

ПРИОРИТЕТНОЕ НАПРАВЛЕНИЕ VII.59. ОСАДОЧНЫЕ БАСЕЙНЫ И ИХ РЕСУРСНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ, ФУНДАМЕНТАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ ГЕОЛОГИИ И ГЕОХИМИИ НЕФТИ И ГАЗА

Программа VII.59.1. Геология, история развития и нефтегазоносность осадочных бассейнов Арктики и шельфов морей Северного Ледовитого океана (координаторы акад. А. Э. Конторович, член-корр. РАН А. Ф. Сафронов)

Сотрудниками Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука построен комплект структурных карт по главным нефтегазоносным резервуарам Западно-Сибирского мегабассейна масштаба 1:2 000 000, включая акваторию Карского моря, являющийся основой для бассейнового моделирования (рис. 14). На основе созданной серии палеогеографических карт на отдельные интервалы времени накопления осадочного чехла Западно-Сибирского мегабассейна масштаба 1:2 000 000 восстановлена история тектонического развития и акватории Карского моря и прилегающих территорий Ямало-Ненецкого АО. Например, скорость осадконакопления аптальб-сеноманского комплекса возрастает от 3—10 м за 1 млн лет до 50—55 м за 1 млн лет в центральной части бассейна.

В этом же Институте проведены комплексные геофизические, петрофизические и геохимические исследования и разработана сейсмогеологическая модель строения верхнедокембрийско-палеозойского Предьенисейского осадочного бассейна (рис. 15). Выполнены структурные и палеогеографические построения, созданы геодинамические и палеотектонические реконструкции, по результатам которых обоснована потенциальная нефтегазоносность бассейна и выполнена предварительная оценка его ресурсов.

Сотрудниками этого же Института выполнено комплексное седиментологическое изучение карбонатных комплексов в мезо-неопротерозойских бассейнах Восточной Сибири. Установлены разнообразные строматолитовые постройки от простых до сложных рифовых и рифоподобных. Эти данные и результаты макро- и микроскопических исследований строматолитов указывают на ведущую роль микробиальных сообществ в производст-

ве первичного карбонатного материала. Показано, что основная масса карбонатного ила зон глубокого шельфа, склонов и гемипелагических равнин мезо-неопротерозойских бассейнов Восточной Сибири поступала с мелководных шельфов (рис. 16). Анализ материалов практически по всем карбонатным комплексам докембрия свидетельствует, что ведущая роль микробиальных сообществ в генерации карбонатного материала прослеживается с позднего мезоархея. В развитии строматолитовых построек докембрия, начиная с палеоархея до раннего неопротерозоя, фиксируется долговременный тренд на возрастание количества и разнообразия строматолитовых конструкций, а затем их быстрое уменьшение. Эпохи редукции строматолитообразования и деструкции морских бассейнов хорошо гармонируют с глобальными эпохами становления и высокогорного стояния суперконтинентов.

Сотрудниками Института проблем нефти и газа выполнена оценка перспектив нефтегазоносности северных территорий Республики Саха (Якутия) и прилегающих шельфов Восточно-Арктических морей (рис. 17). Наиболее перспективными на нефть и газ на шельфе Восточно-Сибирского моря представляются триасовые, юрские и меловые отложения в зоне сочленения массива Де Лонга и Восточно-сибирского прогиба, где толщина верхнемеловых—кайнозойских отложений не превышает 2—3 км. На значительной части территории шельфа Восточно-Сибирского моря в термобарических условиях зон генерации УВ в настоящее время находятся низы мелового разреза и верхние слои нижнемезозойских отложений. Перспективны также аллювиально-дельтовые, авандельтовые и турбидитовые толщи кайнозойского возраста, тяготеющие к северному борту Восточносибирского прогиба.

