

**Особенности состава газа, сорбированного в породах верхней части
разреза осадочного чехла**

М. Д. Заватский^{1*}, А. А. Нежданов^{1,2}, А. Н. Курчатова^{1,3}

¹Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

²ООО «Газпром ВНИИГаз», г. Тюмень, Россия

³АО «Мессояханефтегаз», г. Тюмень, Россия

Аннотация. Актуальность работы определяется недостаточной надежностью геохимических нефтегазопроисковых данных для локализации нефтеносных геологических объектов. Наземные геохимические съемки проводятся с целью картирования углеводородных аномалий, обусловленных вертикальной миграцией флюида из залежей углеводородов. Практика показывает, что не все аномалии содержания углеводородов в приповерхностных средах имеют отношение к нефтеносности данного участка недр. Поэтому при интерпретации данных геохимических нефтегазопроисковых съемок необходимо учитывать не только количественные показатели (содержание углеводородных газов на поверхности), но и вещественный состав газа, сорбированного приповерхностным субстратом. Цель данной работы — определить состав рассеянных газов пород верхней части разреза (ВЧР), выявить межкомпонентные связи и на этой основе определить генезис каждого компонента газа, сорбированного породами ВЧР. Для решения этой задачи была проведена статистическая обработка данных по компонентному содержанию газа дегазации керна неглубоких (до 30 м) скважин, пробуренных на нефтегазонасной территории севера Западной Сибири. Полученные результаты подтвердили генетическую неоднородность рассеянных углеводородных и неорганических газов в верхней части осадочного чехла.

Ключевые слова: миграция углеводородов; газы осадочных пород; микробиологическое окисление углеводородов; геохимические съемки; геохимическое поле

**Features of the composition of gas sorbed in the rocks of the upper part
of the sedimentary cover section**

Mikhail D. Zavatsky^{1*}, Aleksey A. Nezhdanov^{1,2}, Anna N. Kurchatova^{1,3}

¹Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

²Gazprom VNIIGAZ LLC, Tyumen, Russia

³Messoyakhaneftegaz JSC, Tyumen, Russia

*e-mail: zavatskijmd@tyuiu.ru

Abstract. The topicality of the article is determined by the insufficient reliability of geochemical oil and gas exploration data for the localization of petroliferous geological objects. Geochemical surveys are carried out to mapping hydrocarbon anomalies caused by vertical migration of fluid from hydrocarbon deposits. Practice shows that not all anomalies in the content of hydrocarbons in the near-surface

environment are related to the oil-bearing capacity of a given subsoil area. Therefore, when interpreting the data of geochemical oil and gas prospecting surveys, it is necessary to take into account not only quantitative indicators (namely, content of hydrocarbon gases on the surface), but also the composition of the gas sorbed by the near-surface substrate. The purpose of the article is to determine the composition of the dissipated gases in the rocks of the upper part of the section, to reveal the inter-component relationships, and, on this basis, to determine the genesis of each gas component sorbed by the rocks of the upper part of the section. To solve this problem, statistical processing of data on the component content of gas from core degassing of shallow (up to 30 m) wells drilled in the petroliferous territory of the north of Western Siberia was carried out. The obtained results confirmed the genetic heterogeneity of dissipated hydrocarbons and inorganic gases in the upper part of the sedimentary cover.

Key words: migration of hydrocarbons; sedimentary gases; microbiological oxidation of hydrocarbons; geochemical survey; geochemical field

Введение

Геохимические съемки нацелены на локализацию залежей углеводородов по ореолам рассеивания вещества залежи в поверхностных средах — грунт, снег, донные отложения водоемов и пр. В случае углеводородной залежи мы имеем дело со сложной многокомпонентной пластовой системой, каждый компонент которой мигрирует в соответствии со своими физическими и химическими свойствами. Поля концентраций различных компонентов пластовой системы не обязательно должны совпадать в силу широкого спектра физико-химических свойств компонентов нефти. Из этого следует важность выбора параметров геохимического картирования, который будет зависеть от методологических принципов, положенных в основу технологии [1, 2].

Все технологическое разнообразие геохимических методик, сложившихся на сегодняшний день, можно свести в два методологических принципа.

1. *Принцип интенсивности*, при котором изучается распространение по площади небольшого набора веществ нефтяного генезиса, как правило, насыщенных и ароматических газообразных и низкокипящих углеводородов (УВ). Подходы к интерпретации их распространения на поверхности достаточно хорошо проработаны. Надежно выделяются территории с отсутствием подвижных УВ в разрезе, определяются локальные краевые зоны сброса пластового флюида, картируются участки с эффективной крышкой. Так как интенсивность газопроявлений сильно зависит от флюидопроницаемости надпродуктивной толщи, адекватная интерпретация затруднена без дополнительных, как правило, сейсморазведочных данных.

2. *Принцип соответствия* (технология Gore Sorber), при котором основным показателем является соответствие состава миграционного потока в каждом пункте наблюдения на исследуемой площади составу потока на заведомо продуктивной и непродуктивной площадях. Для реализации такого подхода определяется максимально возможное количество компонентов нефтяного ряда (до 80 веществ).

По степени соответствия вещественного состава газа тому или иному эталону, каждому пункту наблюдения на исследуемой территории присваивается индекс соответствия либо продуктивному эталонному участку, либо непродуктивному, и по этому индексу проводится картирование территории с прогнозом нефтеносности [3–5].

Подход, реализуемый в методике Gore Sorber, весьма обоснован, однако опыт его применения на площадях Западной Сибири не всегда успешен. Это связано с разностью геологических условий на исследуемых и эталонных участках.

