

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РФ
ЕСТЕСТВЕННОНАУЧНЫЙ ИНСТИТУТ ФБГОУ ВПО «ПЕРМСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ»

На правах рукописи

Мещерякова Ольга Юрьевна

**ЗАЩИТА МЕСТОРОЖДЕНИЙ ГИПСА ОТ НЕФТЯНОГО
ЗАГРЯЗНЕНИЯ В КАРСТОВЫХ РАЙОНАХ ПЕРМСКОГО КРАЯ**

Специальность 25.00.36 – Геоэкология
(в горно-перерабатывающей промышленности)

Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук

Научный руководитель:
кандидат геолого-минералогических наук,
доцент, Н. Г. Максимович

Тула – 2014

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
1 ОСОБЕННОСТИ НЕФТЯНОГО ЗАГРЯЗНЕНИЯ СУЛЬФАТНОГО МАССИВА В КАРСТОВЫХ РАЙОНАХ	9
1.1 Характеристика месторождений гипса Пермского края	9
1.2 Особенности нефтяного загрязнения.....	11
1.3 Особенности развития карста Пермского края.....	16
1.4 Особенности нефтяного загрязнения в карстовых районах	22
Выводы.....	28
Цель и идея работы. Постановка задач исследований	29
2 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ИССЛЕДОВАНИЙ	31
2.1 Геологическая характеристика	32
2.2 Гидрогеологические условия	40
2.3 Карст района	45
2.3.1 Характеристика карста района исследований.....	45
2.3.2 Влияние водохранилища на карстовые процессы	49
Выводы.....	51
3 МЕХАНИЗМ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАГРЯЗНЕНИЯ СУЛЬФАТНОГО ЗАКАРСТОВАННОГО МАССИВА	53
3.1 Изучение нефтяного загрязнения сульфатного закарстованного массива .	53
3.1.1 Рекогносцировочное обследование	53
3.1.2 Наблюдения за уровнем и мощностью слоя нефти в линзе.....	55
3.1.3 Выявление зон разгрузки загрязненных подземных вод в водохранилище.....	61
3.1.4 Гидрогеохимическая характеристика подземных вод	75
3.1.5 Гидрохимическая характеристика водохранилища.....	80
3.1.6 Оценка степени активности карстовых процессов.....	86
3.1.7 Микробиологические процессы.....	96
3.2 Причины нефтяного загрязнения сульфатного закарстованного массива .	98
3.3 Механизм формирования нефтяного загрязнения.....	104

Выводы.....	111
4 ТЕХНОЛОГИЯ ОЧИСТКИ НЕФТЕЗАГРЯЗНЕННЫХ ПОДЗЕМНЫХ ВОД И МАССИВА ПОРОД.....	113
4.1 Существующие методы ликвидации нефтяного загрязнения	113
4.2 Предложения по борьбе с загрязнением пород массива и подземных вод.....	117
4.2.1 Метод откачки нефти.....	118
4.2.2 Метод биохимической деструкции	123
4.3 Оценка эффективности использования предлагаемого комплекса методов	132
4.3.1 Характеристика нефтяной линзы и ее воздействия на сульфатный массив	132
4.3.2 Оценка экономической эффективности использования предлагаемой технологии	137
Выводы.....	141
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	142
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	145
ПРИЛОЖЕНИЯ.....	159

ВВЕДЕНИЕ

Пермский край является регионом, где ведется активная разработка сульфатных месторождений. Известно 269 объектов гипса и ангидрита (в т.ч. 80 месторождений), которые приурочены к отложениям кунгурского яруса нижней перми. Государственным балансом учтены восемь месторождений. Общие балансовые запасы промышленных категорий гипса и ангидрита составляют 56,5 млн т со средневзвешенным содержанием гипса в залежах месторождений 82-93 %.

К районам месторождений гипса в Пермском крае и перспективных площадях приурочены 75 % месторождений нефти, из которых треть расположена в районах развития карста. Добыча, транспортировка и переработка нефти ведет к загрязнению окружающей среды, затрудняет разработку гипсовых месторождений, усложняет технологический процесс, негативно влияет на качество сырья. Высокая закарстованность сульфатных массивов способствует проникновению загрязнителя как по площади, так и вглубь. Загрязнению подвержены горные породы, поверхностные и подземные воды (рисунок 1).

Подобная ситуация сложилась в Ординском, Добрянском и других районах Пермского края. Примером является загрязнение сульфатного массива в районе Полазненского месторождения нефти, расположенного в районе развития сульфатного карста на берегу Камского водохранилища в Добрянском районе Пермского края, где с начала 1970-х годов XX в. отмечаются интенсивные нефтегазопроявления. Разработка массива затруднена, поскольку, вследствие разливов и утечек нефти, на поверхности трещинно-грунтовых вод сформировалась линза нефтепродуктов, которая является источником загрязнения массива, представляющего собой территорию, перспективную на обнаружение и разработку гипса.

Ранее проведенные исследования не дали однозначного ответа на вопрос о причинах длительного стойкого нефтяного загрязнения в сформировавшейся сложной гидравлической системе. Таким образом, актуальность данной работы

заключается в изучении механизма загрязнения массива, что позволит разработать эффективные методы борьбы с ним.

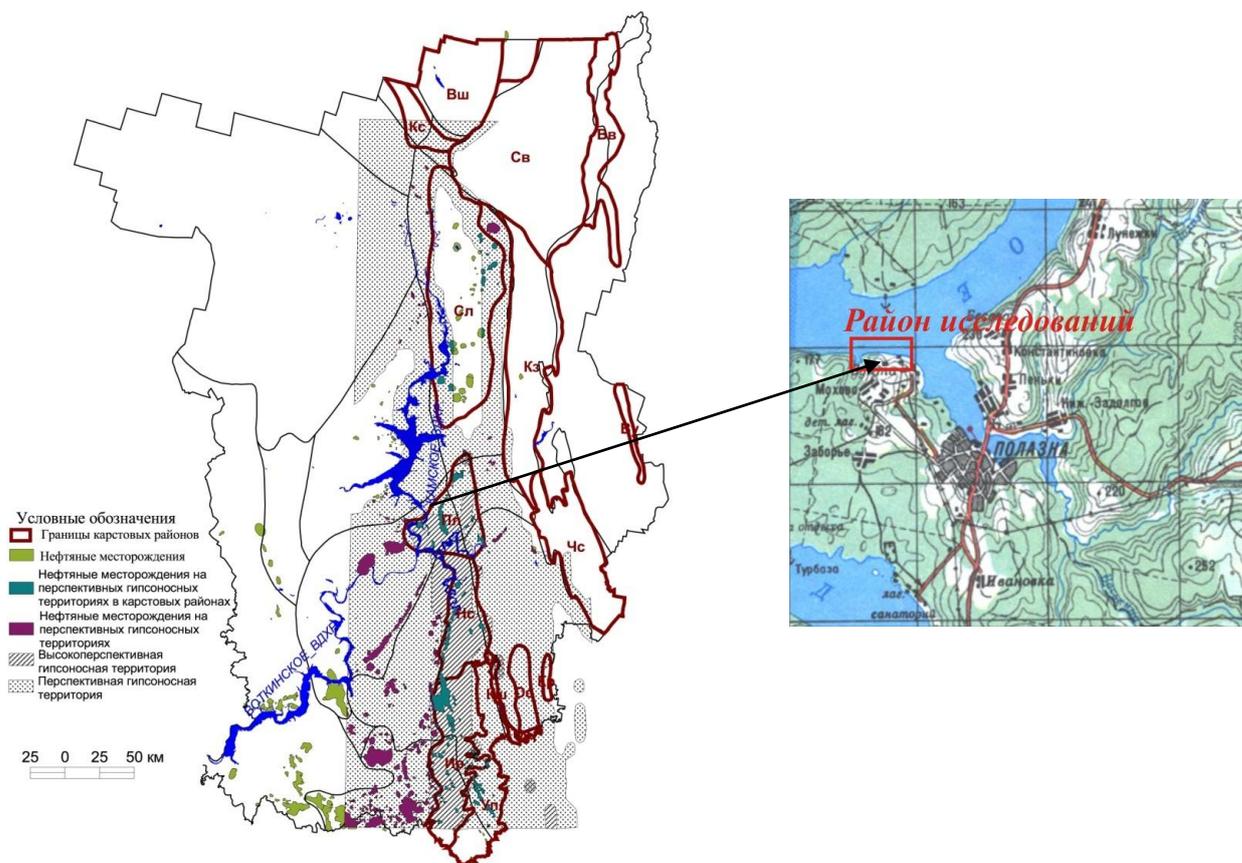


Рисунок 1 – Карстовые районы [20], перспективность гипсоносных территорий [22] и нефтяные месторождения Пермского края

Целью работы являлось установление закономерностей нефтяного загрязнения закарстованных территорий Пермского края, перспективных для добычи гипса, и разработка инновационной технологии очистки пород и подземных вод.

Идея работы заключается в том, что инновационная технология защиты от нефтяного загрязнения месторождений гипса путем откачки нефти и очистки горных пород и подземных вод основывается на закономерностях биогеохимических процессов, которые усиливают специальной культурой микроорганизмов и осуществляют ликвидацию нефтяной линзы с учетом структуры гидродинамического барьера на пути фильтрационно-диффузионного движения загрязнителей.

Основные научные положения, сформулированные в работе, состоят в следующем:

- зависимость мощности нефтяной линзы в нижней части закарстованного гипсового пласта от уровня воды в водохранилище при его залегании в береговых частях водоемов и зависимость содержания макрокомпонентов от величины минерализации подземных вод при высокой тесноте связи ионов железа двухвалентного с ионами нитритов, свидетельствующей об активной микробиологической деятельности аборигенных микроорганизмов, имеют линейный характер;

- формирование нефтяного загрязнения сульфатного массива в условиях высокой закарстованности обусловлено скоплениями нефти в гидродинамических ловушках, диффузионной миграцией углеводородов в горный массив и фильтрационным выносом подземными водами растворимых нефтепродуктов с дальнейшей субаквальной разгрузкой;

- очистка закарстованного сульфатного массива от нефтяного загрязнения основывается на совместном использовании метода откачки нефти без забора воды и метода деструкции нефтяных углеводородов аборигенными микроорганизмами.

Новизна основных научных и практических результатов:

- на основании гидродинамических и гидрохимических исследований оценены масштабы локального загрязнения нефтепродуктами района, перспективного на разработку гипса;

- выявлен механизм нефтяного загрязнения в закарстованном сульфатном массиве в условиях влияния крупного водохранилища, главной особенностью которого является скопление нефти в гидродинамической ловушке, что легло в основу разработки экоэффективной технологии его очистки;

- разработан комплекс методов очистки горных пород и подземных вод закарстованного сульфатного массива, включающий откачку нефтепродуктов по специальной технологии без откачки воды и биохимическую деструкцию нефти

аборигенными микроорганизмами, что позволяет ввести массив в промышленную эксплуатацию.

Достоверность научных положений и выводов подтверждается корректной постановкой задач, использованием комплекса методов исследований, включающего теоретическое обобщение, полевые работы (с 2002 по 2011 г.), в которые входили наблюдения за уровнем воды и нефти в скважинах, отбор проб подземных (188 проб) и поверхностных (150 проб) вод, терморезистивометрические исследования (3 серии наблюдений по 15 профилям), лабораторные работы по изучению химического состава подземных и поверхностных вод, изучение состава нефти и оценка масштабов загрязнения, выполнение опытно-промышленных испытаний методов борьбы с нефтяным загрязнением и оценка их эффективности.

Практическая значимость работы. Разработанные методы очистки позволяют решать экологические проблемы, связанные с загрязнением пород, подземных и поверхностных вод на перспективных для разработки гипса площадях. Их применение позволит повысить качество сырья, ввести объект в промышленную эксплуатацию и снять экологические ограничения на разработку. В ходе опытно-промышленных работ была отработана технология откачки нефти из линзы без забора воды. Откачанная нефть может использоваться для дальнейшей переработки.

Предложенный комплекс методов может быть применен для очистки не только подземных, но также поверхностных и сточных вод. Разработанная технология может быть использована как самостоятельно, так и дополнительно к традиционным, повышая тем самым эффективность очистки. Особый эффект от использования данной технологии можно ожидать при решении наиболее трудной задачи – очистки пород от сорбированных на них нефтепродуктов в зоне сезонного колебания уровня подземных вод.

Использование предложенных методов позволит на этой площади вести разработку гипса. В настоящее время предприятием, по вине которого произошло загрязнение массива, реализуются предложения по откачке нефти.

Апробация работы и публикации. Основные теоретические и практические результаты диссертационной работы докладывались на конференциях различного уровня: Международном симпозиуме МАИГ «Geological Engineering Problems in Major Construction Projects» (Китай, 2009); II Международной научно-практической конференции «Современные проблемы водохранилищ и их водосборов» (Пермь, 2009); XIV Международном научном симпозиуме «Проблемы геологии и освоения недр» (Томск, 2010); Всероссийской научно-практической конференции «Проблемы инженерной геологии карста урбанизированных территорий и водохранилищ» (Пермь, 2008); Всероссийской научно-практической конференции «Геология в развивающемся мире» (Пермь, 2010, 2011); итало-российской школе (Палермо, Италия, 2006; Пермь, 2009).

По теме диссертации опубликовано 20 печатных работ, в том числе 4 – в изданиях, рекомендованных ВАК. Автор участвовала в написании 17 научно-производственных отчетов, а также являлась исполнителем в 2 грантах РФФИ.

Благодарности. Автор выражает искреннюю благодарность научному руководителю, к.г.-м.н., доценту, Максимовичу Н. Г., а также сотрудникам лаборатории геологии техногенных процессов Естественнонаучного института Пермского государственного национального исследовательского университета за постоянную помощь и поддержку в процессе работы над диссертацией. Автор признателен своей семье и близким за искреннюю поддержку при работе над диссертацией.

ГЛАВА 1 ОСОБЕННОСТИ НЕФТЯНОГО ЗАГРЯЗНЕНИЯ СУЛЬФАТНОГО МАССИВА В КАРСТОВЫХ РАЙОНАХ

1.1 Характеристика месторождений гипса Пермского края

Гипс представляет собой соль сернокислого кальция и является самым распространенным сульфатом, наряду с ангидритом. Различают несколько разновидностей гипса: шпатовый (марьино стекло), селенит, алебастр.

Пермский край является регионом, где ведется активная разработка сульфатных месторождений. Гипсы и ангидриты используются во многих отраслях народного хозяйства, но главный потребитель этого сырья – производство стройматериалов. Сырье, добытое на месторождениях Пермского края, используется в производстве вяжущих веществ, сухой гипсовой штукатурки, гипсоволокнистых плит, гипсовых панелей, гипсокартона. К поделочным относятся гипсы, обладающие ярким цветом и структурным рисунком, способностью шлифоваться и полироваться. Среди поделочных гипсов выделяют розовый селенит, коричневый, белый, цветной и серый гипсы [64].

Объекты гипса и ангидрита находятся в 20 административных районах, при этом на долю Ординского, Кунгурского, Добрянского, Чусовского, Кишертского, Пермского и Октябрьского районов края приходится 227 объектов, или около 85 % общего количества (таблица 1.1) [22].

Государственным балансом учтены восемь месторождений: Чумкаское, Соколино-Саркаевское, Ергачинское, Полазненское, Дейковское, Селищенское, Одиновское и Егоршины Ямы с суммарными запасами кат. А+В+С₁ 56,5 млн т, в том числе: гипса – 35,7 млн т; ангидрита – 20,8 млн т; кат. С₂ – 0,77 тыс. т. Общие балансовые запасы промышленных категорий гипса и ангидрита составляют 56,5 млн т со средневзвешенным содержанием гипса в залежах месторождений 82-93 % [64]. Среднегодовой уровень добычи гипса составляет 280 тыс. т, т.е. обеспеченность запасами при существующем уровне добычи составляет около 150 лет [22].

Таблица 1.1 – Распределение гипсовых объектов по административным районам Пермского края

Районы и территории	Всего	В том числе		
		месторождений		проявлений
		поделочного гипса	прочего гипса	
Ординский	77	47	-	30
Кунгурский	67	2	15	50
Добрянский	28	-	4	24
Чусовской	20	-	6	14
Кишертский	12	-	5	7
Октябрьский	11	-	1	10
Чернушинский	2	-	-	2
Чердынский	9	-	-	9
Пермский	12	-	-	12
Уинский	8	-	-	8
Суксунский	5	-	-	5
Соликамский	4	-	-	4
Красновишерский	3	-	-	3
Терр. г. Губаха	2	-	-	2
Березовский	4	-	-	4
Осинский	1	-	-	1
Терр. г. Березники	1	-	-	1
Терр. г. Перми	1	-	-	1
Гремячинский	1	-	-	1
Лысьвенский	1	-	-	1
Итого по области	269	49	31	189

Добычу ведут ОАО «Ергач», ОАО «Гипсополимер», ЗАО «Уралгипс», ООО «Кнауф-Кунгур» и ГП «Уральский камнерез».

Для месторождений гипса Пермского края предусмотрено, что качество гипса должно отвечать требованиям ГОСТ 4013-82 «Камень гипсовый и гипсоангидритовый для производства вяжущих материалов. ТУ». Предельное значение мощности полезной толщи должно быть не менее 4-6 м, для вскрышных пород – не более 20-30 м, для прослоев пустых пород – не более 0,5-1,0 м [22].

Все месторождения гипса и ангидрита Пермского края приурочены к четвертому структурному ярусу, а в третьем структурном ярусе присутствует сульфатно-карбонатная формация. Таким образом, основная часть объектов приурочена к отложениям кунгурского яруса нижней перми.

1.2 Особенности нефтяного загрязнения

Нефть представляет собой сложную природную смесь углеводородов различных классов, а также многочисленных сернистых, азотистых, кислородных и некоторых других органических соединений [5, 83]. Особенностью нефти как загрязнителя природной среды является постоянное наличие спутников: минерализованных пластовых и сточных вод и рассолов, солей щелочных металлов, сероводорода и других сернистых соединений, углеводородных газов, тяжелых и радиоактивных металлов и др.

Значительно чаще в загрязнении принимает участие не сама нефть, а так называемые нефтепродукты. В техническом значении – это товарные сырые нефти, прошедшие первичную подготовку на промысле, и продукты переработки нефти. В аналитическом понимании к нефтепродуктам относят неполярные и малополярные соединения, растворимые в гексане [79]. В дальнейшем под нефтяным загрязнением мы будем подразумевать загрязнение как собственно нефтью, так и нефтепродуктами.

Нефть и ее продукты как источник загрязнения отличаются от других загрязнителей масштабами распространения, величиной единовременных нагрузок на все компоненты природной среды, а также формированием долговременных очагов. Поведение нефти и нефтепродуктов в подземных водах и зоне аэрации зависит от их физико-химических свойств.

Плотность нефти зависит главным образом от молекулярного строения. Большинство товарных нефтепродуктов имеют плотность, меньшую плотности воды, исключение составляют тяжелые мазуты и некоторые смазочные масла [88]. Этот фактор обуславливает формирование слоя плавающих нефтепродуктов на поверхности грунтовых вод [12].

Растворимость нефти в воде при обычных температурах очень мала. Она уменьшается со снижением содержания в нефтепродуктах ароматических углеводородов и повышением концентраций циклопарафиновых и особенно парафиновых составляющих. Величина растворимости для нефти снижается в

воде с ростом ее минерализации. Способность нефтепродуктов растворяться в воде обеспечивает их миграцию в водорастворимой форме [21, 27, 88].

Вязкость жидких нефтепродуктов в целом больше вязкости воды, за исключением вязкости бензинов. С повышением температуры она уменьшается и увеличивается с повышением давления [12, 87].

Скорость **испарения** нефти зависит от состава нефти, площади испарения, скорости движения воздуха, давления насыщенных паров нефти или нефтепродукта [21].

Поверхностное натяжение во многом определяет миграцию нефти в системе флюидов в недрах. Поверхностное натяжение для нефти 0,03 Н/м, что в три раза меньше, чем для воды [87].

Токсичность нефти обусловлена отравляющим действием паров нефти на организм человека, особенно токсичны пары сернистых соединений, а также этилированных бензинов. Легкая фракция нефти является наиболее подвижной и наименее токсичной [21].

Поведение нефти и нефтепродуктов при их попадании в ландшафты сложно и очень длительно. С течением времени происходит внутрпочвенная деструкция поступившего загрязнителя, включающая физико-химическое и микробиологическое разрушение нефти, сорбцию-десорбцию составляющих нефть компонентов, их растворение, деградацию, образование и разрушение эмульсий и т.д. [85]. На первом этапе деградации нефти в ландшафтах происходит ее физико-химическое разрушение, дегазация, ультрафиолетовая деструкция, особенно в первые месяцы. В этот период содержание нефти в верхних почвенных горизонтах уменьшается в половину [79]. Второй этап характеризуется высокой микробиологической активностью. Количество нефти на единицу объема почвенной массы уменьшается, но увеличивается концентрация наиболее устойчивых высокомолекулярных соединений. Время деструкции нефти зависит от концентрации ее в почвах, а также от микробиологического потенциала и может составлять годы и десятилетия [70, 85].

В результате процессов миграции нефти и ее метаболитов происходит загрязнение грунтовых вод. Скорость разложения нефтепродуктов в анаэробных условиях и в отсутствие ультрафиолетового облучения чрезвычайно мала, поэтому данный вид загрязнения отличается высокой устойчивостью.

Загрязнение поверхностных вод происходит вследствие прямого попадания загрязнителя в водоемы, а также при разгрузке в них подземных вод. Поступления нефтепродуктов в Мировой океан составляет примерно 0,23 % от годовой мировой добычи нефти [88, 89].

Загрязнение массивов пород и подземных вод можно условно разделить на загрязнение «сверху» и загрязнение «снизу». «Сверху», то есть с земной поверхности, загрязнение происходит при аварийных разливах и запланированных сбросов и идет через зону аэрации, причем, достигнув зеркала подземных вод, нефть активно растекается, создавая обширные зоны загрязнения [71]. Загрязнение «снизу» обуславливается перетоками из нижележащих горизонтов по затрубному пространству, при наличии природных зон трещиноватости, ненадежности флюидопоров, негерметичностью обсадных колонн скважин.

В первую очередь происходит образование поверхностного ареала загрязнения и незначительной инфильтрации нефтепродуктов в грунтовую среду. На второй стадии происходит вертикальная инфильтрация нефтепродуктов и загрязнение грунтовых вод, как наименее защищенных от любых видов техногенной нагрузки. Воды являются проводником растворенных форм нефтепродуктов, часть из которых сорбируется частицами грунта, что ведет к формированию новых скоплений нефтепродуктов в массиве пород.

Питание грунтовых вод осуществляется в основном за счет атмосферных осадков, которые являются проводником загрязнителей с поверхности вглубь массива. Загрязнение грунтовых вод происходит главным образом более легкими и менее вязкими разновидностями нефтепродуктов [41]. Фильтруясь через породы зоны аэрации, нефть насыщает их, формируя вторичный источник её поступления в подземные воды. Сезонные колебания уровней последних со слоем нефти

способствует увеличению зоны загрязнения. Даже после извлечения жидкой нефти из водоносного горизонта её часть, сорбированная грунтом, может выноситься в подземные воды в течение десятков и сотен лет.

При ненадежном водоупоре загрязнение может проникать вглубь массива, подвергая техногенной нагрузке нижележащие водоносные горизонты и пласты пород, которые также подвергаются воздействию «сверху» – перетоки из загрязненных грунтовых вод, и «снизу» – перетоки из нижележащих горизонтов.

При распространении нефть и ее продукты могут формировать те или иные формы скоплений. Схема распространения различных форм загрязнения представлена в разных вариантах в многочисленных работах [26, 92, 108] (рисунок 1.1).

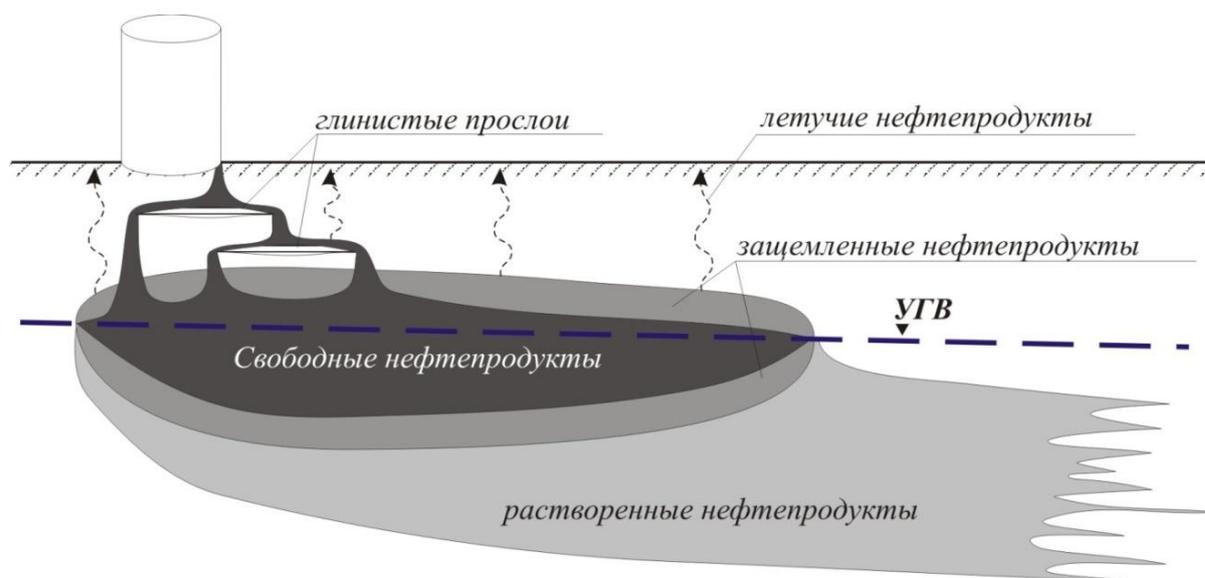


Рисунок 1.1 – Схема распространения различных форм нефтяного загрязнения в грунтовых водах [92]

Нефтепродукты, попадающие в зону аэрации в виде однородной жидкости, не смешивающейся с водой, формируют зону свободных нефтепродуктов. В зоне аэрации свободные нефтепродукты движутся вертикально вниз, обтекая слабопроницаемые линзы. Вертикальное движение свободных нефтепродуктов продолжается вплоть до свободной поверхности грунтовых вод. Характер дальнейшей миграции нефтепродуктов зависит от их плотности. Нефтепродукты, имеющие плотность большую, чем у воды, продолжают опускаться вниз, вплоть

до водоупора. На водоупоре тяжелые нефтепродукты формируют слой, в пределах которого возможно латеральное движение свободных нефтепродуктов в сторону понижения кровли водоупора, при этом направление распространения свободных нефтепродуктов может отличаться от направления фильтрации подземных вод. Таким образом, существенно отличается характер миграции легких и тяжелых нефтепродуктов.

Нефтепродукты, имеющие плотность меньшую, чем у воды, скапливаются на свободной поверхности грунтовых вод, формируя тело (линзу) свободных нефтепродуктов. В пределах этого тела свободные нефтепродукты способны двигаться в латеральном направлении вниз по потоку грунтовых вод на значительные расстояния, достигая дрен и водозаборов грунтовых вод.

Во время движения через зону аэрации, свободные нефтепродукты находятся в порах одновременно с водой, и часть их переходит в воду, формируя растворенные нефтепродукты. Значительная часть растворенных нефтепродуктов образуется при инфильтрации воды через тело свободных нефтепродуктов на поверхности грунтовых вод. Растворенные нефтепродукты способны к дальнейшему вертикальному распространению вместе с подземными водами и могут попадать в более глубокие водоносные горизонты. При этом подверженными загрязнению могут оказаться и артезианские водозаборы.

Как свободные, так и растворенные нефтепродукты могут сорбироваться на частицах грунта. Количество сорбированных нефтепродуктов зависит как от состава нефтепродуктов, так и от состава и свойств грунта [96, 110]. Сорбированные нефтепродукты не способны к миграции, однако могут служить вторичным источником загрязнения при десорбции.

В зоне аэрации, в теле свободных нефтепродуктов и на поверхности грунтовых вод происходит переход нефтепродуктов в воздух зоны аэрации и формирование летучих нефтепродуктов. Летучие нефтепродукты распространяются в зоне аэрации в основном в вертикальном направлении.

Формы скоплений нефтепродуктов и их сочетания, как и их масштабы, зависят от особенностей гидрогеологических условий (прежде всего от

проницаемости и сложности строения зоны аэрации и зоны залегания горизонта грунтовых вод); от подвижности, плотности и других свойств жидких нефтепродуктов, поступающих в указанные зоны; от объемов поступления собственно жидких нефтепродуктов.

На миграцию нефтепродуктов существенное влияние оказывает литологический состав пород и гидрогеологические условия водоносного горизонта. При достижении нефтью водонасыщенной зоны происходит её распространение в горизонтальном направлении. При этом различают активную и пассивную формы миграции. При незначительном поступлении нефти на уровень грунтовых вод, когда нефтяной слой не успевает сформироваться в нефтяное тело и градиент его поверхности или приближается к нулю или принимает значение градиента потока подземных вод, происходит пассивная миграция нефти путем её переноса самим потоком подземных вод. В том случае, когда образуется объемное нефтяное тело со слоем значительной мощности и значимым градиентом поверхности, миграция нефти происходит самостоятельно, без помощи потока подземных вод, что представляет собой активную форму миграции.

1.3 Особенности развития карста Пермского края

Проблемой карста занимались и занимаются ученые XX и XXI вв. Накопленный опыт дает широкое представление о карсте как о процессе и явлении. Основные положения научного карстоведения и условия развития карста изложены в трудах Н. А. Гвоздецкого, В. Н. Дублянского, Д. С. Соколова, Г. А. Максимовича [11, 23, 48, 84]. Методы исследования карста для различных народнохозяйственных задач нашли отражение в работах А. Г. Лыкошина (1968), В. Н. Дублянского и Б. М. Смольникова (1969), И. А. Печеркина (1969), В. С. Лукина и Ю. А. Ежова (1975), К. А. Горбуновой (1965, 1979, 1985, 1992), Г. Н. Дублянской и В. Н. Дублянского (1998). В работах этих исследователей описывается многообразие карстовых форм, условия возведения сооружений на

закарстованных территориях, переформирование закарстованных берегов водохранилищ [65].

В настоящее время слово «карст» утвердилось в литературе для обозначения явлений, форм и процессов, наблюдающихся на территориях сложенных растворимыми в воде породами [11, 23, 47]. Карстовый процесс развивается при соблюдении следующих основных общепризнанных условий: наличие карстующихся пород и их проницаемости для воды, наличие движущихся вод и их способность к растворению [48].

На территории Пермского края, площадь которого составляет 160,6 тыс. км², карстующиеся породы развиты широко и занимают почти треть территории региона. В современной схеме районирования закарстованных территорий края К. А. Горбуновой (рисунок 1.2.) было выделено 16 районов карста (таблица 1.2) [20].

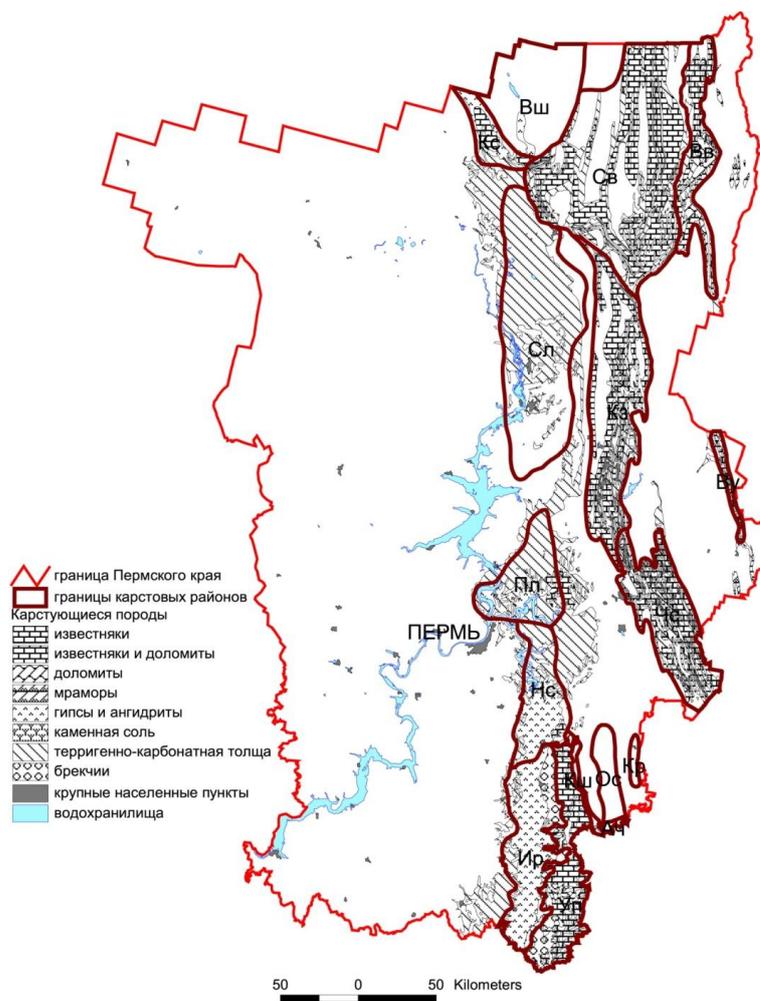


Рисунок 1.2 – Карта карстующихся пород и карста Пермского края (по [20])
(условные обозначения см. в таблице 1.2)

Таблица 1.2 – Типы карста по условиям залегания (по [20, 115])

Карстовые районы	Тип карста	Площадь района, кв. км	Тип карста по условиям залегания
1. Карстовые районы восточной окраины Восточно-Европейской платформы и прилегающих частей Предуральяского прогиба			
<i>Ксенофонтовский (Кс)</i>	Сульфатный, карбонатный	952,91	Участками - голый, подэлювиальный, подаллювиальный, подфлювиогляциальный, местами - закрытый
<i>Полазненский (Пл)</i>	Сульфатный, карбонатно-сульфатный	2383,47	Закрытый, подэлювиальный, задернованный
<i>Нижнесылвинский (Нс)</i>	Сульфатный, карбонатно-сульфатный	2183,84	Голый, задернованный, подэлювиальный, подаллювиальный - в долинах рек, закрытый - под соликамскими породами
<i>Иренский (Ир)</i>	Сульфатный, карбонатно-сульфатный	3378,32	Голый, задернованный, подэлювиальный, подаллювиальный, местами закрытый
<i>Уфимского плато (Уп)</i>	Карбонатный	2813,33	Задернованный, подэлювиальный
<i>Кишертский (Ки)</i>	Сульфатный, карбонатно-сульфатный	247,74	Закрытый, подаллювиальный
2. Карстовые районы Верхнепечорской впадины и Соликамской депрессии Предуральяского прогиба			
<i>Вишерский (Ви)</i>	Сульфатный, соляной	3525,14	Подэлювиальный, подаллювиальный, подфлювиогляциальный, закрытый, местами - голый
<i>Соликамский (Сл)</i>	Соляной, сульфатно-соляной	7355,47	Закрытый, покрытый, природный, антропогенный, смешанный
3. Карстовые районы Юрюзано-Сылвинской депрессии Предуральяского прогиба			
<i>Осинцевский (Ос)</i>	Сульфатный, соляной	790,11	Закрытый
<i>Ачитский (Ач)</i>	Сульфатный	79,22	Закрытый
<i>Кордонский (Кр)</i>	Сульфатный	170,03	Закрытый
4. Карстовые районы Западно-Уральской складчатой зоны			
<i>Средневишерский (Св)</i>	Карбонатный	10546,42	Закрытый, подэлювиальный, подаллювиальный

Продолжение таблицы 1.2

<i>Кизеловский (Кз)</i>	Карбонатный	5405,62	Закрытый
<i>Чусовской (Чс)</i>	Карбонатный	3352,93	Закрытый, подэлювиальный, Задернованный
5. Карстовые районы Центрально-Уральского поднятия			
<i>Верхневишерский (Вв)</i>	Карбонатный	2358,93	Закрытый
<i>Верхнеусьвинский (Ву)</i>	Карбонатный	356,19	Закрытый
Общая площадь карстовых районов		45899,67	

Общая площадь карстовых районов края – 45,9 тыс. км², площадь карстующихся пород – 35,5 тыс. км², соотношение с площадью карстовых районов равно 0,77. Эта разница связана с тем, что в карстовые районы включены территории с перспективным развитием карста (рисунок 1.2) [62].

На территории Пермского края встречаются все типы карста, выделенные по литологическому составу. В таблице 1.3 представлены данные по типам карста, слагающих их пород и занимаемой площади.

Таблица 1.3 – Типы карста по литологическому составу слагающих пород (по [115])

Литологический состав	Тип карста	Площадь, км ²
Терригенно-карбонатная толща	Карбонатный	16292,03
Известняк	Карбонатный	10088,88
Известняк, доломит	Карбонатный	2454,84
Доломит	Карбонатный	593,21
Мрамор	Карбонатный	162,96
Мергели, глинистые известняки	Карбонатный	17,45
	Итого	29609,37
Гипс, ангидрит	Сульфатный	4488,56
	Итого	4488,56
Брекчии	Карбонатно-сульфатный	1420,77
	Итого	1420,77
Галогенные толщи	Соляной	13,79
	Итого	13,79
Общая площадь карстующихся пород		35532,49

Среди основных особенностей карста Пермского края приоритетными являются литологические и геоморфологические типы карста с различной активностью современного выщелачивания, типы карста по характеру и мощности покровных отложений, разнообразие гидродинамических зон карста и их профилей, приуроченность активного карста к речным долинам, тектоническим нарушениям и трещинным зонам, литологическим контактам, наличие поддолинных потоков карстовых вод, широкое распространение древнего карста и унаследованный характер карстообразования, присутствие в покровных и карстогенных отложениях (включая заполнители карстовых полостей) суффозионно-неустойчивых грунтов, значительное распространение карстово-обвальных отложений, техногенная активизация карста [86].

Процессы образования, развития и морфологического разнообразия карста в Пермском крае обусловлены специфическим комплексом взаимодействия геологических, структурно-тектонических, гидрогеологических, физико-географических, техногенных особенностей, отличающих их от обстановок образования карста в других регионах мира. Основными из них являются:

а) разнообразие геотектонических обстановок формирования карстующихся пород, а как следствие – литологических типов карста;

б) литолого-фациальная невыдержанность пород кунгурского яруса Сылвинской впадины Предуральяского прогиба, определяющая в соответствии с геотектоническими и гидрогеологическими условиями участки и поля интенсивного карстообразования с карстовыми деформациями, чередующиеся с площадями полного их отсутствия на поверхности [68];

в) преобладание закрытого, перекрытого и покрытого типов карста, наблюдаются участки голого и задернованного карста [48];

г) широкий спектр карстовых форм и проявлений, обусловленный преимущественно многотипностью гидродинамических профилей [48];

д) приуроченность активного карста к речным долинам, тектоническим нарушениям и трещинным зонам, литологическим контактам;

е) наличие в покровных и карстующихся отложениях суффозионно-неустойчивых грунтов;

ж) наличие поддолинных потоков подземных вод, часто концентрирующихся в зонах тыловых швов надпойменных террас и участков долин, где существует более низкий уровень подземных вод, нежели в основной дрене [33];

з) унаследованный характер карстообразования;

и) карстовые землетрясения силой до 3 – 5 баллов [2, 44];

к) наличие техногенного карста;

л) широкое распространение древнего карста, проявления которого приурочены к региональным континентальным перерывам и этапам положительных неотектонических движений [8];

м) весьма различная активность современного карста (от 9 – 17 до 1324 микронов в год) [49].

н) высокая водообильность карбонатных пород, фиксируемая крупными карстовыми источниками и значительными удельными дебитами скважин [3, 31];

о) широкое развитие на территории Уфимского плато и прилегающих районов карстово-обвальных отложений мощностью на отдельных участках свыше 100 м и карстовых сульфатных останцов [36, 39]. Карстогенные образования, меняющие состав от останцово-глыбового с незаполненными полостями до преимущественно пылевато-глинистых с крупнообломочными включениями и обладающие совершенно различными прочностными и деформационными свойствами фиксируются и среди соленосных пород Соликамского карстового района и карбонатных разностей западного склона Урала [38];

п) гидрогеохимические аномалии карстующихся пород и трещинно-карстовых вод, определяющие агрессивность последних, и повышенную в несколько раз растворяющую способность [37].

1.4 Особенности нефтяного загрязнения в карстовых районах

Проблемы нефтяного загрязнения детально рассматривались в работах В. М. Гольдберга, С. Л. Давыдовой, Н. Н. Егорова, Е. С. Капустина, А. А. Оборина, Н. П. Солнцевой и др. [15, 21, 26, 29, 70, 85]. Б. А. Бачурин, С. А. Бузмаков, В. Н. Быков, В. П. Костарев, Н. Г. Максимович и другие [4, 7, 39, 51-53, 56] изучали процесс нефтяного загрязнения непосредственно на закарстованных территориях. Но, несмотря на многочисленные исследования, нет единого подхода к изучению нефтяного загрязнения в карстовых районах, что явилось причиной исследования данной проблемы.

Районы развития карста имеют ряд гидрогеологических и гидрогеохимических особенностей, которые создают особые условия для распространения нефтяного загрязнения [59, 63].

Обязательным условием для развития карста является водопроницаемость, которая обуславливается *трещиноватостью* и *пористостью*. Трещины и поры служат в карстовом массиве каналами для проведения или коллекторами источников загрязнения. Пористость и кавернозность также активизируют карстовый процесс. Таким образом, затухание процессов карстообразования наблюдается с глубиной (особенно характерно при развитии первичных трещин и трещин выветривания), а также при удалении от речных долин к водоразделу.

В районах развития карстующихся пород, где трещиноватость и проницаемость пород существенны, увеличивается риск загрязнения грунтовых вод.

Важным условием для локализации распространения нефтяного загрязнения является наличие *покровных отложений*. При их отсутствии атмосферные осадки, а также проливы, разливы, в том числе нефти практически беспрепятственно поглощаются трещинами, воронками, котловинами и другими карстовыми формами. По наличию или отсутствию покровных отложений и их составу К. А. Горбуновой было выделено пять типов карста, которые имеют разную степень защиты от поверхностного загрязнения (таблица 1.4).

Таблица 1.4 – Типы карста по наличию или отсутствию покровных отложений и степень его защиты от поверхностного загрязнения (по [20] с добавлениями автора)

Тип карста	Покровные отложение	Степень защиты от загрязнения
Голый (средиземноморский)	Отсутствуют	Очень низкая
Задернованный (кавказский)	Почвенный покров	Низкая
Покрытый (подэлювиальный) (среднеевропейский)	Рыхлые продукты или элювий	Низкая
Перекрытый подаллювиальный (камский) подфлювиогляциальный	Речные отложения водно-ледниковые отложения	Средняя
Закрытый (русский)	Коренные некарстующиеся породы	Высокая

Состав покровных отложений, а также их *мощность* играют существенную роль в защите от поверхностного загрязнения карстового массива в целом и зоны аэрации в частности.

Мощность и литология покровных отложений влияют на сорбционную способность нефти, которая по-разному проявляется, например, в известняках (практически отсутствует) и четвертичных дисперсных породах (достаточно высокая). *Литология* самих карстующихся пород имеет опосредованное влияние на нефтяное загрязнение. Состав пород определяет минерализацию подземных вод, которая влияет на миграционные способности нефтепродуктов и определяет условия распространения и масштабы загрязнения. При росте минерализации растворимость нефти снижается.

Важной особенностью карстового массива, обуславливающей широкое распространение загрязнения, является *водообмен*, возникающий в результате движения карстовых вод. В карстующихся массивах вследствие затухания трещиноватости с глубиной наблюдается вертикальная зональность интенсивности водообмена, который имеет наибольшую интенсивность при расчлененном рельефе. При наличии долин магистральных транзитных рек в

карстовых районах выделяют следующие гидродинамические зоны (таблица 1.5; рисунок 1.3):

Таблица 1.5 – Гидродинамические зоны карстового массива, вид загрязнения и тип разгрузки подземных вод в них (по [17, 48] с добавлениями автора) (рисунок 1.3)

Номер зоны	Зона	Вид загрязнения	Тип разгрузки подземных вод
I	Зона поверхностной циркуляции	Загрязнение поверхностных карстовых форм	
II	Зона вертикальной циркуляции	Загрязнение поверхностных трещин, подземной атмосферы за счет испарения (образование газовой шапки), формирование подвешенных линз нефтепродуктов, загрязнение поверхностных вод	Наземная (А)
IIa	Подзона подвешенных карстовых вод	Загрязнение карстовых и поверхностных вод	Наземная (Б)
III	Зона колебания уровня карстовых вод	Загрязнение пород нефтепродуктами, первичное и вторичное загрязнение карстовых вод, загрязнение поверхностных вод	Наземная (Г)
IV	Зона горизонтальной циркуляции	Формирование линз на поверхности карстовых вод, распространение растворенных нефтепродуктов, загрязнение поверхностных вод	Субаквальная, наземная (Е)
V	Зона сифонной циркуляции	Загрязнение родников и поверхностных вод	Наземная, субаквальная (В, Д)
VI	Зона поддолинной или подрусловой циркуляции	Загрязнение рек, распространение загрязнения на значительные расстояния	Субаквальная
VII	Зона глубинной циркуляции	Загрязнение глубоких горизонтов и поверхностных вод на участках разгрузки	Субаквальная

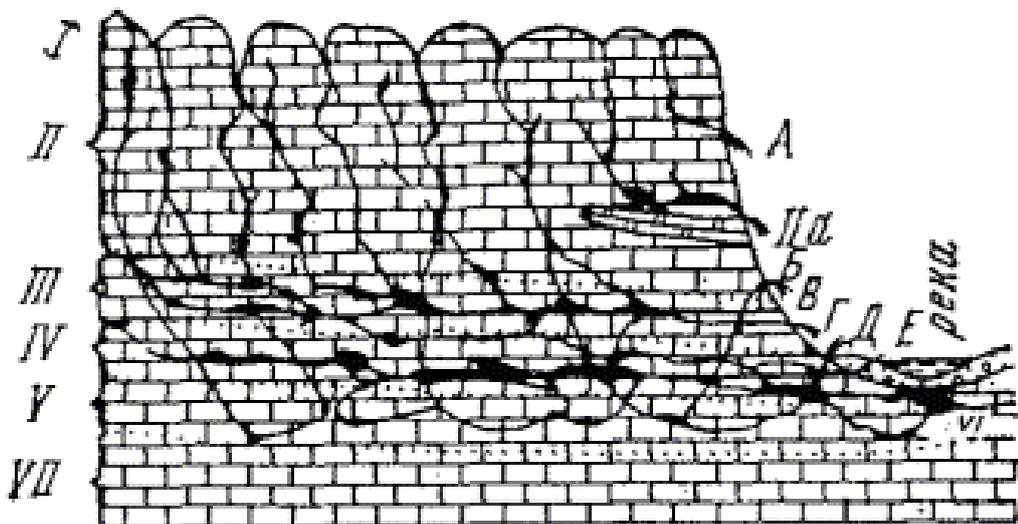


Рисунок 1.3 – Схема гидродинамических зон карстового массива (по [48])

Наибольшей уязвимостью к нефтяному загрязнению характеризуются первые три-четыре зоны. Это обусловлено тем, что нефть и нефтепродукты способны к трансформации и изменению своих физико-химических характеристик, поэтому проникновение данного загрязнителя в массив возможно на достаточно значительные глубины.

Опыт разработки нефтяных месторождений Пермского края показал, что проблемы стойкого, трудно устранимого загрязнения окружающей среды наиболее остро стоят в районах развития карста [4, 7, 51, 70]. В Пермском крае насчитывается около 229 месторождений нефти [114], площадью около 3 тыс. км². Почти треть площади всех месторождений расположена в карстовых районах. Занимаемая ими площадь составляет около 1300 км².

Карстовые районы отличаются существенным снижением степени защищенности подземной гидросферы (рисунок 1.4).

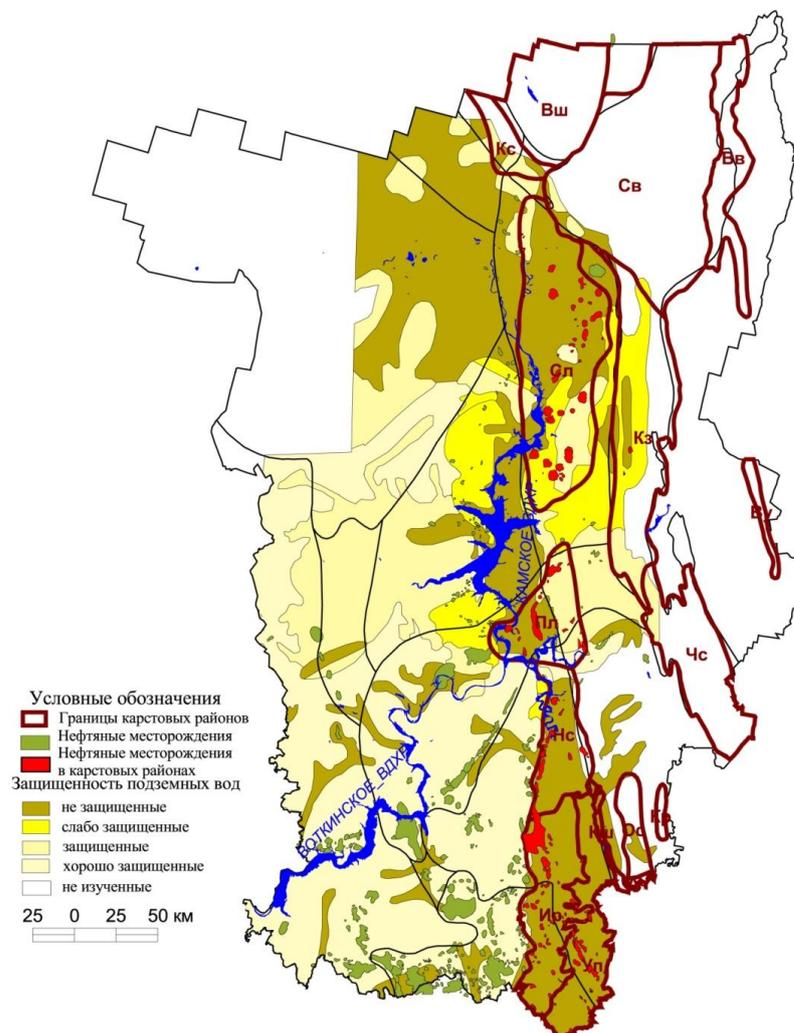


Рисунок 1.4 – Карта защищенности подземных вод Пермского края (по [4]) с добавлениями автора)

При анализе карт защищенности подземных вод Пермского края [4] (рисунок 1.4) и нефтяных месторождений [115] можно сделать вывод, что почти 70 % (площадь 881 км²) нефтяных месторождений, расположенных в карстовых районах, приурочены к незащищенным территориям, 10 % (113 км²) – к слабо защищенным, 15 % (187 км²) – к защищенным и 5 % (60 км²) – к хорошо защищенным.

