

**ПРИОРИТЕТНОЕ НАПРАВЛЕНИЕ 7.6.  
ОСАДОЧНЫЕ БАССЕЙНЫ И ИХ РЕСУРСНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ.  
ФУНДАМЕНТАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ ГЕОЛОГИИ И ГЕОХИМИИ НЕФТИ И ГАЗА**

**Программа 7.6.1. Моделирование эволюции осадочных бассейнов и процессов нафтидогенеза с целью количественной оценки перспектив их нефтегазоносности**

Учеными Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука выполнена количественная оценка перспектив нефте- и газоносности батского регионального резервуара (продуктивные пласты Ю2—Ю4) севера Западной Сибири и акватории Карского моря (рис. 20). Начальные суммарные ресурсы углеводородов резервуара отмеченной территории оцениваются в 22,5 млрд т условных углеводородов, из них промышленных запасов — 2,7 млрд т, перспективных ресурсов — 2,7 млрд т и прогнозных ресурсов — 17,1 млрд т, т. е. степень разведанности ресурсов углеводородов низкая (12 %). Несколько больше половины ресурсов углеводородов составляет газ — 12,9 трлн м<sup>3</sup>, 6,7 млрд т — нефть и 2,9 млрд т — конденсат.

Наиболее перспективные земли на нефть и газ распространены преимущественно в центральной части рассматриваемого региона, включающей Ямальскую нефтегазовую область (НГО), северные части Надым-Пурской и Пур-Газовской НГО и южную половину Гыданской НГО. В этом районе прогнозируются все выделенные крупнейшие и крупные объекты нефтепоисковых работ: Новопортовско-Нижнемессояхская, Харасавейско-Нурминская, Песцово-Уренгойская зоны нефтегазонакопления и Южно-Тамбейский, Геофизический,

Ямбургский, Юрхаровский перспективные участки.

