиты по распределению сходно с аналогичным соотношением для снатольской свиты (см. рис. 3).

По результатам ГЖХ в вивентекско-утхолокской свите выделен один тип битумоида из образцов, охватывающих часть разреза на глубине с 2645 по 2815 м. Битумоид этих пород охарактеризован выходом нормальных алканов C_{12} – C_{35} . Максимум распределения смещен в среднемолекулярную часть с преобладанием C_{20} – C_{23} , где превалируют четные гомологи. В высокомолекулярной части преимущественно встречаются нечетные C_{27} , C_{29} , C_{31} , что свидетельствует о наличии липидных компонентов наземной растительности (см. рис. 2). По сравнению с предыдущей толщей наблюдается увеличение количества изопреноидных структур, что характерно для кремнистых толщ незначительной степени зрелости. Повышенные концентрации пристана могут быть обусловлены наличием в разрезе углей.

По результатам биомаркерного анализа в составе групп терпанов основной процент составляют гопановые и трициклановые УВ. Среди гопановых преобладает гопан (H_{30}), несколько ниже концентрации норгопана (H_{29}). Среди стеранов максимальная концентрация зафиксирована для холестана C_{27} , концентрации стеранов состава C_{28} и C_{29} примерно равны, в высоких концентрациях отмечены диастераны (наибольшая концентрация – C_{27}).

