

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II»

На правах рукописи

Литвинова Виктория Андреевна



МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ГИДРОЛИТОСФЕРНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
КАВКАЗСКИХ МИНЕРАЛЬНЫХ ВОД С УЧЕТОМ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТЕЙ

Специальность 2.3.1. Системный анализ, управление и обработка

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук, доцент
Ильюшин Ю.В.

Санкт-Петербург – 2026

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
ГЛАВА 1 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	10
1.1 Общая характеристика объекта исследования.....	10
1.2 Краткий физико-географический очерк.....	12
1.2.1 Орография.....	12
1.2.2 Гидрография.....	13
1.2.3 Климат.....	15
1.3 Описание объекта исследования.....	18
1.4 Методика исследования. Проведение многофакторного анализа согласно статистке добычи.....	21
1.4.1 Спецификация функции регрессии и оценка функции регрессии.....	21
1.4.2 Отбор информативных факторов в модели.....	25
1.5 Научный обзор и состояние изученности по направлению научных исследований.....	29
1.6 Теоретические и экспериментальные исследования.....	31
1.7 Выводы к Главе 1.....	41
ГЛАВА 2 НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКАЯ ЧАСТЬ.....	42
2.1 Аппроксимация динамических и статических характеристик гидролитосферных процессов (описание существующей процедуры).....	42
2.2 Аппроксимация динамических и статических характеристик гидролитосферных процессов (модифицированная процедура).....	44
2.3 Решение задачи определение параметров аппроксимирующего звена.....	48
2.4 Постановка задачи оптимизации выбора расположения скважин.....	48
2.5 Математическая модель объекта управления.....	51
2.6 Верификация параметров математической модели.....	54
2.7 Выводы к Главе 2.....	56
ГЛАВА 3 ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ СИСТЕМЫ.....	57
3.1 Проектирование распределенной системы управления дебитом добывающих скважин.....	57

3.2 Влияние расположения скважин на суммарный дебит	64
3.3 Методика определения аппроксимирующих звеньев при изменении параметров фильтрации по трем пространственным координатам	68
3.4 Методика проектирования распределенных систем управления с использованием результатов экспериментальных исследований	71
3.5 Выводы к Главе 3	83
ГЛАВА 4 ВЛИЯНИЕ РАСПОЛОЖЕНИЯ СКВАЖИН НА СУММАРНЫЙ ДЕБИТ	85
4.1 Оптимизации числа добывающих скважин.....	91
4.2 Выводы к Главе 4	92
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	94
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ.....	94
СПИСОК ТЕРМИНОВ	97
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	99
СПИСОК ИЛЛЮСТРАТИВНОГО МАТЕРИАЛА.....	110
ПРИЛОЖЕНИЕ А Определение параметров модифицированного звена	113
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Моделирование замкнутой системы (5 скважин)	116
ПРИЛОЖЕНИЕ В Результаты ОФР по скважинам Северного фланга Центрального участка.....	125
ПРИЛОЖЕНИЕ Г Годовые осадки по метеостанции г. Кисловодск	127
ПРИЛОЖЕНИЕ Д Патент на изобретение	128
ПРИЛОЖЕНИЕ Е Акт о внедрении.....	129

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования

На сегодняшний день, подземные воды, играют важную роль в качестве гидроминерального сырья. Они считаются наиболее перспективными источниками гидроминеральных ресурсов благодаря своим бальнеологическим свойствам.

Среди наиболее известных российских курортных регионов выделяется Кавказские Минеральные Воды, ставшие одним из ключевых центров лечения и отдыха.

В последние годы наблюдается стремительный рост туристического потока в регион, что усиливает необходимость поиска решений по оптимизации процесса добычи гидроминерального сырья. Особенно актуальными становятся вопросы рационального использования ресурсов, обеспечения устойчивости добывающих скважин, сохранения их эксплуатационной стабильности и бальнеологических свойств минеральной воды. В связи с этим важной задачей является разработка методов повышения эффективности добычи, а также мер по сохранению текущих скважин и предотвращению их преждевременного износа.

Данные исследования проводятся в рамках соглашения о сотрудничестве между Санкт-Петербургским горным университетом императрицы Екатерины II и АО «Нарзан» от 3 сентября 2015 года.

Степень разработанности темы исследования

Первые исследования в области анализа гидрогеологических процессов принадлежат Бернулли Эйлеру. В основополагающем труде «Гидродинамика, или Записки о силах и движениях жидкостей» изданной в 1778 г. была заложена основа для описания «водных» процессов в «земной коре». В данной работе были впервые предложены дифференциальные уравнения гидродинамики Эйлера. В последующих работах данная группа уравнений претерпевала ряд изменений и дополнений. В частности, в работе Ландау Л.Д., Лифшиц Е.М. «Гидродинамика», авторы, описали принципы поведения гидродинамических объектов. Особенно необходимо отметить работу Левина В.Г. «Физико-химическая гидродинамика», излагаются основы нового научного направления, возникшего на стыке физики и химии. Книга показывает, как движение жидкости влияет на химические реакции и физико-химические процессы, и, наоборот, как физико-химические свойства жидкости влияют на её движение. В 1912 году была издана одна из первых работ посвященная описанию гидрогеологических процессов в регионе Кавказских Минеральных Вод. Необходимо отметить работы следующих авторов Губкин И.М. Камартдинов М.Р., Пиннекер Е.В., Порошин Ю.В., Пресняков Е.А., Пчелинцев В.Ф., Васильевский М.М., Васильевский П.М., Гатуев С.А., Жириунский А.М., Жуков В.А., Зеленин П.Г., Игнатович Н.К., Лебедев Г.А., Лихарев Б.К., Саваренский Ф.П., Смолко Г.И., Терлецкий Б.К., Кулагина Т.Е., Мангазеев П.В., Панков М.В. Бобков Н.В., Буренин Г.С., Бутов

П.И., Мазарович А.Н., Погребов Н.Ф., Фредерике Г.Н., Штукенберг А.А., Щеголев Д.И., Юдин Г.Л.

