

Выбор информативных критериев при поисках месторождений газа, газоконденсата и нефти

Поверхностные геохимические методы поисков месторождений нефти и газа основаны на определении концентраций различных углеводородных и неуглеводородных компонентов в поверхностных отложениях. Считается, что часть из них образована *in situ* (на месте) – это так называемые сингенетичные УВ, а другая часть является результатом миграции УВ от залежей вверх по разрезу (эпигенетичные УВ), где в поверхностных отложениях они формируют аномальные концентрационные поля.

Существует большое количество технологических процессов проведения таких поисков. Это обусловлено как разнообразием среды опробования (поверхностные водоисточники, почвенный покров, подпочвенный воздух и т.д.), так и существующей технической и лабораторной базой их осуществления.

В настоящее время при использовании геохимических методов поисков месторождений УВ есть возможность определять довольно широкий спектр углеводородных компонент - от C1 до C40.

Какой именно диапазон УВ использовать для прогноза нефтегазоносности, зависит от применяемых методов извлечения УВ из породы, методов их анализа, целей и задач работ.

В практике нефтегазопроисковых работ наибольшее распространение получили съемки по керну (шламу) неглубоких скважин с последующей термо-вакуумной дегазацией или экстракцией УВ и метод концентрирования УВ на сорбенте.

Понятно, что в качестве поисковых критериев целесообразно использовать те УВ-компоненты, которые входят в состав поисковых залежей углеводородов.

В **таблице 1** приведен компонентный состав газа сеноманских и аптских залежей Бованенковского и Северо-Уренгойского месторождений (М.Ю. Миротворский, В.Л. Бондарев и др., 2005). Как видно, газ в сеноманских залежах Северо-Уренгойского месторождения на 99,2 % представлен метаном. Гомологи метана (нормальные алканы) присутствуют в подчиненном количестве (об.%): этан 0,004, пропан 0,001 и т.д. Более тяжелые УВ (н-алканы, изоалканы, циклические и ароматические УВ) отсутствуют.

В залежах K1np-K1hm Бованенковского НГКМ концентрации метана составляют в среднем 91,8 %. Возрастает доля предельных легких углеводородов C2-C3: этана – до 3,9%, пропана - до 0,0355%. Содержание углеводородов C4-C6 по-прежнему незначительно (0,0004-0,007%). Непредельные УВ отсутствуют.



В таблицах 2-3 приведен состав газа, газоконденсата и нефти некоторых скважин Куудиновско-Романовской приподнятой зоны Волгоградской области (А.Я. Куклинский, 2004).

Таблица 1

Компонентный состав газа Бованенковского, Северо-Уренгойского месторождений (об%)

№ п/п	Компоненты	С-Уренгойское	Бованенковское К1тп-К1тм
1	Метан	99,2	91,80
2	Этан	0,004	3,935
3	Этилен	0	0
4	Пропан	0,001	0,0355
5	Пропилен	0	0
6	и-Бутан	следы	0,0122
7	н-Бутан	следы	0,0035
8	Бутилен	0	0,0042
9	нео-Пентан	--	0
10	и-Пентан	--	0,0006
11	н-Пентан	--	0,00045
12	Пентен	--	0
13	и-Гексан	--	0,00664
14	н-Гексан	--	0,00016
15	Гелий(об%)	0,014	0,0033
16	Водород	0,001	0,016
17	Азот	0,80	1,30
18	со2	--	2,09
19	δ13Cсн4	-53,56	-40,50

Таблица 2

Компонентный состав газа и конденсата (моль%) по скважине 1 Ольховая, пашийский горизонт, интервал 3250-3256,5; 3269,5-3270,5м.

№ п/п	Компоненты	Газ сепарации	Нестабильный конденсат	Газ дегазации	Стабильный конденсат	Пластовый продукт
		Pсеп=1,51МПа, tсеп=12,50С		Pсеп=1,51МПа, tсеп=12,50С		
1	Метан	89,96	11,3	43,86	Сл.	85,54
2	Этан	4,1	4,15	13,65	0,85	4,1
3	Пропан	1,77	10,71	22,14	6,75	2,28
4	Изо-бутан	0,14	4,19	5,28	3,81	0,37
5	Н-бутан	0,25	11,47	9,08	12,3	0,88
6	Изо-пентан	0,04	5,45	2,24	6,56	0,34
7	Н-пентан	0,04	7,88	2,52	9,73	0,48
8	Изо-гексан	0,01	4,45	0,24	5,91	0,26
9	Н-гексан	0,01	4,85	0,24	6,46	0,28
10	С7+высш	0	35,36	0,01	47,63	1,99
11	Сероводород	0	0	0	0	0
12	со2	0,56	0,19	0,74	0	0,54
13	Азот	3,12	0	0	0	2,94
14	Плотность, кг/см3	0,743	-	1,403	0,724	0,923

Таблица 3



Компонентный состав газа сепарации, разгазированной и пластовой нефти (моль %) по скважине 2 Ольховая, воробьевский горизонт, интервал 3481-3491м.

№ п/п	Компоненты	При однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		При дифференциальном разгазировании пластовой нефти при пластовой температуре		Пластовая нефть	
		Выделившийся газ	Нефть	Суммарный газ	Нефть	Однократное разгазирование	Дифференциальное разгазирование
1	Метан	68,46	0	62,18	0	31,95	29,71
2	Этан	13,49	0,72	14,11	0,07	6,68	6,78
3	Пропан	11,2	2,72	14,06	0,64	6,67	7,05
4	Изо-бутан	0,82	0,68	1,35	0,38	0,74	0,84
5	Н-бутан	2,87	3,99	4,2	2,89	3,47	3,51
6	Изо-пентан	0,47	1,8	0,75	1,96	1,18	1,38
7	Н-пентан	0,73	3,59	1,15	4,23	2,25	2,76
8	Изо-гексан	0,06	1,83	0,09	2,66	1,00	1,43
9	Н-гексан	0,08	3,15	0,11	4,7	1,72	2,50
10	С7+высш	0	81,52	0,01	82,47	43,49	43,08
11	Сероводород	0,001	0	-	0	Сл.	-
12	СО ₂	1,27	0	1,19	0	0,59	0,57
13	Азот	0,55	0	0,8	0	0,26	0,39
14	Плотность, кг/см ³	0,994	0,819	1,087	0,824	0,718	0,720

Из данных **таблицы 2-3** видно, что в пластовом продукте газоконденсатных и нефтяных залежей концентрации метана последовательно уменьшаются (моль %) от 85,54 (газоконденсат) до 29,71 (нефть), концентрации легких УВ С₂-С₃ увеличиваются от 2-4 (газоконденсат) до 6-7 (нефть), в газоконденсате появляются УВ С₄ и высшие, а в нефтях появляются УВ С₆ и высшие - от 1,9 (газоконденсат) до 43,08 (нефть).

Таким образом, для газоконденсатных залежей характерно наличие значимых концентраций УВ С₄-С₆, прежде всего гомологов метана (нормальных алканов: n-бутана, n-пентана и n-гексана) и изомерных их форм (2-метилбутан, 2-метилпентан, 3-метилпентан, 2,4-диметилпентан, и т.д.). Циклические УВ присутствуют, обычно, в малых количествах. Непредельные УВ отсутствуют.

В нефтяных залежах появляются значимые содержания гомологов метана (нормальных алканов) С₆ и выше (гексан, гептан, октан, nonан и т.д.), при этом помимо гомологов метана присутствуют циклические (циклопентан, метилциклопентан, циклогексан, диметилциклопентан, метилциклогексан и т.д.), ароматические УВ (бензол, толуол, о-ксилол и т.д.) и высокомолекулярные соединения.

Для того, чтобы определить концентрации углеводородов в поверхностных отложениях, сначала необходимо *извлечь УВ из среды опробования (породы), а потом их проанализировать.*

К сожалению, извлечь, а потом измерить все УВ каким-либо одним методом невозможно. Определяемые содержания УВ зависят:

- от метода извлечения УВ из среды опробования.
- от выбранного метода аналитических исследований.

В этом смысле методы определения концентраций УВ при геохимической съемке на нефть и газ резко отличаются, например, от методов литогеохимической съемки, где вне зависимости от того, каким способом измеряется, например, концентрация золота в пробе, оценивается истинное его содержание. Точность определения концентраций золота определяется лишь точностью анализа.

При проведении же углеводородной геохимической съемки *выход и состав определяемых УВ зависит от методики геохимических исследований.*

1. Зависимость содержаний и спектра извлекаемых УВ от способа их извлечения из поверхностных отложений обусловлена тем, что в породе УВ находятся в различном фазовом состоянии – в свободном виде (в межпоровом пространстве породы), в сорбированном - на матрице пород и в водорастворенном состоянии. Извлечь все формы УВ каким-либо одним методом не представляется возможным. Ниже приведен краткий обзор наиболее эффективных методов извлечения УВ из породы.