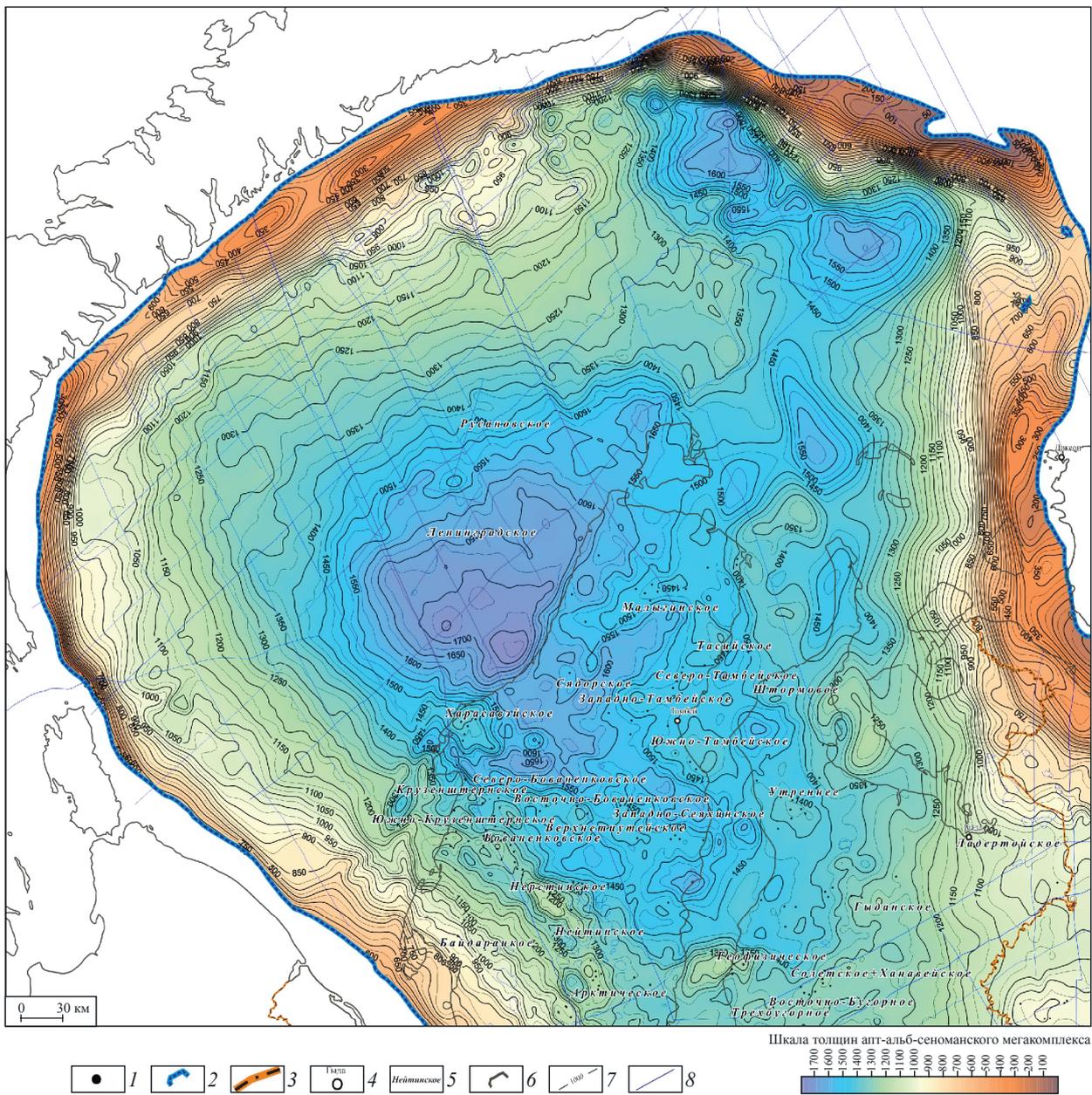


Рис. 14. Карта толщин апт-альб-сенонанского мегакомплекса (Карско-Ямальский регион).

1 — глубокие скважины, вскрывшие кровлю берриас-нижеаптских отложений (использованные при анализе); 2 — зона отсутствия апт-альб-сенонанских отложений; 3 — административные границы; 4 — населенные пункты; 5 — названия площадей, на которых открыты залежи углеводородов; 6 — береговая линия; 7 — изопахиты апт-альб-сенонанского мегакомплекса; 8 — сейсмические профили МОГТ.