Практические результаты [5] показали недостаточность каждой методики, применяемой отдельно, но выявили целесообразность комплексного подхода: необходимо оценивать как интенсивность миграционного потока, так и его вещественный состав. Для осуществления комплексной методики необходима работа по модернизации интерпретационных алгоритмов — следует заменить эмпирическое сравнение составов проб эталонных и исследуемых участков четкими геохимическими критериями, опирающимися на универсальные характерные признаки миграции именно из залежи УВ, отделив влияние рассеянного органического вещества (РОВ) и процессов диагенеза. Это возможно сделать, изучив состав сорбированных УВ верхней части разреза.

Объект и методы исследования

Для выяснения закономерностей в распределении рассеянных газов верхней части разреза было исследовано газонасыщение керна восьми неглубоких (до 30 м) скважин, пробуренных на одной из нефтегазоносных площадей на севере Западной Сибири (рис. 1). Бурение проводилось колонковым способом без использования промывочной жидкости, керн отбирался с интервалом в 0,8–1 м. Образцы были представлены многолетнемерзлыми породами супесчаного или суглинистого состава с прослоями льда.

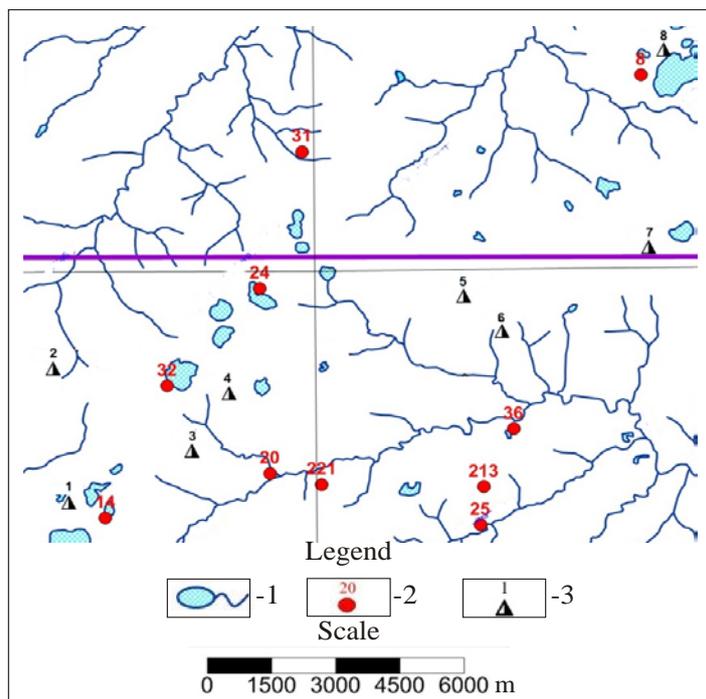


Рис. 1. Расположение скважин на территории поискового блока: 1 — гидросеть; 2 — разведочная скважина; 3 — колонковая скважина

Керн доставлялся в лабораторию в замороженном виде и хранился при отрицательной температуре до дегазации. Газ извлекался из керна методом термовакuumной дегазации и анализировался хроматографическим способом. В результате анализа были получены данные по содержанию в составе рассеянного газа в керне насыщенных и непредельных углеводородов от метана до октана, а так же неорганических газов — кислорода, водорода, двуокиси углерода и гелия. Всего было обработано 267 образцов. Для выявления закономерностей в компонентном составе была проведена статистическая обработка массива данных. Использовались такие статистические инструменты, как двухфакторный анализ, корреляционный анализ, частотное распределение.

Результаты

Выяснилось, что состав газа характеризуется резкой неоднородностью как по скважинам, так и по разрезам каждой скважины.

Метан обнаружен во всех пробах в концентрациях от 0,00025 до 52,8 % объемных с модальным диапазоном 0,001–0,003 % об. Максимальные значения обнаружены в скважинах 7 (52,8 % на глубине 7,3 м и 11,4 % на глубине 18 м) и 8 (5,5 % на глубине 22,7 м).

Анализ корреляционных связей метана (таблица) показал, что его содержание не зависит от глубины: слабую связь (K (коэффициент корреляции) = 0,33) он показал только в скв. 6. Связь его с другими УВ-газами весьма сложная и неодинакова в разных скважинах. Так, например, в скважинах 2, 3, 5, 6, 7 и 8 содержание метана никак не коррелирует с содержанием его ближайших гомологов и олефинов.

Коэффициенты корреляции между компонентами рассеянного газа в породах верхней части разреза (по всем скважинам)

	Глубина, м	C ₁	C ₂	C ₂ H ₄	C ₃	C ₃ H ₆	и-C ₄	н-C ₄	C ₄ H ₈	и-C ₅	н-C ₅	C ₃ H ₁₀	и-C ₆	н-C ₆	CO ₂	O ₂	H ₂	He	
Глубина, м	1,00																		
C ₁	-0,04	1,00																	
C ₂	0,10	0,10	1,00																
C ₂ H ₄	-0,07		0,76	1,00															
C ₃	0,06	0,14	0,95	0,80	1,00														
C ₃ H ₆	0,02	0,06	0,88	0,93	0,89	1,00													
и-C ₄	0,03	0,15	0,86	0,70	0,89	0,77	1,00												
н-C ₄	0,03	0,14	0,91	0,76	0,97	0,84	0,94	1,00											
C ₄ H ₈	-0,01	-0,02	0,67	0,74	0,65	0,80	0,58	0,63	1,00										
и-C ₅	0,05	0,07	0,55	0,32	0,51	0,41	0,72	0,57	0,23	1,00									
н-C ₅	-0,03	0,11	0,76	0,69	0,84	0,71	0,84	0,90	0,65	0,48	1,00								
C ₃ H ₁₀	-0,04	-0,04	0,25	0,34	0,22	0,36	0,30	0,21	0,31	0,39	0,23	1,00							
и-C ₆	-0,07	-0,02	0,38	0,36	0,41	0,37	0,49	0,50	0,46	0,29	0,56	0,08	1,00						
н-C ₆	0,03	-0,03	0,77	0,60	0,76	0,71	0,75	0,80	0,70	0,38	0,83	0,13	0,50	1,00					
CO ₂	-0,06	0,35	0,13	0,15	0,18	0,11	0,16	0,15	0,01	0,09	0,09	0,01	0,01	0,02	1,00				
O ₂	-0,02	-0,28	-0,31	-0,19	-0,32	-0,17	-0,28	-0,30	-0,08	-0,14	-0,23	0,00	-0,11	-0,16	-0,37	1,00			
H ₂	0,07	0,16	0,67	0,58	0,76	0,63	0,64	0,71	0,25	0,45	0,52	0,22	0,20	0,33	0,23	-0,43	1,00		
He	-0,01	-0,06	-0,12	-0,12	-0,12	-0,10	-0,17	-0,14	-0,10	-0,12	-0,13	-0,06	-0,11	-0,10	-0,08	0,15	-0,10	1,00	

