

*Геохимические методы поисков
месторождений углеводородов*

ЗАО «НПЦ Геохимия»

2012 г

Модель опосредования.

Геохимические методы поисков месторождений нефти и газа основываются на факте существования непрерывного процесса массопереноса углеводородов от глубинных углеводородных скоплений, в результате чего, на всех уровнях геологического разреза - непосредственно над залежами, в породах, перекрывающих залежи, в нижней и верхней геохимических зонах - формируются аномальные концентрационные поля углеводородов.

Миграция углеводородов.

Миграция углеводородов (в основном, газообразных, в меньшей степени, в парообразном и жидком состояниях) от залежей происходит, по данным большинства исследователей, двумя способами - посредством диффузии и фильтрации.

Компонентный состав залежей УВ разного типа.

Газ	Газоконденсат	Нефть
Метан и его гомологи – до С ₄ . В малых количествах присутствуют более тяжелые УВ. Непредельные УВ отсутствуют.	УВ С ₄ -С ₆ : нормальные алканы (n-бутан, n-пентан, n-гексан) и их изомерные формы (2-метилбутан, 2-метилпентан, 3-метилпентан, 2,4-диметилпентан, и т.д.). Циклические УВ присутствуют в малых количествах. Непредельные УВ отсутствуют.	Нормальные алканы С ₆ и выше (гексан, гептан, октан, nonан, декан и т.д.), присутствуют циклические (циклопентан, метилциклопентан, циклогексан, диметилциклопентан, метилциклогексан и т.д.), ароматические УВ (бензол, толуол, о-ксилол и т.д.) и высокомолекулярные соединения.

Вывод.

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



Признаки нефтегазоносности. Газогеохимическая съемка может проводиться с использованием прямых и косвенных признаков нефтегазоносности.



Формы нахождения углеводородов в поверхностных отложениях. Полная концентрация УВ в породе равна сумме их содержаний в открытых и замкнутых порах. Газ открытых пор легко извлекается из породы – непосредственно в полевых условиях или различными методами дегазации. Газ замкнутых пор извлекается из породы при ее механическом или химическом разрушении.



Методы извлечения УВ из породы.

Из многообразия форм нахождения УВ в породе следует, что извлечь все УВ из среды опробования (породы), а потом их проанализировать каким-либо одним методом невозможно. Выход и состав определяемых УВ зависит от методики геохимических исследований.

Уровни опробования.

«Земля»
(Поверхностная геохимическая съемка)

- Геохимическая оценка выявленных сейсмическими методами нефтегазоносных ловушек.
- Выявление наиболее перспективных участков на поисковых площадях

«Скважина»
(Геохимический каротаж)

- Оценка газонасыщенности разреза
- Выбор интервалов для испытания

Прямые методы поисков.

К прямым методам поисков месторождений нефти-газа относится поверхностная геохимическая съемка по:

- - почвам, илам, грунтам и горным породам, выходящим на поверхность;
- - свободному газу поверхностных отложений;
- - керну (шламу) неглубоких скважин;
- - поверхностным водотокам;
- - грунтовым водам;
- - снежному покрову;
- - листве и хвое деревьев и кустарников;
- - травянистой растительности;
- - битумоидам поверхностных отложений.



Информативные методы поверхностной геохимической съемки.

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

Определяемые содержания УВ зависят:

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

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

В данном обзоре мы не рассматриваем такие «экзотические» виды исследований, как съемка по травянистой растительности, листве и хвое деревьев и кустарников. Не рассматривается также съемка по снежному покрову, в силу ее малой информативности и съемка по поверхностным водотокам в силу дискретности ее сети опробования.

В практике нефтегазопоисковых работ наиболее достоверными и информативными считаются съемки:

- 1. По керну (шламу) неглубоких скважин с последующей термо-вакуумной дегазацией.**
- 2. По керну (шламу) неглубоких скважин с последующей «вытяжкой» УВ методами пиролиза или экстракции.**
- 3. Методом концентрирования УВ на сорбенте.**



Методика полевых работ при проведении геохимической съемки по шламу неглубоких скважин



Бурение скважин производится мотобуром на глубину 0,5-1,5 метра.
С забоя скважины в герметически закрывающуюся емкость отбирается проба шлама.



В полевой лаборатории с помощью термостата (термостат - водяная баня TW – 2.02) проба шлама нагревается, создается вакуум (вакуумный насос GL 2Z-12) и через дегазатор проба газа перегоняется в барботер.



Барботер на 150 мл
Предназначен для отбора проб свободного газа.

Пробы газа транспортируются в стационарную лабораторию ЗАО «НПЦ Геохимия» в г. Москва



Типичные анализируемые соединения

В результате хроматографического анализа определяются углеводородные и неуглеводородные соединения.

Анализируется 23 соединения.

Из них 12 соединений могут выступать в качестве признаков нефтегазоносности.

Нормальные алканы

- 1 метан
- 2 этан
- 3 пропан
- 4 н-бутан
- 5 н-пентан
- 6 н-гексан

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

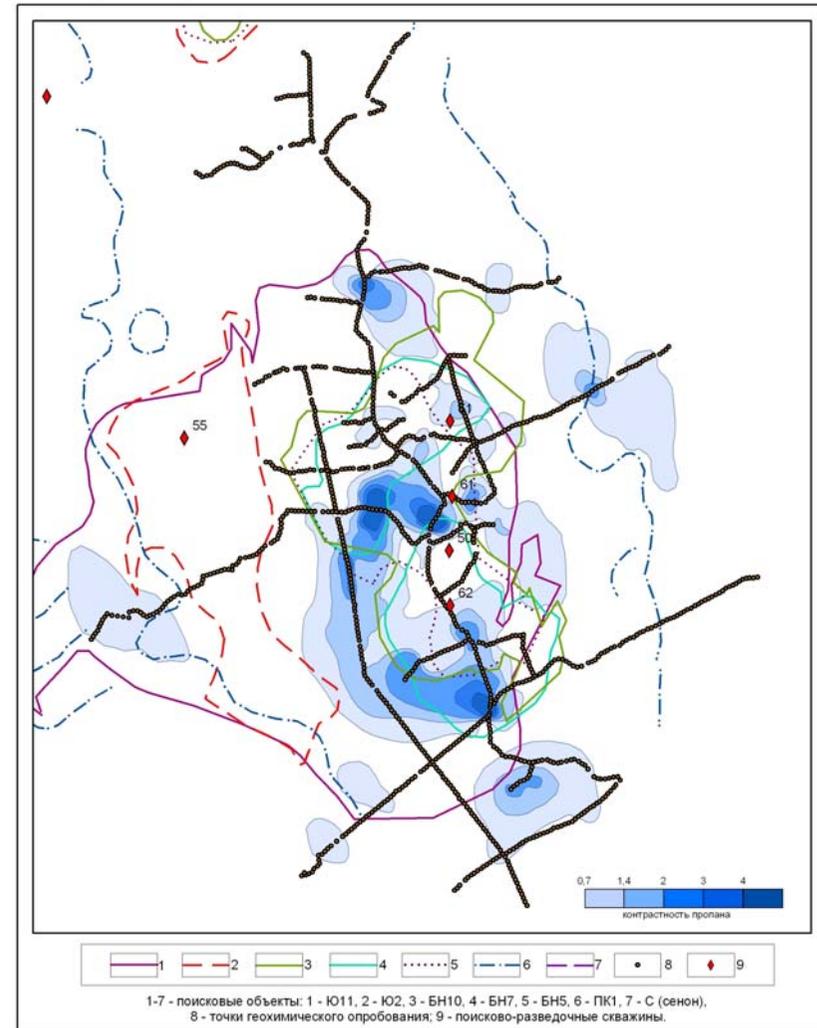
Непредельные УВ

- 1 этилен
- 2 пропилен
- 3 изобутилен и бутен
- 4 3-метилбутен
- 5 2-метилбутен

Неуглеводородные газы

- 1 азот
- 2 кислород
- 3 водород
- 4 гелий
- 5 углекислота

Результаты поверхностной геохимической съемки по шламу неглубоких скважин на площади Медвежьего ГКМ



