

ГОРНОПРОМЫШЛЕННАЯ ГЕОЛОГИЯ, ГИДРОЛОГИЯ И ГЕОЭКОЛОГИЯ

УДК 553.94:550.84

DOI:10.7242/echo.2020.3.1

МЕТОДИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ГЕОХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СОСТОЯНИЯ ПОДЗЕМНЫХ ВОД НА УЧАСТКАХ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

А.А. Борисов

Горный институт УрО РАН, г. Пермь

Аннотация: Проанализированы результаты режимных геохимических исследований подземных вод на участках разработки нефтяных месторождений. Установлено, что высокое содержание водорастворимых органических соединений не имеет прямой связи с ионно-солевым составом вод на участках наблюдений. Приведены рекомендации по определению генезиса органической составляющей подземных вод и выявлению компонентов нафтидного типа.

Ключевые слова: нефтяные месторождения, подземные воды приповерхностной гидросферы, наблюдательные гидрогеологические скважины, идентификация генезиса органического загрязнения.

Загрязнение подземных вод на участках нефтедобычи может быть связано как с поступлением нефти и минерализованных вод из поверхностных нефтепромысловых объектов, так и с глубинными источниками (восходящая миграция пластовых флюидов по заколонному пространству дефектных скважин или зонам повышенной трещиноватости). Второй механизм загрязнения является наиболее потенциально опасной формой проявления техногенеза нефтедобывающего профиля, поскольку может привести к образованию техногенных скоплений нефти и высокоминерализованных вод в приповерхностной части разреза [5].

В гидрогеологическом плане территория Пермского Приуралья характеризуется платформенными условиями формирования подземных вод в палеозойских осадочных отложениях. В приповерхностной части разреза выделяются три гидрогеохимические зоны [7]: верхняя зона содержит пресные гидрокарбонатно-кальциевые или слабо солоноватые сульфатно-кальциевые воды; зона сульфатных вод приурочена к кунгурской (иренской) сульфатно-карбонатно-терригенной свите; к зоне затрудненного водообмена относятся нефтегазоводоносные комплексы, содержащие хлоридно-натриевые рассолы.

Система наблюдений за состоянием подземных вод приповерхностной гидросферы на разрабатываемых нефтяных месторождениях основана на ежеквартальном опробовании наблюдательных гидрологических скважин (нг-скважин), вскрывших шешминский или соликамский водоносные горизонты [4]. Отобранные пробы воды анализируются на ионно-солевой состав и содержание ряда органических соединений (нефтепродукты, фенолы). Кроме того, изучается углеводородный состав водорастворенных газов. В качестве приоритетных показателей нефтепромыслового загрязнения приповерхностной гидросферы рассматриваются хлориды, «нефтепродукты» (интегральный показатель, отражающий суммарное содержание водорастворенных углеводородов), фенолы. Изучение состава водорастворенных газов направлено на выявление признаков возможных вертикальных перетоков флюидов из продуктивной части разреза.

Анализ результатов гидрорежимных наблюдений свидетельствует, что ионно-солевой состав вод в нг-скважинах не является постоянным и в течение годового цикла характеризуется значительной изменчивостью содержания ряда макрокомпонентов (рис. 1).

Наличие временной динамики отмечается и в изменении углеводородного состава водорастворенных газов (табл. 1): для некоторых нг-скважин отмечается периодическое появление полного спектра гомологов метана (тяжелые углеводороды этан-гексан), что может интерпретироваться как индикатор процессов восходящего массопереноса пластовых флюидов и формирования специфических гидрогеохимических обстановок, генетически связанных с проявлением в приповерхностной гидросфере ореолов рассеяния залежей углеводородов [3].