В скв. 1 метан имеет связи со своими гомологами до пентана включительно (K от 0,57 с н-C₅ до 0,92 с C₂) и более слабые с этиленом ($K = 0,58$). В скв. 4 аналогичная картина, но связи слабее, K не превышает 0,58 (с этаном).

Из неорганических компонентов метан имеет связи с CO_2 ($K = 0,5$ в скв. 1, $K = 0,74$ в скв. 3, $K = 0,64$ в скв. 8), реже с H_2 ($K = 0,59$ в скв. 1, $K = 0,59$ в скв. 4). Ожидаемая отрицательная зависимость от кислорода (биогенный метан продуцируется больше анаэробами [6–8]) выражена слабо: лишь в скважинах 5 и 7 наблюдается околозначимый $K -0,37 - -0,41$.

Гомологи метана от этана до гексана определены во всех скважинах в разных концентрациях. Ненулевые значения их концентраций варьируют от $n \cdot 10^{-6}$ до $n \cdot 10^{-3}$ % об. Общая закономерность такова: средние и максимальные значения УВ падают с ростом длины углеводородной цепи, концентрации изоалканов меньше, чем нормальных, олефинов меньше, чем алканов с тем же количеством атомов углерода.

Корреляционный анализ показал отсутствие зависимости содержания гомологов метана от глубины отбора. Между собой гомологи метана связаны весьма жестко: коэффициенты корреляции колеблются от 0,75 до 0,98. Корреляционная связь содержания нормальных алканов одинаково высока как между собой, так и с алканами разветвленного строения. Единство их генезиса не вызывает сомнений. Связи насыщенных УВ с непредельными УВ выражаются в значимых коэффициентах корреляции, которые заметно ниже, чем у алканов между собой. То есть каждый алкан лучше связан со своими изомерами и гомологами, чем с олефином даже с тем же количеством атомов углерода.

Обращает на себя внимание устойчивая связь содержания гомологов метана с водородом. В том или ином виде она отмечается во всех скважинах. Коэффициенты корреляции гомологов метана и водорода максимальны с этаном ($K = 0,96$ в скв. 2) и падают с ростом длины углеродной цепи. В скважинах 4 и 8 также наблюдаются слабозначимые (0,44–0,48) коэффициенты корреляции гомологов метана с двуокисью углерода. С другими неорганическими компонентами гомологи метана не связаны.

Олефины с числом атомов углерода от двух до пяти (от этилена до пентена) обнаружены во всех скважинах в концентрациях, варьирующих в широких пределах — от нуля до $8 \cdot 10^{-3}$ % об. Их содержание меньше, чем алканов с тем же количеством атомов углерода, и их средние значения уменьшаются с ростом длины цепи.

Корреляционный анализ показал, что олефины имеют более тесную связь между собой, чем с насыщенными УВ, даже если количество атомов углерода у олефина и алкана одинаковы. Так, например, пропилен имеет коэффициент корреляции с бутиленом 0,95, а с пропаном — 0,78.

От глубины их содержание никак не зависит. Из неорганических компонентов олефины лучше всего коррелируют с водородом: во всех скважинах, кроме шестой, наблюдается устойчивая связь водорода с олефинами с коэффициентом корреляции от 0,6 до 0,93. В скв. 6 коэффициент корреляции между олефинами и водородом незначимый, но графические построения (рис. 2) показывают их взаимозависимое распределение по разрезу.

Двуокись углерода обнаружена в 100 % проб. Минимальное значение 0,072 % об. соответствует примерно его концентрации в атмосфере. Максимальное содержание CO_2 (46,5 %) обнаружено в скв. 7 на глубине 11,6 м. В остальных скважинах его содержание не превышает 3–4 %.