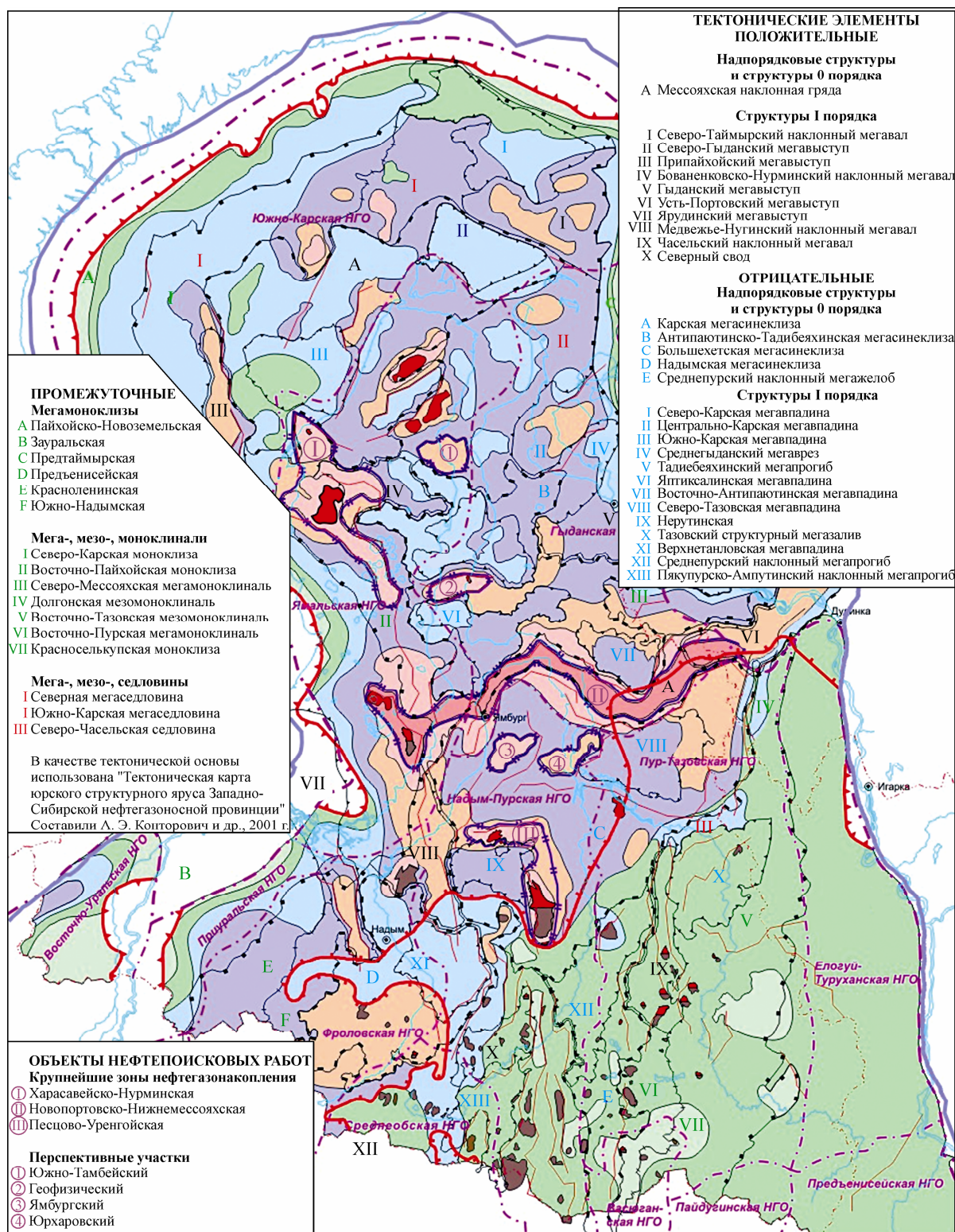
В этом же Институте на основании детальной обработки геофизической и геологической базы данных (выборка более 1000 скважин) построены карты толщин отдельных резервуаров и продуктивных горизонтов венда и нижнего кембрия центральной и южной частей Сибирской платформы (рис. 21). Эти построения позволяют выделить участки для выявления новых залежей нефти и газа и провести районирование земель по степени их перспективности с целью выработки оптимальной для конкретного региона методики поисково-разведочных работ.

Учеными Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука обработаны материалы бурения параметрических скважин Восток-1 и Восток-2. Впервые изучен разрез нижнего палеозоя и докембрия Предьенсейской субпровинции (рис. 22), доказана его близость разрезам разновозрастных отложений Сибирской платформы. Выявлено присутствие высокоуглеродистой черносланцевой формации (типа куонамской горючесланцевой формации). Наряду с сингенетичными битумоидами диагностированы аллохтонные их разновидности, являющиеся вещественными следами эмиграции и миграции углеводородов.

**Программа 7.6.2. Фундаментальные проблемы геологии, размещения, формирования и генезиса нефти и газа в осадочных бассейнах; научные основы совершенствования нефтегазового комплекса Сибири**

Учеными Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука совместно со специалистами Лимнологического института доказано существование залежей углеводородов в осадочном бассейне озера Байкал. Установленные различия в степени биодegradации нефтей свидетельствуют о наличии как минимум трех месторождений различной степени погруженности или крупного многопластового месторождения. Совокупность данных по органической геохимии всплывающих на

водную поверхность нефтей свидетельствует, что их источником являлось органическое вещество, захоронявшееся в пресноводных водоемах. В нем, наряду с остатками живого вещества озерных организмов, значительную роль играло органическое вещество заносимых в водоем остатков высшей наземной растительности (присутствие сесквитерпанов ряда дримана и пимарана и т. п., рис. 23). Идентификация молекул-биометок — олеанана и бета-каротана свидетельствует о том, что возраст неф-



**Рис. 20.** Карта перспектив нефтегазоносности батского регионального резервуара (пласты Ю2—Ю4) севера Западно-Сибирской нефтегазовой провинции (территория Ямало-Ненецкого АО, левобережные районы Красноярского края и акватория Карского моря).

