ОЦЕНКА СОСТАВА И КАЧЕСТВА ПОДЗЕМНЫХ ВОД ВЕРХНЕЙ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ ЗОНЫ В УСЛОВИЯХ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Е.И. Барановская
МГУ им. М.В. Ломоносова, E-mail: baranovskaya_kat@mail.ru

Цель работы – исследование характера и степени воздействия эксплуатации нефтегазовых месторождений на состав и качество подземных вод верхней гидродинамической зоны и разработка рекомендаций по эффективным гидрогеохимическим показателям этого воздействия.

В связи с целевой направленностью работа характеризуется как научно-прикладная. Методической основой явился естественно-исторический анализ натурных данных и модельные построения. Широко использовались приемы статистического анализа, термодинамическое моделирование.

Работа выполнена по материалам Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ОНГКМ).В связи с особенностями состава залежи (нефтегазоконденсатная, сероводородная) наиболее значимыми вопросами являются:

1) выявление особенностей негативного воздействия на состав и качество подземных вод отходов, формирующихся в районах добычи нефти и газа и районах переработки;

2) использование для оценки состава и качества подземных вод, наряду с макрокомпонентным составом, показателей сорбированных газообразных углеводородов.

Авторами впервые исследовалось содержание сорбированных газообразныех углеводородов в подземных водах и стоках. Существенные концентрации сорбированных газообразных углеводородов позволяли выявить их наличие в подземных водах, а также рекомендовать их в качестве критерия загрязнения подземных вод территории ОНГКМ в целом.

Исследуемые газообразные углеводороды представлены метаном и его предельными и непредельными гомологами.

В *атмосферном воздухе* содержание метана достигает $1{,}2 \cdot 10^{-4}$ об. %, содержание прочих углеводородов незначительно.

В *почвенном воздухе* всегда содержатся пары воды и микроконцентрации газов (CH_4, C_2H_4), а также летучие органические компоненты (эфиры, спирты). Среднее содержание метана в почвенном газе может достигать 0,03 об. %.

В *материнских породах* суммарное содержание углеводородов составляет 0,01 об. %, в осадочных породах их среднее содержание 0,25–0,30 кг/м^3. Содержание метана в них составляет (33,5–495,2) $\cdot 10^{-4}$ об. %; прочих углеводородов (3,8–152,2) $\cdot 10^{-4}$ об. %.

В пределах нефтегазоносных площадей содержание метана *в поверхностных водах* достигает 24419$\cdot 10^{-4}$ см^3/л, за пределами – 35$\cdot 10^{-3}$ см^3/л.

В геохимическом отношении углеводороды в природных условиях слабо реакционноспособны. Их реакционная способность повышается с увеличением давления, температуры, а также на свету.

В природных средах углеводородный газ присутствует в свободной, растворенной, адсорбированной, абсорбированной и капиллярно-конденсированной формах.

Наибольшей подвижностью обладают свободные и растворенные газы, в составе которых преобладают метан и его предельные гомологи; непредельные углеводороды содержатся в следовых количествах.

Несмотря на существенную геохимическую инертность углеводородов, доказано их участие в целом ряде физико-химических процессов, что обусловлено приобретением углеводородными молекулами полярности вследствие ориентационного, индукционного, дисперсионного и других эффектов.

Действие эффектов, направленных на поляризацию углеводородных молекул, усиливается факторами высокой температуры, давления, концентрации кислорода и присутствием компонентов-катализаторов.

Относительная молекулярная масса предельных и непредельных углеводородов при удлинении цепи углеродных атомов возрастает, возрастает также диаметр молекулы; по мере удлинения цепи углеродных атомов в молекуле предельных углеводородов температуры их кипения и плавления повышаются, плотность возрастает.

Рассматриваемые углеводороды представляют собой неполярные молекулы; непредельные отличаются от предельных наличием двойной связи между атомами углерода.