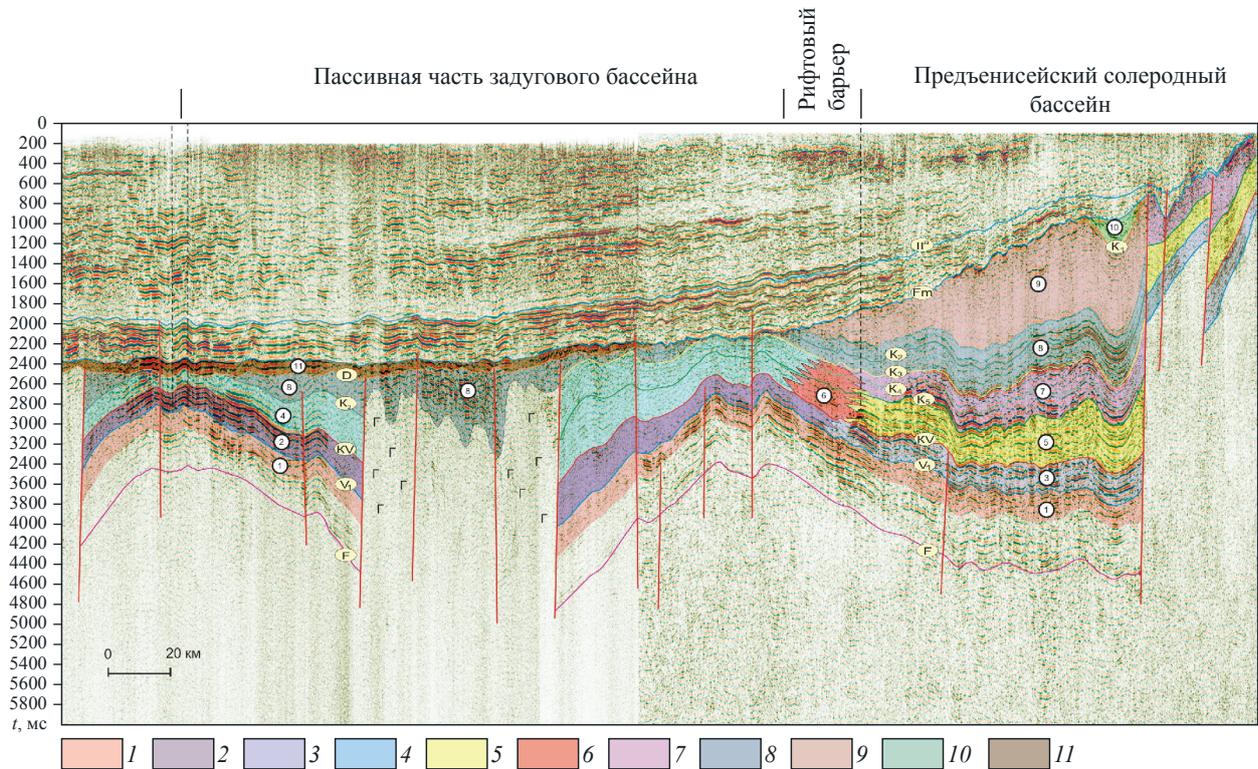


Рис. 15. Комплексы отложений (формации) Предьенисейского осадочного бассейна по линии регионального сейсмического профиля Восток-10.

1 — поздневендский доломитовый рифогенно-шлейфовый; 2 — поздневендский терригенно-известняковый пологого склона; 3 — раннекембрийско-вендский терригенно-сульфатно-доломитовый эвапоритовый; 4 — раннекембрийский кремнисто-глинисто-карбонатный бассейновых отложений; 5 — раннекембрийский эвапоритовый сульфатно-карбонатный и сульфатно-карбонатно-соленосный; 6 — раннекембрийский рифогенный; 7 — раннекембрийский сульфатно-карбонатный эвапорит-рифогенный; 8 — среднекембрийский доломит-известняковый закрытого шельфа; 9 — позднекембрийский карбонатно-терригенный красноцветный и пестроцветный закрытого шельфа; 10 — раннепалеозойский (ордовик—силур?) карбонатный; 11 — позднепалеозойский известняково-терригенный открытого шельфа.