Розовым цветом выделены районы, перспективные в отношении обнаружения крупных скоплений углеводородов. Красные и серые значки — известные нефтяные и газовые месторождения.

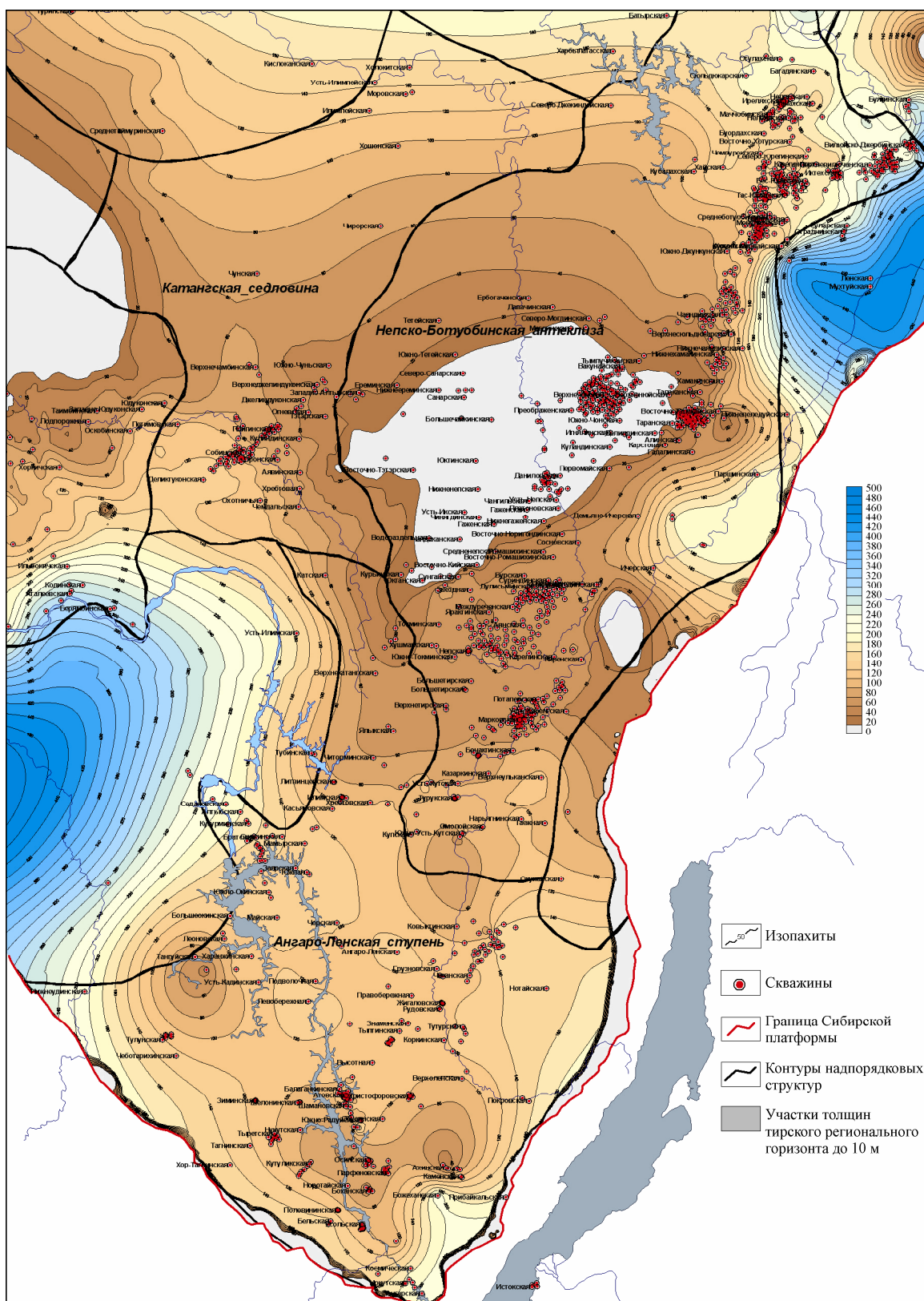


Рис. 21. Карта толщин тирского регионального резервуара.