Предельные и непредельные углеводороды обладают различной сорбционной способностью, прямо пропорциональной температуре кипения:

$nC_5H_{12} > nC_4H_{10} > C_4H_8 > C_3H_8 > C_3H_6 > C_2H_6 > C_2H > CH_4$

+36,07 -0,5 -6,3 -42,1 -47,7 -88,6 -103,8 -164

Растворимость предельных углеводородов в воде (см^3/л):

$C_3H_8 > i, nC_4H_{10} > C_2H_6 > i, nC_5H_{12} > CH_4$

62,4 61,4 60,4 38,5 24,4

Растворимость бутилена – следы.

Изучались подземные воды первого от поверхности водоносного комплекса, приуроченные к неоген-четвертичным терригенно-карбонатным отложениям, используемые для водоснабжения.

Данный водоносный комплекс имеет сложное строение, обусловленное весьма значительной (> 300 м) мощностью. За его нижнюю границу, в связи с отсутствием в верхней гидродинамической зоне подошвенного водоупора, принята уровенная поверхность, соответствующая глубине дренирования системы р.Урал. Рассчитанная нами мощность пресных подземных вод составляет > 6м, в целом на территории прослеживается тенденция к уменьшению мощности пресных подземных вод в направлении к долине р. Урал.

Фактический материал, использованный при подготовке настоящей работы, представлен химическим составом подземных вод территории месторождения и данными по сорбированным газообразным углеводородам, проанализированным по CH_4, C_2H_4, C_3H_6, C_4H_8 (C_1 по C_5); по суммарному содержанию предельных и непредельных углеводородов, полученному расчетным путем.

Данные по УВ были получены в НИИ ГЕОСИСТЕМ РАН (конце прошлого – начале нынешнего столетия) методом газовой хроматографии.

О существенном загрязнении подземных вод свидетельствуют результаты сравнения химического состава подземных вод до эксплуатации (М = 0,5 г/л, главные компоненты HCO_3, Ca, Mg, в единичных случаях SO_4) с современным химическим составом (М = 3 и более г/л, главные компоненты HCO_3, Cl, Na, SO_4).

В целом, для всей территории ОНГКМ и отдельных районов (важным условием при выборе районов исследований были их различия по литолого-геохимической обстановке) был установлен углеводородный состав *подземных вод, пород, стоков*.

Была проведена классификация по К.Е. Питьевой, в результате которой установлен характер закономерности распределения УВ, выявлены процессы преобразования состава углеводородных газов для установления показателей загрязнения.

Количественная характеристика углеводородов выражается в процентах от их суммарного содержания.

Главные углеводородные газы образуют классификационные номенклатурные единицы, подразделяемые на типы и подтипы.

Тип устанавливается по преобладающему компоненту среди углеводородных компонентов, в подтипы входят все остальные главные углеводороды. Они записываются в строчку по убыванию содержания углеводородов.

Исходя из процентного соотношения суммарного содержания УВГ в средах выделяются группы с типовым составом УВГ.

Результаты классифицирования показали, что во всех распространенных на исследуемой территории средах *в типе*, в основном, сохраняется четырехкомпонентный состав адсорбированных углеводородов (CH_4, C_2H_4, C_3H_6, C_4H_8) (рис. 1, 2, 3, 4).

Сравнительная характеристика соотношений углеводородов показывает, что для сточных вод *района переработки* (ОГПЗ) характерен тип этилена (C_2H_4), что, по-видимому, связано с технологическими особенностями переработки газов; для сточных вод *района добычи* – CH_4, C_4H_8.

Углеводородный состав пород *района добычи* характеризуется типами CH_4, C_3H_6, C_4H_8; углеводородный состав пород *района переработки (ОГПЗ)* – типом C_3H_6 (рис. 3, 4).

Подземные воды *района добычи* характеризуются типами CH_4, C_3H_6, C_4H_8, подземные воды *района переработки* – типом CH_4 (ОГПЗ) (рис. 1, 2).

Уменьшение роли CH_4 как основного показателя нефтегазоносности в водах района добычи и возрастание – в районах переработки отвечают увеличению концентраций этого компонента в сырье залежи, предназначенного для разработки.

