

ПРИОРИТЕТНОЕ НАПРАВЛЕНИЕ VII.59. ОСАДОЧНЫЕ БАССЕЙНЫ 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)

Учеными Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука на основе составленных схем распределения запасов углеводородов в мезозойском разрезе по нефтегазоносным районам северной части Западно-Сибирской провинции выполнен анализ нефтегазоносности резервуаров осадочного чехла (рис. 15, 16), который показал одновременное наличие в мезозойско-кайнозойском чехле весьма значительных ресурсов нефти, свободного и конденсатного газа и многофазность

скопления углеводородов во всех резервуарах, кроме туронского. По суммарным запасам среди выявленных залежей значительно преобладают газовые и газоконденсатные.

В этом же Институте осуществлена геолого-экономическая оценка территории и даны предложения по развитию и формированию нефтегазового комплекса севера Западной Сибири, включая смежные арктические акватории (рис. 17). Ожидается, что в 2015 г. добыча сухого и жирного газа в северных районах Западной

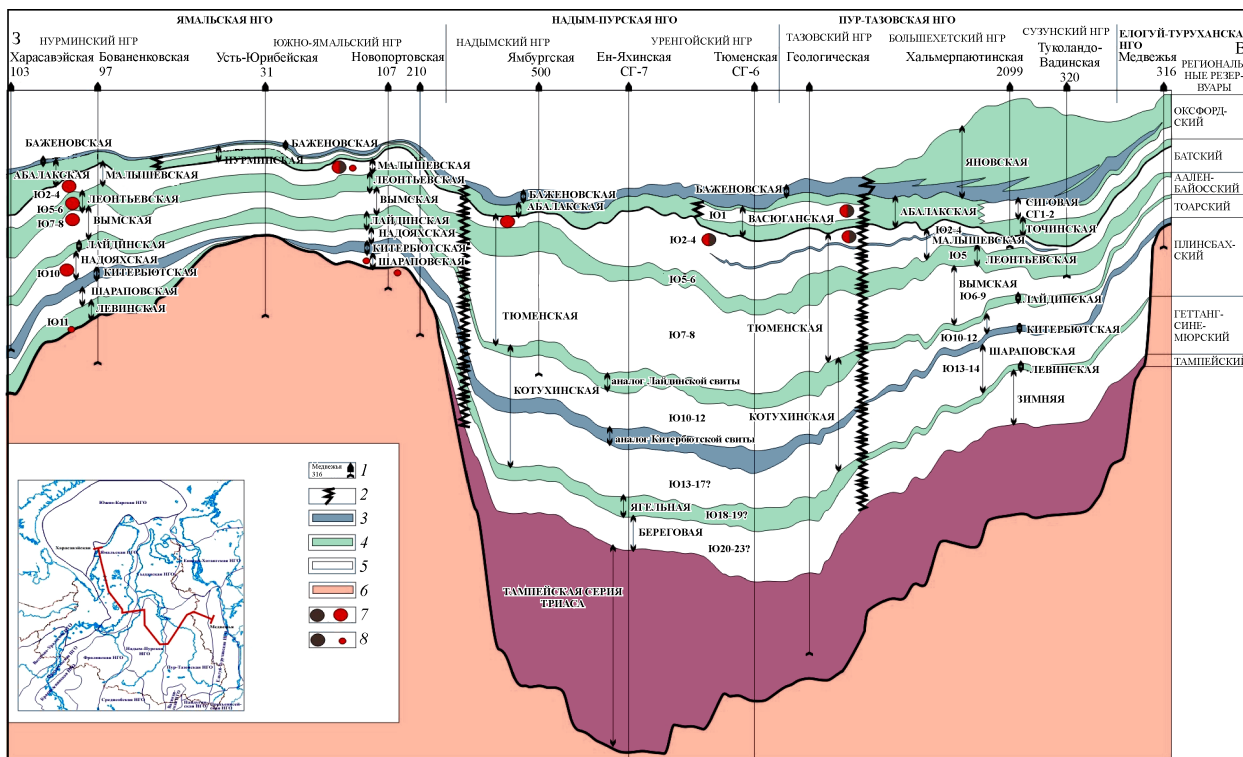


Рис. 15. Принципиальная схема строения и распространения резервуаров юры северной части Западно-Сибирского осадочного бассейна и их нефтегазоносность.