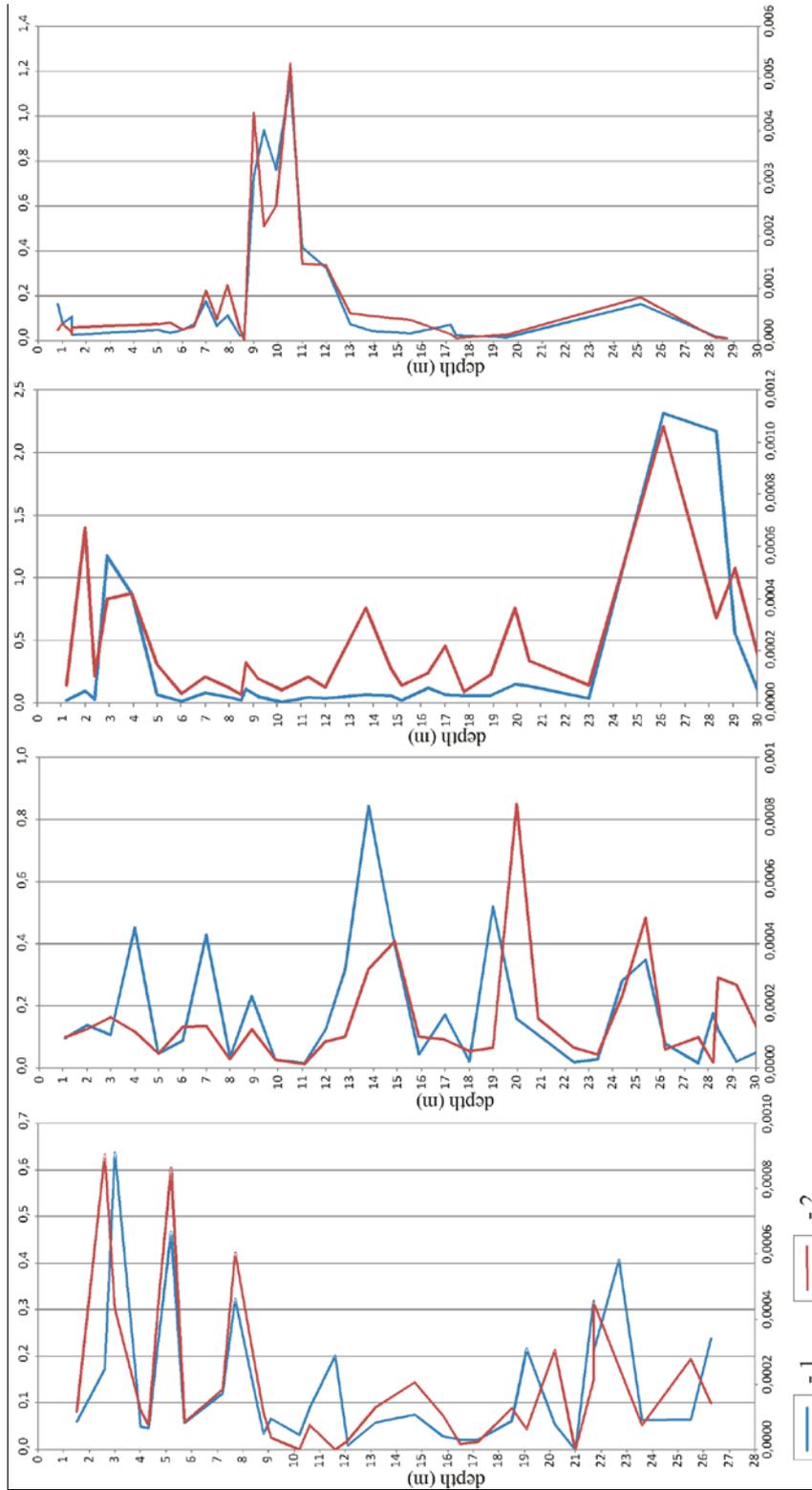


Рис. 2. Распределение геохимических показателей (H₂, олефины) по разрезу скважин 8-6-5-2: 1 — содержание H₂ (% об.) — по верхней горизонтальной оси; 2 — содержание олефинов (% об.) — по нижней горизонтальной оси

Согласно корреляционному анализу, распространение диоксида углерода в породах верхней части разреза (ВЧР) в основном не связано с другими компонентами газовой смеси. Только в скв. 8 его содержание скоррелировалось с УВ-газами: метаном, этиленом, пентаном и гексаном. В скв. 4 распределение CO_2 по стволу находится в слабой обратной зависимости от глубины ($K = -0,56$), а так же демонстрирует связь с распределением олефинов.

Водород обнаружен почти во всех пробах, нулевые значения его содержания встречаются в скважинах 7 и 8. Его концентрации варьируют от 0,004 до 6,7 % об. Максимум наблюдается в скв. 7 на глубине 18 м.

Как уже отмечалось, корреляционный анализ демонстрирует устойчивую связь водорода с гомологами метана, в меньшей степени — с олефинами.

В скважинах 3 и 5 водород проявил явно выраженную отрицательную ($K = -0,64$ и $-0,68$ соответственно) связь с кислородом, а в скважинах 1 и 4 — с метаном ($K = 0,59$ в обоих случаях).

Высокая корреляционная зависимость между олефинами и водородом прослеживается в разрезе скважин и по разрезу (см. рис. 2), объясняется это гипотезой биохимического образования H_2 , при разложении бактериями органического вещества в водоносных горизонтах. В свою очередь процесс образования олефинов так же напрямую связан с бактериальной деятельностью [6, 9, 10, 11]. На глубинах 20–25 м наблюдается повышенное содержание водорода и непредельных УВ, поэтому данный интервал можно диагностировать как водонасыщенный.

Кислород обнаружен в 100 % образцов в концентрациях от 8 до 22,5 % об. Корреляционный анализ не выявил явных связей содержания кислорода с другими показателями. Характер распределения содержания кислорода (рис. 3) говорит о том, что основой газа является захороненная атмосфера, неатмосферных источников кислорода нет.