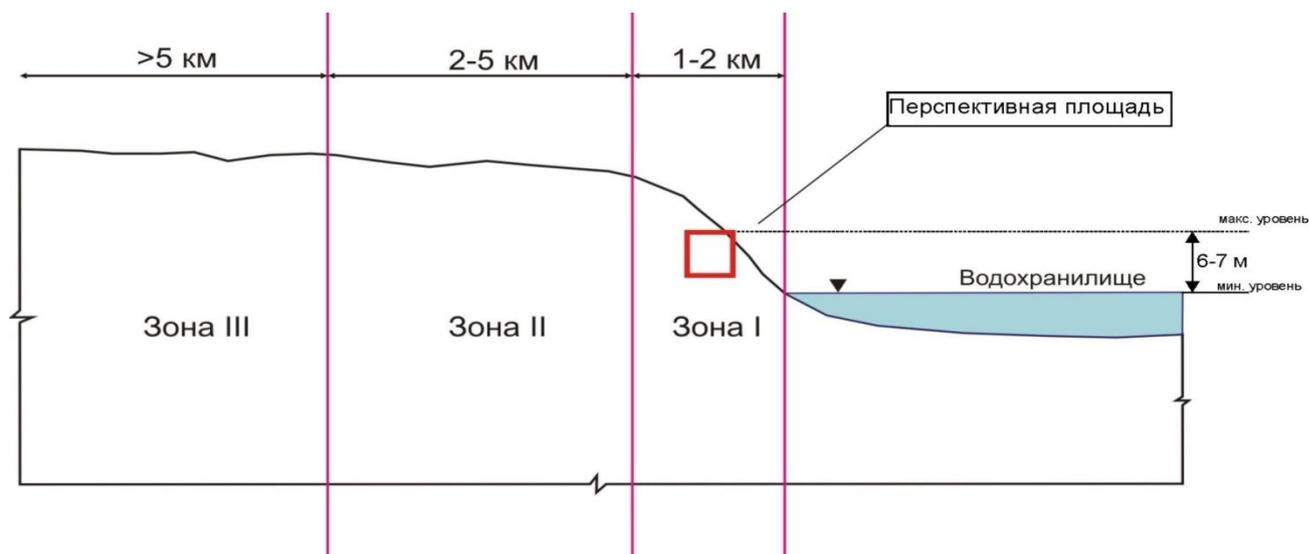
Территории с незащищенными и слабо защищенными подземными водами во многих случаях сложены карстующимися породами. Месторождениям, находящимся на незащищенных и слабо защищенных территориях следует уделять повышенное внимание при эксплуатации. Следует отметить, что наибольшую опасность представляют нефтяные месторождения в карстовых районах, находящиеся в непосредственной близости от водохранилищ.

В Пермском крае общая протяженность береговой линии водохранилищ составляет 3,5 тыс. км, из них 25 % проходит по территории карстовых районов. Около 10 % месторождений нефти, приуроченных к карстовым районам, располагаются в непосредственной близости от водохранилищ [53, 109, 112].

По классификации А. Г. Лыкошина [45], изучавшего карст с точки зрения гидротехнического строительства, выделяются следующие типы карста: близких эрозионных врезов; удаленных эрозионных врезов; зон тектонических нарушений. Исходя из выше сказанного, а также учитывая классификации, предложенные ранее [18, 48, 77], автором была предложена классификация закарстованных территорий, приуроченных к водохранилищам, с точки зрения их безопасности и устойчивости к нефтяному загрязнению (рисунок 1.5).

Выделены три зоны опасности в зависимости от удаленности от береговой линии. Наиболее опасной является первая зона, в которой и располагается территория исследований.

Следовательно, при строительстве различных объектов на берегах водоемов, следует учитывать, что затраты как на строительство, так и на эксплуатацию и дальнейшие меры санации территории, в зоне I будут максимальными.



Низкой опасности. Удаленность от берега свыше 5 км, приурочена к водораздельным зонам, карстовых и суффозионных процессов практически не наблюдается, влияние водохранилища минимально.

Средней опасности. Удаленность от берега 2-5 км, средняя степень карстообразования, пустотность пород не превышает 10 %, влияние колебаний уровня водохранилища не значительны, преимущественно горизонтальная циркуляция карстовых вод.

Опасная. Прибрежная территория, ширина зоны 1,5-2 км, повышенная степень карстообразования, высокая проницаемость и трещиноватость слагающих массив пород (до 30 %), наличие трещин бортового отпора, интенсивная переработка берегов на начальных стадиях заполнения водохранилища в связи с влиянием речной долины и периодическим перепадом уровня воды, большая мощность зоны вертикальной циркуляции карстовых вод.

Рисунок 1.5 – Типовая схема зон опасности закарстованных территорий, приуроченных к водохранилищу

Таким образом, карстовые массивы представляют собой особые обстановки с высокими рисками загрязнения:

- а) трещиноватость и проницаемость в карстовых районах существенны, что увеличивает риск загрязнения грунтовых вод;
- б) при отсутствии покровных отложений и малой мощности зоны аэрации загрязнение может носить катастрофический характер;
- в) водообмен карстовых вод существенным образом влияет на распространение загрязнения как по разрезу, так и по площади;
- г) литология слагающих массив пород определяет как сорбцию нефти, так и влияет на распространение и масштабы загрязнения;
- д) высокую степень опасности представляют районы развития карста, приуроченные к береговой линии в непосредственной близости от нефтяных месторождений.

Выводы

Районы развития закарстованных сульфатных пород и присущая им гидросфера обладают спецификой, способствующей, как правило, более интенсивному распространению загрязнения, вследствие отсутствия покровных отложений, литологии слагающих пород, высокой степени трещиноватости и проницаемости, особенностями гидродинамики массива особенно в зоне влияния крупных водоемов при резких колебаниях уровня воды в них.

Выявлены основные экологические особенности нефтяного загрязнения: компоненты нефти и продукты их разложения существенно отличаются по физическим, химическим и другим свойствам, в результате чего распределение загрязнителей в гидросфере носит крайне сложный и трудно прогнозируемый характер; нефтепродукты обладают высокой миграционной способностью в подземных водах, в результате чего разносятся на значительные расстояния, а в случае разгрузки в поверхностные воды - зона загрязнения существенно увеличивается; сорбция в горных породах приводит к формированию устойчивых вторичных источников загрязнения, оказывающих негативное влияние в течение длительного времени; в разложении нефтепродуктов существенную роль играют микроорганизмы; при избытке кислорода происходит окисление нефтепродуктов, при его недостатке – идут восстановительные процессы с образованием сероводорода; нефтяное загрязнение носит комплексный характер и оказывает интенсивное воздействие на различные компоненты геологической среды: атмосферу, подземную и наземную части гидросферы, горные породы, почвы и др.; нефтяное загрязнение носит крайне устойчивый характер. Все это требует особого подхода к деятельности, связанной с возможностью нефтяного загрязнения массивов карстующихся пород, особенно в районах, перспективных для разработки месторождений.

Возникающие экологические проблемы нефтяного загрязнения в карстовых районах носят специфический характер, особенности карстующихся территорий необходимо учитывать при исследовании загрязнения. Закарстованные сульфатные массивы обладают высокой проницаемостью для загрязнителей. В

местах выхода карстующихся пород на поверхность практически полностью отсутствует поверхностный сток. Атмосферные осадки, а также загрязняющие вещества практически беспрепятственно поглощаются трещинами пород, воронками и другими карстовыми формами и далее попадают в подземные водоносные горизонты. Тесная гидравлическая связь подземных карстовых вод с поверхностными способствует разгрузке загрязненных вод в поверхностные водные объекты. Поступившие в окружающую среду нефтепродукты под влиянием физико-химических процессов окисления и биодеструкции подвергаются разрушению. В закарстованных массивах эти процессы замедлены в виду недостатка кислорода и низких температур.

Цель и идея работы. Постановка задач исследований

Проведенный обзор работ, опубликованных в отечественной и зарубежной литературе, посвященных проблеме нефтяного загрязнения перспективных на обнаружение гипса закарстованных массивов позволил сформулировать цель и идею работы в следующем виде.

Целью работы являлось установление закономерностей нефтяного загрязнения закарстованных территорий Пермского края, перспективных для добычи гипса, и разработка инновационной технологии очистки пород и подземных вод.

Идея работы заключается в том, что инновационная технология защиты от нефтяного загрязнения месторождений гипса путем откачки нефти и очистки горных пород и подземных вод основывается на закономерностях биогеохимических процессов, которые усиливают специальной культурой микроорганизмов и осуществляют ликвидацию нефтяной линзы с учетом структуры гидродинамического барьера на пути фильтрационно-диффузионного движения загрязнителей.

Цель и идея работы, а также современное состояние знаний по рассматриваемой проблеме обусловили необходимость постановки и решения следующих задач:

- 1) изучение геологических и гидрогеологических особенностей перспективных для разработки гипса карстовых районов, влияющих на распространение загрязнения;
- 2) разработка комплекса методов для изучения нефтяного загрязнения в закарстованном сульфатном массиве и проведение лабораторных и натуральных экспериментов;
- 3) выявление причин и механизма загрязнения сульфатного массива в районе Полазненского месторождения нефти;
- 4) разработка инновационной технологии защиты месторождений гипса от нефтяного загрязнения и оценка ее эффективности.

ГЛАВА 2 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ИССЛЕДОВАНИЙ

Район исследования расположен в Добрянском районе Пермского края, севернее п. Полазна (рисунок 2.1) и располагается на берегу Камского водохранилища в районе Полазненского месторождения нефти, расположенном на Полазненском полуострове, территория которого с севера, юго-запада и запада ограничена Камским водохранилищем, с северо-востока – Полазненским заливом, образовавшимся в результате подпора р. Полазна, с востока – дорогой Пермь-Березники. Для района характерна высокая насыщенность инженерными сооружениями: нефтепроводами, водопроводами, линиями электропередач и др. (рисунок 2.2).

Полазненское месторождение нефти и газа открыто в 1937 г. В промышленной эксплуатации находятся объекты, приуроченные к отложениям турнейского, визейского ярусов и башкирско-верейским отложениям. По состоянию на 01.01.2009 г. пробурено 90 скважин и 2 боковых ствола, из них эксплуатационный фонд – 13 добывающих скважин. Фонд ликвидированных скважин составляет 68 % от общего фонда скважин [46].



Рисунок 2.1 – Обзорная карта района исследований

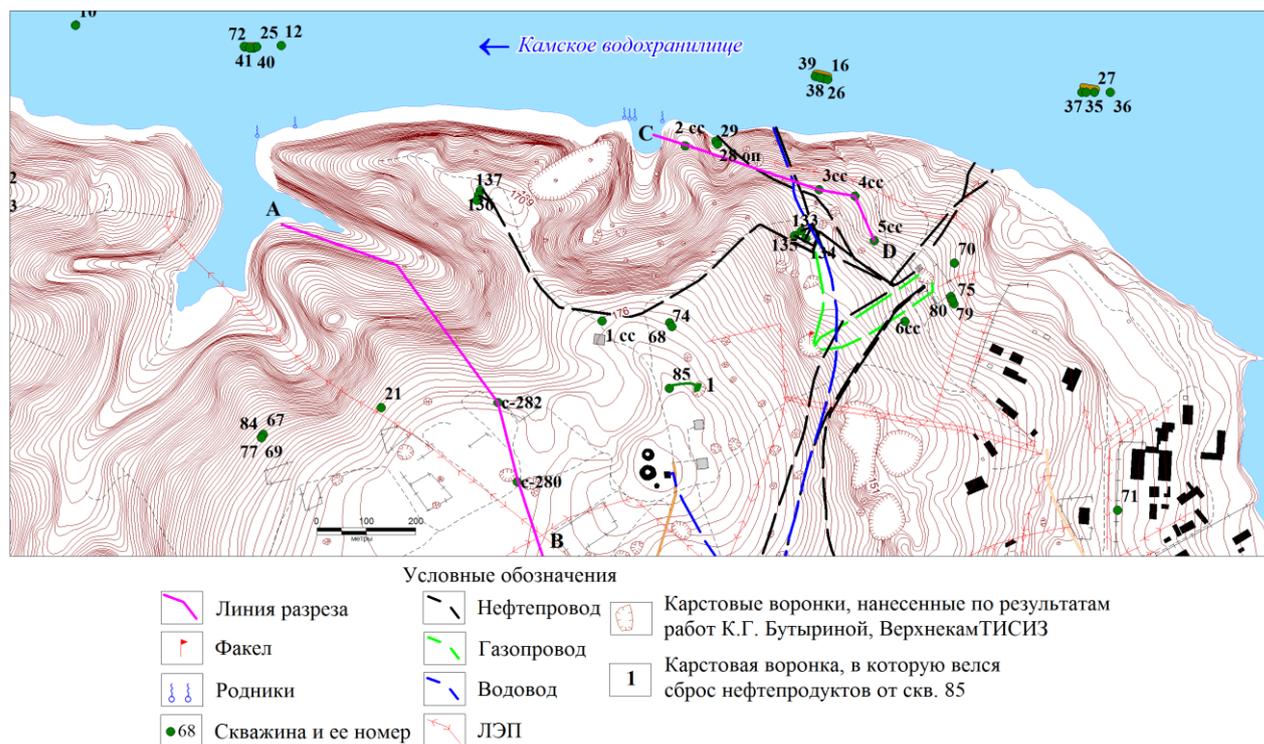


Рисунок 2.2 – Карта-схема района исследования

2.1 Геологическая характеристика

Территория Пермского края находится в пределах трех крупных геоструктур: Восточно-Европейской платформы, Предуральяского краевого прогиба и Уральской складчатой системы (рисунок 2.3). Исследуемый участок в тектоническом отношении приурочен к сводовой северо-восточной части Краснокамско-Полазненского вала [64], расположенного вдоль северо-восточного борта Пермско-Башкирского свода (рисунок 2.4).

Вал осложнен поднятиями третьего порядка: Полазненским, Пионерским, Залеснинским. Полазненское поднятие осложняет западную часть Межевской валообразной зоны, представляя собой асимметричную брахиантиклиналь с широким сводом, крутым северо-западным и пологим юго-восточным крылом, прослеживающуюся по девонским, каменноугольным и нижнепермским отложениям (структура V порядка). Размеры ее в пределах замкнутой изогипсы (-1220 м) составляют 5,1х3,7 км. Амплитуда поднятия равна 43 м [119].

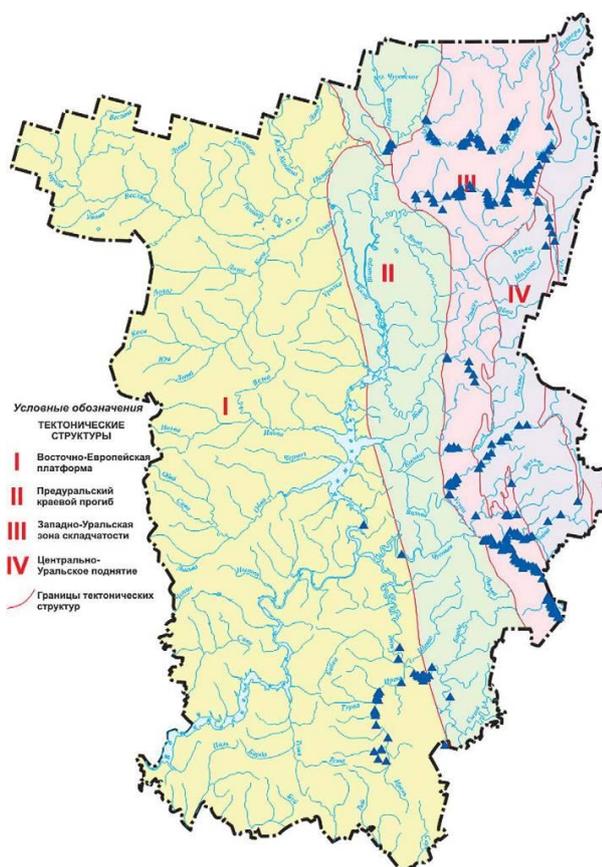


Рисунок 2.3 – Схема тектонического районирования Пермского края [64]

- Условные обозначения**
- ПБС — Пермско-Башкирский свод
 - БС — Бабкинская седловина
 - ПВ — Пермская вершина
 - КГ — Кунгурская гомоклиналь
 - ЧГ — Чермозская гомоклиналь
 - РакС — Ракшинская седловина
 - СВ — Соликамская впадина
 - КЧС — Косьвинско-Чусовская седловина
 - СлВ — Сылвенская впадина
 - ПСУ — Передовые складки Урала
 - ЦУП — Центрально-Уральское поднятие
 - КПВ — Краснокамско-Полазненский вал
 - Границы тектонических структур

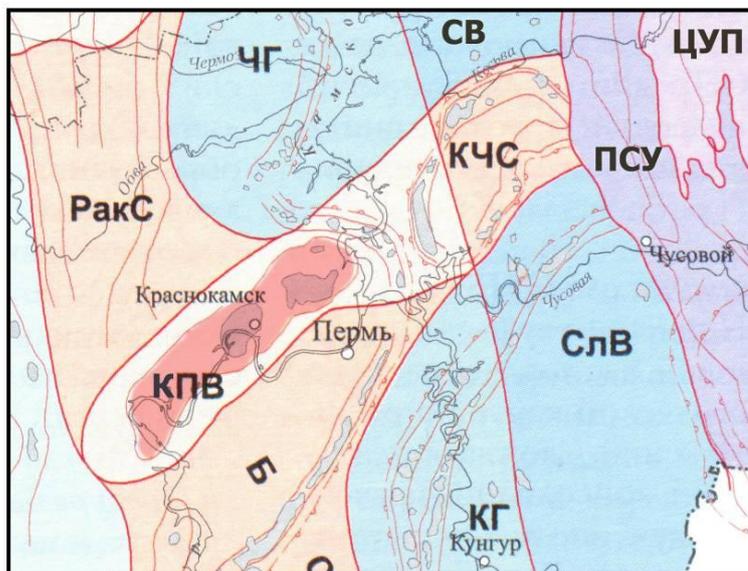


Рисунок 2.4 – Фрагмент схемы тектонического районирования Пермского края
(по [64] с дополнениями автора)

Полазненское поднятие находится в восточной части Пермского макроблока с тенденцией к умеренному воздыманию. По данным дешифрирования многозональных космических снимков в данном районе отчетливо выделяются

региональные системы линейных элементов, планово совпадающие или близкие по простиранию к разломам фундамента, что, вероятно, свидетельствует об их многократной активизации в процессе геологического развития территории [122].

Полазненское поднятие, на котором расположен изучаемый участок, наиболее приподнято по пермским отложениям, что способствует развитию карстового процесса. В целом геологический разрез территории представлен двумя крупными структурными комплексами (этажами): фундаментом и осадочным чехлом [64] (рисунок 2.5).

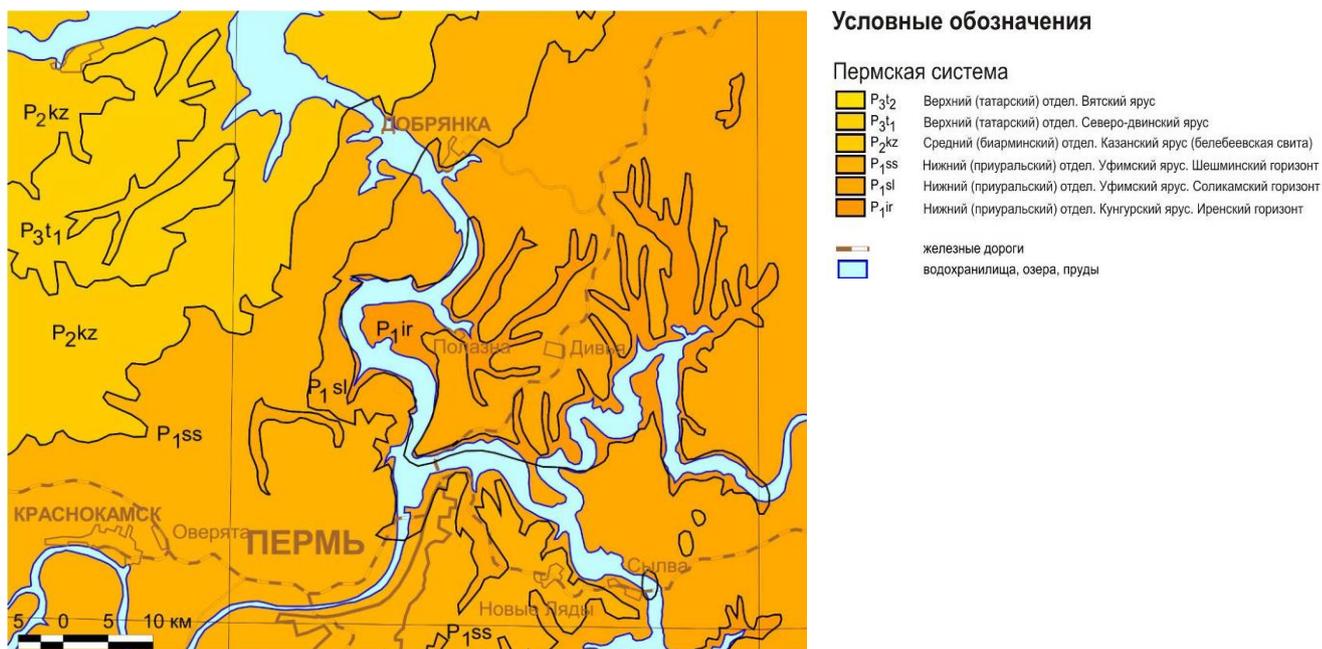


Рисунок 2.5 – Фрагмент геологической карты Пермского края. Масштаб 1:500 000 [64]

Описание геолого-литологического разреза приведено сверху вниз по унифицированной схеме стратиграфии палеозойских отложений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (рисунок 2.6).

Четвертичная система (Q). Отложения четвертичной системы представлены комплексом осадков аллювиального, элювиально-делювиального и флювиогляциального происхождения. Наиболее ярко выражены отложения плейстоцена, которые составляют основную часть четвертичного покрова. В верхней части разреза преобладают супеси, в средней – мелкозернистые кварцевые пески, в нижней – гравийно-галечниковые отложения. Мощность отложений 10-15 м.

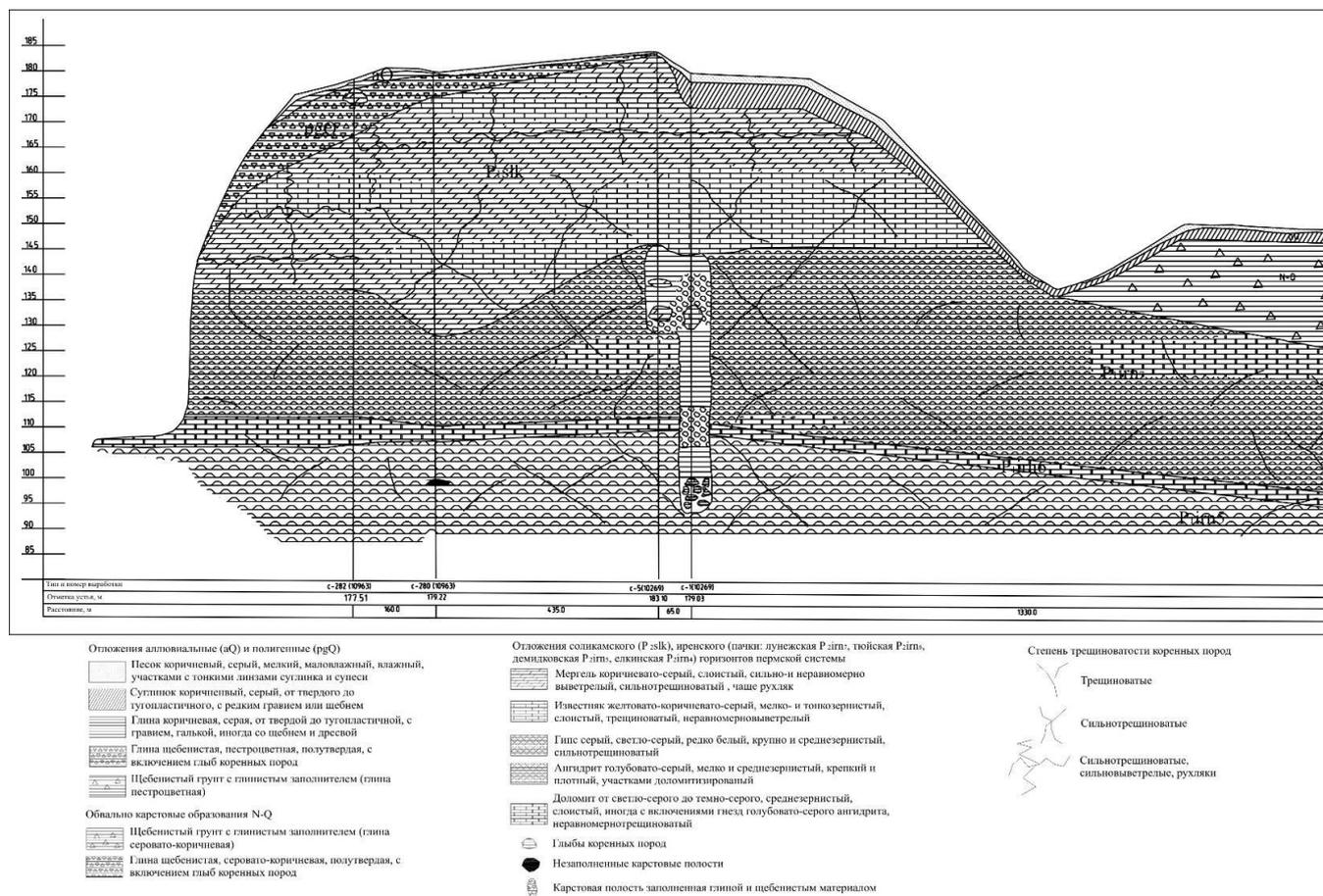


Рисунок 2.6 – Геолого-литологический разрез по линии АВ (рисунок 2.2). Масштаб горизонтальный 1:15000, вертикальный 1:1500 [125-127]

Аллювиально-делювиальные отложения представлены суглинками бурыми, плотными, сухими, иногда содержащими прослойки мелкопесчаного материала. Мощность – до 1,5 м. Элювиально-делювиальные образования представлены щебнем известняка с суглинистым заполнением, мощность – от 2-4 до 40 м.

Флювиогляциальные отложения представлены желтовато-серыми мелкозернистыми песчаниками, в которых часто содержится большое количество гальки и щебня местных пород. Флювиогляциальные пески весьма водопроницаемы, что способствует просачиванию атмосферных осадков в карстующиеся породы. Их мощность – 6-7 м. Техногенные образования представлены в основном насыпным грунтом разного состава и возраста мощностью до 1,5 м. Мощность и состав покровных четвертичных отложений имеют большую значимость при развитии карста [6, 78, 93, 116-118, 122, 124, 132, 133].

Обвално-карстовые отложения, представлены известняками и

доломитами желтовато- и коричневатого-серыми, кавернозными, брекчьеобразными с прослоями глин и суглинков. В разрезах этих образований встречаются также обломки аргиллитов и алевролитов. Закономерности в распределении обломочного материала не наблюдается. В разрезе толщи встречаются ослабленные зоны и небольшие пустоты (0,1-0,2 м), образовавшиеся в результате недостаточного уплотнения обрушенных пород. В основании обвального-карстовых отложений залегают гипсы и ангидриты, за исключением участков, сильно разрушенных карстовыми процессами [6, 78, 93, 116-118, 122, 124, 132, 133].

В толще обвального-карстовых образований встречены ослабленные зоны и полости, являющиеся результатом недостаточного уплотнения отложений и выщелачивания растворимых пород. Высота таких полостей по данным каротажа составляет от 0,5 до 2,4 м [124].

Пермская система (Р).

Нижний (приуральский) отдел (Р₁). *Уфимский ярус.* *Соликамский горизонт* сложен толщей мергелей серых, зеленовато-серых трещиноватых, выветрелых до глинистого состояния с линзами, тонкими прослоями крепких мергелей и кристаллических, ноздреватых, кавернозных серых известняков преимущественно в подошве. Также встречаются известняки и доломиты. Соликамские отложения сильно трещиноваты, их мощность изменяется в пределах от 39,9 до 73,5 м [116, 124-129, 132].

Кунгурский ярус образует основную толщу карстующихся пород. К кунгурским отложениям относится карбонатно-сульфатная толща, залегающая с перерывом на подстилающих артинских породах [78]. Ярус представлен терригенными, карбонатными и галогенными отложениями. Литологический состав изменчив и по вертикали, и в горизонтальном направлении. В составе яруса выделены два горизонта: иренский и филипповский [6].

Иренский горизонт представлен полным комплексом осадков, расчлененных на 7 пачек, из которых четыре нечетных (лунежская, демидковская, шалашнинская, ледяно-пещерская) состоят из ангидритов и гипсов с прослоями доломитов и глин, а четные (туйская, елкинская, неволинская) – из доломитов и

доломитизированных известняков [20, 78].

Лунежская пачка сложена на глубине ангидритами светлосерыми и голубовато-серыми кристаллическими крепкими, переходящими близ земной поверхности в гипсы. Среди сульфатных пород имеются прослойки и прожилки доломита и черных аргиллитов. Мощность – 24-77 м. Тюйская пачка сложена доломитами серыми и темно-серыми кристаллическими крепкими, иногда брекчеевидными и сахаровидными мощностью 5-10 м. Шалашнинская пачка сложена ангидритами голубовато-серыми кристаллическими крепкими с глинистыми прослойками и прослойками доломитов, переходящих в гипсы, мощностью 6-27 м. Неволинская пачка сложена доломитами серыми и светлосерыми кристаллическими оолитовыми и органогенно-обломочными с редкой и плохо сохранившейся фауной пелиципод и брахиопод мощностью 4-15 м. Ледяно-пещерская пачка сложена ангидритами светло-голубыми и голубовато-серыми кристаллическими массивными крепкими с включениями, гнездами и небольшими прослоями доломита мощностью 4-33 м [6]. Таким образом, иренский горизонт представляет собой переслаивание ангидритов и доломитов.

Характерными особенностями сульфатных пачек иренского горизонта являются их трещиноватость и относительная чистота пород. Эти свойства обусловили их высокую закарстованность [6]. Происхождение первичной трещиноватости пород объясняется наличием бортового отпора [77]. Трещины, образованные в ангидритах, являются основными путями проникновения воды, по ним происходит обводнение ангидритов и превращение их в гипс. Четкое чередование ангидритовых пачек с карбонатными также является благоприятным условием загипсовывания ангидритов [6]. Мощность горизонта, как правило, не превышает 50 м, редко достигая 80 м.

Филипповский горизонт сложен известняками и доломитами. Известняки серые и темно-серые кристаллические, прослоями детрито-водорослевые, участками доломитизированные. Доломиты светло-серые, коричневатосерые кристаллические, участками оолитовые, прослоями органогенно-обломочные, глинистые, гнездами окремелые. Мощность – 60-80 м. Филипповские отложения

из-за их перекрытия отложениями иренского горизонта карстовыми процессами не затронуты [6, 118, 124].

Артинский, сакмарский, ассельский ярусы представлены известняками серыми и темно-серыми, кристаллическими и органогенно-детритовыми, доломитизированными и глинистыми, участками пористыми, кавернозными с прослоями доломитов и мергелей, с включениями битума и пирита с многочисленной фауной фораминифер. Мощность – до 550 м [118, 124].

Каменноугольная система (С).

Верхний отдел (С₃). Доломиты серые и желтовато-серые тонкозернистые, участками окремнелые, местами трещиноватые, с прослоями известняков, включениями ангидрита и желваков кремния. В верхней части яруса встречены доломиты пористые и кавернозные мощностью до 40 м, в которых во многих скважинах отмечены обильные нефтегазопроявления. Мощность – 240-260 м.

Средний отдел (С₂). *Московский ярус. Мячковский, подольский, каширский горизонты.* Известняки серые и темно-серые, пелитоморфные и органогенно-обломочные, переслаивающиеся с доломитами серыми и темно-серыми, кристаллическими, прослоями окремнелые. В мячковском горизонте отмечены прослойки в 2-3 см пористых разностей доломитов, насыщенных нефтью. Суммарная толщина данных отложений достигает 190-220 м. Зафиксированы нефтегазопроявления различной интенсивности, в ряде скважин отмечены прослойки (2-3 см) пористых доломитов, насыщенных жидкой нефтью.

Верейский горизонт представлен известняками серыми и темно-серыми с прослоями доломитов и аргиллитов темно-серых почти черных, иногда известковистых. Известняки темно-серые и коричневатые-серые, органогенно-обломочные и пелитоморфные. Аргиллиты темно-серые тонкослоистые плитчатые слюдистые, участками игольчатые. Мощность горизонта – 48-70 м. К пористым и трещиноватым разностям известняков приурочены промышленно-нефтеносные пласты.

Башкирский ярус. Известняки светло-серые, почти белые, органогенно-обломочные, в верхней части кристаллические крепкие окремнелые. Ниже

наблюдается переслаивание проницаемых известняков и их плотных разностей. Пористо-кавернозные и трещиноватые известняки слагают промышленно-нефтеносные пласты. Мощность яруса – 45-57 м [118].

Нижний отдел (C₁). Серпуховский ярус. В верхней части толщи известняки светло-серые и белые кристаллические крепкие сахаровидные. Ниже отмечается переслаивание известняков коричневато-серых тонкокристаллических, участками трещиновато-пористых, с прослоями темно-серых глин. Мощность – до 250 м [118, 124-129].

Визейский ярус. Верхневизейский подъярус. Тульский горизонт. Отложения тульского горизонта представлены двумя пачками: верхней – карбонатной (мощность – 10-15 м), и нижней – терригенной (мощность – 20-25 м).

Нижневизейский подъярус. Бобриковский горизонт представлен преимущественно песчаниками от светло-серых до коричневато-серых разнозернистыми пористыми с подчиненными прослоями алевролитов и аргиллитов темно-серых песчаных. Мощность – 25-35 м.

Нижневизейский подъярус. Радаевский горизонт представлен алевролитами темно-серыми и серыми, глинистыми и аргиллитами темно-серыми, плитчатыми с редкими прослоями песчаников серых, кварцевых, мелкозернистых. Мощность – 10-20 м [118].

Турнейский ярус. Известняки коричневато-серые, серые и темно-серые, кристаллические и пелито-морфные, прослоями органогенно-обломочные с редкими трещинами, заполненными кальцитом или ангидритом с тонкими прослоями глин. В верхней части отмечается увеличение прослоев аргиллитов и алевролитов. Мощность яруса – 50-90 м [118, 124-129].

Девонская система (D).

Верхний отдел (D₃). Фаменский ярус сложен в нижней части известняками органогенно-обломочными, а в верхней – доломитами с прослойками известняков. Мощность яруса – 162-201 м.

Франский ярус. Верхнефранский подъярус представлен, преимущественно, доломитами с прослоями известняков.

Среднефранский подъярус. Доманиковский и саргаевский горизонты представлены доломитами и известняками общей мощностью 62-83 м.

Нижнефранский подъярус. Отложения *тиманского горизонта* сложены в нижней части аргиллитами и алевролитами, а в верхней части глинистыми известняками, мощностью 18-57 м. *Пашийский горизонт* представлен переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Мощность горизонта 16-36 м. Общая мощность отложений франского яруса составляет 133-138 м.

Средний отдел (D₂). Отложения *живетского яруса* представлены толщей песчаников, алевролитов и аргиллитов, мощность яруса 70-122 м. *Эйфельский ярус* в верхней части представлен глинистыми и органогенными известняками, а в нижней – разнозернистыми песчаниками. В подошве яруса наблюдаются прослойки конгломератов из кремнистых галек. Мощность 70-122 м.

Вендские отложения представлены *кудымкарской свитой*, сложенной чередованием слюдистых мелкозернистых песчаников, алевролитов и глинистых сланцев. Вскрытая мощность 48-59 м [119].

2.2 Гидрогеологические условия

На территории Пермского края по гидрогеологическому районированию выделяют три бассейна подземных вод первого порядка: Восточно-русский сложный бассейн пластовых вод, Предуральский сложный бассейн пластовых (блоково-пластовых) вод и Большеуральский сложный бассейн корово-блоковых (пластово-блоковых и пластовых) вод (рисунок 2.7) [64]. Территория Пермского края входит в зону преобладания гидрокарбонатно-кальциевых гидрохимических фаций рек (озер) лесной зоны (пояса) северного полушария [48].

Район исследования расположен на восточной окраине Восточно-Русского сложного бассейна пластовых вод и приурочено к границе Уфимского и Камского гидрогеологических районов. Согласно гидрогеохимическому районированию, изучаемая территория расположена на стыке зон сульфатно-натриевых, кальциево-натриевых и натриево-кальциевых вод и сульфатно-кальциевых вод

(рисунок 2.7).

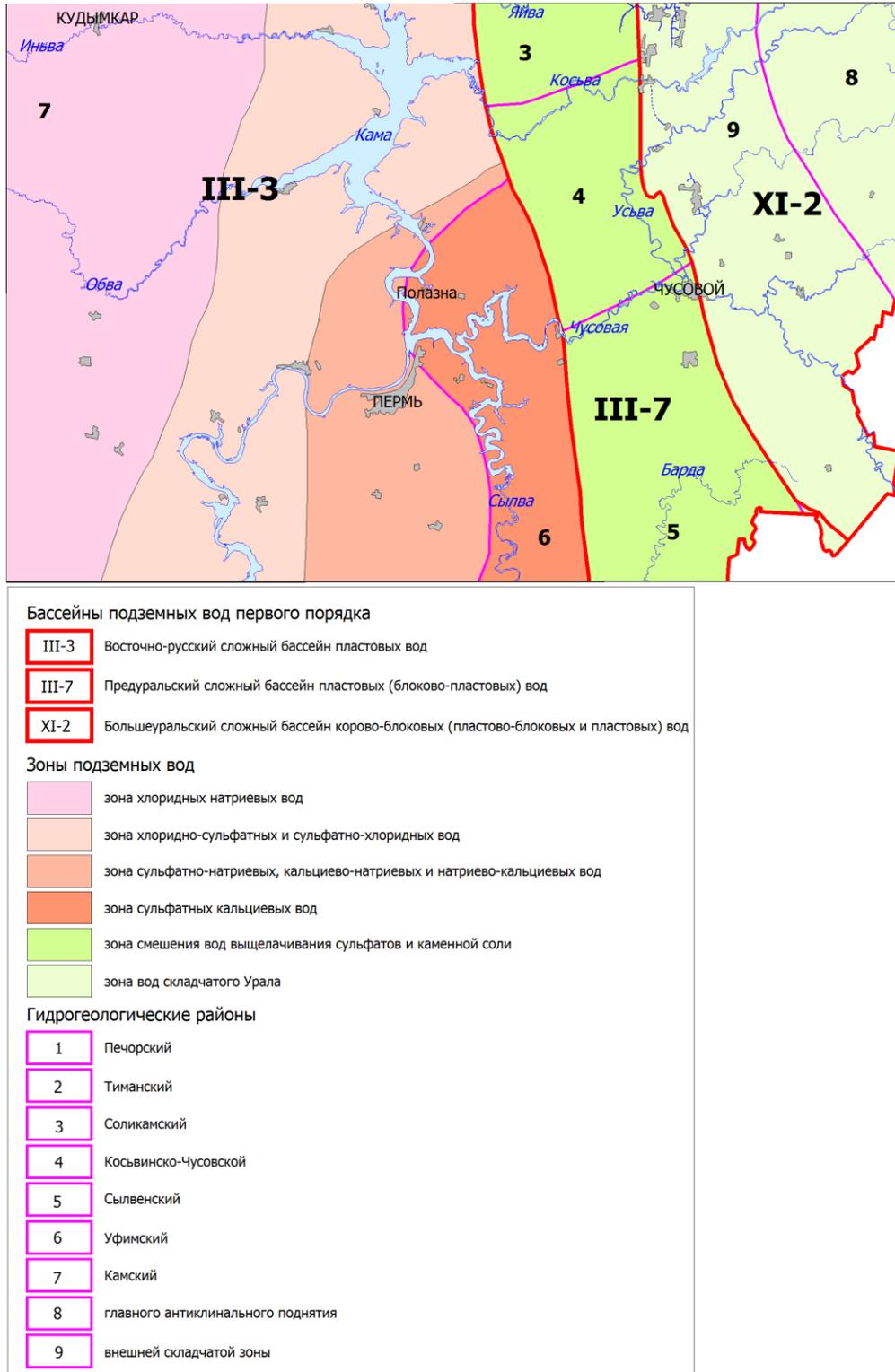


Рисунок 2.7 – Схема гидрогеологического и гидрогеохимического районирования Пермского края [64]

По гидрогеологическому расчленению стратиграфического разреза на территории исследований выделены следующие *водоносные комплексы*: 1) аллювиальных речных отложений; 2) иренского горизонта; 3) филипповского

горизонта; 4) ассельско-артинского и артинского ярусов; 5) визейского яруса; 6) франского и турнейского ярусов; 7) средней и верхней девонской системы; *водоносные горизонты*: 1) отложений нижеуфимского подъяруса (соликамского горизонта); 2) московского яруса; 3) башкирского яруса [14].

Для территории, как и для всего артезианского бассейна, характерна четкая вертикальная гидрогеохимическая зональность, выражающаяся в закономерном изменении с глубиной химического состава и минерализации подземных вод.

В геолого-гидрогеологическом разрезе зоны активного водообмена территории исследований выделяются 3-4 водоносных горизонта: верховодка, приуроченная к песчано-глинистым и щебнисто-глинистым элювиально-делювиальным отложениям, четвертичный аллювиальный водоносный комплекс, терригенно-карбонатный водоносный комплекс соликамских отложений и карбонатно-сульфатных иренских отложений нижнепермского возраста. Отмечается отчетливая гидравлическая связь данных водоносных горизонтов с поверхностными водами водохранилища [78, 93, 117, 118, 124, 132].

Верховодка имеет локальное распространение, залегает на местном водоупоре и приурочена к элювиально-делювиальным пескам, суглинкам и супесям, наблюдается в пределах отметок 115-140 м, реже на участках с отметками более 140 м. Питание осуществляется атмосферными осадками и талыми водами, область питания совпадает с областью ее распространения, а разгрузка происходит частично в нижележащие горизонты, частично – в водохранилище [78].

Водоносный комплекс четвертичных аллювиальных отложений развит по берегам Камского водохранилища и обводнен спорадически. Мощность водонасыщенной части не превышает 1-1,5 м. Отложения обладают высокой водообильностью, которая обусловлена хорошей фильтрационной способностью аллювия, тесной гидравлической связью с водохранилищем и поступлением трещинно-карстовых вод со склона коренного берега. Воды имеют свободное зеркало, и лишь местами создается местный напор. Глубина залегания колеблется от 0,3 до 15-20 м [14].

Химический состав подземных вод гидрокарбонатно-кальциевый, сульфатно-гидрокарбонатно-кальциевый со значительными колебаниями минерализации от 0,2 до 2,1 г/дм³. Питание комплекса происходит за счет инфильтрации, поступления трещинно-карстовых вод с коренного берега и подпора Камским водохранилищем. Грунтовые воды фильтруются в направлении береговой линии, частично поглощаются по трещинам и понорам вглубь карстующихся пород и разгружаются в водохранилище [14, 78, 93, 117, 118, 124, 132].

Водоносный горизонт соликамских отложений. Мощность горизонта достигает 20-30 м. Мергели, известняки, песчаники горизонта отличаются сильной трещиноватостью и тонкоплитчатостью, определяющими хорошие условия инфильтрации. В верхней части разреза трещины открытые и содержат безнапорные трещинно-грунтовые воды. Трещинно-карстовые воды соликамского горизонта преимущественно сульфатно-кальциевые с минерализацией до 3,0 - 3,5 г/ дм³. В береговой части Камского водохранилища данные отложения выходят на поверхность и интенсивно закарстованы, что приводит к дренированию вышележащих толщ, нарушению их изолирующих свойств и появлению в соликамских отложениях безводных участков. Выпадающие атмосферные осадки, не создавая поверхностного стока, почти полностью инфильтруются, питая водоносный комплекс иренских отложений [14, 93].

Иренский водоносный комплекс. Сплошная обводненность отмечается в зоне подпора Камского водохранилища и долинах рек. На водоразделах карстовые воды приурочены к ограниченным по площади трещиноватым закарстованным зонам. Останцы гипса и ангидрита, как правило, безводны. По мере погружения под соликамские отложения иренский горизонт приобретает роль регионального водоупора [20]. В верхних пачках иренского горизонта зафиксирован горизонт трещинно-карстовых вод, который обычно имеет сульфатно-кальциевый состав с повышенной минерализацией, достигающей 1,5-3,0 г/дм³. Выдержанность по разрезу сульфатных пачек иренского горизонта свидетельствует о повсеместном развитии сульфатно-кальциевых карстовых вод. Гипс-ангидритовые и

карбонатные породы иренской свиты водоносны при неглубоком залегании от поверхности [6, 14, 93, 118].

Воды филипповских отложений относятся к сульфатно-хлоридному и хлоридно-сульфатному типам. В наблюдательных скважинах из данных отложений были получены притоки сероводородных вод с минерализацией 2,5-4,5 г/дм³ [93, 118].

Водоносный комплекс отложений ассельско-артинского ярусов. Невыдержанность водоносных прослоев, залегание их среди водоупорных толщ, частое отсутствие между ними гидравлической связи позволяет объединить эти породы в сложный водоносный комплекс. В верхней наиболее трещиноватой части пород развиты трещинно-грунтовые, а ниже – напорные и безнапорные трещинно-пластовые и трещинно-карстовые воды [14]. Здесь развиты воды сульфатно-хлоридно-натриево-кальциевого состава с минерализацией от 40 до 270 г/дм³ [118].

Водоносный горизонт отложений московского яруса. Воды напорные пластово-трещинного типа представлены хлоридно-натриевыми рассолами с минерализацией около 250 г/дм³.

В пределах Пермско-Башкирского свода в верхнем карбоне, как и в перекрывающих его осадках перми, сильно развит карст, в связи с чем, выпадающие осадки проникают на значительную глубину, обуславливая гидрокарбонатный и сульфатный натриевый состав подземных вод.

Водоносный горизонт отложений башкирского яруса содержит пластовые напорные сильно минерализованные воды, для которых характерны хлоркальциевые рассолы с минерализацией 240-270 г/дм³ и повышенным содержанием микрокомпонентов: йода, брома, аммония, бора [14, 118].

Водоносный комплекс отложений визейского яруса. В терригенной толще визейского яруса значительное место занимают водоупорные породы (глины, аргиллиты), а водоносные (главным образом, песчаники) – развиты отдельными слоями. В связи с этим складывается сложная картина обводненности этой толщи. В ней содержатся пластовые напорные высокоминерализованные воды, и в то же

время вся толща является региональным водоупором, разделяющим ниже- и вышележащие водоносные горизонты и комплексы [14, 119].

Водоносный комплекс франско-турнейских отложений. Воды представлены высокоминерализованными рассолами хлоркальциевого состава с высоким содержанием йода, брома, аммония, минерализация колеблется от 260 до 270 г/дм³.

Водоносный комплекс отложений средне-верхнедевонской системы представлен рассолами хлоридно-натриево-кальциевого состава с минерализацией 250-260 г/дм³ с высоким содержанием йода, брома, бора, аммония, калия, лития и других микрокомпонентов [119].

2.3 Карст района

2.3.1 Характеристика карста района исследований

Изучением карста района с различными целями занимались многие исследователи [6, 20, 39, 42, 48].

Исследуемая территория принадлежит Полазненскому участку Полазненского карстового района преимущественно гипсового и карбонатно-гипсового карста [19]. Он занимает левобережье Камского водохранилища в окрестностях пос. Полазна (рисунок 1.5).

Природные условия благоприятны для развития суффозионно-карстовых процессов и формирования карстовых и трещинно-карстовых коллекторов, особенно, в техногенно напряженных районах. На данной территории, главным образом, развиты среднеевропейский, камский и русский типы карста. Средиземноморский и кавказский типы развиты локально. По характеру рельефа карст исследуемой территории горный; по климатическим характеристикам – карст умеренного климата. Эти условия говорят о том, что в данном районе преобладают отрицательные формы карста.

На исследуемой территории преимущественное значение имеет сульфатная агрессия вод, которые вызывают карстообразование. Гипсовый карст приурочен к

участкам наиболее активной циркуляции агрессивных по отношению к сульфату кальция подземных вод [48].

На территории исследований мощность гипсово-ангидритовой толщи иренского горизонта достигает 80 м, а покровные отложения либо отсутствуют, либо имеют незначительную толщину (от 1 до 20 м). Карст типично сульфатный, отличающийся от карбонатного рядом особенностей, обусловленных значительной быстротой растворения гипсов и ангидритов, различным возрастом и условиями залегания, а также меньшей площадью распространения.

Развитие карста в этом районе предопределяется движением воды в карстующемся массиве. Здесь зона активного движения карстовых вод даже опускается ниже русел крупных рек. Поддолинные карстовые потоки, выщелачивая гипсы лунежской пачки, образовали крупные карстовые полости, выполненные обломочным материалом или движущейся водой [6].

В районе наблюдаются все виды разгрузки карстовых вод: родниковая, субаквальная на дне водохранилища, озер, подземная – в другие водоносные горизонты, в частности, грунтовые воды аллювиальных отложений. По данным гидрохимического районирования [75] Полазненский участок характеризуется распространением вод (первого от поверхности земли водоносного горизонта) сульфатно-кальциевого состава (рисунок 2.7).

Карстующиеся породы залегают в зонах вертикальной нисходящей циркуляции карстовых вод, периодического колебания уровня карстовых вод и горизонтальной циркуляции карстовых вод [48]. При этом мощность первых двух, в которых, в основном, и формируются в настоящее время карстовые полости, незначительная по мощности и достигает на отдельных участках 20 м.

Основная масса пустот располагается в зоне горизонтальной циркуляции карстовых вод, поэтому на участках приводораздельного и водораздельного пространства относительные глубины, на которых расположены полости, составляют 50-60 м. Лишь единичные формы встречены на глубинах 30-40 м. Последнее говорит о том, что карстово-суффозионный процесс начал распространяться вверх. Средний вертикальный разрез полостей – 3-3,5 м, но

некоторые достигают 8, 12 м и более. Активизация карстово-суффозионного процесса способствует не только формированию новых полостей, но и освобождению старых от заполнителя и увеличению их объема за счет растворения породы [77].

В зоне горизонтальной циркуляции трещинно-карстовых вод закарстованность сосредотачивается вдоль эрозионных врезов и затухает в сторону водораздела. В этой зоне особенно активно протекает карст. Мощность зоны горизонтальной циркуляции меняется в зависимости от колебания уровня трещинно-карстовых вод и уровня воды в водохранилище. Эти колебания создают благоприятные условия для выщелачивания растворимых пород. Весной в закарстованный массив фильтруются слабо минерализованные воды, которые интенсивно растворяют гипсо-ангидриты, находящиеся в этой зоне, а зимой уровень падает на 7-8 м, и насыщенные сульфатом кальция воды выливаются из закарстованного массива. Наиболее интенсивно карстовый процесс развивается в прибрежной части, где лунежская пачка почти полностью, а демидковская – почти целиком, выщелочены [78].

Отличительной чертой Полазненского поднятия является одна из самых высоких закарстованностей: некоторые микроплощади не имеют себе равных в Пермском крае [6]. Высокая плотность карстовых воронок – отличительная черта гипсового карста. Средняя плотность составляет 60 карстовых форм/км², но на некоторых микроплощадках она достигает 500–1000 (рисунок 2.8). Значительная приподнятость территории над местным базисом эрозии (до 125 м) и трещиноватость пород способствуют развитию карста. На площади 28,1 км² закартирована 1636 карстовая форма, причем 97 % из них приходится на воронки. На участке встречаются карры, карстовые рвы, котловины, овраги, сухие речки и озера. Выявлены карстовые депрессии, заполненные брекчией [20].

Кроме геоморфологических условий развития карста большую роль играет и структурно-тектоническое строение района. Максимальная закарстованность наблюдается на центральном участке Полазненского поднятия [75, 124].