Среди главных углеводородов по содержанию лидирует чаще всего метан, реже бутилен и пропилен. В общем случае сумма непредельных УВГ преобладает над предельными (рис. 1, 2, 3, 4).

Преобладание CH_4 в породах района добычи является результатом повышенной сорбционной емкости пород, сложенных суглинистыми разностями.

Углеводородный тип C_3H_6 формируется в подземных водах благодаря значительной сорбции породами зоны аэрации компонента C_4H_8 (как наиболее активно сорбируемого) из инфильтрующихся сточных вод.

Характер этих изменений неодинаков, так как он зависит от состава сточных вод и происходит по общей схеме «сточные воды – породы зоны аэрации – подземные воды».

С целью изучения показателей загрязнения построенные корреляционные матрицы были приведены в виде систематизированных таблиц (табл. 1, 2), в которых отражен характер распределения (по корреляционным связям) УВГ друг с другом и с макрокомпонентами в районе добычи на территории ОНГКМ и в районе переработки. Значения компонентов записаны в убывающем порядке (от большего к меньшему). Показана прямая взаимосвязь, т.е. коэффициент корреляции $\geq 0{,}45$; обратная – высокие отрицательные значения r; несущественная взаимосвязь – $r \leq 0{,}45$.

Исследованиями были охвачены разные, с точки зрения добычи и переработки, районы.

Таблица 1

Систематизация по результатам корреляции выборочных компонентов УВГ с макрокомпонентами в подземных водах района добычи (ОНГКМ)

компонент, УВ	$r+$ (коэффициент корреляции)	$r-$ (коэффициент корреляции) ($\leq$ - 0,45)	низкое значение коэффициента корреляции (до 0,45)
CH_4	Ca 0,58	-	HCO_3 0,39
C_2H_4	HCO_3 0,89 Ca 0,69	Na 0,63 Cl 0,57 SO_4 0,54	-
C_3H_6	-	SO_4 0,45	Ca 0,36 HCO_3 0,35
C_4H_8	-	SO_4 0,67 Na 0,54 Cl 0,49	HCO_3 0,28

Таблица 2

Систематизация по результатам корреляции выборочных компонентов УВГ с макрокомпонентами в подземных водах района переработки (ОНГКМ)

компонент, УВ	*r* + (коэффициент корреляции)	*r* – (коэффициент корреляции) (≤ - 0,45)	низкое значение коэффициента корреляции (до 0,45)
CH_4	-	Ca 0,55	Na 0,31 HCO_3 0,22 SO_4 0,17
C_2H_4	-	Na 0,45	Cl 0,35 Mg 0,31 Ca 0,17
C_3H_6	HCO_3 0,93	Cl 0,59 SO_4 0,45	Mg 0,39
C_4H_8	Mg 0,48 Cl 0,45	-	Ca 0,25

Результаты свидетельствуют: а) о высоких корреляционных связях с компонентами-показателями техногенной направленности (C_3H_6) для района завода (района переработки); б) о высоких корреляционных связях CH_4 и C_2H_4, т.е. с компонентами – показателями нефти и газа в подземных водах района добычи.

В качестве обобщающих результатов обработки углеводородного состава в пределах сред верхней гидродинамической зоны можно представить следующие выводы.

1) Углеводородный состав сточных вод, формирующихся в пределах района добычи и района переработки залежи, характеризуется: а) особенностями состава формирующихся стоков, преимущественно C_2H_4 типа в районе переработки и смешанного углеводородного (CH_4, C_4H_8) типа в районе добычи; б) особенностями состава формирующихся стоков, преимущественно CH_4 типа, в районе переработки и CH_4 смешанного углеводородного состава в районе добычи.

2) Распределение углеводородных компонентов в породах зоны аэрации и в подземных водах довольно сложное и разнонаправленное.