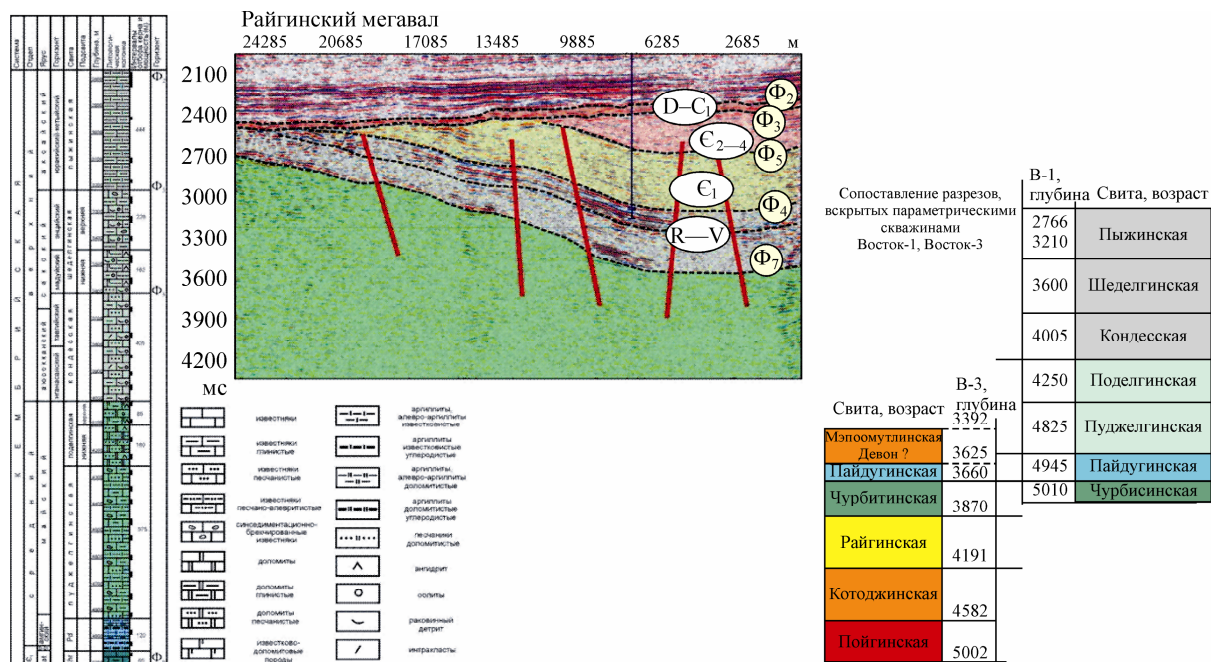


Рис. 22. Геологический разрез кембрийских отложений в скважине «Восток-1» и фрагмент временного разреза по профилю 961607.

