

**ПРИОРИТЕТНОЕ НАПРАВЛЕНИЕ VII.59.
ГЕОЛОГИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ, НАУЧНЫЕ
ОСНОВЫ ФОРМИРОВАНИЯ МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ**

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)

В Институте нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука выполнен прогноз развития Западно-Сибирского и Восточно-Сибирского нефтегазодобывающих комплексов на период до 2030 г. и на более отдаленную перспективу. Показано, что в ближайшее время в Российской Федерации произойдут коренные изменения в структуре сырьевой базы газовой промышленности. В составе добываемого газа резко возрастет содержание этана, пропана, бутана и конденсата, в Восточной Сибири также гелия. К 2030 г. Россия бу-

дет добывать свыше 200 млрд м³ жирного газа. Это требует создания мощных предприятий по переработке газа и одновременно создает уникальные условия для формирования в Западной Сибири, Восточной Сибири и на Дальнем Востоке крупных мирового класса нефтегазохимических кластеров. В Восточной Сибири и на Дальнем Востоке на сырьевой базе открытых месторождений необходимо создать крупнейший в мире центр по добыче и выделению гелия. Россия должна стать крупнейшим производителем гелия в мире. Предложена кон-

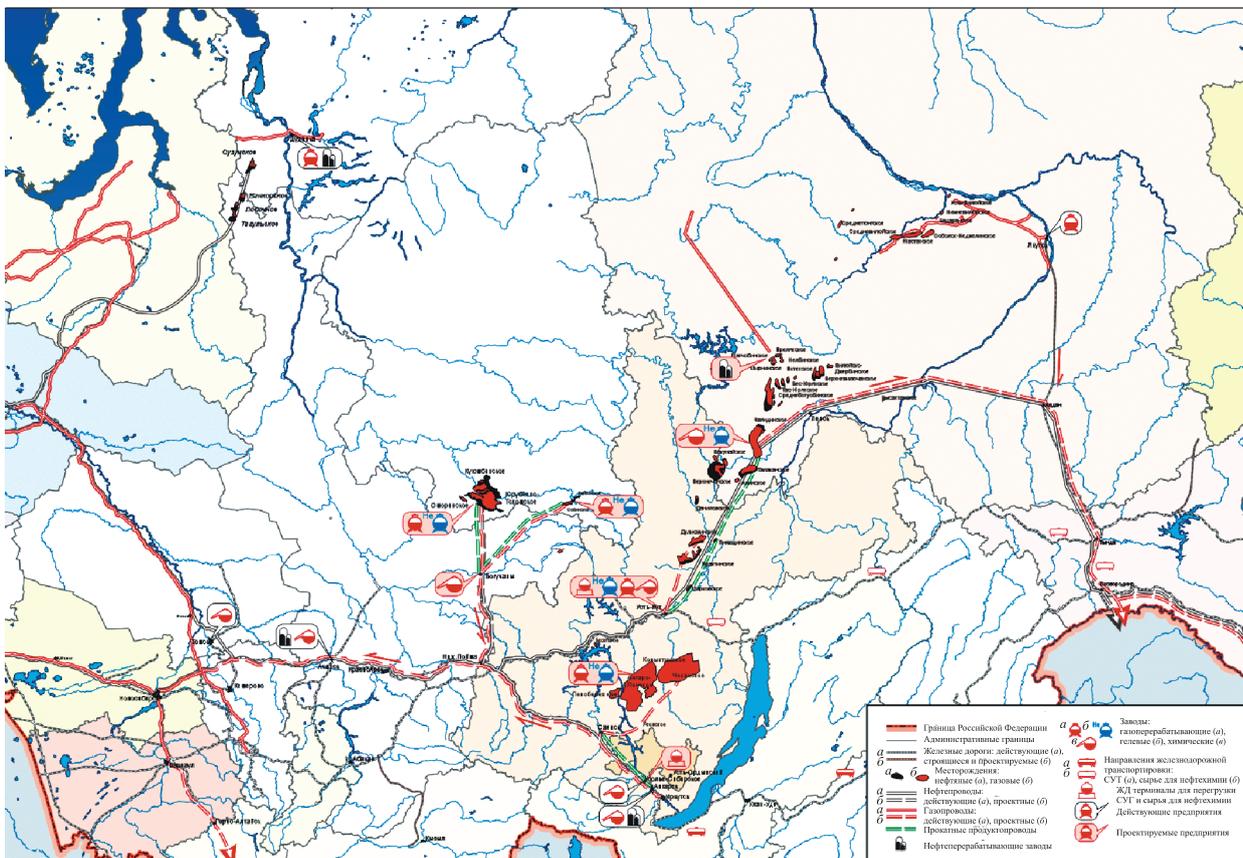


Рис. 20. Принципиальная схема формирования инфраструктуры нефтяной, газовой, нефте- и газоперерабатывающей, нефтегазохимической промышленности в Восточной Сибири.