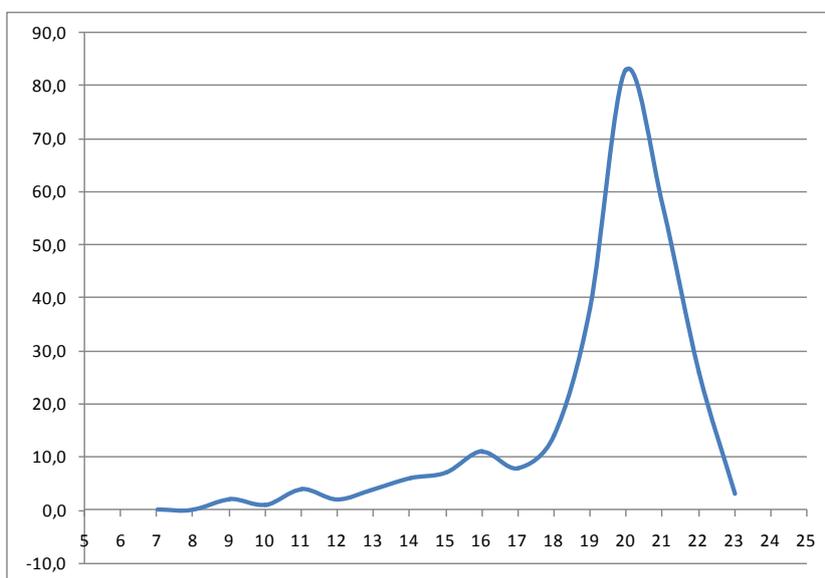


Рис. 3. Распределение частот встречаемости значений содержания кислорода

Гелий не обнаружен по всему разрезу скв. 8. В остальных скважинах его содержание варьирует от нуля до 0,024 % об.

Содержание его в пробах никак не связано с другими показателями: максимальные коэффициенты корреляции (в скв. 6 с некоторыми алканами) — 0,34–0,51.

Вариации концентраций O_2 связаны исключительно с его пониженными относительно атмосферы концентрациями, что объясняется его активным потреблением микроорганизмами в слабо аэрируемых прослоях ВЧР. Отсутствие ярко выраженной связи кислорода с двуокисью углерода, ожидаемой для зон высокой микробиологической активности, свидетельствует о полигенном характере CO_2 [12, 13]. Его модальные значения (рис. 4) выше его содержания в атмосфере, а значит, кроме атмосферы, он имеет еще ряд источников.

Очевидно, что это будет микробиологическое и абиогенное окисление органики, но нельзя исключать и миграцию CO_2 из нижележащих отложений, где он активно выделяется в процессе диагенеза и катагенеза РОВ [14]. Так как оба газа присутствуют в атмосфере, на их содержание будет влиять и степень аэрации, которая будет зависеть от литологии и влажности пород над местом отбора [13].

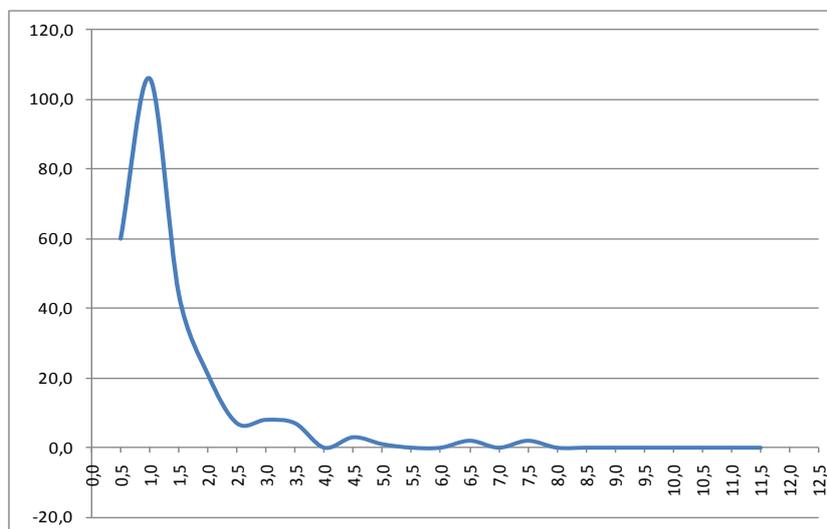


Рис. 4. Распределение частот встречаемости значений содержания двуокиси углерода

Следует учесть, что участие микробиологического фактора в формировании газовой среды ВЧР носит сложный разнонаправленный характер. Генерация метана связана с деятельностью архей в строго анаэробных условиях с $pH < 7$ [8].

Микробиологическая редукция алканов, наоборот, производится в аэробной среде [9, 10, 15].

Все исследуемые образцы показали наличие кислорода, а значит, и катагенетический, и биогенный метан является для исследуемого разреза миграционным [16], с той разницей, что биогенный метан идет из анаэробной зоны диагенеза РОВ.