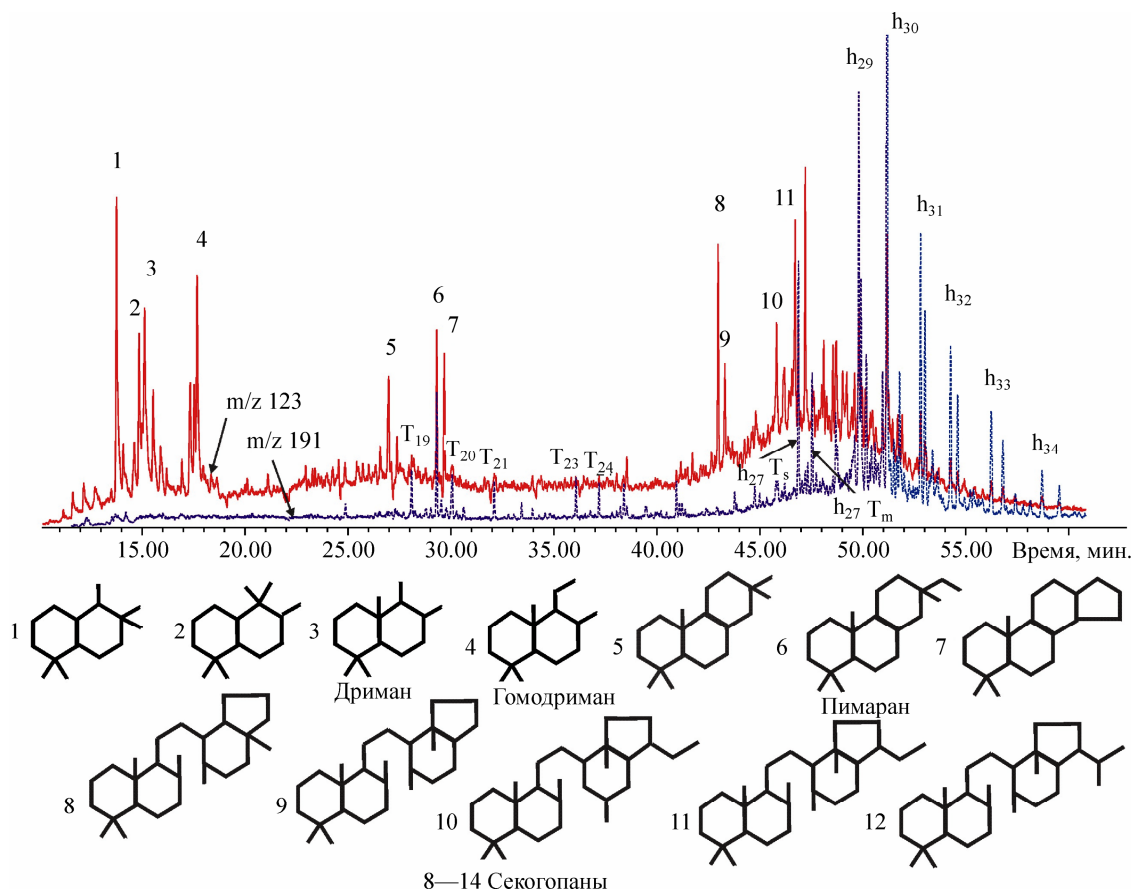
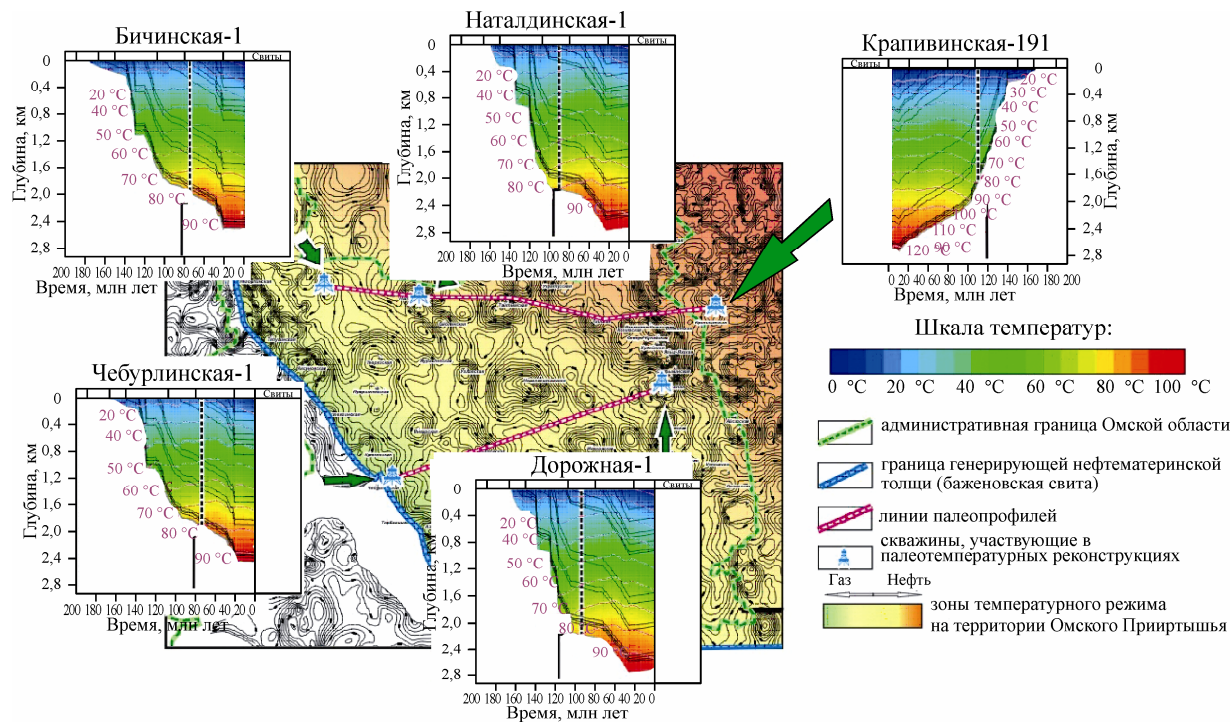