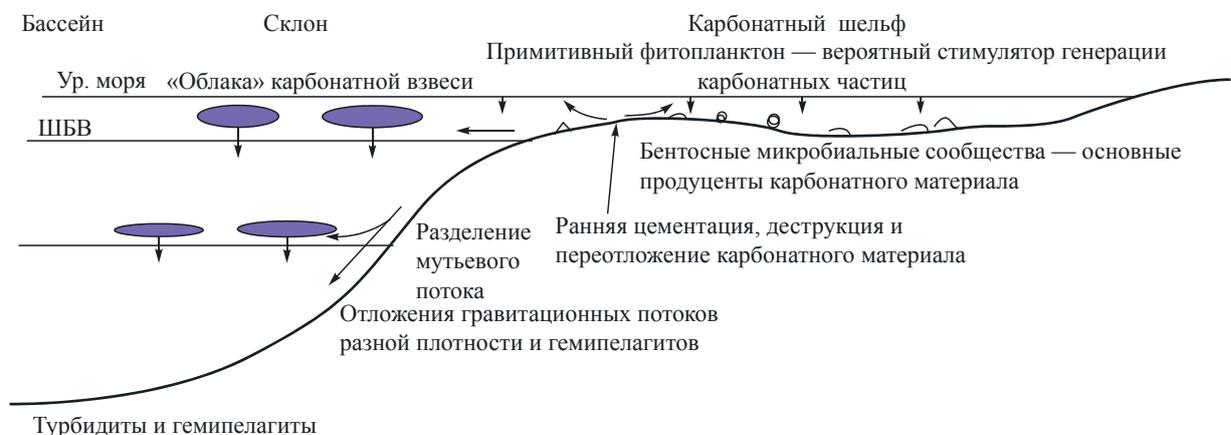


Рис. 16. Принципиальная схема генерации и перераспределения карбонатного материала в мезо-неопротерозойских бассейнах Восточной Сибири.