Основным недостатком всех перечисленных и проанализированных работ является учет только сезонных факторов, влияющих на состав гидроминерального сырья. К сожалению, в рамках быстрой застройки территории и развития промышленного комплекса, множество факторов не учитывается в данных системах, а часть из них, которая носит случайных (неопределённый) характер, исключается на этапе обработки статистических данных. Это делает невозможным прогнозирование уровня добычи на большой срок.

В данном исследовании предложен подход к организации и управлению процессом добычи гидроминерального сырья на примере ООО «Нарзан-гидроресурсы». Процедура для определения параметров модифицированного звена, учитывающего статические и динамические характеристики гидролитосферного процесса при различных коэффициентах фильтрации по пространственным координатам, была разработана в рамках данной задачи.

Предмет исследования

Гидродинамические процессы Кисловодского месторождения минеральных вод, с использованием методов исследования распределенных систем.

Цели

Разработка алгоритма определения параметров модифицированного звена, описывающего статические и динамические показатели гидролитосферного процесса, при различных коэффициентах фильтрации по пространственным координатам.

Идея заключается в усовершенствовании методики определения и обоснования количества добывающих скважин, за счет применения модифицированного аппроксимирующего звена, описывающего статические и динамические характеристики гидролитосферного процесса, при различных коэффициентах фильтрации по пространственным координатам.

Задачи исследования

1. Выполнить многомерный корреляционно-регрессионный анализ для идентификации ключевых факторов, влияющих на эффективность добычи.
2. Разработать математическую модель системы управления процессом эксплуатации скважин, адекватно отражающую сезонные процессы и неопределенности.
3. Построить и верифицировать схему дискретной модели месторождения.
4. Разработать и апробировать методику определения параметров модифицированного аппроксимирующего звена на основе данных опытно-фильтрационных работ (ОФР).
5. Показать эффективность разработанной процедуры для решения практической задачи оптимизации количества добывающих скважин.

6. Сформировать рекомендации по повышению эффективности процесса добычи, с учетом влияющих факторов.

Научная новизна

Разработана специализированная структура модифицированного распределенного звена, предназначенная для аппроксимации статических и динамических характеристик исследуемого процесса гидrolитосферной системы. Структура учитывает вариации параметров по осям x и y , что позволяет моделировать пространственные особенности реальных процессов.

Предложен метод определения параметров модифицированного распределенного звена, основанный на результатах опытно-фильтрационных работ (ОФР). Этот метод позволяет получать точные оценки и параметры модели, исходя из экспериментальных данных, что повышает надежность и практическую применимость модели.

Таким образом, разработанный подход предоставляет эффективный инструмент для более точного описания и прогнозирования гидrolитосферных процессов, что существенно способствует развитию теоретической и прикладной гидрогеологии.

Соответствие паспорту специальности

Полученные научные результаты соответствуют паспорту специальности 2.3.1. Системный анализ, управление и обработка информации, статистика по пунктам:

1. Теоретические основы и методы системного анализа, оптимизации, управления, принятия решений, обработки информации и искусственного интеллекта.

3. Разработка критериев и моделей описания и оценки эффективности решения задач системного анализа, оптимизации, управления, принятия решений, обработки информации и искусственного интеллекта.

11. Методы и алгоритмы прогнозирования и оценки эффективности, качества, надежности функционирования сложных систем управления и их элементов.

17. Прикладные статистические исследования, направленные на выявление, измерение, анализ, прогнозирование, моделирование складывающейся конъюнктуры и разработки перспективных вариантов развития сложных систем.

Теоретическая и практическая значимость работы

1. Разработан метод синтеза распределенных регуляторов для систем управления совокупностью добывающих скважин, при различных коэффициентах фильтрации по пространственным координатам рассматриваемого гидrolитосферного процесса.

2. Разработан метод определения оптимального числа добывающих скважин на рассматриваемом отрезке, с учетом различных коэффициентов фильтрации по пространственным координатам (акт о внедрении от 08.12.2025 г., Приложение Д).

Методология и методы исследований

Для реализации исследования были применены различные методы, такие как методы исследования и синтеза распределенных систем управления. В рамках работы выполнена аппроксимация как динамических, так и статических характеристик гидролитосферных процессов, что позволило решить задачу оптимизации числа добывающих скважин на рассматриваемом отрезке, и задачу синтеза распределенного регулятора. Использование этих методов обеспечило комплексный и научно обоснованный подход к исследованию рассматриваемых гидролитосферных процессов, и решению задачи управления совокупностью добывающих скважин.

Положения, выносимые на защиту

1. Метод синтеза распределенных систем управления гидролитосферными процессами при различных коэффициентах фильтрации по пространственным координатам, с использованием модифицированного аппроксимирующего звена, которое, позволяет учитывать анизотропию фильтрационных свойств пласта и описывать как статические, так и динамические характеристики объекта, на основе данных опытно-фильтрационных работ.

2. Метод определения оптимального числа скважин на рассматриваемом отрезке, базирующийся на матричном уравнении гидравлического взаимодействия скважин, что позволяет учитывать анизотропию коэффициентов фильтрации по пространственным координатам.

Степень достоверности результатов исследования обусловлена использованием стандартных методов математического и имитационного моделирования.

Содержит обобщение изложенных в диссертации мотивов, анализов и исследований, направленных на подтверждение объективности полученных новых знаний.

Доказательства достоверности научных результатов работы:

- результаты внедрения в производство;
- значительный объем натурных экспериментов;
- достаточный объем лабораторных исследований;
- использование современных прогрессивных методов исследований;
- сопоставление результатов исследований с предложениями других авторов, экспериментами и данными практики.

Апробация результатов диссертации проведена на 9 научно-практических мероприятиях с докладами, в том числе на 7 международных. За последние 3 года принято участие в 4 научно-практических мероприятиях с докладами, в том числе на 4 международных:

1. Актуальные вопросы современной науки и образования. I Международной научно-практической конференции. Пенза, 2025.