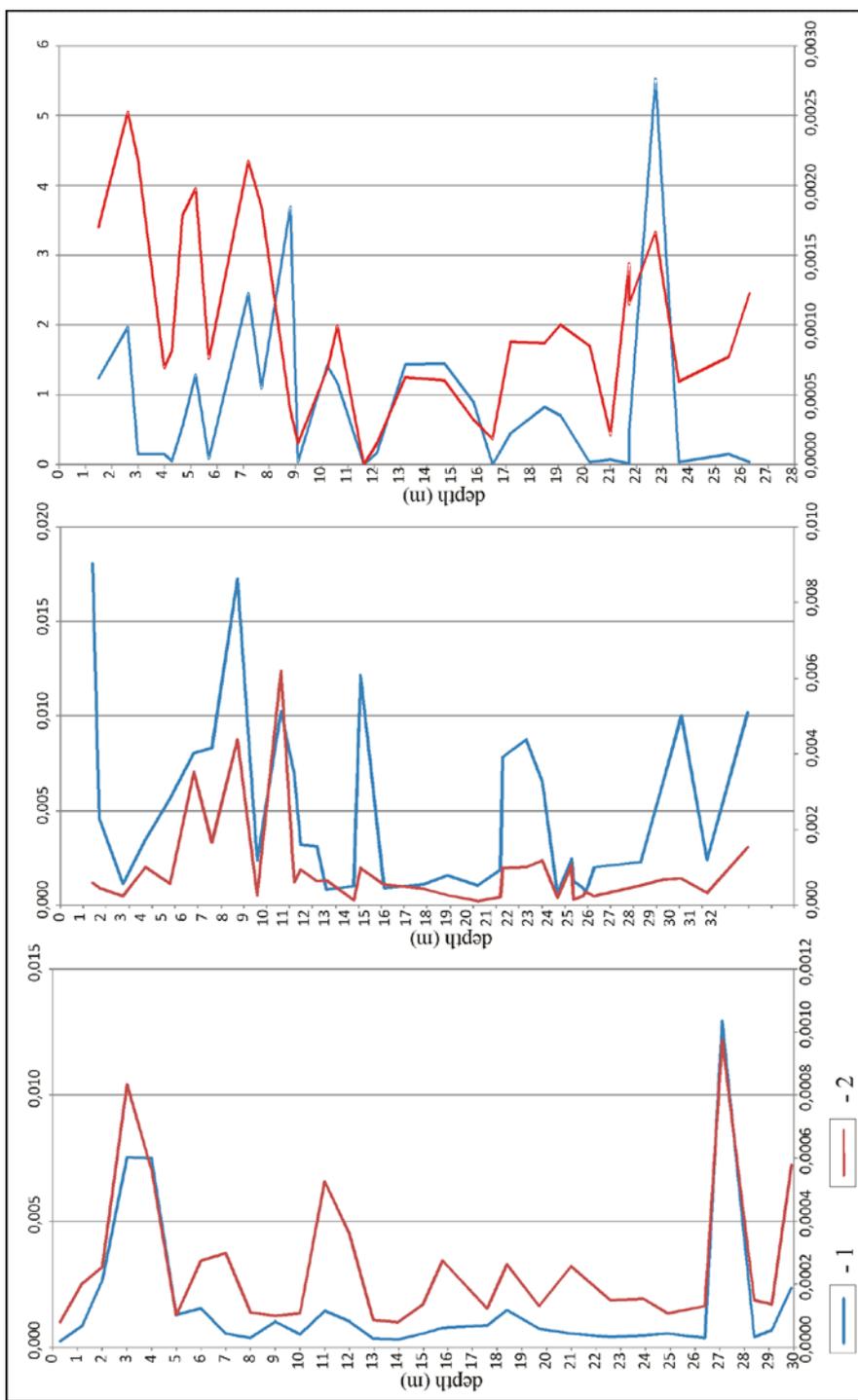


Рис. 5. Распределение метана и его гомологов по разрезу скважин 8-6-5-2: 1 — содержание метана (% об.) — по верхней горизонтальной оси; 2 — содержание гомологов метана C₂-C₆ (% об.) — по нижней горизонтальной оси

Анализ распределений газов по разрезу (рис. 5) в некоторой степени подтверждает данные корреляционного анализа: в скважинах 1, 4 и (в некоторой степени) 8 наблюдается совместное распределение метана и его гомологов. Учитывая относительно невысокие значения метана в скважинах 1 и 4, можно утверждать, что и метан, и остальные легкие алканы имеют один источник в зоне катагенеза, вполне вероятно, им является скопление УВ.

В этих же скважинах наблюдается связь метана с водородом. В скв. 8 содержание метана выше на два порядка, чем в первой и четвертой.

В остальных скважинах метан и его гомологи распределяются независимо, что говорит о наличии мощного конкурентного источника метана.

Максимальных значений метан достигает в скв. 7 — более 50 % на глубине 8 м, по остальному разрезу скважины его содержание также высоко, среднее значение по скважине — 3,6 %. Это может являться признаком гидратообразования в многолетнемерзлых породах [17–20].

Выводы

Статистические показатели измеренных компонентов и межкомпонентные корреляционные связи говорят о комплексном генезисе газа дегазации образцов пород верхней части разреза.

В формировании состава рассеянного газа принимают участие следующие процессы:

- миграция углеводородов и неорганических газов из зоны диагенеза органического вещества;
- миграция углеводородов из нефтеносных отложений;
- аэробное микробиологическое окисление миграционных алканов;
- анаэробная генерация метана археями;
- образование газогидратов в многолетнемерзлых породах.

Особый интерес вызывает генезис водорода и олефинов. В составе газонефтяных скоплений на севере Западной Сибири олефинов фактически нет, а водород встречается редко и в относительно небольших количествах. Однако водород часто обнаруживается в составе водорастворенных газов. Высокая степень связей водорода и олефинов с гомологами метана может говорить о том, что их генезис связан с биоредукцией алканов в верхних слоях осадочного чехла.

Библиографический список

1. Заватский, М. Д. Зависимость наземных полей концентраций углеводородных газов от нефтеносности осадочного чехла в пределах Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна / М. Д. Заватский. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2008. – № 2. – С. 9–16.
2. Заватский, М. Д. Информативность геохимических показателей при поиске углеводородов в Западной Сибири (по результатам геохимической съемки по снегу) / М. Д. Заватский, А. И. Цепляева. – Текст : непосредственный // Естественные и технические науки. – 2016. – № 10 (100). – С. 70–73.
3. Применение метода Gore-Sorber в комплексе геофизических и геохимических исследований при диагностике углеводородных залежей / Р. С. Хисамов, П. Харрингтон, В. Герман [и др.]. – Текст : непосредственный // Георесурсы. – 2009. – № 1 (29). – С. 29–32.