ЛИТЕРАТУРА

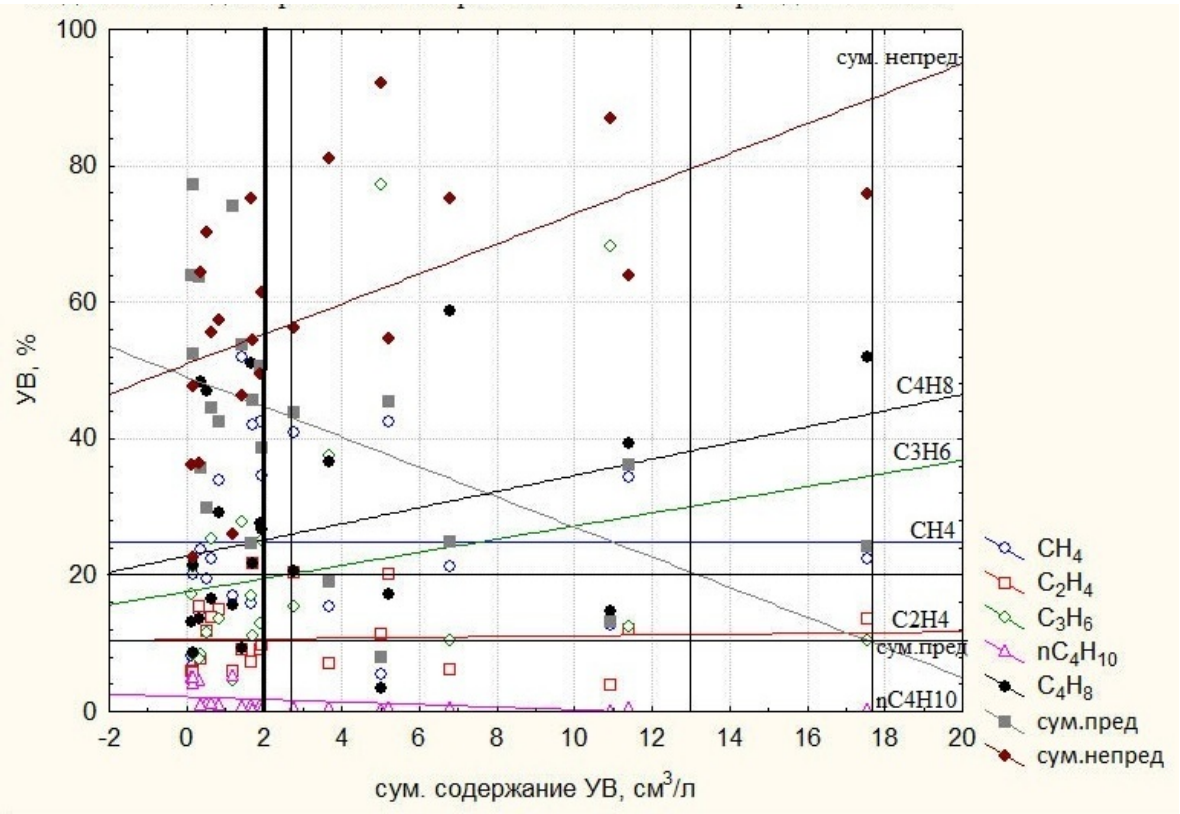
1. *Дедиков Е.В., Питьева К.Е., Ануфрикова Е.В.* Теоретическое обоснование использования адсорбированных газообразных углеводородов в качестве индикаторов техногенной нарушенности природных сред на примере территории ОНГКМ. М.: ИРЦ Газпром, 2000.

2. *Крайнов С.Р., Швец В.М.* Геохимия подземных вод хозяйственно-питьевого назначения. М.: Недра, 1978.

3. *Питьева К.Е., Волохова Е.В.* Исследование изменения состава подземных вод под воздействием Оренбургского газового комплекса. М.: ИРЦ Газпром, 1997.