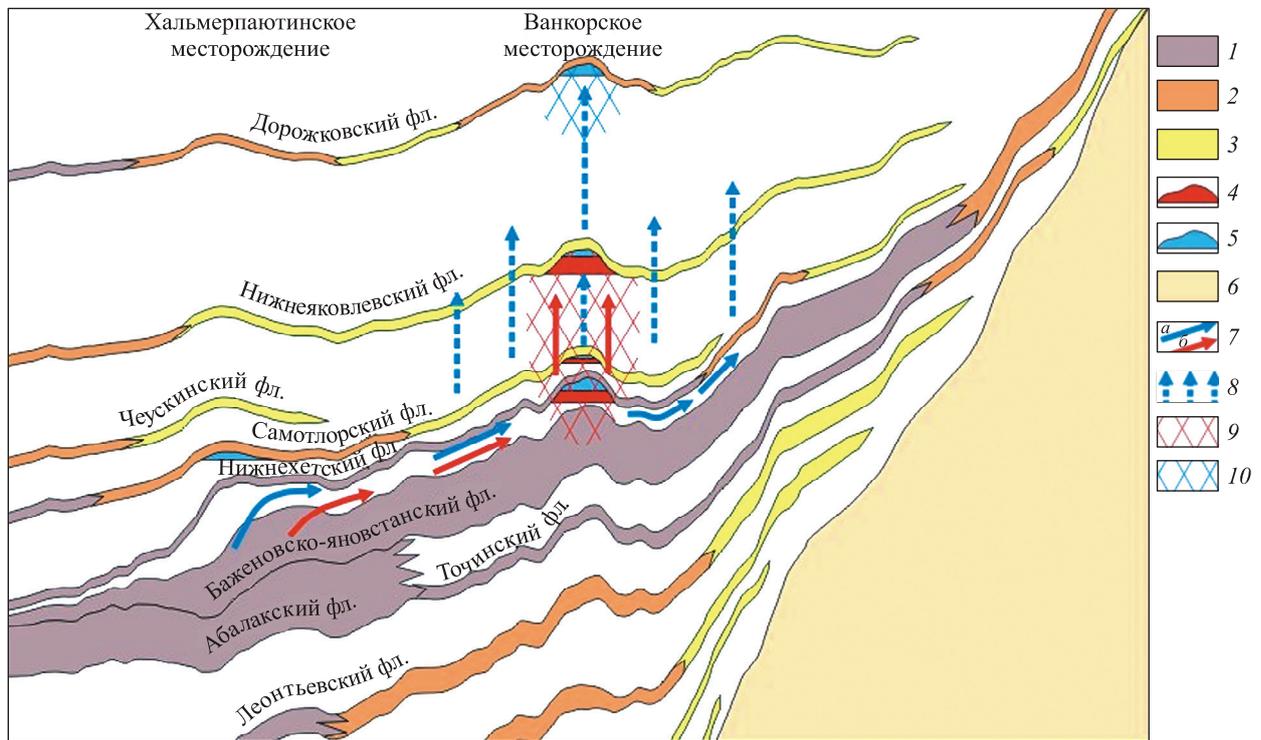


Рис. 21. Схема миграции и аккумуляции углеводородов в Ванкорской зоне нефте- и газонакопления на севере Западной Сибири.

1—3 — флюидоупоры (фл.): 1 — высокого качества, 2 — среднего качества, 3 — низкого качества; 4, 5 — залежи: 4 — нефти, 5 — газа; 6 — доюрское основание; 7 — потоки миграции: а — газообразных углеводородов (УВ), б — жидких УВ; 8 — область диссипации газообразных УВ; 9, 10 — зоны дифференцированного улавливания: 9 — преимущественно жидких УВ, 10 — газообразных УВ.

цепция формирования Западно-Сибирского, Восточно-Сибирского (рис. 20) и Большого Дальневосточного (БДК) нефтегазодобывающих, нефтегазоперерабатывающих и нефтегазохимических кластеров. Даны рекомендации по воспроизводству минерально-сырьевой базы нефти и газа в Сибири.

Учеными Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука дано теоретическое объяснение механизма формирования уникальной Ванкорской зоны нефтенакопления на севере Западной Сибири (рис. 21). Установлена связь между качеством флюидоупоров меловых отложений и распределением запасов газа, конденсата и нефти в резервуарах арктических районов Западной Сибири. Выявлено, что газообразные углеводороды мигрировали через флюидоупоры низкого качества и накапливались в ловушках с флюидоупорами среднего качества. Флюидоупоры низкого каче-

ства были экранами преимущественно для высокомолекулярных нефтяных углеводородов.