4. Паняк, С. Г. Поиски углеводородов с использованием методики GORE в Западной Сибири / С. Г. Паняк, В. И. Герман. – Текст : непосредственный // Известия Уральского государственного горного университета. – 2011. – № 25–26. – С. 48–52.
5. Паняк, С. Г. Возможности модернизации геохимических методов поиска месторождений нефти и газа / С. Г. Паняк, Г. И. Страшенко, А. И. Ермолаев. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Горный журнал. – 2014. – № 1. – С. 141–145.
6. Зорькин, Л. М. Генезис газов подземной гидросферы (в связи с разработкой методов поиска залежей углеводородов) / Л. М. Зорькин. – Текст : непосредственный // Геоинформатика. – 2008. – № 1. – С. 45–53.
7. Минько, О. И. Генерация углеводородного газа почвенным покровом планеты / О. И. Минько. – Текст : непосредственный // Геохимия. – 1991. – № 1. – С. 3–15.
8. Biogeochemistry of methane and methanogenic archaea in permafrost / E. Rivkina, V. Shcherbakova, K. Laurinavichius [et al.]. – DOI 10.1111/j.1574-6941.2007.00315.x. – Direct text // FEMS Microbiology Ecology. – 2007. – Vol. 61, Issue 1. – P. 1–15.
9. Теоретические и практические аспекты проблемы биологического окисления углеводородов микроорганизмами / А. В. Брянская, Ю. Е. Уварова, Н. М. Слынько [и др.]. – Текст : непосредственный // Вавиловский журнал генетики и селекции. – 2014. – Т. 18, № 4–2. – С. 999–1012.
10. Путилина, В. С. Процессы биохимической деградации нефтяных углеводородов в зоне аэрации и подземных водах / В. С. Путилина, И. В. Галицкая, Т. И. Юганова. – DOI 10.7868/S0869780318030055. – Текст : непосредственный // Геоэкология, инженерная геология, гидрогеология, геокриология. – 2018. – № 3. – С. 43–55.
11. Rojo, F. Degradation of alkanes by bacteria / F. Rojo. – DOI 10.1111/j.1462-2920.2009.01948.x. – Direct text // Environmental Microbiology. – 2009. – Vol. 11, Issue 10. – P. 2477–2490.
12. Sulfur and CO₂ gases emitted during weathering of sulfides : Role of microbial activity and implications to exploration through cover / C. Plet, C. Siegel, M. Wolterning [et al.]. – DOI 10.1016/j.oregeorev.2021.104167. – Direct text // Ore Geology Reviews. – 2021. – Vol. 134 – P. 104–167.
13. Lal, R. Accelerated Soil erosion as a source of atmospheric CO₂ / R. Lal. – DOI 10.1016/j.still.2018.02.001. – Direct text // Soil and Tillage Research. – 2019. – Vol. 188. – P. 35–40.
14. Панкина, Р. Г. Происхождение кислых газов (H₂S и CO₂) и прогнозирование их содержания в углеводородных скоплениях / Р. Г. Панкина, В. Л. Мехтиева. – Москва, 1983. – 54 с. – Текст : непосредственный.
15. Павликова, Т. А. Деградация нефти ассоциацией аэробных углеводородоокисляющих микроорганизмов в различных типах почв : специальность: 03.00.07 «Микробиология» : диссертация на соискание ученой степени кандидата биологических наук / Павликова Татьяна Алексеевна. – Москва, 2004. – 132 с. – Текст : непосредственный.
16. Курчатова, А. Н. Формирование геохимических аномалий при миграции углеводородов в криолитозоне Западной Сибири / А. Н. Курчатова, В. В. Рогов. – DOI 10.15356/2076-6734-2018-2-199-212. – Текст : непосредственный // Лёд и Снег. – 2018. – Т. 58, № 2. – С. 199–212.
17. Федосеев, С. М. Газовые гидраты криолитозоны / С. М. Федосеев. – Текст : непосредственный // Наука и образование. – № 1 (41). – 2006. – С. 22–27.
18. Истомин, В. А. Особенности кинетики разложения и экология газогидратов / В. А. Истомин, В. Г. Квоц, П. М. Роджерс. – Текст : непосредственный // Газовая промышленность. – 2008. – № 5 (619) – С. 41–47.
19. О фильтрации газов в многолетнемерзлых породах в свете проблемы дегазации литосферы Земли и формирования естественных взрывных процессов в криолитозоне / А. Н. Хименков, А. В. Кошурников, Ф. С. Карпенко [и др.]. – DOI 10.7256/2453-8922.2019.3.29627. – Текст : непосредственный // Арктика и Антарктика. – 2019. – № 3. – С. 16–38.
20. Vlasov, V. A. Simplified diffusion model of gas hydrate formation from ice / V. A. Vlasov. – DOI 10.1007/s00231-015-1575-6. – Direct text // Heat Mass Transfer. – 2016. – Vol. 52, Issue 3. – P. 531–537.