Нефтегазоперспективность поисковых объектов

БН4, БН5, БН7, БН8, БН9, БН10	– высокоперспективные (6 объектов)
БН11, БН14	– среднеперспективные (2 объекта)
БН12, БН13, Ю2, Ю11	– неперспективные (4 объекта)

Методика лабораторных работ



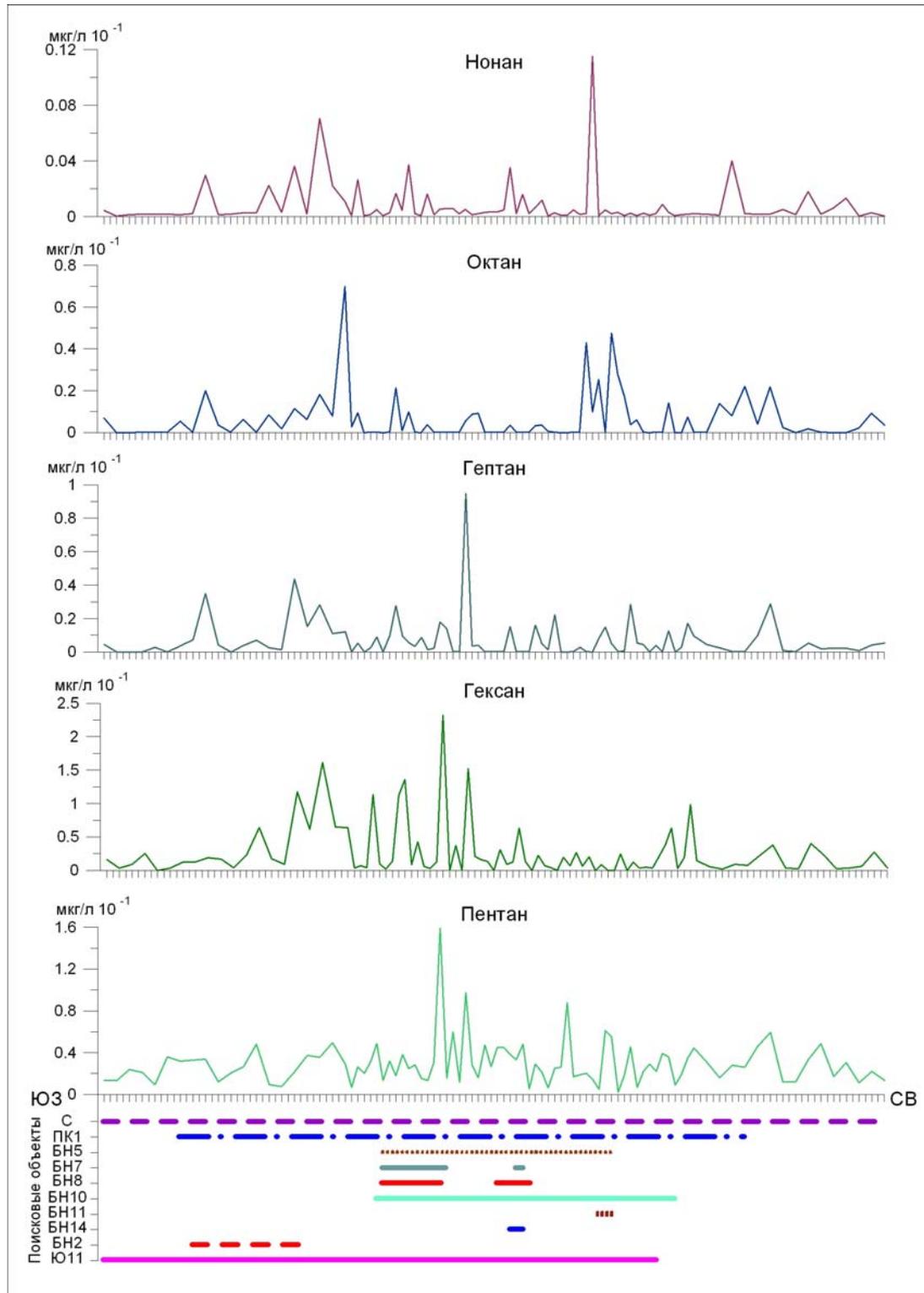
- Для ввода пробы в хроматограф используется двухстадийный термодесорбер.
 - Двухстадийный термодесорбер предназначен для проведения анализа летучих компонентов в воздухе.
 - Метод имеет преимущество перед обычной термодесорбцией, поскольку при проведении двухстадийной термодесорбции компоненты, извлеченные из сорбционной трубки, предварительно фокусируются в ловушке, заполненной сорбентом, и после этого узкой зоной направляются в хроматографическую колонку. Таким образом, обеспечивается значительно лучшая чувствительность и эффективность разделения компонентов.
 - Ловушка термодесорбера заполнена многокомпонентным сорбентом (Tenax GR/Carborack B/Carbosieve S III).
-
- Используется хроматограф с капиллярной колонкой TR-1ms, 60m*0.32mm*1.0µm.
 - 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.

Типичные анализируемые соединения

Алканы	Изоалканы	Циклоалканы	Ароматические УВ	Группы соединений
н-бутан (4)	2-метилбутан	циклопентан (5)	бензол (6)	Терпены (9)
н-пентан (5)	2-метилпентан	метилциклопентан	толуол (7)	Спирты (13)
н-гексан (6)	3-метилпентан	циклогексан (6)	о-ксилол (8)	Альдегиды (18)
н-гептан (7)	2,4-диметилпентан	метилциклогексан	м,п-ксилол (9)	Кетоны (12)
н-октан (8)	2-метилгексан	1,4-диметилциклогексан	этилбензол	Кислоты (10)
н-нонан (9)	3-метилгексан	1-метил-4-метилэтилциклогексан	н-бутилбензол	Эфиры (16)
н-декан (10)	2,3-диметилгексан		1,2,3-триметибензол	Другие (12)
н-ундекан (11)	2,4-диметилгексан		1,2,4,5-тетраметилбанзол	
н-додекан (12)	2-метилгептан		1,2,3-триметибенаол	
н-тридекан (13)	3-метилгептан		1,3,5-триметибенаол	
н-тетрадекан (14)	2-метилоктан		1,3 -диизопропилбензол	
н-пентадекан (15)	3-метилоктан		1,4 -диизопропилбензол	
	2-метилнонан		1-метил-2-пропилбензол	
	3,5-диметилоктан		1-метил-3-пропилбензол	
	4-метилдекан		1-пропенилбензол	
	изододекан		2-этилтолуол	
	2,4,6-триметилоктан		3- этилтолуол/4-этилтолуол	
			2-фенилоктан	
			4-фенилциклогексен	
			5-фенилдекан	
			5-фенилундекан	
			изопропилбензол	
			м-метилстирол	
			нафталин	
			н-пропилбензол	
			о-метилстирол	



Результаты поверхностной геохимической съемки
методом концентрирования УВ на сорбенте на площади
Медвежьего ГКМ



Ограничения методов поверхностной геохимической съемки. Все приведенные методы имеют свои ограничения. Так, например, при *хроматографическом анализе УВ, извлекаемых 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.

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.

В методе концентрирования подпочвенного воздуха на сорбенте с последующей его термодесорбцией, 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 практически не «задерживаются», а на хроматограммах они выходят единым «пиком», вместе с метаном. Например, в методике GORE-SORBENT углеводороды из группы нормальных алканов определяются в интервале от $C4$ (бутан) – до $C18$ (октадекан), а ароматические УВ - до нафталина ($C10$)

включительно. Кроме этого, в методе концентрирования подпочвенного воздуха на сорбенте с последующей его термодесорбцией просто хроматографического анализа 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.

Вывод. Для увеличения информативности и достоверности геохимических исследований целесообразно применять комплексную методику.

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

1. Комплексирование геохимической съемки по шлему неглубоких скважин с применением термовакuumной дегазации и геохимической съемки методом экстракции или пиролиза 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, повышенной влажности, болот, и т.д.), а также при геохимических исследованиях на шельфе.