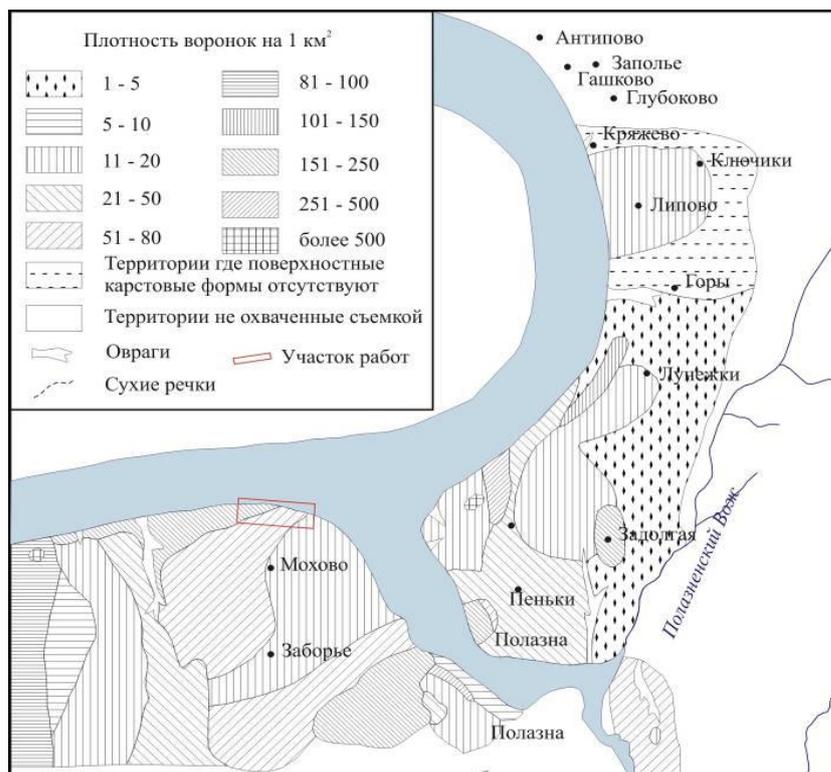


Рисунок 2.8 – Схема плотности карстовых форм на Полазенском и Лунезжском участках [6]

Наиболее опасными, в смысле образования провалов, являются участки склонов долин р. Полазны и р. Камы, где глубина до зоны горизонтальной циркуляции составляет не более 25-30 м. Если на склоне коэффициент закарстованности – 0,186, а количество воронок на км² достигает 270, то на водораздельной части эти величины соответственно равны 0,036-0,004 и 17-30 [77].

Наибольшая мощность покровных отложений наблюдается к юго-западу от линии Мохово-Заборье, а к берегам залива и водохранилища резко уменьшается, в соответствии с этим карст поля относится преимущественно к русскому и подэлювиальному типам, а над скальными берегами водохранилища развивается голый и задернованный карст. Карст Моховского поля представлен преимущественно воронками различной формы и величины. Плотность карстовых форм варьирует в широких пределах и изменяется по элементам рельефа (рисунок 2.8). В целом на Моховском карстовом поле преобладают конусообразные воронки, которые составляют 78 % их общего количества.

Прибортовые участки обрывистого склона водохранилища и территории,

прилегающие к логу, характеризуются наибольшей в пределах поля закарстованностью, где средняя плотность составляет от 152 до 272 в/км², в связи с этим карстовые воронки отличаются меньшими размерами, полной или частичной обнаженностью в бортах карстующихся пород, отсутствием озер и воронок с заболоченным дном. Здесь мелкие конусообразные воронки располагаются настолько плотно, что борта их часто соприкасаются.

Условия фильтрации атмосферных вод очень благоприятные, благодаря равнинному рельефу. При этом мощность покровных отложений не играет заметной роли в задерживании атмосферных вод. Значительная часть Моховского поля покрыта разреженным лесом, который прочно укрепляет борта воронок, предохраняя их от заиливания [6].

2.3.2 Влияние водохранилища на карстовые процессы

Создание Камского водохранилища (таблица 2.1) в 1954 г. вызвало подъем уровня воды в реке на 20-22 м и, соответственно, уменьшение мощности зоны вертикальной циркуляции и увеличение мощности зоны горизонтальной циркуляции [78].

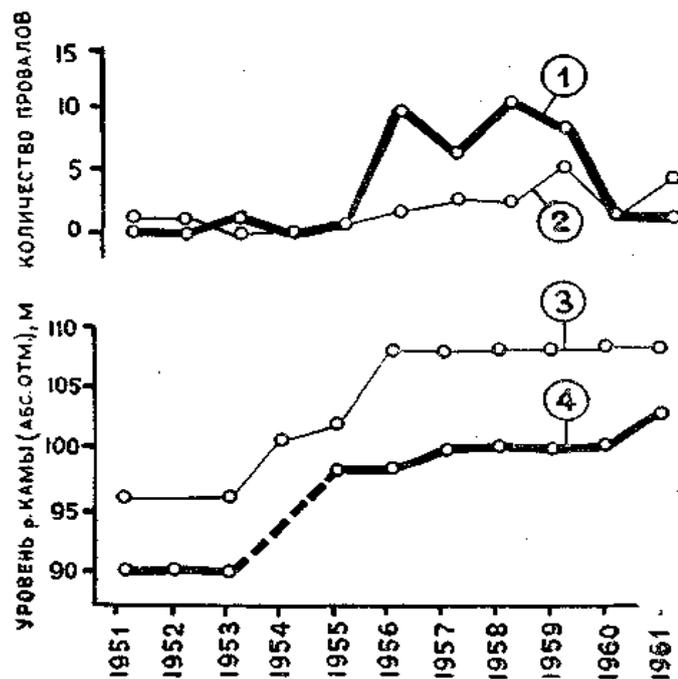
Таблица 2.1 – Параметры Камского водохранилища

Параметры	При НПУ (нормальный подпорный уровень)	При УМО (уровень мертвого объема)
Отметка уровня воды, м	108,50	100,00
Площадь зеркала воды, км ²	1915	650
Объем, км ³	12,20	3,00
Максимальная ширина, км	30	-
Максимальная глубина, м	30	21,5

Наполнение весной до проектной отметки и сработка уровня зимой на 6-8 м обеспечивают изменение гидродинамической зональности карстовых вод и периодическое поступление в массив слабоминерализованных вод. Процессы растворения и выщелачивания возобновятся с новой силой. Особенно интенсивно

они происходят в верхней 6-8-метровой толще карстовых вод. Происходит омоложение старых и возникновение новых карстовых форм. Образуются воронки, пещеры, волноприбойные ниши, широко развиты явления отседания склонов [24, 57, 77, 81]. Высокие склоны долины р. Камы перерабатываются водами водохранилища. В местах, сложенных сульфатными и отчасти карбонатными породами, они имеют вид вертикальных или почти вертикальных стен, осложненных кавернами, нишами и другими формами выщелачивания [6].

Активизация карстовых процессов происходит не только в береговых обрывах, но и распространяется на значительные расстояния в сторону водоразделов. Об этом можно судить по участвовавшим провалам на побережье и разрушению имеющихся пещерных гротов. Динамика провалов на территории пос. Полазна представлена на рисунке 2.9.



Провалы: 1 - на нижних и средних террасах, 2 - на высоких террасах (абс. отм. 170 - 220).

Уровни р. Камы у с. Хохловки: 3 - максимальные, 4 - минимальные.

Рисунок 2.9 - Влияние создания Камского водохранилища на количество провалов в прибрежной зоне [43, 77]

Учитывая, что первоочередное наполнение Камского водохранилища было произведено весной 1954 г., активизация провально-карстовых процессов

становится вполне объяснимой. С появлением Камского водохранилища количество провалов увеличилось в 6-7 раз [20, 43, 77].

Таким образом, рассматриваемый участок имеет ряд особенностей, обусловленных развитием карста, которые способствуют загрязнению первого от поверхности водоносного горизонта нефтепродуктами. Прежде всего, это практически полное отсутствие поверхностного стока. Все атмосферные осадки, а также проливы, разливы в т.ч. нефти практически беспрепятственно поглощаются трещинами пород, воронками, котловинами и другими карстовыми формами.

На других месторождениях, где нет подобных условий, проливы и разливы нефти в первую очередь загрязняют поверхностные воды, почвы, грунты зоны аэрации и в последнюю очередь подземные воды.

Карст создает существенную фильтрационную неоднородность массива. Значительная часть карстовых полостей находится в пределах зоны сезонного колебания трещинно-карстовых вод. После попадания нефти в эту зону можно с известной долей условности говорить о формировании своеобразного техногенного нефтяного месторождения в карстовых коллекторах.

Резюмируя сказанное, следует отметить, что интенсивная закарстованность явилась одним из основных природных факторов, приведших к формированию нефтяной линзы на поверхности трещинно-карстовых вод, разгружающихся в Камское водохранилище.

Выводы

В геологическом разрезе исследуемой территории можно выделить отложения девонской, каменноугольной, пермской и четвертичной систем. Гипсоносные породы приурочены к кунгурскому ярусу приуральского отдела пермской системы и залегают слоем мощностью 50-80 м. Выявлены структурно-геологические особенности территории, заключающиеся в сложном строении сильно загипсованного массива с довольно большой мощностью обвальнo-карстовых отложений, в высокой степени трещиноватости и кавернозности пород,

что приводит к высокой степени проницаемости массива и его уязвимости к различным видам загрязнения.

Район исследования расположен на стыке зон сульфатно-натриевых, кальциево-натриевых и натриево-кальциевых вод и сульфатно-кальциевых вод. Для территории характерна четкая вертикальная гидрогеохимическая зональность. В гидрогеологическом разрезе зоны активного водообмена территории выделяются 3-4 водоносных горизонта: верховодка, приуроченная к песчано-глинистым и щебнисто-глинистым элювиально-делювиальным отложениям, четвертичный аллювиальный водоносный комплекс, терригенно-карбонатный водоносный комплекс соликамских отложений и карбонатно-сульфатных иренских отложений нижнепермского возраста. Отмечается отчетливая гидравлическая связь данных водоносных горизонтов с поверхностными водами водохранилища.

Выявлено, что линза нефти сформировалась на поверхности трещинно-грунтовых вод кунгурских отложений, которые имеют сульфатно-кальциевый состав с повышенной минерализацией, достигающей 1,5-3,0 г/дм³. Выдержанность по разрезу сульфатных пачек иренского горизонта свидетельствует о повсеместном развитии сульфатно-кальциевых карстовых вод. Гипс-ангидритовые и карбонатные породы иренской свиты водоносны при неглубоком залегании от поверхности. С погружением в них затухают карстовые процессы, уменьшается водоносность пород, и иренские отложения приобретают водоупорные свойства.

Изучена специфика карстовых процессов района исследований, заключающаяся в высокой степени развития карста (плотность карстовых воронок на территории исследований достигает 150 в/км² и более), практически полном отсутствии поверхностного стока, гидродинамики массива. Это приводит к тому, что проливы, разливы нефти практически беспрепятственно поглощаются трещинами пород, воронками, котловинами и другими карстовыми формами.

ГЛАВА 3 МЕХАНИЗМ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАГРЯЗНЕНИЯ СУЛЬФАТНОГО ЗАКАРСТОВАННОГО МАССИВА

3.1 Изучение нефтяного загрязнения сульфатного закарстованного массива

Для понимания механизма формирования загрязнения сульфатного закарстованного массива необходимо было комплексно изучить его условия, для этого использовались различные методы исследований: гидрогео- и гидрологические, гидрогео- и гидрохимические, геофизические, количественные, биологические. Исследования включали в себя следующие виды работ:

- 1) рекогносцировочное обследование территории с выявлением поверхностных причин и признаков загрязнения;
- 2) наблюдения за уровнем и мощностью слоя нефти на поверхности подземных вод;
- 3) выявление зон разгрузки загрязненных подземных вод в водохранилище с использованием терморезистивометрических методов;
- 4) гидрохимическое опробование водохранилища;
- 5) гидрогеохимическое опробование района;
- 6) оценка степени активности карстовых процессов, протекающих на территории исследования;
- 7) выяснение степени влияния деятельности микроорганизмов на нефтяное загрязнение и карстообразовательную деятельность.

3.1.1 Рекогносцировочное обследование

Рекогносцировочное обследование территории района исследований проводилось с целью выявления мест нефтепроявлений, обнаружения возможных участков сброса нефти в карстовые воронки, полости, скважины при проведении.

При обследовании территории обнаружена карстовая воронка (восточнее скважины 85) (рисунок 2.2), в которую когда-то осуществлялся сброс

нефтепродуктов, что, предположительно, явилось одной из причин нефтяного загрязнения массива. От старой эксплуатационной скважины 85 к ближайшей карстовой воронке проходит канава (рисунок 3.1). Песок на стенках воронки имеет черный цвет и сцементирован нефтепродуктами.



Рисунок 3.1 – Карстовая воронка в районе 85 скважины, в которую проводился слив нефти (стрелкой указан канал, прокопанный от скважины)

При обследовании береговой зоны водохранилища (при абсолютной отметке 101,81 м) был обнаружен источник, вода в котором прозрачная с минерализацией 3,4 г/дм³ и имеет резкий запах нефтепродуктов. Содержание нефтепродуктов в пробе – 3,74 мг/дм³. При впадении в водохранилище в воде образовывалось темное пятно, похожее на мазут (рисунок 3.2). С наступлением паводка, а также летом и осенью источник затапливается и разгружается субаквально. При этом на поверхности водохранилища наблюдается всплывание нефтепродуктов и образование нефтяных пленок.

В меженный период на берегу водохранилища наблюдалось скопление нефтепродуктов в виде полосы, тянущейся вдоль берега (рисунок 3.3).



Рисунок 3.2 – Выпадение темных нефтепродуктов при разгрузке загрязненных подземных вод в Камское водохранилище



Рисунок 3.3 – Следы нефтепродуктов на берегу водохранилища

3.1.2 Наблюдения за уровнем и мощностью слоя нефти в линзе

С 2002 по 2008 г. для изучения состояния линзы нефтепродуктов на поверхности подземных вод закарстованного массива проводились режимные наблюдения по скважинам, входящих в наблюдательную сеть за состоянием зона пресных вод Полазненского месторождения нефти. Скважины СС-1 – СС-6 находятся в районе техногенного скопления нефти на Усть-Полазненском участке. За период исследований в наблюдательных скважинах производился замер уровня грунтовых вод и определение мощности слоя нефти по скважинам

СС-3 – СС-6, поскольку скважины СС-1 и СС-2 находятся в нерабочем состоянии. Местоположение скважин представлено на рисунке 2.2.

Результаты наблюдений (прил. А) показывают, что уровень жидкости в скважинах практически совпадает с таковым в водохранилище (рисунки 3.4, 3.6, 3.8, 3.10). Это свидетельствует об их прямой гидравлической связи, что обусловлено интенсивной закарстованностью пород, особенно в зоне сливной призмы (зоне влияния Камского водохранилища). Высокое значение коэффициента корреляции ($r = 0,99$) между этими показателями подтверждает результаты режимных наблюдений.

Мощность слоя нефти на поверхности подземных вод за время наблюдений колеблется в пределах 0,3-2,4 м (рисунки 3.5, 3.7, 3.9), но в сентябре-октябре 2007 г. в скважине СС-6 было отмечено резкое возрастание мощности слоя нефти до 3,1 м (рисунок 3.11).

При анализе диаграмм изменения мощности линзы видно, что мощность нефтяного слоя возрастает при понижении уровня водохранилища и, соответственно, уровня подземных вод. Это заключение подтверждается также расчетом коэффициента корреляции между этими показателями, который отражает их обратно пропорциональную зависимость: $r = (-0,53)$ для скважины СС-3 и $r = (-0,84)$ для скважины СС-4 (рисунок 3.12).

Скорее всего, это связано с большой закарстованностью зоны с абсолютными отметками 105,0-108,0 м и увеличением мощности линзы за счет растекания по карстовым полостям, т.е. при высоких уровнях слой нефти имеет непрерывный характер, и весь объем нефтепродуктов растягивается в одну пленку. При понижении уровня водохранилища, и, соответственно, грунтовых вод нефтепродукты растекаются по карстовым полостям, имея большую мощность в слое. Интервал с этими отметками наиболее благоприятен для откачки нефти. В скважинах СС-5 и СС-6 тесной корреляционной связи не просматривается. Скорее всего, это связано с их удаленностью от берега водохранилища.



Рисунок 3.4 – Изменение уровней водоохранилища и подземных вод по скважине СС-3

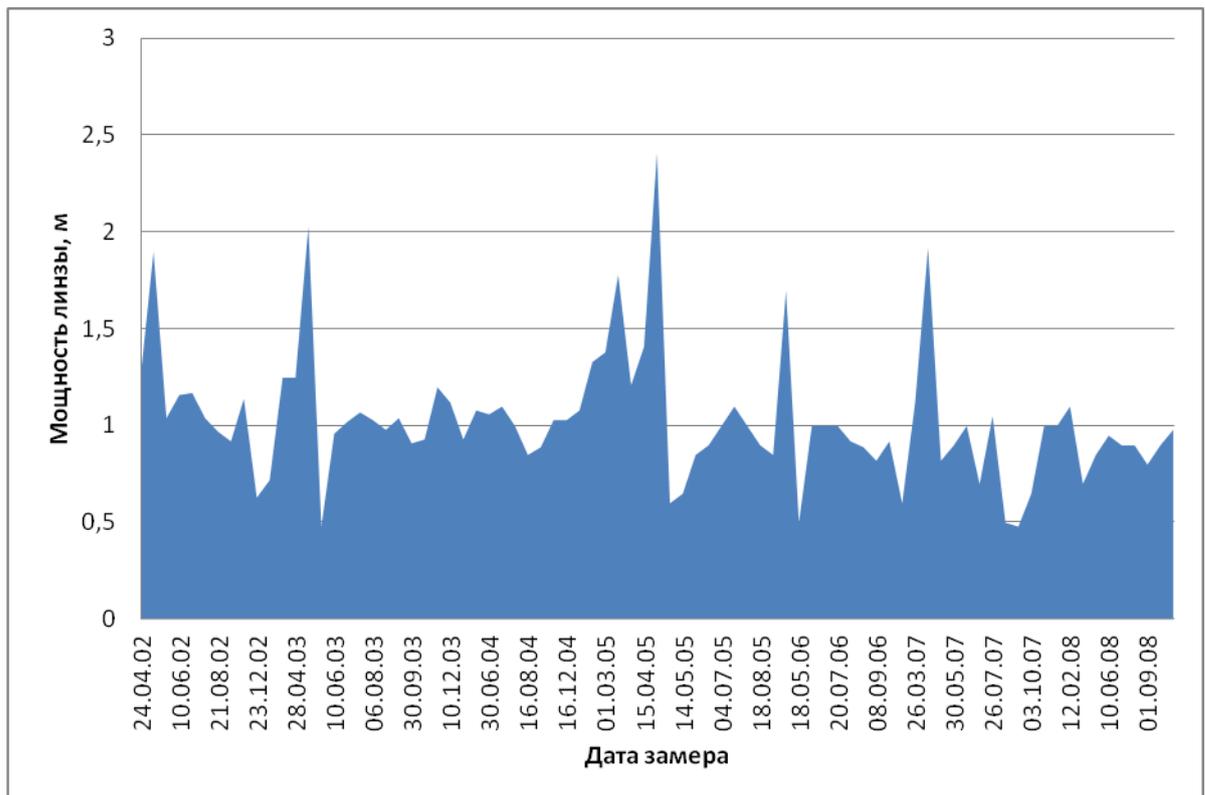


Рисунок 3.5 – Изменение мощности нефти на поверхности грунтовых вод (скв. СС-3)



Рисунок 3.6 – Изменение уровней водохранилища и подземных вод по скважине СС-4

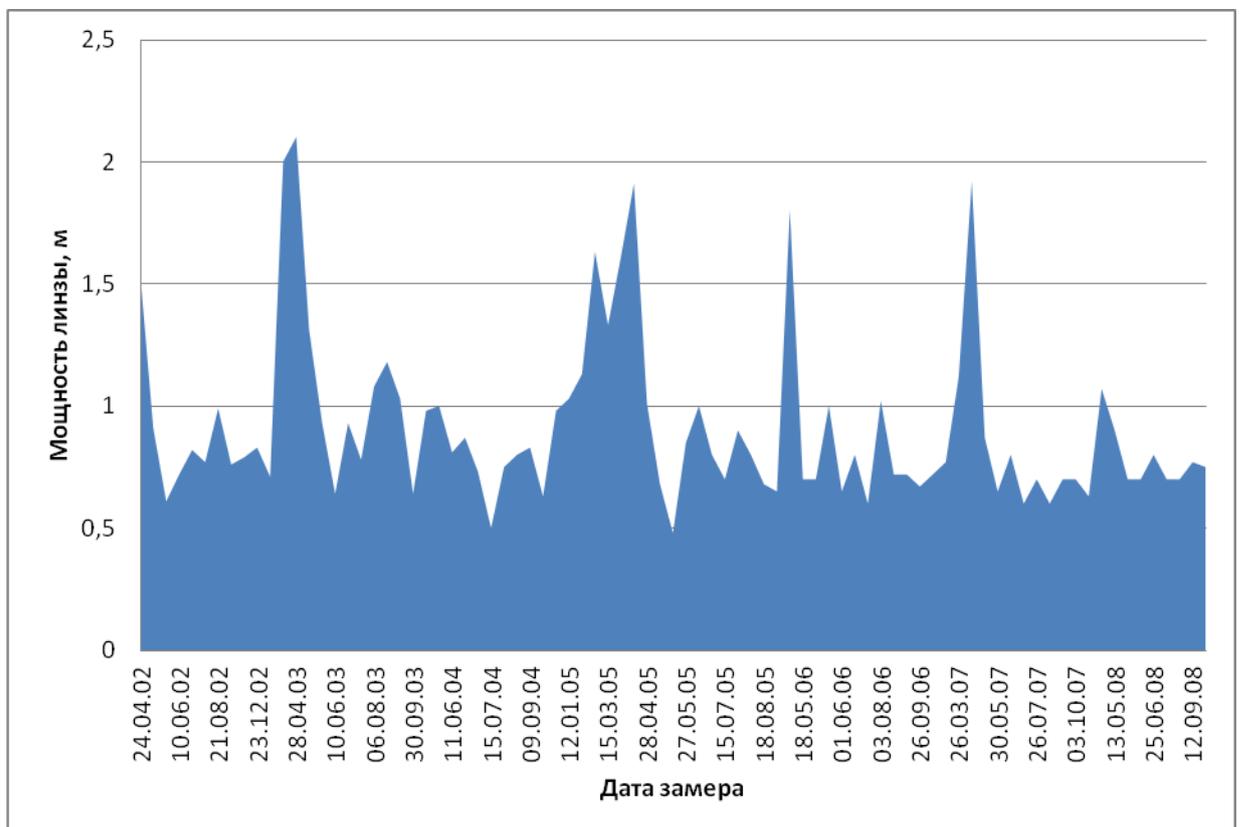


Рисунок 3.7 – Изменение мощности нефти на поверхности грунтовых вод (скв. СС-4)

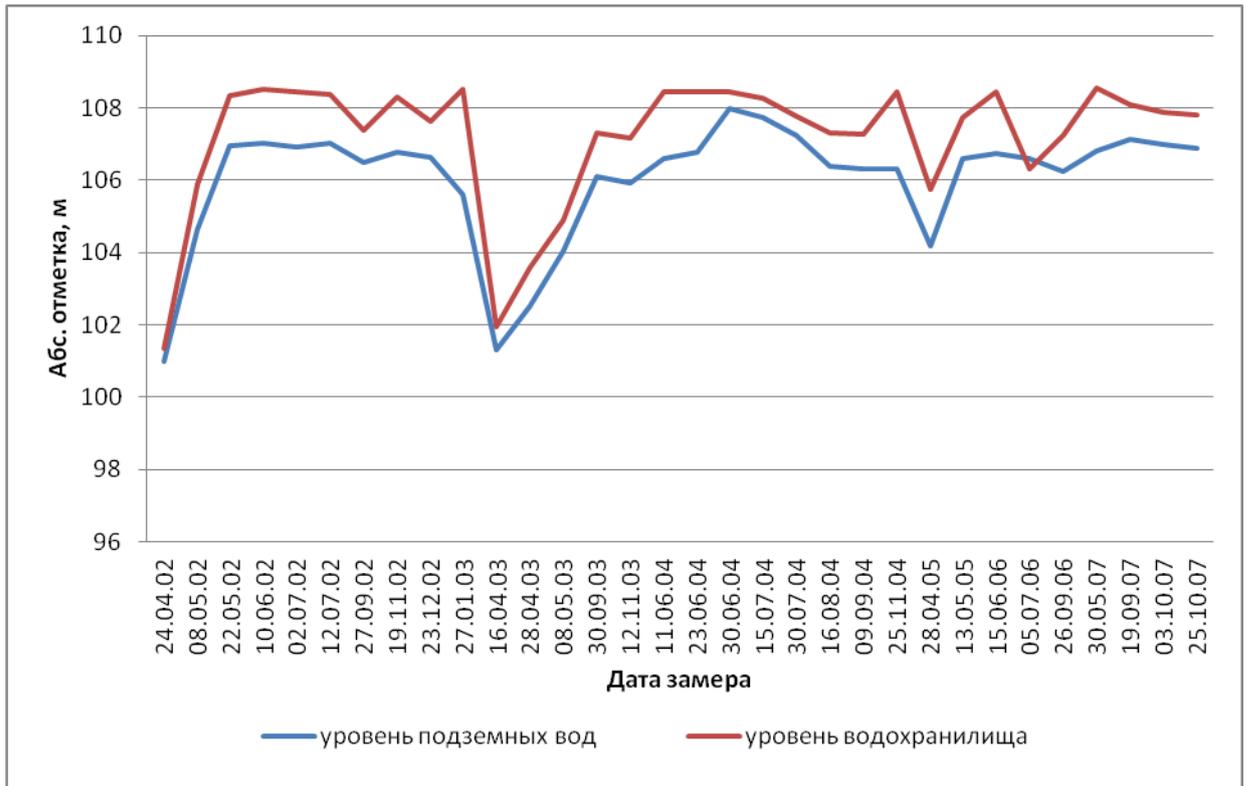


Рисунок 3.8 – Изменение уровней водохранилища и подземных вод по скважине СС-5

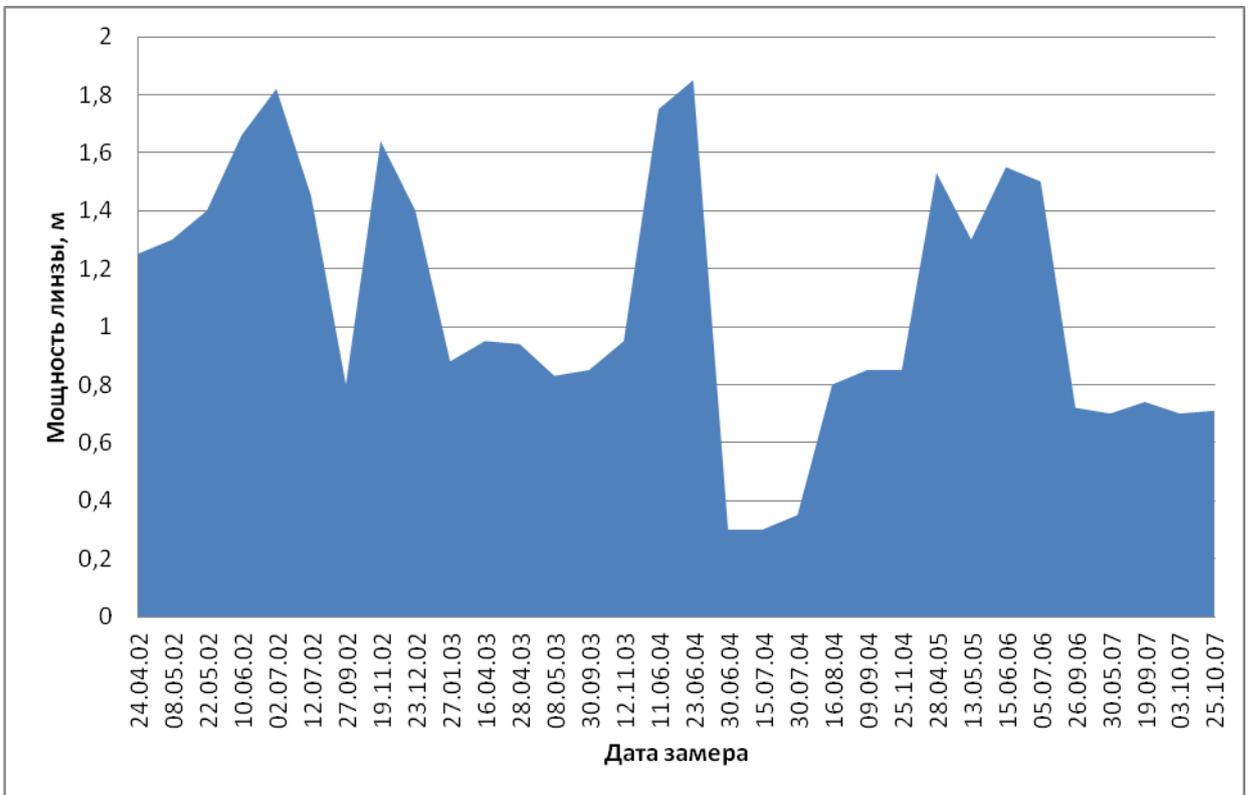


Рисунок 3.9 – Изменение мощности нефти на поверхности грунтовых вод (скв. СС-5)



Рисунок 3.10 – Изменение уровней водохранилища и подземных вод по скважине СС-6

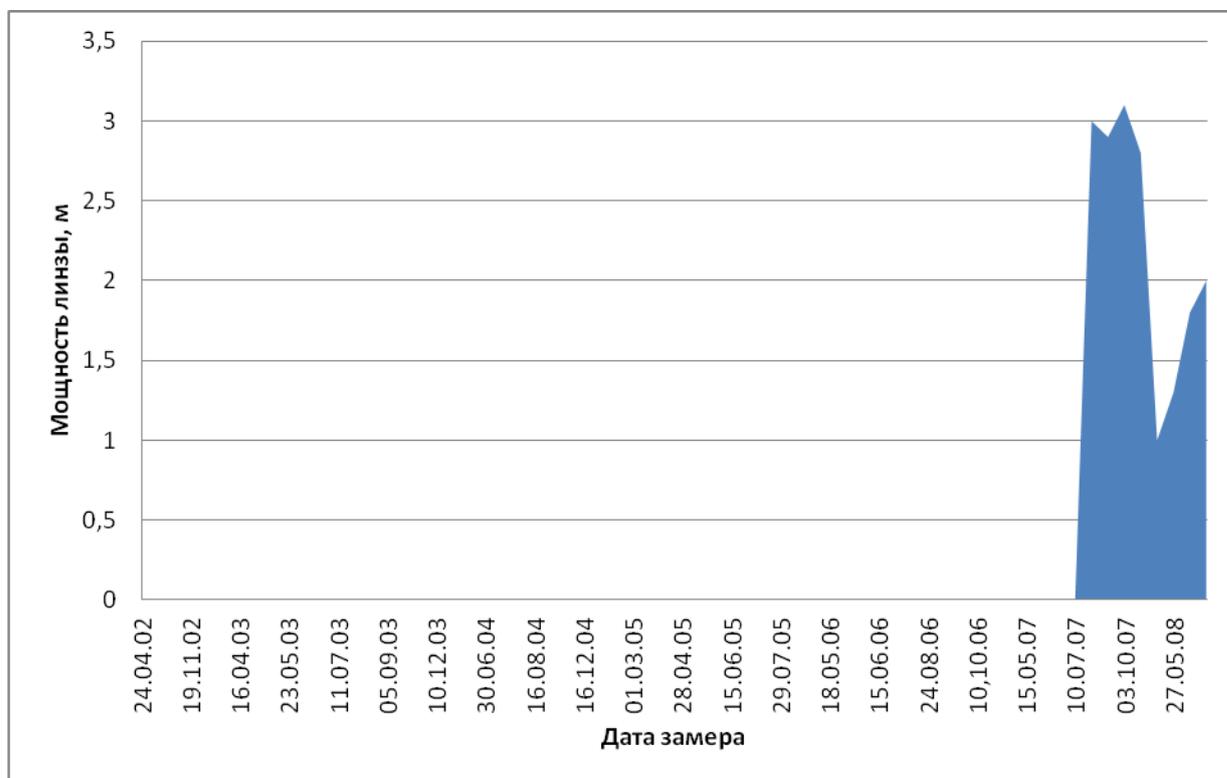


Рисунок 3.11 – Изменение мощности нефти на поверхности грунтовых вод (скв. СС-6)

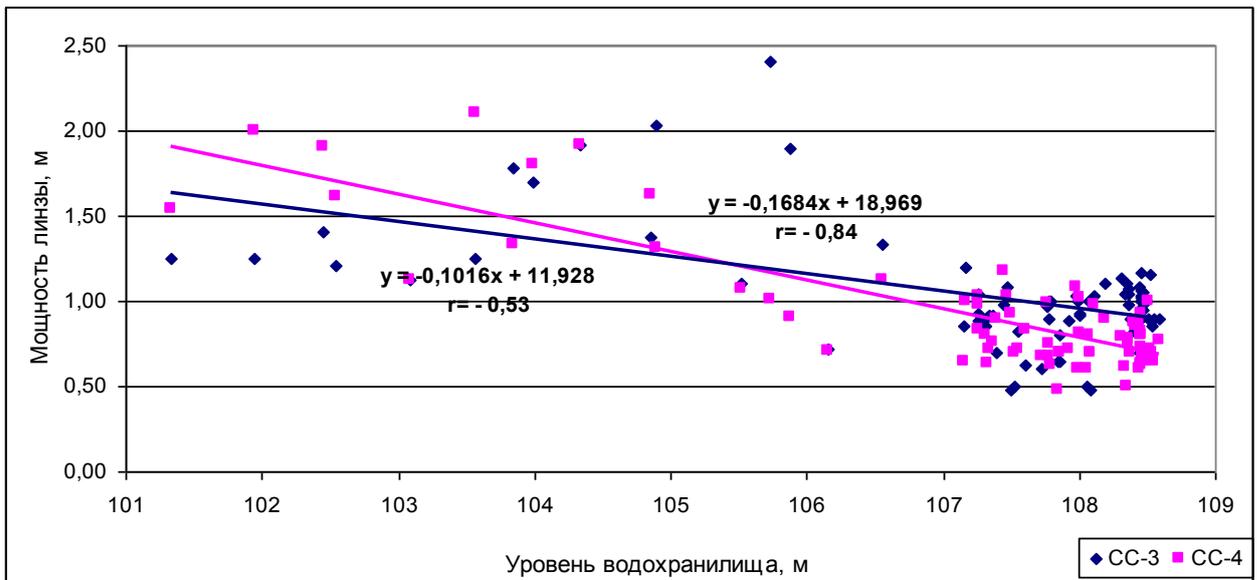


Рисунок 3.12 – Зависимость мощности линзы нефти от уровня водоохранилища в скважинах СС-3 и СС-4

3.1.3 Выявление зон разгрузки загрязненных подземных вод в водоохранилище

Для выявления зон разгрузки загрязненных подземных вод в Камское водоохранилище в 2002-2003 гг. был выполнен комплекс терморезистивометрических исследований. В ходе этих работ были выделены участки с аномальными значениями кажущегося сопротивления и температуры воды. Это позволило оконтурить места сосредоточенной разгрузки подземных вод, содержащих нефтепродукты.

Метод основан на сравнении температуры и минерализации вод водоохранилища и разгружающихся подземных вод. В местах разгрузки подземных вод в акваторию водоохранилища возникают аномалии температуры и минерализации. Для выявления мест разгрузки на акватории по сетке проводились замеры кажущегося сопротивления воды, которые функционально связаны с минерализацией, а также температурой. По величине аномалий можно в определенной степени судить об интенсивности разгрузки.

Измерительным прибором является реохордный мост Р333, предназначенный для измерения сопротивлений на постоянном токе от 0,005 до 999900 ом. Погрешность выполняемых измерений не более 0,5 %. Для измерения

значения измеренного кажущегося сопротивления с помощью палеток были приведены к температуре 5 °С (R_t5) для зимних измерений и к 18 °С (R_t18) – для летних измерений. На основании результатов терморезистивометрических исследований оптимизировалась сеть гидрохимических исследований. Пробы воды отбирались, прежде всего, на участках с обнаруженными аномалиями кажущегося сопротивления воды.

Терморезистивометрические исследования в марте 2002 г. Измерения проводились 19 марта на участке протяженностью 700 м на 9 профилях. В выявленных аномальных зонах и на участках без аномалий в марте и апреле были отобраны пробы воды. Результаты пересчета температуры воды и кажущегося сопротивления, приведенного к температуре 5 °С, представлены в таблице 3.1.

Наиболее контрастные результаты получены по измерениям в придонном слое воды. Анализ построенных изобат, изотерм и изоом кажущегося сопротивления (рисунок 3.14) показали, что изменения температуры воды зависят от глубины, а карты изобат и изотерм хорошо сопоставимы. С увеличением глубины температура воды изменяется от 0,1 до 3,5 °С. Подземные воды, которые в этот период имеют температуру 3-4 °С, не могут привести к формированию температурных аномалий.

В районе профиля 5 на участке, прилегающем к берегу, выявлены места с аномально низкими значениями кажущегося сопротивления воды 218-240 ом, что указывает на разгрузку подземных вод с минерализацией, значительно превышающей минерализацию воды в водохранилище. На остальной площади исследований величина кажущегося сопротивления изменяется от 650 до 750 ом.

Гидрохимический анализ из придонной части водохранилища показал, что минерализация воды на аномальном участке составляет около 3,5 г/дм³, тогда как в остальной части акватории – 0,4 г/дм³. На аномальном участке вода имеет сульфатно-кальциевый состав, причем содержание сульфатов достигает 1400 мг/дм³, в то время как на участках без аномалий – не превышает 100 мг/дм³.

Таблица 3.1 – Результаты терморезистивометрии участка Камского водохранилища в районе п. Полазны (март, 2002 г.)

Про-филь	Точка	Глубина, м	t °С	R _{t5} , ом	Про-филь	Точка	Глубина, м	t °С	R _{t5} , ом			
1	1	3	0,45	701	6	1	2,5	0,32	706			
		1	0,43	701			1	0,12	701			
	2	5,8	2,64	700		2	6	3,35	719			
		3	0,69	700			3	0,38	698			
	3	1	0,52	699		3	1	0,26	696			
		6,5	2,64	695			6,5	2,81	714			
		3	0,71	705			3	0,54	694			
	4	1	0,71	705		4	1	0,38	710			
		9	3,34	709			6,5	3,09	712			
		4,5	0,80	691			3	0,56	696			
	2	1	2,2	1,29		718	7	1	2,5	0,80	668	
			1	0,85		722			1	0,60	680	
2		5	2,52	688	2	6,5		3,39	682			
		2,5	0,36	701		3		0,62	679			
3		1	0,40	702	3	1		0,54	684			
		6	2,52	705		6,5		3,00	700			
		3	0,58	702		3		0,66	681			
4		1	0,56	702	4	1		0,62	688			
		5,8	1,38	701		6,5		3,00	711			
		3	0,69	700		3		0,72	699			
3		1	2	0,85	709	8		1	4,5	0,66	667	
			1	0,71	708				2	0,60	684	
	2	6	2,57	707	2		1	0,58	686			
		3	0,63	703			7	2,92	625			
	3	1	0,63	704	3		3	0,99	684			
		7,5	2,68	711			1	0,96	685			
		3,5	0,74	701			7	3,02	614			
	4	1	0,65	709	4		3	0,78	684			
		7	2,71	711			1	0,58	686			
		3,5	0,76	701			7	3,11	689			
	4	1	2,5	0,85	703		9	1	4,5	0,74	668	
			1	0,74	709				2	0,76	689	
2		5,5	3,20	716	2	1		0,72	698			
		3	1,09	707		7		3,46	686			
3		1	1,07	708	3	3		0,90	690			
		7,5	2,11	711		1		0,72	694			
		4	0,32	702		6,5		3,24	655			
4		1	0,28	704	4	3		1,33	692			
		7,5	1,90	718		1		0,94	698			
		4	0,32	704		7		3,15	667			
5		1	2,7	0,17	240	5'/1		источник	0,4	2,38	218	
			1	0,54	685				1	0,80	697	
	2	7,5	2,17	575	5'/1		источник		0,4	2,38	218	
		3,5	0,60	702					1	0,58	701	
	3	1	0,58	701					3	7,2	2,24	686
		7,2	2,24	686						3,5	0,60	696
		3,5	0,60	696						1	0,54	706
	4	1	0,54	706					4	7,5	2,64	702
		7,5	2,64	702						3,5	0,58	707
		3,5	0,58	707						1	0,52	708

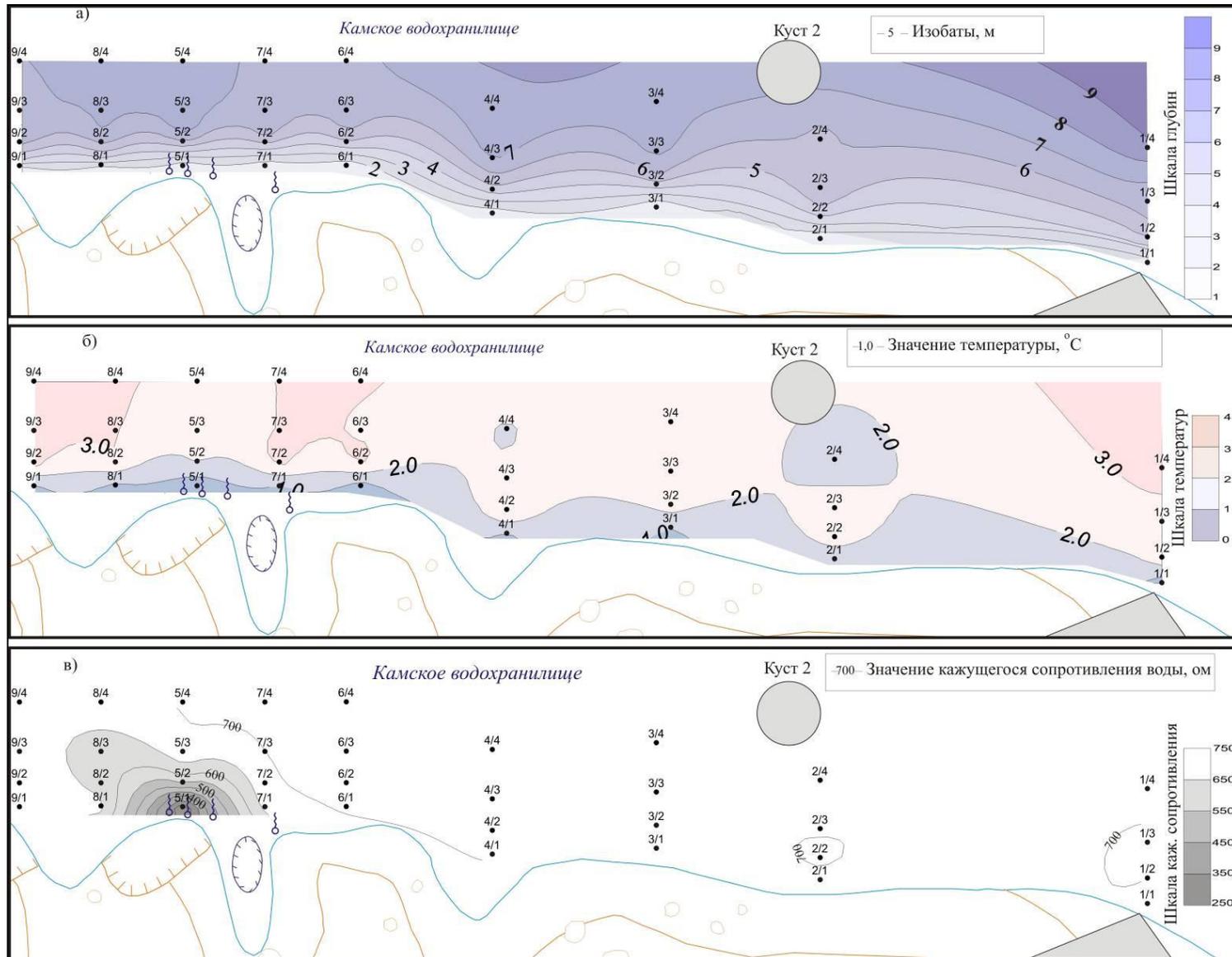


Рисунок 3.14 – Результаты промера глубин (а) термо-(б) и резистивометрии (в) участка Камского водохранилища в районе п. Полазны, придонная часть (март, 2002 г.). Масштаб 1:2500

Результаты исследований температуры и кажущегося сопротивления воды в слое половинных глубин и у нижней кромки льда менее контрастны. Разброс значений температуры от 0 до 1 °С. Кажущееся сопротивление воды практически на всей исследованной площади имеет близкие значения от 690 до 720 ом, и только на участке, для которого зафиксированы аномальные значения кажущегося сопротивления в придонном слое, оно снижается до 670-690 ом.

При проведении **терморезистивометрии в августе 2002 г.** в результате анализа геоморфологических и геолого-гидрогеологических условий района площадь исследований была увеличена в западном направлении. Измерения проводились 20 и 21 августа на участке протяженностью 1,5 км на 13 профилях. Пробы воды были отобраны в период с мая по август. Результаты пересчета температуры и кажущегося сопротивления воды представлены в таблице 3.2. Анализ построенных изобат, изотерм и изоом кажущегося сопротивления в придонном слое воды (рисунок 3.15) и результаты гидрохимического опробование на исследуемом участке показали следующее.

Таблица 3.2 – Результаты терморезистивометрии участка Камского водохранилища в районе п. Полазны (август, 2002 г.)

Про-филь	Точка	Глубина, м	t °С	R _{t18} , ом	Про-филь	Точка	Глубина, м	t °С	R _{t18} , ом
1	1	3,5	17,7	125,0	10	1	1	16,5	144,8
		0	17,8	152,3			0	16,6	151,0
	2	11	17,7	76,0		2	4	16,6	100,0
		5	17,7	93,5			2	16,6	106,5
		0	17,8	144,8			0	16,6	129,6
	3	11	17,7	52,0		3	12	16,4	41,0
		5	17,7	112,7			6	16,5	81,9
		0	17,9	147,8			0	16,5	113,8
	4	11	17,7	48,0		4	12	16,4	42,6
		5	17,7	111,6			6	16,5	71,2
		0	17,8	142,3			0	16,5	112,9
	2	1	3	17,8		122,0	10 ^{^^}	12	16,4
0			17,9	145,2	10 [^]	12	16,4	44,0	
2-3		10	17,7	55,6	11	1	8	16,3	36,0
		5	17,8	102,6		4	16,4	80,0	
		0	17,9	138,5		0	16,6	109,7	
3	2	18,0	116,9	2		9	16,2	45,5	
	0	18,1	149,0			4	16,4	80,5	
2-3	9	17,7	56,4	0	16,5	112,8			

		4,5	17,7	101,6			9	16,3	55,1	
		0	17,8	154,4		3	4	16,4	75,5	
4	1	1,5	18,1	127,3			0	16,4	108,9	
		0	18,2	108,9				12	16,4	39,2
	2	6,5	17,8	70,1		4	6	16,4	75,8	
		3	17,8	91,8			0	16,3	113,4	
		0	17,9	148,4				8	16,2	58,0
	3-4	11	17,7	56,7		5	4	16,4	77,3	
		5	17,8	91,2			0	16,6	107,5	
		0	17,9	149,2				4	16,4	68,4
5	1	3	17,5	32,1		6	0	16,6	104,5	
		1,5	17,8	88,2			3	16,4	105,2	
		0	17,9	131,8		7	0	17,1	123,5	
	1` источник	3,5	17,5	5,1			8	4	16,3	98,8
		0	17,9	108,8		9	5	16,3	68,0	
		7	17,7	48,0		10 источник	4	16,1	5,0	
	2	3,5	17,8	89,8		11	4	16,2	45,0	
		0	17,9	112,5		12 источник	4	16,1	4,0	
		10	17,7	46,5		13	5	16,4	68,0	
	3	5	17,8	89,5		14	5	16,4	115,0	
		0	17,8	128,6		12	1	2	16,5	96,8
		11	17,7	49,0				0	16,4	115,6
	4	5	17,8	84,9			2	6	16,5	69,7
		0	17,9	135,1				3	16,5	85,8
2		18,0	114,0		0			16,4	102,6	
6	1	0	18,1	135,4			3	12	16,5	42,5
		8	17,8	63,4				6	16,5	75,9
	2	4	17,8	84,0				0	16,4	108,6
		0	18,2	130,2		4	12	16,3	41,5	
		11	17,7	61,0				16,4	98,7	
	3	5	17,8	89,6			16,4	125,4		
		0	17,9	146,0		1	3	16,5	112,5	
		11	17,7	61,0			0	16,5	125,8	
4	5	17,8	92,3		2	7	16,4	66,5		
	0	17,9	152,0			3	16,4	102,3		
	4	17,8	69,0			0	16,4	132,6		
7	2-1	2	17,9	82,2		3	12	16,4	46,2	
		0	18,0	121,3			6	16,5	98,7	
		11	17,8	53,2			0	16,4	134,5	
	3	5	17,8	80,5		4	12	16,3	40,5	
		0	17,9	125,0			6	16,4	92,8	
		5	17,3	4,0			0	16,4	131,2	
	7` карстовая воронка	2,5	17,8	62,0						
		0	18,4	112,2						
	7``	3	18,0	91,0						
		0	18,2	133,3						

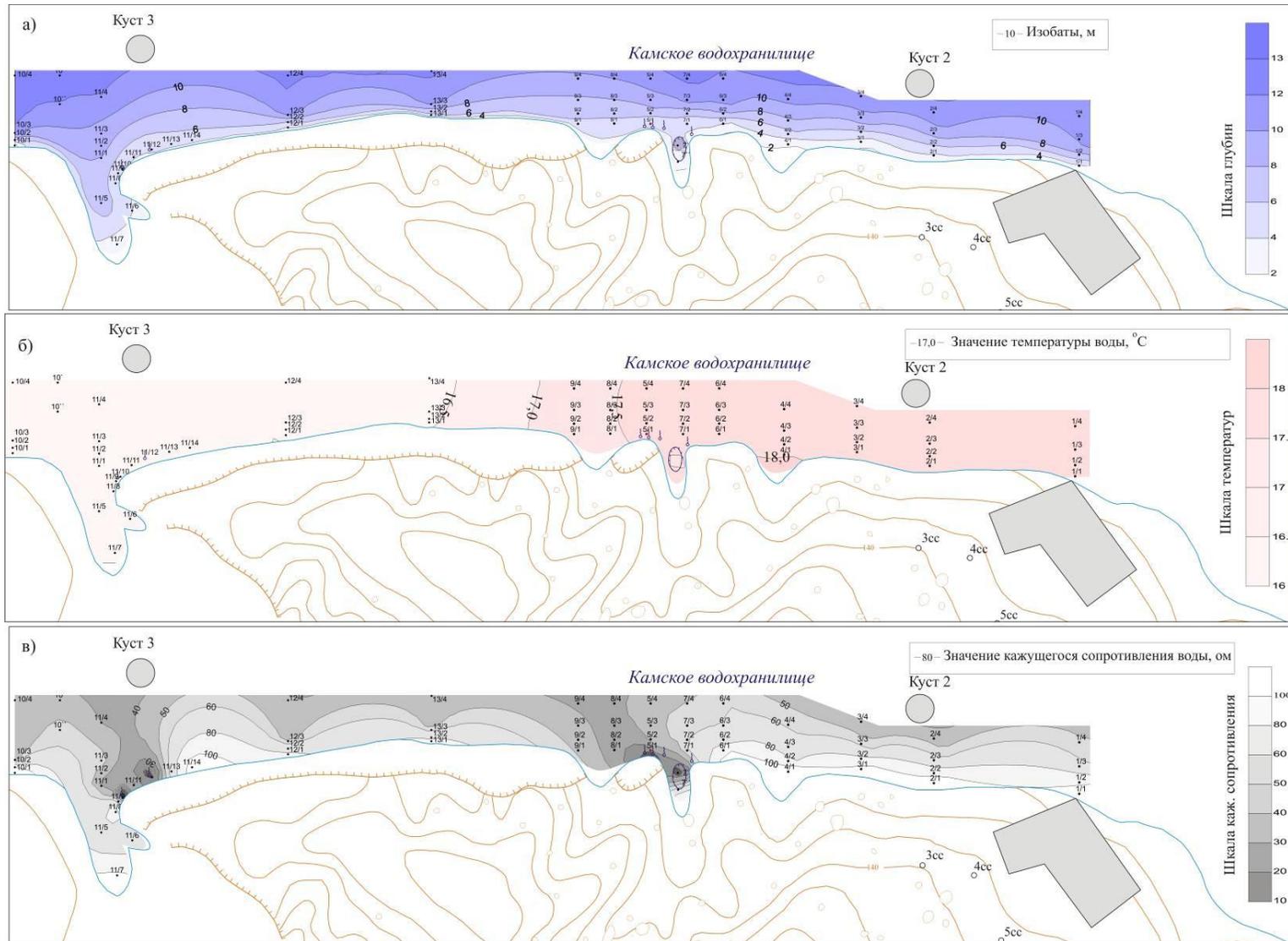


Рисунок 3.15 –
 Результаты промера
 глубин (а), термо-(б)
 и резистивометрии
 (в) участка Камского
 водохранилища в
 районе п. Полазны,
 придонная часть
 (август, 2002 г.),
 масштаб 1:5000

В данное время года диапазон изменения температуры воды в Камском водохранилище незначителен: от 15,5 до 18,5 °С. Значения температуры на прибрежном участке мало зависят от глубины. Изобаты и изотермы слабо сопоставимы. Каких-либо значительных температурных аномалий за счет разгрузки более холодных подземных вод не выявлено.