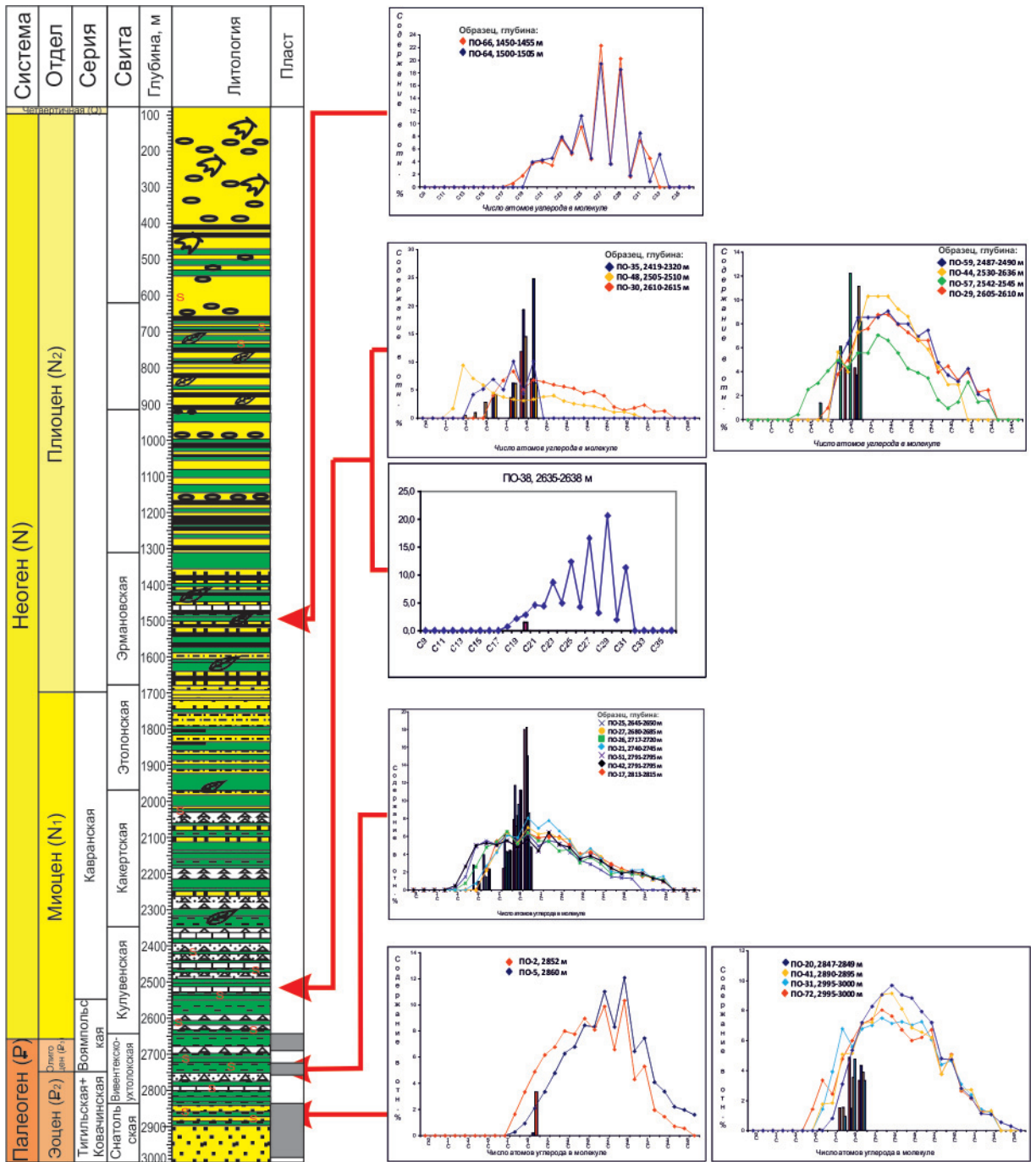


Рис. 2. Типы битумоидов в кайнозойских отложениях из скв. 1-Первоочередная: расшифровку литологического состава пород см. в экспликации к рис. 1; гистограммы на графиках справа показывают выход соответствующих изопреноидов; ПО – образец

Среди триароматических стероидов преобладает $TA_{C_{26}}$, что характерно для зоопланктона. Небольшое значение фенантренового индекса, наряду с показателями соотношений высоко- и низкомолекулярных УВ, а также моно- и триароматических УВ, свидетельствует о низкой катагенетической зрелости ОВ свиты.

Кулувенская свита (N_1) сложена переслаиванием туфоалевролитов и туфопесчаников

с аргиллитами, имеются прослои известняка. Балловое содержание битумоида в свите колеблется от 1 до 3. Легкий битумоид в пределах свиты с увеличением глубины последовательно сменяется маслянистым. Содержание $C_{орг}$ изменяется от 0,46 до 2,07 %. Значения S_1 изменяются от 0,07 до 1,72 мг/г, а S_2 варьируют от 0,41 до 5,11 мг/г. При таких значениях потенциал определяется как удовлетворительный.

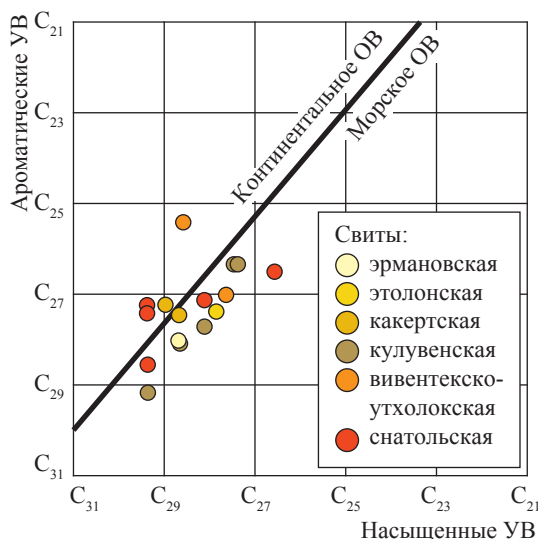


Рис. 3. Соотношение стабильных изотопов ^{13}C насыщенной и ароматической фракций битумоида в образцах из скв. 1-Первоочередная

Значения PI могут изменяться от 0,04 до 0,3. Величина $T_{\text{макс}}$ меняется в диапазоне 420–435 °С, что говорит о слабой зрелости исследуемых отложений и их нахождении в самом начале «нефтяного окна». Породы характеризуются значениями HI в диапазоне 86–488 мг/г, OI – 29–169 мг/г. Распределение значений HI показывает наличие по крайней мере двух типов ОБ: III – гумусовый и II – смешанный гумусово-сапропелевый (см. рис. 1). Отложения по результатам изотопного анализа попадают в область ОБ, образованного в морских условиях, что, возможно, связано с неудачной выборкой образцов (см. рис. 2).

Битумоиды кулувенской свиты разделяются на три типа. Первый тип характеризуется длинным рядом n-алканов C_{11} – C_{33} с преобладанием максимумов в низкомолекулярной части, а также большим обилием изопренанов. Концентрации изопренанов превышают концентрации n-алканов, что может быть связано с большим количеством кремнистой составляющей (см. рис. 2). Второй тип характеризуется выходом n-алканов с C_{13} по C_{33} со смещением максимума в сторону среднемолекулярных структур, а также преобладанием нечетных C_{27} , C_{29} , C_{31} в области высокомолекулярных структур. Концентрация изопренанов несколько снижена по сравнению с первым типом, но по-прежнему остается высокой (см. рис. 2). Третий тип битумоида, который

представлен единичным образцом, характеризуется очень малыми концентрациями изопреноидов на фоне преобладания нечетных C_{27} , C_{29} , C_{31} , что характерно для незрелого гумусового исходного ОБ (см. рис. 2).