1 — глубокие скважины; 2 — региональные фациальные замещения; 3 — региональные нефтепроизводящие отложения; 4 — региональные флюидоупоры; 5 — региональные проницаемые комплексы; 6 — отложения, подстилающие осадочный чехол; 7 — тип флюида в залежах (а — нефть, б — газ, газоконденсат); 8 — тип залежей по размеру геологических запасов (а — крупные-средние, б — мелкие).

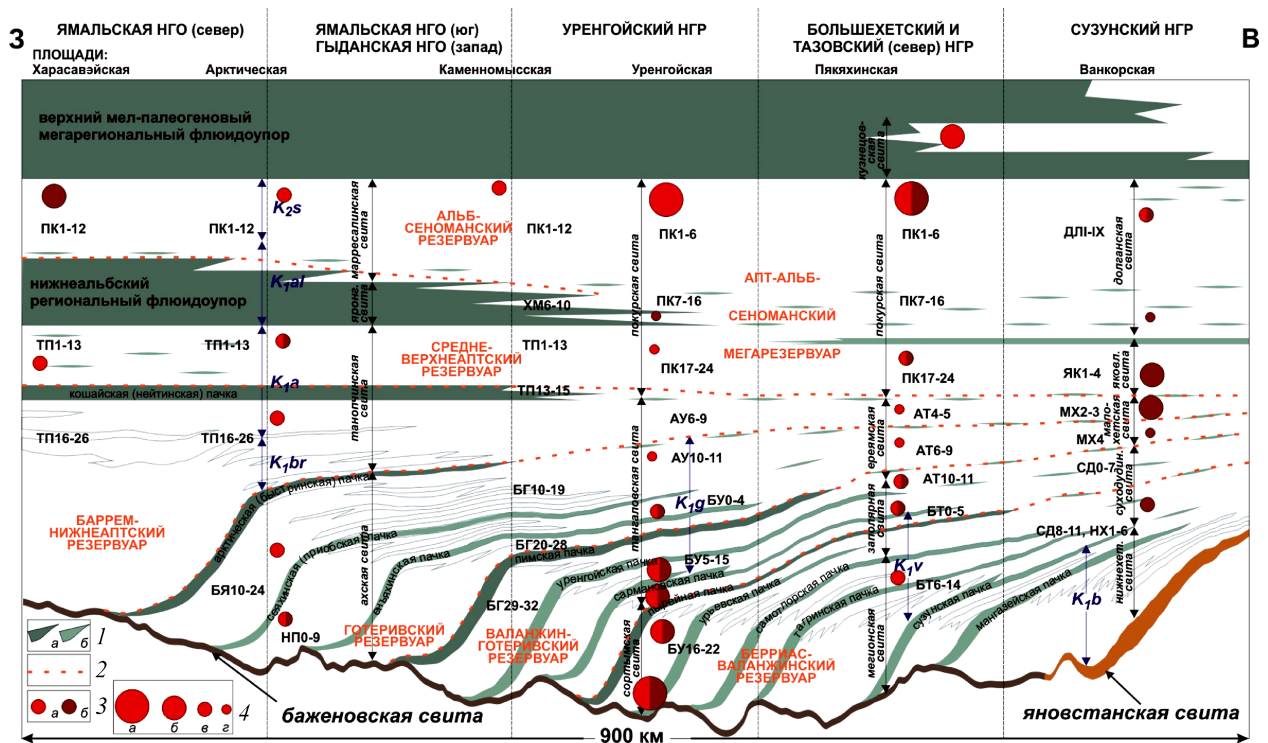


Рис. 16. Принципиальная схема строения и распространения резервуаров мела северных районов Западной Сибири.