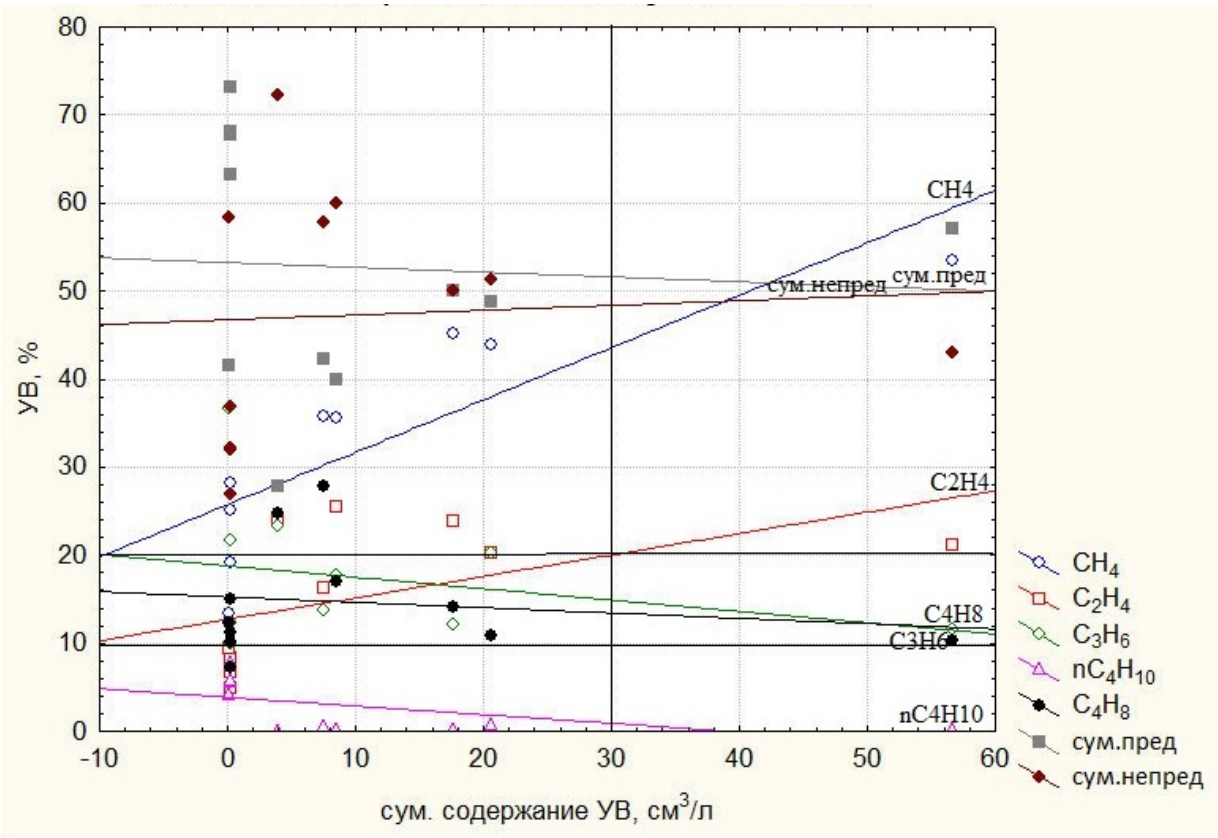
4. *Севастьянов О.М. и др.* Геоэкологические условия эксплуатации ОГК: Обзорная информация, охрана человека и окружающей среды в газовой промышленности. М.: ИРЦ Газпром, 1995.