Учеными Института проблем нефти и газа проведен анализ всей имеющейся геолого-геофизической информации для ряда локальных структур Виллюйской синеклизы, что позволило сделать вывод о промышленной нефтеносности нижнетриасовых и нижнеюрских отложений Хапчагайского мегавала. Показано наличие нефтяных оторочек в этих отложениях на Средневиллюйском, Толонском и Мастахском газоконденсатных месторождениях (рис. 22). Полученные результаты позволяют сделать вывод о потенциальной нефтеносности верхнепалеозойских—нижнемезозойских отложений не только Виллюйской синеклизы, но и Лено-Виллюйской нефтегазоносной провинции в целом, которая в обобщающих сводках всегда характеризовалась как газоносная.

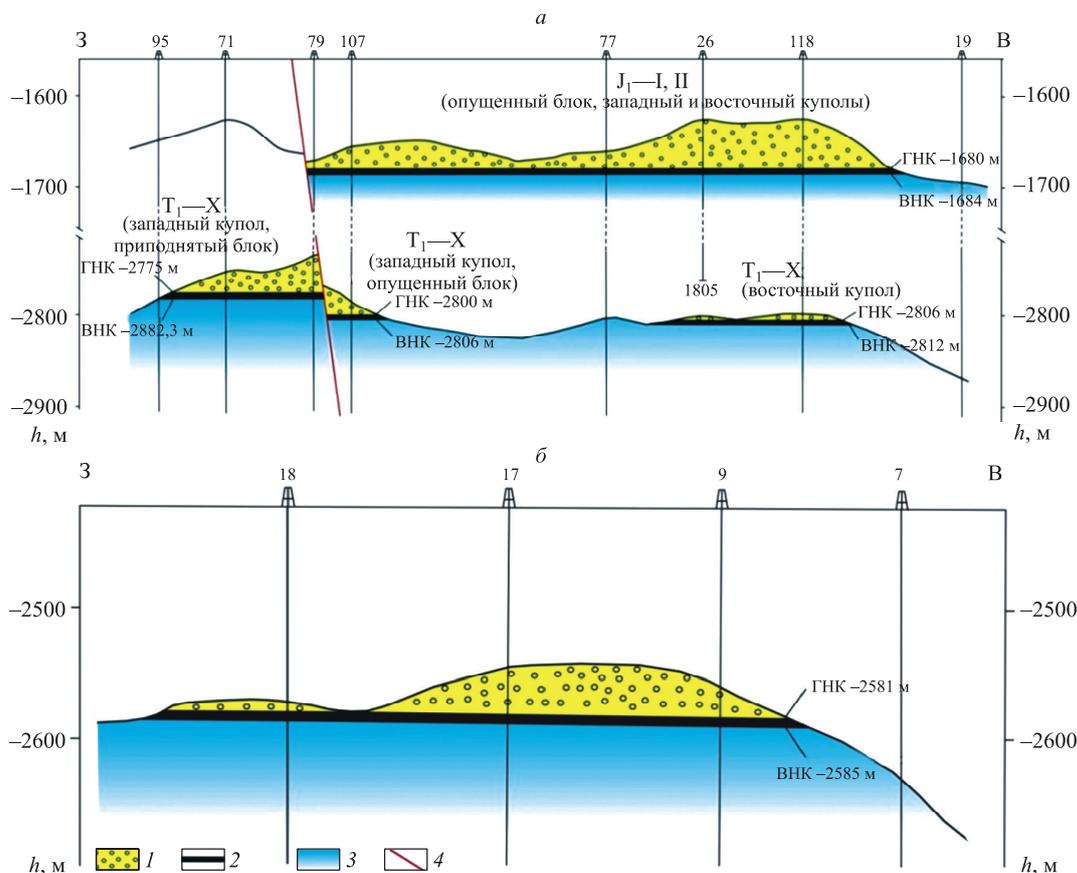


Рис. 22. Принципиальное строение нефтяных оторочек в горизонтах J_1 —I и T_1 —III Мастахского газоконденсатного месторождения (а) и нефтяной оторочки горизонта T_1 —III Толонского газоконденсатного месторождения (б).

1 — газовая зона, 2 — нефтяная зона, 3 — водонасыщенная зона, 4 — разрывное нарушение.