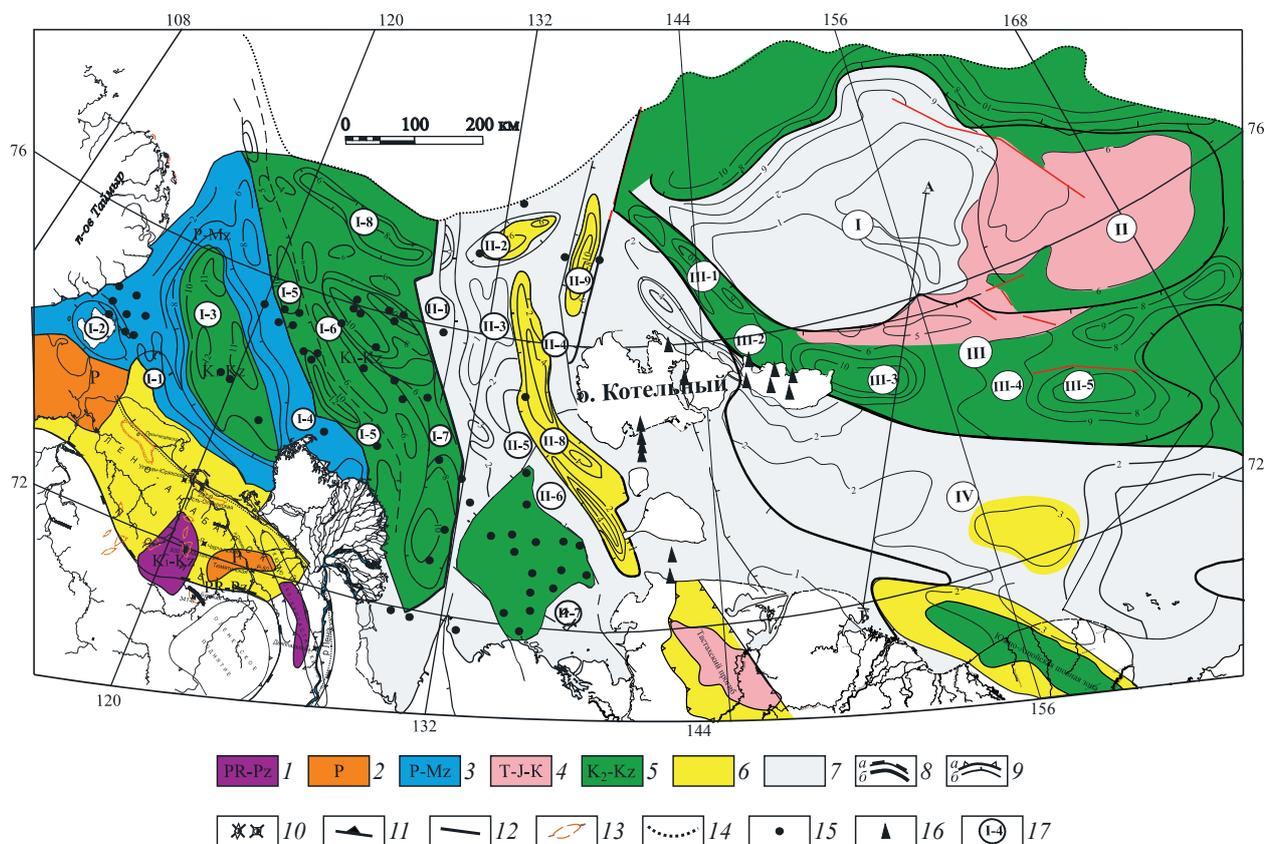


Рис. 17. Схема перспектив нефтегазоносности северных территорий Республики Саха (Якутия) и прилегающих шельфов восточно-арктических морей.

Перспективные территории на нефть и газ: 1 — по верхнепротерозойско-нижнепалеозойским отложениям, 2 — по пермским отложениям, 3 — по пермско-нижнемезозойским отложениям, 4 — по мезозойским отложениям, 5 — по верхнемеловым-кайнозойским отложениям. Территории: 6 — малоперспективные; 7 — бесперспективные; 8 — границы надпорядковых структур (а — на континенте, б — на шельфе); 9 — границы структур I порядка (а — на континенте, б — на шельфе); 10 — скважины глубокого бурения; 11 — надвиги; 12 — разрывные нарушения; 13 — локальные структуры; 14 — бровка шельфа; 15 — аномальное содержание УВ-газов в донных осадках (>0,005 см³/кг); 16 — картировочные скважины, где установлены проявления УВ-газов; 17 — структуры: шельфа моря Лаптевых: I-1 — Оленекско-Прончищевская зона складок, I-2 — Бегичевский горст, I-3 — Южно-Лаптевский прогиб, I-4 — Трофимовское поднятие, I-5 — Усть-Ленский желоб, I-6 — Вал Минина, I-7 — Омолойский прогиб, I-8 — Северо-Лаптевский прогиб; Котельничско-Светоносского блокового поднятия: II-1 — Центрально-Лаптевский горст, II-2 — Впадина Толля, II-3 — Восточно-Лаптевское поднятие, II-4 — Бельковский горст, II-5 — Санниковская седловина, II-6 — Столбовский горст, II-7 — Шелонская структурная терраса, II-8 — Белковско-Святоносский прогиб, II-9 — Анисинский прогиб; Восточно-Сибирского моря: I — Поднятие Де Лонга, II — Северная структурная терраса, III — Восточносибирский прогиб, III-1 — Беннетская впадина, III-2 — Благовещенская впадина; III-3 — Новосибирская впадина; III-4 — Решетниковая седловина, III-5 — Жоховская впадина; IV — погребенные структуры Новосибирско-Чукотской фронтальной зоны.

Программа VII.59.2. Геолого-геохимические условия и история формирования месторождений нефти и газа в осадочных бассейнах Сибири (координаторы акад. А. Э. Конторович, член-корр. РАН В. А. Каширцев)

Учеными Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука в органическом веществе кембрийской горючесланцевой формации Сибирской платформы установлено три типа распределений гомологов

гопана (рис. 18), что связано с особенностями биохимического синтеза строения мембран и прокариотами куонамского, иниканского и синского морских бассейнов. Разнообразие состава и распределения биомаркеров обусловле-

