

В связи с изложенным рекомендуется провести сейсморазведочные работы в западной части прогиба с учетом развития подсолевых и межсолевых структур северо-западного простирания. До настоящего времени сейсмопрофили ориентировались в меридиональном и субмеридиональном направлениях. Для структур подсолевого и межсолевого комплексов, имеющих унаследованное развитие структурного плана северо-западного простирания, целесообразно проводить сейсмопрофили МОГТ северо-восточной ориентировки. Тем более что при наличии рифогенных образований типа кордильер в бортовых частях позднеюрского бассейна седиментации совпадение направления сейсмопрофилей с линией развития этих "кордильер" может исказить

картину их строения в сторону линейной вытянутости отражающих площадок.

В надсолевом верхнеюрско-нижнемеловом комплексе пород залежи приурочены к антиклинальным зонам широтной ориентировки, поэтому поисковые работы на эти отложения следует продолжать в Терской, Сунженской и Нараттюбинской антиклинальных зонах.

Таким образом, подсолевой верхнеюрский карбонатный комплекс пород можно считать высокоперспективным в связи с формированием ловушек как унаследованно развивающихся – древних (до альпийской эпохи тектогенеза), так и сравнительно молодых в антиклинальных зонах Терско-Каспийского передового прогиба.

УДК 553.98.041:560.4

К ВОПРОСУ ПОИСКОВ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ПРЯМЫХ ГЕОХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ

Г.Н. Гордадзе, Е.Б. Грунис, А.В. Соколов, Г.В. Русинова, Т.И. Гордадзе
(ИГиРГИ, ЗАО "СИБГЕКО")

Общие представления о формировании ореолов рассеивания углеводородов (УВ) вокруг нефтегазовой залежи появились еще в начале XX в.

Геохимические поиски следов рассеивания нефти и газа включают ряд так называемых прямых методов, отличающихся как по виду объекта исследований (снежный покров; поверхностные, приповерхностные и пластовые воды; поверхностные, приповерхностные и залегающие на разной глубине от поверхности земли осадки и породы; газы атмосферы и литосферы и т. д.), так и по определенным геохимическим параметрам (содержание и состав сорбированных углеводородов; содержание определенных вторичных минералов; содержание некоторых макро- и микроэлементов; присутствие и количество специфических микроорганизмов, способных ассимилировать УВ; значения окислительно-восстановительного потенциала и показателя концентрации водородных ионов и др.) [1, 2].

Соблазн использовать эффективные прямые геохимические методы для поисков нефтяных месторождений велик, прежде всего, из-за их дешевизны. Здесь нет, например, необходимости выявления нефтематеринских толщ обычными геохимическими методами. Следовательно, не надо отбирать керн и изучать его геохимические свойства, применяя дорогостоящие анализы.

Несмотря на то, что со времени первых публикаций профессора ИГиРГИ В.А. Соколова – основоположника прямых газогеохимических методов поисков нефтяных и газовых месторождений прошло более 50 лет [3], в этой области нефтегазопоскоковой геохимии еще имеются проблемы. Как ни

парадоксально, но это связано с резким прогрессом в аналитической технике – в основном в методах газофазной хроматографии (ГЖХ) и хромато-масс-спектрометрии (ГХМС). Благодаря именно этим методам анализа стало возможным исследовать на молекулярном уровне не только углеводороды (УВ), но и гетероатомные компоненты нефтей, органического вещества (ОВ) пород, осадков и грунтов. Более "тонкие" исследования показали, что не всегда просто дать правильную интерпретацию данных геохимических съемок и установить прямую связь геохимических аномалий с залежами углеводородов в недрах.

Исследования, выполненные в Лаборатории геохимии нефти и рассеянного органического вещества (РОВ) пород ИГиРГИ, показали, что в приповерхностных отложениях (грунтах и породах) в результате "дыхания" нефтяной залежи появляются не только газообразные и легкие жидкие углеводороды бензиновой фракции, но и тяжелые нефтяные углеводороды до $n-C_{33}$ включительно.