Исследованиями, проведенными в августе, выявлено 3 участка с аномально низкими значениями кажущегося сопротивления воды 4-5 ом. Первый участок в районе профиля 5 выявлен предыдущими исследованиями. Здесь в прибрежной зоне на протяжении 60 м расположено 4 родника. Второй участок с низкими значениями кажущегося сопротивления приурочен к карстовой воронке, расположенной на дне залива в центральной части участка исследований. Третий участок с низкими значениями кажущегося сопротивления расположен в западной части исследуемой территории. Здесь на выходе из залива в районе профиля 11 обнаружено 2 родника. Низкие значения кажущегося сопротивления на этих участках указывают на разгрузку высокоминерализованных подземных вод. На остальной площади исследований диапазон изменения кажущегося сопротивления от 50 до 100 ом.

Пробы воды из придонной части водохранилища показали, что минерализация воды на аномальных участках составляет 0,4-0,8 г/дм³, тогда как в остальной части акватории – 0,1-0,2 г/дм³. Рост минерализации обусловлен увеличением концентраций сульфатов, гидрокарбонатов, кальция. Аномалии на половинной глубине и поверхностном слое в сглаженной форме и с меньшей контрастностью повторяют придонные.

Терморезистивометрические исследования в январе 2003 г. Измерения проводились 27 января на участке протяженностью 600 м на 7 профилях. Особое внимание было уделено ранее выявленным аномальным участкам. Пробы воды были отобраны в период с ноября 2002 г. по январь 2003 г.

Результаты пересчета температуры воды и кажущегося сопротивления, приведенного к температуре 5 °С, представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Результаты терморезистивометрии участка Камского водохранилища в районе п. Полазны (январь, 2003 г.)

Профиль	Точка	Глубина, м	t °C	R _{t5} , ом	Профиль	Точка	Глубина, м	t °C	R _{t5} , ом
1	2	7	0,8	35,2	4	1	3	0,2	42,7
		3,5	0,1	42,6			0	0,2	51,0
		0	0,1	59,4		2	6	0,4	36,7
	4	13	1,1	32,0			3	0,2	42,1
		6	0,2	41,5		0	0,2	51,4	
		0	0,1	47,1		3	10	0,8	29,4
1	5	0,8	31,4	5	0,5		38,6		
	2,5	0,4	39,1	0	0,2		44,4		
	0	0,2	42,7	1	2	0,2	38,4		
2	2	6,5	1,0		28,8	0	0,0	41,2	
		3	0,4	37,6	2	2	0,2	39,5	
		0	0,2	40,5		0	0,1	44,2	
2	3	8	1,1	28,5	3	3	0,2	36,4	
		4	0,4	34,9		0	0,1	42,0	
		0	0,2	44,6	4	6	0,6	30,0	
	4	10	1,1	24,9		3	0,4	39,8	
		5	0,6	32,6		0	0,1	43,5	
		0	0,2	40,4	7	4	2,5	4,2	
3	1	1	0,2	44,9		карстовая воронка	2	0,5	13,0
		0	0,1	62,5	0		0,2	43,5	
	2	2	0,2	40,5	7"	карстовая воронка	4	2,5	4,8
0		0,1	53,0	2			0,6	16,5	
3	3	6,5	0,5	30,6	1	2	0,2	41,0	
		3	0,3	41,0		1"	2	0,2	25
		0	0,2	49,8	1"		2	0,2	49

Анализ построенных изотерм и изоом кажущегося сопротивления в придонном слое воды (рисунок 3.16) и результаты гидрохимического опробования на исследуемом участке показали следующее. Диапазон изменения температуры воды в Камском водохранилище составляет около 2,5 °C (от 0 до 2,5 °C). Прослеживается четкая закономерность увеличения температуры воды с глубиной. Наиболее теплая вода (2,5 °C) характерна для карстовой воронки (рисунок 3.16), где ранее также отмечалась разгрузка подземных вод.

В районе карстовой воронки, расположенной в заливе, наблюдаются низкие значения кажущегося сопротивления, около 5 ом, что указывает на разгрузку высоко минерализованных подземных вод. На остальной площади исследований диапазон изменения кажущегося сопротивления составляет от 30 до 45 ом.

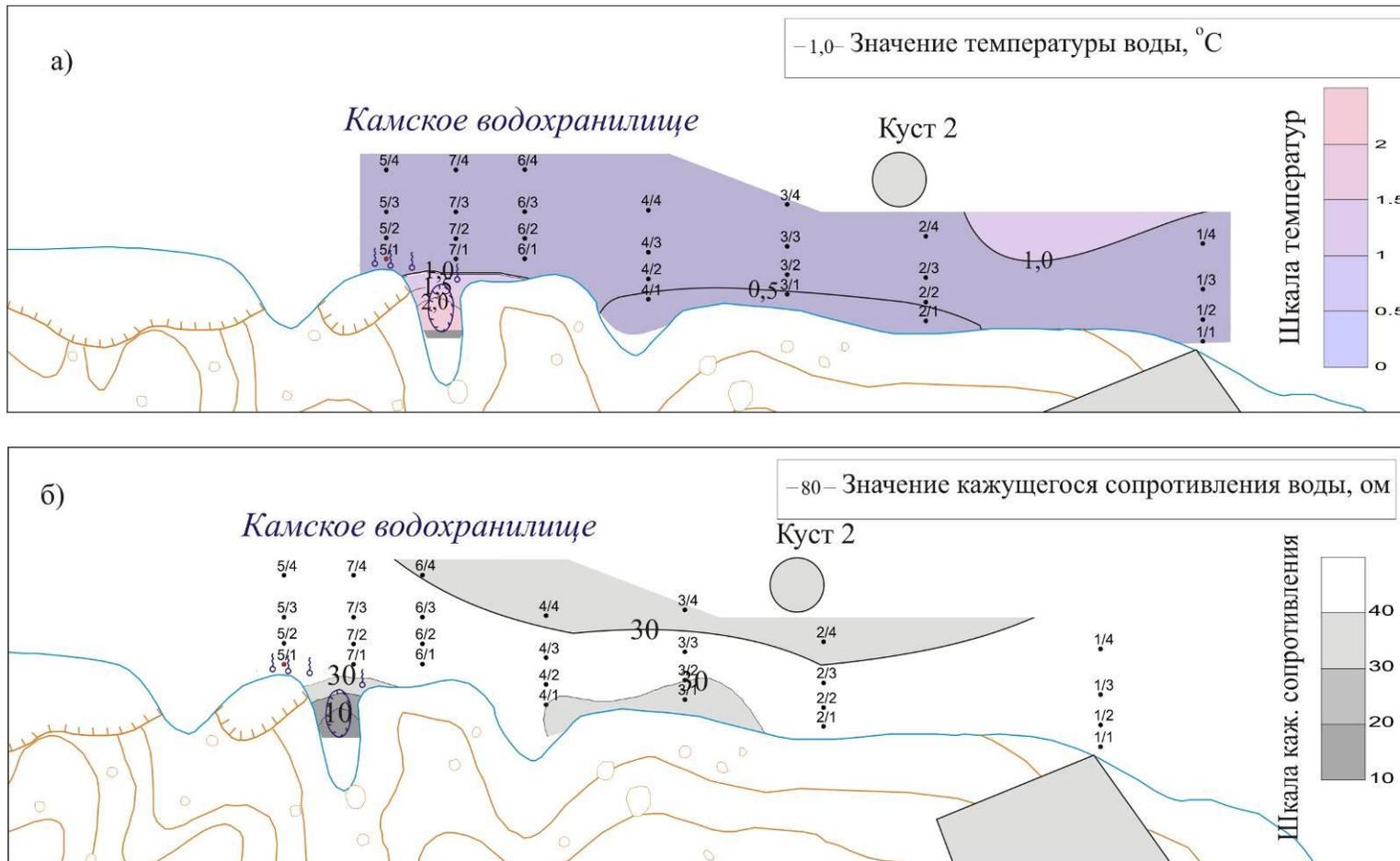


Рисунок 3.16 – Результаты термо-(а) и резистивометрии (б) участка Камского водохранилища в районе п. Полазны, придонная часть (январь, 2003 г.), масштаб 1:5000

Отобранные пробы воды из придонной части водохранилища подтвердили, что минерализация воды в районе воронки, где зафиксированы аномально низкие значения кажущегося сопротивления, в этот период года составляет $2,5 \text{ г/дм}^3$, тогда как в остальной части акватории – не превышает $0,3 \text{ г/дм}^3$.

Значения температуры и кажущегося сопротивления воды в слое половинных глубин и у поверхности воды менее контрастны, чем в придонной части. Разброс значений температуры не превышает $1 \text{ }^\circ\text{C}$ (от 0 до $1 \text{ }^\circ\text{C}$). Кажущееся сопротивление воды практически на всей исследованной площади имеет значения $30\text{-}50 \text{ ом}$. На участке карстовой воронки, где зафиксированы аномальные значения кажущегося сопротивления в придонном слое, на половинных глубинах оно снижается до $10\text{-}30 \text{ ом}$.

Таким образом, с помощью терморезистивометрических и гидрохимических исследований выявлено три аномальных зоны с пониженными значениями кажущегося сопротивления воды (рисунок 3.17). **Первая зона** сформировалась за счет субаквальной разгрузки подземных вод в виде группы из 4 родников, наличие некоторых подтверждено визуально. В период наиболее низкого уровня воды в Камском водохранилище (конец весны) родники, которые обычно разгружаются субаквально, оказываются в береговой зоне у уреза воды. **Вторая зона** приурочена к разгрузке подземных вод в водохранилище из карстовой воронки летом и в начале зимы. В конце зимы – начале весны во время низкого уровня воды в Камском водохранилище воронка оказывается на берегу. **Третья зона** расположена в западной части исследуемого участка и сформировалась за счет разгрузки подземных вод из 2 родников. Минерализация придонной воды в аномальных зонах достигает $0,5\text{-}3,5 \text{ г/дм}^3$, тогда как на участках вне зоны сосредоточенной разгрузки в различные сезоны года она составляет $0,1\text{-}0,4 \text{ г/дм}^3$. Рост минерализации в аномальных зонах обусловлен в основном увеличением концентрации сульфатов, гидрокарбонатов и кальция.

Анализ проб воды на нефтепродукты показал, что вне зон сосредоточенной разгрузки подземных вод их содержание составляет $0,04\text{-}0,08 \text{ мг/дм}^3$ (таблица 3.4).

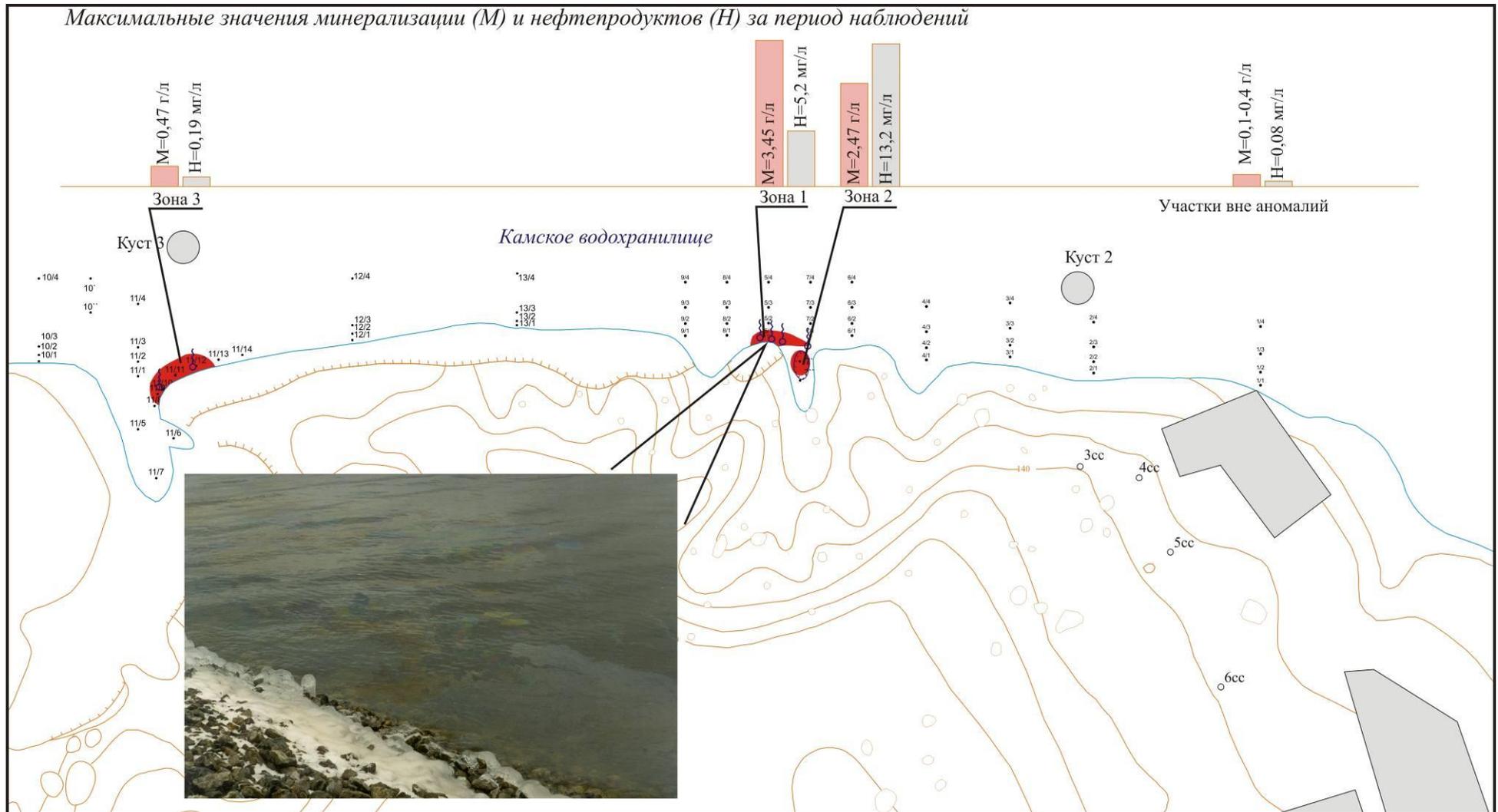


Рисунок 3.17 – Схема расположения зон сосредоточенной разгрузки подземных вод, содержащих нефтепродукты. Масштаб 1:5000

Таблица 3.4 – Содержание нефтепродуктов в пробах воды Камского водохранилища

№ пробы	Дата отбора	Место отбора	Нефтепродукты, мг/дм ³
Участки вне аномалий			
6п	06.03.02	1/1, дно	0,08
11п	19.03.02	1/1, дно	0,04
122п	19.11.02	1/1, поверхность	0,05
8п	19.03.02	1/3, дно	0,04
14п	19.03.02	1/4, дно	0,04
10п	19.03.02	2/1, дно	0,04
7п	19.03.02	3/1, дно	0,08
2п	06.03.02	4/1, дно	0,07
12п	19.03.02	4/1, дно	0,04
70п	22.05.02	4/1, поверхность	0,12
Зона разгрузки 1			
40п	26.03.02	5/1, дно (источник)	3,30
41п	26.03.02	5/1, дно (источник)	3,68
53п	19.04.02	5/1, дно (источник)	3,74
52п	24.04.02	5/1, дно (источник)	5,20
133п	23.12.02	5/1, дно	0,16
131п	23.12.02	5/2, дно	0,13
43п	26.03.02	8/2, дно	1,72
39п	26.03.02	8/3, дно	0,12
Зона разгрузки 2			
104п	20.08.02	7, дно (воронка)	13,20
105п	20.08.02	7, поверхность (воронка)	0,74
129п	23.12.02	7/1, дно	0,24
42п	26.03.02	7/1, дно	0,10
55п	22.05.02	7/1, поверхность	0,16
Зона разгрузки 3			
103п	20.08.02	11/9, дно	0,19
102п	20.08.02	11/9, поверхность	0,06

Для выявленных аномальных зон содержание нефтепродуктов значительно выше. Для зоны 1 оно достигает 5,2 мг/дм³, для зоны 2 – 13,2 мг/дм³, для зоны 3 – 0,19 мг/дм³. Максимальная концентрация нефтепродуктов в аномальных зонах в 44 раза превышает ПДК, установленные для водных объектов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования, и в 260 раз – ПДК для рыбохозяйственных водоемов.

Таким образом, в результате исследований выявлено 3 зоны сосредоточенной разгрузки подземных вод, содержащих значительное количество нефтепродуктов. Максимальные значения минерализации в аномальных зонах в 9 раз, а максимальные концентрации нефтепродуктов также значительно превышают эти параметры на остальной части исследованной площади. Вода в придонной части аномальных зон по величине минерализации и составу соответствует трещинно-

карстовым водам кунгурского яруса. Как и вода наблюдательных скважин, она характеризуется минерализацией 2-3,5 г/дм³, сульфатно-кальциевым составом, повышенным содержанием аммония.

3.1.4 Гидрогеохимическая характеристика подземных вод

Наибольшее распространение среди математических методов, используемых в гидрогеохимии, получили вероятностно-статистические методы [1]. С их помощью могут быть решены следующие гидрогеохимические задачи: общая и сравнительная характеристика химического состава подземных вод, распространенных в различных частях региона или в разных регионах, изучение взаимосвязи между компонентами химического состава подземных вод, а также компонентов с геолого-гидрогеологическими факторами, прогнозирование значений одного компонента по значениям другого [91].

На формирование химического состава подземных вод оказывают влияние многие факторы. В зоне свободного или активного водообмена формирование солевого состава подземных вод происходит преимущественно за счет выщелачивания пород [16].

Гидрогеохимическое опробование территории проводилось в 2002-2011 гг. в наблюдательных скважинах СС-3, СС-4, СС-5, а также отбирались пробы из источника в водохранилище. По данным проведенных наблюдений установлено, что подземные воды имеют сульфатно-гидрокарбонатно-кальциевый состав. Минерализация вод изменяется от 1,81 до 4,63 г/дм³. Водородный показатель имеет значение 6,39-7,92. Содержание макрокомпонентов изменяется в пределах (мг/дм³): SO₄²⁻ – 612,4-1790,8; HCO₃⁻ – 170,8-1281,4; Cl⁻ – 8,5-516,2; Ca²⁺ – 360,7-781,6; Mg²⁺ – 9,1-273,4; Na⁺+K⁺ – 5,1-685,4. Содержание Fe²⁺ составляет не более 30,72 мг/дм³, а Fe³⁺ – не более 11,17 мг/дм³. Концентрация соединений азота лежит в пределах (мг/дм³): NO₃⁻ – 0,1-114,0; NO₂⁻ – 0,02-2,9; NH₄⁺ – 0,3-168,0. Преобладающим среди катионов является кальций, а доминирующими анионами являются сульфаты. Состав подземных вод представлен на рисунках 3.18 – 3.21.

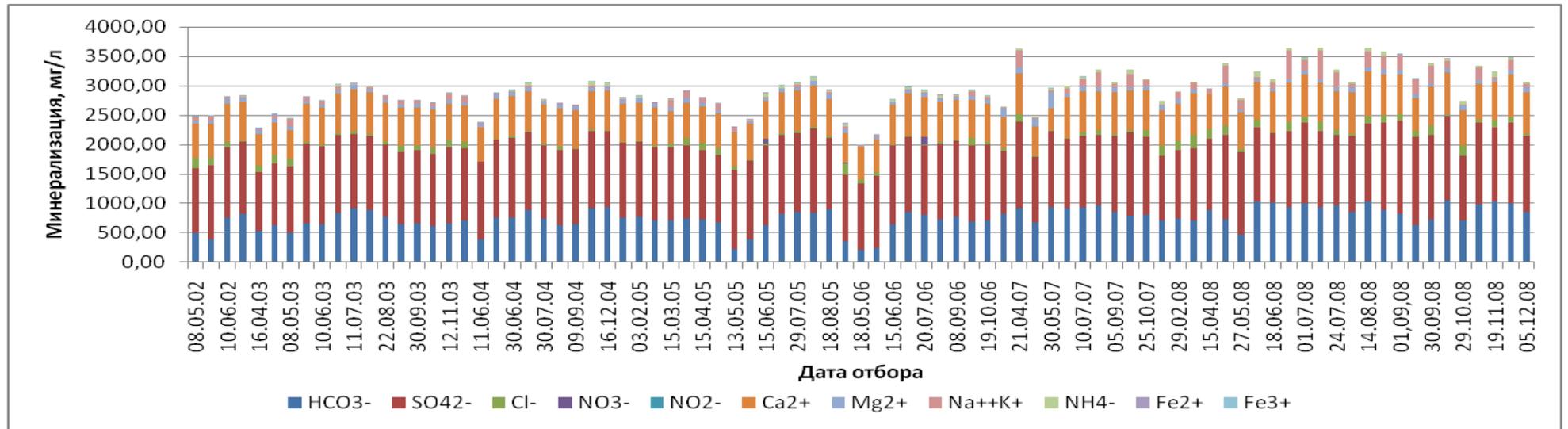


Рисунок 3.18 – Химический состав подземных вод (по скважине СС-3)

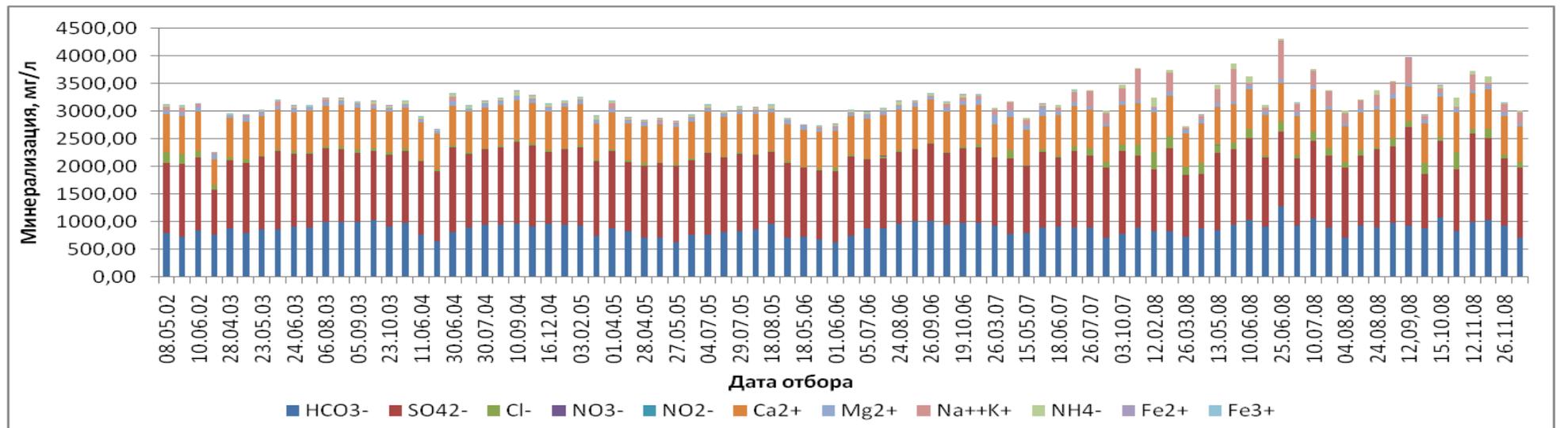


Рисунок 3.19 – Химический состав подземных вод (по скважине СС-4)

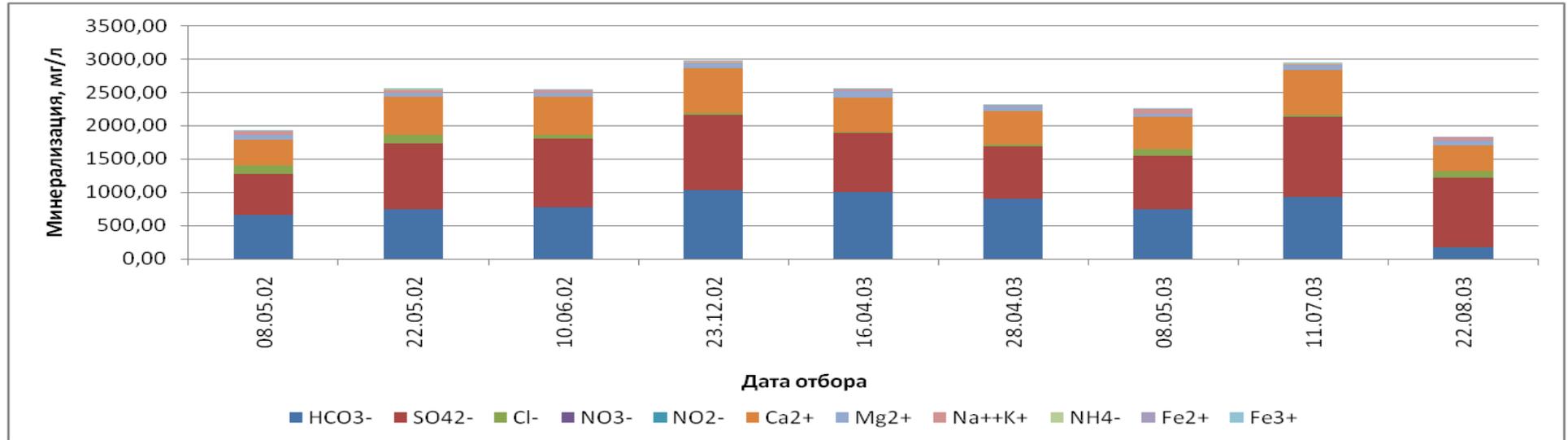


Рисунок 3.20 – Химический состав подземных вод (по скважине СС-5)

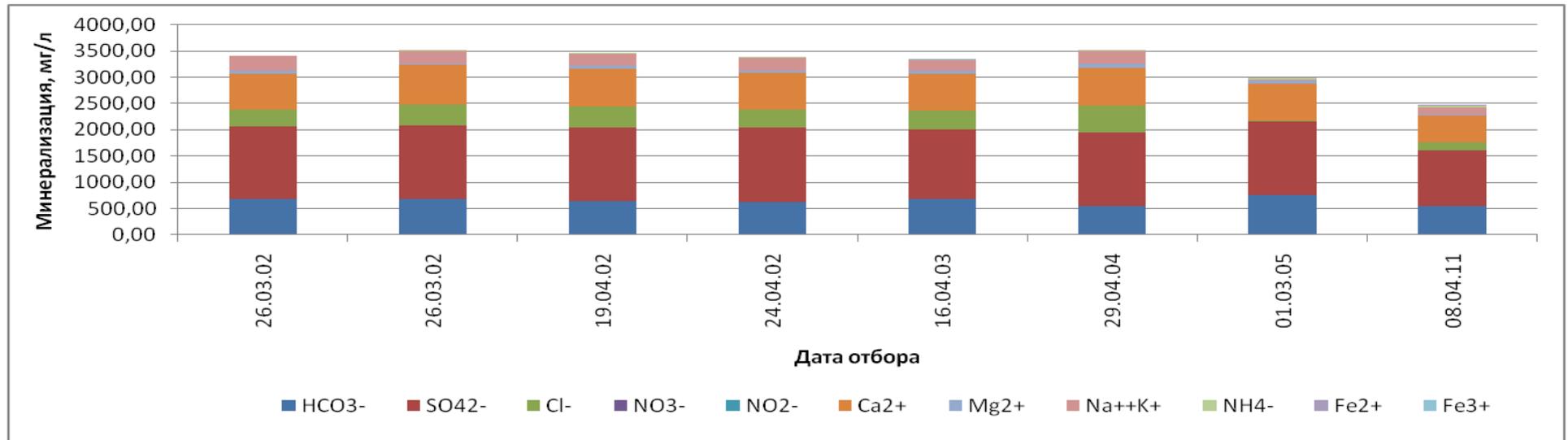


Рисунок 3.21 – Химический состав подземных вод (источник)

На основании данных химического анализа проб подземных вод необходимо было выяснить существует ли поступление свежей нефти в настоящее время. Для этого была вычислена корреляционная зависимость между основными химическими компонентами воды. Методика корреляционных связей позволила произвести качественную оценку взаимосвязи между признаками, дала наглядное представление об изменениях значений одного признака относительно другого. Точечная корреляционная диаграмма представляет собой совокупность точек на плоскости, координатами которых по оси абсцисс являются значения одного признака, а по оси ординат – значения другого. Совокупность этих точек образует так называемое «облако».

По результатам вычислений (таблица 3.5) видно, что существует весьма тесная связь между ионами Ca^{2+} и HCO_3^- , а также Ca^{2+} и SO_4^{2-} , коэффициенты корреляции равны соответственно (0,63) и (0,80). Такая связь обусловлена, прежде всего, наличием карбонатных и сульфатных пород, слагающих массив.

Таблица 3.5 – Корреляционная матрица химических компонентов и минерализации

	HCO_3^-	SO_4^{2-}	Cl	NO_3^-	NO_2^-	Ca^{2+}	Mg^{2+}	$\text{Na}^+ + \text{K}^+$	NH_4^-	Fe^{2+}	Fe^{3+}
SO_4^{2-}	0,40										
Cl	-0,40	-0,21									
NO_3^-	-0,20	-0,07	-0,20								
NO_2^-	-0,30	-0,11	0,08	0,16							
Ca^{2+}	0,63	0,80	-0,25	-0,03	-0,19						
Mg^{2+}	0,32	0,15	-0,19	-0,05	-0,03	-0,01					
$\text{Na}^+ + \text{K}^+$	-0,03	0,10	0,62	-0,20	-0,08	-0,07	-0,14				
NH_4^-	0,42	0,26	-0,02	0,03	-0,01	0,34	0,11	0,05			
Fe^{2+}	-0,29	-0,27	0,15	0,09	0,92	-0,34	-0,03	-0,10	-0,16		
Fe^{3+}	-0,14	-0,14	0,02	0,08	0,71	-0,14	-0,04	-0,08	-0,17	0,91	
Минерализация	0,66	0,74	0,11	-0,21	-0,21	0,75	0,19	0,52	0,47	-0,29	-0,17

Тесная связь обнаружена и между ионами Na^+K^+ и Cl^- , коэффициент корреляции равен (0,62). Между другими показателями зависимостей выявлено не было. Особенностью изучаемых подземных вод является повышенное содержание ионов Fe^{2+} и NO_2^- с высоким коэффициентом корреляции между ними, что свидетельствует об активной микробиологической деятельности. В обычных условиях эти показатели либо отсутствуют, либо имеют крайне низкие значения, а наиболее характерным является присутствие ионов Fe^{3+} и NO_3^- . При наличии органики происходит восстановление ионов Fe^{3+} до ионов Fe^{2+} , а NO_3^- - до NO_2^- . По данным химического анализа были построены графики зависимости содержания макрокомпонентов от минерализации (рисунки 3.22, 3.23). По графическим данным видно, что наблюдается линейная зависимость с минерализацией следующих компонентов: SO_4^{2-} , HCO_3^- , Ca^{2+} , Na^+K^+ .

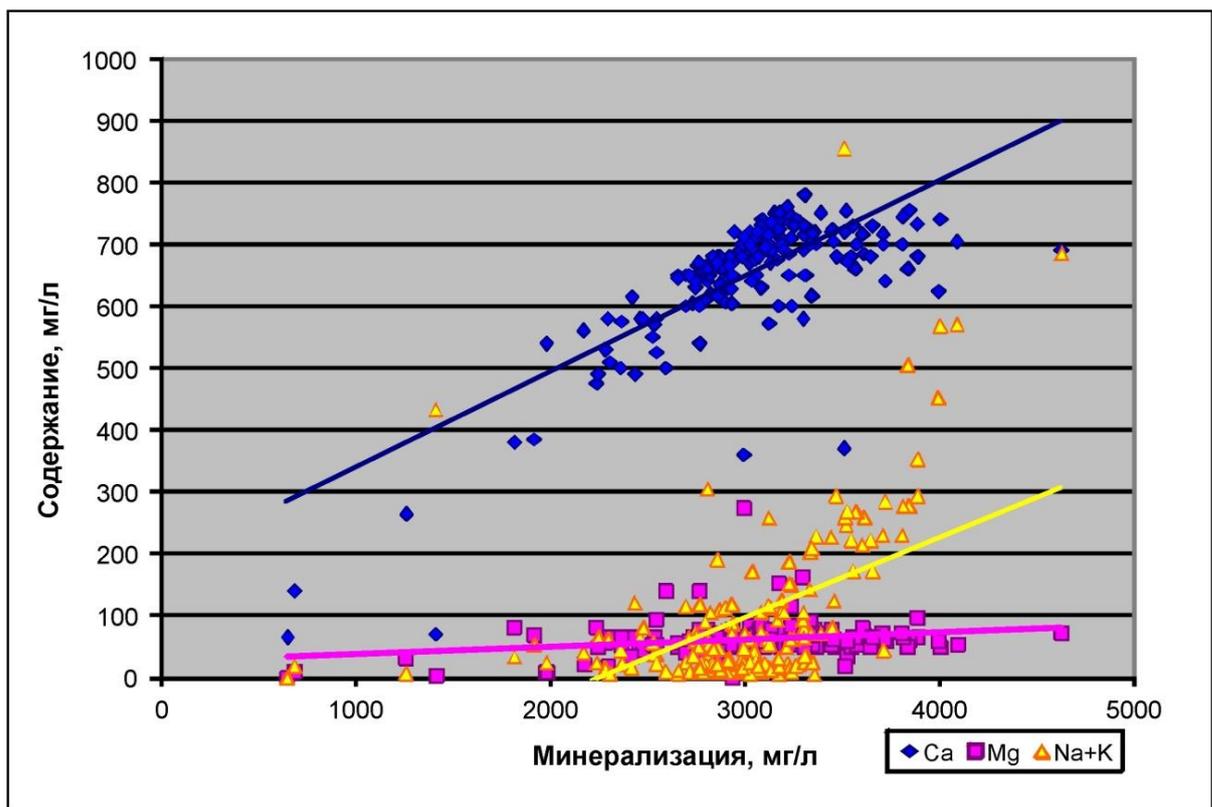


Рисунок 3.22 – Зависимость содержания катионов от минерализации

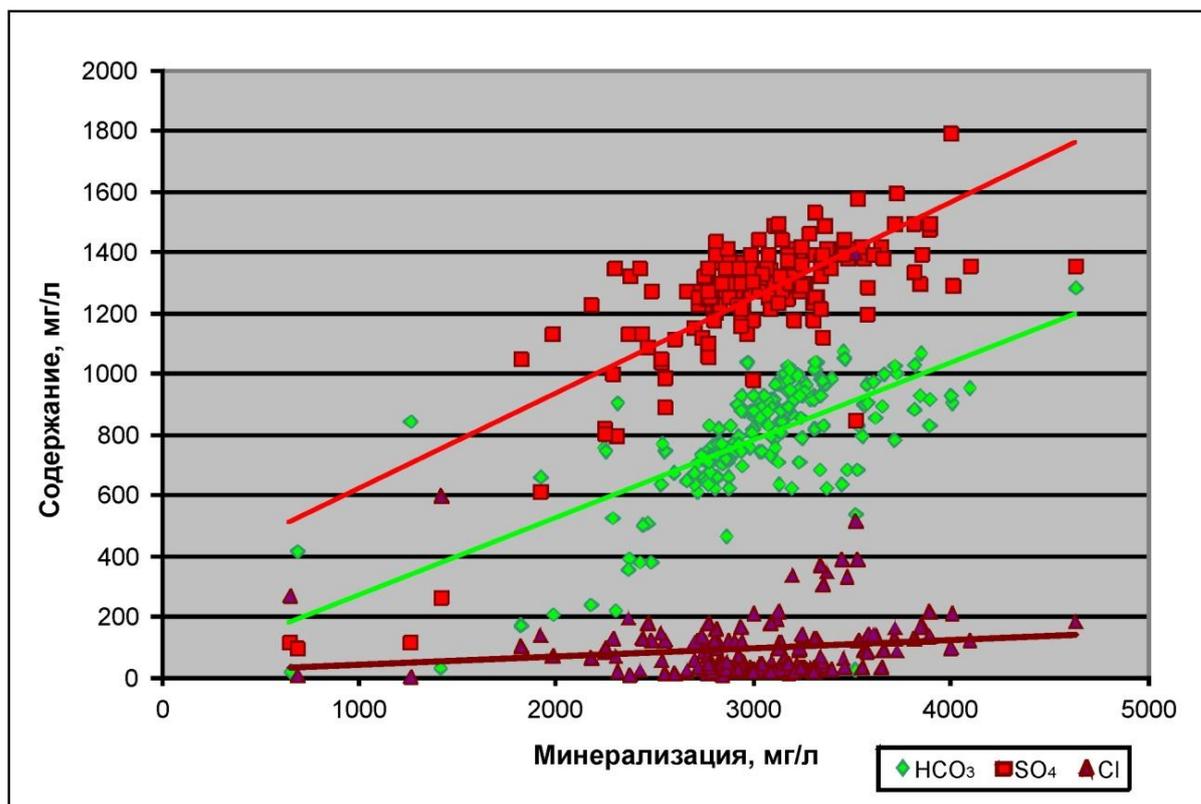


Рисунок 3.23 – Зависимость содержания анионов от минерализации

Таким образом, на основании проведенных исследований по химическому составу воды можно сделать вывод, что свежего поступления вод из глубоких горизонтов не обнаружено. Состав воды соответствует составу пород, слагающих данный массив. Это заключение косвенно подтверждает, что источником поступления загрязнения является сброс нефти в карстовые воронки в первые годы эксплуатации месторождения, а также разливы из аварийных скважин.

3.1.5 Гидрохимическая характеристика водохранилища

В период 2002-2011 гг. было проведено гидрохимическое опробование воды поверхностной части водохранилища двух районов: Полазненского залива и района куста № 2 (скв. 16, 26, 38, 39) (рисунок 2.2), результаты которых представлены на рисунках 3.24, 3.26.

По данным опробования поверхностные воды исследуемой территории характеризуются преимущественно гидрокарбонатно-сульфатно-натриевым, сульфатно-кальциево-гидрокарбонатным и гидрокарбонатно-хлоридно-

сульфатно-натриевым составами. Минерализация вод лежит в пределах 0,08-0,74 г/дм³. Водородный показатель имеет значения 6,15-8,70 (рисунки 3.25, 3.27). Содержание макрокомпонентов изменяется в пределах (мг/дм³): HCO³⁻ – 36,6-344и,7; SO₄²⁻ – 0,9-216,6; Cl⁻ – 9,9-157,4; Na⁺+K⁺ – 1,6-105,3; Mg²⁺ – 1,8-21,9; Ca²⁺ – 12,0-96,2.

Концентрация соединений азота не превышает (мг/дм³): NO³⁻ – 9,4; NO²⁻ – 1,28; NH⁴⁺ – 8,0 (максимум – 21,00). Содержание общего железа составляет не более 0,3 мг/дм³. Преобладающими среди катионов являются кальций и натрий, доминирующими анионами – гидрокарбонаты и сульфаты.

Состав поверхностных вод Камского водохранилища за последние годы практически не изменился и не имеет признаков разгрузки из глубинных горизонтов подземных вод.

Анализ проб поверхностных вод на содержание нефтепродуктов показал, что на исследованной акватории Камского водохранилища отмечается их повышенное содержание (рисунки 3.28, 3.29). Максимальная концентрация нефтепродуктов в 72,3 раза превышает ПДК, установленные для водных объектов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования, и в 144,6 раза – ПДК для рыбохозяйственных водоемов. Наиболее высокая концентрация (7,23 мг/дм³) зафиксирована в точке отбора напротив куста скважин № 2 (08.04.2011). Среднее превышение содержания нефтепродуктов в пробах района куста № 2 составляет: ПДК_{рв} – 17,12 раза; ПДК_в – 8,5 раза; в Полазненском заливе временами также отмечается превышения содержание нефтепродуктов: ПДК_{рв} – 5,8 раза; ПДК_в – 2,8 раза (прил. Б).

Таким образом, исследования показали, что существенных изменений экологической обстановки не произошло. Признаков поступления свежей нефти в линзу и перетоков из глубинных горизонтов по гидрохимическим данным не обнаружено.

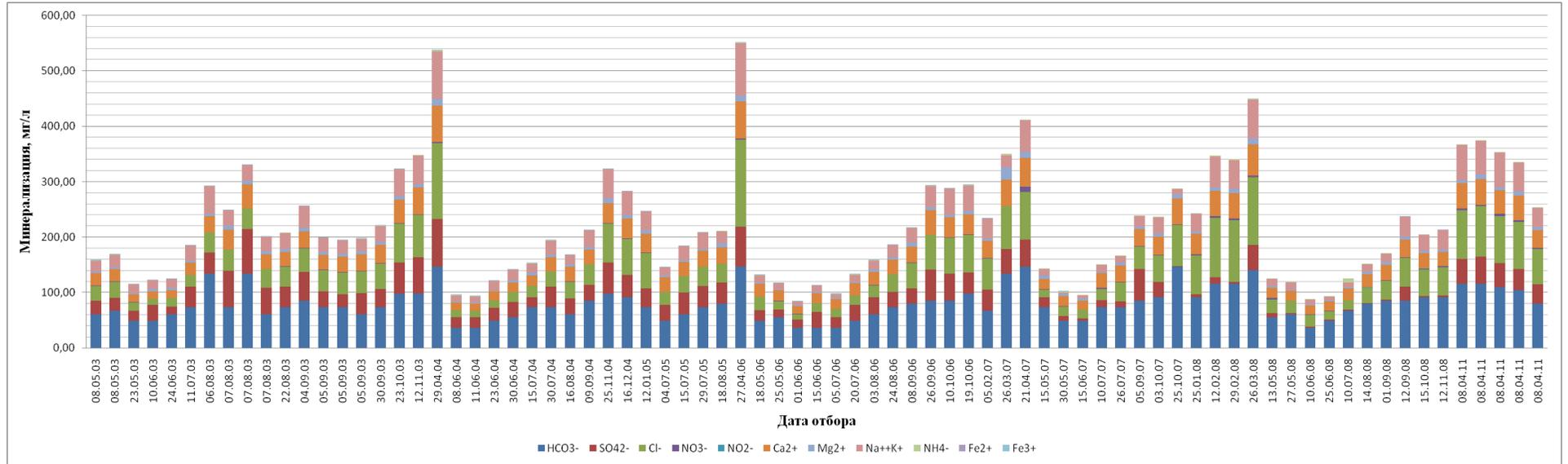


Рисунок 3.24 – Химический состав поверхностных вод (водохранилище, район куста № 2)

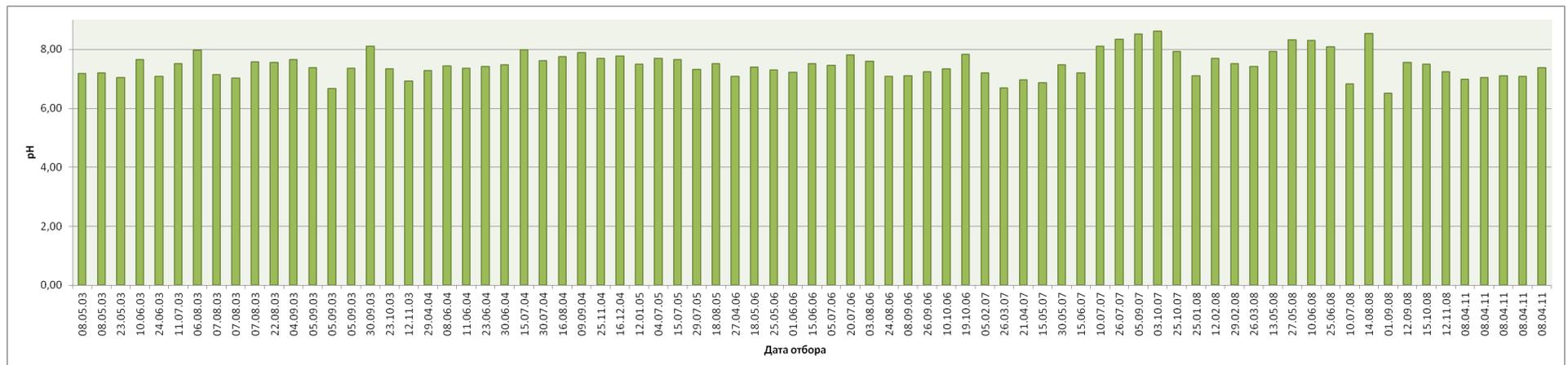


Рисунок 3.25 – Значения показателя рН поверхностных вод (водохранилище, район куста № 2)

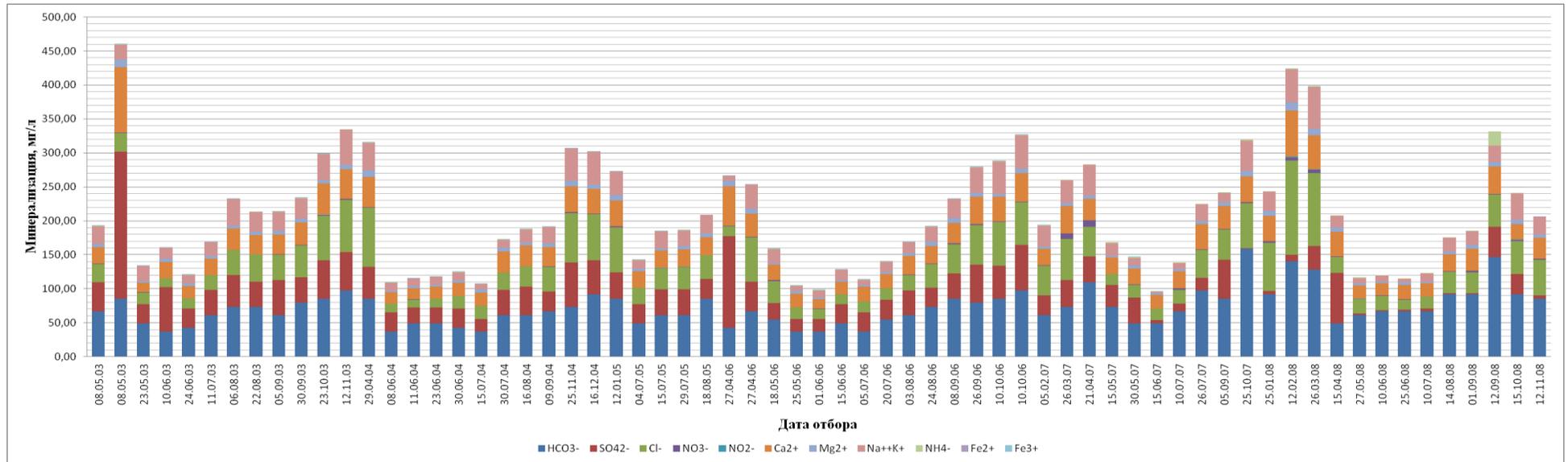


Рисунок 3.26 – Химический состав поверхностных вод (водохранилище, Полазненский залив)

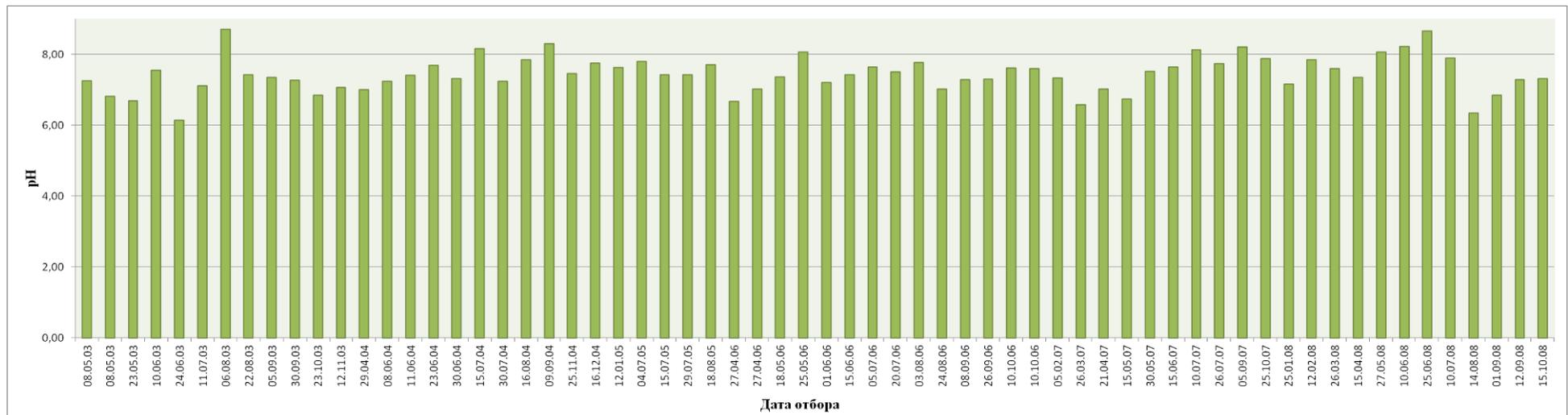


Рисунок 3.27 – Значения показателя pH поверхностных вод (водохранилище, Полазненский залив)

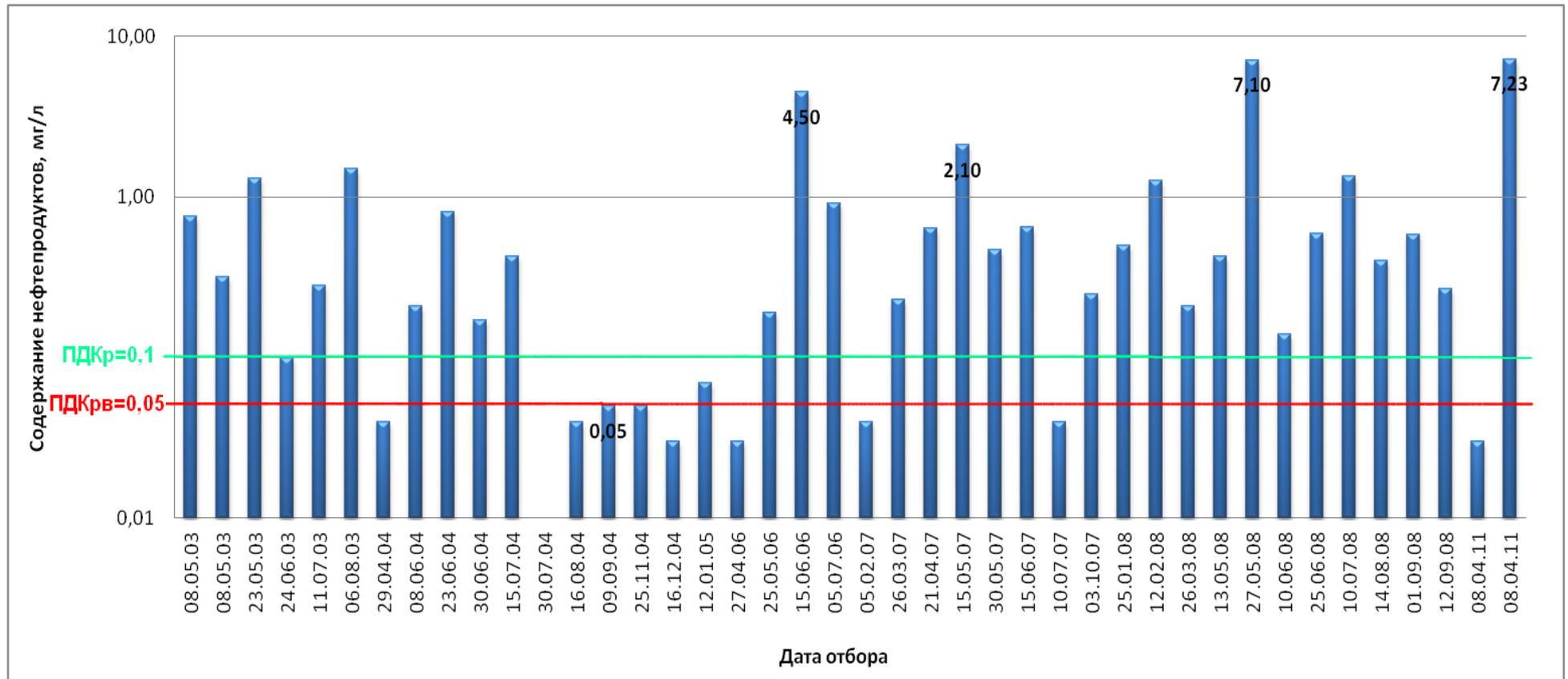


Рисунок 3.28 – Содержание нефтепродуктов в поверхностных водах (водохранилище, район куста № 2)

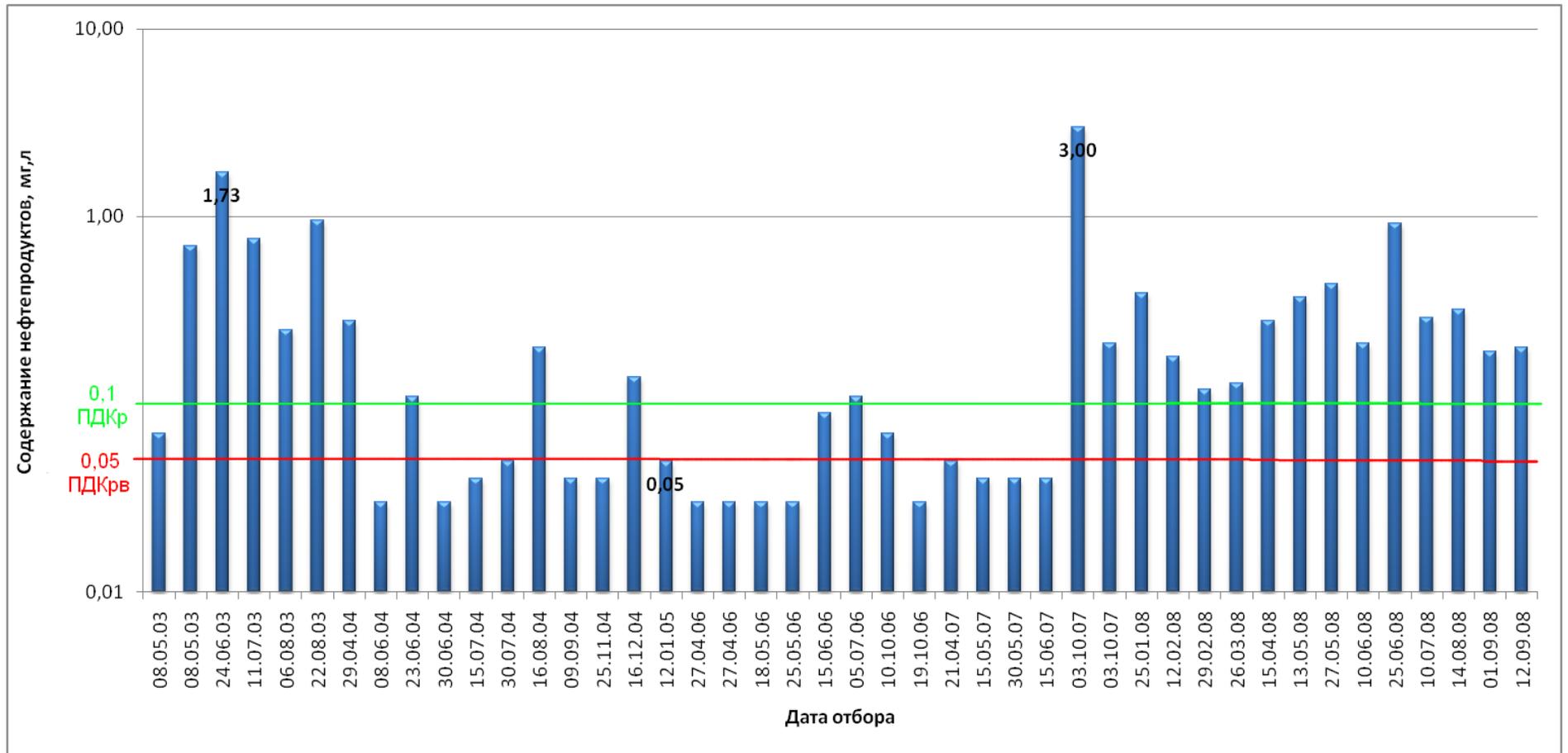


Рисунок 3.29 – Содержание нефтепродуктов в поверхностных водах (водохранилище, Полазненский залив)

3.1.6 Оценка степени активности карстовых процессов

В рассматриваемом сульфатном массиве в зоне активного водообмена преобладают карстующиеся породы. Преимущество их заметно как в широтном, так и в вертикальном направлениях. Наиболее интенсивно закарстованы сульфатные породы иренского горизонта. Поэтому наибольший интерес представляет растворимость сульфатных пород [78]. Оценка степени активности карстовых процессов, т.е. процесса выщелачивания гипсоносных пород, явилась необходимым для понимания обстановки в настоящее время и определялась с помощью гидрогеохимических методов [61].