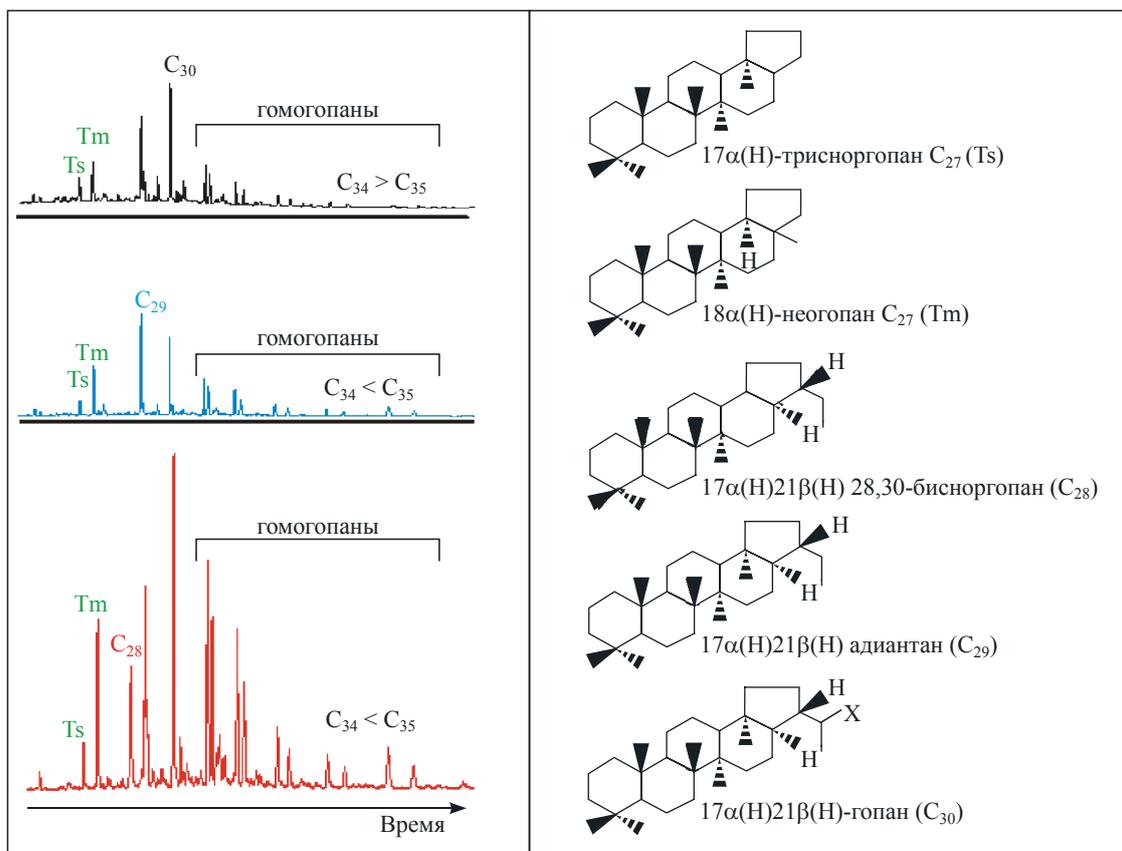


Рис. 18. Масс-хроматограммы (m/z 191) и структуры гопаиноидов во фракциях насыщенных углеводородов битумоидов кембрийской горючесланцевой формации Сибирской платформы.