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

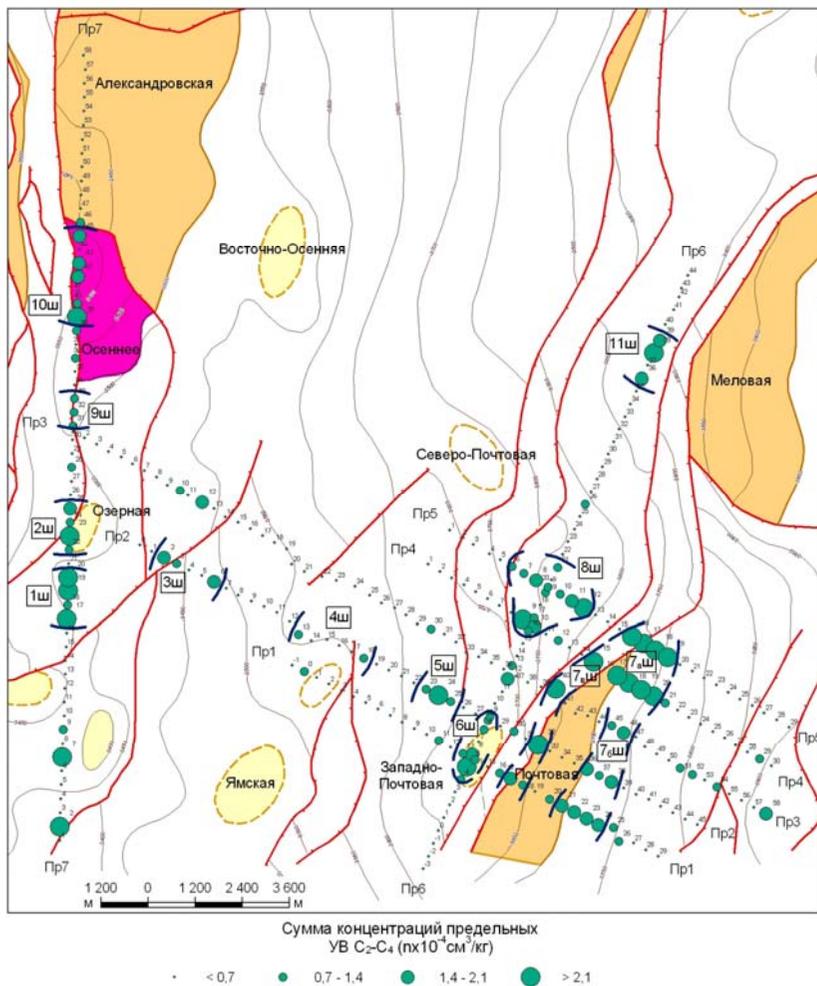
Этот комплекс исследований позволяет выявлять УВ в диапазоне C1-C10.

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.

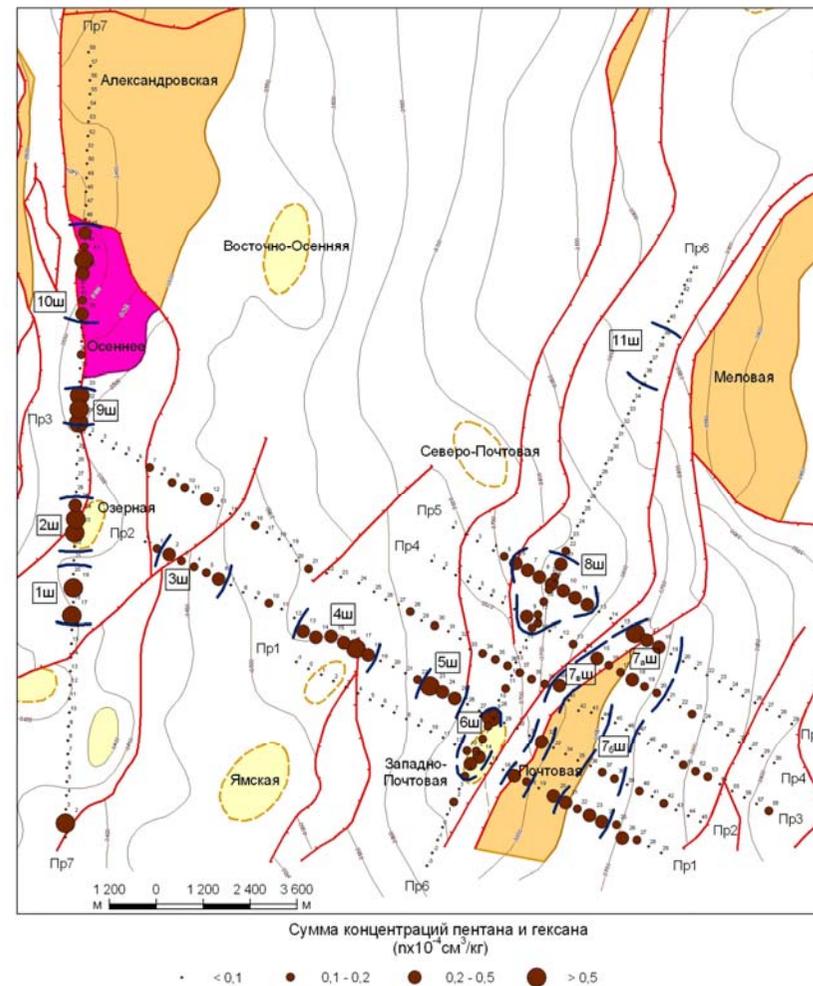




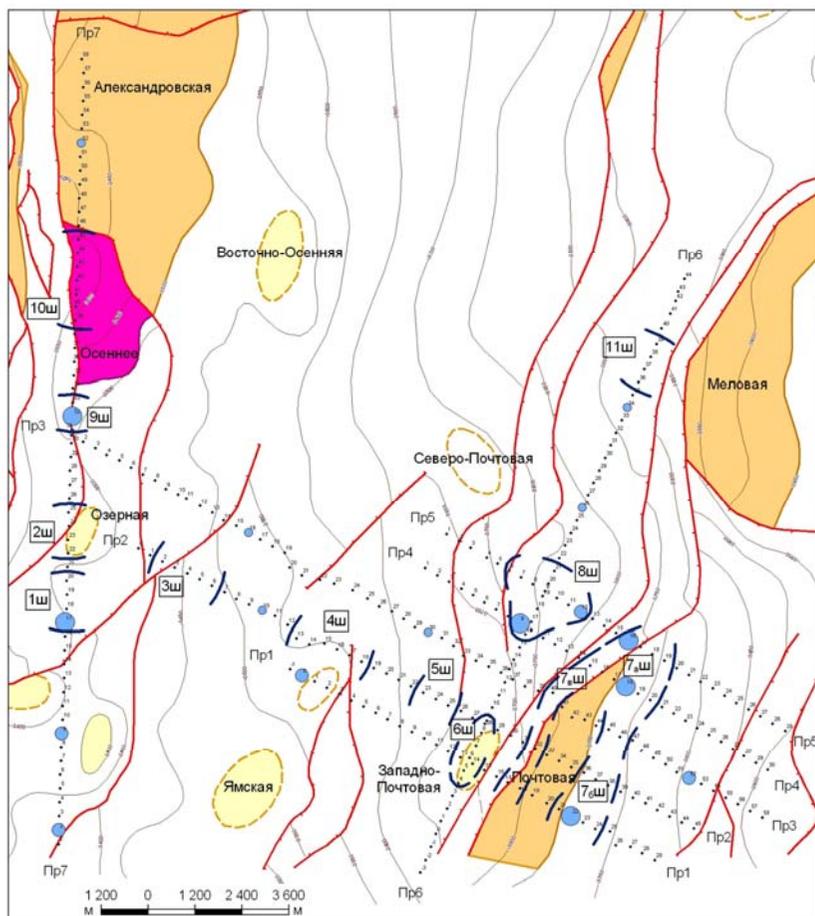
Распределение суммы концентраций предельных УВ C₂-C₄
(по данным опробования шлама неглубоких скважин)



Распределение суммы концентраций пентана и гексана
(по данным опробования шлама неглубоких скважин)