References

1. Zavatskiy, M. D. (2008). Dependence of surface fields concentration of hydrocarbon gases on the oil content of the sedimentary cover within the West-Siberian oil and gas-bearing basin. Higher Educational Institutions. *Neft' i Gas*, (2), pp. 9-16. (In Russian).
2. Zavatskiy, M. D., & Tseplyaeva, A. I. (2016). Informativnost' geokhimicheskikh pokazateley pri poiske uglevodorodov v Zapadnoy Sibiri (po rezul'tatam geokhimicheskoy s'emki po snegu). *Estestvennyye i tekhnicheskie nauki*, (10(100)), pp. 70-73. (In Russian).
3. Khisamov, R. S., Harrington, P., German, V., Voitovich, S. E., & Chernishova, M. G. (2009). The using of Gore-Sorber method at complex geophysical and geochemical of the investigations at diagnostics of the oilfield. *Georesursy*, (1(29)), pp. 29-32. (In Russian).
4. Panyak, S. G., & German, V. V. (2011). Search for hydrocarbons using GORE technique in Western Siberia. *News of the Ural State Mining University*, (25-26), pp. 48-52. (In Russian).
5. Panyak, S. G., Strashnenko, G. I., & Ermolaev, A. I. (2014). Possibilities of upgrading geochemical methods of searches of oil and gas fields. *News of the higher institutions. Mining journal*, (1), pp. 141-145. (In Russian).
6. Zorkin, L. M. (2008). Genesis of gases of the underground hydrosphere in connection with prospecting of hydrocarbon accumulations. *Geoinformatika*, (1), pp. 45-53. (In Russian).
7. Min'ko, O. I. (1991). Generatsiya uglevodorodnogo gaza pochvennym pokrovom planety. *Geochemistry International*, (1), pp. 3-15. (In Russian).
8. Rivkina, E., Shcherbakova, V., Laurinavichius, K., Petrovskaya, L., Krivushin, K., Kraev, G.,... Gilichinsky, D. (2007). Biogeochemistry of methane and methanogenic archaea in permafrost. *FEMS Microbiology Ecology*, 61(1), pp. 1-15. (In English). DOI: 10.1111/j.1574-6941.2007.00315.x
9. Bryanskaya, A. V., Uvarova, Yu. E., Slynko, N. M., Demidov, E. A., Rozanov, A. S., & Peltek, S. E. (2014). Theoretical and practical issues of biological oxidation of hydrocarbons by microorganisms. *Vavilov journal of genetics and breeding*, 18(4-2), pp. 999-1012. (In Russian).
10. Putilina, V. S., Galickaja, I. V., & Juganova, T. I. (2018). Processes of biochemical degradation of oil hydrocarbons in the unsaturated zone and groundwater. *Geoekologiya. Inzheneraya geologiya, gidrogeologiya, geokriologiya*, (3), pp. 43-55. (In Russian). DOI: 10.7868/S0869780318030055
11. Rojo, F. (2009). Degradation of alkanes by bacteria. *Environmental Microbiology*, 11(10), pp. 2477-2490. (In English). DOI: 10.1111/j.1462-2920.2009.01948.x
12. Plet, C., Siegel, C., Wolterning, M., Noble, R., Pagès, A., Thorne, ... Anand, R. (2021). Sulfur and CO₂ gases emitted during weathering of sulfides: Role of microbial activity and implications to exploration through cover. *Ore Geology Reviews*, (134), pp. 104-167. (In English). DOI: 10.1016/j.oregeorev.2021.104167
13. Lal, R. (2019). Accelerated Soil erosion as a source of atmospheric CO₂. *Soil and Tillage Research*, 188, pp. 35-40. (In English). DOI: 10.1016/j.still.2018.02.001
14. Pankina R. G., & Mekhtieva, V. L. (1983). Proiskhozhdenie kislykh gazov (N₂S i CO₂) i prognozirovaniye ikh sodержaniya v uglevodorodnykh skopleniyakh. Moscow, 54 p. (In Russian).
15. Pavlikova, T. A. (2004). Degradatsiya nefi assotsiatsiy aerobnykh uglevodorodokislyashchikh mikroorganizmov v razlichnykh tipakh pochv. Diss. ... kand. biol. nauk. Moscow, 132 p. (In Russian).
16. Kurchatova, A. N., & Rogov, V. V. (2018). Formation of geochemical anomalies in hydrocarbon migration in the permafrost zone of Western Siberia. *Ice and Snow*, (2), pp. 199-212. (In Russian). DOI: 10.15356/2076-6734-2018-2-199-212
17. Fedoseev, S. M. (2006). Gazovye gidraty kriolitozony. *Nauka i obrazovanie*, (1(41)), pp. 22-27. (In Russian).
18. Istomin, V. A., Kvon, V. G., & Rodzhers, P. M. (2008). Osobennosti kinetiki razlozheniya i ekologiya gazogidratov. *Gas Industry*, (S(619)), pp. 41-47. (In Russian)
19. Khimenkov, A. N., Koshurnikov, A. V., Karpenko, F. S., Kutergin, V. N., Gagarin, V. E., & Sobolev, P. A. (2019). On the filtration of gases in permafrost formations in light of the problem of degassing lithosphere of the Earth and formation of natural explosive processes in the cryolithozone. *Arktika i Antarktika*, (3), pp. 16-38. (In Russian). DOI: 10.7256/2453-8922.2019.3.29627
20. Vlasov, V. A. (2016). Simplified diffusion model of gas hydrate formation from ice. *Heat Mass Transfer*, 52(3), pp. 531-537. (In English). DOI: 10.1007/s00231-015-1575-6

Сведения об авторах

Заватский Михаил Дмитриевич, к. г.-м. н., доцент, профессор кафедры геологии месторождений нефти и газа, заведующий учебно-научной геохимической лабораторией, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: zavatskijmd@tyuiu.ru

Нежданов Алексей Алексеевич, д. г.-м. н., профессор кафедры прикладной геофизики, Тюменский индустриальный университет, главный научный сотрудник, ООО «Газпром ВНИИГаз», г. Тюмень

Курчатова Анна Николаевна, к. г.-м. н., директор Субарктического научно-учебного полигона, Тюменский индустриальный университет, начальник отдела геотехнического мониторинга АО «Мессояханефтегаз» г. Тюмень

Information about the authors

Mikhail D. Zavatsky, Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Head of the Educational and Scientific Geochemical Laboratory, Industrial University of Tyumen, e-mail: zavatskijmd@tyuiu.ru

Aleksey A. Nezhdanov, Doctor of Geology and Mineralogy, Professor, at the Department of Applied Geophysics, Industrial University of Tyumen, Chief Researcher, Gazprom VNIIGAZ LLC, Tyumen

Anna N. Kurchatova, Candidate of Geology and Mineralogy, Director of the Tyumen Industrial University Subarctic Research and Training Ground, Head of the Geotechnical Monitoring Department of Messoyakhaneftegaz JSC, Tyumen