2. Актуальные вопросы современных научных исследований. XX Международной научно-практической конференции. Пенза, 2025.

3. Всероссийская научная конференция по проблемам управления в технических системах. г. Санкт-Петербург, 2025.

4. Международная научная конференция по проблемам управления в технических системах. г. Санкт-Петербург, 2025.

5. Системный синтез и прикладная синергетика. XI Всероссийская научная конференция. Ростов-на-Дону - Таганрог, 2022.

6. Анализ и прогнозирование систем управления в промышленности, на транспорте и в логистике. XXII Международная научно-практическая конференция молодых ученых, студентов и аспирантов. Петербургский государственный университет путей сообщения Императора Александра I. г. Санкт-Петербург, 2022.

7. Системный синтез и прикладная синергетика. X Всероссийской научной конференции. Ростов-на-Дону, Таганрог, 2021.

8. Proceedings of 2021 IV International Conference on Control in Technical Systems (CTS). IEEE, г. Санкт-Петербург, 2021.

9. Международная научная конференция по проблемам управления в технических системах. г. Санкт-Петербург, 2021.

Личный вклад автора заключается в определении целей и задач диссертационного исследования, анализе научной литературы (как зарубежной и отечественной) по рассматриваемой теме, а также в разработке концептуальной модели системы управления процессом добычи гидроминеральных ресурсов в регионе Кавказских Минеральных Вод (КМВ). Кроме того, автор представил динамическую математическую модель эксплуатации добывающих скважин ООО «Нарзан-гидроресурсы», провел серию численных исследований и выявил основные факторы, определяющие эффективность процесса добычи и качество сырья. Разработал методику определения параметров модернизированного аппроксимирующего звена.

Публикации

Результаты диссертационного исследования достаточно подробно отражены в 8 печатных работах (пункты списка литературы № 42, 47, 49, 54, 57, 80-82), в том числе в 5 статьях - в изданиях из перечня рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученой степени кандидата наук (далее – Перечень ВАК), в 3 статьях - в изданиях, входящих в международную базу данных и систему цитирования Scopus. Получен 1 патент на изобретение (Приложение Г, пункт списка литературы № 45).

Структура работы. Диссертация состоит из оглавления, введения, 4 глав с выводами по каждой из них, заключения, списка сокращений и условных обозначений, списка терминов, списка литературы, включающего 108 наименований, списка иллюстративного материала и 6 приложений. Диссертация изложена на 130 страницах машинописного текста, содержит 57 рисунков и 13 таблиц.

Благодарности

Автор диссертации выражает благодарность коллективу кафедры системного анализ и управления Санкт-Петербургского горного университета императрицы Екатерины II за помощь в выборе направлений для исследования, аспирантам за поддержку в период работы над диссертацией и сотрудникам ООО «Нарзан-гидроресурсы», д.г-м.н., профессору, Малкову А.В. и лично, директору ООО «Нарзан-гидроресурсы» Дубогрею Виталию Федоровичу, за помощь и предоставлении информации о физических процессах, протекающих в рассматриваемых водоносных горизонтах.

ГЛАВА 1 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1 Общая характеристика объекта исследования

Основополагающим ресурсом лечебно-профилактической деятельности курортного региона Кавказских Минеральных Вод (далее КМВ) является минеральное сырьё и уникальные, насыщенные бальнеологическими свойствами грязи. На территории региона находится уникальное природное месторождение минеральных вод, располагающееся в границах Кавминводского артезианского бассейна. К нему относятся следующие республики – СКФО Карачаево-Черкесия и Кабардино-Балкария и Ставропольский край. Площадь курорта составляет 5243 км² [40]. Правительством РФ данной территории присвоен статус эколого-курортного региона, где хозяйственная деятельность регулируется специальным режимом природопользования. На территории края осуществляются георазведка и промышленная добыча гидроминеральных ресурсов 29 установленных недропользователей, на основании лицензий.

Тамбуканское месторождение лечебной грязи также принадлежит региону КМВ, его запасы составляют:

- рапы – 328,9 тыс. м.³,
- эксплуатационными – 0,8-0,1 млн. м.³.

Минерализация грязи варьируется в пределах от 54,0 до 56,0 г/л. Также, в Ставропольском крае находятся Солёное и Кумагорское грязевые озера.

В регионе Кавказских Минеральных Вод разведано 29 месторождений минеральных вод с суммарными запасами 23,3 тыс. м³/сут. Из них 24 месторождения имеют утверждённые эксплуатационные запасы по промышленным категориям, объём которых составляет 17,8 тыс. м³/сут.; запасы перспективных промышленных категорий оцениваются в 7,3 тыс. м³/сут. По своему составу минеральные воды КМВ представлены 16 типами, охватывающими практически всё разнообразие вод, известных в мировой курортной практике. Преобладающую долю составляют воды малой и средней минерализации — общее содержание растворённых солей варьируется в диапазоне от 2 до 15 г/л. Основные проблемы развития данного ресурса связаны с ослаблением государственного контроля за эксплуатацией природных лечебных ресурсов, что ведёт к нерациональному использованию наиболее ценных месторождений. Кроме того, отмечается сокращение объёмов научно-исследовательских работ в области разведки и эксплуатации гидроминеральных ресурсов, а также недостаточное внедрение современных технологических решений в практику.