ПРИЛОЖЕНИЕ



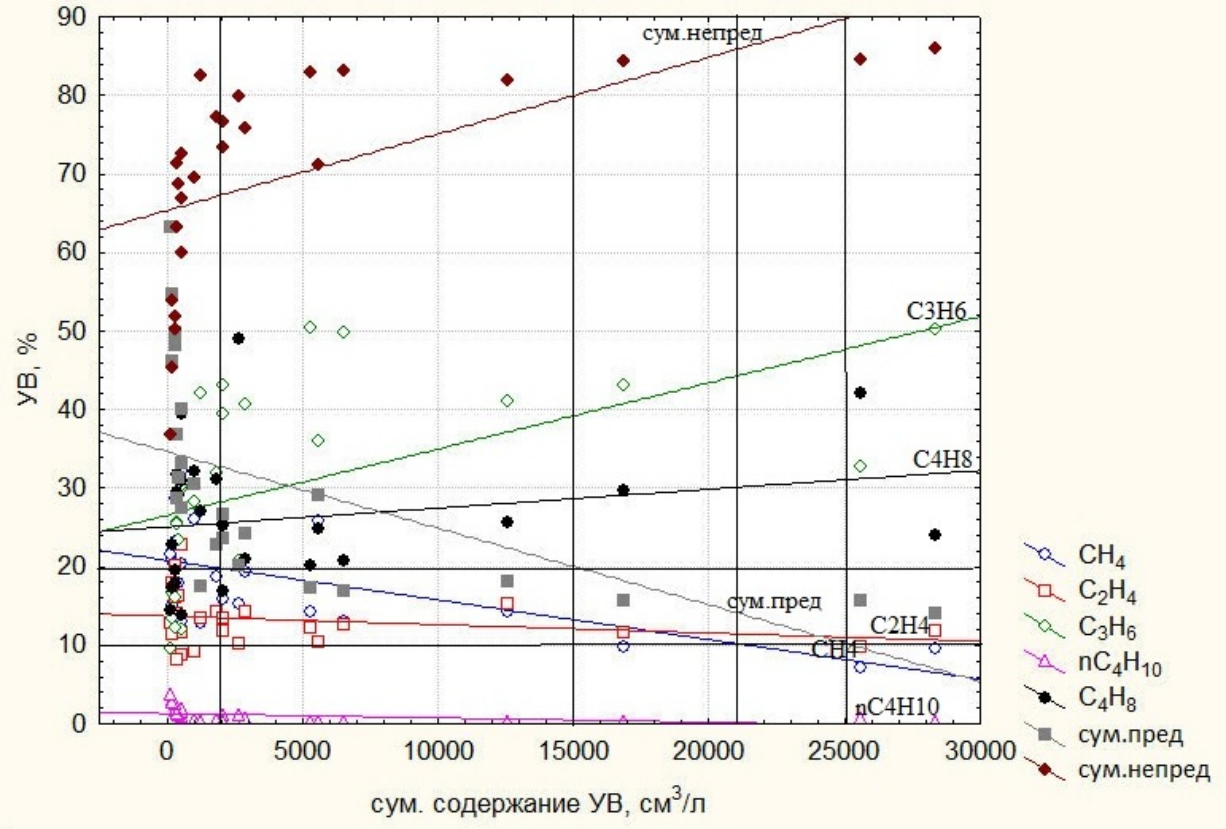
Сум. содержание УВГ, $см^3/л$	компоненты УВГ	
	Тип	Подтип
≤ 2	CH_4	$CH_4 > C_4H_8 > пC_3H_6 > пC_2H_4$
≥ 2	C_4H_8	$C_4H_8 > CH_4 > пC_3H_6 > пC_2H_4$
		$C_4H_8 > CH_4 > C_3H_6 > пC_2H_4$
		$C_4H_8 > C_3H_6 > CH_4 > пC_2H_4$

Рис.1. Классификационная диаграмма распределения компонентов УВ в подземных водах района добычи (по классификации К.Е. Питьевой, п – повышенное содержание компонентов)