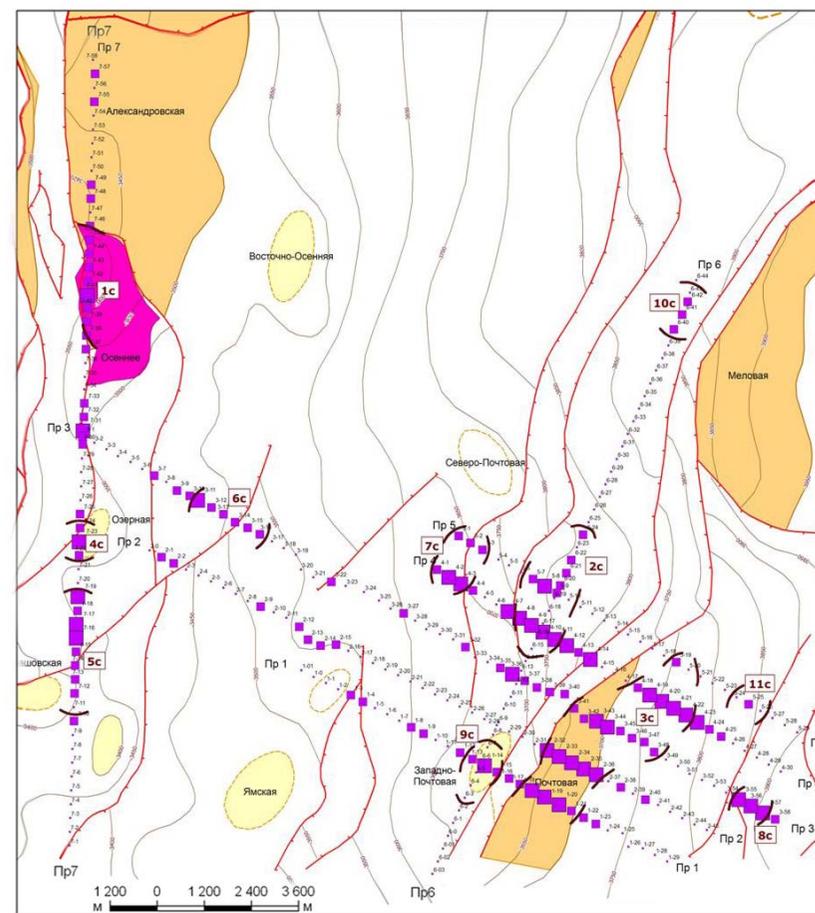
Распределение изотопного состава углерода CO₂
(по данным опробования шлама неглубоких скважин)



Распределение изотопного состава углерода углекислоты (‰)

● < -19,5 ● -19,5 - -18,0 ● > -18,0

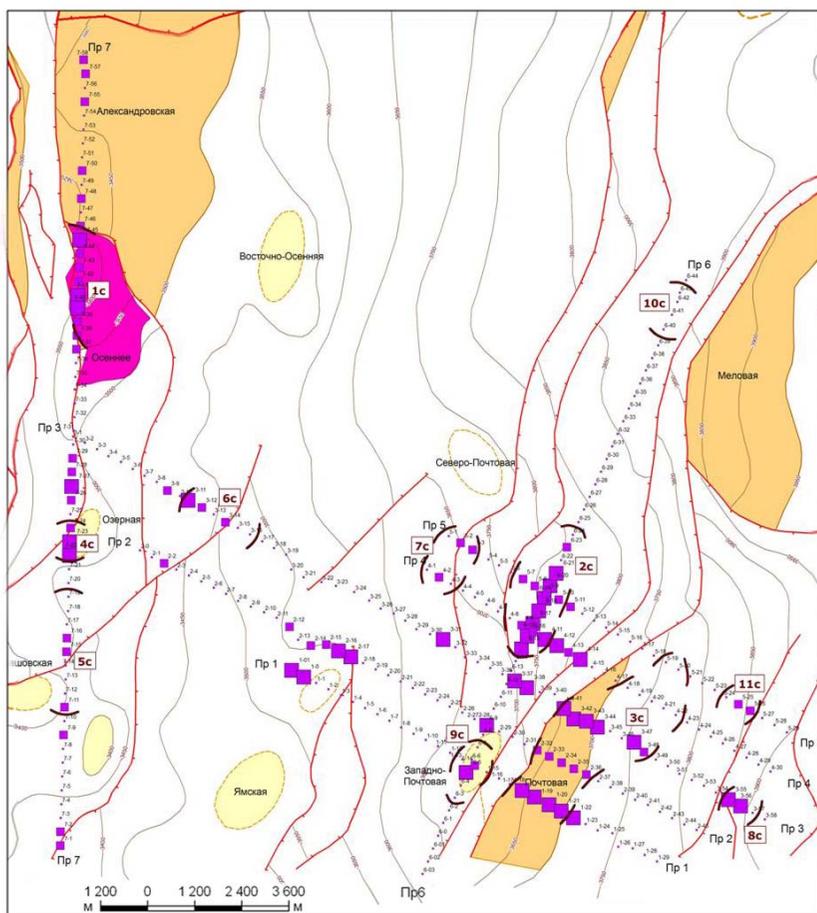
Распределение концентраций гептана
(по данным концентрирования УВ на сорбенте)



Концентрация гептана (нг/л)

■ <150 ■ 150 - 600 ■ >600

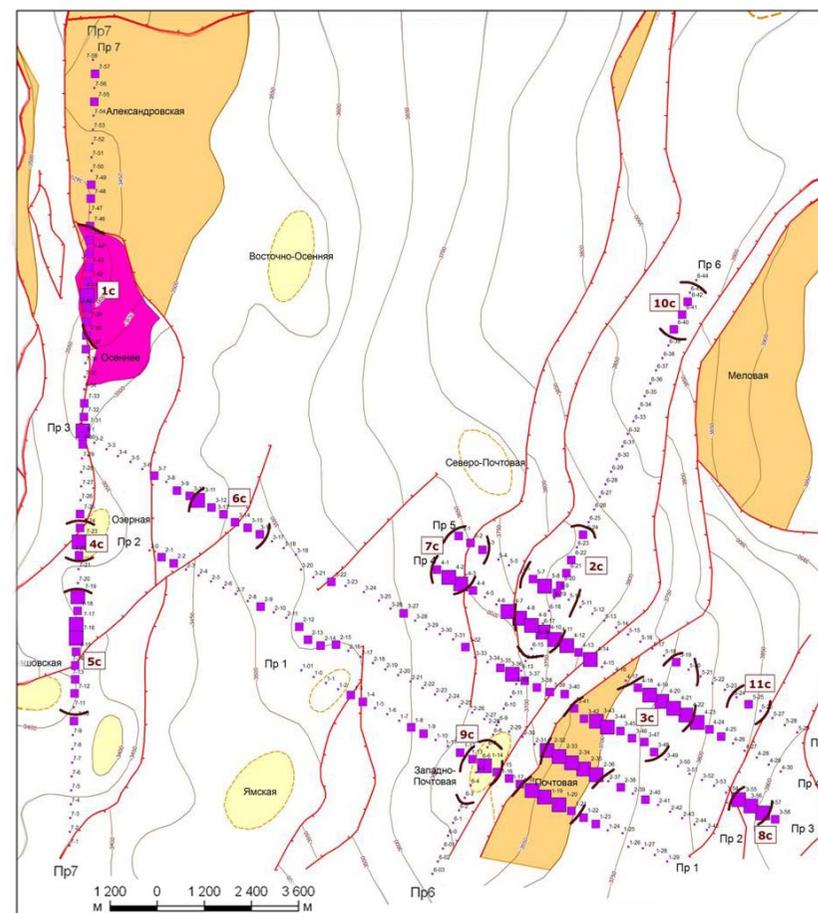
Распределение концентраций циклопентана
(по данным концентрирования УВ на сорбенте)



Концентрация циклопентана (нг/л)

- <15
- 15 - 30
- >30

Распределение концентраций бензола
(по данным концентрирования УВ на сорбенте)



Концентрация бензола (нг/л)