Для расчетов был взят период опробования территории за 2008 г. (с февраля по декабрь), поскольку наблюдения в данный период велись почти на протяжении всего года. Было отобрано 48 проб подземных вод из наблюдательных скважин СС-3 и СС-4 (таблица 3.6, рисунок 2.2).

Существуют различные методики по определению степени насыщенности подземных вод сульфатом кальция, среди них формула Н. Д. Шустефа и Б. В. Озолина, основанная на сравнении предельной (равновесной) концентрации сульфат-ионов с фактической; методика В. А. Панова, А. А. Емкова и Г. Н. Позднышева, аналогичная первой; метод А. И. Чистовского, базирующийся на графическом способе прогнозирования выпадения сульфатных осадков при разработке нефтяных месторождений с заводнением с учетом возможного выщелачивания сульфатоносных пород-коллекторов.

В данной работе для оценки степени активности карстовых процессов (растворяющей способности воды по отношению к гипсу) в пределах исследуемого участка были выбраны следующие:

- а) Методика Скилмена-Мак Дональда-Стиффа по определению процента насыщения вод сульфатом кальция;
- б) Методика В. П. Зверева по расчету дефицита насыщения вод сульфатом кальция.

**Таблица 3.6 – Химический состав подземных вод в районе д. Зуята в 2008 г.
Расчет степени насыщенности вод сульфатом кальция по методике
Скилмена-Мак Дональда-Стиффа**

№ пробы	Дата отбора	Место отбора	Содержание, мг/дм ³						C ^p _{CaSO4}	C _{CaSO4}	Процент насыщенности %
			НСО ₃ ⁻	SO ₄ ²⁻	Cl	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺ +K ⁺			
1	12.02	СС-4	829,84	1119,43	304,67	718,94	73,40	25,20	34,64	35,88	103,57
2	12.02	СС-3	707,80	1100,77	179,21	601,20	78,99	14,40	36,33	30,00	82,58
3	29.02	СС-3	744,41	1156,74	168,46	629,26	74,13	119,04	36,60	31,40	85,79
4	29.02	СС-4	829,84	1492,57	215,06	733,46	65,62	354,24	38,89	36,60	94,11
5	26.03	СС-3	707,80	1231,37	219,16	716,43	60,76	116,50	35,78	35,75	99,92
6	26.03	СС-4	732,21	1119,43	136,08	606,21	66,84	35,50	36,37	30,25	83,18
7	15.04	СС-3	878,65	1212,71	163,30	605,21	0,00	70,56	37,18	30,20	81,23
8	15.04	СС-4	878,65	979,50	209,14	713,40	55,90	70,56	33,17	35,60	107,31
9	13.05	СС-3	732,21	1432,67	159,15	661,32	55,90	304,80	39,34	33,00	83,89
10	13.05	СС-4	854,00	1392,87	138,39	685,37	68,06	258,72	38,46	34,20	88,93
11	27.05	СС-3	463,73	1412,60	48,70	617,23	34,03	191,76	39,33	30,80	78,31
12	27.05	СС-4	951,87	1353,08	120,33	705,41	53,47	571,44	38,13	35,20	92,32
13	10.06	СС-4	1025,09	1492,32	163,30	717,43	63,19	45,00	38,70	35,80	92,50
14	10.06	СС-3	1037,29	1253,59	126,05	651,30	48,61	36,00	37,10	32,50	87,60
15	18.06	СС-4	915,26	1248,80	34,03	731,46	60,76	64,60	35,53	36,50	102,73
16	18.06	СС-3	1015,26	1176,75	19,85	691,39	48,61	104,83	35,50	34,50	97,18
17	25.06	СС-4	1281,36	1353,08	182,78	691,38	72,92	685,44	39,00	34,50	88,46
18	25.06	СС-3	927,46	1293,38	163,74	661,32	48,61	506,16	38,18	33,00	86,44
19	01.07	СС-4	927,46	1212,71	68,07	701,40	68,84	142,93	35,92	35,00	97,45
20	01.07	СС-3	996,95	1380,62	87,92	731,46	66,84	173,09	37,32	36,50	97,80
21	10.07	СС-4	1067,81	1392,87	171,36	756,51	60,75	277,68	37,28	37,75	101,26
22	10.07	СС-3	927,46	1293,38	163,74	661,32	48,61	506,16	38,18	33,00	86,44
23	24.07	СС-4	903,06	1283,34	141,81	701,40	54,69	269,44	36,89	35,00	94,87
24	24.07	СС-3	964,07	1194,05	81,54	661,32	66,84	267,37	36,69	33,00	89,95
25	04.08	СС-4	707,80	1268,49	97,49	651,30	54,69	187,40	37,33	32,50	87,05
26	04.08	СС-3	854,24	1287,23	31,55	711,42	85,07	62,30	36,42	35,50	97,46
27	14.08	СС-3	1028,09	1333,18	130,99	745,49	65,62	277,20	36,79	37,20	101,12
28	14.08	СС-4	927,46	1273,48	91,39	685,37	60,76	151,92	36,87	34,20	92,77
29	24.08	СС-4	893,22	1417,87	31,54	681,36	48,61	222,72	38,53	34,00	88,24
30	24.08	СС-3	881,02	1492,80	126,17	701,40	72,91	229,68	39,28	35,00	89,10
31	01.09	СС-4	973,28	1392,29	143,18	717,43	80,21	214,32	37,92	35,80	94,40
32	01.09	СС-3	829,84	1571,96	121,86	673,34	60,76	269,52	40,73	33,60	82,49
33	12.09	СС-3	634,58	1492,36	94,44	573,14	63,19	258,48	41,72	28,60	68,56
34	12.09	СС-4	927,46	1790,84	97,48	625,25	58,33	453,36	44,84	31,20	69,58
35	30.09	СС-4	878,65	979,51	209,14	713,41	55,90	70,56	33,17	35,60	107,32
36	30.09	СС-3	732,21	1432,67	159,19	661,32	55,90	304,80	39,34	33,00	83,89
37	15.10	СС-4	1073,90	1392,89	60,93	725,45	78,99	81,60	37,51	36,20	96,51
38	15.10	СС-3	1049,50	1442,62	33,68	705,41	63,19	124,32	38,38	35,20	91,73
39	29.10	СС-4	829,85	1119,43	304,67	718,94	73,40	25,20	34,64	35,88	103,57
40	29.10	СС-3	707,80	1100,80	179,21	601,20	78,99	14,40	36,33	30,00	82,58
41	12.11	СС-4	1000,68	1591,86	87,47	641,28	58,33	285,12	41,73	32,00	76,69
42	12.11	СС-3	976,28	1392,87	51,94	617,23	53,47	210,48	39,60	30,80	77,77
43	19.11	СС-4	1025,11	1492,32	163,30	717,43	63,19	45,00	38,70	35,80	92,50
44	19.11	СС-3	1038,29	1253,59	126,05	651,30	48,61	36,00	37,10	32,50	87,60
45	26.11	СС-4	927,56	1212,71	68,07	701,40	68,84	142,93	35,92	35,00	97,45
46	26.11	СС-3	998,95	1380,62	87,92	731,46	66,84	173,09	37,32	36,50	97,79
47	05.12	СС-4	708,80	1268,49	97,49	651,30	54,69	187,40	37,33	32,50	87,05
48	05.12	СС-3	855,24	1287,23	31,55	711,42	85,07	62,30	36,42	35,50	97,46

В основе *методики Скилмена-Мак Дональда-Стиффа* лежит определение равновесной концентрации сульфата кальция и сравнение ее с фактической концентрацией сульфата кальция в воде. Эффективность данного метода изучена в работах ОАО «БашНИПИнефть» и доказана его наибольшая приемлемость и удобство в практическом применении по отношению с другими методиками [95].

Равновесная концентрация определяется по уравнению:

$$C_{CaSO_4}^p = 1000 * (\sqrt{X^2 + 4K} - X), \quad (3.1)$$

где $C_{CaSO_4}^p$ – равновесная концентрация сульфата кальция в воде, мг-экв/л;

X – избыточная концентрация гипсообразующих ионов, мг/дм³;

K – константа растворимости гипса.

Избыточная концентрация X определяется по формуле:

$$X = (2,5 * C_{Ca^{2+}} - 1,04 * C_{SO_4^{2-}}) * 10^{-5}, \quad (3.2)$$

где $C_{Ca^{2+}}$, $C_{SO_4^{2-}}$ – концентрация ионов Ca^{2+} и SO_4^{2-} в воде по данным шестикомпонентного анализа, мг/дм³.

Ионная сила раствора I рассчитывается как сумма концентраций ионов с учетом соответствующих коэффициентов пропорциональности по уравнению:

$$I = (2,2 * C_{Na} + 1,4 * C_{Cl} + 0,8 * C_{HCO_3} + 5,0 * C_{Ca^{2+}} + 8,2 * C_{Mg^{2+}} + 2,1 * C_{SO_4^{2-}}) * 10^{-5} \quad (3.3)$$

Зная ионную силу, можно определить величину константы растворимости для растворов при различных температурах. Температура подземных вод (t) исследуемого участка – 6 °С. Уравнение константы растворимости может быть записано в виде уравнения регрессии:

$$K = (2,668928 + 16,30784 * I + 0,02900295 * t + 0,001478 * I * t - 0,0004435 * t^2 + 2,365462 * I^2) * 10^{-4} \quad (3.4)$$

Количество фактически находящегося сульфата кальция в растворе C_{CaSO_4} определяется по концентрации иона (Ca^{2+} или SO_4^{2-}), который находится в данной воде в меньшем количестве (в нашем случае – ион кальция). Для расчета процента

насыщения равновесная концентрация $C_{CaSO_4}^p$ принимается за 100 %. Если C_{CaSO_4} больше $C_{CaSO_4}^p$, то данная вода пересыщена сульфатом кальция, и избыток его выпадает в осадок.

Проанализировав данные таблицы 3.9, можно сделать вывод, что степень насыщенности подземных вод сульфатом кальция очень высока – 80-100 % и больше (за исключением проб №№ 33, 34).

В семи из рассмотренных 48 проб вода пересыщена сульфатом кальция (пробы №№ 1, 8, 15, 21, 27, 35, 39). В основном эти пробы были отобраны из наблюдательной скважины № 4. Переизбыток сульфата кальция в пробах подтверждает то, что активность карстовых процессов в сульфатных породах, слагающих данный массив, была довольно высокой.

Почти все рассмотренные пробы подземных вод способны растворять гипсы, поскольку процент насыщения не достиг 100 %, но значения уже близки к этому. В результате, можно предположить, что в настоящее время процессы растворения гипсов переходят в более пассивную форму, нежели раньше.

Зависимости процента насыщения раствора от содержания сульфат-иона и иона кальция описываются линейными уравнениями (рисунок 3.30). Связь между катионом и степенью насыщения прямо пропорциональна ($r = 0,86$), в отличие от сульфат-иона ($r = (-0,50)$).

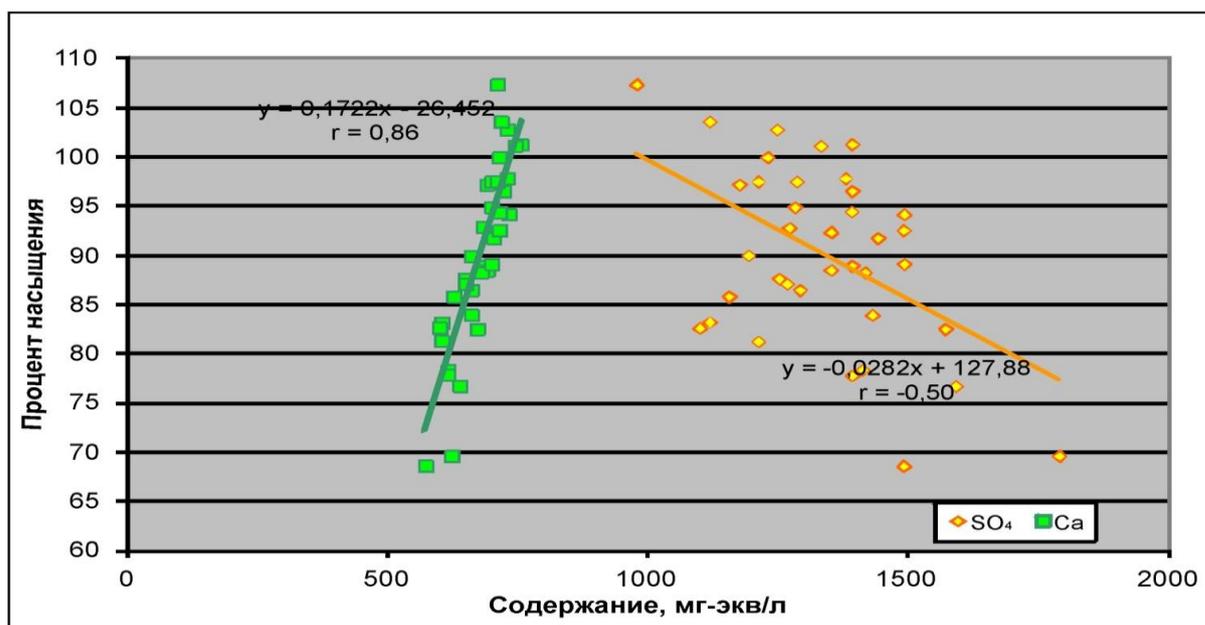


Рисунок 3.30 – Зависимость процента насыщения от содержания ионов Ca^{2+} и SO_4^{2-}

Метод В. П. Зверева – метод количественного определения насыщенности природных вод гипсом с минерализацией до 300 г/дм³ и температурой 0-40 °С. Анализ производится в два этапа. На первом этапе определяется наличие или отсутствие равновесия в системе гипсы–подземные воды. На втором – оценивается количество сульфата кальция, способного перейти в единицу объема раствора, т.е. устанавливается степень агрессивности воды по отношению к гипсам [28].

1 этап. Наличие или отсутствие равновесия в системе гипс–подземные воды устанавливается путем сравнения произведений активных концентраций (А) ионов Ca^{2+} и SO_4^{2-} с произведением растворимости сульфата кальция K_{CaSO_4} (коэффициент активности $CaSO_4$), которое в молярном выражении концентраций имеет следующий вид:

$$K_{CaSO_4} = y_{\pm CaSO_4}^2 * C_{Ca^{2+}} * C_{SO_4^{2-}}, \quad (3.5)$$

где $y_{\pm CaSO_4}^2$ – средний коэффициент активности $CaSO_4$ (значение приведено в таблицах [28] и для наших расчетов равно 0,420);

C – молярная концентрация.

Для расчетов молярной концентрации весовую концентрацию (г/дм³) необходимо скорректировать на молярную массу (M):

$$M_{CaSO_4} = 136 \text{ г/моль}, \quad (3.6)$$

$$M_{Ca^{2+}} = 40 \text{ г/моль}, \quad (3.7)$$

$$M_{SO_4^{2-}} = 96 \text{ г/моль}. \quad (3.8)$$

Расчетные значения K_{CaSO_4} приведены в таблице 3.10.

Для расчета активных концентраций (активностей) ионов воспользуемся следующей формулой:

$$A = \gamma * m, \quad (3.9)$$

где γ – коэффициент активности, обратно пропорциональный коэффициенту растворимости ($\beta = 1/\gamma$);

m – грамм-ионная концентрация на 1000 г воды.

Коэффициент растворимости рассчитывается по формуле Э. Б. Штернина и применительно к гипсу имеет следующий вид:

$$\beta = 4\sqrt{\sum m_i z_i^2} * \frac{c}{D_1 - D}, \quad (3.10)$$

где z – валентности ионов;

m – грамм-ионная концентрация;

c – моли растворенного вещества в 1 л раствора;

D_1 – моли воды в 1 л воды;

D – моли воды в 1 л раствора.

Произведя необходимые расчеты (таблица 3.7), можно сделать вывод, что $A_{Ca^{2+}} * A_{SO_4^{2-}} \gg K_{CaSO_4}$ и раствор во много раз пересыщен сульфатом кальция.

2 этап. Для определения дефицита насыщения используются данные химического анализа воды, выраженные в миллиграмм-эквивалентной форме. Рассматриваются два случая: при равенстве концентраций ионов кальция и сульфат-ионов и при их существенном отличии друг от друга.

При равенстве концентраций данных ионов, как и в нашем случае, для определения дефицита насыщения сульфатом кальция В. П. Зверев предлагает использовать номограммы, выражающие зависимость между общим содержанием солей в растворе и количеством сульфата кальция при постоянных температуре и давлении (рисунок 3.31).

Ход определения следующий:

1) По данным химического анализа вычисляются произведения миллиграмм-эквивалентных концентраций ионов кальция и сульфат-иона ($Ca^{2+} * SO_4^{2-}$) и сумма произведений других присутствующих в растворе ионов на их валентности:

$$\sum [x_i] z_i - 2([Ca^{2+}] + [SO_4^{2-}]). \quad (3.11)$$

Таблица 3.7 – Расчет коэффициента активности $CaSO_4$ (K_{CaSO_4}), произведения активностей ионов Ca^{2+} и SO_4^{2-} и дефицита насыщения (по методики В. П. Зверева)

№ пробы	Дата отбора	Место отбора	Содержание, мг-экв/л						K_{CaSO_4}	$A_{Ca^{2+}}$	$A_{SO_4^{2-}}$	$A_{Ca^{2+}} \cdot A_{SO_4^{2-}}$	Дефицит насыщения
			HCO_3^-	SO_4^{2-}	Cl^-	Ca^{2+}	Mg^{2+}	$Na^+ + K^+$					
1	12.02	СС-4	13,60	23,31	8,59	35,88	6,04	0,41	0,00004	0,801	0,999	0,800	77
2	12.02	СС-3	11,60	22,92	5,05	30,00	6,50	0,23	0,00003	0,732	0,991	0,726	241
3	29.02	СС-3	12,20	24,08	4,75	31,40	6,10	1,92	0,00003	0,749	1,016	0,761	136
4	29.02	СС-4	13,60	31,08	6,07	36,60	5,40	5,71	0,00005	0,809	1,154	0,933	-226
5	26.03	СС-3	11,60	25,64	6,18	35,75	5,00	1,88	0,00004	0,799	1,048	0,837	-46
6	26.03	СС-4	12,00	23,31	3,84	30,25	5,50	0,57	0,00003	0,735	0,999	0,735	185
7	15.04	СС-3	14,40	25,25	4,61	30,20	0,00	1,14	0,00003	0,735	1,04	0,764	87
8	15.04	СС-4	14,40	20,39	5,90	35,60	4,60	1,14	0,00003	0,797	0,935	0,746	176
9	13.05	СС-3	12,00	29,83	4,49	33,00	4,60	4,91	0,00004	0,768	1,131	0,868	-105
10	13.05	СС-4	14,00	29,00	3,90	34,20	5,60	4,17	0,00004	0,782	1,115	0,871	-100
11	27.05	СС-3	7,60	29,41	1,37	30,80	2,80	3,09	0,00004	0,742	1,123	0,833	-112
12	27.05	СС-4	15,60	28,17	3,39	35,20	4,40	9,20	0,00004	0,793	1,099	0,871	-92
13	10.06	СС-4	16,80	31,07	4,61	35,80	5,20	0,72	0,00005	0,8	1,154	0,923	-216
14	10.06	СС-3	17,00	26,10	3,56	32,50	4,00	0,58	0,00004	0,762	1,058	0,806	56
15	18.06	СС-4	15,00	26,00	0,96	36,50	5,00	1,04	0,00004	0,807	1,055	0,852	-81
16	18.06	СС-3	16,64	24,50	0,56	34,50	4,00	1,69	0,00004	0,785	1,025	0,804	38
17	25.06	СС-4	21,00	28,17	5,16	34,50	6,00	11,04	0,00004	0,785	1,099	0,862	2
18	25.06	СС-3	15,20	26,93	4,62	33,00	4,00	8,15	0,00004	0,768	1,074	0,825	20
19	01.07	СС-4	15,20	25,25	1,92	35,00	5,66	2,30	0,00004	0,791	1,04	0,823	-2
20	01.07	СС-3	16,34	28,74	2,48	36,50	5,50	2,79	0,00005	0,807	1,11	0,896	-165
21	10.07	СС-4	17,50	29,00	4,83	37,75	5,00	4,47	0,00005	0,822	1,115	0,916	-188
22	10.07	СС-3	15,20	26,93	4,62	33,00	4,00	8,15	0,00004	0,768	1,074	0,825	20
23	24.07	СС-4	14,80	26,72	4,00	35,00	4,50	4,34	0,00004	0,791	1,07	0,846	-69
24	24.07	СС-3	15,80	24,86	2,30	33,00	5,50	4,31	0,00004	0,768	1,032	0,792	68
25	04.08	СС-4	11,60	26,41	2,75	32,50	4,50	3,02	0,00004	0,762	1,063	0,810	0
26	04.08	СС-3	14,00	26,80	0,89	35,50	7,00	1,00	0,00004	0,796	1,071	0,853	-86
27	14.08	СС-3	16,85	27,76	3,69	37,20	5,40	4,46	0,00005	0,815	1,09	0,889	-132
28	14.08	СС-4	15,20	26,51	2,58	34,20	5,00	2,45	0,00004	0,782	1,066	0,833	-49
29	24.08	СС-4	14,64	29,52	0,89	34,00	4,00	3,59	0,00004	0,779	1,125	0,877	-147
30	24.08	СС-3	14,44	31,08	3,56	35,00	6,00	3,70	0,00005	0,791	1,154	0,913	-210
31	01.09	СС-4	15,95	28,99	4,04	35,80	6,60	3,45	0,00005	0,8	1,114	0,891	-147
32	01.09	СС-3	13,60	32,73	3,44	33,60	5,00	4,34	0,00005	0,775	1,184	0,917	-240
33	12.09	СС-3	10,40	31,07	2,66	28,60	5,20	4,16	0,00004	0,715	1,154	0,825	-12
34	12.09	СС-4	15,20	37,29	2,75	31,20	4,80	7,30	0,00005	0,747	1,264	0,944	-238
35	30.09	СС-4	14,40	20,39	5,90	35,60	4,60	1,14	0,00003	0,797	0,935	0,746	172
36	30.09	СС-3	12,00	29,83	4,49	33,00	4,60	4,91	0,00004	0,768	1,131	0,868	-113
37	15.10	СС-4	17,60	29,00	1,72	36,20	6,50	1,31	0,00005	0,804	1,115	0,896	-186
38	15.10	СС-3	17,20	30,04	0,95	35,20	5,20	2,00	0,00005	0,793	1,135	0,900	-184
39	29.10	СС-4	13,60	23,31	8,59	35,88	6,04	0,41	0,00004	0,801	0,999	0,800	95
40	29.10	СС-3	11,60	22,92	5,05	30,00	6,50	0,23	0,00003	0,732	0,991	0,726	227
41	12.11	СС-4	16,40	33,14	2,47	32,00	4,80	4,59	0,00005	0,756	1,192	0,901	-158
42	12.11	СС-3	16,00	29,00	1,47	30,80	4,40	3,39	0,00004	0,742	1,115	0,827	-8
43	19.11	СС-4	16,80	31,07	4,61	35,80	5,20	0,72	0,00005	0,8	1,154	0,923	-213
44	19.11	СС-3	17,02	26,10	3,56	32,50	4,00	0,58	0,00004	0,762	1,058	0,806	56
45	26.11	СС-4	15,20	25,25	1,92	35,00	5,66	2,30	0,00004	0,791	1,04	0,823	7
46	26.11	СС-3	16,37	28,74	2,48	36,50	5,50	2,79	0,00005	0,807	1,11	0,896	-148
47	05.12	СС-4	11,62	26,41	2,75	32,50	4,50	3,02	0,00004	0,762	1,063	0,810	2
48	05.12	СС-3	14,02	26,80	0,89	35,50	7,00	1,00	0,00004	0,796	1,071	0,853	-93

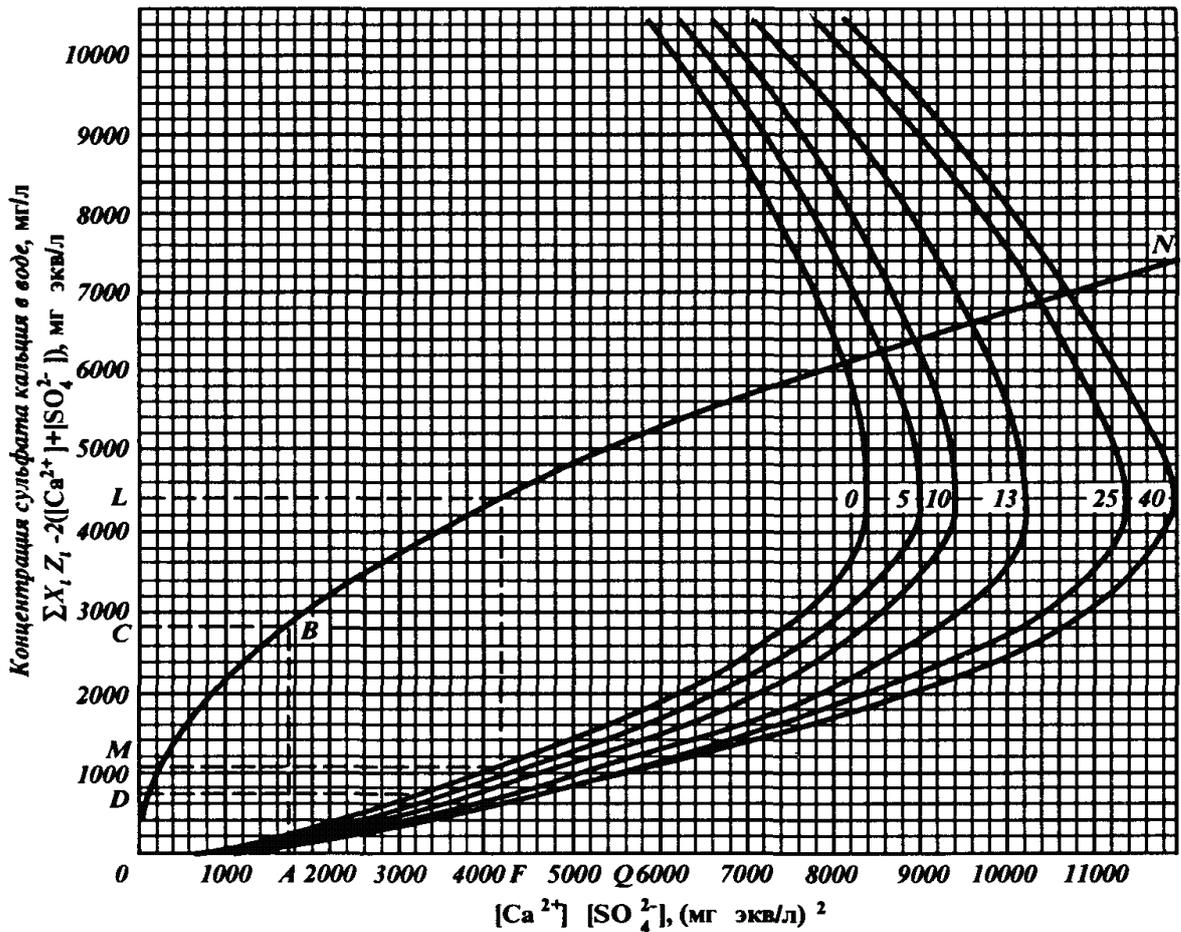


Рисунок 3.31 – Номограмма для определения степени насыщения природных вод сульфатом кальция с ионной силой до 5,5 г-ион/л и температурой от 0 до 40 °С [28] (цифры на кривых – температура, °С)

2) По кривой, соответствующей принятой температуре и вычисленному значению $\sum [x_i]z_i - 2([Ca^{2+}] + [SO_4^{2-}])$, определяется произведение миллиграмм-эквивалентных концентраций ионов Ca^{2+} и SO_4^{2-} в насыщенном гипсом растворе; если в исследуемом растворе произведение $(Ca^{2+} * SO_4^{2-})$ равно или больше произведения, вычисленного для насыщенного раствора, то исследуемая проба насыщена сульфатом кальция.

3) По кривой ON определяются количества $CaSO_4$, соответствующие вычисленному для насыщенного раствора и фактическому произведениям миллиграмм-эквивалентных концентраций Ca^{2+} и SO_4^{2-} .

4) По их разности определяется величина дефицита насыщения воды гипсом.

Для использования данного метода результаты химического анализа проб воды были пересчитаны в миллиграмм-эквивалентную форму (таблица 3.7). Расчет дефицита насыщения в данном случае проводится графическим способом по номограмме В. П. Зверева для температуры 5 °С. Отрицательное значение данного показателя свидетельствует об определенной степени насыщения сульфатом кальция раствора.

Стоит также отметить, что точность данного метода не высока, поскольку существует погрешность при определении значений показателей графическим способом при малых значениях концентраций ионов.

По результатам вычислений видно, что чуть больше половины проб в той или иной степени насыщены сульфатом кальция, причем временная и пространственная закономерность в данном случае не просматривается.

Зависимости дефицита насыщения и содержания ионов Ca^{2+} и SO_4^{2-} описываются линейными уравнениями с коэффициентами корреляции $r = (-0,45)$ и $(-0,87)$ соответственно, что еще раз подтверждает результаты данной методики (рисунок 3.32).

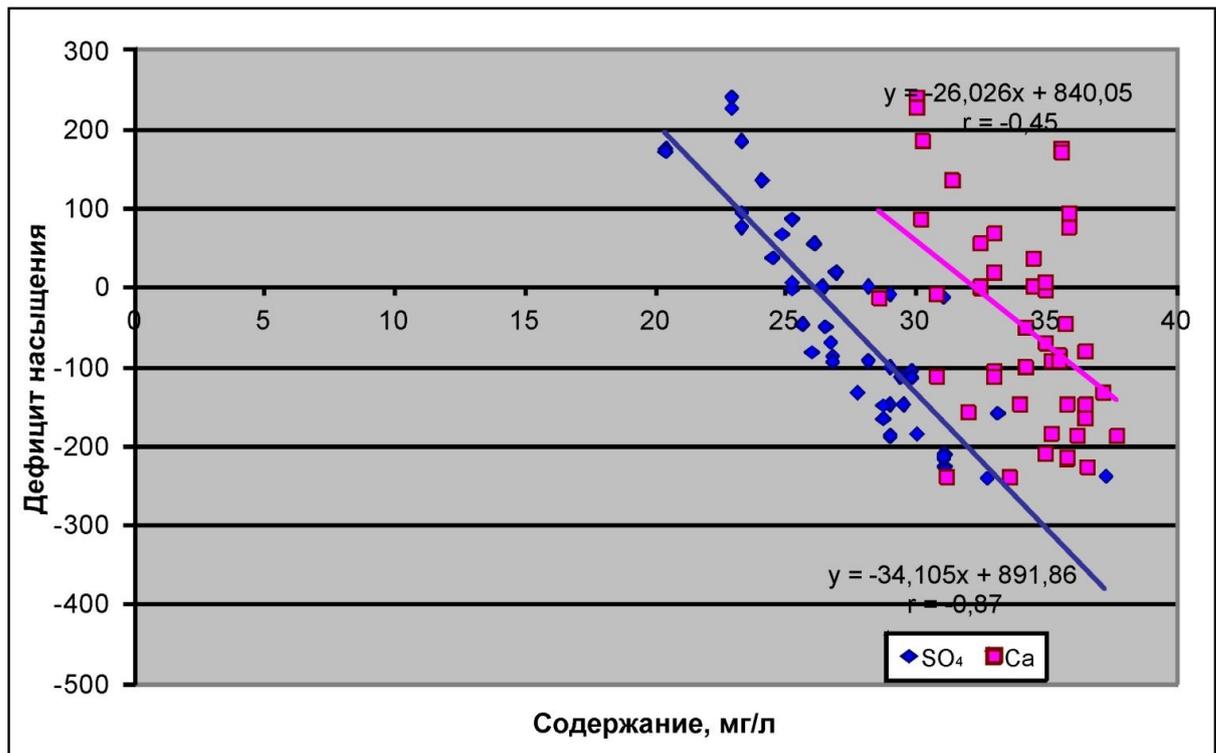


Рисунок 3.32 – Зависимость дефицита насыщения от содержания ионов Ca^{2+} и SO_4^{2-}

Для сопоставления результатов расчета степени насыщенности раствора сульфатом кальция по двум методикам были построены графики (рисунок 3.33), при анализе которых в определенной степени прослеживается обратно пропорциональная связь между двумя показателями, что подтверждает полученные результаты.

Следует отметить, что все рассмотренные методы прогноза выпадения сульфата кальция заведомо учитывают наиболее жесткие условия, которые фактически могут и не существовать. Это объясняется двумя обстоятельствами. Во-первых, при прогнозах принимается, что выпадение осадков будет происходить всегда, когда произведение концентраций превысит произведение растворимости, т.е. не учитывается возможность существования пересыщенных растворов. Однако эта возможность вполне реальна и доказана массовым промышленным материалом и специально поставленными опытами. Во-вторых, все расчеты и диаграммы смешивания не учитывают сульфатредукции. Вследствие уничтожения сульфат-ионов бактериями фактическое их количество может оказаться существенно меньшим, чем прогнозируется по диаграммам смешивания, и поэтому образование сульфатных осадков будет затруднено [95].

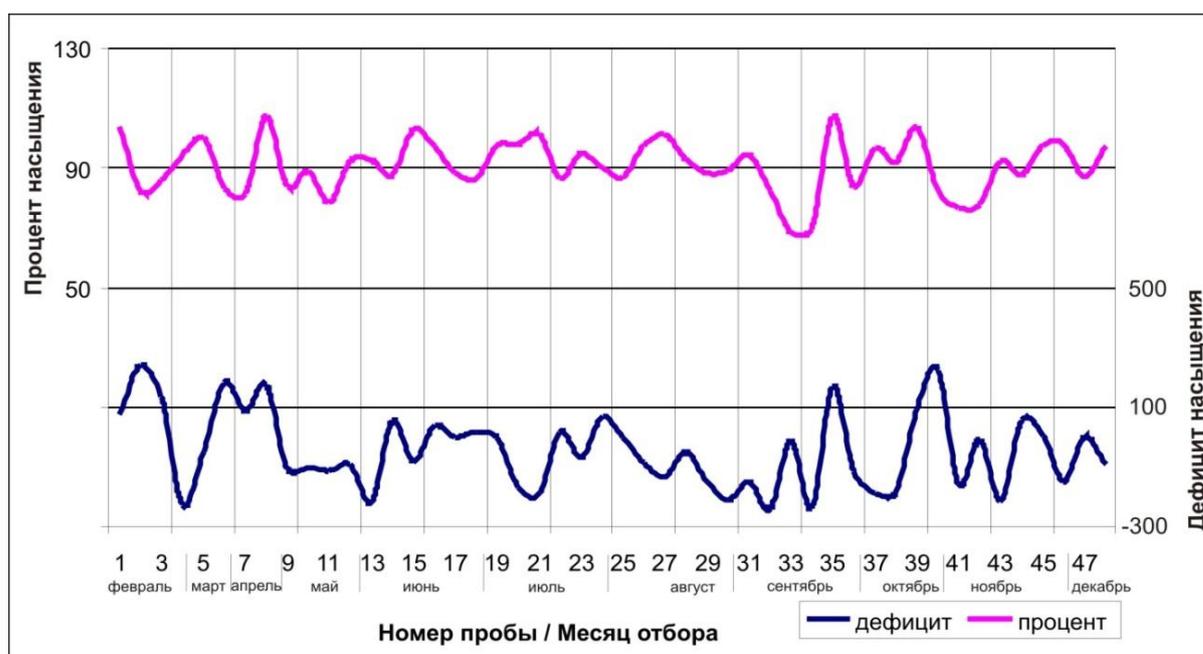
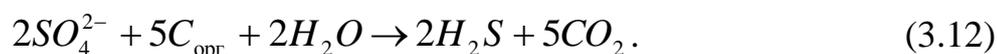


Рисунок 3.33 – Закономерность изменения процента насыщенности и дефицита насыщенности раствора сульфатом кальция в пробах подземных вод исследуемого участка

Необходимо отметить, что методы прогноза дают завышенный диапазон возможности образования осадков: в некоторых случаях, когда по прогнозу их образование вероятно, фактически сульфаты выпадать не будут. Вследствие этого создается определенный запас прочности прогнозных расчетов.

3.1.7 Микробиологические процессы

Микробиологические исследования нефтезагрязненных карстующихся пород массива показали наличие в них активного нефтеокисляющего бактериального сообщества, а исследования подземных вод выявили наличие сульфатвосстанавливающих бактерий [56]. Присутствие аэробного и анаэробного бактериальных сообществ в одном месте не является чем-то необычным. Наличие нефтяной линзы на поверхности подземных вод ухудшает их кислородный режим, препятствуя прямому поступлению кислорода из атмосферы. Дефицит водорастворенного кислорода в подземных водах, который присутствовал в них до появления нефтяной линзы, а также поступающего из зоны питания подземных вод, в процессах бактериального (и химического) окисления водорастворенного органического вещества и углеводородов нефти, вызвало появление восстановительной обстановки в подземных водах, что привело к развитию в них анаэробных бактериальных процессов. В существующих условиях преимущественное развитие получили сульфатвосстанавливающие бактерии, использующие в метаболических процессах в качестве окислителя водорастворенные сульфат-ионы:

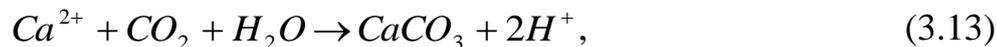


В качестве восстановителя эти бактерии могут использовать не только водорастворенное органическое вещество, но и углеводороды самой нефтяной линзы [82].

Одним из продуктов процесса бактериальной сульфатредукции является сероводород. В процессе образования сероводорода по мере использования растворенных сульфат-ионов в раствор должны переходить новые их порции из

сульфатсодержащих водовмещающих пород, при этом сульфатсодержащие минералы будут растворяться.

Другим продуктом процесса бактериальной сульфатредукции является углекислый газ. Поступление его в подземные воды способствует осаждению вторичного кальцита:



что снижает насыщенность подземных вод ионами кальция, а также способствует дополнительному растворению пород. Бактериальное восстановление сульфатов за счет нефтяных углеводородов сопровождается обогащением карстовых вод органическими кислотами [40, 50, 82], содержание которых, например, может достигать 7 г/дм³ в условиях пластовых вод нефтяных месторождений [7]. Бактериальное окисление углеводородов нефти в аэробных условиях ведет также к росту в воде содержания органических кислот, растворяющих карбонатные породы.

В результате вышеперечисленное ведет к усилению карстообразовательного процесса в нефтезагрязненных водовмещающих гипсоносных породах как в аэробной, так и анаэробной геохимических обстановках одновременно [90].

Известно, что техногенные процессы могут привести к развитию псевдокарста [23, 48], а также могут активизировать идущий процесс образования настоящего карста [20]. Однако до настоящего времени вопрос загрязнения нефтью (в нашем случае – процесс техногенного происхождения) как причина или запускающий механизм процесса биогенного карстообразования, который усиливает существующий абиогенный процесс, детально не рассматривался.

Таким образом, нефтяное загрязнение любого происхождения, природного, техногенного или природно-техногенного, вызовет активизацию аэробной и анаэробной микрофлоры вод и пород и станет причиной биогенного карстообразовательного процесса.

3.2 Причины нефтяного загрязнения сульфатного закарстованного массива

Интенсивные нефтегазопроявления на территории исследования отмечаются с начала 70-х годов XX века. В конце 70-х – начале 80-х годов прошлого столетия интенсивность поверхностных газопроявлений достигала таких масштабов, что отмечались случаи его горения в зоне обнажения сульфатных пород в береговой части водохранилища.

Для откачки и сбора нефти из кунгурского трещинно-карстового водоносного горизонта в этот же период была пробурена специальная скважина 100 и испытаны на приток филипповские отложения в скважинах 68, 74, 85 (рисунок 2.2). Однако эффективность данных мероприятий оказалась весьма низкой: высокая проницаемость трещинно-карстовых отложений и их гидравлическая связь с Камским водохранилищем не позволила добиться снижения интенсивности нефтепроявлений в береговой зоне водохранилища. Низкой эффективности данных мероприятий способствовало и отсутствие сведений об источниках и путях миграции нефти в приповерхностную часть разреза и масштабах нефтяного загрязнения трещинно-карстового кунгурского водоносного горизонта.

В 1991 г. на Усть-Полазненском участке Горным институтом УрО РАН [121] и ВерхнеКамТИСИЗ [124] были проведены комплексные исследования, результаты которых позволили предположить о более широком распространении зон нефтепроявлений (в т.ч. и на водораздельном пространстве).

Выполненные ранее исследования [118-121, 134] не дали однозначного ответа об источнике нефтяного загрязнения трещинно-карстовых вод в районе исследования, которое повлекло за собой и загрязнение сульфатного массива. Существуют представления, согласно которым загрязнение нефтью происходит впоследствии восходящей ее миграции. Ряд исследователей связывают загрязнение с попаданием нефти в водоносный горизонт в ходе ее добычи и транспортировки.

По мнению специалистов геологической службы «ПермНИПИнефть» [120], эти нефтепроявления обусловлены либо просачиванием по горизонту грунтовых вод нефти, сброшенной в первые годы эксплуатации месторождения в карстовые воронки прибрежной зоны, либо фильтрации нефти из нефтеносных горизонтов (филипповский горизонт кунгурского яруса) нижнепермского возраста.

А. А. Обориным и его коллегами [70] также было сделано предположение о возможности прямой фильтрации нефти из залежи по зоне неотектонической трещиноватости ввиду длительной эксплуатации месторождения, сопровождающейся поддержанием высокого внутрислоевого давления.

Б. А. Бачурин определил следующие источники поступления нефти в зону активного водообмена [121]:

а) нефтяные линзы образовались в результате аварийных сбросов нефтепродуктов в карстовые воронки при эксплуатации месторождения;

б) формирование нефтяной линзы связано с процессами фильтрации нефтей из залежи по зоне неотектонической трещиноватости, выделяемой в данном районе по результатам структурно-геоморфологических и аэрогеологических исследований.

Анализ результатов проведенных ранее исследований, а также проработка литературных источников, показывают, что есть несколько основных обстоятельств, согласно которым фильтрация нефти из продуктивных пластов в выше залегающие водоносные горизонты и далее, на поверхность грунтовых вод в пределах Усть-Полазненского участка, маловероятна.

Трудно поверить, что при многотысячелетней геологической истории существования тектонических нарушений в рассматриваемом районе и связанной с ними зоны дробления, при существовании стабильно-высоких исходных давлений в нефтяных залежах, момент выхода фильтрующейся нефти на дневную поверхность совпал с периодом эксплуатации месторождения (даже при условии его эксплуатации с поддержанием пластовых давлений, которые согласно имеющимся материалам практически не превышали исходные давления в эксплуатируемых пластах).

Согласно накопленному опыту геологического изучения нефтяных месторождений с высокими исходными пластовыми давлениями сам факт их длительного существования объясняется хорошей изоляцией от вышележащих геологических толщ и зоны активного водообмена (в нашем случае флюидоупором, перекрывающим водо-нефтеносный визейско-башкирский комплекс является пачка окремнелых и глинистых известняков, залегающих в кровле башкирского яруса и пачка аргиллитов – в основании верейского горизонта московского яруса). Вероятность же того, что эксплуатация месторождения как-то подействовала на зону дробления, в результате чего повысилась трещиноватость перекрывающих толщ (или раскрылись трещины) и началась восходящая фильтрация нефти крайне низко. Реализуемое техногенное воздействие на геологическую среду в районе эксплуатируемого месторождения не идет ни в какое сравнение с последствиями произошедших тектонических процессов.

Анализ изменений пластовых давлений при эксплуатации бобриковского, тульского, а также верейского и башкирского горизонтов (рисунки 3.34–3.36) свидетельствует о гипотетической возможности фильтрации нефтепродуктов к дневной поверхности (при условии поддержания высоких давлений, однородности и достаточно хорошей проницаемости фильтрующей пористой среды, а также стабильности граничных условий).