1 — флюидоупоры (а — региональные, б — субрегиональные); 2 — границы резервуаров; 3 — тип флюида в залежах (а — газовый и газоконденсатный, б — нефтяной); 4 — тип залежей по размеру геологических запасов (а — гигантские, б — крупные, в — средние, г — мелкие).

Сибири составит 633,6 млрд м³, в 2020 г. — 692,3 млрд м³, в 2030 г. — 609,5 млрд м³. Объем добычи гомологов метана (этан, пропан, бутан) составит в 2015 г. — 15 млн т, в 2020 г. — 19 млн т, в 2030 г. — 19 млн т. Все капитальные и эксплуатационные затраты в период до 2030 г. составят свыше 41 трлн р. (примерно 1,3 трлн долл. США). В бюджеты всех уровней в период до 2030 г. поступит не менее 46 трлн р. (примерно 1,5 трлн долл. США), в том числе в федеральный бюджет — не менее 32 трлн р., региональный бюджет — 6,8 трлн р., муниципальные бюджеты — не менее 6,5 трлн р.

Сотрудниками Института проблем нефти и газа систематизирована и проанализирована вся доступная геолого-геофизическая инфор-

мация по геологическому строению, истории геологического развития, геохимии органического вещества и нефтидов осадочных бассейнов северо-восточного сектора Арктики РФ и шельфов прилегающих морей Северного Ледовитого океана. Анализ истории геологического развития шельфа моря Лаптевых (Лаптевская плита) позволяет сделать вывод, что Лаптевская плита в течение большей части неогена (до верхнего мела) являлась частью Сибирского кратона, а раскрытие Евразийского бассейна на рубеже позднего мела и палеогена привело к погружению территории современного шельфа моря Лаптевых, которая еще в нижнем мелу представляла собой аккумулятивную приморскую равнину.