Рис. 23. Хромато-масс-фрагментограммы ( $m/z$  123 и  $m/z$  191) и структуры идентифицированных терпановых углеводородов в нефти с поверхности оз. Байкал.

$T_{19}$ — $T_{24}$  — трициклоалканы (хейлантаны);  $h_{27}$ — $h_{34}$  — гопаны;  $m/z$  — отношение массы к заряду.



**Рис. 24.** Зона распространения генерирующей нефтегазоматеринской толщи (баженовская свита) и примеры термальной истории погружения отложений осадочного чехла отдельных скважин Омского Прииртышья.

тематеринских отложений не может быть древнее времени появления на суше ангиоспермных растений (поздний мел—кайнозой).

Учеными Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука выполнены палеотермальные реконструкции для территории Омского Прииртышья с целью оконтуривания зон генерации углеводородов породами нефтематеринской баженовской свиты.

С помощью программного пакета «Genex» обработана серия палео профилей. Установлено, что на восточном склоне Старосолдатского мегавала (западная часть Омской области, скв. Бичинская-1, Чебурилинская-3) вхождение баженовской свиты в главную зону нефтеобразования произошло только на современном этапе.



**Рис. 25.** Загрязненная нефтью почва на участке заложения опытной деляны (снимок 16.08.2007 г.) (а) и этот же участок в процессе рекультивации (снимок 07.07.2007 г.) (б). Остаточное нефтесодержание в почве — 0,6 %. Появились новые проростки мха.

В северной и центральной частях (скв. Наталинская-2) и на северо-востоке Омского Прииртышья (скв. Дорожная-1, Крапивинская-1) баженовская свита входила и находится в настоящее время в главной зоне нефтеобразования. Миграция углеводородов в ловушки происходила в течение 80—100 млн лет. В зону генерации нефтематеринских отложений попали локальные структуры, располагающиеся восточнее западной границы Смоленского наклонного мезовала и западной границы Муромцевской впадины (рис. 24).

Учеными Института проблем нефти и газа выделены активные комплексные ассоциации микроорганизмов нефтедеструкторов (МНД) из мерзлотных почв. Получен минеральный биосорбент с помощью иммобилизации МНД бактерий и грибов на термовспученный верми-

кулит и карбонизированные отходы лесопереработки, при оперативном внесении которого на аварийную нефтезагрязненную территорию в первые 5—10 мин. поглощается большая часть разлившихся на почву нефтепродуктов и загрязнение далее не распространяется. 100%-я деструкция почвы, исходно содержащей 15—85 % нефти, достигается практически за 80 дней, тогда как в естественных условиях на 130-й день степень деструкции нефтезагрязненной почвы находится на уровне 54,6 % (рис. 25).

Иммобилизованные в рыхлый пористый сорбент микроорганизмы абсолютно совместимы с почвой, утилизируют нефть и сам минеральный сорбент, т. е. не требуется его вывоза на свалку, захоронения или сжигания.