- <45
- 45 - 125
- >125

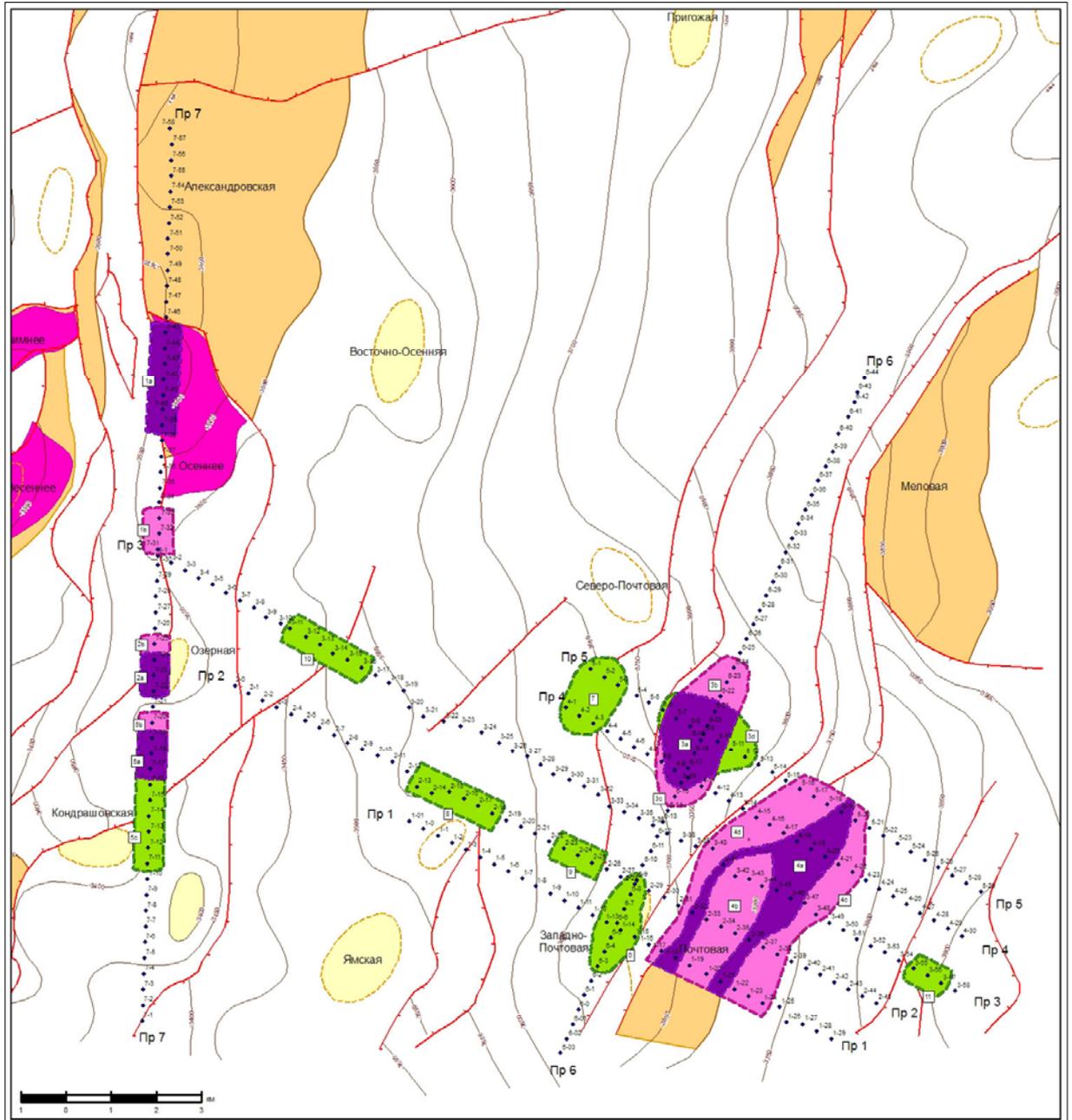
Сопоставление результатов двух методов исследования

Классификация выявленных участков с повышенными содержаниями УВ по степени перспективности (Чернушинско - Логовский лицензионный участок)

Степень перспективности	Цветовая гамма на итоговой карте	Специфика участков Выделяются при совпадении (не совпадении) участков по двум методам:	Номер участка Прил.3, Лист 23
Высоко перспективные	Фиолетовый	1. Высокие перспективы по двум методам 2. Высокие перспективы по одному и средние перспективы по другому методу.	1а, 2а, 3а, 4а, 5а, 7.
Средне перспективные	Розовый	1. Высокие перспективы по одному методу, неясные по другому методу. 2. Средние перспективы по обоим методам. 3. Высокие перспективы по одному методу, не выявлен другим методом.	1b,2b, 3b, 4b, 5b, 6а, 8, 9а, 10.
С неясными перспективами	Зеленый	1. Средние перспективы по одному, неясные по другому методу. 2. Неясные перспективы по обоим методам. 3. Средние перспективы по одному, не выявлен другим методом.	5с, 6b, 9b, 11,12, 13,14, 15.



Схема расположения участков повышенных концентраций УВ,
выявленных двумя методами



Участки

-  Высокоперспективные
-  Среднеперспективные
-  С неясными перспективами
-  Номер перспективного участка



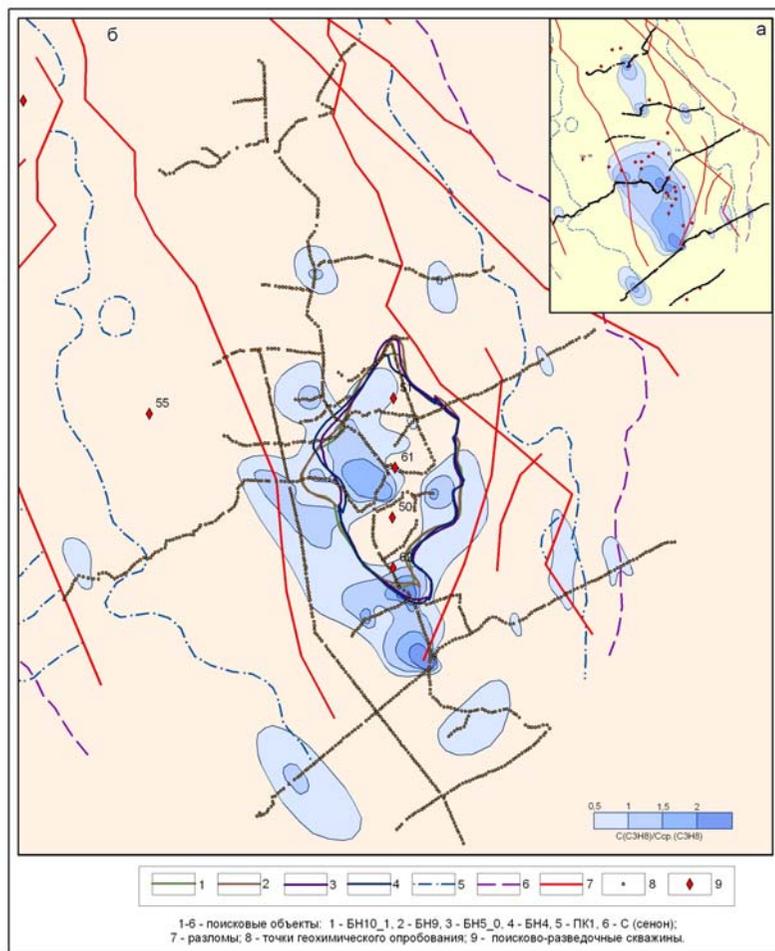
Результативность поверхностной геохимической съемки

**на примере работ, выполненных на
Медвежьем нефтегазоконденсатном месторождении
(ООО «Газпром добыча Надым»)**



Сопоставление результатов поверхностной геохимической съемки с данными испытания скважин (Медвежье НГКМ)

Контуры аномалий поверхностной геохимической съемки по шламу неглубоких скважин с уточненными контурами объектов



Нефтегазоперспективность поисковых объектов (прогноз, сделанный в 2002 году)

- БН4, БН5, БН7, БН8, БН9, БН10 – высокоперспективные (6 объектов)
- БН11, БН14 – среднеперспективные (2 объекта)
- БН12, БН13, Ю2, Ю11 – неперспективные (4 объекта)

Сопоставление с результатами испытания

№ п/п	Поисковые объекты	По данным поверхностной съемки	По данным испытания
1	БН4	высокие перспективы	г/конд. залежь
2	БН5		нефт. залежь
3	БН7		г/конд. залежь
4	БН8		не исп. или вода (скв 61)
5	БН9		г/конд. залежь
6	БН10		нефть+вода
7	БН11	средние перспективы	не исп.
8	АчБН14		не исп.
9	АчБН13	неперспективные	не исп. или вода (скв. 61)
10	Ю2		вода с пл. нефти
11	Ю11		не исп.