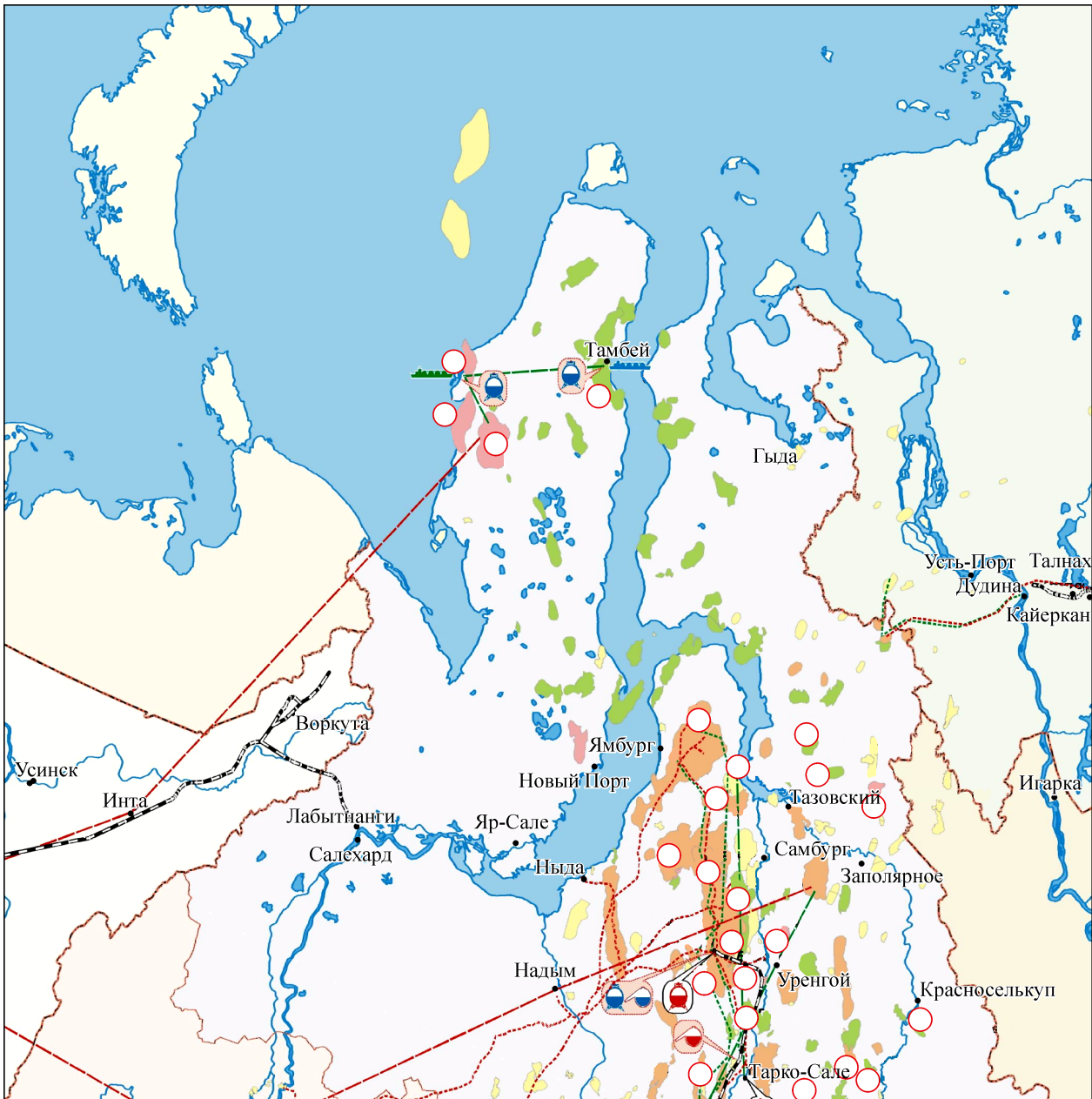


Рис. 17. Принципиальная схема формирования инфраструктуры на севере Западной Сибири.

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 изучена геохимия рассеянного органического вещества и нефтидов юрско-меловых отложений западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба (рис. 18). Выделено два центра накоп-

ления в верхнеюрское время углеродистых глинисто-кремнистых пород с аквагенным типом. Один приурочен к Большехетской мега-синеклизе, а второй — к Центрально-Таймырскому желобу Енисей-Хатангского регионального прогиба.