Битумоиды в пределах толщи распределены неравномерно и «переслаивают» друг друга, что может свидетельствовать об отложении кулувенской свиты в условиях частой смены обстановок осадконакопления.

По результатам ГЖХ терпановые УВ представлены в основном гопами. Среди них преобладает гопа H_{30} , несколько ниже концентрации норгопана H_{29} . Степень зрелости ОБ по соотношению моретанов триноргопана и трисноргопана (T_s/T_m) небольшая.

Среди стерановых УВ распределение гомологов C_{27} , C_{28} , C_{29} в образцах кулувенской свиты неоднозначно. В первых двух образцах явно преобладает этилхолестан C_{29} , указывая на гумусовую природу ОБ, а в других это преобладание не столь очевидно. Распределение перегруппированных стеранов схоже.

Таким образом, битумоиды кулувенской свиты, несмотря на разнородность состава, были генерированы из ОБ преимущественно гумусовой природы в прибрежно-морских условиях.

Историко-геологическое моделирование процессов генерации и эмиграции УВ по морской скважине (1D) и профилю (2D), проходящему вдоль шельфа Западной Камчатки, показало, что ОБ снатольской, вивентекско-утхолокской и кулувенской свит в основном слабо зрелое и находится на стадии катагенеза ПК_3 – МК_1 (рис. 4). В единичных образцах определена стадия МК_2 , что связано с переотложенным витринитом.

Индекс трансформации керогена (TR) для этих свит колеблется от 10 до 30 %. Максимальных значений он достиг в плейстоцене за счет резкого повышения геотемператур в плиоцене, которое связано с Сахалинской складчатостью (рис. 5).

Возможное существование залежей УВ при недостаточной зрелости НГМТ рассматривалось различными исследователями на примерах Камчатки и присахалинского шельфа. Именно наличие кремнистой составляющей в разрезе дает «толчок» к ранней генерации УВ. При переходе формы опала-А в опал-КТ происходит отжим пластовых вод, которые выносят уже сформировавшиеся в НГМТ углеводороды [5].

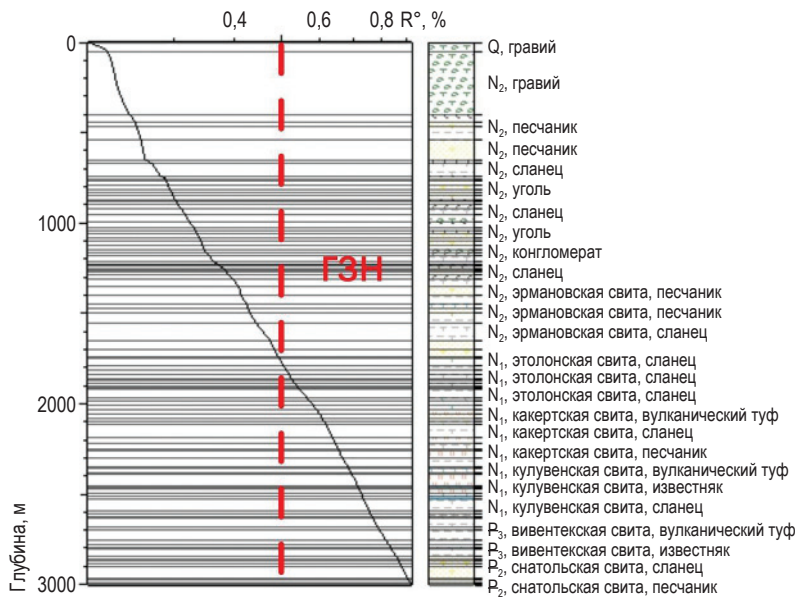


Рис. 4. Катагенетическая зрелость **ОВ** пород осадочного разреза по глубине, скв. 1-Первоочередная: ГЗН – главная зона нефтеобразования