Часть УВ (так называемый свободный газ, находящийся в «открытом» межпоровом пространстве породы) может быть извлечена из породы *методами вакуумной дегазации.* Спектр извлекаемых УВ достаточно велик, но наиболее эффективен этот способ для извлечения из породы УВ, размеры молекул которых невелики. Разновидностью этой методики является накопление УВ на сорбенте, когда почвенный воздух прокачивается через сорбент и некоторая его часть на нем сорбируется.

Возможен также «пассивный» отбор проб газа (по методике GORE-SORBER).

В силу различной сорбционной способности отдельных УВ компонентов используются разные сорбенты. Перечень наиболее эффективных сорбентов приведен в **таблице 4.**

Для сорбирования летучих УВ С3-С4 обычно используется Carboxen 1000, для сорбирования н- и изо- алканов С5-С12 - Chromosorb 106, и для сорбирования ароматических УВ - Tenax TA. Могут использоваться их отечественные аналоги.

Рекомендации по использованию сорбента

Сорбент в трубке для отбора проб	Приблизительная область летучести аналитов	Максимальная температура, °С	Удельная поверхность, м ² /г	Примеры аналитов
Carbotrap™ С Carbopack™ С	От n-C8 до n -C20	>400	12	Алкилбензолы и алифатические соединения в пределах летучести от n-C8 до n-C16
Tenax™ ТА	Температура кипения от 100°С до 400°С. От n -С6 до n -С26	350	35	Ароматические неполярные соединения (с температурой кипения более 100°С) и менее летучие полярные соединения (с температурой кипения более 150°С)
Tenax GR	Температура кипения от 100°С до 450°С. От n -С7 до n -С30	350	35	Алкилбензолы, ПАУ и полихлорированные бифенилы в парофазном состоянии, а также соединения, указанные для Tenax ТА
Carbotrap, Carbopack В, Carbograph TD-1	От (n -С4) n -С5 до n-C14	>400	100	Разнообразные ЛОС, включая кетоны, спирты, альдегиды (с температурой кипения более 75°С) и все неполярные соединения в указанном интервале летучести и перфторуглеродные газы, присутствующие в следовых количествах
Chromosorb TM 102	Температура кипения от 50°С до 200°С	250	350	Разнообразные ЛОС, включая кислородсодержащие соединения и галоформы менее летучие, чем метиленхлорид
Chromosorb 106	Температура кипения от 50°С до 200°С	250	750	Разнообразные ЛОС, включая углеводороды от n -С5 до n-C12, а также летучие кислородсодержащие соединения
Porapak TM Q	Температура кипения от 50°С до 200°С. От n -С5 до n-C12	250	550	Разнообразные ЛОС, включая кислородсодержащие соединения
Porapak N	Температура кипения от 50°С до 150°С. От n-C5 до n-C8	180	300	Особенно пригоден для акрилонитрила, ацетонитрила и пропионитрила, пиридина, а также пригоден для летучих спиртов от EtOH, метилэтилкетона и т.п.
Spherocarb TM ^{a)}	От минус 30°С до плюс 150°С. От С3 до n-C8	>400	1200	Применяется для сверхлетучих соединений, таких как винилхлоридный мономер, этиленоксид, CS ₂ и CH ₂ C ₂ , а также летучие полярные соединения, как MeOH, EtOH и ацетон
Carbosieve™ SIII ^{a)} или Carboxen™ 1000 ^{a)}	От минус 60°С до плюс 80°С	400	800	Применяется для сверхлетучих соединений, таких как углеводороды С3, С4, летучие галогенсодержащие соединения и фреоны
Молекулярное сито ^{b)}	От минус 60°С до плюс 80°С	350	-	Используется специально для 1,3-бутадиена и оксидов азота

Более полное извлечение УВ из породы производится *методами термо-вакуумной дегазации*. В этом случае, из породы извлекается как свободный газ, так и (частично) газ, сорбированный на матрице пород, а также водорастворенные формы УВ. Спектр и уровни концентраций УВ извлекаемых из породы методами термо-вакуумной дегазации выше, чем при обычном вакуумировании.

Наконец, еще одним часто используемым в практике геохимических исследований способом извлечения УВ из породы является *метод экстракции УВ* различного рода растворителями (обычно гексаном или хлороформом). В этом случае возможно извлечение высокомолекулярных УВ вплоть до C40. Легкие углеводороды (до C7), в этом случае, наоборот, не определяются. При экстракции разрушается и органическое вещество со всеми вытекающими отсюда последствиями (с возможным получением новообразованных УВ).

Необходимо отметить, что *все приведенные методы извлечения УВ из пород имеют свои ограничения*. Так, при использовании сорбентов, возникают сложности с сорбированием легких углеводородов (метан, этан, этилен, пропан, пропилен и т.д.), поскольку они обладают низкими коэффициентами сорбции, высокими коэффициентами десорбции и, как следствие, «проскакивают» практически через все известные типы сорбентов. С возрастанием молекулярной массы сорбционная способность УВ возрастает и, начиная с C5 (пентан), они уже достаточно хорошо «задерживаются» на сорбенте. Поэтому «диапазон» УВ, определяемых с помощью сорбционных методов исследований, всегда «сдвинут» в сторону тяжелых УВ. Легкие углеводороды C1-C3 на сорбентах не «задерживаются» практически вообще, а на хроматограммах они выходят единым «пиком», вместе с метаном. Например, в методике GORE-SORBER углеводороды определяются в интервале от C4 (бутан) – до C18 (октадекан (C18) – группа нормальных алканов), в том числе ароматические УВ (до нафталина (C10) включительно).

При интерпретации данных, полученных в результате применения метода экстракции УВ из породы, необходимо учитывать, что извлекаемые высокомолекулярные соединения - это уже не легкие газообразные УВ, а жидкие и твердые углеводороды, обладающие молекулами большого размера и малой подвижностью, поэтому диффузионный способ миграции с образованием ореолов, сопоставимых по масштабу с размерами залежей, для них невозможен. Скорее всего, миграция столь высокомолекулярных УВ от залежей крайне ограничена и, если осуществляется, то происходит по «ослабленным зонам» посредством фильтрации. Наиболее же вероятно,



что их образование происходит в поверхностных отложениях под влиянием потока более легких и подвижных форм УВ.

2. Выбор методики анализа УВ компонент определяется, с одной стороны, способом их извлечения из породы, а с другой стороны диктуется возможностями метода анализа и необходимой точностью измерения. Так, например, при *хроматографическом анализе УВ, извлеченных из породы методом термо-вакуумной дегазации* существуют некоторые ограничения по спектру выявляемых УВ. Связано это с тем, что в поверхностных отложениях высокомолекулярные соединения (тяжелые УВ) встречаются в меньших концентрациях, нежели легкие УВ (соотношение $C1 > C2 > C3 > C4 > C5$ и т.д. сохраняется на всех уровнях геологического разреза), поэтому при наличии значительной зоны окисления, концентраций высокомолекулярных УВ бывает недостаточно для их идентификации методами газовой хроматографии. В этом случае спектр гомологов метана ограничивается пентаном или гексаном.

Типичная хроматограмма разделения УВ, извлеченных из породы методом термо-вакуумной дегазации, приведена на **рис 1**. Анализ проводился на хроматографе «Цвет-Аналитик» методом газодсорбционной хроматографии с одновременным использованием трех хроматографических колонок и трех детекторов: одного – пламенно-ионизационного и двух – по теплопроводности, что позволяет определять углеводородные и неуглеводородные компоненты на одном приборе.