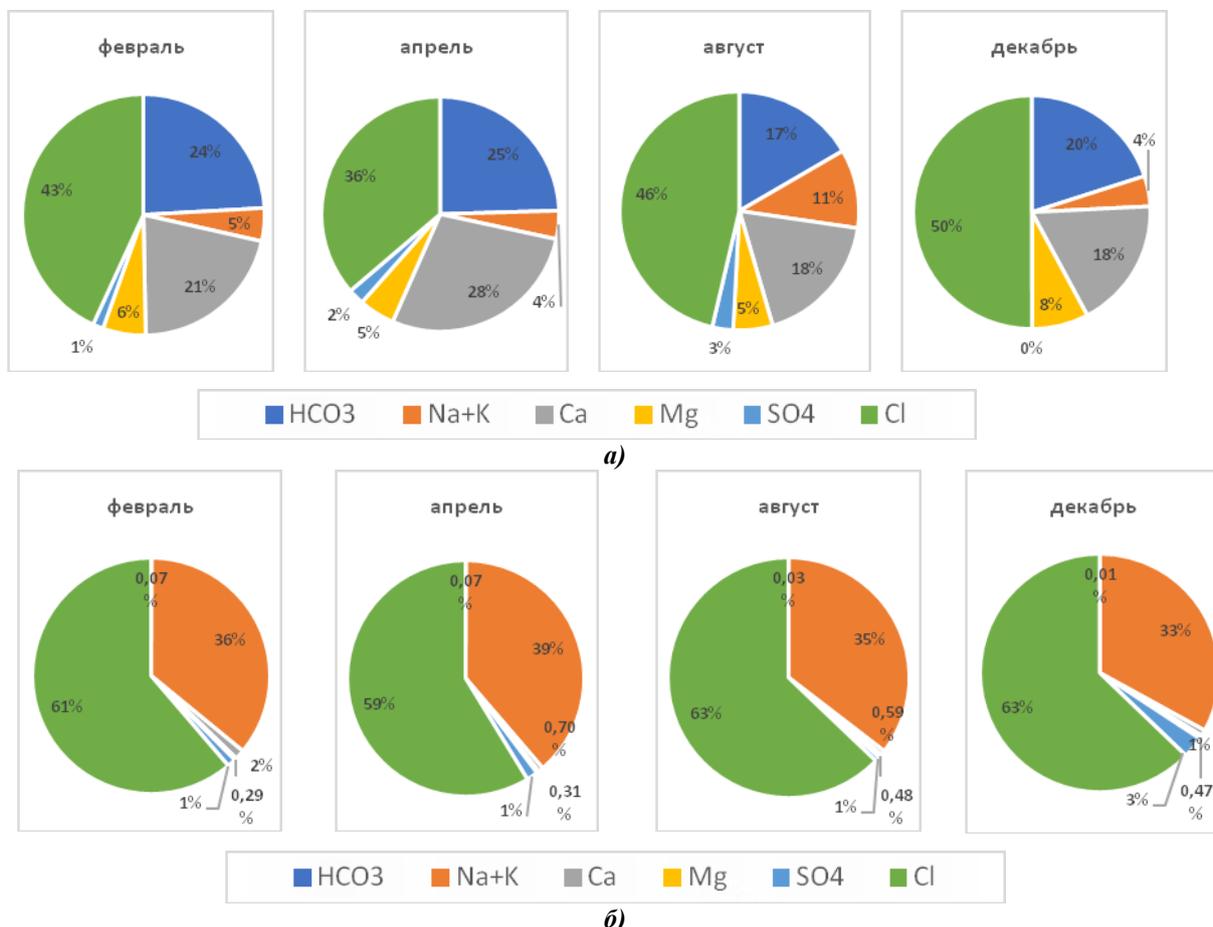


Рис. 1. Временная динамика компонентов ионно-солевого состава в нг-скважинах шешминского (а) и соликамского (б) горизонтов

Таблица 1

Примеры временной динамики состава водорастворенных углеводородных газов в наблюдательных гидрогеологических скважинах

Время	Содержание, мг/м ³										
	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₃ H ₈	C ₃ H ₆	iC ₄ H ₁₀	nC ₄ H ₁₀	nC ₄ H ₈	iC ₅ H ₁₂	nC ₅ H ₁₂	nC ₆ H ₁₄
<i>шешминский горизонт (скв.3-нгр, Ростовицкое месторождение)</i>											
февраль	13,07	0,03	0,01	0,04	-	-	0,05	-	-	-	0,30
апрель	11,51	0,17	0,01	0,05	0,01	0,01	0,02	0,02	0,01	0,03	0,26
август	14,4	0,35	0,01	0,05	0,01	0,02	0,02	0,01	-	0,02	0,14
декабрь	28,89	0,87	0,02	0,04	0,02	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,13
<i>соликамский горизонт (скв.3-нгр, Проворовское месторождение)</i>											
февраль	18,4	0,17	0,01	0,14	0,02	0,02	0,09	0,04	0,05	0,04	0,21
апрель	60,83	0,54	0,01	0,33	-	0,01	0,01	-	0,01	0,06	0,38
август	10,7	0,38	0,03	0,2	0,03	0,03	0,08	-	0,04	0,05	0,31
декабрь	56,67	0,45	0,01	0,04	0,01	0,03	0,02	0,03	0,04	0,04	0,40
Прочерк – не обнаружены											