По показателям пластового давления этот процесс с большей вероятностью мог бы протекать из бобриковского и тульского горизонтов, в которых в течение продолжительного времени фиксировались относительно высокие давления (рисунок 3.35). Однако в верейском и башкирском горизонтах в процессе эксплуатации давление порядка 109 атм фиксировалось эпизодически по отдельным скважинам на внешнем контуре месторождения (ближе к нагнетательным скважинам) в течение кратковременного периода (рисунок 3.36). На большей же части рассматриваемой территории пластовые давления с конца 40-х – начала 50-х годов XX века практически не превышали 90 атм при расстоянии от водонефтяного контакта до уровня грунтовых вод составляющем

1070 м.

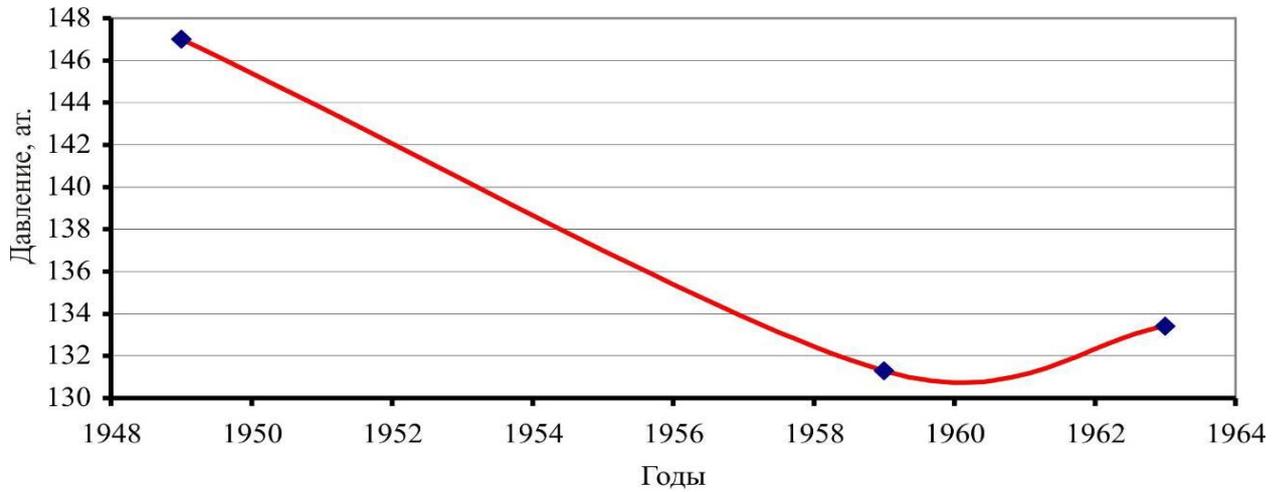


Рисунок 3.34 – Изменение пластовых давлений в процессе эксплуатации бобриковского горизонта

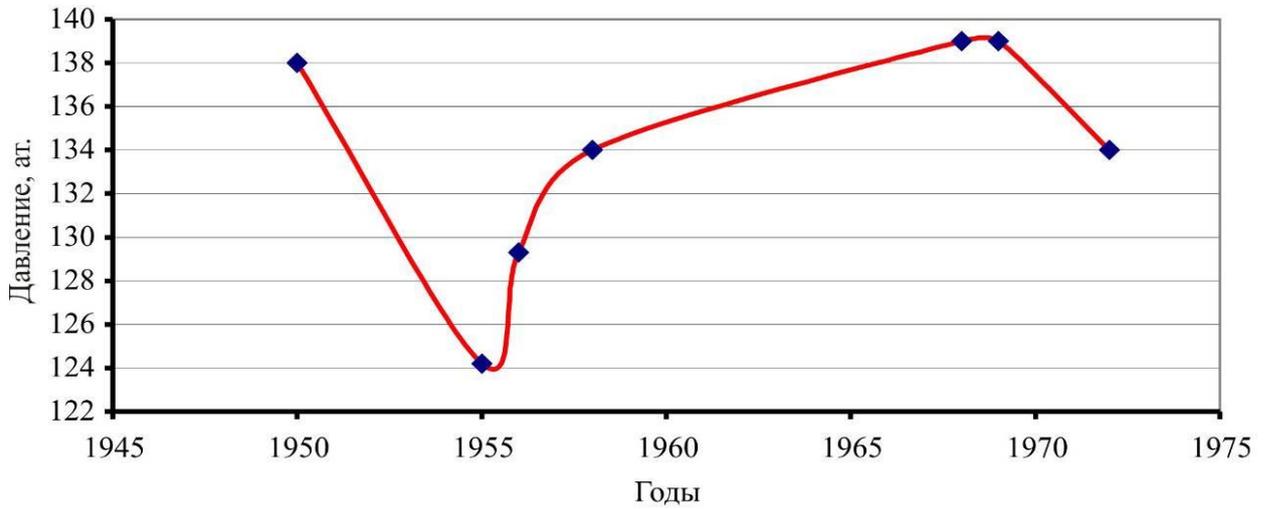


Рисунок 3.35 – Изменение пластовых давлений в процессе эксплуатации тульского горизонта

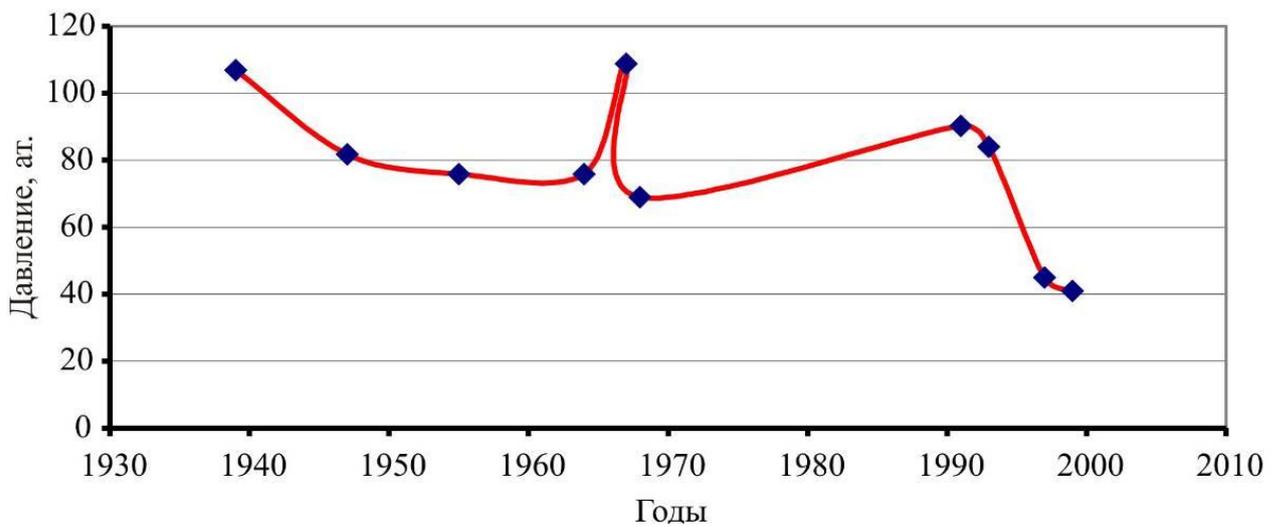


Рисунок 3.36 – Изменение пластового давления в процессе эксплуатации верейского и башкирского горизонтов

Таким образом, предпосылка об однородности пористой среды и неразрывности распределения давления по разрезу не находит подтверждения. В этих условиях верейский и башкирский горизонты (не говоря уже о вышелегающих водоносных горизонтах) играют роль «буфера» для нефтей, фильтрующихся из тульского и бобриковского горизонтов.

Для поддержания же процесса фильтрации нефти от верейского и башкирского горизонтов вверх по разрезу и далее, вплоть до уровня грунтовых вод и дневной поверхности, до момента выхода нефти на эти рубежи, теоретически, необходимо было бы поддерживать давление в указанных пластах на уровне исходного (или выше) в течение периода не менее 20 лет.

В пользу этой предпосылки может также свидетельствовать информация по эксплуатации Оверятского водозабора промышленных вод, эксплуатирующего водоносные горизонты среднедевонских терригенных отложений. При его эксплуатации образовалась крупная депрессионная воронка – до 60–80 км в радиусе. Понижение уровня подземных вод в её центре достигают 500–600 м. Эта воронка захватывает и район исследований.

В результате, существенное снижение пластовых давлений в отложениях среднего девона не могло не отразиться на давлениях в продуктивных нефтесодержащих пластах, залегающих выше, и в случае инверсии напоров там вполне могли развиваться нисходящие токи флюидов. К сожалению, этот вопрос остаётся неизученным и можно лишь строить предположения и догадки.

Согласно теории [13, 15], движение жидкости в двухфазной системе (нефть-вода) зависит от насыщенности её той или иной фазой. Движение нефти и воды может происходить только тогда, когда остаточное насыщение пород этими жидкостями каждой в отдельности достигает 15-20 %. Если насыщенность, например, нефтью, превысит 80-85 %, а, следовательно, насыщенность водой будет меньше 15-20 %, то порода практически будет проницаема для нефти и непроницаема для воды и наоборот. Это теоретическое положение хорошо подтверждается эксплуатацией Полазненского месторождения – когда в процессе интенсивного заводнения пластов насыщенность нефтесодержащих пород водой

повышалась до критического уровня (80–85 %) поступление нефти к эксплуатационным скважинам практически прекращалось.

Исходя из этого, трудно представить миграцию нефти в пористой или трещиноватой среде вверх по разрезу по зоне активного водообмена и полного водонасыщения (здесь должны были бы существовать вертикально ориентированные коллекторы, протягивающиеся от нефтяных залежей вплоть до поверхности карстовых вод, пористые или трещиноватые породы которых должны быть на 80–85 % насыщены нефтью). В существующих условиях теоретические предпосылки допускают фильтрацию лишь пластовых рассолов (и то, при наличии достаточно высоких пластовых давлений, что, как показано выше, не характерно для периода эксплуатации верейского и башкирского горизонтов).

Согласно результатам наблюдений за пластовыми давлениями [131] их значения по тульскому, а также верейскому и башкирскому горизонтам снизились в 1990-2000 гг. до значений, исключающих их восходящую фильтрацию к дневной поверхности. К 1999 г. они составили порядка 40 атм и менее (рисунки 3.35, 3.36). В этих условиях ни о какой подпитке существующей линзы нефти на поверхности грунтовых вод за счёт её восходящей фильтрации из продуктивных пластов не может быть и речи.

Распределение нефти на поверхности грунтовых вод также свидетельствует не в пользу её поступления туда фильтрацией по зоне трещиноватости. В случае развития такого процесса нефть по пути наименьшего сопротивления поступала бы по зоне трещиноватости, приуроченной к береговой линии (скважина 28), к участкам минимальных абсолютных отметок уровня грунтовых вод, фиксируемых там же. Однако в 90-х годах максимальные слои нефти – до 2,29 м [131] – фиксировались по скважине СС-1, расположенной на водораздельном пространстве с максимальными (по сравнению с другими наблюдательными скважинами) абсолютными отметками уровня грунтовых вод и за пределами зоны дробления.

По имеющимся материалам [119, 121] в зоне распространения нефти на

поверхности грунтовых вод находятся дефектные эксплуатационные скважины, на которых произошли аварии и отмечались различные осложнения (скважины 69, 74, 80, 85 и др.). По стволам и затрубному пространству этих скважин отмечались перетоки нефти и пластовых рассолов в вышележащие водоносные горизонты. Кроме этого, как отмечается в указанных выше материалах, при разведке месторождения и начальных этапах его эксплуатации осуществлялись неоднократные сбросы нефти в карстовые воронки (к сожалению, местоположение этих воронок или точек сброса нефти на поверхность не фиксировалось). Подтверждение таких фактов получено при рекогносцировочном обследовании территории. Согласно рельефу земной поверхности, ориентация потоковых структур (литодинамических потоков) хорошо согласуется с выносом нефтепродуктов от скважин 68, 74, 80, 85 к участку выклинивания линзы нефти на дневную поверхность и в Камское водохранилище.

Одной из возможных причин поступления нефти на поверхность грунтовых вод могли также стать аварии на нефтепроводах, пересекающих площадь загрязнения или расположенных несколько выше по потоку.

Таким образом, наиболее вероятными причинами формирования линзы нефти на поверхности грунтовых вод могли стать перетоки из продуктивных пластов по аварийным скважинам и затрубному пространству дефектных скважин, сбросы нефти в карстовые воронки в первые годы эксплуатации Полазненского месторождения, а также аварии на нефтепроводах.

3.3 Механизм формирования нефтяного загрязнения

Условия нефтяного загрязнения, рассмотренные выше, а именно структурные и литолого-петрографические особенности массива, физико-химические особенности загрязнителя, техногенная нагрузка на исследуемую территорию и другие предопредели особый механизм формирования нефтяного загрязнения.

Разработка месторождений нефти неизбежно оказывает негативное воздействие на экологическую обстановку [25, 79, 85]. Наибольший ущерб окружающей среде наносит загрязнение нефтепродуктами, особенно в районах с низкой защищенностью подземных вод, к которым относятся области распространения закарстованных пород, выходящих на поверхность или залегающих на небольшой глубине. Зона аэрации в таких районах отличается крайне высокой проницаемостью вследствие значительной трещиноватости, наличии поноров, воронок, котловин и других карстовых форм. Пустотность массива может достигать 30 % и более. Поверхностный сток и, соответственно, загрязнители практически беспрепятственно инфильтруются в массив, загрязняя подземные воды.

Ситуация усложняется, если карстующиеся породы залегают на берегах водохранилищ. В этом случае разгрузка подземных вод, содержащих нефтепродукты, приводит к загрязнению поверхностных вод на значительных участках водохранилищ. Загрязнение гидросферы на закарстованных территориях имеет достаточно сложный механизм, обусловленный высокой фильтрационной неоднородностью массива, разностью плотностей нефти и воды, колебанием уровня водохранилища, развитием микробиологических процессов и др.

Проведенными исследованиями установлено, что причина загрязнения сульфатного массива, а также водохранилища – линза нефти мощностью 2–3 м на поверхности трещинно-карстовых вод (рисунок 3.37). Источник нефти: разливы, сбросы нефти в карстовые полости и т.д. – в 60–70-е гг. прошлого века (причины формирования линзы рассмотрены ниже). В настоящее время по данным наблюдений поступления свежей нефти не зафиксированы. По составу нефть линзы близка к нефти разрабатываемой яснополянской залежи, однако окисленная, утратившая бензиновые фракции и высокомолекулярные парафиновые углеводороды.

Попытки ликвидации нефтяного загрязнения предпринимались различными организациями на протяжении последних 35 лет. Основной ошибкой, по мнению автора, было недостаточное внимание к механизму загрязнения.

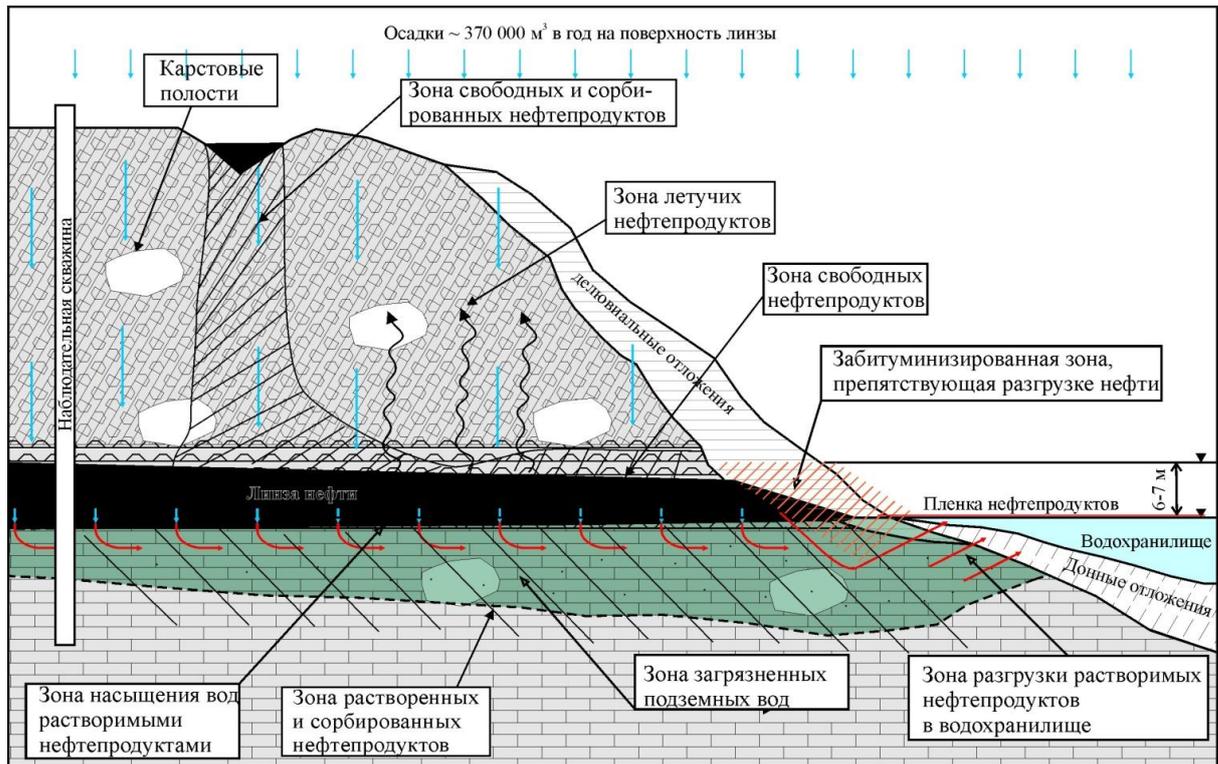


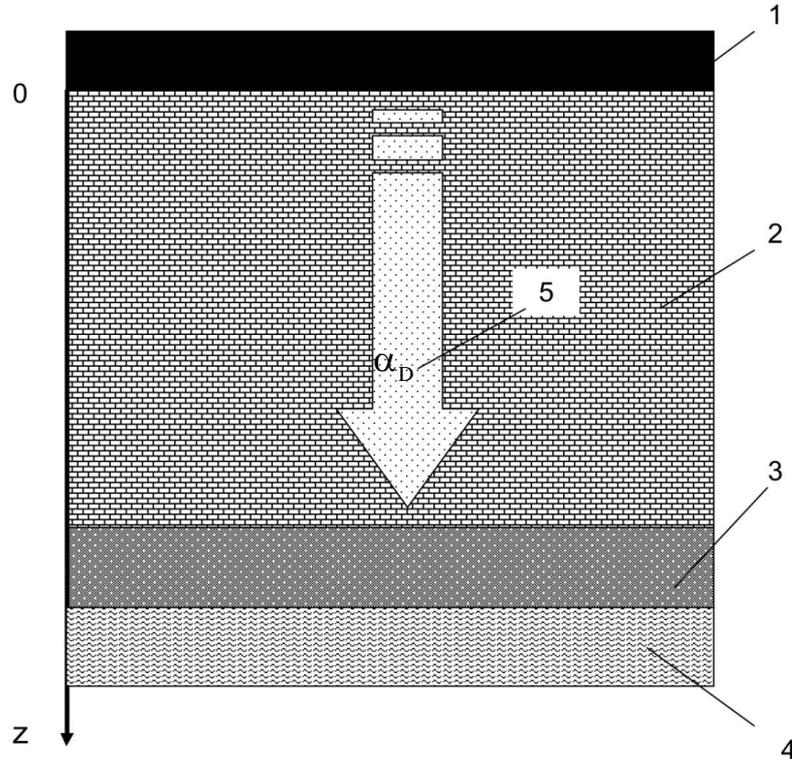
Рисунок 3.37 – Механизм загрязнения массива нефтепродуктами

Закарстованный, в том числе и с поверхности (до 30 % пустотности), гипсовый массив, явился хорошим коллектором для нефти и имеет тесную гидравлическую связь с водохранилищем. В результате битуминизации рыхлых отложений береговой зоны нефть оказалась в своеобразной гидродинамической ловушке (рисунок 3.37).

Основной механизм загрязнения вод следующий. Дождевые и талые воды (около 280 тыс. м³ в год с учетом испарения на площадь линзы) инфильтруются в закарстованный массив и за счет разности плотностей фильтруются сквозь линзу. Воды загрязняются растворимыми нефтепродуктами и поступают в водохранилище. Интенсивность их поступления контролируется колебаниями уровня водохранилища, достигающими 6–7 м в год, количеством осадков, интенсивностью снеготаяния, поэтому концентрации нефтепродуктов в водохранилище крайне неравномерны по времени.

За счет диффузионных перемещений молекул загрязнителя происходит также загрязнение пород массива, т.е. происходит миграция нефтепродуктов как вниз, так и вверх по разрезу.

По результатам натуральных наблюдений была разработана модель фильтрационно-диффузионного переноса загрязнителя через пласт гипса в гидродинамическую ловушку. Расчетная схема переноса представлена на рисунке 3.38.



1 – нефтяной загрязнитель; 2 – пласт гипса; 3 – гидродинамическая ловушка; 4 – водоупор;
5 – фильтрационно-диффузионный поток, α_D – коэффициент ослабления

Рисунок 3.38 – Расчетная схема переноса загрязнителя через пласт гипса в гидродинамическую ловушку

Результат работ представляет вертикальный профиль концентрации загрязнения. Уравнение распределения загрязнения в массиве имеет следующий вид:

$$\frac{d^2c}{dz^2} - \frac{w}{D} \frac{dc}{dz} - \frac{Q}{D} \left(c - \frac{c_0 I}{Q} \right) = 0, \quad (3.14),$$

где Q – это объемный поток загрязненных вод,

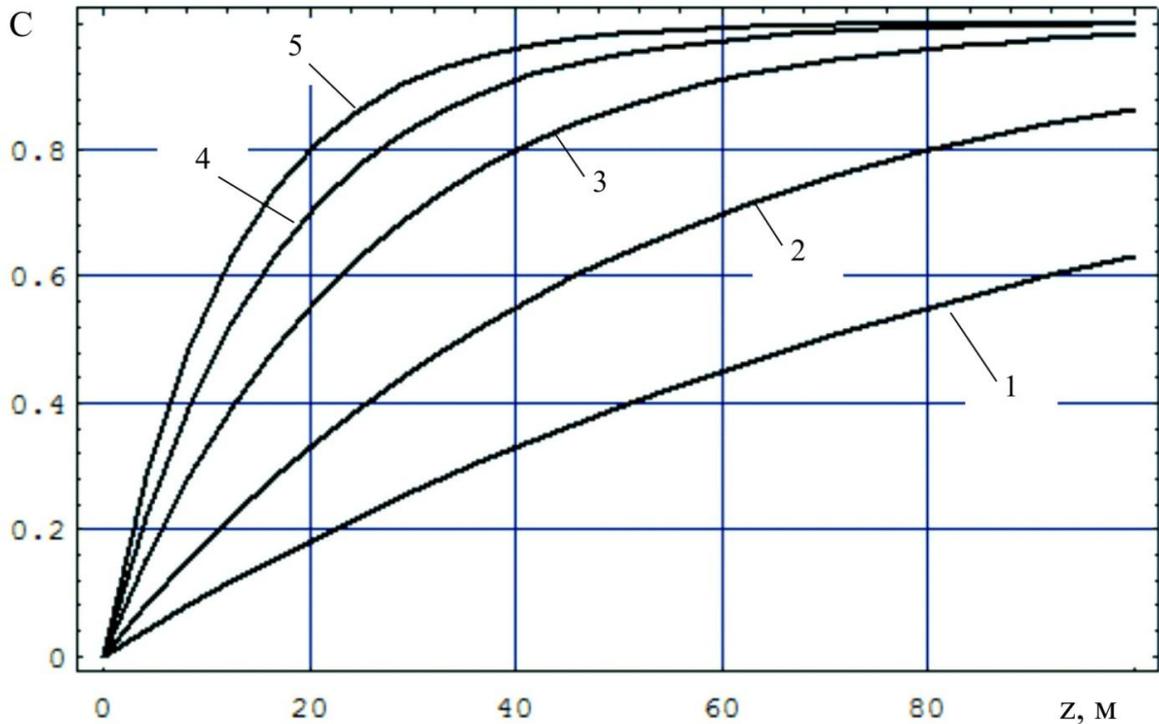
w – средняя скорость фильтрации,

I – величина диффузионного потока.

Решение данного уравнения представлено формулой 3.15.

$$c(z) - c_H = \frac{c_0 I}{Q} \left(1 - \exp \left\{ \left[\frac{w}{2D} - \sqrt{0,25 \left(\frac{w}{D} \right)^2 + \frac{Q}{D}} \right] z \right\} \right). \quad (3.15)$$

Результат вычислительного эксперимента показан на рисунке 3.39, на котором видно, что вертикальные профили соответствуют натурным наблюдениям, выполненными пермскими учеными.



α_D равно: 1 – 0,01, 2 – 0,02, 3 – 0,03, 4 – 0,04, 5 – 0,05

Рисунок 3.39 – График зависимости величины концентрации загрязнителя (C) от глубины (z)

Расчетные формулы для величины концентрации загрязнителя и коэффициента ослабления представлены формулами 3.16 и 3.17.

$$C = \frac{[c(z) - c_H]Q}{Ic_0}, \quad (3.16)$$

$$\alpha_D = \frac{w}{2D} - \sqrt{0,25 \left(\frac{w}{D}\right)^2 + \frac{q}{D}}. \quad (3.17)$$

Литология пород массива (гипсы и ангидриты) определяет их низкие фильтрационные и сорбционные способности по отношению к загрязнителю. Но высокая закарстованность и трещиноватость массива приводит к быстрому и беспрепятственному проникновению загрязнителя вглубь массива. Карстовые полости и трещины являются как каналами для миграции загрязнителя, так и его

коллекторами, где происходит скопление нефтепродуктов. В дальнейшем они выступают в виде вторичного источника загрязнения.

Таким образом, при первичной инфильтрации загрязнителя породы массива не подвергаются сильному загрязнению. Но при длительном влиянии линзы нефти формируются новые виды скопления нефтепродуктов в массиве: помимо свободной и растворенной форм, появляются зоны сорбированных на поверхности пород и летучих нефтепродуктов. Все это влияет на качество гипса. Разработка массива без применения мер по ликвидации загрязнения при случайном вскрытии забитуминированной зоны, являющейся гидродинамическим барьером, может привести к разливу нефти в водохранилище и экологической катастрофе.

Подтверждением этой модели может служить то, что в период межени наблюдается разгрузка в виде родников прозрачной опалесцирующей жидкости (а не нефти) с сильным запахом углеводородов. После смешивания с водами водохранилища происходит выпадение темных нефтепродуктов, представляющих собой иловый осадок с высоким (более 90 %) содержанием серы (рисунок 3.40).



Рисунок 3.40 – Выпадение темных нефтепродуктов после смешивания с водами водохранилища

По результатам геохимических анализов (май 2011 г.) в данном осадке содержание хлороформенного битумоида составляет 3,5 %, распределение по фракциям имеет следующий вид: содержание метаново-нафтеновых и ароматических углеводородов – 56,5 %, легких смол – 25,7 %, тяжелых смол – 16 %, асфальтенов – 1,7 % (таблица 3.8).

Таблица 3.8 – Результаты анализа физико-химических свойств илового осадка *

Наименование параметра	Значение параметра ± погрешность определений
Содержание воды (по ГОСТ 2477-65), %	60,8 ± 2,1
Содержание хлороформенного битумоида в иловом осадке, масс. %	3,469
Содержание хлороформенного битумоида в высушенном осадке, масс. %	8,849
Содержание метаново-нафтеновых и ароматических углеводородов, масс. %	56,51
Содержание легких смол, масс. %	25,73
Содержание тяжелых смол, масс. %	16,04
Содержание асфальтенов, масс. %	1,72

*анализы проведены лабораторией геохимии пород и флюидов ОАО «КамНИИКИГС», апрель, 2011 г.

Высокая закарстованность района исследования, образованного излучиной бывшего русла р. Камы, обуславливает не совсем типичную картину движения подземных вод. Уровни воды в водохранилище практически соответствуют уровням подземных вод. При стабильном уровне водохранилища поток подземных вод направлен вдоль берега – вода движется из Полазненского залива в массив (рисунок 3.41). При сильных колебаниях уровня – из водохранилища или в водохранилище, что подтверждено данными терморезистивометрических исследований.

Таким образом, можно сделать вывод, что особые условия района, а именно геолого-литологические особенности, техногенная нагрузка, физико-химические особенности загрязнителя привели к особому механизму формирования нефтяного загрязнения закарстованного сульфатного массива.

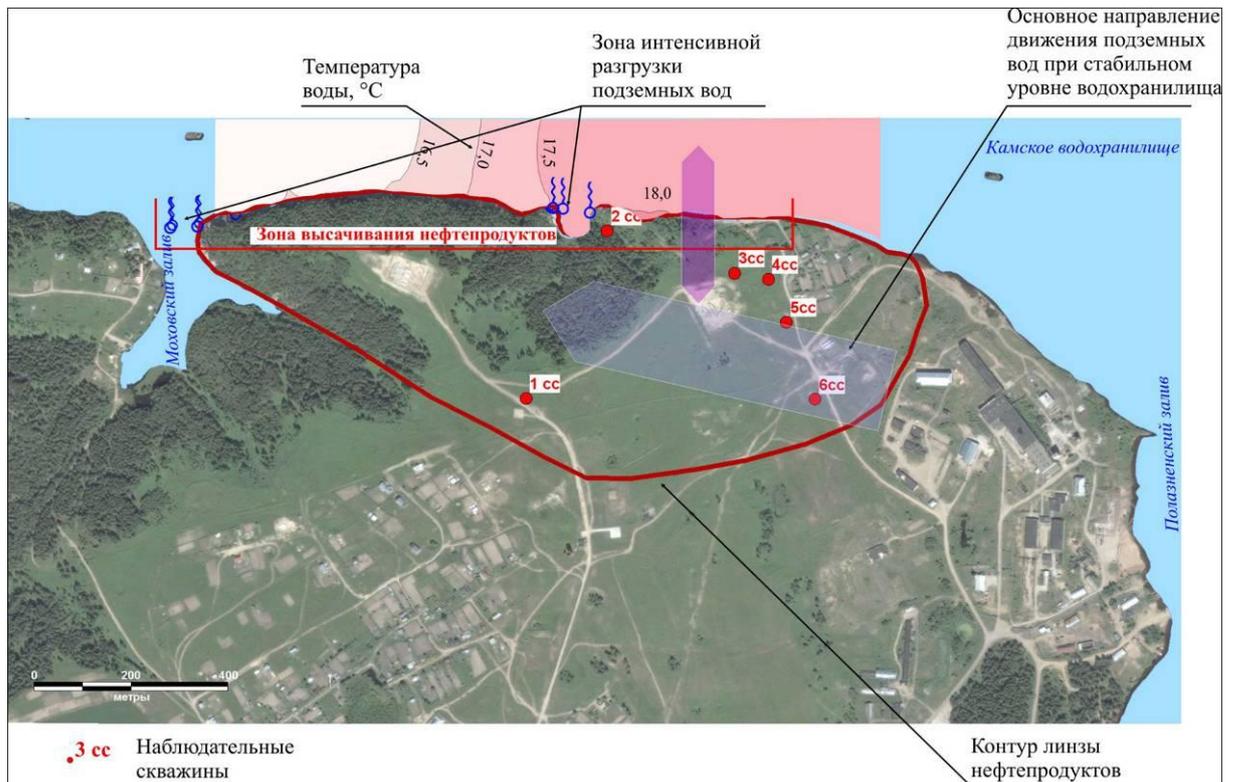


Рисунок 3.41 – Схема загрязнения гидросферы в районе исследования

Выводы

Предложен комплекс методов для изучения нефтяного загрязнения сульфатного массива с учетом его особенностей в карстовых районах, включающий рекогносцировочное обследование территории, наблюдения за уровнем и мощностью слоя нефти на поверхности подземных вод, выявление зон разгрузки загрязненных подземных вод в водохранилище с использованием терморезистивометрических методов, гидрогеохимическое опробование района, гидрохимическое опробование водохранилища, оценка степени активности карстовых процессов, протекающих на территории исследования, выяснение степени влияния деятельности микроорганизмов на нефтяное загрязнение и карстообразование.

Установлена линейная зависимость мощности нефтяной линзы в нижней части закарстованного гипсового пласта от уровня воды в водохранилище при его залегании в береговых частях водоемов. Эти показатели имеют обратно

пропорциональную связь, таким образом, мощность линзы максимальна при наименьших уровнях водоохранилища.

Выявлена линейная зависимость содержания макрокомпонентов (HCO_3^- , SO_4^{2-} , Ca^{2+} , Na^++K^+) от величины минерализации подземных вод, а также доказано, что высокая теснота связи ионов железа двухвалентного с ионами нитритов свидетельствует об активной микробиологической деятельности аборигенных микроорганизмов.

Выявлены основные причины загрязнения сульфатного закарстованного массива, которыми стали утечки из аварийных и дефектных скважин, аварийные сбросы нефти в карстовые воронки в первые годы эксплуатации месторождения, аварии на нефтепроводах.

Механизм загрязнения закарстованного сульфатного массива заключается в формировании линзы нефти на поверхности трещинно-грунтовых вод за счет беспрепятственного проникновения загрязнителя из-за отсутствия покровных отложений и высокой степени закарстованности массива и образования гидродинамической ловушки в береговой зоне с выносом подземными водами растворимых нефтепродуктов и дальнейшей субаквальной разгрузкой в водоохранилище.

ГЛАВА 4 ТЕХНОЛОГИЯ ОЧИСТКИ НЕФТЕЗАГРЯЗНЕННЫХ ПОДЗЕМНЫХ ВОД И МАССИВА ПОРОД

4.1 Существующие методы ликвидации нефтяного загрязнения

Загрязнение природной среды нефтью и сопутствующими загрязнителями – острейшая экологическая проблема во многих регионах России. Химическое загрязнение почвенного покрова происходит практически на всех стадиях технологического процесса нефтедобычи в результате разливов нефти и нефтесодержащих продуктов (подтоварной воды, промывочной жидкости), сильно минерализованных пластовых вод, химических реагентов, выбросов продуктов сгорания. Негативное воздействие нефтедобычи обусловлено как непосредственной деградацией почвенного покрова на участках разлива нефти, так и воздействием ее компонентов на сопредельные среды (растительный покров, поверхностные и грунтовые воды, животный мир), вследствие чего продукты трансформации нефти обнаруживаются в различных объектах биосферы [103].

Локализация и ликвидация аварийных разливов нефти и нефтепродуктов предусматривает выполнение многофункционального комплекса задач, реализацию различных методов и использование технических средств. Все многообразие методов по борьбе с нефтяным загрязнением можно разделить на четыре больших группы: механические, физико-химические, биологические и термические.

К **механическим методам удаления нефти** относятся отстаивание, процеживание и разделение на гидроциклонах или в центрифугах, а также фильтрование. Для применения метода отстаивания используются следующие сооружения механической очистки: отстойники, нефтеловушки, пескоголовки, буферные резервуары. Нефтеловушка представляет собой отстойник, в котором нефтепродукты выделяются из воды и всплывают на поверхность за счет разности их плотности, в них оседает значительное количество твердых механических примесей. Такой отстойник при оптимальных размерах и параметрах

обеспечивает очистку сточных вод до остаточного содержания нефтепродуктов в ней не более 50-100 мг/дм³ при начальном содержании 400-3500 мг/дм³. Пескоголовки бывают горизонтальные и вертикальные, с круговым и прямолинейным движением воды и устанавливаются при расходе сточных вод более 100-120 м³/сут. С их помощью удаляются органические вещества по крупности близкие к песку наряду с минеральными примесями.

Для фильтрования загрязненных вод через сернистые насыпные и намывные фильтры используется песчаный фильтр, где используется кварцевый песок крупностью 0,5-2,0 мм с высотой слоя 1 м. Также допускается использование дробленого антрацита, керамзита, керамической крошки. Фильтрация происходит сверху вниз со скоростью 5-10 м/ч, остаточная концентрация нефтепродуктов в очищенной воде составляет 10-20 мг/дм³, при начальном ее содержании 40-80 мг/дм³.

Агротехнические методы – комплекс мероприятий, который включает вспашку и рыхление нефтезагрязненной почвы, внесение минеральных удобрений и проведение мелиоративных работ, направленный на активизацию естественных процессов, происходящих в почве, оптимизацию условий жизнедеятельности почвенной микробиоты.

Одним из главных методов ликвидации разлива нефтепродуктов является механический сбор нефти, что обусловлено экологической безопасностью [21]. Наибольшая эффективность его достигается в первые часы после разлива.

Механические методы отличаются высокой эффективностью при проведении работ, возможностью сбора различных видов нефтепродуктов, а также всесезонным использованием. Но недостатком этой группы методов является остаточная тонкая плёнка нефтепродуктов на поверхности воды в местах сбора.

К группе **физико-химических методов** относятся флотация, дистилляция, обратный осмос, использование отверждающих реагентов, экстракция, ректификация, адсорбция, десорбция. Данные методы с использованием диспергентов и сорбентов считаются эффективными в тех случаях, когда механический сбор нефтепродуктов невозможен, например, когда разлившиеся

нефтепродукты представляют реальную угрозу наиболее экологически уязвимым районам или при малой толщине пленки. Достоинством при использовании диспергентов является возможность оперативного проведения ликвидации, использование с различными технологическими средствами, а при использовании сорбентов – независимость применения от внешних условий, минимальные расходы на хранение и транспортировку, но в тоже время диспергенты токсичны и имеют ограничения применения по температуре.

Флотация находит все большее применение в процессах очистки нефтесодержащих сточных вод. Электрофлотация, при которой очищаемая вода насыщается микропузырьками водорода и кислорода, образующимися при электролизе сточной воды под действием постоянного электрического тока, применяется для очистки сильно эмульгированных стоков с содержанием нефтепродуктов до 100-150 тыс. мг/дм³. Кислород окисляет находящиеся в воде нефтепродукты и образует более простые соединения, а пузырьки водорода, обладая подъемной силой, увлекают за собой на поверхность воды частицы нефтепродуктов и скоагулированных взвешенных веществ. Очистка сточных вод методом коагуляции эффективна при условии содержания в воде не более 100-150 мг/дм³ эмульгированной нефти. Остаточное содержание нефти в очищенной воде при этом составляет 15-20 мг/дм³.

Для осаждения нефти на дно применяют различные нейтральные порошки, состоящие из естественных компонентов донных осадков, к которым прибавляют активированный кремнезем, естественный меловой порошок. Для удаления нефти возможно применение минерального сырья, в частности перлитового, который, попадая на воду, адсорбирует нефть и образует густую плотную массу. Нефтепоглощение у обработанного перлита достигает 0,64-0,70 г/дм³.

При малой концентрации нефтепродуктов в воде наиболее эффективны активированные угли. Активированные угли, предназначенные для доочистки сточных вод, должны быть относительно крупнопористыми, чтобы их поверхность была доступна для сложных молекул веществ; обладать небольшой удерживающей способностью при регенерации и возможно большей

способностью противостоять истиранию, а также легко смачиваться водой. При их использовании остаточная концентрация нефти составляет не более 2 мг/дм³.

Биологические методы очистки. Биологические методы используются после применения механического и физико-химического методов при толщине пленки не менее 0,1 мм. Биологические методы разрушения углеводородов применяют в тех случаях, когда их количество слишком мало, чтобы применять механические средства сбора, но, с другой стороны, слишком велико, чтобы использовать загрязненные земли и воду в хозяйственных целях.

Перспективным направлением предотвращения загрязнения водоемов нефтепродуктами является их микробиологическое разрушение. Все вещества биологического происхождения могут быть окислены, и в природе всегда найдутся микроорганизмы, способные их расщепить полностью или частично. Поэтому биологическое окисление примесей сточных вод, несмотря на их сложность, при соответствующих условиях является естественным биологическим процессом.

В эту группу методов очистки входят фитомелиорация – устранение нефти путём посева нефтестойких растений, активизирующих почвенную микрофлору, и биоремедиация – технология очистки нефтезагрязненной почвы и воды, в основе которой лежит использование специальных, углеводородоокисляющих микроорганизмов или биохимических препаратов.

В лабораторных условиях было установлено, что алканы, нафтены и ароматические вещества активно метаболизируются микроорганизмами, более легкие фракции указанных соединений могут расщепляться. Более тяжелые, циклические углеводороды, достаточно устойчивы к бактериальному воздействию. Результаты анализов позволили сделать следующие выводы: а) биodeградация нефти при низкой температуре происходит эффективней при использовании микробных популяций, выделенных при той же температуре; б) микроорганизмы, выращенные из нефти определенного состава, активно метаболизируют другие типы нефти, близкие по химическому составу.

Использование биологических методов ведет к минимальным дополнительным ущербам от проведения операций по ликвидации разлива, но трудоёмки и продолжительны.

Термический метод основан на выжигании слоя нефти, применяется при достаточной толщине слоя и непосредственно после загрязнения до образования эмульсий с водой и используется в сочетании с другими методами.

Достоинствами методов термической группы являются быстрота ликвидации аварийного разлива нефтепродуктов, применение при ликвидации малого количества технических средств, минимальные затраты. В то же время они требуют осуществление дополнительных мер пожарной безопасности, влекут к образованию из-за неполного сгорания нефтепродуктов стойких канцерогенных веществ [21, 25, 71, 79, 88]

4.2 Предложения по борьбе с загрязнением пород массива и подземных вод

Площади нефтезагрязненных земель и водоемов с каждым годом увеличиваются, поэтому продолжает оставаться актуальной проблема разработки новых и совершенствования существующих технологий ликвидации последствий техногенных контаминации внешней среды нефтью и нефтепродуктами и восстановления исходных биоценозов нарушенных экосистем [10, 99].

Попытки ликвидации нефтяного загрязнения предпринимались различными организациями на протяжении последних четырех десятилетий. Основной ошибкой, по мнению автора, было недостаточное внимание к механизму загрязнения, описанному в третьей главе.

Особые условия формирования загрязнения на исследуемом участке определили стратегию борьбы с загрязнением массива: необходимо откачать как можно большее количество нефти из линзы, находящейся в гидравлической ловушке, без откачки подземных вод, затем очистить подземные воды и загрязненные породы [52, 55].

Выполненные исследования и анализ известных способов показали, что наиболее перспективными методами борьбы с нефтяным загрязнением подземных вод и пород закарстованного сульфатного массива нефти являются методы, позволяющие устранить основную причину – линзу нефти на поверхности подземных вод, тем более, что в настоящее время нет признаков поступления в нее свежей нефти [58].

Учитывая особенности района исследований, была предложена технология, основанная на разработанных методах откачки нефти по специальной технологии и интенсификации биохимической деструкции нефти, которые могут использоваться параллельно, поскольку они не исключают, а дополняют друг друга.

Попытки откачки нефти производились ранее (в 80-е годы XX века), однако без учета особенностей карстового массива. Прямая, очень тесная гидравлическая связь с водохранилищем не позволяла создать депрессионную воронку, высокая производительность насосов превышала поступление нефти в зону откачки, т.е. качалась в основном вода, приемная часть насоса не находилась постоянно в слое нефти, отсутствовали датчики и т.д. Загрязнение подземных вод происходит, главным образом, за счет выноса растворенных нефтепродуктов при фильтрации через линзу дождевых и талых вод. Уменьшение в ходе откачки мощности линзы с 2-3 м до 10 см существенно уменьшит вынос нефтепродуктов за счет уменьшения пути фильтрации воды через нефть. Также усилится поступление кислорода необходимого для химического и биологического окисления нефти.

4.2.1 Метод откачки нефти

Попытки откачки нефти предпринимались ранее для откачки и сбора нефти из кунгурского трещинно-карстового водоносного горизонта. В 1974 г. была пробурена специальная скважина 100 и испытаны на приток филипповские отложения в скважинах 68, 74, 85. Однако эффективность данных мероприятий оказалась весьма низкой – высокая проницаемость трещинно-карстовых отложений и их гидравлическая связь с Камским водохранилищем не позволила

добиться снижения интенсивности нефтепроявлений в береговой зоне водохранилища.

Основной ошибкой при откачках была попытка снижения уровня подземных вод. Учитывая крайне высокую проницаемость трещинно-карстового массива и тесную связь подземных вод с водохранилищем, достичь снижения уровня невозможно.

В ходе проведения работ было опробовано два варианта откачки. Первый – использована плунжерная пара штангового глубинного насоса с ручным приводом, который применен исходя из требований безопасности к электрическому приводу. Проведенные испытания показали возможность регулировать параметры откачки в необходимых пределах.

Для механизации процесса разработан второй вариант откачки по схеме, состоящей из насоса с пневматическим приводом, что обусловлено требованиями безопасности, спускоподъемного механизма, компрессора, который находился на расстоянии 30 м от скважины, емкости для сбора нефти. Принимающая часть насоса всегда находится в слое нефти, что контролируется датчиками. Подготовка всего оборудования к работе и демонтаж в конце занимает минимальное время (по 15 минут). Поломок оборудования (кроме мелких) за весь период не отмечено. Общий вид площадки на скважине СС-3 с установленным оборудованием представлен на рисунке 4.1.

Спускоподъемное устройство обеспечивало достаточно быстрый (10 минут) механизированный спуск и подъем насоса на заданную отметку (30 м). Платформа устройства в виде герметичного поддона практически исключала попадание нефтесодержащей жидкости (НСЖ) на поверхность при работе.

Недостатком пневматического привода для насоса является образование конденсата и даже льда в насосе за счет адиабатических процессов. Для этого в ходе опытно-промышленной откачки в конструкцию насоса было добавлено устройство для осушки воздуха и сброса конденсата.



Рисунок 4.1 – Насосное оборудование, при помощи которого была произведена откачка нефтепродуктов из скважины СС-3

Другой недостаток – узкий диапазон регулировки производительности – 200–450 л/час. Отработка двух вариантов технологии откачки показала, что оптимальным является создание оборудования на основе стандартного штангового глубинного насоса, к которому необходим электрический привод. Такой насос имеет широкий диапазон производительности. Это позволяет подбирать необходимую производительность насоса и при автоматизации процесса вести непрерывную откачку.

В ходе работ была произведена откачка нефти из линзы на поверхности подземных вод без забора воды, для чего использовался специальный пневматический насос для отбора НСЖ (рисунок 4.2).

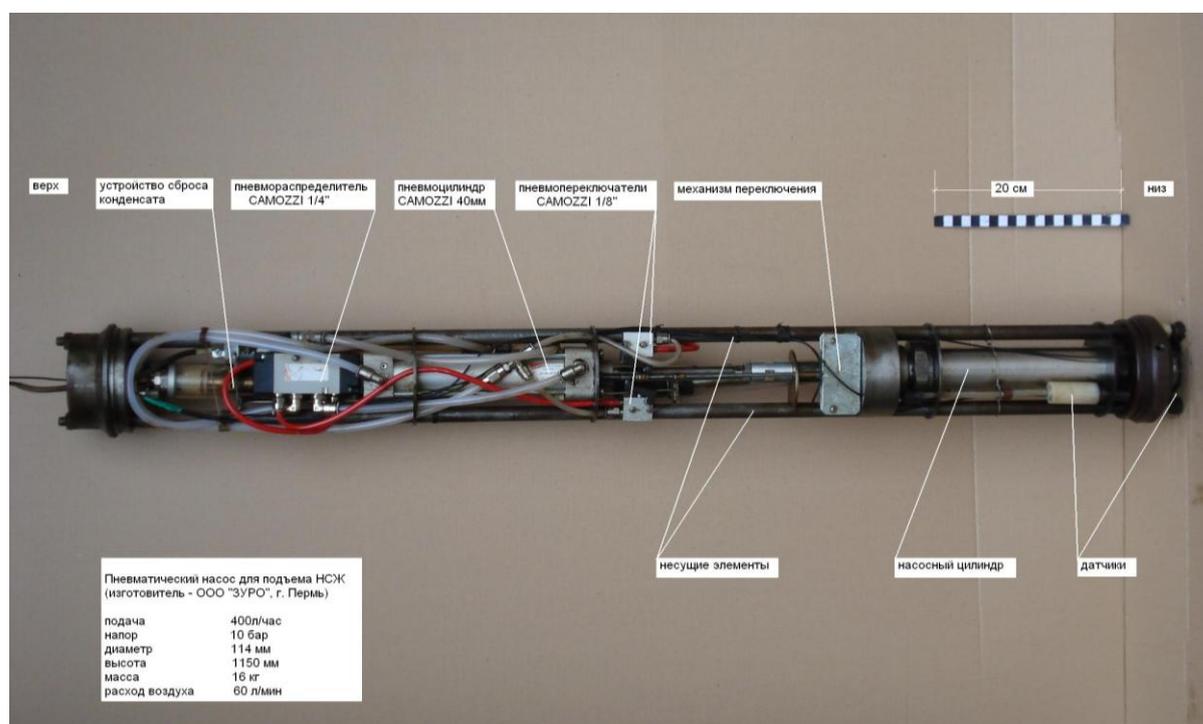


Рисунок 4.2 – Пневматический насос для подъема нефтесодержащей жидкости

Отработаны все технологические элементы: датчики глубины и мощности линзы, возможность оперативного изменения глубины насоса и т.д. В нижней части насоса имеются два датчика. Нижний – предназначен для контроля границы вода-нефть; при достижении водной поверхности цепь замыкается, что

отображается отклонением стрелки на счетчике. Второй датчик контролирует слой нефти и действует по такому же принципу, что и первый.

Таким образом, имеется возможность контроля откачки НСЖ из слоя линзы нефти без забора воды. Дебит скважины СС-3 позволяет откачивать нефть в значительных объемах – более одной тонны за смену.

Результаты опытно-промышленные работы по откачке нефти из линзы. Опытно-промышленные работы показали реальную возможность откачки нефти из линзы без забора воды. Наблюдения за мощностью слоя нефти в ходе и после откачки доказывают эффективность метода (рисунок 4.3).

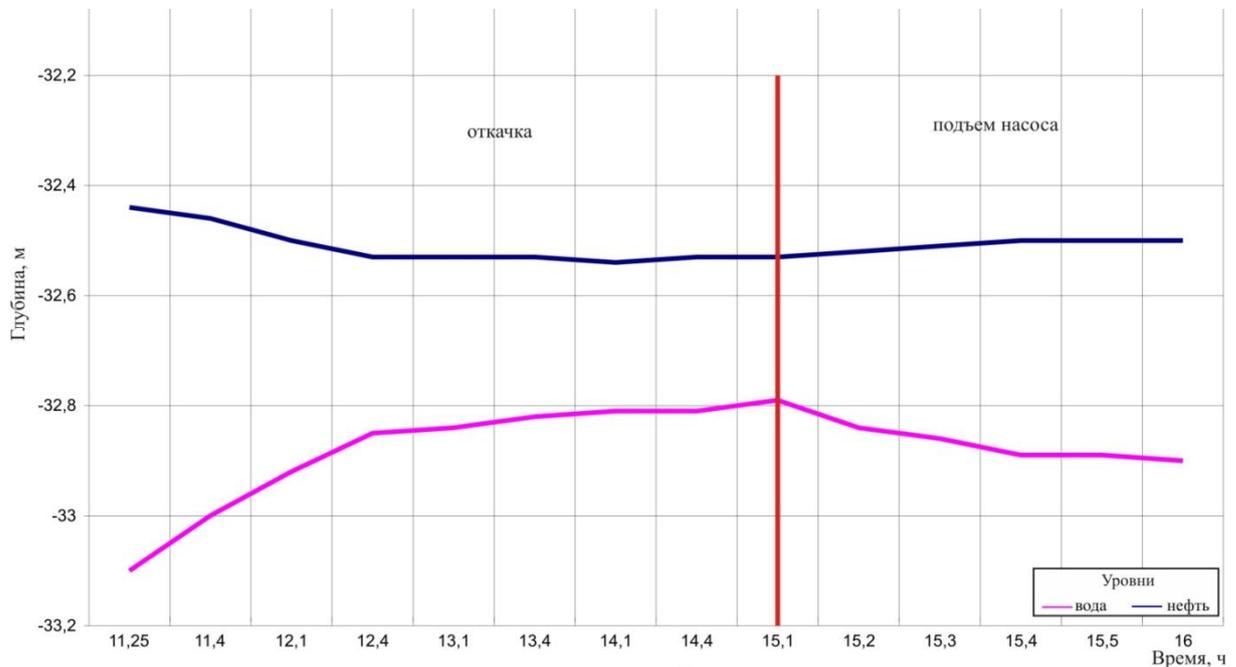


Рисунок 4.3 – Изменение мощности слоя нефти в ходе и после откачки

После суток мощность линзы во всех случаях восстанавливалась. Наблюдения в соседних скважинах показали, что мощность линзы в них во время откачки практически не меняется. Небольшие изменения наблюдаются в скважине СС – 4, расположенной на расстоянии 72 м.