Основным источником лечебных грязей в регионе является Тамбуканское месторождение, представленное залежью иловой грязи с разведанными запасами 1,6 млн м³. Эксплуатационные запасы оцениваются в 0,8–1,0 млн м³ при ежегодном уровне добычи около 1,5 тыс. м³. По

качественным характеристикам рапа Тамбуканского месторождения имеет минерализацию 83 г/л, влажность грязи составляет 60 %, содержание сульфитов в пересчёте на сырую грязь — 0,15–0,26 %, а органических веществ в пересчёте на сухую грязь — 2,2–2,5 %. К числу проблем, сдерживающих развитие этого ресурса, относятся моральный и физический износ технологического оборудования, а также высокая плотность населения и урбанизация городов и посёлков, расположенных в курортной зоне КМВ, что создаёт дополнительную антропогенную нагрузку на месторождения. Результаты вышесказанного представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Современное состояние гидроминеральных ресурсов Кавказских Минеральных Вод и проблемы их роста (составлено автором)

Ресурс	Имеющиеся запасы и их разработка	Описание ресурса, их качество	Проблемы роста
Минеральные воды	29 месторождений минеральных вод	В регионе КМВ располагается 16 типов минеральных вод	Снижение государственного контроля за эксплуатацией природных лечебных ресурсов
Лечебные грязи	Тамбуканская залежь	Минерализация рапы – 83 г/л, влажность – 60 %,	

Потенциал гидроминеральных ресурсов КМВ является основанием для эксплуатации региона как основного туристско-рекреационного ресурса.

Наибольшим разнообразием гидроминеральных ресурсов характеризуется Пятигорск. Здесь на поверхность выходят свыше 40 источников минеральных вод, 38 из которых являются действующими. Эксплуатационный фонд составляет 23 скважины, а 15 источников выполняют наблюдательную функцию [75].

Также, минеральными ресурсами богат город-курорт Кисловодск, в котором располагаются минеральные источники «Нарзан». Под вышеупомянутым названием, согласно решению Российского Комитета по патентам и товарным знакам, может выпускаться только минеральная вода Кисловодского месторождения. «Нарзана» славится бальнеологической ценностью, которая определяется уровнем насыщения минеральной воды углекислотой, минерализацией и соотношением химических элементов. Также, важно упомянуть, что в кисловодском нарзане присутствуют медь, железо, марганец, серебро, йод, бром, радон, а также фосфорная и борная кислоты, все перечисленное в значительной степени повышает бальнеологические свойства минеральной воды. На данный момент в Кисловодске эксплуатируются 10 минеральных источников, общий дебит которых обеспечивает примерно 1800 тысяч литров воды.

ООО «Нарзан-гидроресурсы» — это единственное предприятие, которое имеет право использовать наименование происхождения минеральной воды. На особом контроле находится поддержание качества продукции и борьбе с контрафактом. На сегодняшний день, стеклянная

бутылка «Нарзан» 0,5 л. Элита имеет несколько степеней защиты, благодаря чему осуществляется охрана товарного знака. На данный момент, предприятие ООО «Нарзан-гидроресурсы» — это современное, снабженное сверхновым оборудованием, которое экономит технологии, укомплектованное высококлассными специалистами, предприятие. В настоящее время ключевым приоритетом компании является минимизация экологического ущерба при разработке месторождений. Накопленный за годы работы уникальный опыт позволяет эффективно решать эту задачу. Все направления деятельности предприятия ориентированы на конечного потребителя и непрерывную модернизацию технологий.

1.2 Краткий физико-географический очерк

1.2.1 Орография

В орографическом отношении регион КМВ делится на южную и северную части. Одна из самых высоких вершин мира – гора Эльбрус также располагается в северной части.

Северная часть региона представлена равнинной местностью, абсолютные высоты которой не превышают 600 м, что создаёт выраженный контраст с доминирующими горными массивами, такими как Бештау, Машук, Юца и другие. В целом высоты окружающего рельефа изменяются в диапазоне от 100 до 800 м, при этом максимальная отметка зафиксирована на горе Бештау и составляет 1401 м. Равнинный участок расчленён неглубокими долинами, разделяющими его на ряд приподнятых котловин [93, 71].

Южные равнины отделены широкой, имеющей сложную конфигурацию древней террасой, которая сформировалась за счёт аккумуляции бакинских и хазарских континентальных отложений. В южной части зона слияния Кумо-Подкумского междуречья переходит в платообразную поверхность. Одним из её элементов является хребет Боргустан, относящийся к системе притоков и достигающий максимальной высоты 1116 м [1, 4].

В пределах Степного хребта локализован горный массив, сложенный толщами верхнемеловых известняков. Данная структура характеризуется асимметрией склонов: северный склон выположен, тогда как южный отличается значительной крутизной и местами приобретает обрывистые очертания. В морфологическом отношении Степной хребет классифицируется как асимметричная куэстовая гряда, ориентированная субширотно, с абсолютными высотами, изменяющимися в интервале от 1200 до 1542 м над уровнем моря. Гидрографическая сеть региона играет существенную роль в расчленении данной структуры. Долина реки Подкумок, имеющая значительную ширину, разделяет хребет на два самостоятельных блока: западный фрагмент, известный как Дарьинский хребет, и восточный — Джинальский хребет. Помимо этого, Пастбищный хребет подвергается интенсивному эрозионному расчленению глубокими боковыми долинами малых водотоков. В результате указанных процессов формируется

фрагментированный рельеф с системой изолированных отрогов, что существенно усложняет его морфологическую структуру [7, 8].

В южной части КМВ расположены Скалистые горы, сложенные, как и вышеописанные структуры, карбонатными толщами верхней юры и нижнего мела. Эти массивы образуют плато Бермамыт, ориентированное субпараллельно Главному Кавказскому хребту. Абсолютные отметки возрастают с северо-запада на юго-восток, изменяясь от 2033 до 2948 м.

К югу от Бечасынского плато простирается высокогорный хребет, гребневая часть которого достигает высот 2500–3700 м. Северные склоны данного хребта несут следы древнего оледенения, выраженные в виде широко распространённых реликтовых форм рельефа — морен и каменных россыпей (курумов).

На южной территории КМВ располагается Кавказский хребет богатый г. Эльбрус с вулканической вершиной, рядом с которой находятся самые большие ледники. Площадь которых, в последнее время, сильно уменьшилась, это связано с общим потеплением [19].

В границах плато Бермамыт располагается Кисловодское месторождение минеральных вод. Его центральная часть приурочена к долине, сформировавшейся в результате слияния речных систем Березовой и Ольховки; здесь абсолютные высоты достигают 800–860 м. К северу, в районе соединения русел Белой и Березовой, рельеф понижается до отметок около 800 м.