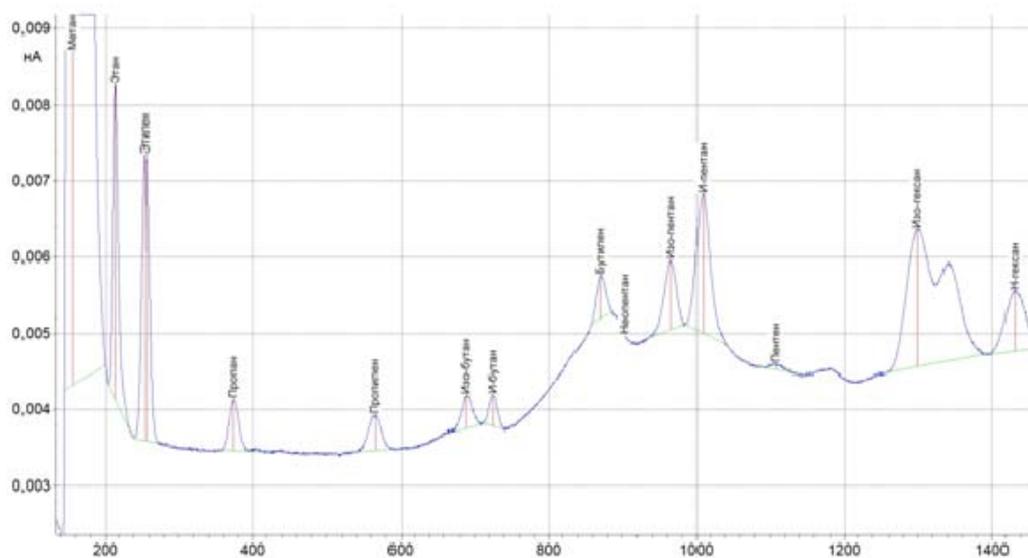


Рис 1. Пример хроматограммы концентраций УВ полученных в результате термо-вакуумной дегазации.

Применение подобной методики определения содержания УВ позволяет измерять содержания в широком диапазоне: метана – от 10^{-6} объемных % до 99 объемных %; для этана, этилена, пропана - от 10^{-6} об% до 10 об %; для пропилена, изобутана, н-бутана, бутилена, неопентана, изопентана, н-пентана, амилена – 10^{-4} об% до 10 об%; н-гексана – от 10^{-5} об% до 10 об%, а также определять неуглеводородные компоненты: азот, кислород, гелий, двуокись углерода.

В методе концентрирования подпочвенного воздуха на сорбенте с последующей его термодезаацией просто хроматографического анализа УВ уже недостаточно. Это связано как с низким уровнем концентрации УВ, так и с ограниченным временем выхода УВ компонент. Дело в том, что коэффициенты удержания многих индивидуальных УВ компонент бывают достаточно близки, а калибровочных смесей высокомолекулярных соединений не существует. Как следствие, методами хроматографического анализа выполнить их четкое разделение и идентификацию невозможно.

Поэтому при отборе проб на сорбент, идентификация УВ компонент может производиться только методами масс-спектрометрического анализа. При этом для различных групп УВ (гомологов метана, ароматических и высокомолекулярных УВ) используются как разные сорбенты, так и разные методики анализа.

Хроматограммы определения УВ C4-C7 и ароматических УВ приведены на рисунках 2-3.

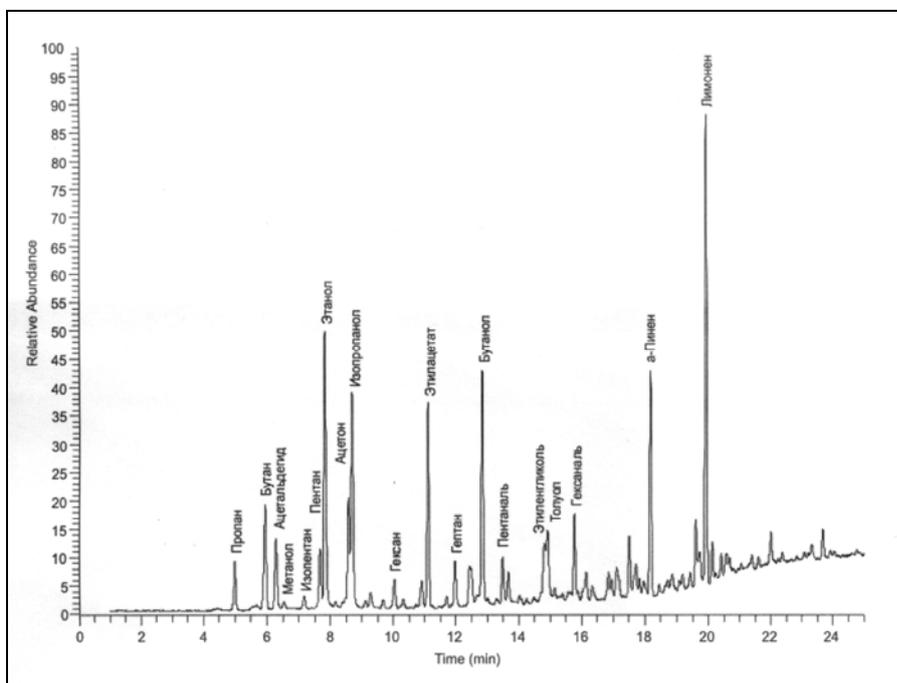


Рис 2. Пример идентификации УВ C4-C7 на хроматографе с масс-спектроскопическим детектором

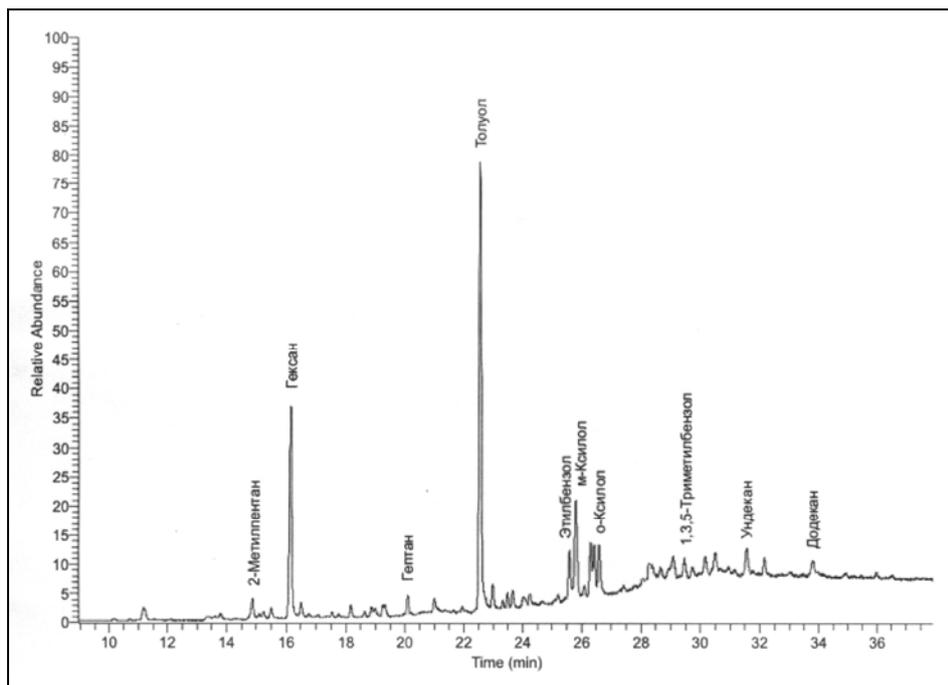


Рис 3. Пример идентификации УВ С6-С10 на хроматографе с масс-спектрометрическим детектором

Анализ проводился на хроматографе «Кристалл 5000» с масс-спектрометрическим детектором.

На основании изложенного материала можно сделать некоторые выводы, в отношении эффективности наиболее «популярных» методов поисков различного типа залежей УВ (газа, газоконденсата и нефти).

1. При поисках месторождений газа «рабочим диапазоном», в пределах которого целесообразно проводить исследования, является ряд УВ **С1-С4**.

Из всех известных видов геохимических исследований в данном случае оптимальной представляется съемка по шламу неглубоких скважин с применением термовакуумной дегазации проб, которая позволяет наиболее полно извлечь газ из межпорового пространства пород, частично выявить углеводороды, сорбированные на матрице пород, и водорастворенные формы УВ. Она позволяет уверенно диагностировать углеводороды в ряду С1-С6.

Методы, в которых производится предварительное концентрирование УВ (сорбционный метод) и методы экстрагирования УВ из породы неэффективны, поскольку в первых, в силу перечисленных выше особенностей, нет возможности определять легкие

углеводороды C1-C3, а во вторых - основными компонентами идентификации являются высокомолекулярные соединения (C7 и выше).

2. При поисках чисто газоконденсатных залежей геохимические исследования целесообразно проводить, взяв за основу УВ С4-С6.

Из приведенного выше обзора следует, что при поисках газоконденсатных залежей наиболее целесообразно использовать комбинированные методики поисков УВ: геохимическую съемку по шламу неглубоких скважин с определением УВ С4-С6, «добавляя» к ней в сложных условиях опоискования метод концентрирования УВ на сорбенте (обычно это «южные» районы РФ и ближнего зарубежья, где существует мощная зона окисления УВ в верхней части осадочного разреза). В этом случае будет некоторое «дублирование» определяемых УВ-компонент, а часть аномалий, выделенных по результатам выполнения этих двух видов съемки, пространственно не совпадет в силу того, что выявляются различные формы УВ.