ВЫВОД: результативность поверхностной геохимической съемки на Медвежьем месторождении составила 64-87%

Геохимические исследования по поисково-оценочным скважинам.

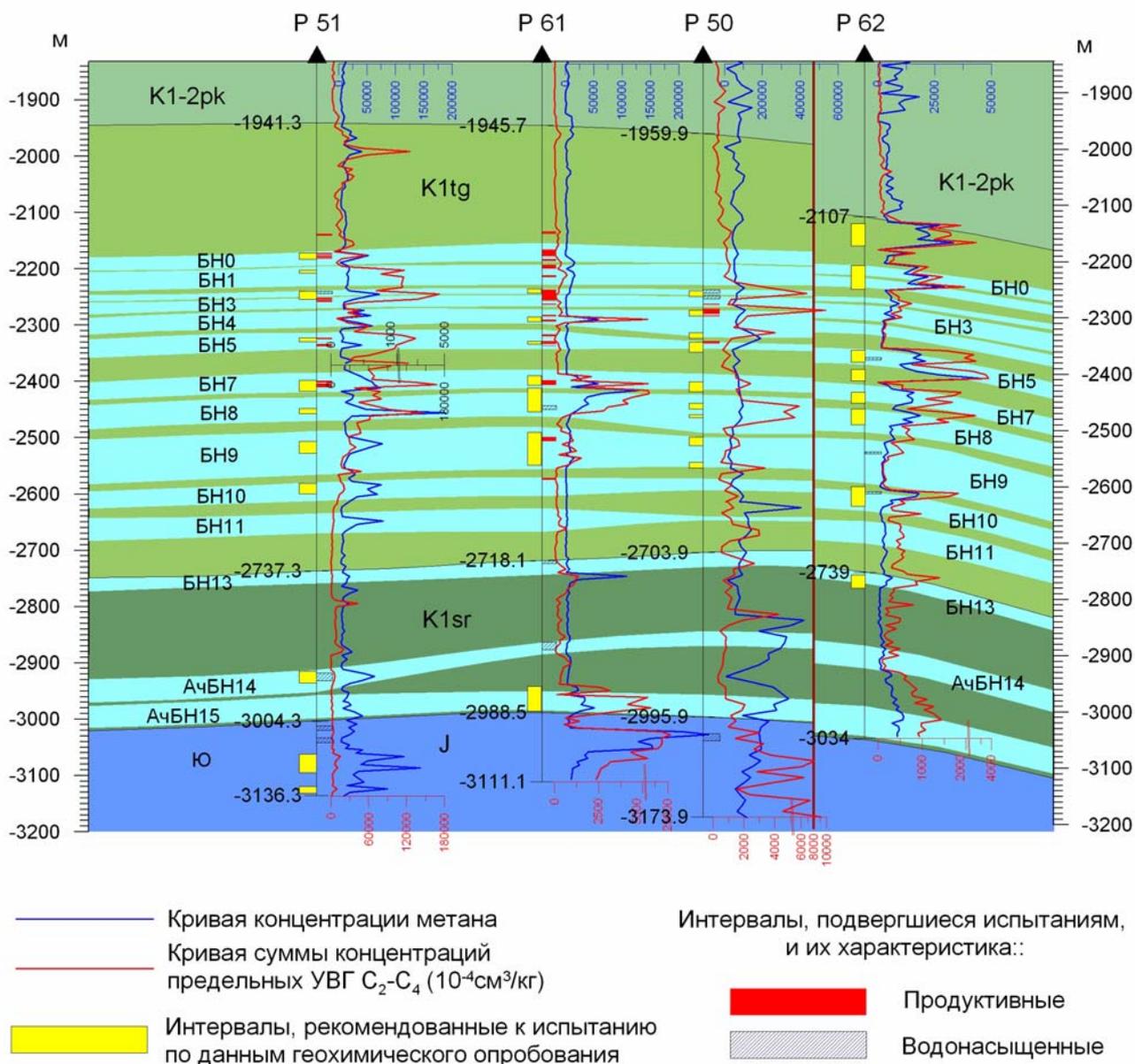
Применяются для:

- оценки газонасыщенности разреза осадочных отложений.
- выделения интервалов повышенной газонасыщенности для дальнейшей постановки испытаний в скважинах.
- определения нефтегазоматеринского потенциала пород.

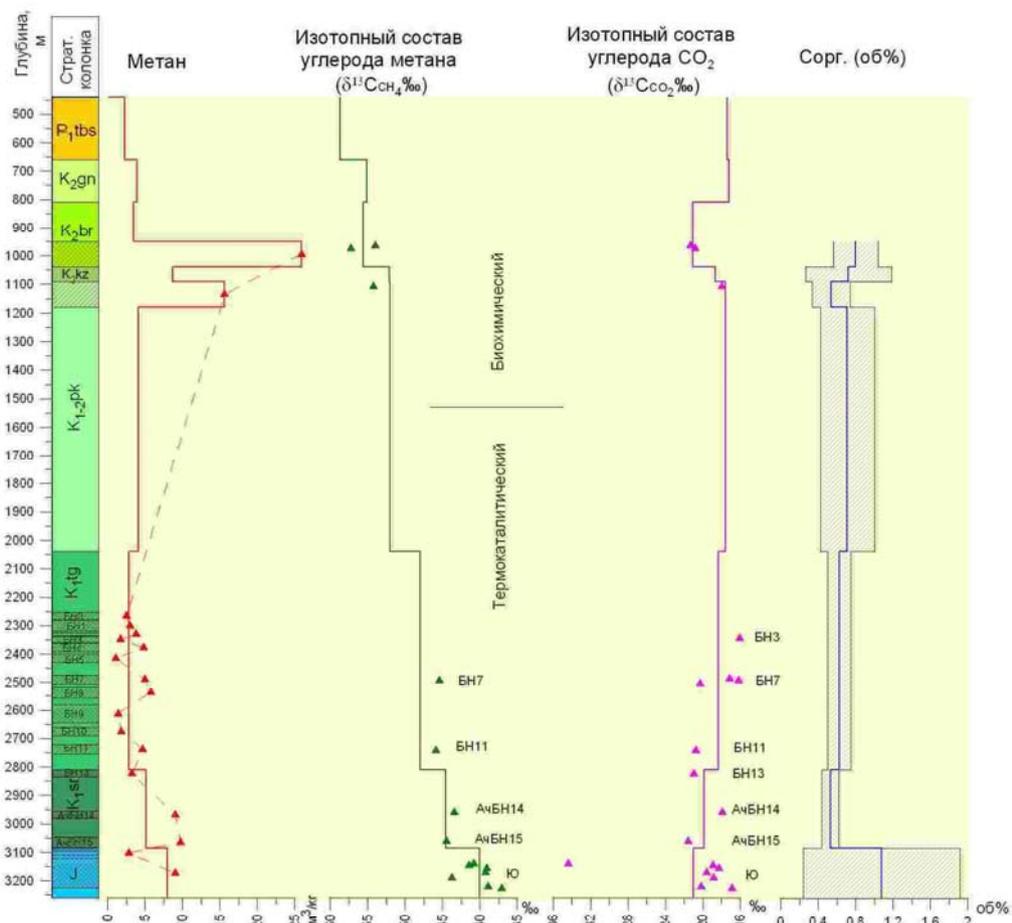
При оценке газонасыщенности разреза и выделения интервалов повышенной газонасыщенности геохимическими методами концентрации углеводородов определяются в пробах керна и буровом растворе в $\text{см}^3/\text{кг}$ породы, и, в отличие от замеров станций ГТИ, не зависят от технических характеристик бурения: скорости бурения, расхода бурового раствора, обводненности пород и т.д.