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 древних рассеянном органическом веществе (ОВ) и нефтях идентифицированы новые ранее не известные углеводороды, наследующие состав и структуру компонентов липидов живого вещества — биомаркеров. Впервые в мире в отложениях кембрия обнаружены ланостаны (рис. 23). В современной биосфере синтез молекул с ланостановым скелетом протекает в прокариотах и эукариотах, обитающих в водных бассейнах и на суше. Обнаружение углеводородов ряда ланостана в ОВ кембрия означает, что биохимические предшественники этих углеводоро-

дов появились не в кайнозое, а, по крайней мере, с начала фанерозоя.

Учеными этого же Института в составе аквабитумоидов и нефтепроявлений из гидротермальных вулканических источников Камчатки выявлен широкий спектр углеводородов—биомаркеров, однозначно указывающих, что их источником были липиды живого вещества (рис. 24). Источником нафтидов гидротермальных систем Камчатки являются липиды простейших водорослей, бактерий и высшей наземной растительности. Нафтиды гидротермальных систем Камчатки по уровню катагенетической преобразованности отвечают началу главной фазы нефтеобразования.

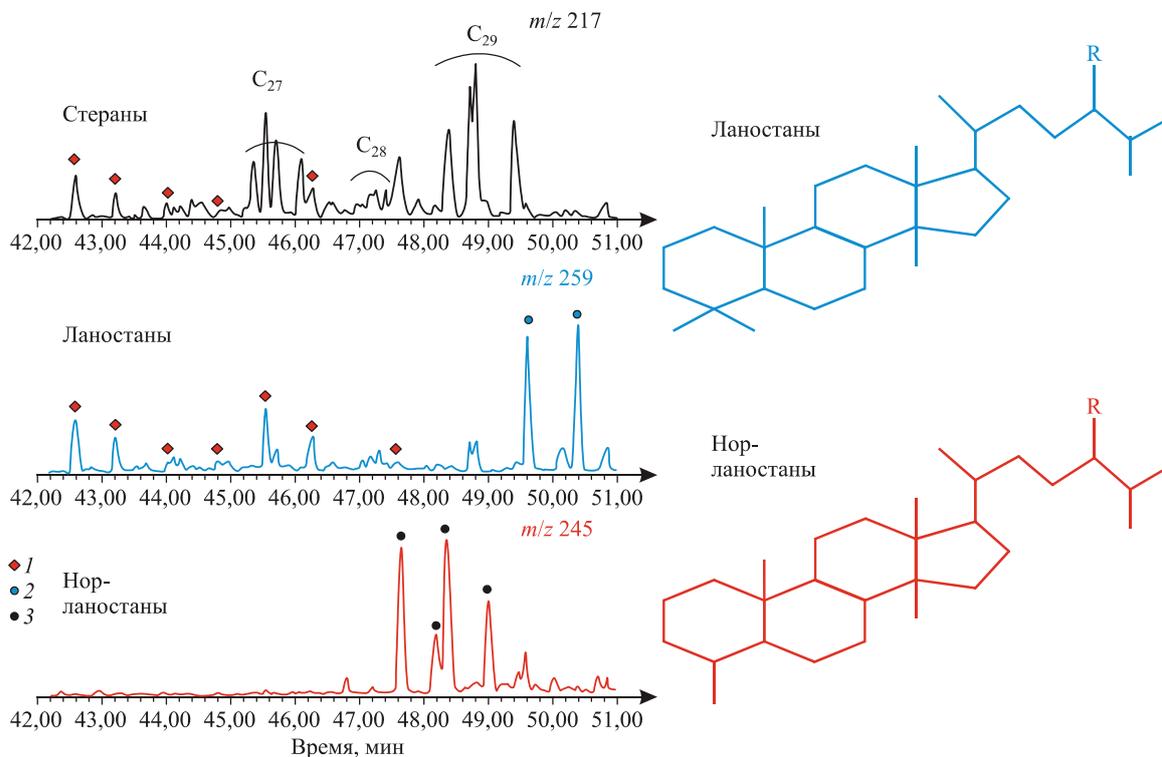


Рис. 23. Масс-хроматограммы и структуры ланостанов и нор-ланостанов в органическом веществе синской свиты нижнего кембрия, распространенной на юго-востоке Сибирской платформы.