В пределах рассматриваемой территории выделяются три участка, различающиеся по своему гипсометрическому положению. Наиболее высокое положение занимает Березовский участок, расположенный на отметках 900–1200 м в пределах плато, в зоне теснины реки Березовой. Подкумовский участок, напротив, характеризуется более низкими высотами — от 750 до 800 м, и приурочен к долине реки Подкумок. Ольховский участок, относящийся к Кисловодской котловине, располагается в долине реки Ольховки с гипсометрическими уровнями 970–1050 м [26].

1.2.2 Гидрография

Поверхностные воды Кавказских Минеральных Вод отличаются относительной скудностью. Все речные артерии региона относятся к бессточной области Каспийского моря. Их истоки расположены на северных склонах Главного Кавказского и Скалистого хребтов, а источники питания варьируются в зависимости от конкретной реки: для Кумы преобладающую роль играют родниковые воды, тогда как Малка в значительной мере питается за счёт таяния ледников. В южной части рассматриваемой территории гидрографическая сеть становится более густой и разветвлённой.

В юго-восточном направлении от Кисловодского месторождения, на удалении свыше 10 км, протекает р. Малка. Согласно данным [88, 30], её водный режим в створе у посёлка Хабез

характеризуется значительной изменчивостью: дебит варьируется в широком диапазоне — от 60–80 м³/с в многоводные периоды до 7–10 м³/с в межень.

В северо-западном секторе региона протекает р. Кума, гидрологические характеристики которой также отличаются нестабильностью. Уклон водной поверхности изменяется от 0,05–0,1 в пределах горной местности до 0,009 на равнинных участках, а скорость течения фиксируется в интервале 0,5–3,5 м/с. Наибольшие значения расхода воды (74–75 м³/с) регистрируются в апреле, тогда как минимальные (около 0,25 м³/с) приходятся на август. При этом среднегодовой показатель стока составляет 10,1 м³/с [5].

У подножья горы Тахтамыш-Тау располагаются притоки рек Подкумок – Кума. Площадь бассейна составляет 2225 км.², длина бассейна – 147,3 км., а общая длина – 915,7 км. 50% вод реки Кума впадает в Подкумок. Скорость течения реки составляет около 3,2 м./с.

Река Подкумок является одной из главных водных артерий региона Кавказских Минеральных Вод, протекая через территорию трёх городов-курортов. Исключение составляет Железноводск — четвёртый город КМВ, который расположен не на самом Подкумке, а на одном из его притоков.

В районе Кисловодска водный режим Подкумка отличается существенной изменчивостью. Пиковые значения расхода, достигающие 10 м³/с, регистрируются в июне, тогда как в зимний период они снижаются до 2–3 м³/с. В целом реку нельзя отнести к категории многоводных, за исключением эпизодов интенсивных ливневых дождей. Минерализация речной воды поддерживается на относительно невысоком уровне — около 0,6 г/дм³.

Гидрографическая сеть Подкумка насчитывает множество притоков, причём около 80% из них приходится на пять основных рек: Эшкакон, Аликоновка, Берёзовая, Большой Ессентучок и Юца. Примечательно, что до недавнего времени на этих водотоках отсутствовали стационарные гидрометрические посты. В связи с острой потребностью в систематическом гидрологическом контроле, предприятием ООО «Нарзан-гидроресурсы» была организована собственная измерительная станция, которая размещена в районе скважины № 7-РЭ на реке Берёзовая.

В таблице 1.2 представлено расположение территории бассейнов, описанных выше, а на рисунке 1.1 представлена схема кисловодского месторождения.

Таблица 1.2 – Распределение территории бассейна междуречья Терек-Волга по субъектам РФ [87]

№ п/п	Наименование водного объекта	Площадь водосб., тыс. км.²	Респ. Калмыкия	Кабардино-Балкарская Респ.	Карачаево-Черкесская Респ.	Ставропольский край	Чеченская Респ.	Респ. Дагестан
1	Сухая Кума	6,65				3,9		2,75
2	Кума (включая Подкумок и Мокрая Буйвола)	27,5	2,79	0,47	1,51	19,7		3,02
3	Кура	6,67		0,36		5,83	0,39	0,09
4	Восточный Маныч	8,93	1,69			7,24		
5	Область внутреннего стока – Караногайский коллектор	5,76				1,15	0,14	4,47
	Всего	55,51	4,48	0,83	1,51	37,83	0,53	10,33

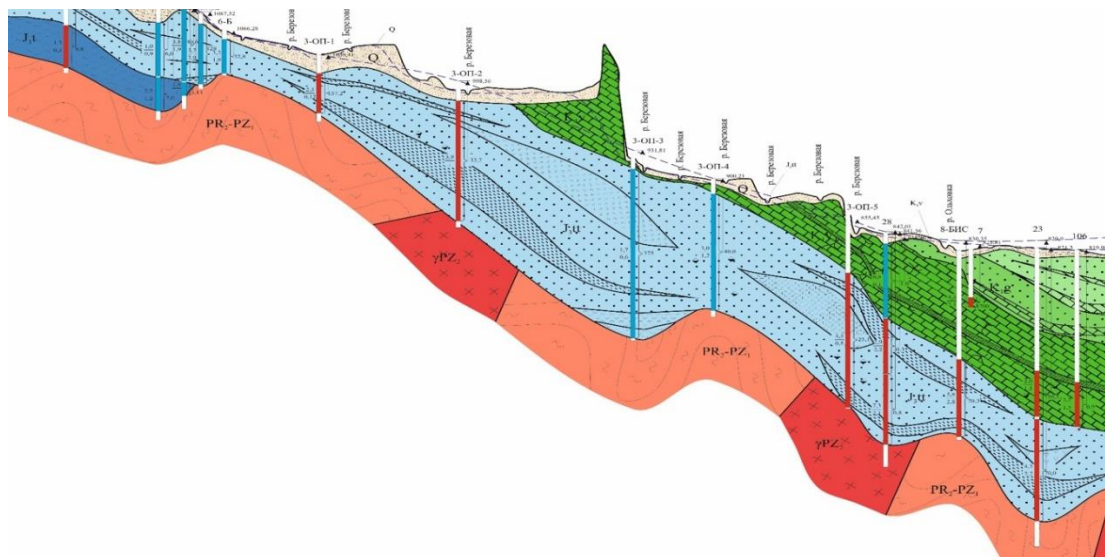


Рисунок 1.1 – Карта месторождения [87]