Нами впервые при изучении приповерхностных отложений (грунтов) Западной Сибири (с глубины не более 15 м) были разработаны новые геохимические критерии (коэффициенты), позволяющие с помощью методов газофазной хроматографии и хромато-масс-спектрометрии произвести дифференциацию УВ составляющей РОВ приповерхностных грунтов с выделением трех типов [4]:

- "нативного" РОВ с полным отсутствием признаков "дыхания" нефтяной залежи, т. е. с полным отсутствием УВ нефтяного ряда;
- со слабыми признаками "дыхания" залежи нефти;

• с признаками интенсивного "дыхания" залежи нефти.

На рис. 1 приведены их типичные хроматограммы. Диагностика "дыхания" залежи нефти по геохимическим показателям показана на рис. 2.

Необходимо отметить, что в наших исследованиях на различных участках Среднего Приобья не наблюдалось какой-либо зависимости между количеством хлороформенного битумоида (0,003...0,7 %), органического углерода ($C_{орг.} = 0,31...2,12$ %), коэффициентом β (0,7...7,32) и литологией грунтов (супесь, суглинок, глина, песок) в различных точках наблюдения, т. е. в зонах с интенсивным, слабым "дыханием" залежи или его полным отсутствием.

Анализ более 1000 образцов приповерхностных грунтов, отобранных в разных районах Западной Сибири и интерпретация полученных результатов показали, что совпадение выявленных зон "дыхания" нефтяных залежей с зонами установленной глубоким бурением нефтеносности недр составляет от 70 до 100 %.

Имеется опыт и по изучению распределения углеводородов в органическом веществе пород из обнажений с целью обнаружения "дыхания" нефтяной и/или конденсатной залежи. Здесь интерпретировать геохимические данные несколько сложнее. Если в приповерхностных грунтах легко определить сингенетичное органическое вещество по характерному распределению *n*-алканов состава C_{23} - C_{33} со значительными преобладанием *n*-алканов с нечетным числом атомов углерода в молекуле, то в ОВ пород, отобранных из обнажений, за редким исключением, такая закономерность не наблюдается.

При изучении распределения углеводородов в ОВ пород, отобранных из обнажений, необходимо доказать сингенетичность и/или эпигенетичность УВ. С этой целью было исследовано распределение *n*-алканов и изопренанов в органическом веществе пород из обнажений в зоне надвигов Западного Верхоянья [5].

На рис. 3 приведен пример ис-

следования методом ГЖХ органического вещества пород среднего и верхнего карбона, нижней перми, верхнего триаса и нижней юры, отобранных на по-