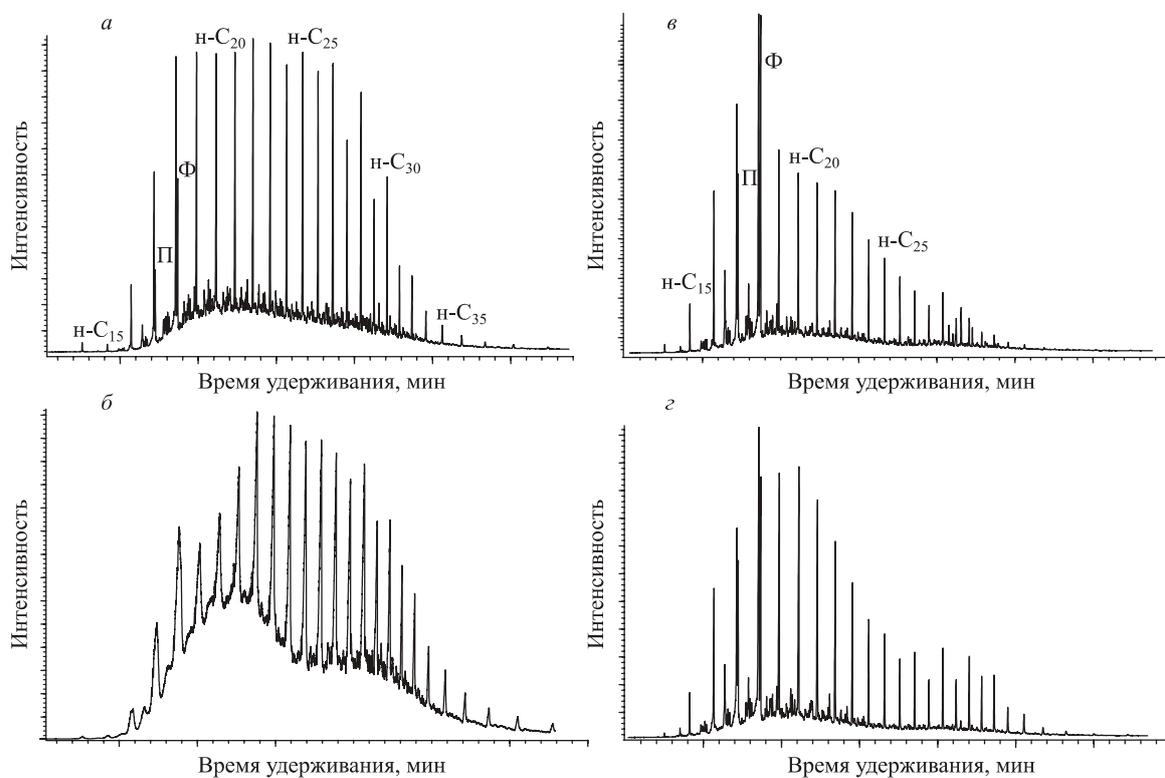


Рис. 24. Хроматограммы насыщенной фракции аквабитумоидов вулканов Камчатки.

а — вулкан Северо-Мутновский, котел № 5; *б* — вулкан Северо-Мутновский, котел № 6; *в* — вулкан Мутновский, котел № 2, *г* — вулкан Карымский.

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)

Учеными Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука установлено, что природа маломинерализованных подземных вод меловых отложений арктических районов Западно-Сибирского мегабассейна определяется их инфильтрационным генезисом, характером эволюции системы вода—порода—углеводороды залежей—органи-

ческое вещество, связыванием большей части химических элементов вторичными минералами: каолинитом, кальцитом, сидеритом, монтмориллонитом разного состава, иллитом, мусковитом, хлоритом, анальцимом, альбитом и другими (рис. 25).