1.2.3 Климат

Природные особенности большой территории КМВ тщательно увязаны с рельефом. Горные хребты делят регион на отдельные регионы, каждый со своим климатом, показывающим отдельную климатическую зону. Эта местность богата солнечным теплом, за исключением гор, где поступление тепла очень мало. В северном районе годовая теплота колеблется от 43 до 46 ккал/с., а на высоте 2600 м. эта температура снижается до 23,0 ккал/с. [71] Январь, февраль — самые холодные месяцы года, а июль и август — самые жаркие, с учетом круглогодичной температуры в таблице 1.3 – Кисловодск до 18,5 °С, в Приэльбрусье до +19,1 °С от минус 0,5 °С в июне.

Таблица 1.3 – Многолетние среднемесячные и среднегодовые температуры воздуха в °С (составлено автором)

Метеостанция	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Кисловодск	-4,1	-2,9	1,8	7,6	13,3	16,5	19,1	18,9	14,1	9,0	2,7	-1,7	7,9
Березовка	-6,1	-6,5	-2,2	2,0	6,9	9,8	12,5	12,7	8,5	4,9	-0,3	-3,6	3,2
Джинал	-4,1	-2,7	-1,5	4,6	8,3	12,1	14,6	14,4	11,1	6,1	3,7	-1,7	5,3
Бермамыт	-9,5	-9,7	-6,3	-1,3	3,3	6,0	8,0	8,9	5,6	2,2	-2,2	-5,9	-8,1

В течение всего года в регионе господствует континентальный воздух умеренных широт. Однако на его режим периодически влияют вторжения арктических, атлантических и тропических воздушных масс. Континентально-умеренный климат обусловлен восточными ветрами, которые в холодное время года приносят прохладную и пасмурную погоду в предгорья и, наоборот, более теплую погоду в горы. Проникновение арктических течений создает острые холодные волны, простирающиеся на абсолютную высоту менее 1000 м. В циклонической системе периодически присутствует атлантический воздух, что сопровождается осадками, теплой зимой и холодным летом. Со стороны юго-запада приходит тропический воздух и вызывает таяние зимой. В горных районах и горных долинах циркулирует горный воздух, формирующий микроклимат данной местности. Ветер самый сильный зимой и самый низкий летом [91]. У подножия Игровой долины месячная сила ветра составляет в среднем 3-4 м./с., на высоких склонах до 8 м./с., а на Эльбрусе - до 11 м./с.

Воздушная влажность различна, зависит от того, какие осадки выпадают и испаряются. Максимальные и минимальные показатели относительной влажности, можно определить по таблице 1.4.

Распределение атмосферных осадков на территории КМВ характеризуется выраженной высотной зональностью. В северной части, на равнинах Минераловодского района, среднегодовое количество выпадающей влаги составляет около 600 мм. По мере продвижения в горные районы этот показатель закономерно возрастает, достигая максимальных значений (до 1200 мм) в высокогорной зоне (Приложение Г).

Противоположная тенденция наблюдается в отношении испаряемости. Данный показатель демонстрирует обратную зависимость от абсолютной высоты местности: в предгорных районах он составляет порядка 700 мм, тогда как в высокогорных областях снижается до 250–400 мм. Такое соотношение осадков и испарения создаёт характерный для региона баланс увлажнения, при котором горные территории получают избыточное увлажнение, а равнинные — испытывают его дефицит.

Таблица 1.4 – Средние многолетние величины относительной влажности, % (составлено автором)

Метеостанция	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Кисловодск	76	77	73	70	71	72	70	70	74	75	76	77	74
Березовка	56	62	65	72	73	80	81	80	78	68	65	56	70
Бермамыт	61	65	63	71	77	84	84	80	74	64	59	56	70

Приведенные данные показывают, что количество осадков в Кисловодском районе увеличивается из года в год. Тренды построены по данным метеостанции Кисловодск с 1947 по 2016 гг. На рисунке 1.2 показано годовое увеличение количества осадков около 2,8 мм.

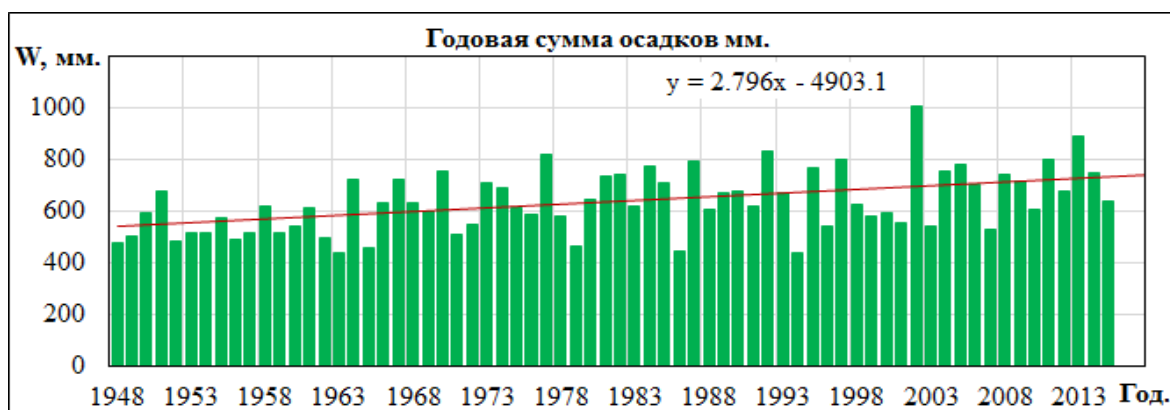


Рисунок 1.2 — Годовые осадки (составлено автором)

Причём максимальное их количество приходится на май-июнь, а минимальное — на январь-февраль (рисунок 1.3).