Максимальная производительность скважины 450 л/час, средняя – 315 л/час. Дебит, полученный на скважине СС-3, позволяет производить откачку нефти из линзы в значительных объемах в течение длительного времени, то есть имеется

возможность при решении сложной и давней экологической проблемы получить некоторое дополнительное количество товарной нефти. За время эксперимента откачено 12,05 м³ нефти с обводненностью 4,73 % (за 20 смен). Малая обводненность продукции облегчает ее транспортировку и первичную переработку.

Опытно-промышленные работы показали, что остаточная мощность слоя нефти после проведения откачки около 5-10 см, т.е. можно откачать не менее 90 % нефти из линзы.

4.2.2 Метод биохимической деструкции

Нефтяные углеводороды (парафины, циклопарафины, ароматические) являются наиболее распространенным загрязнителем окружающей среды. Их чувствительность к химическим и биологическим агентам различна. Парафины устойчивы к химическим воздействиям, но легко поддаются ферментативному окислению. Циклопарафины и ароматические углеводороды, напротив, более чувствительны к химическому окислению, нежели к биологическому. Ферменты, способные вводить атом кислорода в СН₃- или СН₂-группу, распространены в живой природе достаточно широко. Однако только в микромире имеются формы, способные существовать за счет одних лишь углеводов. Эти микроорганизмы не являются узкоспециализированными и используют и другие органические вещества, присутствуя в незагрязненных водах, грунтах и почвах.

В условиях нарастающего загрязнения окружающей среды нефтью и нефтепродуктами микробиологи обратились к идее использовать для борьбы с этим явлением углеводородокисляющие микроорганизмы, размножением которых и обусловлен эффект самоочищения воды и почвы. Естественное самоочищение природных объектов от нефтяного загрязнения является длительным процессом, продолжающимся от одного до нескольких десятилетий, в зависимости от условий региона. Развитие нефтеокисляющей микрофлоры в естественной среде, подвергшейся нефтяному загрязнению, ограничивается

следующими основными факторами: низкой температурой, недостатком биогенных элементов (прежде всего азота и фосфора), недостатком кислорода, избыточной кислотностью. Поэтому, начиная с 70-х годов XX века, ведется активный поиск способов интенсификации биологической деградации углеводородов в воде и почве [34]. Считают, что для развития нефтеразлагающих бактерий и интенсификации процесса очистки от нефти оптимальными являются мезофильные условия (20-28 °С). При температуре 6-15 °С интенсивность трансформации нефти снижается в 2,5-4 раза [67]. По наблюдениям Г. Н. Петрова [73], уменьшение температуры воды на каждые 5 °С сопровождается непропорциональным снижением биологической активности микроорганизмов. В условиях эксперимента найдено, что многие нефтеокисляющие микроорганизмы активнее растут в интервале рН 6,0-7,5 [67]. Процесс разрушения нефти протекает по окислительному пути и, следовательно, в большой степени зависит от содержания кислорода. Торможение микробиологических процессов деструкции органического вещества начинается при концентрации кислорода в воде ниже 1 мг/дм³ [94]. На процесс биодегradации нефти влияют наличие в среде ионов некоторых металлов и микроэлементов [34].

Существуют два подхода к биодегradации нефтяных углеводородов в естественной среде:

а) стимуляция естественной нефтеокисляющей микрофлоры путем создания оптимальных условий для ее развития (внесение азотно-фосфорных удобрений, аэрация и др.);

б) введение в загрязненную экосистему активных углеводородокисляющих микроорганизмов наряду с добавками солей азота и фосфора.

В исследованиях по стимуляции основополагающим является принцип создания оптимальных условий для развития естественной нефтеокисляющей микрофлоры. Реализация этого принципа сопряжена со значительными методическими трудностями.

Однако существуют ситуации, когда введение бактериальных нефтеокисляющих препаратов не только оправдано, но и совершенно

необходимо. Например, в северных районах, где теплый период года непродолжителен, процессы биодegradации не успевают развернуться в полной мере. Повышение численности углеводородокисляющих микроорганизмов в этом случае путем интродукции активных форм, безусловно, полезно [35]. Известно множество патентов на бакпрепараты, в которых действующим компонентом являются как отдельные виды углеводородокисляющих микроорганизмов, так и их смеси и целые сообщества [101, 102]. Х. Ноултон [105] рекомендует подходить к биологическому разрушению углеводородов нефти дифференцированно: для деградации n-алканов использовать монокультуры, а для разрушения ароматических и гетероциклических соединений применять сложный микробиоценоз.

Отечественные и зарубежные технологии борьбы с нефтяными загрязнениями подземных вод основаны, как правило, на использовании технических средств (сбор, откачка нефти и т.д.) или различных препаратов, в том числе и микробиологических («Путидойл», «Олеоворин», «Нафтокс», «Uni-rem», «Родер», «Центрин», «Псевдомин», «Дестройл», «Микромицет», «Лидер», «Деворойл» и др.). Борьба с нефтяным загрязнением подземных вод требует особых приемов и технологий, учитывающих особенности гидродинамического режима подземных вод, литологический состав вмещающих пород и характер перераспределения нефти в системе «вода – порода».

Задачей данного исследования являлось выделение из субстратов Полазненского нефтяного месторождения активного нефтеокисляющего сообщества микроорганизмов для его последующего использования в целях очистки от нефтяных загрязнений. Следует отметить, что интродукция в нефтезагрязненные почвы автохтонных (то есть выделенных из этих почв) нефтеокисляющих микроорганизмов не оказывает негативного влияния на естественную экологическую обстановку [34, 35, 67].

Материал и методы. В качестве источника активного нефтеокисляющего сообщества микроорганизмов использовалась нефть из линзы и нефтесборника. Сообщество выделяли при комнатной температуре методом накопительной

культуры путем трехкратного пересева на среду Таусона с нефтью, как единственным источником углерода и энергии для развития сообщества. Нефтеокисляющую активность микробного сообщества определяли на той же среде и в тех же условиях, используя нефть из линзы, отобранную из скважины СС-4 и нефтесборника. Качественный состав нефти, подвергшейся биологической деструкции, определяли хроматографически и ИК-спектрометрически, используя в качестве контроля ту же среду, но без внесения сообщества микроорганизмов.

Биомассу нефтеокисляющего сообщества наращивали в 20-литровых сосудах, соблюдая условия антисептики, на среде РТУГ. Биомассу отделяли центрифугированием в течение 15 минут при 2500 об./мин. Сохранение биомассой свойства окислять нефтяные углеводороды определяли на среде Таусона с нефтью.

Результаты. Изучение молекулярной структуры хлороформенных экстрактов продуктов лабораторного эксперимента по биодegradации нефтей на контакте с водой, судя по результатам ИК-спектроскопии, позволяет отметить следующее. Длительный контакт с водой приводит к некоторому снижению доли ароматических, алкановых и некоторых кислородсодержащих функциональных групп в контрольных пробах, Это проявляется в снижении интенсивности пиков ароматических колец при 1600, 875-750 см^{-1} (уменьшении величины $S_{\text{аром.}}$), CH_2 -и CH_3 - групп при 2900, 2800, 1470, 1380, 720 см^{-1} , разнообразных С-О связей при 1740-1700, 1260, 1090 см^{-1} . Контакт с водой в присутствии микроорганизмов приводит к ещё более значительным изменениям, особенно в направлении уменьшения доли n-парафиновых структур.

В составе насыщенных углеводородов метаново-нафтеных фракций изучаемых нефтей и продуктов биодegradации по данным газожидкостной хроматографии установлены следующие особенности. Наибольшие изменения произошли в содержании и распределении n-алканов. Общая концентрация n-алканов $\Sigma n\text{-C}_{12-34}$ в нефти из скважины СС-4 уменьшилась от 5,03 % в контрольной пробе до 1,19 % в среднем в опытных пробах, то есть примерно в 4,4 раза. Общая концентрация n-алканов $\Sigma n\text{-C}_{12-34}$ в нефти из нефтесборника

уменьшилась от 3,04 % в контрольной пробе до 0,80 % в среднем в опытных пробах, то есть примерно в 4 раза. Значительно изменились соотношения n-алканов и нафтенов: уменьшились значения коэффициентов n-C₁₈/нафт.фон, n-C₂₄/нафт.фон, n-C₃₀/нафт.фон (для нефти из нефтесборника примерно в 30 раз для среднемолекулярных гомологов и примерно в 10 раз – для высокомолекулярных; для нефти из скважины – в 2 раза для среднемолекулярных и высокомолекулярных), – n-алканов и изопреноидов: увеличились значения коэффициентов $\Sigma i-C_{14-20}/\Sigma n-C_{12-34}$ и $K_i = \Sigma i-C_{19-20}/\Sigma n-C_{17-18}$ (для нефти из нефтесборника первое соотношение увеличилось примерно в 4 раза, а второе – примерно в 10 раз; для нефти из скважины оба соотношения увеличились в 5 раз).

В результате воздействия микроорганизмов существенно изменилось и распределение n-алканов в пределах гомологического ряда в отличие от изопреноидных углеводородов. В продуктах биodeградации обеих нефтей почти плавное снижение концентраций n-алканов с ростом молекулярной массы в исходных нефтях (максимумы при n-C₁₄₋₁₇) сменилось скачкообразными кривыми. Судя по изменениям соотношений n-алканов ($\Sigma n-C_{15-18}/\Sigma n-C_{19-22}$; $\Sigma n-C_{17-23}/\Sigma n-C_{24-30}$; $\Sigma n-C_{<21}/\Sigma n-C_{>20}$), из нефти под действием микроорганизмов удаляются, прежде всего, n-алканы низкой и средней молекулярной массы без особого предпочтения «чётных» или «нечётных».

Опытно-промышленные работы могут проводиться с использованием существующих наблюдательных скважин и нефтесборника, а возможно, и карстовых воронок. Выделенное микробное сообщество добавляется в существующие скважины (воронки). Из скважин и нефтесборника периодически отбираются пробы для оценки эффективности деструкции нефти. По результатам их анализа могут вноситься определенные коррективы в ход опытно-промышленных работ. Скорость деструкции нефти трудно прогнозировать, однако этот процесс происходит постоянно, и в любом случае будет уменьшать нефтяное загрязнение водохранилища без существенных капитальных затрат.

Следует особо отметить, что данный метод предполагает использование специально выделенных из природной среды нефтеокисляющих

микроорганизмов, которые не являются чужеродными для нее и не оказывают вредного воздействия какого-либо рода.

Применение биопрепарата. Технологическая схема применения данного метода следующая. Через существующие скважины активизированная культура нефтеокисляющих бактерий заливается в подземные воды. Бактерии концентрируются на водонефтяном контакте и в последующем распространяются потоком подземных вод по нижней поверхности линзы. Кроме скважин для заливки культуры могут использоваться карстовые воронки (рисунок 4.4) [54].

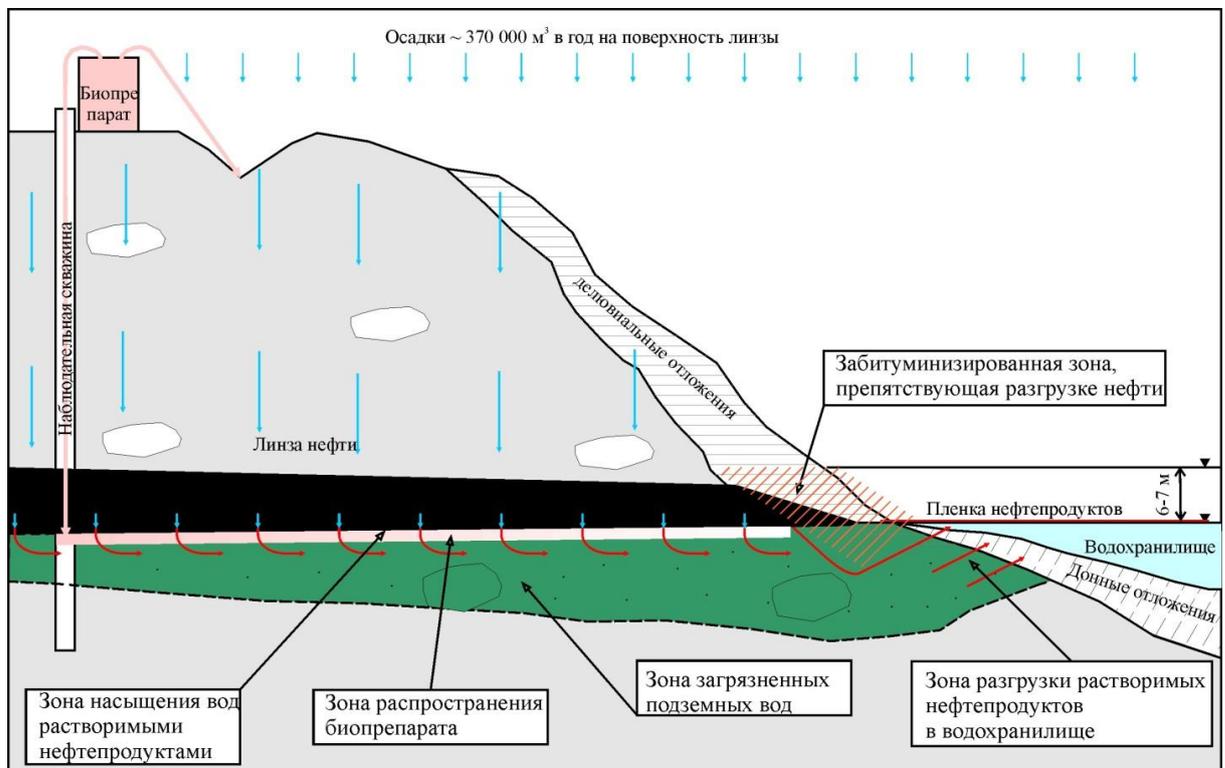


Рисунок 4.4 – Схема обработки нефтяной линзы биопрепаратами

В скважине СС-4 применялся биопрепарат, который вносили трижды через небольшие промежутки времени (рисунок 4.5). Биопрепарат вносили в период повышения уровня воды в Камском водохранилище, для того чтобы время нахождения биопрепарата в контакте с нефтяной линзой было максимальным (во время повышения уровня воды в Камском водохранилище биопрепарат с потоком подземных вод распространяется вглубь массива, а с понижением уровня воды в

водохранилище перемещается в направлении водохранилища).



Рисунок 4.5 – Заливка культуры нефтеокисляющих бактерий в скважину

Результаты физико-химического анализа нефти (таблица 4.1) показали, что на второй неделе с начала обработки (или на первой неделе с момента окончания обработки) в скважине идет интенсивное воздействие биопрепарата на нефтяную линзу: плотность нефти выросла с 0,8497 до 0,8529 г/см³, температура плавления парафина поднялась с 47 до 50 °С, массовая доля парафина снизилась с 2,16 до 1,21 %, выросло содержание асфальтенов с 0,12 до 0,45 %. Данные изменения свойств нефти произошли в результате воздействия биопрепарата на низкокипящие фракции нефти ($t_{\text{кип}} < 200$ °С).

Данные по фракционному составу нефти показали также, что в результате воздействия биопрепарата в нефти уменьшилась не только доля низкокипящей фракции, но также и высококипящей ($t_{\text{кип}} > 300$ °С) с одновременным увеличением доли фракции с $t_{\text{кип}} = 200-300$ °С, дополнительные компоненты которой образовались, по-видимому, в результате разложения высококипящей фракции биопрепаратом, так как, если бы биопрепарат воздействовал только на низкокипящую фракцию, то должны были вырасти доли всех остальных фракций

без исключения. В основном, действию биопрепарата подверглись углеводороды со следующей длиной цепи: н-алканы – C_{12} и C_{26} – C_{31} , изопреноиды – C_{14} , C_{15} , C_{20} .

Таблица 4.1 – Результаты анализа физико-химических свойств нефтей из скв СС-4

Индекс пробы	П-2нефть/06	П-4нефть/06
Место и условия отбора	скв. СС-4 (до обработки)	скв. СС-4 (после обработки через 10 дней)
Содержание воды (по ГОСТ 2477-65), %	отсутств.	отсутств.
Плотность нефти при 20°C (по ГОСТ 3900-85), г/см ³	0,8497	0,8529
Содержание асфальтенов, %	0,12	0,45
Содержание смол силикагелевых, %	8,46	8,14
Массовая доля парафина (по ГОСТ 11851-85), %	2,16	1,21
Температура плавления парафина, °С	47	50
фракционный состав: начало кипения, °С	65	65
до 100 °С, % об.	6,0	5,0
до 150 °С, % об.	20,0	19,0
до 200 °С, % об.	32,0	31,0
до 250 °С, % об.	41,0	41,0
до 300 °С, % об.	59,0	65,0

В результате действия биопрепарата на данном этапе из нефтяной линзы скважины СС-4 было удалено н-алканов – 0,71 г/100 г нефти, изопреноидных углеводородов – 0,14 г/100 г нефти (или примерно по 10 % от их содержания).

Выводы по использованию биопрепарата. Аналогичные разработки (патенты №№ 2107042, 1838598, 1264634, 2232806, 2043312) имеют ряд недостатков: большая трудоемкость и техническая сложность работ по выделению анаэробных микроорганизмов и наращиванию их биомассы, невозможность применения для обработки карстовых подземных вод, содержащих растворенный кислород, низкая эффективность в случаях высокой степени загрязненности нефтью, материальные затраты, связанные с откачкой воды, ее отстаиванием и аэрацией, а также применимость способа только при низком остаточном содержании нефтепродуктов в воде.

Проведенные исследования показали, что выделенное микробное сообщество способно использовать углеводороды нефти для поддержания своей

жизнедеятельности и, следовательно, может быть использовано для интродукции в нефтезагрязненные подземные воды массива с целью их биологической очистки. Данный консорциум может быть применен для очистки не только подземных, но и поверхностных и сточных вод. Его эффективность будет зависеть от конкретных (геохимических, литологических, гидродинамических) природных условий. Метод может быть использован как самостоятельный, так и как дополнительный к традиционным и повышать при этом эффективность очистки. Особый эффект данной технологии можно ожидать при очистке пород от сорбированных нефтепродуктов в зоне сезонного колебания уровня подземных вод.

Следует отметить, что в подземных водах, загрязненных большими дозами органических веществ, создается восстановительная обстановка, вследствие чего деятельность аэробных окисляющих микроорганизмов становится невозможной. В таких случаях процессы естественного самоочищения идут за счет деятельности факультативно анаэробных и анаэробных микроорганизмов [98, 107, 111]. Так, в подземных водах, загрязненных нефтью и нефтепродуктами, часто обнаруживают способные к их анаэробному окислению сульфатвосстанавливающие бактерии [97, 106, 111, 113]. Поэтому ускорение естественного самоочищения таких подземных вод может быть достигнуто активизацией деятельности анаэробного сульфатвосстанавливающего сообщества путем добавления дополнительных легко метаболизируемых микроорганизмами субстратов (например, органических кислот или углеводов) [104]. Образующийся в процессе сульфатредукции сероводород будет мигрировать с током подземных вод, окисляться до элементарной серы на окислительном геохимическом барьере и выпадать в осадок.

В результате действия биопрепарата плотность нефти увеличивалась на 0,4 %, содержание силикагелевых смол уменьшалось на 4 %, массовая доля парафина снижалась на 44 %.

Следует учитывать, что в условиях натурального эксперимента вследствие движения нефтяной линзы и подземных вод, разбавления, диффузии происходит

изменение, как концентрации препарата, так и биodeградируемой нефти. Это не позволяет на данном этапе дать точную количественную оценку процесса биodeградации нефти. По примерным оценкам для биodeградации 1 тонны нефти необходимо 70 литров биопрепарата. При этом воздействию препарата подвергаются алканы нормального и изопреноидного строения как наиболее водорастворимые подвижные фракции нефти и поэтому вносящие основной вклад в загрязнение Камского водохранилища.

Рекомендуемая частота внесения препарата составляет один раз в 7-10 дней в количестве 15-20 литров. За время экспериментов за счет биodeградации было удалено около 1,9 тонны нефти. Таким образом, предлагаемый метод может быть использован как дополнительный к откачке нефти из линзы.

4.3 Оценка эффективности использования предлагаемого комплекса методов

Для расчета экономической эффективности предлагаемой технологии необходимо выяснить количественные характеристики источника загрязнителя – линзы нефти на поверхности трещинно-карстовых вод.

4.3.1 Характеристика нефтяной линзы и ее воздействия на сульфатный массив

В связи с этим была проведена оценка распространения нефтепродуктов в районе исследований, выполнена на основе методики, предложенной В. М. Гольдбергом и др. [88], согласно которой, для понимания масштаба проблемы проводится оценка как самой линзы, так и разгрузки загрязненных нефтепродуктами подземных вод в водохранилище.

Оценка плавающей линзы нефтепродуктов. Показателями техногенной плавающей линзы являются: величина занимаемой площади, средняя мощность и запасы нефтепродуктов в линзе.

Площадь рассматриваемой линзы нефтепродуктов оценивалась по данным полевых работ и режимным наблюдениям:

$$F \approx 600\,000 \text{ м}^2 = 60 \text{ га} = 0,6 \text{ км}^2. \quad (4.1)$$

По классификации В. М. Гольдберга линза по значению площади имеет IV градацию.

Важнейшим показателем линзы является ее **средняя мощность**:

$$m_{\text{H}} = \frac{m_{\text{H}(1)} + m_{\text{H}(2)} + \dots + m_{\text{H}(n)}}{N}, \quad (4.2)$$

где N – количество определений мощности нефтепродукта на площади линзы;

$m_{\text{H}(1)}, m_{\text{H}(2)}, m_{\text{H}(n)}$ – мощности линзы нефтепродуктов в отдельных точках.

На основе данных по режимным наблюдениям в скважинах (прил. Б) средняя мощность линзы равна:

$$m_{\text{H}} = \frac{211,11}{262} = 0,81 \text{ м}. \quad (4.3)$$

По данному значению средней мощности линза относится ко II категории.

Общие запасы нефтепродуктов в линзе определяются по формуле:

$$W_o = F * m_{\text{H}} * n, \quad (4.4)$$

где n – коэффициент пустотности грунтов, насыщенных нефтепродуктами (в районе исследований данный показатель имеет значение около 30 %;

F – площадь линзы нефтепродуктов;

m_{H} – средняя мощность нефтепродуктов в линзе.

$$W_o = 600\,000 \text{ м}^2 * 0,81 \text{ м} * 0,3 = 145\,800 \text{ м}^3. \quad (4.5)$$

Данное значение общих запасов линзы нефтепродуктов принадлежит к VI категории. Линзы с категориями запасов от IV и выше могут представлять промышленный интерес в местных масштабах.

Таким образом, по результатам оценки линзы нефтепродуктов (таблица 4.2) можно говорить о ее значительных размерах, а также о возможности ее эксплуатации в промышленных целях.

Таблица 4.2 – Оценка линзы нефтепродуктов

Показатель	Значение	Категория (унифицированная запись)
Площадь (F), м ²	600 000	$F(VI)$
Средняя мощность (m_H), м	0,81	$m_H(II)$
Общие запасы (W_o), м ³	145 800	$W_o(VI)$

Оценка разгрузки загрязненных нефтепродуктами подземных вод в водохранилище. Оценка разгрузки загрязненных нефтепродуктами подземных вод в водохранилище сводится к расчету времени достижения водоема загрязненными подземными водами, расхода разгружающихся загрязненных подземных вод и количества нефтепродуктов, сносимых в водоем разгружающимися подземными водами.

Время (t) достижения водоема загрязненными подземными водами определяется по формуле:

$$t = \frac{xn}{k_{\phi} I}, \quad (4.6)$$

где x – расстояние от предполагаемого источника загрязнения до водоема (расстояние от предполагаемого центра линзы нефти);

n – пористость водоносных пород;

k_{ϕ} – коэффициент фильтрации водоносных пород;

I – уклон потока подземных вод.

Для расчетов необходимо вычислить коэффициент фильтрации и уклон потока:

$$k_{\phi} = k' \frac{\gamma}{\mu}, \quad (4.7)$$

где k' – коэффициент проницаемости (Д);

γ – удельный вес воды (г/см³);

μ – вязкость воды (мПа*с).

$$\gamma \approx 6,45 \cdot 10^{-4} \cdot M + 1, \quad (4.8)$$

где M – минерализация, г/дм³.

$$\mu = (0,39 - 0,0171 * \lg(t)) * 10^{1,73\gamma}, \quad (4.9)$$

где t – пластовая температура, °С.

Пластовая температура по полевым данным находится на уровне 5 °С.

Для расчетов коэффициент проницаемости k' возьмем равным 68,8 Д (по классификации Н. А. Плотникова [72] для хорошо проницаемых пород (закарстованных, трещиноватых).

$$k_{\phi} = 68,8 \frac{6,45 * 10^{-4} * 3,41 + 1}{(0,39 - 0,0171 * \lg 5) * 10^{1,73 * 1,002}} = 3,37 \text{ м/сут.} \quad (4.10)$$

Уклон потока вычисляется по следующей формуле:

$$I = \frac{H_1 - H_2}{N'}, \quad (4.11)$$

где H_1 и H_2 – значения соседних изолиний;

N' – расстояние по нормали между соседними гидроизогипсами с учетом масштаба карты (рисунок 4.6).

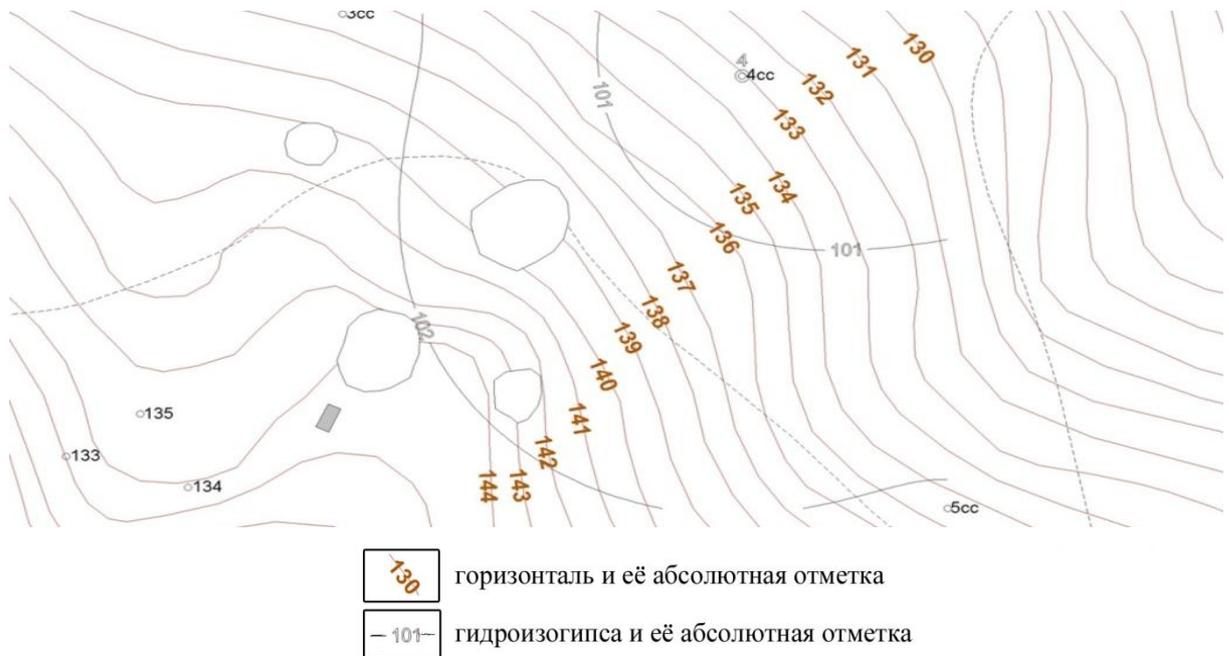


Рисунок 4.6 – Фрагмент карты гидроизогипс района исследования. Масштаб 1:1500

$$I = \frac{135 - 134}{57} = 0,02. \quad (4.12)$$

Таким образом, рассчитываем время достижения водоема загрязненными подземными водами:

$$t = \frac{530 * 0,3}{3,37 * 0,02} = 2359,1 \text{ сут} = 6,5 \text{ лет} \quad (4.13)$$

Расход загрязненных подземных вод в водохранилище (Q_3) может быть оценен по формуле:

$$Q_3 = L m k_\phi I, \quad (4.14)$$

где L – ширина прибрежного участка, в пределах которого происходит разгрузка загрязненных подземных вод в водохранилище (рассматривается участок интенсивной разгрузки в соответствии с результатами исследования территории);
 m – средняя мощность водоносного горизонта в прибрежной зоне (по данным бурения);

k_ϕ – коэффициент фильтрации;

I – уклон потока подземных вод.

$$Q_3 = 383 \text{ м} * 18 \text{ м} * 3,37 \text{ м/сут} * 0,02 = 464,7 \text{ м}^3/\text{сут}. \quad (4.15)$$

Количество нефтепродуктов, сносимых в водоем разгружающимися подземными водами из области их углеводородного загрязнения (W_3), приближенно равно:

$$W_3 = Q_3 C_3, \quad (4.16)$$

где C_3 – концентрация углеводородов в подземных водах в прибрежной зоне (среднее значение по данным анализов).

$$W_3 = 464,7 \text{ м}^3/\text{сут} * 3,98 \text{ г/м}^3 = 1849,3 \text{ г/сут} = 1,8 \text{ кг/сут}. \quad (4.17)$$

Результаты оценки разгрузки загрязненных нефтепродуктами подземных вод в водохранилище сведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Оценка разгрузки загрязненных нефтепродуктами подземных вод в водохранилище

Показатель	Значение
Время достижения водоема загрязненными подземными водами, годы	6,5
Расход загрязненных подземных вод в водохранилище, м ³ /сут	464,7
Количество нефтепродуктов, сносимых в водохранилище разгружающимися подземными водами, кг/сут	1,8

Исходя из вышеизложенных расчетов, можно сделать вывод о том, что размеры сформировавшейся линзы нефтепродуктов в районе рассматриваемого месторождения нефти и, следовательно, ее влияние на массив и водохранилище весьма значительные, а запасы нефти в линзе таковы, что их можно рассматривать как эксплуатационные. Таким образом, откачка нефтепродуктов из линзы будет иметь положительный эффект и с экологической, и с экономической точки зрения.

Расчеты выполнены с существенными допущениями. Для более достоверных данных необходимо проведение комплекса работ и специальных исследований [60].

4.3.2 Оценка экономической эффективности использования предлагаемой технологии

Расчет экономической эффективности природоохранных мероприятий основывается на сопоставлении затрат на их осуществление с экономическим результатом, достигаемым благодаря этим мероприятиям [9, 80].

Общая (абсолютная) экономическая эффективность природоохранных мероприятий определяется как отношение полного экономического эффекта к приведенным затратам на осуществление этих мероприятий по следующей формуле:

$$\mathcal{E}_a = \frac{\sum_i^n \mathcal{E}}{C + E_n * K}, \quad (4.18)$$

где \mathcal{E} – полный экономический эффект i -го вида природоохранных технологий, руб.;

C – текущие затраты, руб.;

K – капитальные затраты, руб.;

E_n – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений ($E_n = 0,12$).

Полный экономический эффект от предлагаемой технологии использования комплекса методов рассчитывается как разница между прибылью, полученной от продажи откаченной нефти (поскольку она имеет товарные качества), и суммой затрат. Для удобства расчетов вычисления произведены из расчета на 1 м^3 :

$$\mathcal{E} = \Pi - \sum \mathcal{Z}; \quad (4.19)$$

$$\sum \mathcal{Z} = \sum \mathcal{Z}_o + \sum \mathcal{Z}_m; \quad (4.20)$$

$$\sum \mathcal{Z}_o = \mathcal{Z}_{noc} + \mathcal{Z}_{nep} = \frac{St_{ycm}}{W_o} + St_{\mathcal{E}/\mathcal{E}} = \frac{St_{ycm}}{W_o} + St_{1квт/час} * M_{ком} * t; \quad (4.21)$$

$$\sum \mathcal{Z}_m = St_m, \quad (4.22)$$

где \mathcal{E} – полный экономический эффект от предлагаемой технологии использования комплекса методов (для удаления 1 м^3 нефти из линзы);

Π – прибыль, полученная от продажи 1 м^3 нефти из линзы;

$\sum \mathcal{Z}$ – сумма всех затрат: $\sum \mathcal{Z}_o$ – суммарные затраты на откачку 1 м^3 нефти из линзы, \mathcal{Z}_{noc} и \mathcal{Z}_{nep} – затраты постоянные и переменные;

St_{ycm} – стоимость установки для откачки нефти из линзы (равно 1 млн руб.);

W_o – общие запасы нефти в линзе (равные $145\,800 \text{ м}^3/\text{см}$. раздел 4.3.1);

$St_{\mathcal{E}/\mathcal{E}}$ – стоимость электроэнергии, затрачиваемой для откачки 1 м^3 нефти из линзы;

$St_{1квт/час}$ – стоимость 1 квт/час (для юридических лиц на 01.10.13 равен 4,1 руб.);

$M_{ком}$ – мощность компрессора в установке (равна 1,5 квт/час);

t – время, за которое откачивается 1 м^3 нефти из линзы (опытно установлено $t=4$ ч);

$\sum Z_m$ – затраты на микробиологическую деструкцию 1 м^3 нефти в линзе;

St_m – стоимость биопрепарата для биодеградации 1 м^3 нефти в линзе.

Таким образом, вычисляем постоянные и переменные затраты для откачки 1 м^3 нефти из линзы:

$$Z_{noc} = \frac{St_{yctm}}{W_o} = \frac{1000000}{145800} = 6,86 \text{ руб.} \quad (4.23)$$

$$Z_{nep} = St_{\varepsilon/\varepsilon} = St_{1квт/час} * M_{ком} * t = 4,1 * 1,5 * 4 = 24,60 \text{ руб.} \quad (4.24)$$

$$\sum Z_o = Z_{noc} + Z_{nep} = 6,86 + 24,60 = 31,46 \text{ руб.} \quad (4.25)$$

Для расчета затрат по микробиологическому методу необходимо определить затраты для деструкции 1 м^3 нефти в линзе. Опытно установлено, что для биодеградации 1 т нефти необходимо 70 л препарата. Отсюда при пересчете на 1 м^3 нефти необходимо 60 л биопрепарата (для нефти $1 \text{ т} = 1,165 \text{ м}^3$). При его стоимости в 50 руб. за 1 л затраты для деструкции 1 м^3 нефти в линзе равны:

$$St_m = 60 * 50 = 3000 \text{ руб.} \quad (4.26)$$

Прибыль от дальнейшей продажи извлекаемой нефти рассчитана как 30 % от рыночной стоимости нефти.

Средняя стоимость 1 барреля нефти составляет 100 USD (исходя из планов бюджета на 2014-2016 гг.). 1 баррель = $0,158987 \text{ м}^3$.

Таким образом, стоимость 1 м^3 нефти = 628,98 USD.

Рассчитываем прибыль, полученную от продажи 1 м^3 нефти из линзы (при курсе 1 USD = 32,29 руб. на 01.10.13):

$$П = 30 \% * St_{товарной\ нефти} = 0,3 * 628,98 = 188,69 \text{ USD} = 6092,93 \text{ руб.} \quad (4.27)$$

Полный экономический эффект от предлагаемой технологии использования комплекса методов на 1 м^3 нефти из линзы:

$$\mathcal{E} = П - \sum Z = 6092,93 - (31,46 + 3000) = 3061,47 \text{ руб.} \quad (4.28)$$

Абсолютная экономическая эффективность предлагаемой природоохранной технологии на 1 м^3 нефти, согласно формуле 4.20, равна:

$$\mathcal{E}_{a(1\text{м}^3)} = \frac{3061,47}{(50 + 24,60) + 0,12 * 6,86} = 40,59 \text{ руб.} \quad (4.29)$$

Учитывая, что общие запасы $W_0 = 145\,800 \text{ м}^3$, абсолютная экономическая эффективность технологии составляет:

$$\mathcal{E}_a = 40,59 * 145\,800 = 5\,918\,355 \text{ руб.} \quad (4.30)$$

Произведем расчет срока окупаемости установки (Т):

$$T = \frac{St_{ycm} * t}{\mathcal{E}} = \frac{1000000 * 4}{3061,47} = 1306,56 \text{ часов} = 54,44 \text{ дней.} \quad (4.31)$$

Согласно расчетам, при круглосуточной работе установки, ее стоимость окупится за 55 дней.

Таким образом, результаты экономической оценки предлагаемой технологии по использованию комплекса методов для очистки нефтезагрязненных подземных вод и пород массива свидетельствуют о достаточной эффективности их применения в данных условиях. Стоит отметить, что помимо явного положительного экологического эффекта, также данный проект обладает и экономической привлекательностью. К тому же в экономической оценке не просчитан социальный эффект, который может быть выражен в улучшении природных ресурсов на берегу водохранилища, тем самым предоставляя возможность для создания рекреационных территорий, в улучшении качества жизни, экономии затрат на санацию акватории водохранилища. Также данный массив может быть рассмотрен как потенциальный на разработку сульфатных пород, и его очистка, соответственно, представляет экономический интерес.

Выводы

Разработана технология по борьбе с загрязнением сульфатного массива с учетом особенностей нефтяного загрязнения и особых требований к ликвидации его очага, расположенного вблизи крупного водохранилища, заключающийся в откачке нефти по технологии, исключающей извлечение воды на поверхность с дальнейшей деструкцией оставшихся нефтепродуктов аборигенными микроорганизмами.

В результате опытно-промышленных работ показана реальная возможность откачки нефти из линзы без забора воды. При этом откаченная нефть без какой-либо обработки включалась в производственный цикл. В результате опытно-промышленных работ показано, что можно откачать не менее 90 % нефти из линзы.

Биологический метод предполагает использование специально выделенных из природной среды нефтеокисляющих микроорганизмов, которые не являются чужеродными для нее и не оказывают вредного воздействия какого-либо рода. Разработанная технология основана на методах откачки нефти по специальной технологии и интенсификации биохимической деструкции нефти, которые могут использоваться параллельно, поскольку они не исключают, а дополняют друг друга.

Экономическая оценка эффективности предлагаемого комплекса методов очистки подземной гидросферы от нефтяного загрязнения, основанная на результатах опытно-промышленных испытаний, показала их высокую эффективность: высокая степень извлечения нефтепродуктов, возможность использования откаченной нефти для дальнейшей переработки, низкие затраты микробиологического метода деструкции нефтепродуктов, быстрый срок окупаемости.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате полевых, лабораторных и экспериментальных исследований установлены закономерности, отражающие связь мощности нефтяного загрязнения от уровня воды в водохранилище при залегании гипсового пласта в береговых частях водоемов, зависимость содержания макрокомпонентов от величины минерализации подземных вод и высокую тесноту связи ионов железа с ионами нитритов, говорящую об активной микробиологической деятельности, что позволило разработать инновационную технологию ликвидации нефтяных загрязнений гипсоносных территорий Пермского края, что имеет большое значение для экономики Западного Урала.

Основные выводы, научные и практические результаты работы заключаются в следующем.

1. Выявлена специфика районов развития закарстованных сульфатных пород и присущей им гидросферы, способствующая, как правило, более интенсивному распространению загрязнения, вследствие отсутствия на ряде участков покровных отложений, литологии слагающих пород, высокой степени трещиноватости и проницаемости, спецификой гидродинамики массива особенно в зоне влияния крупных водоемов при резких колебаниях уровня воды в них.

2. Предложен комплекс методов для изучения нефтяного загрязнения сульфатного массива с учетом его особенностей в карстовых районах, включающий рекогносцировочное обследование территории, наблюдения за уровнем и мощностью слоя нефти на поверхности подземных вод, выявление зон разгрузки загрязненных подземных вод в водохранилище с использованием терморезистивометрических методов, гидрогеохимическое опробование района, гидрохимическое опробование водохранилища, оценка степени активности карстовых процессов, протекающих на территории исследования, выяснение степени влияния деятельности микроорганизмов на нефтяное загрязнение и карстообразование.

3. Установлены линейная зависимость с обратно пропорциональной связью мощности нефтяной линзы в нижней части закарстованного гипсового пласта от уровня воды в водохранилище при его залегании в береговых частях водоемов, а также линейная зависимость содержания макрокомпонентов (HCO_3^- , SO_4^{2-} , Ca^{2+} , $\text{Na}^+ + \text{K}^+$) от величины минерализации подземных вод, и доказано, что высокая теснота связи ионов железа двухвалентного с ионами нитритов свидетельствует об активной микробиологической деятельности аборигенных микроорганизмов.

4. Выявлены основные причины загрязнения сульфатного закарстованного массива, которыми стали утечки из аварийных и дефектных скважин, аварийные сбросы нефти в карстовые воронки в первые годы эксплуатации месторождения, аварии на нефтепроводах. Изучен механизм загрязнения закарстованного сульфатного массива, заключающийся в формировании линзы нефти на поверхности трещинно-грунтовых вод за счет беспрепятственного проникновения загрязнителя из-за отсутствия покровных отложений, высокой степени пустотности массива, образования гидродинамической ловушки в береговой зоне с выносом подземными водами растворимых нефтепродуктов и дальнейшей субаквальной разгрузкой в водохранилище.

5. Разработана технология по борьбе с загрязнением сульфатного массива с учетом особенностей нефтяного загрязнения и особых требований к ликвидации его очага, расположенного вблизи крупного водохранилища, заключающаяся в откачке нефти по технологии, исключающей извлечение воды на поверхность, с дальнейшей деструкцией оставшихся нефтепродуктов аборигенными микроорганизмами.

6. Показана эффективность предлагаемой технологии: высокая степень извлечения нефтепродуктов, возможность использования откаченной нефти для дальнейшей переработки, низкие затраты микробиологического метода, быстрый срок окупаемости, возможность введения перспективного массива в промышленную эксплуатацию, что позволит увеличить балансовые запасы и благоприятно скажется на экономике Западного Урала. После проведения работ на данной территории можно вести разработку месторождений гипса, что стало

возможным вследствие выявленного механизма загрязнения, позволившего решить проблему, которой занимались многие организации, начиная с 70-х годов прошлого века.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

А) Опубликованная

1. Бельтюков, Г. В. Карстовые и гипергенные процессы в эвапоритах: автореферат дис. ... док. геол.-мин. наук. – Пермь: Перм. ун-т, 2000. – 40 с.
2. Блинова, Т. С. Прогноз геодинамики неустойчивых зон / Т. С. Блинова. – Екатеринбург: УрО РАН, 2003. – 203 с.
3. Буданов, Н. Д. Гидрогеологические условия Кизеловского каменноугольного бассейна и некоторые вопросы дальнейшей его разработки / Н. Д. Буданов, И. Н. Сидоров // Тр. ин-та геологии Урал. фил. АН СССР, 1962. – Вып. 62. – С. 161-170.
4. Бузмаков, С. А. Техногенные изменения компонентов природной среды в нефтедобывающих районах Пермской области / С. А. Бузмаков, С. М. Костарев – Пермь: Изд-во Перм. ун-та, 2003. – 171 с.
5. Бурдынь, Т. А. Химия нефти, газа и пластовых вод / Т. А. Бурдынь, Ю. Б. Закс. – М.: «Недра», 1975. – 216 с.
6. Бутырина, К. Г. Гипсовый карст центральной части Пермской области: дис. ... канд. геогр. наук / К. Г. Бутырина. – Пермь, 1968.
7. Быков, В. Н. Нефтегазовое карстование / В. Н. Быков. – Пермь: Изд-во Пермского гос. ун-та, 2002. – 351 с.
8. Вахрушев, Г. В. К истории развития ландшафта Южного Урала и Предуралья в неогеновое и четвертичное время / Г. В. Вахрушев // Почвы Ю.Урала и Поволжья. – Вып. 4. – Уфа, 1960. – С. 33-45.
9. Временная типовая методика определения экономической эффективности осуществления природоохранных мероприятий и оценки экономического ущерба, причиняемого народному хозяйству загрязнением окружающей среды. Одобрена Постановлением Госплана СССР, Госстроя СССР, Президиума АН СССР от 21.10.1983 № 254/284/134.
10. Габбасова, И. М. Биотехнология // И. М. Габбасова [и др.]. – 2002. – № 2. – С. 57-65.

11. Гвоздецкий, Н. А. Карст // Н. А. Гвоздецкий. – Москва: Изд-во «Мысль», 1981. – 214 с.
12. Геология и геохимия нефти и газа: учебник / О. К. Баженова, Ю. К. Бурлин, Б. А. Соколов, В. Е. Хаин; под ред. Б. А. Соколова. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Издательство Московского университета; Издательский центр «Академия», 2004. – 415 с.
13. Гидрогеологические основы охраны подземных вод. – М.: Центр международных проектов ГКНТ, 1984. – 411 с.
14. Гидрогеология СССР. Том XIV. Урал. Редактор В. Ф. Прейс. – Уральское территориальное геологическое управление. – М.: «Недра». – 1972. – 648 с.
15. Гольдберг, В. М. Гидрогеологические основы охраны подземных вод от загрязнения / В. М. Гольдберг, С. Газда. – М.: «Недра», 1984. – 260 с.
16. Горбунова, К. А. К вопросу формирования химического состава карстовых вод / К. А. Горбунова. – Химическая география, 1961. – Вып. 1. – С. 59-63.
17. Горбунова, К. А. Типы разгрузки карстовых вод в районах гипсово-ангидритового карста / К. А. Горбунова, Н. Г. Максимович // Европейска регионална конференция по спелеология: Сб. от материали. – София, 1981. – С. 439-441.
18. Горбунова, К. А. Карстование. Вопросы типологии и морфологии карста: Учебное пособие по спецкурсу / К. А. Горбунова. – Пермь: Перм. ун-т, 1985. – 88 с.
19. Горбунова, К. А. Техногенное воздействие на закарстованные территории Пермской области / К. А. Горбунова, Н. Г. Максимович // География и природные ресурсы. – 1991. – № 3. – С. 42-46.
20. Горбунова, К. А. Карст и пещеры Пермской области / К. А. Горбунова, В. Н. Андрейчук, В. П. Костарев, Н. Г. Максимович. – Пермь: Изд-во Перм. ун-та, 1992. – 200 с.
21. Давыдова, С. Л. Нефть и нефтепродукты в окружающей среде: учебное пособие / С. Л. Давыдова, В. И. Тагасов. – М.: Изд-во РУДН, 2004. – 163 с.

22. Даровских, Н. А. Геология и поиски месторождений поделочного гипса / Н. А. Даровских, А. И. Кудряшов. – Пермь: ГИ УрО РАН, 2001. – 161 с.
23. Дублянский, В. Н. Карст мира // В. Н. Дублянский, Г. Н. Дублянская. – Пермь: Изд-во Пермского гос. ун-та, 2007. – 331 с.
24. Дубровин, Л. И., Камское водохранилище / Л. И. Дубровин, Ю. М. Матарзин, И. А. Печеркин. – Пермь: Пермское книжное издательство, 1959. – 176 с.
25. Егоренко, Л. И. Геоэкология: Учебное пособие /Л. И. Егоренко, Б. И. Кочуров. – М.: Финансы и статистика, – 2005. – 320 с.
26. Егоров, Н. Н. Особенности загрязнения подземных вод и грунтов нефтепродуктами / Н. Н. Егоров, Ю. К. Шипулин // Водные ресурсы. – 1998. – т. 25. – № 5. – С. 598-602.
27. Еременко, Н. А. Геология нефти и газа / Н. А. Еременко. – М.: Гостоптехиздат, 1961. – 372 с.
28. Зверев, В. П. Гидрохимические исследования системы гипсы – подземные воды / В. П. Зверев. – Москва: Изд-во «Наука». – 1967 г., 100 с.
29. Капустина, Е. С. Разработка технических средств защиты месторождений песчано-гравийных смесей от загрязнения нефтепродуктами: автореферат дис. ... канд. тех. наук / Е. С. Капустина. – Тула, 2012.
30. Катаев, В. Н. Геологические основы моделей карстовых массивов / В. Н. Катаев, К. А. Горбунова // Вестник Пермского университета. Геология. – Пермь. – Вып. 4. – 1997. – С. 137-147.
31. Катаев, В. Н. Методология и практика сравнительно-оценочного карстологического районирования: Учебное пособие по спецкурсу / В. Н. Катаев. – Пермь: Перм. гос. ун-т, 2001. – 85 с.
32. Катаев, В. Н. Основы структурного карстования: Учеб. пособие по спецкурсу / В. Н. Катаев. – Пермь: Перм. гос. ун-т, 2004. – 109 с.
33. Катаев, В. Н., Типы карста Пермского края / В. Н. Катаев, Н. Г. Максимович, О. Ю. Мещерякова // Вестник Балтийского федерального университета им. И. Канта. – 2013. – Вып. 1. – С. 56-66.

34. Квасников, Е. И. Микроорганизмы – деструкторы нефти в водных бассейнах / Е. И. Квасников, Т. М. Ключникова. – Киев: Наукова думка, 1981. – 132 с.
35. Коронелли, Т. В. Принципы и методы интенсификации биологического разрушения углеводов в окружающей среде / Т. В. Коронелли // Прикл. биохим. и микробиол. – 1996. – Т. 32. – № 6. – С. 579-585.
36. Костарев, В. П. Гипсо-ангидритовые останцы Приуралья / В. П. Костарев, Е. А. Иконников // Карст Нечерноземья. – Пермь, 1980. – С. 22-23.
37. Костарев, В. П. К изучению геолого-гидрогеологических условий развития карста Кишертско-Суксунского района / В. П. Костарев // Состояние, задачи и методы изучения глубинного карста СССР. – М., 1982. – С. 82.
38. Костарев, В. П. О карстогенных образованиях Пермского Приуралья / В. П. Костарев // Петрогенетич., историко-геол. и пространственные вопросы в инженерной геологии. – М.: МГУ, 2002. – С. 57-58.
39. Костарев, В. П. К постановке карстомониторинга на Полазненском полуострове / В. П. Костарев, В. Е. Малахов, В. И. Серебрянникова // Проблемы инженерных изысканий в Урал. регионе. – Екатеринбург, 2003. – С. 22-28.
40. Кузнецов, С. И. Введение в геологическую микробиологию / С. И. Кузнецов, М.И. Иванов, Н. Н. Ляликова; отв. ред. А. А. Имшенецкий. – М.: Ин-т микробиологии, 1962. – 239 с.
41. Лузин, В. Ф. Геология и разработка техногенных залежей углеводов / В. Ф. Лузин, В. К. Савинцев, В. В. Андреев. – Иркутск: Иркут. гос. ун-т, 2006. – 131 с.
42. Лукин, В. С. Карст и условия строительства в районе пос. Полазана Пермской области / В. С. Лукин [и др.] // Вопросы проектирования. – Пермь, Перм. кн. изд-во, 1963. – С. 39-40.
43. Лукин, В. С. Провальные явления на Урале и в Предуралье. // Гидрогеологический сборник. – Свердловск, 1964. – № 3. – С. 133-160.