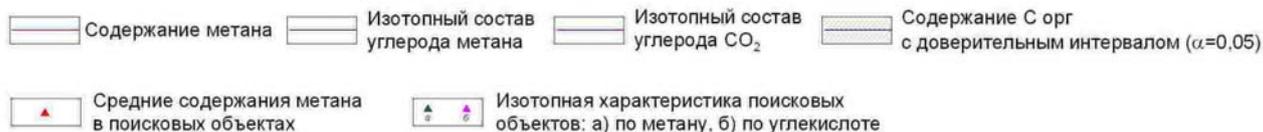
Результаты скважинных геохимических исследований на Медвежем ГКМ



Усредненная геохимическая модель поисковых объектов месторождения Медвежье

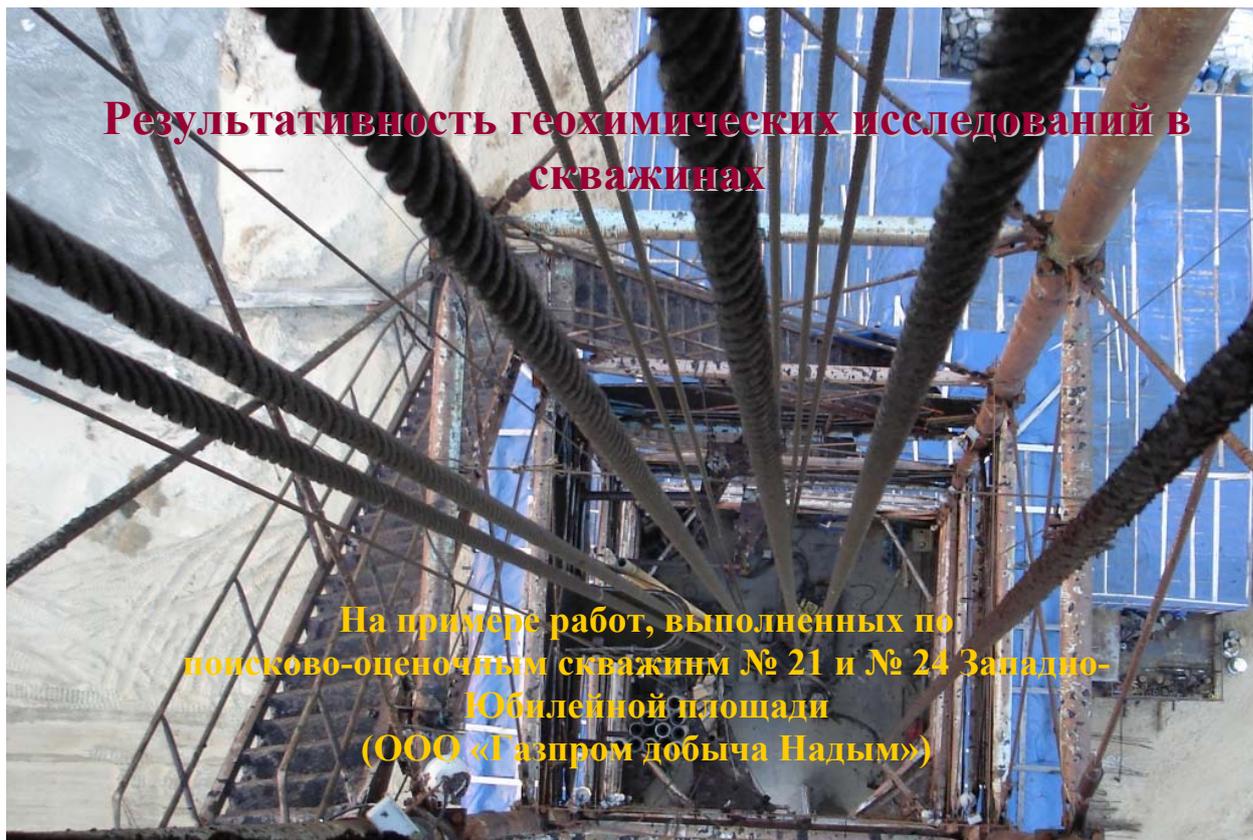


Средние значения параметров по стратиграфическим подразделениям:

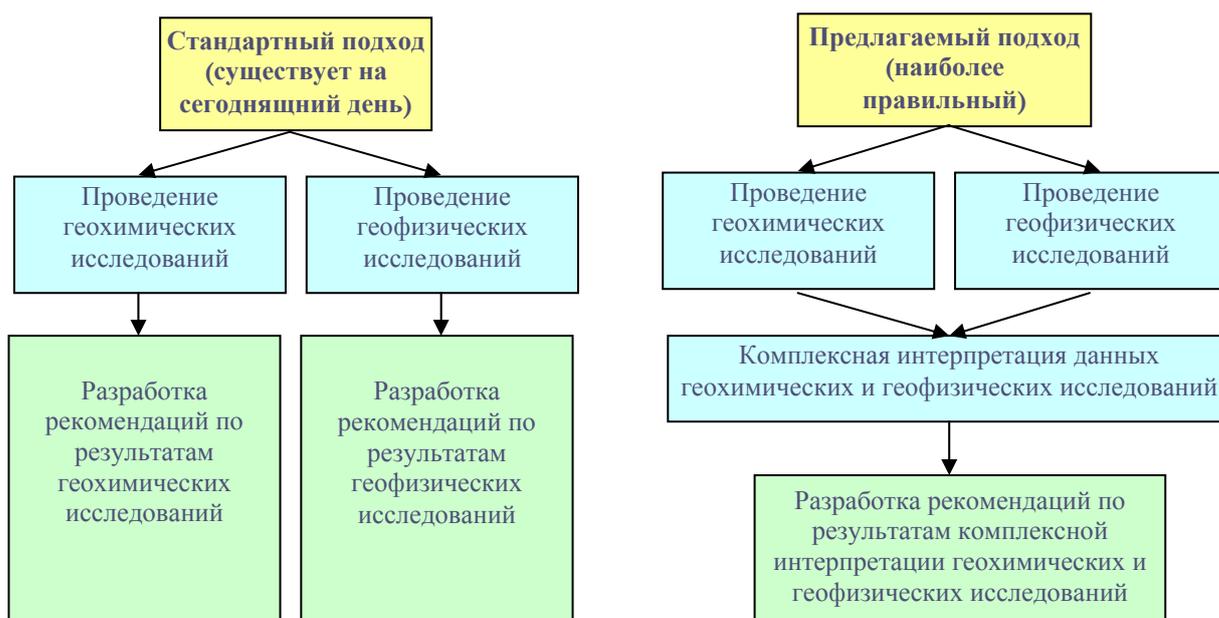


Сопоставление результатов геохимических исследований по скважинам с данными испытаний.

№ скв.	Результат испытания скважин
Скв. 50	Из 6 интервалов, рекомендованных к испытанию, продуктивных – 2 (1 газоконденсатная, 1 – нефтяная залежи). В остальных интервалах испытания не проводились.
Скв. 51	Из 11 интервалов, рекомендованных к испытанию, продуктивных – 3 (газоконденсатные залежи). В одном – газоконденсатное проявление, в 3-х - вода, в т.ч. с пленкой нефти В остальных интервалах испытания не проводились.
Скв. 61	Из 7 интервалов, рекомендованных к испытанию, продуктивных – 1 (газоконденсатная залежь). В 4-х – газоконденсатные проявления, в одном - вода. Один интервал не испытан.
Скв. 62	Из 6 интервалов, рекомендованных к испытанию, в 2-х – вода. В остальных интервалах испытания не проводились.



Существуют два различных подхода при проведении геохимических и геофизических исследований.