3. При поисках залежей нефти геохимические исследования целесообразно проводить, основываясь на определении УВ С6 и выше.

Из приведенных выше данных, следует, что существует два эффективных варианта поисков залежей нефти: методом концентрирования УВ на сорбенте (с определением УВ в диапазоне С6 – С10) и методом экстракции УВ из породы (с определением УВ в диапазоне С7 – С40).

Необходимо отметить, что в природе не бывает чисто нефтяных или чисто газовых месторождений.

Обычно над газовыми залежами существует нефтяная оторочка, а над нефтяными залежами – газовая «шапка». Кроме того, многие месторождения являются многоярусными – сверху располагаются газовые залежи, ниже - газоконденсатные и нефтяные. Поэтому деление методик, на те, которые позволяют выявлять чисто газовые, газоконденсатные или нефтяные залежи – условно.

Нам представляется, что в целях поиска месторождений УВ целесообразно применять комплексную методику.

В зависимости от условий опоискования существует два варианта такой комплексной методики:

1. Комплексование геохимической съемки по шламу неглубоких скважин с применением термовакuumной дегазации и геохимической съемки методом экстракции УВ из породы.

Этот комплекс исследований позволяет выявлять УВ в диапазоне C1-C40.

Его целесообразно использовать в северных районах РФ - Западной и Восточной Сибири, Якутии и т.д., то есть там, где зона опробования представлена обводненными породами (наличие зоны вечной мерзлоты, заболоченной местности, болот, и т.д.), а также при геохимических исследованиях на шельфе. Обычно здесь в зоне опробования существуют восстановительные условия (обводненные сероцветные породы, почти всегда содержащие органику). Эти условия оптимальны для опробования. Здесь эпигенетические углеводороды, мигрировавшие от залежей нефти-газа, хорошо сохраняются. В частности, метан присутствует в количествах, достаточных для выполнения изотопного анализа (более 0,5 об. % для 80-90 процентов проб), что делает возможным его применение для определения природы УВ (эпигенетичные или сингенетичные УВ, «ложные» или «истинные» аномалии).

2. Комплексование геохимической съемки по шламу неглубоких скважин с применением термовакuumной дегазации и геохимической съемки методом концентрирования УВ на сорбентах.

Этот комплекс исследований позволяет выявлять УВ в диапазоне C1-C10.

Его целесообразно использовать в районах с засушливым климатом, таких как, Оренбургская, Волгоградская области РФ, Краснодарский край и др., то есть там, где в поверхностных отложениях существует мощная зона окисления УВ.

Приведем примеры использования такого комплексного подхода.

Пример 1. В 2002 году была выполнена геохимическая съемка в пределах южного купола Медвежьего месторождения. Целью работ была оценка перспектив нефтегазоносности поисковых объектов, выявленных сейсморазведочными работами в отложениях нижнего мела (ачимовская толща, неоком, **рисунок 4**). Поисковые объекты «перекрыты» сеноманской залежью газа и газонасыщенными отложениями нижнеберезовской подсвиты (сенон). Выполнялась геохимическая съемка по шламу неглубоких скважин с последующей термовакuumной дегазацией и по одному профилю были впервые выполнены опытно-методические исследования с концентрированием подпочвенного воздуха на сорбенте. Профиля геохимической съемки закладывались вкрест «простираения» поисковых объектов, с выходом за контуры сеноманской залежи газа.

По итогам работ были выделены два типа геохимических аномалий.

Аномальные поля первого типа характеризуются высоким содержанием легких УВ - метана, этана, пропана и бутана, а также повышенными значениями отношений

C3H8/C3H6, C4H10/C4H8 и i-C4H10/n-C4H10, по которым хорошо отбивается контур пласта ПК1 (сеноманская залежь) на восточном и западном флангах месторождения.

Аномальные поля второго типа располагаются над поисковыми объектами ачимовской толщи, неокома и нижнее-среднеюрского комплекса. В качестве примера на **рисунке 4** приведена карта распределения отношений концентраций пропана к пропилену. Уровни содержания УВ в поверхностных отложениях над указанными объектами гораздо выше, чем в целом над Медвежьем месторождением. Контрастности аномалий этого типа по различным УВ высокие: C2H4 – 80, C3H6 – 25, C4H10 – 125, C5H12 – 250 и т.д. Характерной особенностью аномалий этого типа является преобладание предельных УВ над непредельными их формами и достаточно низкие концентрации УВ C5, C6 и выше (**рисунок 5**). По данным геохимической съемки с использованием сорбентов – гомологи метана ограничены «сверху» пентаном и гексаном, а ароматические УВ практически отсутствуют.

Таким образом, по комплексу газогеохимических критериев аномалии над поисковыми объектами ачимовской толщи (пласты БН14, БН13) и неокома (шельфовые пласты БН11, БН10, БН8, БН7 и БН5) довольно четко отличаются от аномалий зафиксированных над областью развития залежей сеномана (пласт ПК1).

На основании контрастности выделенных аномалий и по степени совпадения их контура с расположением поисковых объектов была произведена разбраковка поисковых объектов по степени перспективности.

В качестве наиболее перспективных объектов были указаны ловушки пластов БН7, БН8 и БН11, расположенные в районе скв. 51, затем ловушки в районе скв. 50, а также ловушки пластов БН5 и БН10.

Менее перспективными были оценены ловушки поисковых объектов БН13 и БН14 (ачимовская толща).

Поисковые объекты Ю11 и Ю2 были оценены как малоперспективные.

В силу того, что над поисковыми объектами в поверхностных отложениях преобладают C2-C4, нормальные алканы ограничены «сверху» пентаном и гексаном, а ароматические УВ практически отсутствуют, был сделан вывод о том, что *продукт в перспективных объектах представлен газоконденсатом.*

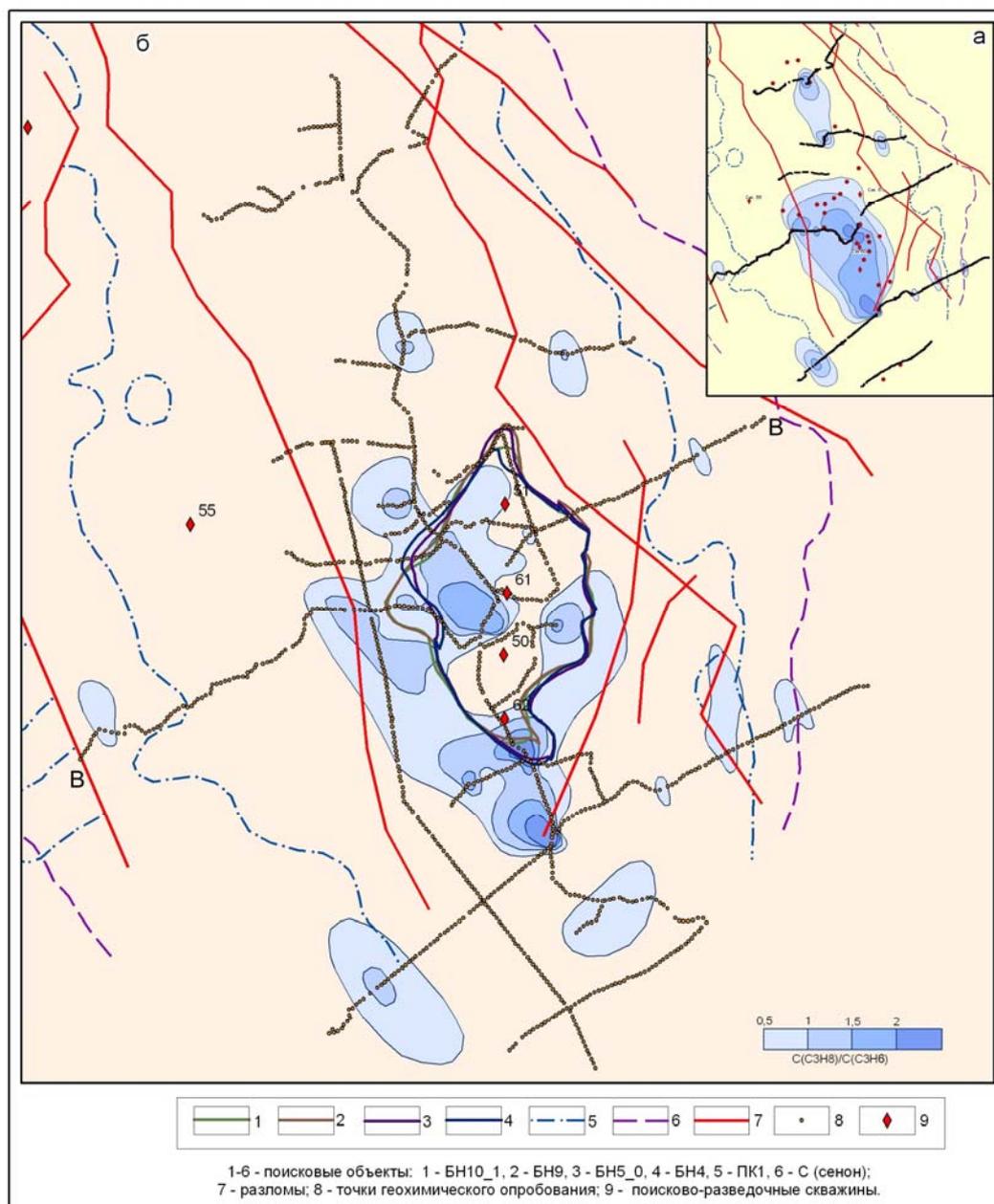


Рис 4. Распределение отношений концентраций пропана и пропилена: а) в масштабе месторождения; б) в масштабе поисковых объектов по данным геохимической съемки по шламу неглубоких скважин на площади Медвежьего ГКМ.