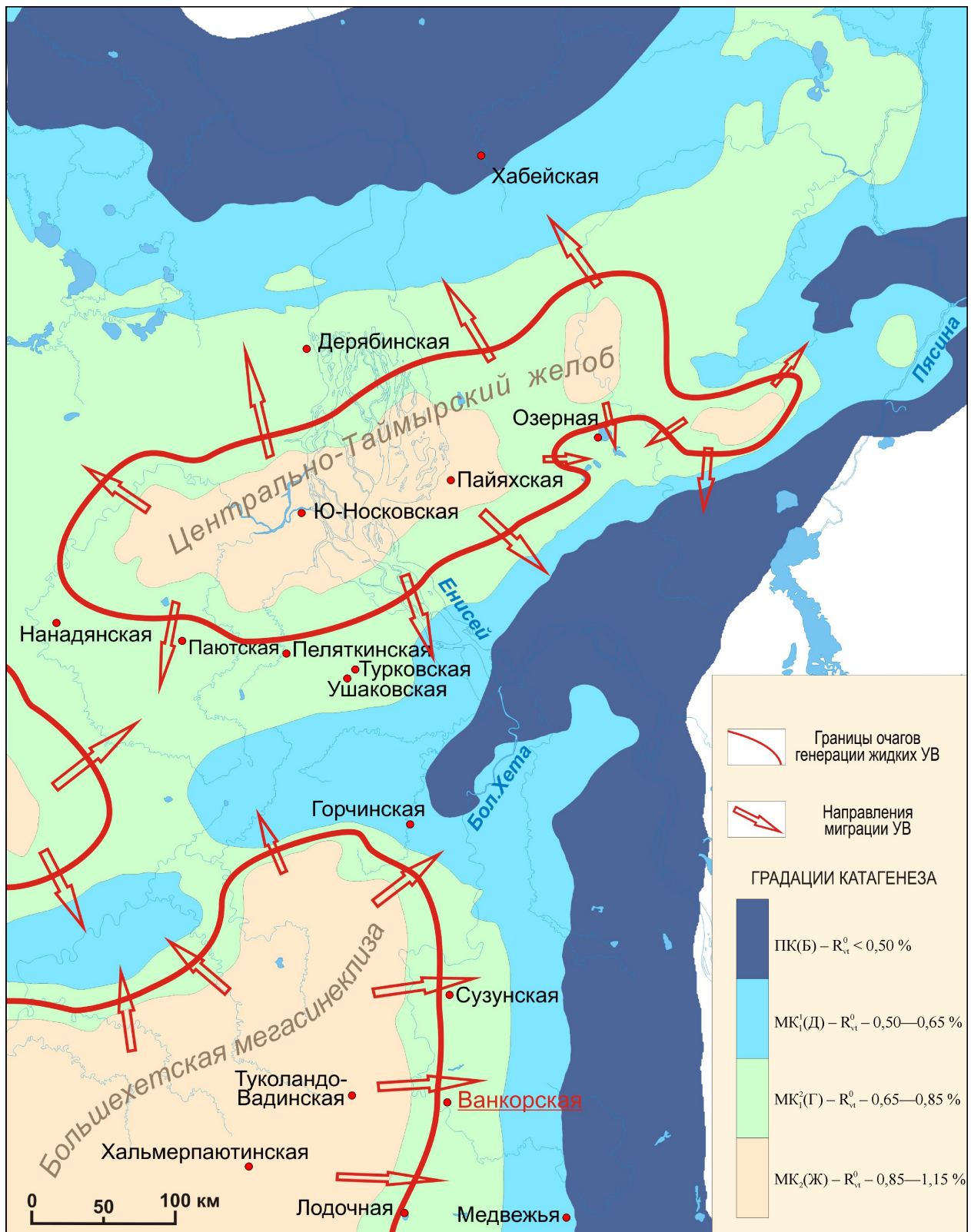


Рис. 18. Возможные очаги генерации жидких углеводородов в верхнеюрских отложениях западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба.

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

Учеными Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука проведен детальный анализ равновесно-неравновесного состояния подземных вод нефтегазоносных отложений Большехетской мегасинеклизы Западно-Сибирского мегабассейна с вмещающими горными породами, который позволил установить закономерности вертикальной литогидрогеохимической зональности в зоне катагенеза и выявить ее контролирующие факторы. Решающее влияние на результат гидролиза силикатов оказывает содержание в пластовых водах соединений кремния. Более низкие концентрации соединений кремния приводят к образованию иллитов, более высокие — к образованию хлоритов и проявлению процессов вторичной альбитизации (рис. 19).

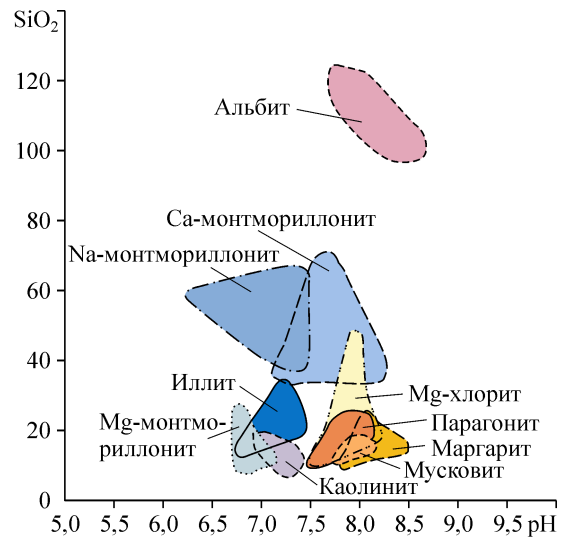


Рис. 19. Поля равновесной к алюмосиликатным минералам концентрации кремнезема в подземных водах нефтегазоносных отложений Большехетской мегасинеклизы.