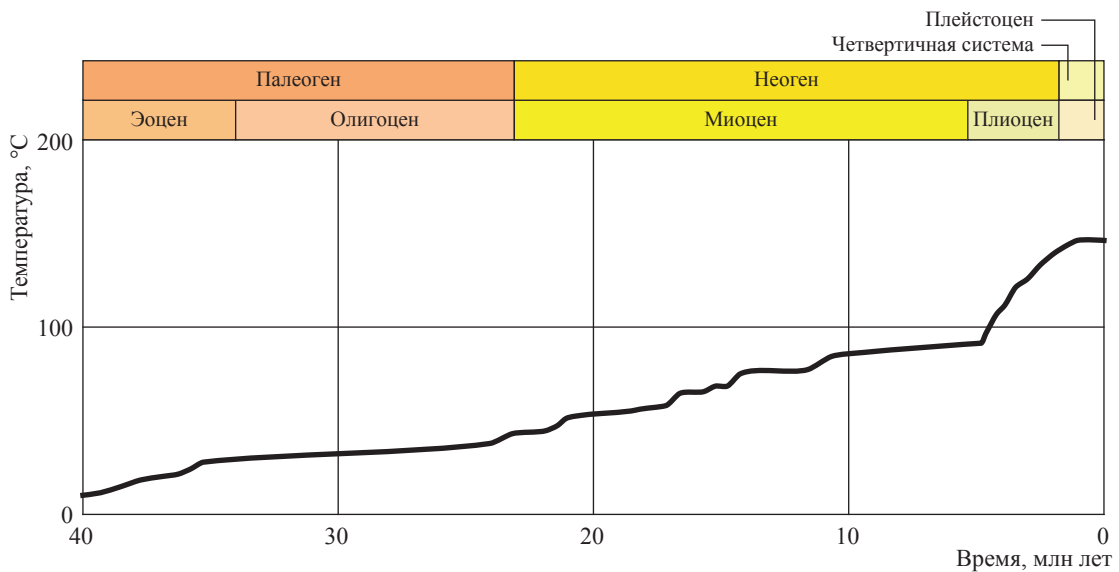


Рис. 5. Распределение пластовых температур по времени в ходе геологической истории осадочного разреза, скв. 1-Первоочередная. Серединоэоцена, снатольская свита, песчаник

Перспективы нефтегазоносности

В разрезе Западно-Камчатского НГБ выделено несколько НГМТ с хорошими нефтегазоматеринскими свойствами (рис. 6). Отложения тигильской серии (напанская и снатольская свиты), содержащие **ОВ** преимущественно гумусового типа, и ковачинской серии, обогащенные смешанным **ОВ** (гумусового и сапропелевого типа), на большей части акватории являются газогенерирующими. Очаг генерации связан с максимумом прогибания во впадине

Тинро. Зона битумогенерации простирается в южной части исследованной территории, захватывая часть Крутогоровской зоны поднятий. Отложения вышли из ГЗН и реализовали свой потенциал, что доказывается результатами исследования образцов из скв. Первоочередная (отложения снатольской свиты обладают низким остаточным генерационным потенциалом). Такая же картина наблюдается на продолжении Колпаковского прогиба в акватории, хотя не исключена возможность генерации **УВ**