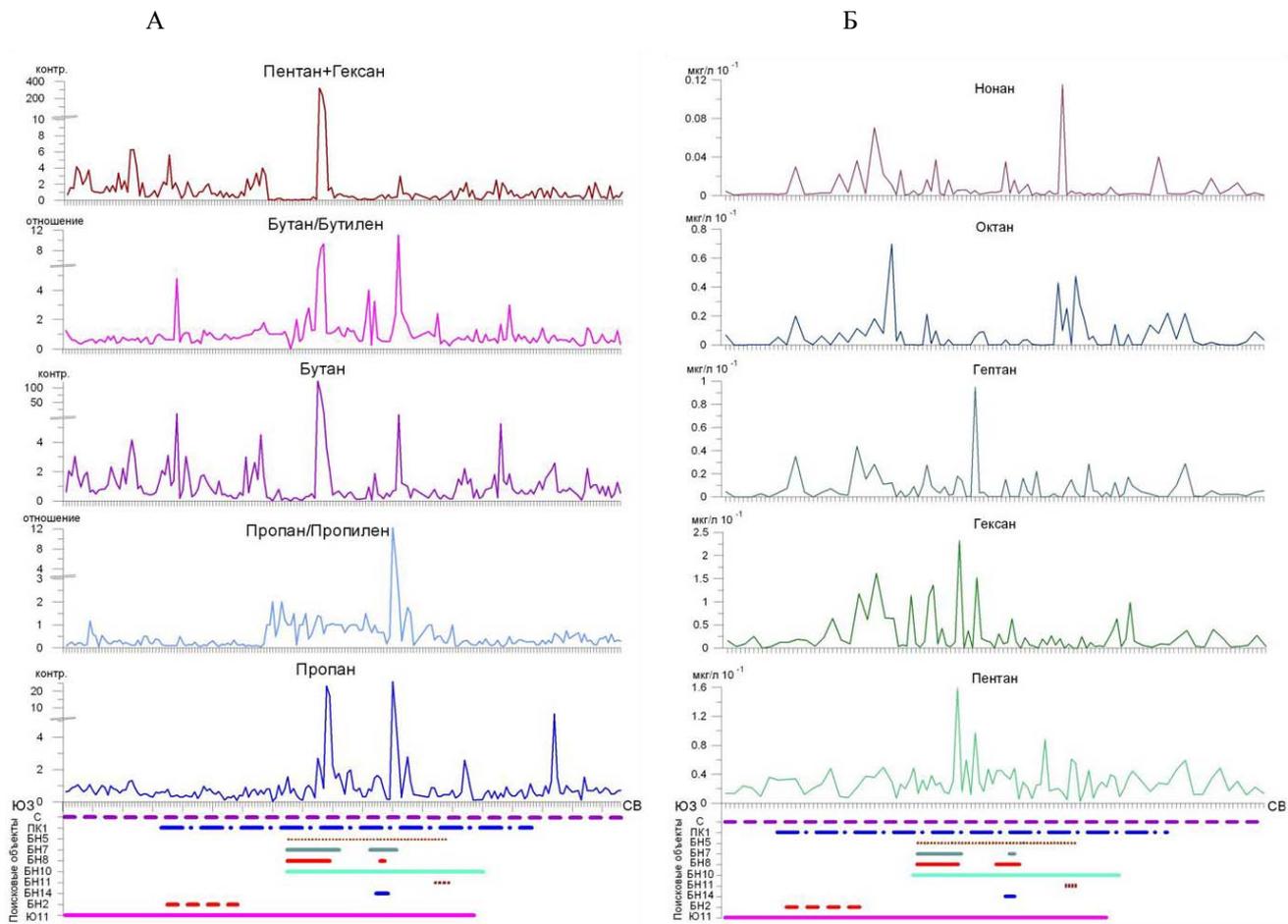


Рис 5. Распределение геохимических параметров по профилю ВВ Медвежьего НГКМ по данным съемки: А - по шламу неглубоких скважин; Б - сорбционным методом

В 2002-2007 гг. в сводовой части южного купола были пробурены поисково-оценочные скважины № 50, 51, 61 и 62. Выполненное сопоставление результатов и выводов по наземным геохимическим исследованиям, в частности оценки степени перспективности поисковых объектов и фазового состояния скоплений УВ, с результатами испытаний этих же объектов, свидетельствует о хорошем подтверждении прогноза, сделанного нами по материалам наземных работ, проведенных в 2002 году.

С 2002 года методика концентрирования почвенного воздуха на сорбенте использовалась нами при поисках месторождений УВ.

Этому способствовало и появление новой аппаратуры активно разрабатываемой в ЗАО СКБ "Хроматэк". Так, коллективом ЗАО СКБ "Хроматэк", была разработана аппаратура для отбора проб летучих органических соединений при помощи сорбционной



трубки с последующей термодесорбцией и газохроматографическим анализом на капиллярных колонках. Эта методика регламентируется **ГОСТ 16017-1-2007** (Воздух атмосферный, рабочей зоны и замкнутых помещений, часть 1, отбор проб методом прокачки). Аналогичная методика разработана для газохроматографического анализа с использованием МСД/ПИД (регламентируется **ГОСТ Р ИСО 16000-6-2007** «Определение летучих органических соединений в воздухе замкнутых помещений и испытательной камеры путем активного отбора проб на сорбент Tenax TA с последующей термической десорбцией и газохроматографическим анализом с использованием МСД/ПИД»).

В настоящее время мы используем аппаратуру ЗАО СКБ "Хроматэк" как для отбора проб почвенного воздуха с помощью сорбционных трубок, так и для анализа УВ накопленных на сорбенте.

Примерный перечень оборудования необходимого для выполнения описанного выше комплекса исследования представлен в **таблице 5**.

Таблица 5

Перечень оборудования необходимого для проведения комплексной геохимической съемки

1	Бурение скважин производится мотобуром на глубину 1,5 метра
	<p>Комплект для бурения скважин глубиной 1,5м. Мотобур Штиль ВТ-360: вес 28 кг, размер в упаковке 37х30х50 см Шнек: вес 14 кг, D 60 или 90мм, длина 90 см. Удлинитель штока к шнеку: вес 6, длина 50 см. Ручки к мотобуру: вес 10, размер в упаковке 70х61х15.</p>
2	С забоя скважины отбирается проба шлама для дальнейшей термо-вакуумной дегазации в полевой лаборатории и проба почвенного воздуха на сорбционную трубку.