Возможность проявления в приповерхностной гидросфере за счет естественных процессов восходящей миграции глубинных компонентов не только газов, но и паровых и жидких углеводородов, значительно усложняет использование этих компонентов в качестве индикатора техногенных процессов. Так, при выполнении гидрогеохимических исследований в районе Ростовицкой структуры задолго до начала разработки месторождения в ряде родников, территориально приуроченных к её приконтурной части, фиксировались повышенные концентрации углеводородных газов и нефтепродуктов, не свойственные зоне активного водообмена [3].

Многолетний опыт наблюдений за ионно-солевым составом подземных вод на разрабатываемых нефтяных месторождениях позволяет предположить, что фиксируемые характеристики компонентного состава отражают исключительно природную гидрохимическую обстановку. Так, например, использование коэффициентов классификации подземных вод по В.А. Сулину показывает, что состав подземных вод в наблюдательных скважинах является отличным от состава пластовых вод основных нефтегазоносных комплексов (рис. 2-а). Однако в ряде наблюдательных скважин систематически фиксируются повышенные значения показателя «нефтепродукты». При этом в данных скважинах гидрохимический облик вод принципиально отличается от вод более глубоководных горизонтов, из которых, как предполагается, может происходить поступление флюидов, обуславливающее органическое загрязнение (рис. 2-б).