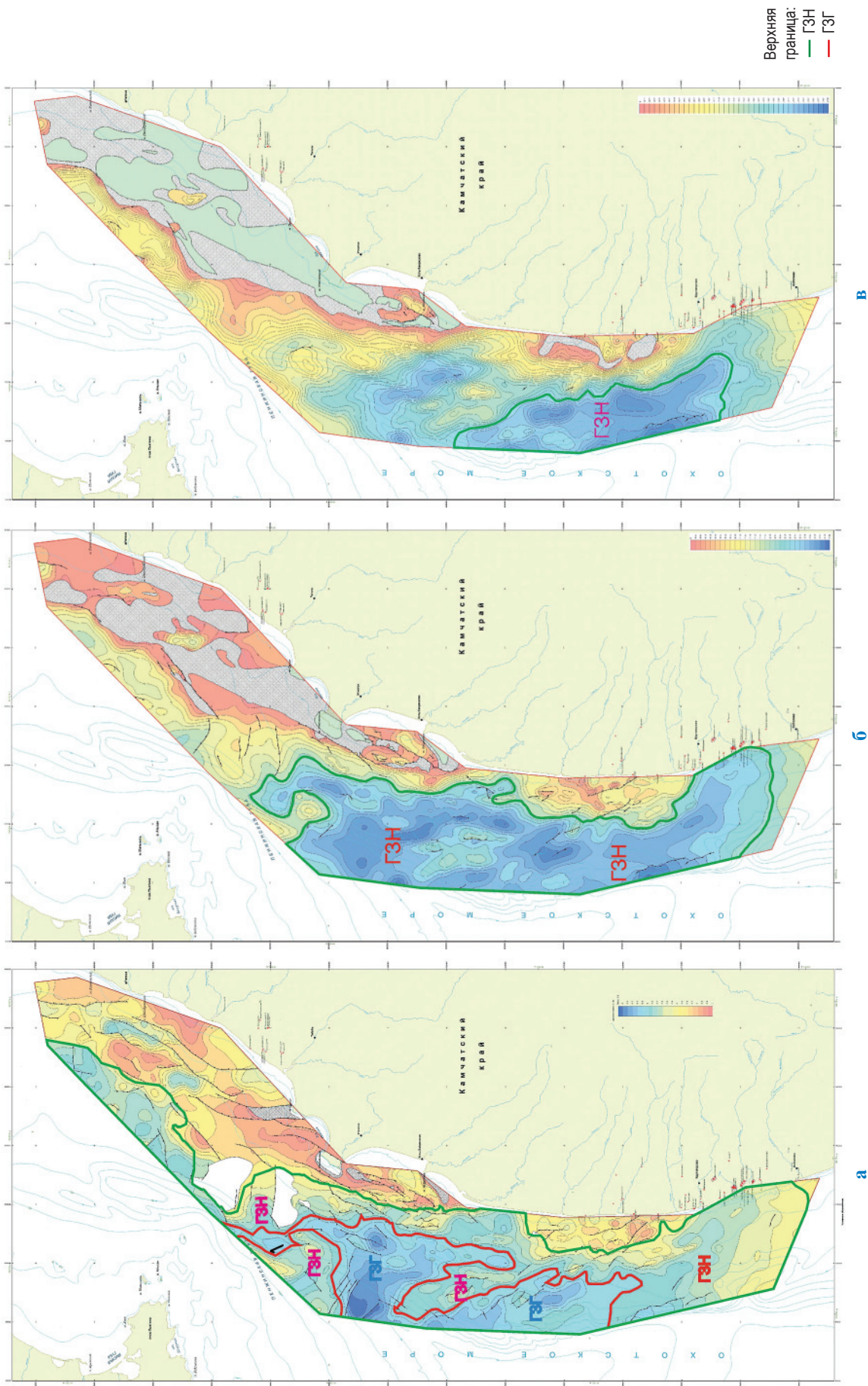


Рис. 6. Схема расположения очагов нефте- и газогенерации в отложениях: а – тигильской (напанская, снагольская свиты) и ковачинской серии; б – воямпольской серии (вивентеско-утхолоская, кулувенская свиты); в – этолонской и эрмановской свит. ГЗН – главная зона газонакопления

в наименее прогнутых участках. Такие участки фиксируются в районе Большерецкого поднятия и в Крутогоровской и Северо-Тундровой зонах (см. рис. 6а).

Отложения воямпольской серии (вивентекская, утхолокская и кулувенская свиты), содержащие ОБ от чисто гумусовых разностей в углистых толщах до сапропелевых, распространены на всей акватории. Отложения воямпольской серии находятся в зоне нефтеобразования. И хотя она имеет меньшую площадь по сравнению с нижележащими отложениями, депоцентр прогибания также тяготеет к впадине Тинро (см. рис. 6б). В наиболее благоприятных условиях для аккумуляции остаются структуры Крутогоровской зоны поднятий. Кроме того, за счет латеральной миграции УВ нефтяного ряда могли образоваться газоконденсатные с нефтяной оторочкой скопления в структурах Тхулунской, Центральной и Лиманской.

Образования ильинско-какертской и этолонской свит, обогащенные ОБ сапропелевого состава, находятся в зоне протокатагенеза или в начале ГЗН, и начало процессов генерации УВ отмечается только в Колпаковском прогибе. Отложения этолонской и эрмановской свит на большей части акватории и суши относят к незрелым. Только в самой юго-западной части акватории выделяется небольшой участок, где отложения находятся на начальных грациях катагенеза. Очаг значительно сокращен по площади и не захватывает суши (см. рис. 6в).