2.1	Отбор проб шлама производится в герметично закрывающиеся стеклянные банки.																			
2.2	Отбор подпочвенного воздуха на сорбент производится с помощью зонда и аспиратора																			
	<p style="text-align: center;">Аспиратор «Хроматэк ПВ-2»</p> <p>Предназначен для использования сорбционных трубок внешним диаметром 6мм и 5мм.</p> <table border="1" data-bbox="748 450 1445 719"> <thead> <tr> <th colspan="2">Технические характеристики</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Количество каналов</td> <td>2</td> </tr> <tr> <td>Диапазон задания расхода, мл/мин</td> <td>от 20 до 200</td> </tr> <tr> <td>Диапазон задания времени отбора, мин:с</td> <td>от 00:00 до 99:59</td> </tr> <tr> <td>Перепад давления, преодолеваемый аспиратором, кПа, не менее</td> <td>20</td> </tr> <tr> <td>Пределы допускаемой основной приведенной погрешности измерения расхода, %</td> <td>±5</td> </tr> <tr> <td>Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерения времени, %</td> <td>±0,5</td> </tr> <tr> <td>Габаритные размеры (ширина x глубина x высота), мм, не более</td> <td>300x249x196</td> </tr> <tr> <td>Масса, кг, не более</td> <td>7</td> </tr> </tbody> </table> <p>Электрическое питание осуществляется от сети переменного тока (220 В, 50 Гц), бортовой сети автомобиля (12 В) или встроенного аккумулятора.</p>		Технические характеристики		Количество каналов	2	Диапазон задания расхода, мл/мин	от 20 до 200	Диапазон задания времени отбора, мин:с	от 00:00 до 99:59	Перепад давления, преодолеваемый аспиратором, кПа, не менее	20	Пределы допускаемой основной приведенной погрешности измерения расхода, %	±5	Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерения времени, %	±0,5	Габаритные размеры (ширина x глубина x высота), мм, не более	300x249x196	Масса, кг, не более	7
Технические характеристики																				
Количество каналов	2																			
Диапазон задания расхода, мл/мин	от 20 до 200																			
Диапазон задания времени отбора, мин:с	от 00:00 до 99:59																			
Перепад давления, преодолеваемый аспиратором, кПа, не менее	20																			
Пределы допускаемой основной приведенной погрешности измерения расхода, %	±5																			
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерения времени, %	±0,5																			
Габаритные размеры (ширина x глубина x высота), мм, не более	300x249x196																			
Масса, кг, не более	7																			
2.3	С помощью аспиратора подпочвенный воздух прокачивается через сорбционную трубку, где и накапливаются УВ *.																			
<p style="text-align: center;">Сорбционная трубка комбинированная (три типа сорбента)</p> 	<p>Предназначена для ТДС-1 (2-х стадийного) Внешний диаметр 6 мм. Длина 115 мм. Производство ЗАО СКБ «Хроматэк».</p>																			
	<p>Контейнер для транспортировки сорбционных трубок Производство ЗАО СКБ «Хроматэк».</p>																			
3.	В полевой лаборатории с помощью термостата (3.1) проба шлама нагревается, создается вакуум (3.2) и через дегазатор проба газа перегоняется в барбатер (3.3)																			
<p>3.1 Термостат(водяная баня) TW – 2.02</p> 	<p>3.2 Вакуумный насос GL 2Z-12</p> 	<p>3.3 Барбатер на 150 мл</p> 																		



4	Сорбционные трубки и барбатеры транспортируются в стационарную лабораторию ЗАО «НПЦ Геохимия» в г. Москва																								
4.1	Из сорбционных трубок производится термодесорбция с помощью двухстадийного термодессорбера *.																								
	<p>10 методов анализа</p> <p>Простое подключение ТДС к хроматографу</p> <p>Проверка герметичности трубки перед десорбцией</p> <p>Инертные газовые линии, покрытые Silcosteel®</p> <p>Обогреваемые газовые магистрали</p> <p>Высокая скорость нагрева ловушки (до 1000°С/мин)</p> <p>Охлаждение ловушки элементами Пелтье</p> <p>Десорбция с ловушки осуществляется в обратном направлении, чем при сорбции</p> <p>Кондиционирование трубки во время анализа отдельным газом</p> <p>Автоматическое управление расходами газов</p>																								
<table border="0"> <tr> <td colspan="2">Сорбционные трубки</td> </tr> <tr> <td>Длина</td> <td>115 мм</td> </tr> <tr> <td>Внешний диаметр</td> <td>6 мм</td> </tr> <tr> <td colspan="2">Аналитические характеристики</td> </tr> <tr> <td>Температура сорбционной трубки</td> <td>От 40 до 400 °С</td> </tr> <tr> <td>Температура ловушки (нижняя)</td> <td>От -20 до 35 °С</td> </tr> <tr> <td>Температура ловушки (верхняя)</td> <td>От 35 до 350 °С</td> </tr> <tr> <td>Скорость нагрева ловушки</td> <td>До 1000 °С/мин</td> </tr> <tr> <td>Температура крана</td> <td>От 40 до 220 °С</td> </tr> <tr> <td>Температура переходной линии</td> <td>От 40 до 250 °С</td> </tr> <tr> <td>Расход инертного газа</td> <td>От 0 до 200 мл/мин</td> </tr> <tr> <td>СКО результатов анализа (площадь пика)</td> <td>Не более 2%</td> </tr> </table>		Сорбционные трубки		Длина	115 мм	Внешний диаметр	6 мм	Аналитические характеристики		Температура сорбционной трубки	От 40 до 400 °С	Температура ловушки (нижняя)	От -20 до 35 °С	Температура ловушки (верхняя)	От 35 до 350 °С	Скорость нагрева ловушки	До 1000 °С/мин	Температура крана	От 40 до 220 °С	Температура переходной линии	От 40 до 250 °С	Расход инертного газа	От 0 до 200 мл/мин	СКО результатов анализа (площадь пика)	Не более 2%
Сорбционные трубки																									
Длина	115 мм																								
Внешний диаметр	6 мм																								
Аналитические характеристики																									
Температура сорбционной трубки	От 40 до 400 °С																								
Температура ловушки (нижняя)	От -20 до 35 °С																								
Температура ловушки (верхняя)	От 35 до 350 °С																								
Скорость нагрева ловушки	До 1000 °С/мин																								
Температура крана	От 40 до 220 °С																								
Температура переходной линии	От 40 до 250 °С																								
Расход инертного газа	От 0 до 200 мл/мин																								
СКО результатов анализа (площадь пика)	Не более 2%																								
4.2	Анализ УВ выполняется на хроматографах «Кристалл 5000» и «Цвет-Аналитик», в соответствии с существующими ГОСТ и методическими указаниями **																								

* - на всех стадиях работ (полевые работы: аспираторы, сорбенты и т.д., лабораторные работы: двухстадийный термодессорбер, хроматографы и т.д.) используется заводское оборудование, специально разработанное для данных видов исследования ЗАО СКБ «Хроматэк» и ООО ТД «Цвет». Мы не применяем опытные образцы оборудования или самостоятельно приготовленные сорбционные трубки с сорбентами отечественного производства.

** - анализ УВ производится по известным и аттестованным методикам в соответствии с существующим ГОСТ. Мы не используем не аттестованные методики анализа.

Преимущества от использования вышеприведенного оборудования следующие:

1. Аспиратор.

Специально разработан и предназначен для использования сорбционных трубок диаметрами 5 и 6 мм. Расход воздуха регулируется в диапазоне регламентируемой существующей методикой «Отбор проб воздуха при помощи сорбционных трубок с последующей термодесорбцией и хроматографическим анализом с использованием МСД/ПИД».

2. Сорбционные трубки.

Поскольку единого универсального сорбента способного сорбировать УВ в необходимом нам диапазоне нет (от легко летучих УВ, до циклических и ароматических УВ), то используются комбинированные сорбционные трубки, заполненные сорбентом трех типов.

Для хранения и транспортировки каждая сорбционная трубка помещается в герметически закрывающийся контейнер.

2. Двухстадийный термодесорбер.

Двухстадийный термодесорбер предназначен для проведения анализа летучих компонентов в воздухе.

Этот метод имеет преимущество перед обычной термодесорбцией, поскольку при проведении двухстадийной термодесорбции компоненты, извлеченные из сорбционной трубки, предварительно фокусируются в ловушке, заполненной сорбентом, и после этого узкой зоной направляются в хроматографическую колонку (рисунок 1). Для улавливания самых летучих компонентов ловушка охлаждается элементами Пельтье до $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$. После этого ловушка быстро нагревается и анализируемые компоненты узкой зоной направляются в хроматографическую колонку.



Рис 1. Принцип работы двухстадийного термодесорбера

Таким образом, обеспечивается значительно лучшая чувствительность и эффективность разделения компонентов

Ловушка термодессорбера заполнена многокомпонентным сорбентом (Tenax GR/Carbopack B/Carbosieve S III).

4. Хроматограф «Кристалл 5000»

Используется капиллярная колонка TR-1ms, 60m*0.32mm*1.0µm.

Хроматограф используется с двухстадийным термодессорбером.

В результате использования данной методики возможна идентификация (анализ) более 160 соединений.

Из них около 100 соединений никакого отношения к поискам залежей УВ не имеют.

Около 60 соединений могут выступать в качестве признаков нефтегазоносности.

Из них наиболее информативными критериями являются:

1. Алканы нормального ряда (9 соединений, синий цвет в табл.).
2. Изоалканы (16 соединений, но наиболее информативны – 7, красный цвет в табл.).
3. Циклические УВ (4 соединения, синий цвет в табл.).
4. Ароматические УВ (наиболее информативны 4 соединения, синий цвет в табл., красным цветом показаны соединения, которые так же можно использовать).