Рисунок 1.3 — Распределение осадков (составлено автором)

Анализ климатических показателей Кисловодского месторождения позволяет сделать следующие выводы:

1. Метеорологические условия данной территории, а также величину и характер основных метеорологических факторов следует признать благоприятными для водообеспечения водоносных горизонтов.

2. Наибольшее количество осадков выпадает в мае-июне, а наименьшее — в январе-феврале.

3. Осадков здесь около 700 мм в год. Лето — самое благоприятное время года для атмосферного облучения в пищевой промышленности.

4. Среднее количество осадков составляет 2,8 мм./год.

На рисунке 1.4 представлены основные техногенные факторы, влияющие на состояние гидrolитосферы.



Рисунок 1.4 — Факторы, влияющие на гидrolитосферу (составлено автором)

1.3 Описание объекта исследования

Следует отметить, что наряду с развитием промышленности, КМВ сохраняет свою экологическую ценность. Курортные зоны региона, включая горнолыжные комплексы Эльбрус и Домбай, привлекают туристов не только живописными ландшафтами, но и благоприятной экологической обстановкой. Кроме того, местная флора богата лекарственными растениями, а недра — целебными минералами, что создаёт уникальную основу для оздоровительного туризма.

Регион КМВ сегодня входит в число наиболее инвестиционно-привлекательных в России. Развитая инфраструктура, уникальное историко-культурное наследие и живописные ландшафты формируют мощный потенциал для туристической отрасли. Параллельно наращивание добычи и переработки минеральных ресурсов усиливает экономическую базу территории. Синергия этих двух направлений создает основу для устойчивого развития и долгосрочного процветания региона.

Невзирая на большие успехи в развитии, у региона КМВ имеется нереализованный потенциал. Власти региона предпринимают комплекс мер, для налаживания и оптимизации систем водоснабжения и коммуникаций, а также улучшения курортной инфраструктуры благодаря развитию новых направлений туризма в регионе, например экстремального и

экологического туризма. Будущее КМВ выглядит светлым и полным возможностей для тех, кто ищет приключения и богатый опыт в этом уникальном регионе.

В последние годы компания сосредоточилась на рациональном использовании почвенных ресурсов, и передней была поставлена задача обеспечить как можно меньшее воздействие производства на окружающую среду. Усилия совершенствовать технические процессы, повысить уровень технической подготовки и обновлять основные фонды привели к увеличению производства, а также к увеличению объема оборотов. На протяжении всей своей истории компания приобрела уникальный опыт. Вся деятельность компании всегда направлена на потребителя, всегда стремится поддерживать качество и улучшать технические процессы. Высококвалифицированный персонал и квалифицированные люди меняют компанию уже не одно поколение. Многолетняя традиция розлива минеральных вод и сохранения их природных свойств снискала Нарзану заслуженную репутацию, о чем свидетельствуют многочисленные награды на престижных международных и отечественных выставках [96].

В настоящее время на заводе работает 25 человек в 6 отделах:

1. Отдел снабжения и сбыта;
2. Отдел маркетинга;
3. Отдел главного инженера;
4. Бухгалтерия;
5. Отдел главного механика.

Ниже, на рисунке 1.5 приведена организационная структура завода и указано, из чего состоит каждый отдел.

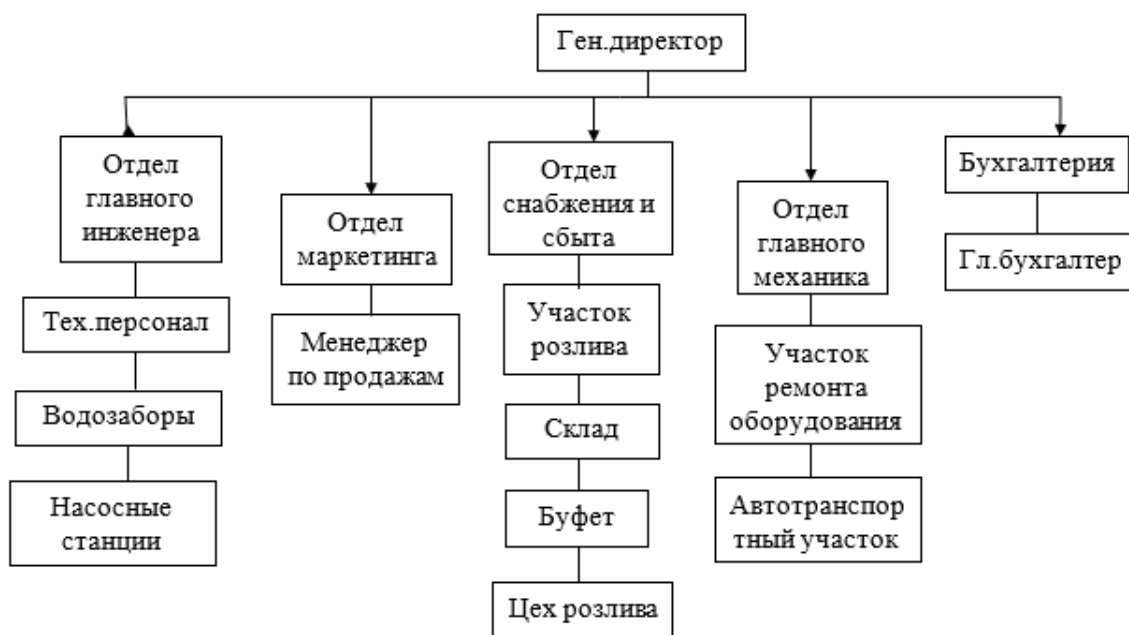


Рисунок 1.5 – Организационная структура предприятия (составлено автором)

Самыми известными источниками минеральной воды за пределами территории нашей страны является минеральная вода Кисловодска и Железноводска (схема рабочих скважин представлена на рисунке 1.6).