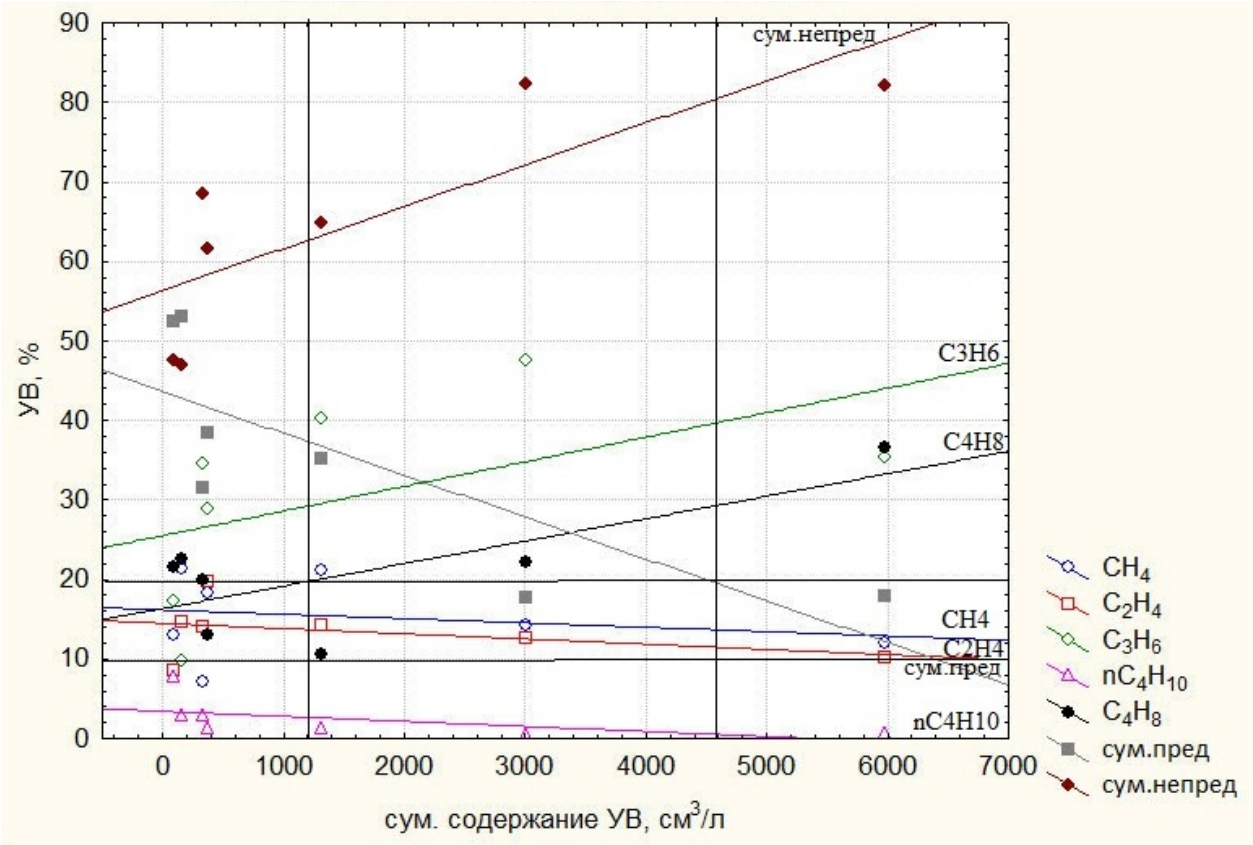
Сум. содержание УВГ, $см^3/л$	компоненты УВ	
	тип	подтип
≤ 30	CH_4	$CH_4 > пC_3H_6 > пC_4H_8 > пC_2H_4$
		$CH_4 > C_2H_4 > п\ C_3H_6 > п\ C_4H_8$

Рис.2. Классификационная диаграмма распределения компонентов УВ в подземных водах района переработки



Сум. содержание УВГ, $см^3/л$	компоненты УВ	
	Тип	подтип
≤ 30 000	C_3H_6	$C_3H_6 > C_4H_8 > CH_4 > пC_2H_4$
		$C_3H_6 > C_4H_8 > пCH_4 > пC_2H_4$
		$C_3H_6 > C_4H_8 > пC_2H_4$

Рис.3. Классификационная диаграмма распределения компонентов УВ в породах района добычи



Сум. содержание УВГ, $см^3/л$	компоненты УВ	
	тип	подтип
≤ 7 000	C_3H_6	C_3H_6 > пC_4H_8 > пCH_4 > пC_2H_4
		C_3H_6 > C_4H_8 > п CH_4 > п C_2H_4

Рис.4. Классификационная диаграмма распределения компонентов УВ в породах района переработки