Примерный перечень определяемых соединений представлен в **таблице 6**.

5. Хроматограф «Цвет-Аналитик»

*В результате термо-вакуумной дегазации проб шлама определяются углеводородные и не углеводородные соединения, приведенные в **таблице 7**.*

Анализируется 23 соединения.

Из них 13 соединений могут выступать в качестве признаков нефтегазоносности.

Наиболее информативными критериями являются:

1. Алканы нормального ряда (5 соединений).
2. Изоалканы (7 соединений).



Типичные анализируемые углеводородные соединения
(хроматограф «Кристалл 5000» с 2-х стадийным ТДС-1, анализ УВ С4-С12)

Алифатические УВ	
1	2-Метилбутан
2	2-Метилпентан
3	3-Метилпентан
4	2,4-диметилпентан
5	2-Метилгексан
6	3-Метилгексан
7	2,3-Диметилгексан
8	2,4- Диметилгексан
9	2-Метилгептан
10	3-Метилгептан
11	2-Метилоктан
12	3-Метилоктан
13	2-Метилнонан
14	3,5-Диметилоктан
15	4-Метилдекан
16	Изодедекан
17	н-Бутан (4)
18	н-Пентан (5)
19	н-Гексан (6)
20	н-Гептан (7)
21	н-Октан (8)
22	н-Нонан (9)
23	н-Декаан (10)
24	н-Ундекан (11)
25	н-Додекан (12)
26	2,4,6-Триметилоктан
27	н-Тридекан (13)
28	н-Тетрадекан (14)
29	н-Пентадекан (15)
30	2,2,4,6,6-Пентаметилгептан
31	1-Декен
32	1-Октен

Циклоалканы	
1	Циклопентан (5)
2	Метилциклопентан
3	Циклогексан (6)

Ароматические УВ	
1	1,2,3-Триметибензол
2	1,2,4,5-Тетраметилбанзол
3	1,2,3-Триметибенаол
4	1,3,5-Триметибенаол
5	1,3 -Диизопропилбензол
6	1,4 -Диизопропилбензол
7	1-Метил-2-пропилбензол
8	1-Метил-3-пропилбензол
9	1-Пропенилбензол
10	2-Этилтолуол
11	3- Этилтолуол/4-этилтолуол
12	2-Фенилоктан
13	4-Фенилциклогексен
14	5-Фенилдекан
15	5-Фенилундекан
16	Бензол (6)
17	Этилбензол
18	Изопропилбензол
19	м-Метилстирол
20	м,п-Ксилол (9)
21	Нафталин
22	н-Бутилбензол
23	н- Пропилбензол
24	о-Метилстирол
25	о-Ксилол (8)
26	Стирол
27	Т олуол (7)

Группы соединений	
	Терпены (9)
	Спирты (13)
	Альдегиды (18)
	Кетоны (12)
	Кислоты (10)
	Эфиры (16)



4	Метилциклогексан
5	1,4-Диметилциклогексан
6	1-Метил-4-метилэтилциклогексан

	Другие (12)

Таблица 7

Типичные анализируемые соединения (хроматограф Цвет-Аналитик, анализ летучих органических соединений и не углеводородных газов)

Нормальные алканы	
1	Метан
2	Этан
3	Пропан
4	н-Бутан
5	н-Пентан
6	н-Гексан
Непредельные УВ	
1	Этилен
2	Пропилен
3	Изобутилен и Бутен
4	3-метилбутен
5	2-Метилбутен

Изоалканы	
1	i-Бутан
2	Тетраметилметан
3	2,2-диметилпропан
4	2-метилбутан
5	2,2-диметилбутан
6	2,3-диметилбутан и 2-Метилпентан
7	3-Метилпентан
Не углеводородные газы	
1	Азот
2	Кислород
3	Водород
4	Гелий
5	Углекислота

Пример 2. На рис. 6-7 показаны результаты комплексных геохимических исследований, проведенных в 2007 г на Куудиновско-Романовской лицензионной площади Волгоградской области. По данным сейсморазведочных работ здесь закартирован ряд поисковых объектов в отложениях верхнего девона – нижнего карбона. Кроме того, в пределах изученной территории имеются уже известные месторождения нефти, которые были использованы в качестве объектов для сравнения.

В результате проведенных работ были выделены нефтегазоперспективные участки. Выявленные участки повышенных концентраций УВ имеют небольшие размеры (0,38-3,75 км) и в плане образуют три протяженные зоны, ориентированные в субмеридиональном направлении – с юга на север.

А) западная субмеридиональная зона, выделяется преимущественно по УВ С2-С6. Рассматриваемая зона приурочена к относительно приподнятой части горизонта D2vb. С востока она ограничена глубинными разломами первого порядка.

Б) центральная геохимическая зона, состоящая из отдельных дискретных, но в то же время высокоперспективных участков. К этой зоне приурочены известные месторождения нефти. Здесь отмечается более тяжелый состав УВ. Присутствуют нормальные алканы до С8 и ароматические УВ. С запада и востока рассматриваемый ряд участков повышенных концентраций ограничивается глубинными разломами первого порядка. Кроме того, и сами участки повышенных содержаний пересекаются глубинными разломами.

В) восточная зона характеризуется малоконтрастными аномалиями различных УВ, в том числе и высокомолекулярных. С запада этот ряд участков повышенных концентраций УВ ограничивается глубинным разломом первого порядка.

Представляется, что рассмотренные участки повышенных концентраций УВ, скорее всего, могут быть связаны с поисковыми объектами (как продуктивными, так и непродуктивными), выявленными в отложениях терригенного девона, а также с рифогенными образованиями среднего девона - нижнего карбона.

Обобщение и сопоставление результатов двух видов геохимических съемок показало, что применение двух методов исследования, использующих различную среду опробования, значительно повышает достоверность результатов. Выполненный комплекс геохимических исследований подтвердил свою работоспособность в условиях довольно сложного геологического строения, которым отличается площадь работ, характеризующаяся специфическими особенностями геохимические поля рассеянных УВ в разрезе осадочных пород, и позволил:

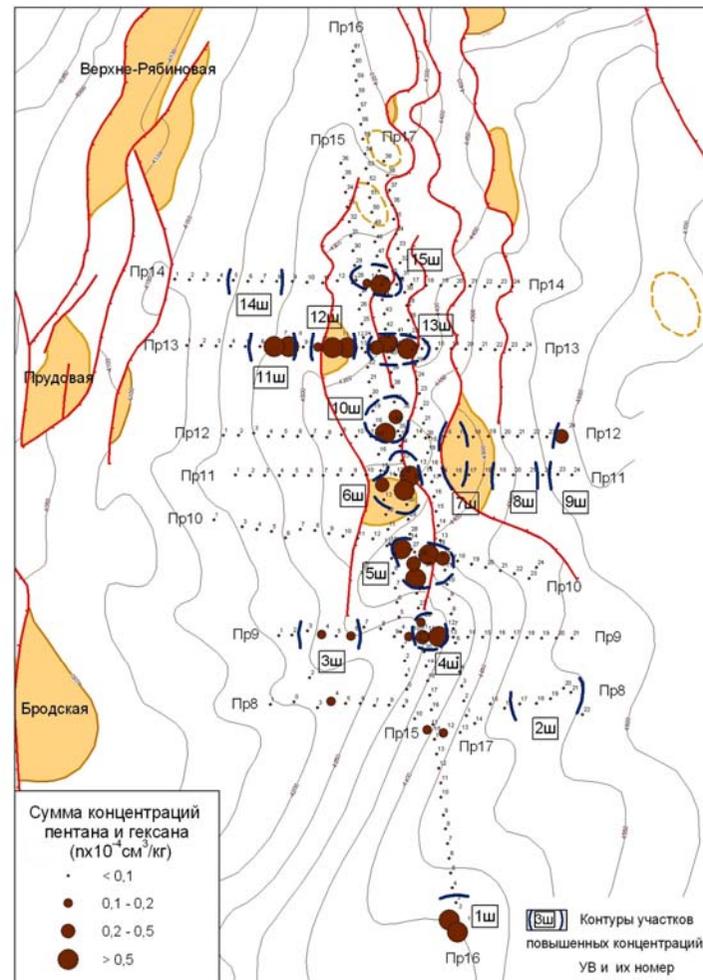
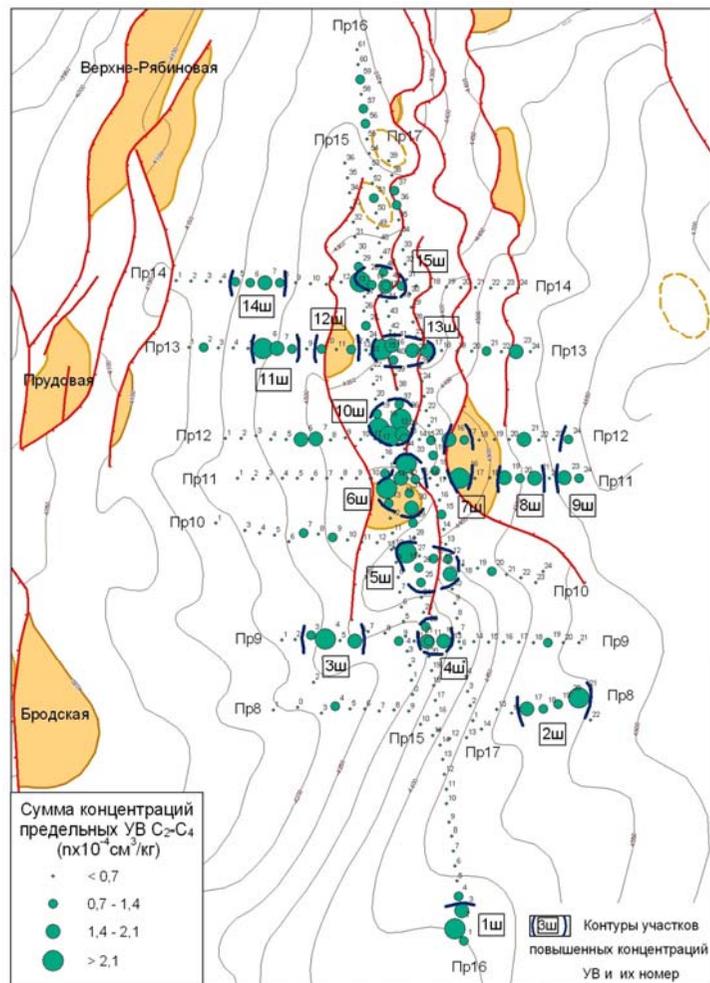