Сопоставление результатов интерпретации ГИС с данными испытаний

Скв.	Пласт	Объект	Интервал испытаний	Насыщенность интервалов по данным ГИС		Результаты испытаний	Сходимость результатов исслед. и испытаний		Процент совпадений	
				Подрядчик (КрУГР)	ЦНИП ГИРС		КрУГР	ЦНИП ГИРС	КрУГР	ЦНИП ГИРС
21	Ю2	1	3990 – 3997	Неясно (реком 3990 – 3997)	Вода (реком. 3992-3998 выяснение продуктивности пласта и его кол. св-в)	получен незначительный приток фильтрата бурового раствора	±	+	43% (2 из 7 совпало 2 – наполовину)	79% (5 из 7 совпало, 1 – наполовину)
	Ю1	2	3865-3874, 3879-3885	Возможно продукт (реком 3864,4 – 3888,2 – ожд. приток газа или газоконденсата)	В инт. 3879-3882 – возможно, продукт (реком 3879-3888 выяснение продукт. пласта и его кол. св-в.)	притока не получено	-	-		
	Ю0	3	3852-3863	Неясно и возможно продукт (реком. 3846,0 – 3863,1 – ожд. приток нефти)	Не реком	притока не получено	-	+		
	АчБУ13 ²	4	3822-3830 3833-3840	Продукт (реком. 3822,3 – 3840,4 – ожд. приток газа или газоконденсата)	Неясно (не реком)	получен незначительный приток фильтрата бурового раствора с пленкой нефти	-	+		
	АчБУ13 ¹	5	3742 – 3750	Неясно (не реком)	Вода (реком 3742,5-3750,5 как гидрогеологический объект)	получен незначительный приток пластовой воды с пленкой нефти	+	+		
	АчБУ13 ¹	6	3702 – 3719	Продукт (реком 3702,5 – 3718,6 – ожд. приток газа)	Продукт (реком 3703-3718 – уточнение характера насыщения)	получен периодически переливающий приток пластовой воды и нефти.	+	+		
	БУ10	7	3243-3246	Неясно (не реком)	Вода (не реком)	приток пластовой воды с нефтью (до11%)	±	±		
24	Ю3	1	4038 – 4056	Продукт и возможно продукт (реком. 4038,0 - 4056,0 – ожд. приток газа, газоконденсата, нефти)	Вода (не реком)	незначительный приток пластовой воды с фильтратом бурового раствора	-	+	42 % (2 из 6 совпало, 1 – наполовину)	75% (4 из 6 совпало, 1 – наполовину)
	Ю2 ⁰	2	3914 - 3920	Продукт (реком. 3914,4 – 3920,2 – ожд. приток газа, газоконденсата, нефти)	Неясно (реком. 3911-3920,5 - уточнение коллекторских свойств и хар. насыщения)	незначительный приток пластовой воды с пленкой нефти	-	+		
	АчБУ12	3	3804 - 3819	Продукт (реком. 3803,3 – 3840,6 – ожд. приток газа)	Неясно (реком. 3796,0-3808,5; 3811-3825,5 – уточнение коллекторских свойств и характера насыщения)	приток пластовой воды и нефти	+	±		
	АчБУ12	4	3722 - 3735	Вода (не реком)	Вода (не реком)	приток пластовой воды с нефтью	±	-		
	АчБУ12	5	3698 - 3710	Вода (не реком)	Вода (не реком)	приток пластовой воды с пленкой нефти	+	+		
	АчБУ12	6	3638 - 3642	Продукт (реком. 3638,8 – 3653,7 – ожд. УВ)	Пусто (не реком.)	незначительный приток пластовой воды с пленкой нефти	-	+		

Сопоставление результатов геохимических исследований с данными испытаний

Скв.	Пласт	Объект	Интервал испытаний, м	Степень перспективности по данным геохимии	Результаты испытаний	Сходимость результатов исследований и испытаний	Процент совпадений
21	Ю2	1	3990 – 3997	Неперспективный	незначительный приток фильтрата бурового раствора	+	86% (6 из 7 совпало)
	Ю1	2	3865-3874, 3879-3885	Средняя (повыш. содерж. угл. ОБ)	притока не получено	-	
	Ю0	3	3852-3863	Неперспективный	притока не получено	+	
	АчБУ13 ²	4	3822-3830 3833-3840	Неперспективный	незначительный приток фильтрата бурового раствора с пленкой нефти	+	
	АчБУ13 ¹	5	3742 – 3750	Неперспективный	незначительный приток пластовой воды с пленкой нефти	+	
	АчБУ13 ¹	6	3702 – 3719	Высокая	периодически переливающий приток пластовой воды и нефти.	+	
	БУ10	7	3243-3246	Средняя	приток пластовой воды с нефтью (до11%)	+	
24	Ю3	1	4038 – 4056	Высокая (повыш. содерж. угл. ОБ)	незначительный приток пластовой воды с фильтратом бурового раствора	-	67% (4 из 6 совпало)
	Ю2 ⁰	2	3914 - 3920	Неперспективный	незначительный приток пластовой воды с пленкой нефти	+	
	АчБУ12	3	3804 - 3819	Высокая	приток пластовой воды и нефти	+	
	АчБУ12	4	3722 - 3735	Средняя	приток пластовой воды с нефтью	+	
	АчБУ12	5	3698 - 3710	Средняя	приток пластовой воды с пленкой нефти	-	
	АчБУ12	6	3638 - 3642	Неперспективный	незначительный приток пластовой воды с пленкой нефти	+	

Сопоставление результатов комплексной интерпретации геохимических и геофизических материалов (ГИС) с данными испытаний

Скв.	Пласт	Объект	Интервал перфорации	Степень перспективности по данным г/х	Оценка характера насыщения по ГИС (интерпр. ЗАО «НПЦ Геохимия»)	Оценка персп. по компл. методов	Рез испытаний	Сходимость результатов исслед. и испыт.	Процент совпадений
21	Ю2	1	3990 – 3997	Неперспективный	Приток маловероятен	Неперсп.	получен незначительный приток фильтрата бурового раствора	+	93% (6 из 7 совпало, 1 – наполовину)
	Ю1	2	3865-3874, 3879-3885	Средняя (повышенное содерж. углефицированного ОВ)	Приток маловероятен	Неясные	притока не получено	±	
	Ю0	3	3852-3863	Неперспективный	Не интерпр	Неперсп.	притока не получено	+	
	АчБУ13 ²	4	3822-3830 3833-3840	Неперспективный	Приток маловероятен	Неперсп.	получен незначительный приток фильтрата бурового раствора с пленкой нефти	+	
	АчБУ13 ¹	5	3742 – 3750	Неперспективный	Возможен приток воды	Неперсп.	получен незначительный приток пластовой воды с пленкой нефти	+	
	АчБУ13 ¹	6	3702 – 3719	Высокая	Возможен приток продукта	Высокие	получен периодически переливающийся приток пластовой воды и нефти.	+	
	БУ10	7	3243-3246	Средняя	Ожидается приток воды	Неясные	приток пластовой воды с нефтью (до11%)	+	
24	Ю3	1	4038 – 4056	Высокая (повышенное содерж. углефицированного ОВ)	Приток маловероятен	Неясные	незначительный приток пластовой воды с фильтратом бурового раствора	±	92% (5 из 6 верно, 1 – наполовину)
	Ю2 ⁰	2	3914 - 3920	Неперспективный	Можно рекомендовать с целью изучения коллекторских свойств и получения воды	Неперсп.	незначительный приток пластовой воды с пленкой нефти	+	
	АчБУ12	3	3804 - 3819	Высокая	Предполагается приток воды с нефтью	Средние	Приток пластовой воды и нефти	+	
	АчБУ12	4	3722 - 3735	Средняя	Возможен приток воды с незначит. содержанием нефти	Средние	Приток пластовой воды с нефтью	+	
	АчБУ12	5	3698 - 3710	Средняя	Ожидается приток воды	Неясные	приток пластовой воды с пленкой нефти	+	
	АчБУ12	6	3638 - 3642	Неперспективный	Приток маловероятен	Неперсп.	незначительный приток пластовой воды с пленкой нефти	+	

Выводы

- Результативность геохимических исследований в скважинах – 67-86%
- Результативность ГИС
 - подрядные организации - 42-43%,
 - экспертные компании – 75-79%
- Результативность комплексного подхода - 92-93%