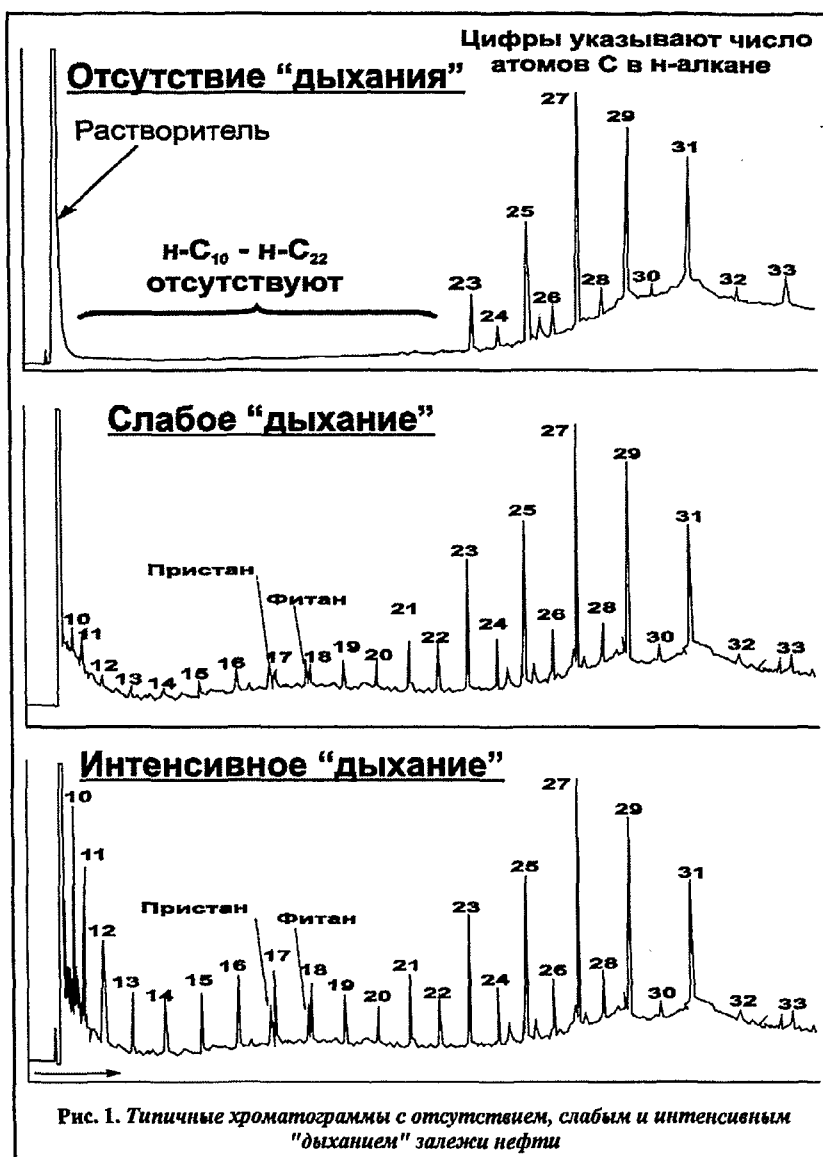


Рис. 1. Типичные хроматограммы с отсутствием, слабым и интенсивным "дыханием" залежи нефти

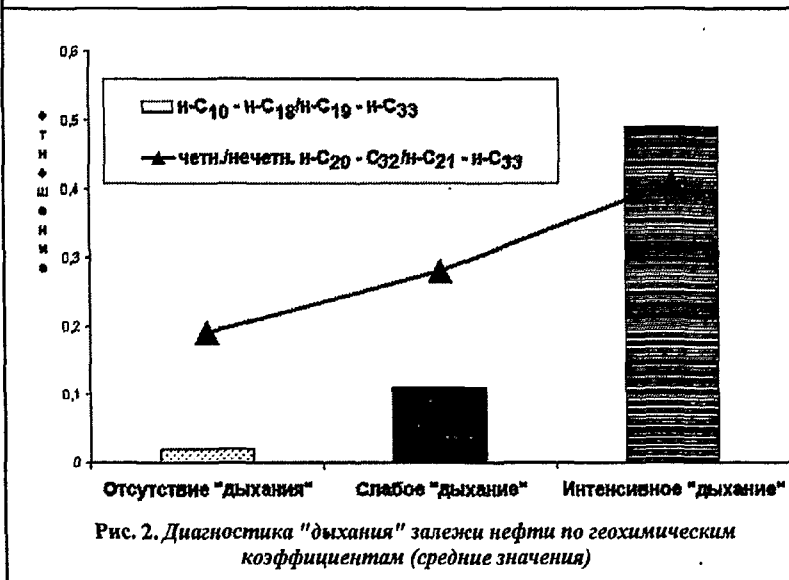


Рис. 2. Диагностика "дыхания" залежи нефти по геохимическим коэффициентам (средние значения)