Сотрудниками этого же Института в результате изучения механизмов взаимодействия

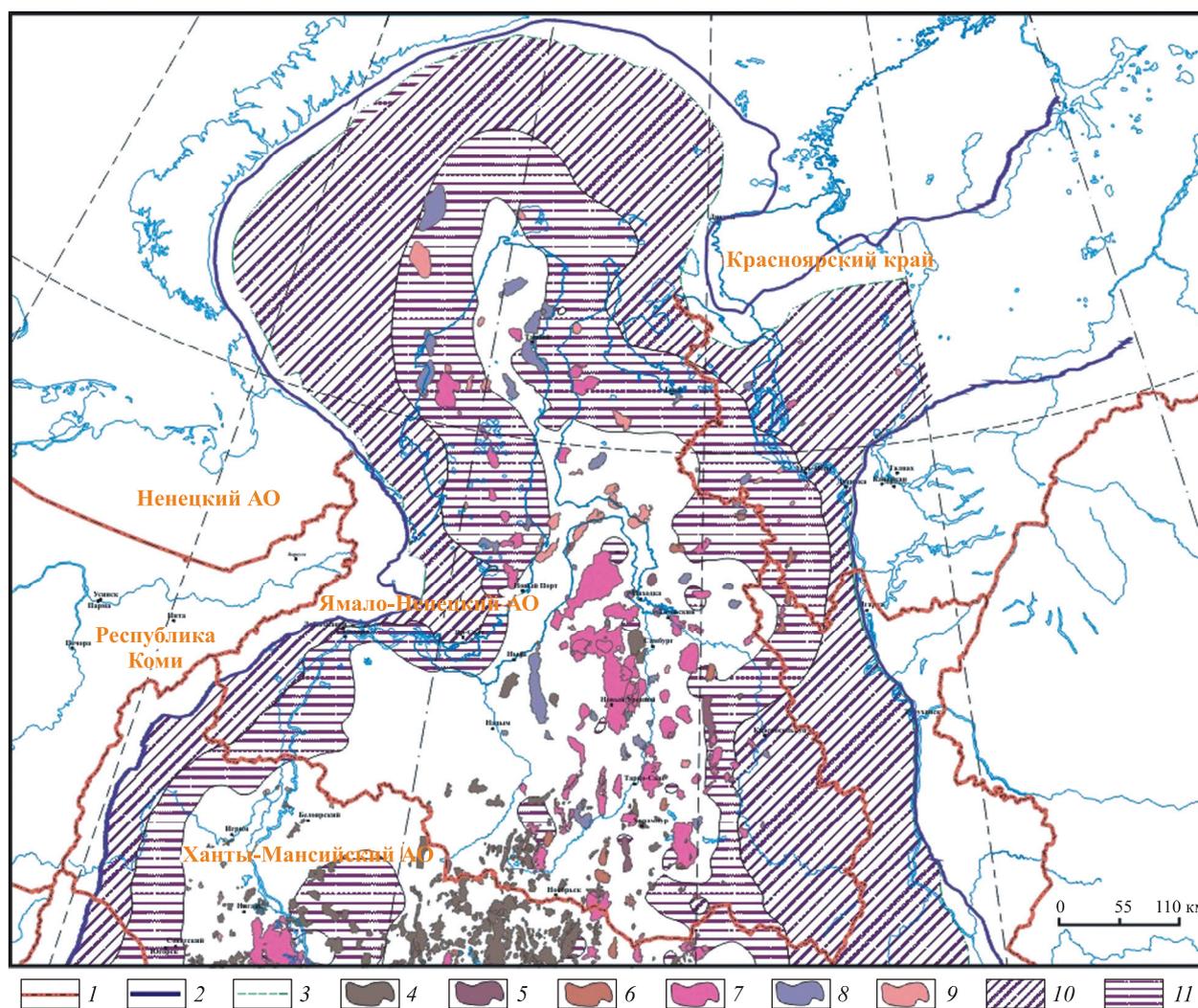


Рис. 25. Карта распространения подземных вод апт-альб-сеноманского комплекса в арктических районах Западно-Сибирского мегабассейна.

1 — административные границы; 2 — граница Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции; 3 — граница нефтегазоносной провинции; 4 — нефтяные месторождения; 5 — нефтегазовые месторождения; 6 — газонефтяные месторождения; 7 — нефтегазоконденсатные месторождения; 8 — газоконденсатные месторождения; 9 — газовые месторождения; 10 — минерализация $< 5 \text{ г/дм}^3$; 11 — минерализация $5\text{—}10 \text{ г/дм}^3$.

подземных вод и рассолов с вмещающими породами и численного моделирования равновесий в системе вода—горная порода установлены гидрогеохимические и термодинамические условия формирования разных гидрогенно-минеральных комплексов (рис. 26). На основе результатов физико-химического моделирования разработана методика, позволяющая прогнозировать масштабы изменения пород пласта-коллектора в процессе утилизации различных видов стоков, формирующихся при эксплуатации месторождений нефти и газа в районах с широким распространением в разрезе соленосных формаций.

Учеными Института земной коры изучены гидрогеологические условия надтрапповой части осадочного чехла на Верхнечонском нефтегазоконденсатном месторождении (рис. 27). В пределах верхней 500-метровой толщи выделены четыре основных водоносных комплекса отложений юры, среднего, верхнего и нижнего кембрия (надтрапповый и подтрапповый). Установлено, что основные ресурсы пресных подземных вод приурочены к карбонатно-терригенным породам верхоленской свиты ($C_{2-3}vl$). Оценка естественных ресурсов в границах горного отвода показала, что на участке локализации стока сосредоточены ресур-