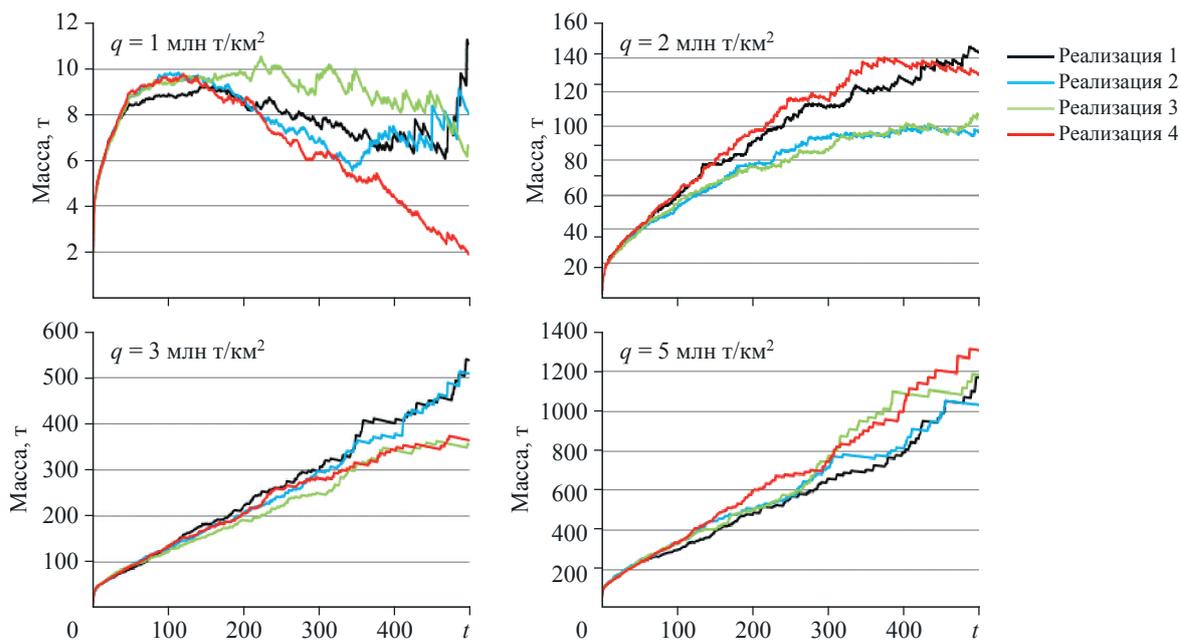


Рис. 19. Изменения среднего значения массы скопления углеводородов во времени для различных плотностей эмиграции.

но особенностями среды обитания микроорганизмов во время седиментации и диагенеза ископаемого органического вещества. Впервые установлены биомаркеры — ланостаны в органическом веществе кембрийских отложений.

Сотрудниками этого же Института проведено математическое моделирование распределения месторождений углеводородов по крупности (рис. 19), в результате чего показано, что латеральная миграция первичных скоплений углеводородов может приводить к степенному характеру их распределения по массе. Степенной закон распределения является след-

ствием двух разнонаправленных процессов — слияния скоплений и потери их массы на путях миграции. Установлено, что формирование степенного распределения возможно лишь при превышении средними величинами первичных скоплений некоторого критического значения (более 2 млн т/км³), при котором вероятность их объединения оказывается достаточной для возникновения такого распределения; в противном случае, объединение первичных скоплений происходит слишком редко и основная их масса рассеивается на путях миграции.

Программа VII.59.3. Фундаментальные проблемы гидрогеологии и гидрогеохимии нефтегазоносных осадочных бассейнов Сибири в связи с совершенствованием методов прогноза и разработки месторождений углеводородов (координаторы член-корр. РАН А. Р. Курчиков, докт. геол.-мин. наук С. Л. Шварцев)

В Институте нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука выполнено обобщение данных по составу подземных вод нефтегазоносных отложений центральных и северных районов Западной Сибири и рассчитаны равновесия в системе вода—порода. Полученные результаты позволили установить основные гидрогеохимические параметры, необходимые для образования тех или иных вторичных минералов. Определено, что главными являются состав вод, рН (и Eh для элементов с переменной валентностью) и содержание SiO₂. На этой основе установлена последовательность формирования вторичных минералов в процессе геологической эволюции системы вода—порода (рис. 20). Формирование каолинита происходит в околонеutralной среде (рН = 6,8—7,4) и при содержании кремнезема в растворе 10—20 мг/л, аутигенного иллит — при рН = 7,2—7,8 и содержании кремнезема в растворе 18—40 мг/л, хлорита — при рН = 7,6—8,4 и SiO₂ = 20—50 мг/л, альбита — при рН 8,0—9,2 и SiO₂ = 30—120 мг/л.

Сделан вывод, что главным фактором, определяющим направленность и масштабы постседиментационных преобразований погужаю-

щихся осадков, выступает не давление и температура, а неравновесно-равновесное состояние системы вода—порода, которое определяет непрерывное поступление химических элементов в водный раствор, изменение его ионной силы и химического состава. Поэтому и состав вторичных продуктов определяется временем взаимодействия воды с вмещающими породами, другие факторы имеют подчиненное значение.

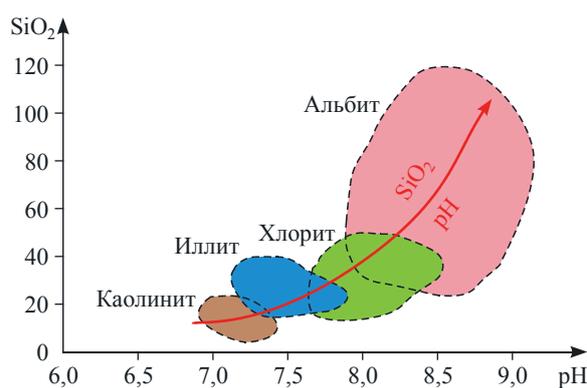


Рис. 20. Зависимость образования вторичных минералов от рН и содержания кремнезема в подземных водах.