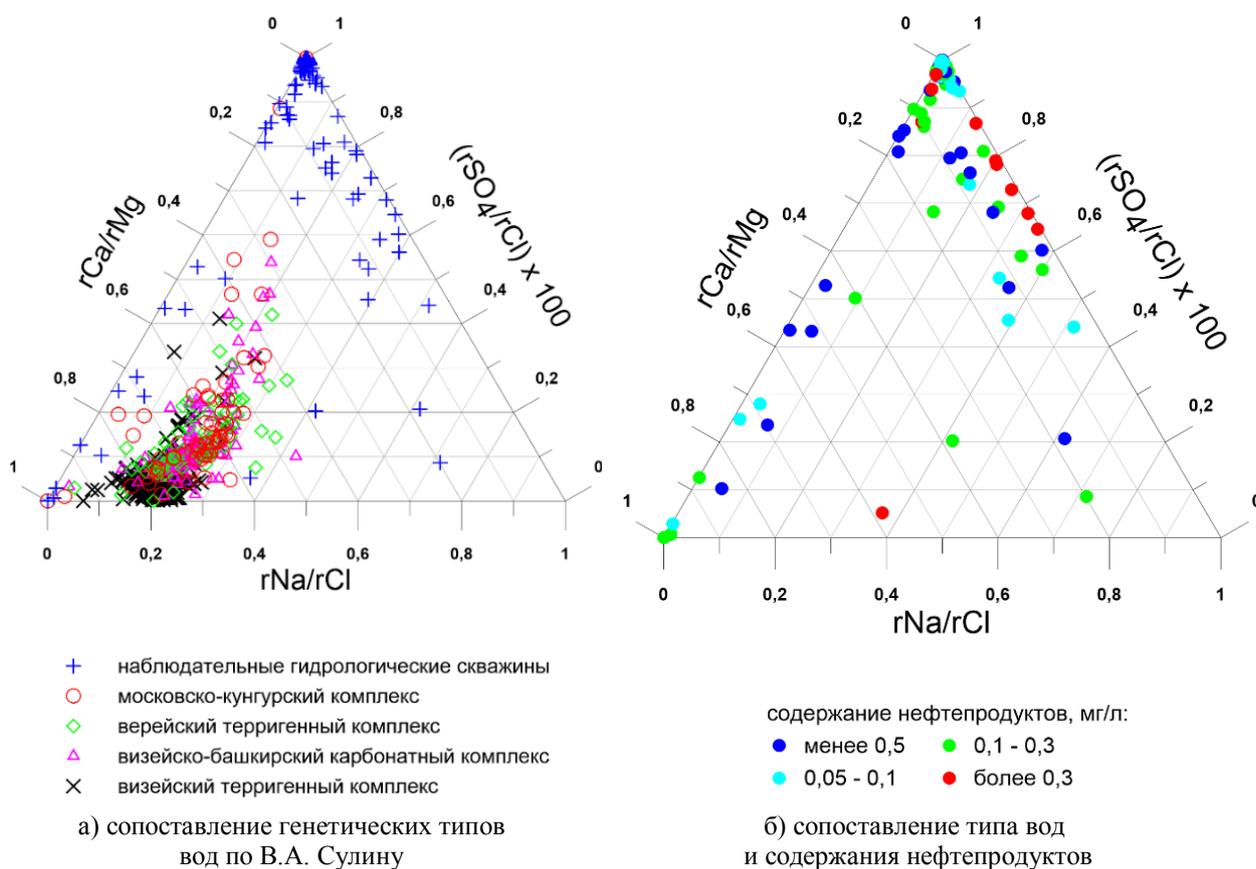


Рис. 2. Гидрохимические показатели подземных вод на участках нефтедобычи

Отсутствие зависимости между содержанием ионно-солевых компонентов и «нефтепродуктов» (НП) подтверждается результатами корреляционного анализа, выполненного по 137 определениям компонентного состава проб вод из нг-скважин (табл. 2).

Таблица 2

**Коэффициенты парной корреляции результатов
определения компонентов**

	<i>Na+K</i>	<i>Ca</i>	<i>Mg</i>	<i>Cl</i>	<i>SO₄</i>	<i>CO₃</i>	<i>HCO₃</i>	<i>НП</i>	<i>фенол</i>
<i>Na+K</i>	1,00								
<i>Ca</i>	0,37	1,00							
<i>Mg</i>	0,52*	0,70	1,00						
<i>Cl</i>	0,71	0,74	0,80	1,00					
<i>SO₄</i>	0,61	0,52	0,41	0,29	1,00				
<i>CO₃</i>	0,04	-0,11	-0,10	-0,03	-0,07	1,00			
<i>HCO₃</i>	-0,18	0,02	0,00	-0,02	-0,20	-0,18	1,00		
<i>НП</i>	-0,01	-0,06	-0,03	-0,08	0,04	0,02	-0,22	1,00	
<i>фенол</i>	0,01	-0,06	-0,01	-0,02	-0,01	-0,05	-0,06	0,39	1,00

Примечание: выделены значимые коэффициенты корреляции (значения более 0,5)

Не останавливаясь на неоднозначности показателя «нефтепродукты» как диагностического критерия процессов техногенеза нефтедобывающего профиля, следует отметить, что принципиальная сложность его использования заключается в отсутствии возможности однозначного определения генезиса водорастворенной органики. Как показывает опыт работ, с этой целью более эффективным является использование показателя хлороформенный битумоид (ХБА), отражающего суммарное содержание органических соединений, извлекаемых хлороформом, в т.ч. углеводородных соединений. При этом диагностика соединений нафтидного типа должна выполняться с учетом особенностей природного органического фона приповерхностной гидросферы и особенностей гипергенного преобразования миграционных нефтяных соединений, приводящих к деградации углеводородных соединений и появлению в составе водорастворенного органического вещества широкого спектра устойчивых в водной среде гетеросоединений [1, 2, 6]. Выявление подобных маркеров в составе водорастворенной органики требует использования методов ИК-спектроскопии и хромато-масс-спектрометрии (ХМС), дающих информацию о структурно-групповом и индивидуальном составе аквабитумоидов.

Исследование состава аквабитумоида методом ИКС позволяет исследовать соотношение углеводородных и кислородсодержащих соединений (рис. 3). Так, например, интенсивное проявление поглощений в диапазоне $1720-1740\text{ см}^{-1}$ и $1300-1000\text{ см}^{-1}$ («эфирная полоса») свидетельствует о доминировании в аквабитумоиде С-О-С, С-О-Н-групп эфиров и спиртов, характерных для сингенетичной органики вмещающих отложений (рис.3-а). В случае присутствия углеводородных соединений нафтидного типа отмечается преобладание полос поглощения CH_2 и CH_3 групп (1365 и 1470 см^{-1}) над проявлением С=О связей ($1720-1740\text{ см}^{-1}$) кислородсодержащих соединений (рис.3-б).