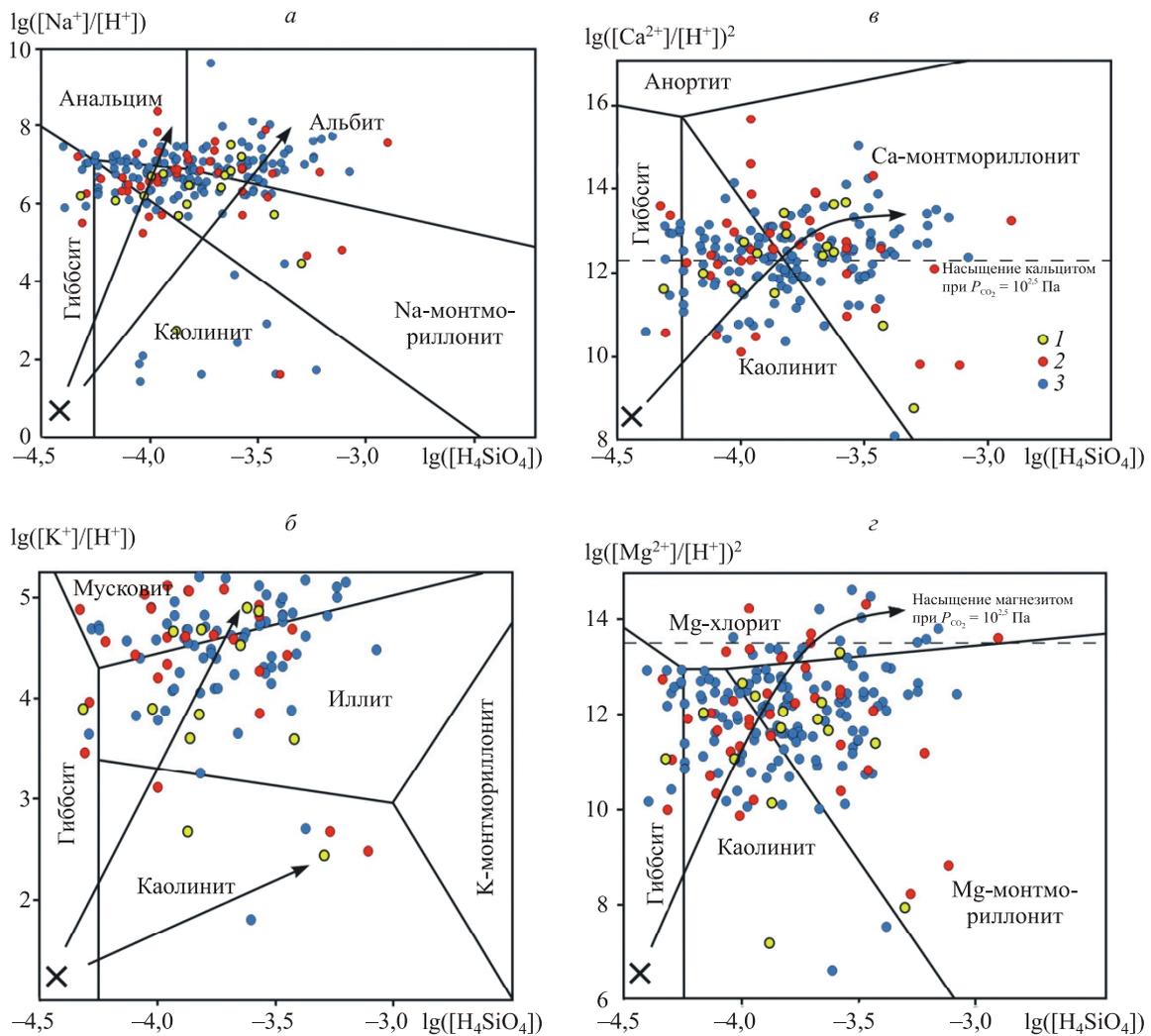


Рис. 26. Диаграммы равновесия основных минералов при 25 °С с нанесением данных по составу подземных вод апт-альб-сеноманского гидрогеологического комплекса арктических районов Западно-Сибирского мегабассейна.

a — система $H_2O-Al_2O_3-Na_2O-SiO_2$; *б* — система $H_2O-Al_2O_3-K_2O-SiO_2$; *в* — система $H_2O-Al_2O_3-CO_2-CaO-SiO_2$; *г* — система $H_2O-Al_2O_3-MgO-SiO_2$; общая минерализация подземных вод: 1 — менее 5 г/дм³, 2 — 5—10 г/дм³, 3 — 10—20 г/дм³.