Подсчет ресурсов УВ производился по антикилинальным складкам, подготовленным к глубокому бурению, объемным методом. Локальные структуры выделены сейсморазведочными работами, а их площадь рассчитана в программном пакете ArcGis. Предполагаемые залежи будут газоконденсатными или газоконденсатными с нефтяной оторочкой в верхних горизонтах разреза. Наиболее перспективной зоной является Крутогоровская зона поднятий, которая включает Крутогоровское, Калаваямское, Северо- и Южно-Крутогоровское поднятия. Для Крутогоровской структуры сумма локальных ресурсов для тигильской, ковачинской и воямпольской серий составляет 194,4 млн т у.т., для Калаваямской – 163,7 млн т у.т. В целом, по всем перечисленным локальным поднятиям Крутогоровской зоны ресурсы составляют 435,6 млн т у.т.

Следующие по значимости для поисковых работ объекты – Тхулунская и Лиманская

зоны поднятий, которые могли аккумулировать УВ всех этапов генерации в кайнозойских отложениях за счет латеральной и вертикальной миграции. Суммарные ресурсы Тхулунской зоны составляют 105,3 млн т у.т., однако они разбросаны по нескольким локальным поднятиям. Такая же ситуация складывается для группы Центральных поднятий, суммарные ресурсы которой – 75,1 млн т у.т., но отдельно по структурам эти ресурсы недостаточны для бурения скважин.

Таким образом, на шельфе Западно-Камчатского НГБ в результате геохимической интерпретации полученных данных в кайнозойских отложениях установлены нефтегазоматеринские толщи в породах снатольской, вивентекско-утхолокской и кулувенской свит. Степень преобразования НГМТ находится на стадиях катагенеза ПК₃–МК₁. В снатольской и кулувенской свитах обнаружены миграционные битумоиды, что может служить признаком выявления насыщенных горизонтов.

Благоприятные условия формирования нефтеносности отмечены в акватории моря, поскольку здесь из кайнозойского разреза выпадает часть отложений, содержащая ОБ гумусового типа, а появляются глинистые и глинисто-кремнистые толщи, несущие ОБ сапропелевого типа, катагенетическая трансформация которого обеспечивает генерацию преимущественно нефтяных УВ.

Очаги нефтегазообразования могли сформироваться в наиболее погруженных участках территории: в центральной и северо-западной (район раскрытия в прогиб Тинро) частях Колпаковского прогиба. Наиболее перспективные для геолого-поисковых работ структуры располагаются в пределах Крутогоровской зоны поднятий. Следующие по значимости структуры – Тхулунская, Лиманская и группа Центральных поднятий, однако ресурсы УВ могут быть рассредоточены по нескольким локальным поднятиям и недостаточны для промышленного освоения.

Исходя из геохимических данных о нефтегазоматеринских толщах западнокамчатского шельфа эта область является нефтегазоперспективной. Но если рассматривать нефтидную систему в целом, то возникает проблема наличия коллекторских горизонтов с удовлетворительными фильтрационно-емкостными

свойствами (ФЕС). В процессе прогноза коллекторов на акватории необходимо учитывать повышенную степень заглинизированности тех горизонтов, которые на суше обладают удо-

влетворительными показателями ФЕС, а также особенности строения и локального распространения хороших коллекторов, связанных с дельтовой системой [2].

Список литературы

1. Геология СССР. Т. XXXI: Камчатка, Курильские и Командорские острова. – М.: Недра, 1964.
2. Белонин М.Д. Разведочный потенциал Западной Камчатки и сопредельного шельфа (нефть и газ) / М.Д. Белонин, Ю.Н. Григоренко, Л.С. Маргулис и др. – СПб.: Недра, 2003. – 119 с.
3. Астафьев В.Н. Нефтегазоносные бассейны Охотоморского региона / В.Н. Астафьев, С.М. Богданчиков, Э.Г. Коблов и др. // Доклады 1-й Международной конференции «Нефтегазоносные бассейны Западно-Тихоокеанского региона и сопредельных платформ: сравнительная геология, ресурсы и перспективы освоения». – СПб.: ВНИГРИ, 1998. – С. 56–62.
4. Волгин П.Ф. Нефтегазоносность верхнемеловых отложений южной части Сахалина / П.Ф. Волгин, В.И. Исаев, В.Ю. Косыгин // Тихоокеанская геология. – 2003. – № 1. – С. 61–67.
5. Баженова О.К. Образование нефти на небольших глубинах / О.К. Баженова // Геология нефти и газа. – 1990. – № 7. – С. 2–5.