Метод ХМС позволяет получать информацию о составе углеводородных соединений, и прежде всего n-алканов. В составе природного органического фона гидросферы углеводородная составляющая представлена в основном алифатическими структурами. n-алканы характеризуются рядом $\text{C}_{18} - \text{C}_{33}$ с доминированием длинноцепочечных четных гомологов ($\Sigma\text{C}_{\leq 20}/\Sigma\text{C}_{\geq 21}=0,80$) (рис.4-а). В аквабитумоидах

нафтидного типа, не затронутых гипергенным преобразованием, среди н-алканов доминируют низкомолекулярные длинноцепочечные нечетные гомологи ($\Sigma C_{\leq 20} / \Sigma C_{\geq 21} = 0,87$) (рис. 4-б).

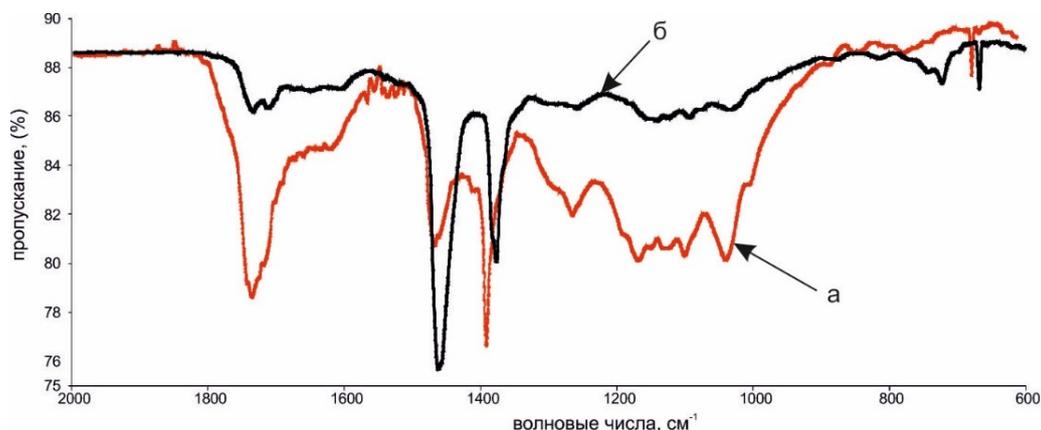


Рис. 3. ИК-спектры ХБА, отражающие природный органический фон гидросферы (а) и признаки присутствия нафтидных компонентов (б)

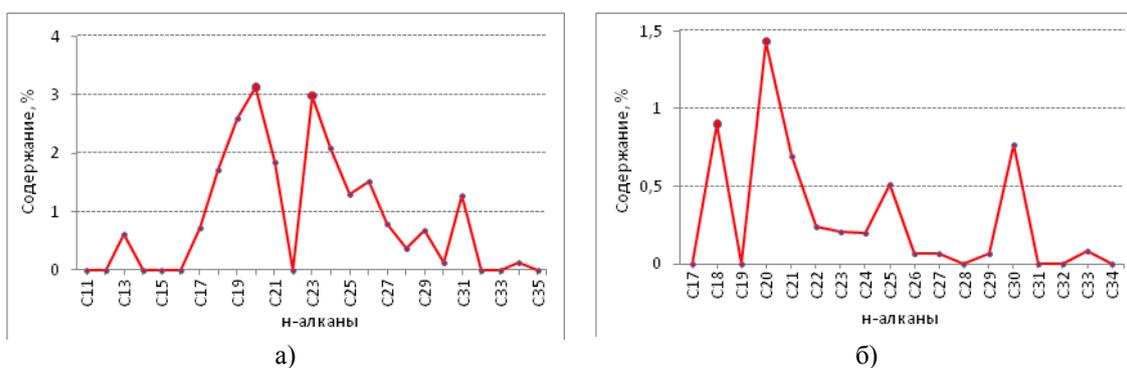


Рис. 4. Распределение н-алканов аквабитумоидов природного органического фона гидросферы (а) и с признаками присутствия нафтидных компонентов (б)

Выводы

В процессе режимных гидрогеохимических наблюдений на разрабатываемых нефтяных месторождениях использование ионно-солевого состава вод, нефтепродуктов и водорастворенных газов не позволяет однозначно установить генезис зон загрязнения приповерхностной гидросферы, поскольку они отражают в основном особенности сингенетических гидрогеохимических обстановок и проявление природных вертикальных ореолов рассеяния залежей.