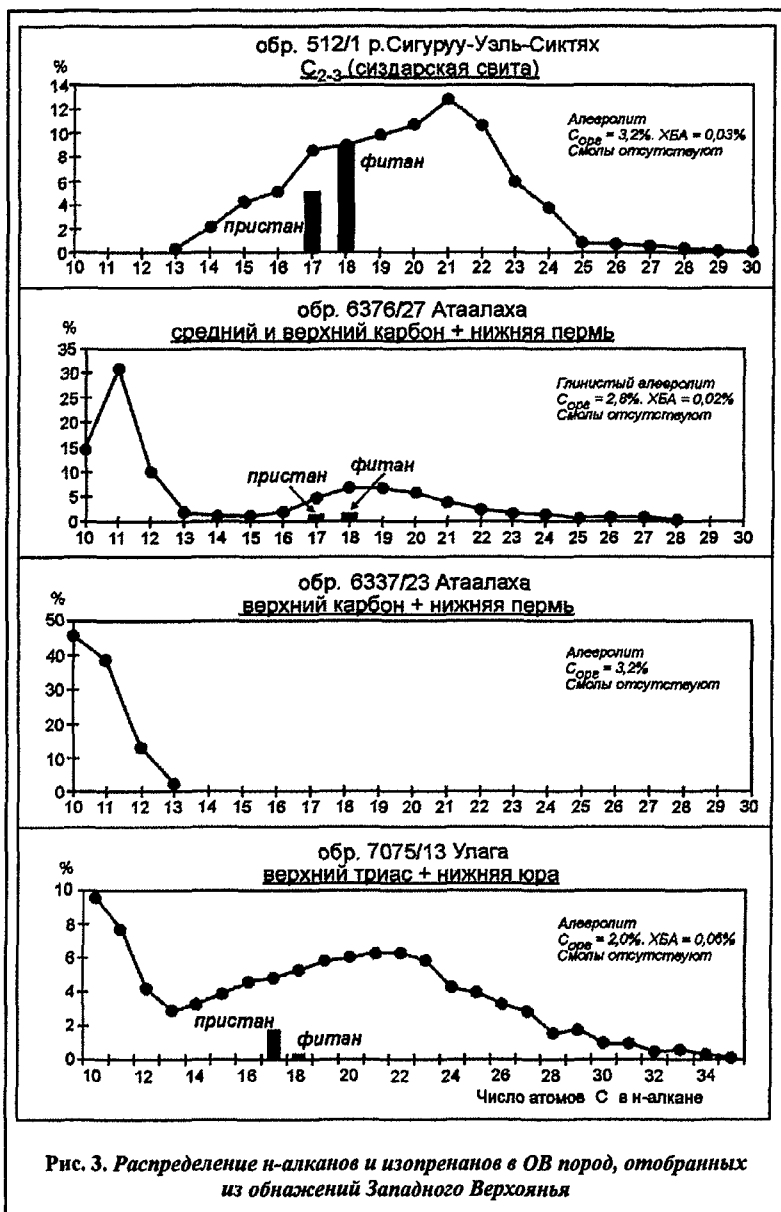


Рис. 3. Распределение *n*-алканов и изопренов в ОВ пород, отобранных из обнажений Западного Верхоянья

верхности из обнажений. Видно, что в экстрактах этих пород фиксируются следы:

- нефти "морского" типа, т. е. рожденной в отложениях морского генезиса;
- конденсата;
- конденсата и "морской" нефти;
- конденсата и нефти континентального генезиса, т. е. рожденной в континентальных отложениях с углистым типом РОВ.

Все изученные образцы представляют собой породы черносланцевой толщи – в основном алевролиты. Эти образцы пород при довольно высоких значениях $S_{орг}$ (2,0...3,2 %) содержат крайне низкие количества хлороформенного битумоида (0,02...0,06 %).

Для доказательства сингенетичности или эпигенетичности изученных битумоидов был проведен термолиз дебитуминизированных пород из обнажений по методике [6–8] с последующим изучением

распределения УВ на молекулярном уровне методом ГЖХ. Термолиз проводили при температурах 350 и 400 °С в течение 7 ч. Однако при этом не образовалось даже следов УВ. Данные пиролиза по методу Рок-Эвал подтвердили результаты термолиза – на пирограммах отсутствовал пик S_2 , характеризующий нефтегенерационный потенциал РОВ. Этот факт свидетельствует о том, что, несмотря на высокие значения органического углерода, кероген в этих образцах настолько сильно метаморфизован, что в нем не осталось даже следов УВ фрагментов. Следовательно, изученные битумоиды являются полностью эпигенетичными по отношению к породам, обнажающимся в Западном Верхоянье.

Судя по всему, здесь происходит постоянная подпитка нефтью и/или конденсатом изученных пород из более глубоких горизонтов надвиговой зоны.

Это обстоятельство, безусловно, открывает хорошие перспективы для обнаружения скоплений УВ в толщах Приверхоянского прогиба, погребенных под тектоническим покровом.