44. Лукин, В. С. Микросейсмичность и условия строительства в карстовых областях Предуралья / В. С. Лукин // Карст и гидрогеология Предуралья. – Свердловск: УНЦ АН СССР, 1979. – Вып. 140. – С. 59-61.

45. Лыкошин, А. Г. Карст и строительство гидротехнических сооружений / А. Г. Лыкошин, Л. А. Молоков, И. А. Парабучев. — М.: Гидротехиздат, 1992. – 320 с.

46. Лядова, Н. А. Геология и разработка нефтяных месторождений Пермского края / Н. А. Лядова, Ю. А. Яковлев, А. В. Распопов. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2010. – 335 с.

47. Максимович, Г. А. Карст Пермской области / Г. А. Максимович, К. А. Горбунова. – Пермь, 1958. – 183 с.

48. Максимович, Г. А. Основы карстования / Г. А. Максимович. – Пермь: Пермское книжное изд-во, 1963. – Т. 1. – 446 с.

49. Максимович, Г. А. Основные обстановки развития карста в Предуралье и на Западном Урале / Г. А. Максимович // Вопросы инженерного карстования: Тез. докл. инжен.-геол. совещ. – Кунгур, 1972. – С. 4-9.

50. Максимович, Г. А. Карст карбонатных нефтегазоносных толщ: учебное пособие / Г. А. Максимович, В. Н. Быков. – Пермь: Перм. ун-т, ин-т карстования и спелеологии, 1978. – 96 с.

51. Максимович, Н. Г. О роле карста в формировании нефтяного загрязнения гидросферы в районе п. Полазна / Н. Г. Максимович, С. В. Казакевич, В. В. Никифоров // Геология и полезные ископаемые Западного Урала: Материалы регион. науч.-практ. конф. – Пермь: Перм. ун-т, 2005. – С. 290-295.

52. Максимович, Н. Г. Методы борьбы с нефтяным загрязнением на закарстованных берегах водохранилищ / Н. Г. Максимович, О. Ю. Мещерякова // Экология урбанизированных территорий. – 2009 а. – № 4. – С. 55-58.

53. Максимович, Н. Г. Механизм нефтяного загрязнения в районе закарстованных берегов водохранилищ и методы улучшения экологической ситуации / Н. Г. Максимович, О. Ю. Мещерякова // Современные проблемы водохранилищ и их водосборов. Т. 1: Гидро- и геодинамические процессы.

Химический состав и качество воды: тр. Междунар. науч. – практ. конф. (26 мая – 28 мая 2009 г., Пермь) – Пермь, 2009 б. – С. 265-270.

54. Максимович, Н. Г. Опыт очистки подземных вод от нефтяного загрязнения биологическими методами / Н. Г. Максимович, В. Т. Хмурчик, О. Ю. Мещерякова // Промышленная безопасность и экология. – 2009 в. – № 4 (37). – С. 34-36.

55. Максимович, Н. Г. Комбинированные методы очистки подземных вод от нефтяного загрязнения / Н. Г. Максимович, В. Т. Хмурчик, О. Ю. Мещерякова, А. В. Денисов // Ресурсно-экологические проблемы в XXI веке: инновационное недропользование, энергетика, экологическая безопасность и нанотехнологии: материалы Междунар. конф. Москва-Алушта, 27 сентября-04 октября 2009 г. – М.: РУДН, 2009 г. – С. 264-267.

56. Максимович, Н. Г. Микробиологические процессы при нефтяном загрязнении карстовых массивов / Н. Г. Максимович, О. Ю. Мещерякова, В. Т. Хмурчик // Актуальные проблемы экологии и природопользования: сборник научных трудов. – Вып. 12. – М: ИПЦ «Луч», 2010. – С. 89-93.

57. Матарзин, Ю. М. Гидрология водохранилищ / Ю. М. Матарзин. – Пермь: Изд-во ПГУ, ПСИ, ПССГК, 2003. – 296 с.

58. Мещерякова, О. Ю. Очистка нефтезагрязненных подземных вод в районе распространения карстующихся сульфатных пород / О. Ю. Мещерякова // Вестник молодых ученых: материалы конференции студентов, аспирантов и молодых ученых геологического факультета Пермского государственного университета. – Пермь, 2009. – С. 149-153.

59. Мещерякова, О. Ю. Факторы миграции и трансформации нефти в геологической среде / О. Ю. Мещерякова // Проблемы геологии и освоения недр: труды XIV международного симпозиума им. академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 65-летию Победы советского народа над фашистской Германией в Великой Отечественной Войне 1941-1945 гг. – Т. 2; Томский политехнический университет. – Томск. Изд-во Томского политехнического университета, 2010. – С. 368-370.

60. Мещерякова, О. Ю. Расчет характеристик линзы нефтепродуктов, сформировавшейся на поверхности трещинно-карстовых вод в районе водохранилища / О. Ю. Мещерякова // Геология в развивающемся мире: материалы I Всероссийской конференции студентов, аспирантов и молодых ученых: в 2 т. / отв. ред. С. М. Блинов. – Т. 2. – Пермь: – Перм. гос. ун-т, 2010. – С. 70-72.

61. Мещерякова, О. Ю. Оценка степени активности карстовых процессов (на примере Полазненского участка) / О. Ю. Мещерякова // Вестник Пермского университета. Геология. – 2011. – Вып. 1(10). – С. 83-91.

62. Мещерякова, О. Ю. Особенности нефтяного загрязнения карстовых районов Пермского края / О. Ю. Мещерякова // Геология в развивающемся мире (по материалам Международной конференции студентов, аспирантов и молодых ученых) / отв. ред. Е. Н. Батулин. – Пермь: – Перм. гос. ун-т, 2011. – С. 254-256.

63. Мещерякова, О. Ю. Особенности нефтяного загрязнения карстовых районов / О. Ю. Мещерякова, Н. Г. Максимович // Геология и полезные ископаемые Западного Урала: материалы юбилейной конф., посвященной 80-летию геолог. ф-та и 95-летию Перм. ун-та / гл. ред. Р.Г. Ибламинов. – Пермь: Перм. гос. нац. иссл. ун-т, 2011. – С. 188-190.

64. Минерально-сырьевые ресурсы Пермского края. Энциклопедия / глав. ред. А. И. Кудряшов. – Пермь: Изд-во «Книжная площадь», 2006. – 464 с.

65. Минькевич, И. И. Гидрогеологические особенности районов развития сульфатных карстующихся пород Пермского Прикамья: дис. ... канд. геол.-мин. наук / Минькевич Ирина Игоревна. – Пермь, 2003. – 295 с.

66. Михайлов, А. Е. Полевые методы изучения трещин в горных породах / А. Е. Михайлов. – М.: Гос. научн.-техн. изд. литерат. по геологии и охране недр, 1956. – 131 с.

67. Морозов, Н. В. Влияние условий среды на развитие нефтеразлагающих микроорганизмов / Н. В. Морозов, В. Н. Николаев // Гидробиологический журнал, 1978, 14. – № 4. – 55 с.

68. Назаров, Н. Н. Геоморфолого-климатическое районирование Пермского Урала и Предуралья / Н. Н. Назаров // *Вопр. физ. географии и геоэкологии Урала*. – Пермь, 1996. – С. 84-98.

69. Оборин, А. А. О природе нефтяного загрязнения Камского водохранилища в районе Полазненского месторождения нефти / А. А. Оборин, Т. А. Одинцова, Е. И. Вохмянина // *Техногенные отложения и охрана окружающей среды: тез. докл. науч.-техн. семинара*. – Пермь, 1989. – С. 39-41.

70. Оборин, А. А. Нефтезагрязненные биогеоценозы (Процессы образования, научные основы восстановления, медико-экологические проблемы) / А. А. Оборин, В. Т. Хмурчик, С. А. Иларионов, М. Ю. Маркарова, А. В. Назаров. – Пермь: УрО РАН; Перм. гос. ун-т; Перм. гос. техн. ун-т., 2008. – 511 с.

71. Одинцова, Т. А. Разработка технологии идентификации и мониторинга нефтяных загрязнений: дис. ... канд. техн. наук / Т. А. Одинцова. – Пермь, 2010. – 210 с.

72. Основы гидрогеологии. Общая гидрогеология / под редакцией Е. В. Пиннекера. – Новосибирск: Наука, 1980. – 225 с.

73. Петров, Г. Н. Некоторые физиологические процессы самоочищения воды от нефти / Г. Н. Петров // *Гидробиологический журнал*, 1978, – № 4. – 52 с.

74. Печеркин, А. И. Геодинамика рельефа карстующихся массивов / И. А. Печеркин, Г. Б. Болотов. – Пермь, 1983. – 83 с.

75. Печеркин, А. И. Геодинамика сульфатного карста / И. А. Печеркин. – Иркутск: Изд-во Иркут. ун-та, 1986. – 170 с.

76. Печеркин, И. А. О гидродинамических зонах карстовых вод в условиях подпора русловыми водохранилищами. Учен. зап. / И. А. Печеркин. – Пермь: Пермс. ун-т, 1960. – Т. 15. – Вып. 1. – С. 9-13.

77. Печеркин, И. А. Геодинамика побережий Камских водохранилищ / И. А. Печеркин. – Ч. 2: Геологические процессы. – Пермь, 1969. – 308 с.

78. Печеркина, Л. В. Гидрогеология и гидрогеохимия Полазненского гипсо-ангидритового массива / Л. В. Печеркина. – Пермь: Перм. гос. ун-т; ВНИТИ, 1983. – 124 с.

79. Пиковский, Ю. И. Природные и техногенные потоки углеводородов в окружающей среде / Ю. И. Пиковский. – М.: Изд-во МГУ, 1993. – 208 с.

80. Пособие к СНиП 11-01-95 по разработке раздела проектной документации «Охрана окружающей среды», Москва 2000.

81. Ресурсы поверхностных вод СССР. Основные гидрологические характеристики. – Т. 11: Средний Урал и Приуралье. – Вып. 1. – Ред. И. Н. Моисеев. – Л.: Гидрометеиздат, 1967. – 533 с.

82. Розанова, Е. П. Микрофлора нефтяных месторождений / Е. П. Розанова, С. И. Кузнецова. – М.: Наука, 1974. – 197 с.

83. Семенович, В. В. Нефть / В. В. Семенович // Горная энциклопедия. – М.: Сов. энцикл., 1987. – Т. 3. – С. 464-465.

84. Соколов, Д. С. Основные условия развития карста / Д. С. Соколов. – М.: Госгеолтехиздат, 1962. – 322 с.

85. Солнцева, Н. П. Добыча нефти и геохимия природных ландшафтов / Н. П. Солнцева. – М.: Изд-во МГУ, 1998. – 376 с.

86. Территориальные строительные нормы Пермского края. Проектирование, строительство и эксплуатация зданий и сооружений на закарстованных территориях Пермского края. ТСН 31-11-2005. – Пермь: Администрация Пермского края, 2005.

87. Тетельмин, В. В. Геоэкология углеводородов: учебное пособие / В. В. Тетельмин, В. А. Язев. – Долгопрудный: Издательский Дом «Интеллект», 2009. – 304 с.

88. Техногенное загрязнение природных вод углеводородами и его экологические последствия / В. М. Гольдберг, В. П. Зверев, А. И. Арбузов и др. – М.: Наука, 2001. – 125 с.

89. Химия океана / ред.: О. К. Бордовский, В. Н. Иваненков. – Москва: Наука, 1979. – Т. 1: Химия вод океана. – 1979. – 518 с.

90. Хмурчик, В. Т. Микроорганизмы, карст, нефть и спелеогенез / В. Т. Хмурчик, Н. Г. Максимович, О. Ю. Мещерякова // Пещеры: сб. науч. тр. –

Пермь: Естественнонаучный институт Перм. гос. ун-та, 2010. – Вып. 33. – С. 130-135.

91. Фетисов, В. В. Гидрогеологические особенности карстующихся пород Среднего Урала и Пермского Приуралья: дис. ... канд. геол.-мин. наук / В. В. Фетисов. – Пермь, 2005. – 215 с.

92. Шестаков, В. М. Прикладная гидрогеология / В. М. Шестаков. – М.: Изд-во МГУ, 2001. – 144 с.

93. Шимановский, Л. А. Пресные подземные воды Пермской области / Л. А. Шимановский, И. А. Шимановская. – Пермь, 1973. – 197 с.

94. Юнкявичюс, Н. Н. Самоочищение северной части залива Куршю-Марес от нефтепродуктов / Н. Н. Юнкявичюс, Н. К. Янкявичюс // Физиолого-биохимические основы развития планктонных организмов в северной части залива Куршю-Марес. – Вильнюс, 1977. – 128 с.

95. Яркеева, Н. Р. Оценка равновесной насыщенности попутно-добываемых вод сульфатом кальция в зависимости от их суммарной минерализации / Н. Р. Яркеева // Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений: сб. науч. тр. / редкол. Токарев М. А. и др. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 1999. – С. 168-174.

96. Barber II, L. B. Geochemical heterogeneity in a sand and gravel aquifer: effect of sediment mineralogy and particle size on the sorption of chlorbenzenes / L. B. Barber II, E. M. Thurman, D. D. Runnels // Journal of contaminant hydrology. – 1992. – V. 9, 1/2. – P. 35-54.

97. Coates, J. D., Woodward, J., Allen, J. et al. Anaerobic degradation of polycyclic aromatic hydrocarbons and alkanes in petroleum-contaminated marine harbor sediments // Appl. Environ. Microbiol. 1997. – Vol 63, iss 9. – P. 3589–3593.

98. Criddle, C. S., McCarty, P. L., Elliott, M. C. et al. Reduction of hexachloroethane to tetrachloroethylene in groundwater // J. Contaminant Hydrol, 1986. – Vol. 1. – P. 133–142.

99. Foght, I.M., Westlake D.W.S. // Spill Technol. – Newslett, 1992. - V. 17. - № 3. - P. 1-10.

100. Ganster, D., Bonnevie, N., Gillis, C., Wenning, R. // *Ecotoxicology and environmental safety*. - 1993. - V. 25. - № 2.
101. Hatter, Y. Способ обезвреживания почвы: патент США № 5275507, 1994.
102. Hoher, H. Способ почвоочистки: патент ФРГ № 3619494, 1987.
103. Hostettler, F. et al. // *Marine pollution Bulletin*. - 1992. - V. 24. - № 2.
104. Kaiser, J. P., Bollag, J. M. Microbial activity in the terrestrial subsurface // *Experientia*. 1990. – Vol. 46. – P. 797–806.
105. Knowlton, H. E. Medium and process for disposing of hydrocarbon wastes. Патент 4385121, США, опубли. 24.05.1983.
106. Kropp, K. G., Davidova, I. A., Suflita, J. M. Anaerobic oxidation of n-dodecane by an addition reaction in a sulfate-reducing bacterial enrichment culture // *Appl. Environ. Microbiol.* 2000. – Vol 66, iss 12. – P. 5393–5398.
107. Lovley, D. R. Microbial Fe(III) reduction in subsurface environments // *FEMS Microbiol. Rev.* 1997. – Vol. 20. – P. 305–313.
108. Mackay, D.M. Ground water contamination pump-and-treat remediation / D. M. Mackay, J. A. Cherry // *Environmental science and technology*. – 1989. - V. 23. – № 6. – P. 630-636.
109. Maximovich, N. G. The influence of gypsum karst on hydrotechnical constructions in Perm region / N. G. Maximovich, O. Y. Meshcheryakova // *Geological Engineering Problems in Major Construction Projects: Proceedings of the International Symposium and the 7th Asian Regional Conference of IAEG*. – Chengdu, China, 2009. – Vol. 2. – P. 604-607.
110. Means, J. C. Sorption of polynuclear aromatic hydrocarbons by sediments and soils / J. C. Means, S. G. Wood, J. J. Hassett, W. L. Banwart // *Environmental science and technology*. – 1980. – V. 14. – № 12. – P. 1524-1528.
111. Robertson, W. J., Bowman, J. P., Franzmann, P. D. et al. *Desulfosporosinus meridiei* sp nov., a sporeforming sulfate-reducing bacterium isolated from gasoline-contaminated groundwater // *Int. J. Syst. Evolut. Microbiol.* 2001. – Vol. 51. – P. 133–140.

112. Shumilova, O. Technogenic Influence on the Perm Karst Territories / O. Shumilova // School 2006: Environment Biomonitoring and Evaluation of its Quality by Ecological Indexes, July 17-29, 2006. – Palermo-Geraci Siculo, 2006. – С. 46.

113. Townsend, T. G., Prince, R. C., Suflita, J. M. Anaerobic biodegradation of alicyclic constituents of gasoline and natural gas condensate by bacteria from an anoxic aquifer // FEMS Microbiol. Ecol. 2004. – Vol. 49. – P. 129–135.

114. <http://wp.permecology.ru>

Б) Фондовая

115. Атлас электронных карт на базе компьютерной программы ArcView GIS 3.2a, «Геокарта», 2000 г.

116. Газопровод Ямбург-Тула 1, жилищное строительство (котельная, очистные сооружения) в п. Полазна: техн. отчет. -Т 3 . – Пермь: ПермНИПИнефть, 1988.

117. Генеральный план, совмещенный с проектом детальной планировки центральной части п. Полазна Добрянского района Пермской области. Западный планировочный район: отчет о НИР. – Пермь: ВерхнекамГИСИз, 1993.

118. Геолого-экологическое обоснование строительства разгрузочных скважин на Полазненском месторождении с целью ликвидации поверхностных нефтепроявлений: отчёт о НИР / Бачурин Б. А. – Пермь: Горный институт УрО РАН, 2000.

119. Изучить гидрогеохимическую зональность вод палеозойских отложений Полазненского месторождения и определить водопритоки в скважины в связи с выяснением причин выхода нефти на поверхность: отчет о НИР / Шестов И. Н. – Пермь: КамНИИКИГС, 1989.

120. Комплексное изучение условий формирования очага нефтяного загрязнения на Полазненском месторождении в связи с разработкой мероприятий по его ликвидации: отчет о НИР /Быков В. Н. – Пермь: ПермНИПИнефть, 1990.

121. Комплексные газогеохимические исследования на Усть-Полазненском участке в связи с выяснением источников нефтезагрязнения природной среды: отчет о НИР / Бачурин Б. А. – Пермь: Горный институт УрО РАН, 1991.

122. Мониторинг закарстованных территорий Пермской области: отчет о НИР / Катаев В. Н. – Пермь: ГОУ ВПО «ПГУ», 2010.

123. Мошковский, В. И. Гидрогеологическая съемка масштаба 1:200 000 листа О-40-ХV: отчет Пермской гидрогеологической партии по результатам работ за период 1963-1965 гг. / В. И. Мошковский, Л. Н. Лохтина, А. М. Катаев. – Пермь, 1965.

124. Отчет об инженерно-геологических изысканиях на объекте: «Промбаза УБР в деревне Мохово Добрянского района Пермской области» (I этап). Рабочий проект. – Пермь: ВерхнекамТИСИЗ, 1991.

125. Отчет о производстве геолого-геохимического и технологического контроля в процессе бурения оценочной скважины № 134 Полазненского месторождения. – Пермь: ЗАО ПИТЦ «Геофизика», 2000.

126. Отчет о производстве геолого-геохимического и технологического контроля в процессе бурения поисковой скважины № 135 Полазненского месторождения. – Пермь: ЗАО ПИТЦ «Геофизика», 2000.

127. Отчет о производстве геолого-геохимического и технологического контроля в процессе бурения оценочной скважины № 136 Полазненского месторождения. – Пермь: ЗАО ПИТЦ «Геофизика», 2001.

128. Отчет о производстве геолого-геохимического и технологического контроля в процессе бурения оценочной скважины № 137 Полазненского месторождения. – Пермь: ЗАО ПИТЦ «Геофизика», 2001.

129. Отчет о производстве геолого-геохимического и технологического контроля в процессе бурения оценочной скважины № 138 Полазненского месторождения. – Пермь: ЗАО ПИТЦ «Геофизика», 2001.

130. Проект генерального плана Полазненского городского поселения Добрянского муниципального района Пермского края / Э. О. Товмасьян. – М.: ЦНИИП градостроительства РААСН, 2011.

131. Регламент эксплуатации скважин в акватории и водоохранной зоне Камского водохранилища / М. И. Ваниева и др. – Полазна: ООО «Кама-нефть», 2000.

132. Схема застройки микрорайона «Мохово» в п. Полазна Добрянского района с привязкой десяти многоквартирных домов. Т. 1 Площадка под строительство коттеджей в микрорайоне «Мохово». – Пермь: ПермНИПИнефть, 1993.

133. Технологическая схема разработки Полазненского месторождения на базе геолого-технологической модели. – Полазна: ООО «Кама-нефть», 2001.

134. Экологическая оценка современного состояния природных геосистем на территории Полазненского и Ярино-Каменноложского нефтяных месторождений: отчет о НИР / Бачурин Б. А. , Кузнецова М. И. – Пермь: ЗУМО МАНЭБ, 1997.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение А

Данные замеров по скважинам

Данные замеров по скважине СС-3

(Превышение устья скв. над уровнем земли, м = 0,64)

Дата замера	Глубина до воды, м	Слой нефти, м	Глубина до нефти, м	Абс. отметка уровня подземных вод, м	Абс. отметка уровня нефти, м	Текущий уровень вдхр, м	Δ, м
24.04.02	39,35	1,25	38,10	101,11	102,36	101,33	1,03
08.05.02	36,15	1,90	34,25	104,31	106,21	105,88	0,33
22.05.02	32,89	1,04	31,85	107,57	108,61	108,34	0,27
10.06.02	32,93	1,16	31,77	107,53	108,69	108,52	0,17
02.07.02	33,04	1,17	31,87	107,42	108,59	108,45	0,14
12.07.02	33,04	1,04	32,00	107,42	108,46	108,36	0,10
21.08.02	33,61	0,97	32,64	106,85	107,82	107,76	0,06
27.09.02	34,01	0,92	33,09	106,45	107,37	107,36	0,01
19.11.02	33,17	1,14	32,03	107,29	108,43	108,31	0,12
23.12.02	33,31	0,63	32,68	107,15	107,78	107,60	0,18
27.01.03	34,41	0,72	33,69	106,05	106,77	106,15	0,62
16.04.03	39,39	1,25	38,14	101,07	102,32	101,95	0,37
28.04.03	38,08	1,25	36,83	102,38	103,63	103,57	0,06
08.05.03	37,16	2,03	35,13	103,30	105,33	104,89	0,44
23.05.03	33,48	0,48	33,00	106,98	107,46	107,50	-0,04
10.06.03	32,89	0,96	31,93	107,57	108,53	108,46	0,07
24.06.03	32,97	1,02	31,95	107,49	108,51	108,45	0,06
11.07.03	33,08	1,07	32,01	107,38	108,45	108,36	0,09
06.08.03	33,48	1,03	32,45	106,98	108,01	107,98	0,03
22.08.03	33,96	0,98	32,98	106,50	107,48	107,44	0,04
05.09.03	34,16	1,04	33,12	106,30	107,34	107,26	0,08
30.09.03	34,02	0,91	33,11	106,44	107,35	107,32	0,03
23.10.03	34,13	0,93	33,20	106,33	107,26	107,26	0,00
12.11.03	34,28	1,20	33,08	106,18	107,38	107,17	0,21
10.12.03	35,01	1,12	33,89	105,46	106,57	106,57	0,00
11.06.04	32,85	0,93	31,92	107,61	108,54	108,00	0,54
23.06.04	32,94	1,08	31,86	107,52	108,60	108,44	0,16
30.06.04	32,97	1,06	31,91	107,49	108,55	108,45	0,10
15.07.04	33,23	1,10	32,13	107,23	108,33	108,35	-0,02
30.07.04	33,62	1,00	32,62	106,84	107,84	107,78	0,06
16.08.04	34,04	0,85	33,19	106,42	107,27	107,31	-0,04
09.09.04	34,09	0,89	33,20	106,37	107,26	107,26	0,00
25.11.04	33,04	1,03	32,01	107,42	108,45	108,45	0,00
16.12.04	33,43	1,03	32,40	107,03	108,06	108,11	-0,05
12.01.05	34,02	1,08	32,94	106,44	107,52	107,47	0,05
03.02.05	35,18	1,33	33,85	105,28	106,61	106,56	0,05
01.03.05	36,67	1,38	35,29	103,79	105,17	104,85	0,32
15.03.05	37,78	1,78	36,00	102,68	104,46	103,85	0,61
01.04.05	38,91	1,21	37,70	101,55	102,76	102,54	0,22
15.04.05	39,01	1,41	37,60	101,45	102,86	102,45	0,41
28.04.05	36,89	2,41	34,48	103,57	105,98	105,73	0,25
13.05.05	33,40	0,60	32,80	107,06	107,66	107,73	-0,07
14.05.05	33,32	0,65	32,67	107,14	107,79	107,84	-0,05
27.05.05	32,85	0,85	32,00	107,61	108,46	108,42	0,04

Продолжение таблицы

15.06.05	32,91	0,90	32,01	107,55	108,45	108,51	-0,06
04.07.05	32,97	1,00	31,97	107,49	108,49	108,46	0,03
29.07.05	33,38	1,10	32,28	107,08	108,18	108,19	-0,01
03.08.05	33,46	1,00	32,46	107,00	108,00	108,07	-0,07
18.08.05	33,58	0,90	32,68	106,88	107,78	107,78	0,00
29.09.05	34,20	0,85	33,35	106,26	107,11	107,15	-0,04
27.04.06	38,12	1,70	36,42	102,34	104,04	103,99	0,05
18.05.06	33,51	0,50	33,01	106,95	107,45	107,52	-0,07
01.06.06	32,91	1,00	31,91	107,55	108,55	108,49	0,06
15.06.06	33,10	1,00	32,10	107,36	108,36	108,45	-0,09
20.07.06	33,55	1,00	32,55	106,91	107,91	107,99	-0,08
03.08.06	33,38	0,92	32,46	107,08	108,00	108,00	0,00
24.08.06	33,44	0,89	32,55	107,02	107,91	107,93	-0,02
08.09.06	33,54	0,82	32,72	106,92	107,74	107,55	0,19
10.10.06	34,01	0,92	33,09	106,45	107,37	107,34	0,03
19.10.06	34,03	0,60	33,43	106,43	107,03	107,30	-0,27
26.03.07	38,27	1,12	37,15	102,19	103,31	103,08	0,23
21.04.07	38,02	1,92	36,10	102,44	104,36	104,34	0,02
15.05.07	32,73	0,82	31,91	107,73	108,55	108,40	0,15
30.05.07	32,45	0,90	31,55	108,01	108,91	108,55	0,36
15.06.07	32,89	1,00	31,89	107,57	108,57	108,46	0,11
10.07.07	32,93	0,70	32,23	107,53	108,23	108,44	-0,21
26.07.07	32,96	1,05	31,91	107,50	108,55	108,47	0,08
05.09.07	32,85	0,50	32,35	107,61	108,11	108,06	0,05
19.09.07	32,94	0,48	32,46	107,52	108,00	108,08	-0,08
03.10.07	33,28	0,65	32,63	107,18	107,83	107,86	-0,03
25.10.07	33,43	1,00	32,43	107,03	108,03	107,79	0,24
25.01.08	35,43	1,00	34,43	105,03	106,03	106,07	-0,04
12.02.08	35,96	1,10	34,86	104,50	105,60	105,52	0,08
13.05.08	33,68	0,70	32,98	106,78	107,48	107,39	0,09
27.05.08	32,70	0,85	31,85	107,76	108,61	108,54	0,07
10.06.08	32,90	0,95	31,95	107,56	108,51	108,47	0,04
25.06.08	32,98	0,90	32,08	107,48	108,38	108,45	-0,07
10.07.08	33,10	0,90	32,20	107,36	108,26	108,38	-0,12
01.09.08	33,50	0,80	32,70	106,96	107,76	107,86	-0,10
12.09.08	32,70	0,90	31,80	107,76	108,66	108,59	0,07
15.10.08	33,05	0,98	32,07	107,41	108,39	108,36	0,03

**Данные замеров по скважине СС-4
(Превышение устья скв. над уровнем земли, м=0,77)**

Дата замера	Глубина до воды, м	Слой нефти, м	Глубина до нефти, м	Абс. отметка уровня подземных вод, м	Абс. отметка уровня нефти, м	Текущий уровень вдхр, м	Δ, м
24.04.02	34,38	1,54	32,84	100,77	102,31	101,33	0,98
08.05.02	29,66	0,91	28,75	105,49	106,40	105,88	0,52
22.05.02	27,32	0,61	26,71	107,83	108,44	108,34	0,10
10.06.02	27,18	0,72	26,46	107,97	108,69	108,52	0,17
02.07.02	27,31	0,82	26,49	107,84	108,66	108,45	0,21
12.07.02	27,36	0,77	26,59	107,79	108,56	108,37	0,19
21.08.02	27,96	0,99	26,97	107,19	108,18	107,76	0,42
27.09.02	28,52	0,76	27,76	106,63	107,39	107,36	0,03
19.11.02	27,55	0,79	26,76	107,60	108,39	108,31	0,08
23.12.02	28,00	0,83	27,17	107,15	107,98	107,61	0,37
27.01.03	29,14	0,71	28,43	106,01	106,72	105,82	0,90
16.04.03	34,53	2,00	32,53	100,62	102,62	101,95	0,67
28.04.03	31,96	2,10	29,86	103,19	105,29	103,57	1,72
08.05.03	31,35	1,31	30,04	103,80	105,11	104,89	0,22
23.05.03	28,49	0,93	27,56	106,66	107,59	107,50	0,09
10.06.03	27,33	0,64	26,69	107,82	108,46	108,46	0,00
24.06.03	27,41	0,93	26,48	107,74	108,67	108,45	0,22
11.07.03	27,56	0,78	26,78	107,59	108,37	108,36	0,01
06.08.03	27,90	1,08	26,82	107,25	108,33	107,98	0,35
22.08.03	28,42	1,18	27,24	106,73	107,91	107,44	0,47
05.09.03	28,50	1,03	27,47	106,65	107,68	107,26	0,42
30.09.03	28,51	0,64	27,87	106,64	107,28	107,32	-0,04
23.10.03	28,73	0,98	27,75	106,42	107,40	107,26	0,14
12.11.03	28,79	1,00	27,79	106,36	107,36	107,17	0,19
11.06.04	27,34	0,81	26,53	107,81	108,62	108,46	0,16
23.06.04	27,36	0,87	26,49	107,79	108,66	108,44	0,22
30.06.04	27,35	0,73	26,62	107,80	108,53	108,45	0,08
15.07.04	27,41	0,50	26,91	107,74	108,24	108,25	-0,01
30.07.04	28,02	0,75	27,27	107,13	107,88	107,78	0,10
16.08.04	28,52	0,80	27,72	106,63	107,43	107,31	0,12
09.09.04	28,48	0,83	27,65	106,67	107,50	107,26	0,24
25.11.04	27,43	0,63	26,80	107,72	108,35	108,45	-0,10
16.12.04	27,81	0,98	26,83	107,34	108,32	108,11	0,21
12.01.05	28,48	1,03	27,45	106,67	107,70	107,47	0,23
03.02.05	29,42	1,13	28,29	105,73	106,86	106,56	0,30
01.03.05	31,61	1,63	29,98	103,54	105,17	104,85	0,32
15.03.05	32,20	1,33	30,87	102,95	104,28	103,85	0,43
01.04.05	33,46	1,61	31,85	101,69	103,30	102,54	0,76
15.04.05	33,63	1,91	31,72	101,52	103,43	102,45	0,98
28.04.05	29,93	1,01	28,92	105,22	106,23	105,73	0,50
13.05.05	28,11	0,68	27,43	107,04	107,72	107,73	-0,01
14.05.05	28,05	0,48	27,57	107,10	107,58	107,84	-0,26
27.05.05	27,43	0,85	26,58	107,72	108,57	108,42	0,15
15.06.05	27,40	1,00	26,40	107,75	108,75	108,45	0,30
04.07.05	27,45	0,80	26,65	107,70	108,50	108,46	0,04
15.07.05	27,41	0,70	26,71	107,74	108,44	108,38	0,06
29.07.05	27,72	0,90	26,82	107,43	108,33	108,19	0,14

Продолжение таблицы

03.08.05	27,80	0,80	27,00	107,35	108,15	108,07	0,08
18.08.05	28,09	0,68	27,41	107,06	107,74	107,78	-0,04
29.09.05	28,24	0,65	27,59	106,91	107,56	107,15	0,41
27.04.06	31,96	1,80	30,16	103,19	104,99	103,99	1,00
18.05.06	28,45	0,70	27,75	106,70	107,40	107,52	-0,12
22.05.06	27,74	0,70	27,04	107,41	108,11	108,21	-0,10
25.05.06	27,54	1,00	26,54	107,61	108,61	108,34	0,27
01.06.06	27,44	0,65	26,79	107,71	108,36	108,47	-0,11
15.06.06	27,52	0,80	26,72	107,63	108,43	108,38	0,05
05.07.06	27,72	0,60	27,12	107,43	108,03	108,21	-0,18
03.08.06	27,81	1,02	26,79	107,34	108,36	108,00	0,36
24.08.06	27,87	0,72	27,15	107,28	108,00	107,93	0,07
08.09.06	28,04	0,72	27,32	107,11	107,83	107,75	0,08
26.09.06	28,63	0,67	27,96	106,52	107,19	107,22	-0,03
10.10.06	28,50	0,72	27,78	106,65	107,37	107,34	0,03
05.02.07	28,94	0,77	28,17	106,21	106,98	106,98	0,00
26.03.07	32,87	1,12	31,75	102,28	103,40	103,08	0,32
21.04.07	32,02	1,92	30,10	103,13	105,05	104,34	0,71
15.05.07	27,34	0,87	26,47	107,81	108,68	103,39	5,29
30.05.07	27,24	0,65	26,59	107,91	108,56	108,55	0,01
15.06.07	27,31	0,80	26,51	107,84	108,64	108,46	0,18
10.07.07	27,42	0,60	26,82	107,73	108,33	108,44	-0,11
26.07.07	32,06	0,70	31,36	103,09	103,79	108,47	-4,68
05.09.07	27,75	0,60	27,15	107,40	108,00	108,06	-0,06
19.09.07	27,74	0,70	27,04	107,41	108,11	108,08	0,03
03.10.07	27,94	0,70	27,24	107,21	107,91	107,86	0,05
25.10.07	28,02	0,63	27,39	107,13	107,76	107,79	-0,03
12.02.08	30,51	1,07	29,44	104,64	105,71	105,52	0,19
13.05.08	28,52	0,90	27,62	106,63	107,53	107,39	0,14
27.05.08	27,30	0,70	26,60	107,85	108,55	108,54	0,01
10.06.08	27,34	0,70	26,64	107,81	108,51	108,47	0,04
25.06.08	27,35	0,80	26,55	107,80	108,60	108,45	0,15
10.07.08	27,45	0,70	26,75	107,70	108,40	108,38	0,02
01.09.08	28,00	0,70	27,30	107,15	107,85	107,86	-0,01
12.09.08	27,26	0,77	26,49	107,89	108,66	108,59	0,07
15.10.08	27,45	0,75	26,70	107,70	108,45	108,36	0,09

**Данные замеров по скважине СС-5
(Превышение устья скв. над уровнем земли, м=1,30)**

Дата замера	Глубина до воды, м	Слой нефти, м	Глубина до нефти, м	Абс. отметка уровня подземных вод, м	Абс. отметка уровня нефти, м	Текущий уровень вдхр, м	Δ, м
24.04.02	35,40	1,25	34,15	100,99	102,24	101,33	0,91
08.05.02	31,73	1,30	30,43	104,66	105,96	105,88	0,08
22.05.02	29,43	1,40	28,03	106,96	108,36	108,34	0,02
10.06.02	29,37	1,66	27,71	107,02	108,68	108,52	0,16
02.07.02	29,47	1,82	27,65	106,92	108,74	108,45	0,29
12.07.02	29,35	1,45	27,90	107,04	108,49	108,37	0,12
27.09.02	29,89	0,80	29,09	106,50	107,30	107,36	-0,06
19.11.02	29,63	1,64	27,99	106,76	108,40	108,31	0,09
23.12.02	29,77	1,40	28,37	106,62	108,02	107,61	0,41
27.01.03	30,78	0,88	29,90	105,61	106,49	108,52	-2,03
16.04.03	35,10	0,95	34,15	101,29	102,24	101,95	0,29
28.04.03	33,89	0,94	32,95	102,50	103,44	103,57	-0,13
08.05.03	32,35	0,83	31,52	104,04	104,87	104,89	-0,02
30.09.03	30,29	0,85	29,44	106,10	107,15	107,32	-0,17
12.11.03	30,48	0,95	29,53	105,91	107,06	107,17	-0,11
11.06.04	29,79	1,75	28,04	106,60	108,55	108,46	0,09
23.06.04	29,82	1,85	27,97	106,77	108,62	108,44	0,18
30.06.04	28,60	0,30	28,30	107,99	108,29	108,45	-0,16
15.07.04	28,86	0,30	28,56	107,73	108,03	108,25	-0,22
30.07.04	29,35	0,35	29,00	107,24	107,59	107,78	-0,19
16.08.04	30,21	0,80	29,41	106,38	107,18	107,31	-0,13
09.09.04	30,28	0,85	29,43	106,31	107,16	107,26	-0,10
25.11.04	30,28	0,85	29,43	106,31	107,16	108,45	-1,29
28.04.05	32,42	1,53	30,89	104,17	105,70	105,73	-0,03
13.05.05	30,01	1,30	28,71	106,58	107,88	107,73	0,15
15.06.06	29,85	1,55	28,30	106,74	108,29	108,45	-0,16
05.07.06	30,00	1,50	28,50	106,59	108,09	106,31	1,78
26.09.06	30,36	0,72	29,64	106,23	106,95	107,22	-0,27
30.05.07	29,77	0,70	29,07	106,82	107,52	108,55	-1,03
19.09.07	29,46	0,74	28,72	107,13	107,87	108,08	-0,21
03.10.07	29,62	0,70	28,92	106,97	107,67	107,86	-0,19
25.10.07	29,72	0,71	29,01	106,87	107,58	107,79	-0,21

Данные замеров по скважине СС-6

Дата замера	Глубина до воды, м	Слой нефти, м	Глубина до нефти, м	Превышение устья скв. над уровнем земли, м	Абс. отметка уровня подземных вод, м	Абс. отметка уровня нефти, м	Текущий уровень вдхр, м	Δ
24.04.02	38,65	0,00	38,65	1,80	102,46	100,49	101,33	-0,84
12.07.02	32,48	0,00	32,48	1,80	108,63	106,66	108,36	-1,70
27.09.02	33,58	0,00	33,58	1,80	107,53	105,56	107,36	-1,80
19.11.02	32,63	0,00	32,63	1,80	108,48	106,51	108,31	-1,80
23.12.02	33,16	0,00	33,16	1,80	107,95	105,98	107,61	-1,63
27.01.03	34,43	0,00	34,43	1,80	106,68	104,71	108,52	-3,81
16.04.03	38,63	0,00	38,63	1,80	102,48	100,51	101,95	-1,44
28.04.03	37,43	0,00	37,43	1,80	103,68	101,71	103,57	-1,86
08.05.03	35,99	0,00	35,99	1,80	105,12	103,15	104,89	-1,74
23.05.03	33,48	0,00	33,48	1,80	107,63	105,66	107,50	-1,84
10.06.03	32,45	0,00	32,45	1,80	108,66	106,69	108,46	-1,77
24.06.03	32,49	0,00	32,49	1,80	108,62	106,65	108,45	-1,80
11.07.03	32,55	0,00	32,55	1,80	108,56	106,59	108,36	-1,77
06.08.03	33,03	0,00	33,03	1,63	107,91	106,28	107,98	-1,70
22.08.03	33,52	0,00	33,52	1,63	107,42	105,79	107,44	-1,65
05.09.03	33,72	0,00	33,72	1,63	107,22	105,59	107,26	-1,67
30.09.03	33,68	0,00	33,68	1,63	107,26	105,63	107,32	-1,69
12.11.03	33,85	0,00	33,85	1,63	107,09	105,46	107,17	-1,71
10.12.03	34,47	0,00	34,47	1,63	106,47	104,84	106,57	-1,73
11.06.04	32,49	0,00	32,49	1,63	108,45	106,82	108,46	-1,64
23.06.04	32,50	0,00	32,50	1,63	108,44	106,81	108,44	-1,63
30.06.04	32,50	0,00	32,50	1,63	108,44	106,81	108,45	-1,64
15.07.04	32,76	0,00	32,76	1,63	108,18	106,55	108,25	-1,70
30.07.04	33,17	0,00	33,17	1,63	107,77	106,14	107,78	-1,64
16.08.04	33,71	0,00	33,71	1,63	107,23	105,60	107,31	-1,71
09.09.04	33,73	0,00	33,73	1,63	107,21	105,58	107,26	-1,68
25.11.04	32,61	0,00	32,61	1,63	108,33	106,70	108,45	-1,75
16.12.04	32,96	0,00	32,96	1,63	107,98	106,35	108,11	-1,76
12.01.05	33,57	0,00	33,57	1,63	107,37	105,74	107,47	-1,73
03.02.05	34,52	0,00	34,52	1,63	106,42	104,79	106,56	-1,77
01.03.05	35,99	0,00	35,99	1,63	104,95	103,32	104,85	-1,53
15.03.05	37,14	0,00	37,14	1,63	103,80	102,17	103,85	-1,68
15.04.05	38,38	0,00	38,38	1,63	102,56	100,93	102,45	-1,52
28.04.05	35,35	0,00	35,35	1,63	105,59	103,96	105,73	-1,77
13.05.05	33,19	0,00	33,19	1,63	107,75	106,12	107,73	-1,61
27.05.05	32,54	0,00	32,54	1,63	108,40	106,77	108,42	-1,65
15.06.05	32,52	0,00	32,52	1,63	108,42	106,79	108,45	-1,66
04.07.05	32,57	0,00	32,57	1,63	108,37	106,74	108,56	-1,82
15.07.05	32,64	0,00	32,64	1,63	108,30	106,67	108,38	-1,71
29.07.05	32,88	0,00	32,88	1,63	108,06	106,43	108,19	-1,76
18.08.05	33,25	0,00	33,25	1,63	107,69	106,06	107,78	-1,72
29.09.05	33,92	0,00	33,92	1,63	107,02	105,39	107,15	-1,76
18.05.06	33,10	0,00	33,10	1,63	107,84	106,21	107,52	-1,31
22.05.06	32,90	0,00	32,90	1,63	108,04	106,41	108,21	-1,80
01.06.06	32,60	0,00	32,60	1,63	108,34	106,71	108,47	-1,76
15.06.06	32,66	0,00	32,66	1,63	108,28	106,65	108,38	-1,73
05.07.06	32,90	0,00	32,90	1,63	108,04	106,41	108,21	-1,80

Продолжение таблицы

03.08.06	32,99	0,00	32,99	1,63	107,95	106,32	108,00	-1,68
24.08.06	33,04	0,00	33,04	1,63	107,90	106,27	107,93	-1,66
08.09.06	33,21	0,00	33,21	1,63	107,73	106,10	107,55	-1,45
26.09.06	33,79	0,00	33,79	1,63	107,15	105,52	107,22	-1,70
10.10.06	33,65	0,00	33,65	1,63	107,29	105,66	107,34	-1,68
26.03.07	37,67	0,00	37,67	1,63	103,27	101,64	103,08	-1,44
21.04.07	36,61	0,00	36,61	1,63	104,33	102,70	104,34	-1,64
15.05.07	32,50	0,00	32,50	1,63	108,44	106,81	103,39	3,42
30.05.07	32,39	0,00	32,39	1,63	108,55	106,92	108,55	-1,63
15.06.07	32,47	0,00	32,47	1,63	108,47	106,84	108,46	-1,62
10.07.07	32,49	0,00	32,49	1,63	108,45	106,82	108,44	-1,62
07.09.07	35,08	3,00	32,08	1,16	104,23	107,70	107,94	-0,24
19.09.07	34,91	2,90	32,01	1,16	104,40	107,77	108,08	-0,31
03.10.07	35,35	3,10	32,25	1,16	103,96	107,53	107,86	-0,33
25.10.07	35,10	2,80	32,30	1,16	104,21	107,48	107,79	-0,31
13.05.08	34,12	1,00	33,12	1,16	105,19	106,66	107,39	-0,73
27.05.08	33,23	1,30	31,93	1,16	106,08	107,85	108,54	-0,69
10.06.08	33,32	1,80	31,52	1,16	105,99	108,26	108,47	-0,21
12.09.08	34,40	2,00	32,40	1,16	104,91	107,38	108,59	-1,21

Приложение Б

Содержание нефтепродуктов в поверхностных водах в районе Полазненского месторождения нефти

Дата отбора	Место отбора	Содержание нефтепродуктов, мг/ дм³	* Превышение ПДК_{РВ}(0,05)	**Превышение ПДК_В(0,1)
08.05.03	Вдхр., Полазн. залив	0,07	1,4	нет
08.05.03	Вдхр., Полазн. залив	0,70	14	7
24.06.03	Вдхр., Полазн. залив	1,73	34,6	17,3
11.07.03	Вдхр., Полазн. залив	0,76	15,2	7,6
06.08.03	Вдхр., Полазн. залив	0,25	5	2,5
22.08.03	Вдхр., Полазн. залив	0,96	19,2	9,6
29.04.04	Вдхр., Полазн. залив	0,28	5,6	2,8
08.06.04	Вдхр., Полазн. залив	0,03	нет	нет
23.06.04	Вдхр., Полазн. залив	0,11	2,2	1,1
30.06.04	Вдхр., Полазн. залив	0,03	нет	нет
15.07.04	Вдхр., Полазн. залив	0,04	нет	нет
30.07.04	Вдхр., Полазн. залив	0,05	нет	нет
16.08.04	Вдхр., Полазн. залив	0,20	4	2
09.09.04	Вдхр., Полазн. залив	0,04	нет	нет
25.11.04	Вдхр., Полазн. залив	0,04	нет	нет
16.12.04	Вдхр., Полазн. залив	0,14	2,8	1,4
12.01.05	Вдхр., Полазн. залив	0,05	нет	нет
27.04.06	Вдхр., Полазн. залив	0,03	нет	нет
27.04.06	Вдхр., Полазн. залив	0,03	нет	нет
18.05.06	Вдхр., Полазн. залив	0,03	нет	нет
25.05.06	Вдхр., Полазн. залив	0,03	нет	нет
15.06.06	Вдхр., Полазн. залив	0,09	1,8	нет
05.07.06	Вдхр., Полазн. залив	0,11	2,2	1,1
10.10.06	Вдхр., Полазн. залив	0,07	1,4	нет
19.10.06	Вдхр., Полазн. залив	0,03	нет	нет
21.04.07	Вдхр., Полазн. залив	0,05	нет	нет
15.05.07	Вдхр., Полазн. залив	0,04	нет	нет
30.05.07	Вдхр., Полазн. залив	0,04	нет	нет
15.06.07	Вдхр., Полазн. залив	0,04	нет	нет
03.10.07	Вдхр., Полазн. залив	3,00	60	30
03.10.07	Вдхр., Полазн. залив	0,21	4,2	2,1
25.01.08	Вдхр., Полазн. залив	0,39	7,8	3,9
12.02.08	Вдхр., Полазн. залив	0,18	3,6	1,8
29.02.08	Вдхр., Полазн. залив	0,12	2,4	1,2
26.03.08	Вдхр., Полазн. залив	0,13	2,6	1,3
15.04.08	Вдхр., Полазн. залив	0,28	5,6	2,8
13.05.08	Вдхр., Полазн. залив	0,37	7,4	3,7
27.05.08	Вдхр., Полазн. залив	0,44	8,8	4,4
10.06.08	Вдхр., Полазн. залив	0,21	4,2	2,1
25.06.08	Вдхр., Полазн. залив	0,92	18,4	9,2
10.07.08	Вдхр., Полазн. залив	0,29	5,8	2,9
14.08.08	Вдхр., Полазн. залив	0,32	6,4	3,2
01.09.08	Вдхр., Полазн. залив	0,19	3,8	1,9
12.09.08	Вдхр., Полазн. залив	0,20	4	2

Продолжение таблицы

08.05.03	Вдхр., напротив куста 2	0,76	15,2	7,6
08.05.03	Вдхр., напротив куста 2	0,32	6,4	3,2
23.05.03	Вдхр., напротив куста 2	1,31	26,2	13,1
24.06.03	Вдхр., напротив куста 2	0,10	2	нет
11.07.03	Вдхр., напротив куста 2	0,28	5,6	2,8
06.08.03	Вдхр., напротив куста 2	1,51	30,2	15,1
29.04.04	Вдхр., напротив куста 2	0,04	нет	нет
08.06.04	Вдхр., напротив куста 2	0,21	4,2	2,1
23.06.04	Вдхр., напротив куста 2	0,81	16,2	8,1
30.06.04	Вдхр., напротив куста 2	0,17	3,4	1,7
15.07.04	Вдхр., напротив куста 2	0,43	8,6	4,3
30.07.04	Вдхр., напротив куста 2	0,01	нет	нет
16.08.04	Вдхр., напротив куста 2	0,04	нет	нет
09.09.04	Вдхр., напротив куста 2	0,05	нет	нет
25.11.04	Вдхр., напротив куста 2	0,05	нет	нет
16.12.04	Вдхр., напротив куста 2	0,03	нет	нет
12.01.05	Вдхр., напротив куста 2	0,07	1,4	нет
27.04.06	Вдхр., напротив куста 2	0,03	нет	нет
25.05.06	Вдхр., напротив куста 2	0,19	3,8	1,9
15.06.06	Вдхр., напротив куста 2	4,50	90	45
05.07.06	Вдхр., напротив куста 2	0,92	18,4	9,2
05.02.07	Вдхр., напротив куста 2	0,04	нет	нет
26.03.07	Вдхр., напротив куста 2	0,23	4,6	2,3
21.04.07	Вдхр., напротив куста 2	0,64	12,8	6,4
15.05.07	Вдхр., напротив куста 2	2,10	42	21
30.05.07	Вдхр., напротив куста 2	0,47	9,4	4,7
15.06.07	Вдхр., напротив куста 2	0,65	13	6,5
10.07.07	Вдхр., напротив куста 2	0,04	нет	нет
03.10.07	Вдхр., напротив куста 2	0,25	5	2,5
25.01.08	Вдхр., напротив куста 2	0,50	10	5
12.02.08	Вдхр., напротив куста 2	1,26	25,2	12,6
26.03.08	Вдхр., напротив куста 2	0,21	4,2	2,1
13.05.08	Вдхр., напротив куста 2	0,43	8,6	4,3
27.05.08	Вдхр., напротив куста 2	7,10	142	71
10.06.08	Вдхр., напротив куста 2	0,14	2,8	1,4
25.06.08	Вдхр., напротив куста 2	0,59	11,8	5,9
10.07.08	Вдхр., напротив куста 2	1,34	26,8	13,4
14.08.08	Вдхр., напротив куста 2	0,40	8	4
01.09.08	Вдхр., напротив куста 2	0,58	11,6	5,8
12.09.08	Вдхр., напротив куста 2	0,27	5,4	2,7
08.04.11	Вдхр., напротив куста 2	0,03	нет	нет
08.04.11	Вдхр., напротив куста 2	7,23	144,6	72,3