Рис. 6. Распределение УВ-компонентов по данным опробования шлама неглубоких скважин на Кудиновско-Романовском лицензионном участке Волгоградской области

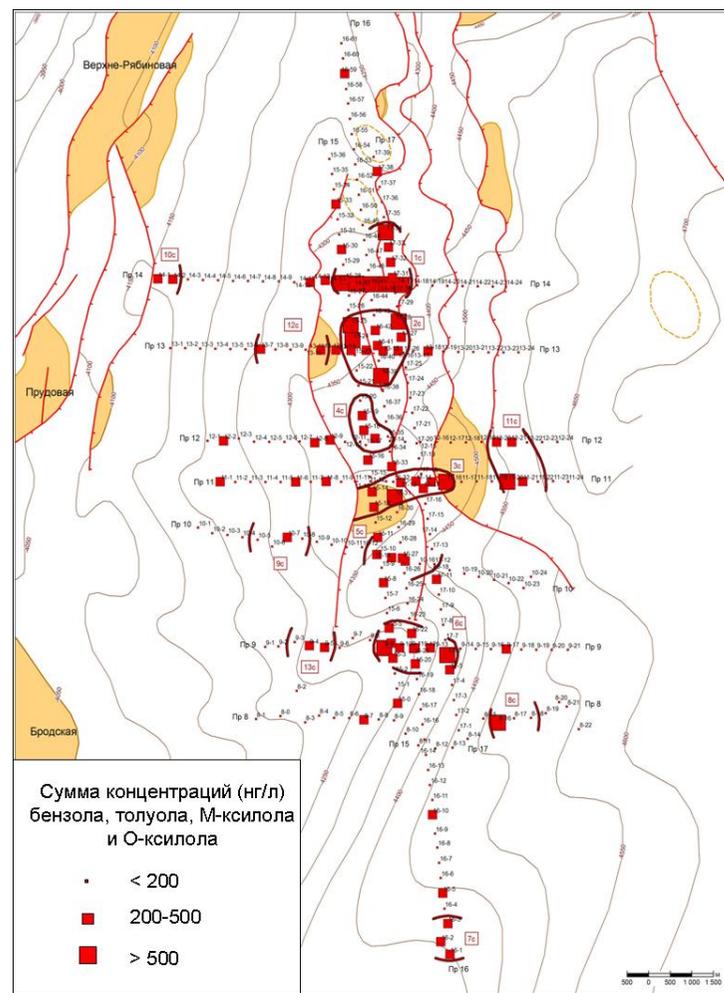
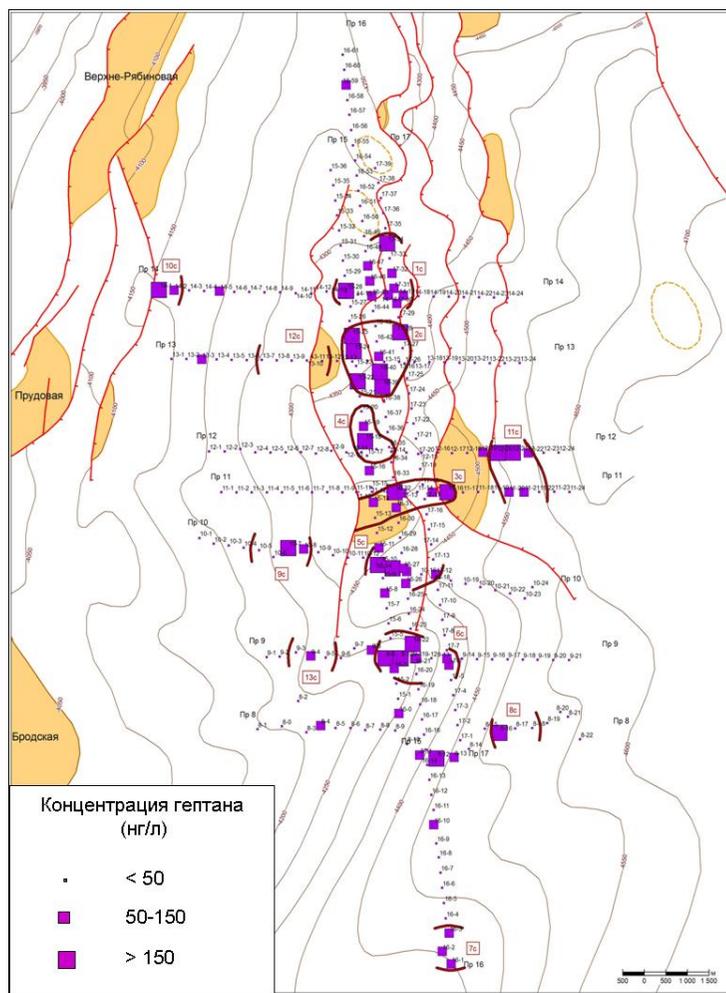


Рис. 7. Распределение УВ-компонентов по данным геохимического опробования сорбционным методом на Кудиновско-Романовском лицензионном участке Волгоградской области

- выявить различными видами геохимических съемок участки повышенных концентраций УВ, по размеру совпадающие с возможными поисковыми объектами и оценить их перспективность;

- определить нефтегазоперспективность структур осадочного чехла, выявленных в пределах лицензионных участков сейсморазведочными работами;

- сделать прогноз фазового состояния УВ в ловушках;

- получить дополнительную информацию для комплексной интерпретации геолого-геофизической и геохимической информации рассматриваемых участков.

1. Миротворский М.Ю., Бондарев В.Л., Гудзенко В.Т., Зверева В.Б. «Отчет по договору № 04V0459 на проведение геохимических исследований в пределах Кудиновско-Романовской приподнятой зоны». ОАО «НПЦ Геохимия», М., 2004г.

2. Куклинский А.Я. «Выделение перспективных зон нефтегазонакопления в пределах западного борта Уметовско-Линевской депрессии». Сборник научных трудов ИГИРГИ, М., 1987г.

3. ГОСТ Р ИСО 16017-1-2007 «Воздух атмосферный, рабочей зоны и замкнутых помещений. Отбор проб летучих органических соединений при помощи сорбционной трубки с последующей термодесорбцией и газохроматографическим анализом на капиллярных колонках. Часть 1. Отбор методом прокачки». Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии. М., 2007г.

4. ГОСТ Р ИСО 16000-6-2007 «Воздух замкнутых помещений. Часть 6. Определение летучих органических соединений в воздухе замкнутых помещений и испытательной камеры путем активного отбора проб на сорбент Терах ТА с последующей термической десорбцией и газохроматографическим анализом с использованием МСД/ПИД». М., 2007г.