Теперь кратко остановимся на особенностях изучения геохимических аномалий методами газовой съемки по снежному покрову [1, 2, 9, 10]. Этим преследуем цель предостеречь от возможных ошибок при интерпретации полученных результатов тех исследователей, кто использует этот метод.

При интерпретации данных, полученных при съемке по снежному покрову, необходимо учитывать тот факт, что газы, десорбируемые из снега, по составу близки к воздушным с небольшо-

выми вариациями. УВ составляющая газовой смеси весьма незначительная – 0,03...0,04 %. В большинстве случаев углеводородный газ состоит из метана, этана, пропана, реже изо- и *n*-бутана. В отдельных случаях встречаются C_5 и выше, а также непредельные углеводороды [10].

Кроме того, нет уверенности, что изученные методом ГЖХ легкие соединения, находящиеся в снегу, являются углеводородами, поскольку те же относительные времена удерживания могут иметь и кислородсодержащие соединения. Известно, что микроорганизмы ответственны не только за процессы образования УВ, но и за их окисление. Интенсивность биоокисления зависит не только от концентрации УВ газов в окружающей среде, но и от экологических условий.

При исследовании методом хромато-масс-спектрометрии легких соединений в органическом веществе грунтов Западной Сибири были найдены в

**ОВ грунта
(интенсивное "дыхание")**

Обр. 226

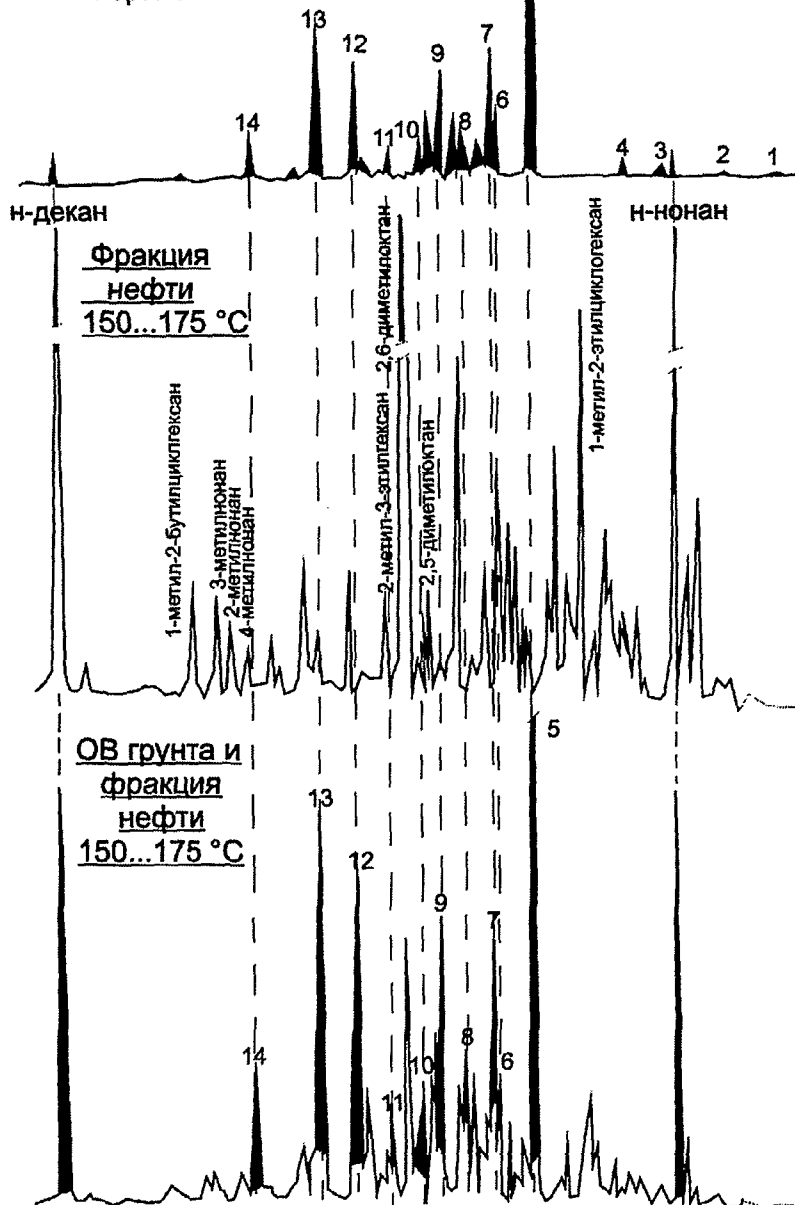


Рис. 4. Хроматограммы легких соединений органического вещества грунта и фракции нефти 150...175 °С: сквалан, длина колонки 100 м, диаметр 0,25 мм, программирование температуры 30...140 °С (1°/мин), газ – носитель Н₂