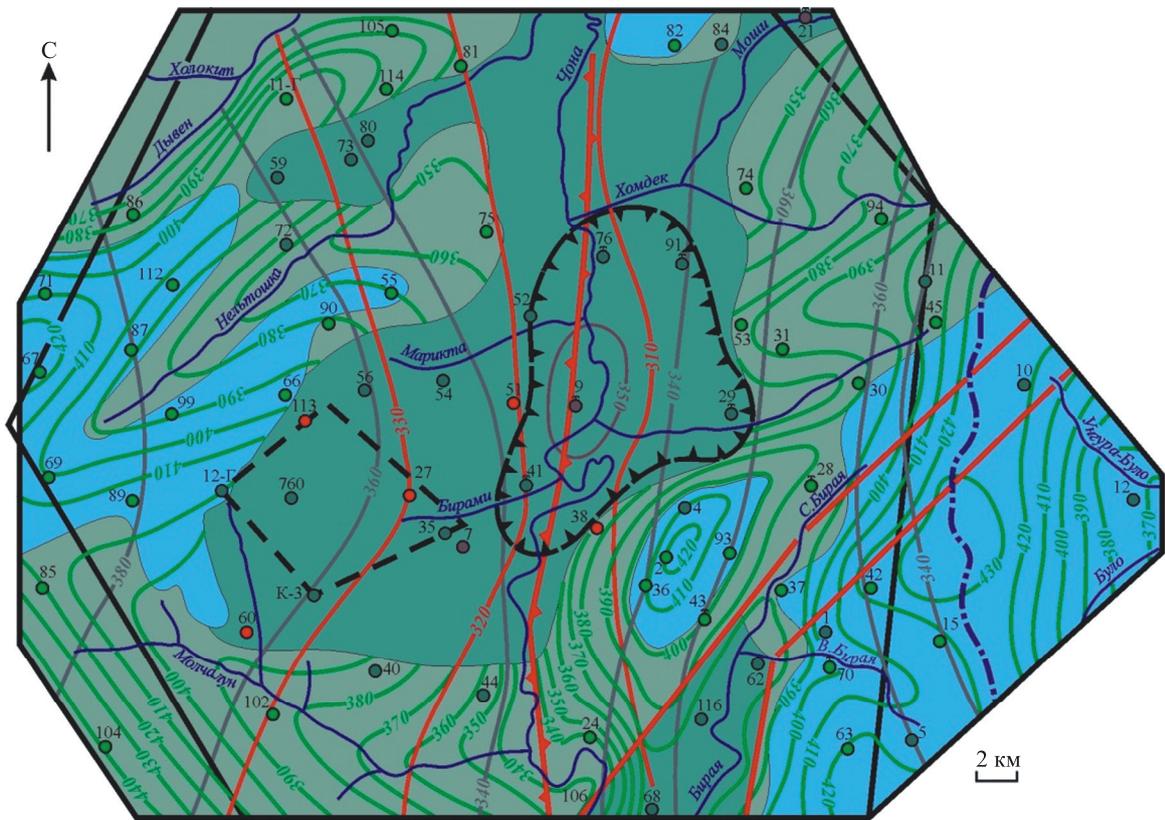


Рис. 27. Распространение водоносных комплексов на Верхнечонском нефтегазоконденсатном месторождении.

1—3 — водоносные комплексы отложений: 1 — терригенных юрских, 2 — терригенных верхоленской свиты среднего—верхнего кембрия, 3 — карбонатных литвинцевской свиты нижнего—среднего кембрия; 4—6 — скважины, вскрывшие воды (4 — верхоленской свиты, 5 — литвинцевской свиты, 6 — ангарской свиты нижнего кембрия (а — в надтрапповом, б — в подтрапповом слоях)); 7 — фонтанирующие скважины; 8—10 — уровенные поверхности водоносных комплексов (8 — гидроизогипсы верхоленского, пьезоизогипсы: 9 — литвинцевского, 10 — ангарского (а — надтраппового, б — подтраппового)); 11 — граница участка, на котором пьезоперевышность литвинцевского комплекса находится выше земной поверхности; 12 — разлом (а — водовыводящий, б — водопроводящий); 13 — граница лицензионного отвода; 14 — основной участок нефтедобычи; 15 — предполагаемый подземный водораздел верхоленского водоносного комплекса.

сы, равные $0,43 \text{ м}^3/\text{с}$, что составляет примерно 80 % всего подземного стока лицензионного отвода. Все участки локализации при модуле $0,2 \text{ л}/(\text{с}\cdot\text{км}^2)$ продуцируют не более $0,2 \text{ м}^3/\text{с}$. С увеличением объема нефтедобычи и водоотбора для поддержания пластового давления при общей потребности, равной $540 \text{ л}/\text{с}$, выявленные ресурсы окажутся достаточными толь-

ко в годы высокой водности, которые фиксируются 2—4 раза в 10—12 лет. Таким образом, с наступлением маловодного периода неизбежно произойдет сработка ресурсов, возобновление которых будет возможно только в последующие годы большой водности.