Идентификация природы органического загрязнения приповерхностной гидросферы возможна на основе использования современного комплекса химико-аналитического оборудования, дающего информацию о структурно-групповом и компонентном составе водорастворенной органики, что позволяет выявлять нефтяные маркеры, отражающие техногенную составляющую в гидрогеохимической обстановке.

*Исследования выполнены в рамках Программы ФНИ,
проект № 0422-2019-0149-С-01.*

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Бачурин Б.А., Одинцова Т.А. Проблемы диагностики и контроля нефтяных загрязнений природных геосистем // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2005. – № 9-10. – С. 79-82.
2. Бачурин Б.А. Эколого-геохимическая оценка продуктов деградации нефти в условиях гипергенеза // Антропогенная трансформация природной среды. – 2019. – № 5. – С. 8-14.
3. Борисов А.А. Характер проявления вертикальных ореолов рассеяния залежей углеводородов на территории Соликамской депрессии // Стратегия и процессы освоения георесурсов: сб. науч. тр. Вып. 10 / ГИ УрО РАН. – Пермь, 2012. – С. 29-32.
4. Костарев С.М. Контроль состояния геологической среды на ранних стадиях освоения нефтяных месторождений // Геология нефти и газа. – 1990. – № 2. – С.34-37.
5. Костарев С.М. Формирование техногенных скоплений компонентов глубинных флюидов в приповерхностных массивах горных пород (на примере районов нефтедобычи Пермской области) // Изв. вузов. Нефть и газ. – 2004. – № 5. – С. 132-143.
6. Одинцова Т.А., Бачурин Б.А., Костарев С.М. Геохимические маркеры идентификации аквабитумоидов нафтидного типа // Изв. Самарского научного центра Рос. академии наук. – 2015. – Т. 17, № 5-1. – С. 293-297.
7. Шимановский Л.А., Шимановская И.А. Пресные подземные воды Пермской области / [ПГУ и др.]. – Пермь, 1973. – 196 с.: ил.

УДК 551.3.053

DOI:10.7242/echo.2020.3.2

УТОЧНЕНИЕ ГРАНИЦ СОЛИКАМСКОГО КАРСТОВОГО РАЙОНА

О.И. Кадебская

Горный институт УрО РАН, г. Пермь

Аннотация: Основной целью работы являлось уточнение границ Соликамского карстового района. Приведены результаты проведенных мониторинговых исследований. В процессе работы была сформирована ГИС «Сульфатный карст Пермского края», которая содержит информацию о количестве карстовых провалов в пределах районов с 1950 г., мест разгрузки сульфатных вод, наличии сульфатных пород в обнажениях, координатные привязки пещер, их морфометрических показателей, существующих и предлагаемых охраняемых природных территорий с проявлениями гипсового карста.

Ключевые слова: карст, районирование, Пермский край.

Введение. В 1990 г. была составлена карта карстующихся пород и карста Пермской области (масштаб 1 : 500 000) под руководством К.А. Горбуновой (1992). За прошедшие 30 лет в результате мониторинговых наблюдений и исследований был накоплен обширный материал по карстовым проявлениям в выделенных районах. Особенно активно карстовые процессы за прошедший период проявлялись в районах распространения сульфатных пород. Изменилось количество известных пещер, поверхностных карстовых форм и проявлений гипса. Возникла необходимость проведения актуализации созданного в девяностые годы прошлого века картографического материала. В процессе работы была сформирована ГИС «Сульфатный карст Пермского края», которая содержит информацию о количестве карстовых провалов в пределах районов с 1950 г., мест разгрузки сульфатных вод, наличии сульфатных пород в обнажениях, координатные привязки пещер, их морфометрических показателей, существующих и предлагаемых охраняемых природных территорий с проявлениями гипсового карста. Для обобщения информации использовалась программа ArcGIS. Границы всех сульфатных карстовых районов были пересмотрены и подкорректированы, рассчитаны площади всех карстовых районов Пермского края. Одним из первых районов, где проводилось уточнение границ, стал Соликамский карстовый район.