основном не углеводороды, а кислородсодержащие соединения, не имеющие к нефтям никакого отношения. Эти соединения, скорее всего, являются продуктами бактериальной деятельности в грунтах.

Наш интерес к изучению легких соединений, находящихся в грунтах, не был случайным. Дело в том, что в некоторых образцах грунтов Западной Сибири находились соединения до C₁₀ включительно, но вместе с тем полностью отсутствовали n-алканы состава C₁₂–C₂₁. Естественно, сначала предположили, что это могло быть обусловлено "дыханием" не нефтяной, а газоконденсатной зале-

жи. Однако при изучении этих легких соединений методом капиллярной ГЖХ и сопоставлении их с углеводородами бензиновой фракции нефтей было установлено, что они никакого отношения к нефтяным углеводородам не имеют (рис. 4). Исследование этих соединений методом ГХМС показало, что они являются альдегидами, спиртами, кетонами и кислотами. Причем интересно, что их распределение практически одинаковое как в образцах грунта с интенсивным "дыханием" нефтяной залежи, так и в образцах, где отсутствует "дыхание". Это хорошо видно на рис. 5 .

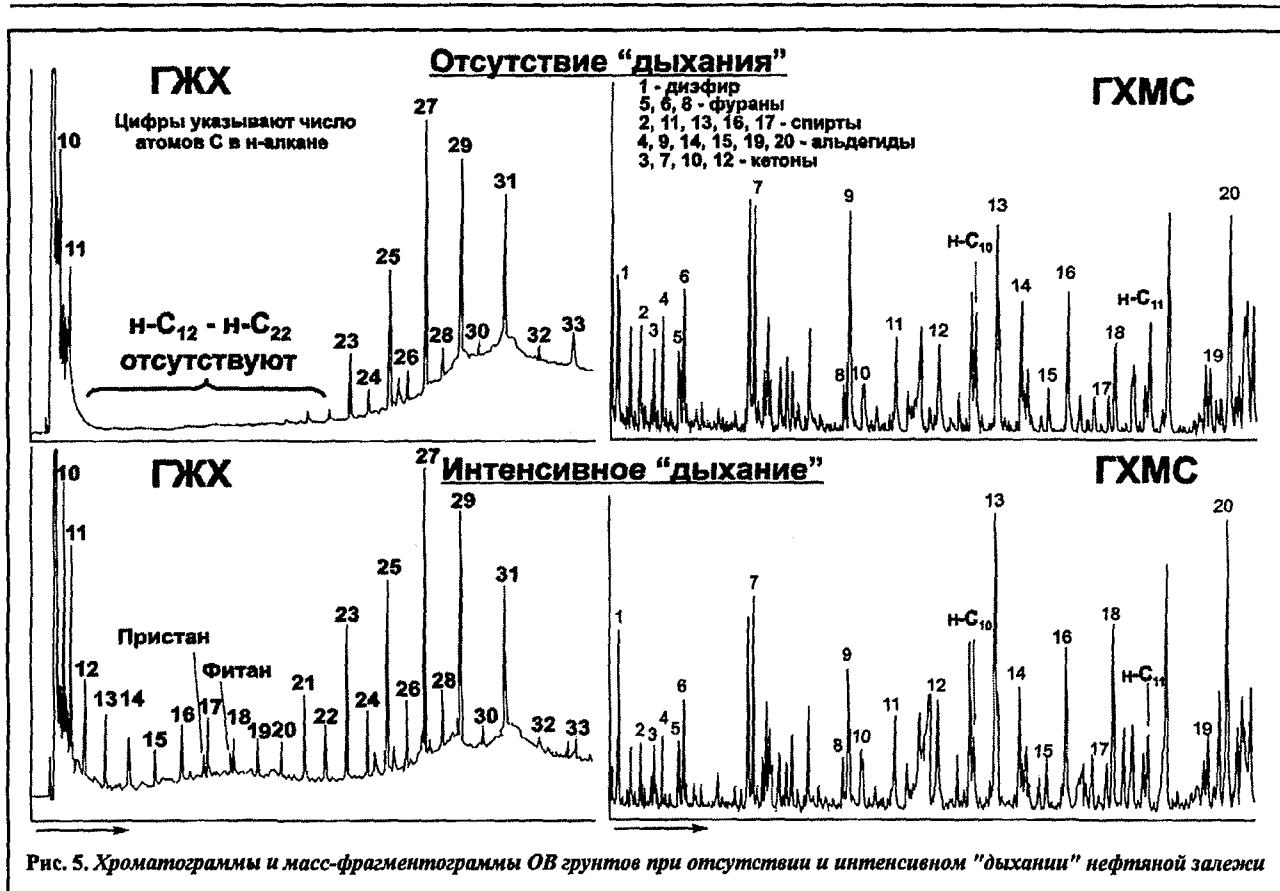


Рис. 5. Хроматограммы и масс-фрагментогаммы ОВ грунтов при отсутствии и интенсивном "дыхании" нефтяной залежи

При интерпретации результатов анализов приповерхностных отложений с использованием нашего метода тоже возникают определенные трудности, поскольку по геологическим и другим условиям один район не похож на другой. Нельзя исключить при интерпретации результатов и УВ "дыхание" торфа. В таких случаях каждый раз перепроверяем полученные результаты и проводим повторный анализ не только методом высокоэффективной капиллярной хроматографии, но и методом хромато-масс-спектрометрии.

ЛИТЕРАТУРА

1. Физико-химические основы прямых поисков залежей нефти и газа / Под ред. Е.В. Карус. - М.: Недра, 1986. - 336 с.