Geochemical precondition for the oil and gas potential of the offshore Cenozoic deposits in Western Kamchatka

Т.А. Kiryukhina¹, А.А. Solovyeva^{1*}, I.A. Sannikova¹, А.А. Franchuk²

¹ Lomonosov Moscow State University, Bld. 1, Leninskiye gory, Moscow, 119991, Russian Federation

² Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemy proezd # 5537, Razvilka village, Leninsky district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

* E-mail: zasol@mail.ru

Keywords: geochemistry, Cenozoic Era, oil and gas potential, Western Kamchatka, shelf of the Okhotsk Sea.

Abstract. Topicality of detailed studying of the Western-Kamchatka continental shelf is stipulated by similarity of its geological structure with the structure of Northern-Sakhalin shelf, where the profitable industrial oil and gas fields have been discovered. Both Western-Kamchatka and Northern-Sakhalin oil-gas-bearing basins (OGBs) relate to the marginal sites of Okhotsk Sea plate.

Nowadays, two wells have been drilled offshore Western Kamchatka. To estimate oil and gas potential of the offshore part of Western-Kamchatka OGB and productivity of the petrol-and-gas-genetic thicknesses, a complex geochemical analysis of core and detritus from the marine wells has been carried out. As a result, the petrol-and-gas-genetic thicknesses have been found in the Cenozoic offshore sediments within the rocks of snatolskaya, viventeksko-utkholokskaya and kuluventskaya suites.

Pattern of petroleum generation is displaced in the direction of sea waters. It is expected that the oil component of deposits will increase, because the Cenozoic column loses some sediments containing the humus organic matter, but there are argillaceous and argillaceous-silicic thicknesses bearing the sapropelic organic matter.

Concerning the petrol-and-gas-genetic rocks, the centers of oil and gas generation could form at the most loaded sites of the territory, namely in the central and north-western parts of Kolpakovskiy depression. The most promising structures are located within Krutogorovskaya zone of positive structures.

Western-Kamchatka offshore is an oil-and-gas-promising area regarded in the lite of the petrol-and-gas-genetic thicknesses, but existence of reservoir horizons has not been studied in details yet.

References

1. *Geology of the USSR. Kamchatka, Kurile and Commander Islands* [Geologiya SSSR. Kamchatka, Kurilskiy i Komandorskiye ostrova]. Moscow: Nedra, 1964, vol. XXXI. (Russ.).

2. BELONIN, M.D., Yu.N. GRIGORENKO, L.S. MARGULIS et al. *Prospecting potential of Western Kamchatka and the contiguous shelf (petroleum and gas)* [Razvedochnyy potentsial Zapadnoy Kamchatki i sopredelnogo shelfa (neft i gaz)]. St.-Petersburg: Nedra, 2003. (Russ.).
3. ASTAFYEV, V.N., S.M. BOGDANCHIKOV, E.G. KOBLOV et al. Oil-gas-bearing basins of the Okhotsk-Sea region [Neftegazonosnyye basseyny Okhotomorskogo regiona]. In: *Proc. of 1st International conference "Oil-gas-bearing basins of Western Pacific Sea region and the contiguous platforms: comparative geology, resources and outlooks for developing"* [Neftegazonosnyye basseyny Zapadno-Tikhookeanskogo regiona i sopredelnykh platform: sravnitel'naya geologiya, resursy i pespectivy osvoyeniya]. St.-Petersburg: All-Russia Petroleum Research Exploration Institute (VNIGRI), 1998, pp. 56–62. (Russ.).
4. VOLGIN, P.F., V.I. ISAYEV and V.Yu. KOSYGIN. Oil-gas-bearing capacity of the Upper-Cretaceous deposits in the southern part of Sakhalin [Neftegazonosnost verkhnemelovykh otlozheniy yuzhnoy chasti Sakhalina]. *Tikhookeanskaya geologiya* (Russian journal of Pacific geology). 2003, no. 1, pp. 61–67. ISSN 0207-4028. (Russ.).
5. BAZHENOVA, O.K. *Generation of petroleum at shallow depths* [Obrazovaniye nefti na nebolshikh glubinakh]. *Geologiya nefti i gaza*. 1990, no. 7, pp. 2–5. ISSN 0016-7894. (Russ.).