2. Перспективы применения прямых геохимических методов поисков залежей нефти и газа относительно небольших размеров в Западной Сибири / Н.Н. Андреева, А.А. Борковский, С.П. Верес, А.В. Соколов, М.С. Хмелевский // Геология нефти и газа. - 2001. - № 4. - С. 53-57.
3. Соколов В.А. Прямые геохимические методы поисков нефти. - М.: Гостоптехиздат, 1948.
4. Пат. 2190098 РФ. Способ определения наличия нефтяной залежи / Г.Н. Гордадзе, А.В. Соколов, Е.Б. Грунис, М.М. Кукобников. Заявлен 30.08.2001. Получен 27.09.2002. Приоритет 30.08.2001.
5. К вопросу о нефтегазоносности краевой части Западного Верхоянья / Г.Н. Гордадзе В.Ф. Мазанов, И.П. Соломатина, Е.А. Белова // Геология нефти и газа. - 1994. - № 2. - С. 27-30.
6. Гордадзе Г.Н., Тихомиров В.И. Углеводороды в продуктах термоллиза дебитуминизированных пород - геохимические показатели нефтегенерации // Геология нефти и газа. - 1994. - № 10. - С. 34-41.
7. Гордадзе Г.Н. Применение термоллиза дебитуминизированных пород при изучении органического вещества пород, отобранных из обнажений // Тез. докл. 3-й Международный конф. "Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа". - М., 1999. - С. 65-66.
8. Гордадзе Г.Н. Термоллиз органического вещества в нефтегазопроисковой геохимии. - М.: ИГиРГИ, 2002. - 334 с.
9. Исаев В.П., Королев В.И. Опыт применения геохимической съемки в зимних и летних условиях на Среднеботуобинском газонефтяном месторождении // Геология нефти и газа. - 1983. - № 12. - С. 34-39.
10. Федоров В.И., Краевский В.И. Опыт применения газогеохимической съемки по снежному покрову в районе Западной Якутии (в связи с геохимическими поисками нефти и газа) // Наземные геохимические исследования при поисках месторождений нефти и газа. - М.: ВНИИ-геоинформсистем, 1987. - С. 55-61.