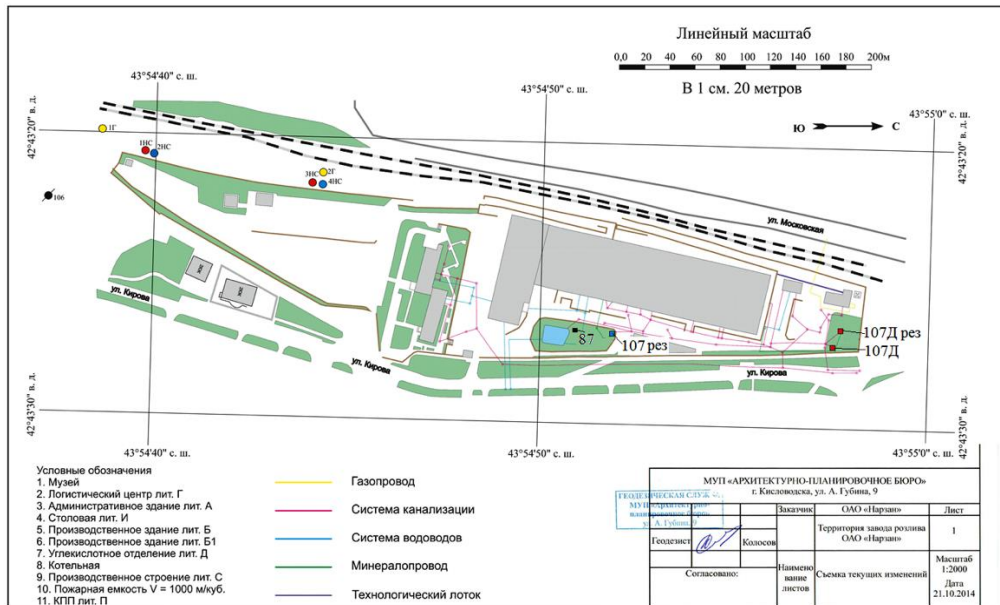


Рисунок 1.6 — Схема скважин [17]

Анализ динамики гидрогеологических условий за последние десятилетия выявляет ряд тревожных тенденций, обусловленных интенсивным освоением минерально-сырьевой базы региона. В первую очередь, существенные трансформации претерпело естественное распределение вертикального гидравлического градиента в верхних частях гидролитосферы. Данные изменения связаны с многократным наращиванием объёмов водоотбора из эксплуатационных скважин: за рассматриваемый период добыча минеральной воды увеличилась более чем вдвое. Столь значительная интенсификация эксплуатации не могла не отразиться на гидродинамическом режиме водоносных горизонтов. Прямым следствием возросшей техногенной нагрузки стало ухудшение качественного состава минеральной воды. Изменение направления и интенсивности фильтрационных потоков, спровоцированное перераспределением гидравлических градиентов, создало предпосылки для активизации нисходящей миграции загрязнителей. Как следствие, в водоносные горизонты стали поступать городские и бытовые сточные воды, что привело к постепенной деградации гидроминерального сырья. Дополнительным фактором, усугубляющим экологическую обстановку, выступает курортный статус Кавказских Минеральных Вод. Ориентация региона на развитие туристической инфраструктуры и повышение уровня сервиса сопровождалась ослаблением ряда природоохранных ограничений. Либерализация хозяйственной деятельности в курортной зоне негативно сказалась на состоянии как подземных, так и поверхностных водных объектов, что особенно остро проявилось в ухудшении экологического состояния рек и водоёмов региона.

На основании имеющейся информации прогнозируется истощение запасов минерального сырья. На данный момент больше десяти гидроминеральных источников навсегда уничтожены.

1.4 Методика исследования. Проведение многофакторного анализа согласно статистике добычи

Для анализа эффективности добычи на предприятии ООО «Нарзан-гидроресурсы» была разработана многофакторная корреляционно-регрессионная модель. Исходные данные для моделирования формируются на основе ежедневных заявок на добычу гидроминерального сырья, которые в обязательном порядке проходят первичный анализ и затем агрегируются в квартальной отчетности. В качестве результирующего показателя (у) выступает статистика общего объема добычи, а в качестве факторов, влияющих на него, рассматриваются: снижение добычи из-за загрязнений (x1), неоптимальное количество скважин (x2), технические причины (x3) и случайные воздействия (x4).

Такой подход позволил систематизировать входящие данные и определить структуру влияния различных производственных и внешних факторов на итоговый объем добываемого сырья.

1.4.1 Спецификация функции регрессии и оценка функции регрессии

Были оценены параметры модели множественной линейной регрессии, включающей все рассматриваемые факторы, для объяснения вариаций в объёме добычи гидроминерального сырья.

Зависимость описывается уравнением множественной линейной регрессии вида (1.1):

$$\bar{y}_x = b_0 + b_1x_1 + b_2x_2 + b_3x_3 + b_4x_4 \quad (1.1)$$

где: у — объем добычи;

x — факторы, влияющие на добычу;

$b_0, b_1 \dots b_4$ — параметры уравнения регрессии, подлежащие оценке.

Далее проведем регрессионный анализ данных факторов, используя программного продукта MS Excel, данные приведены в таблице 1.5.

Таблица 1.5 – Исходные данные для проведения корреляционного и регрессионного анализа (составлено автором)

Квартал	№ п/п	Статистика по добыче, у.е.	Снижение добычи из-за загрязнений, у.е.	Снижение добычи из-за неоптимального количества скважин, у.е.	Снижение добычи по техническим причинам, у.е.	Случайный фактор, у.е.
		Y	x ₁	x ₂	x ₃	x ₄
I 2019	1	148	25,5	12,1	181,5	22,4
II 2019	2	384	33,9	21,5	169,5	30,4

Продолжение таблицы 1.5

Квартал	№ п/п	Статистика по добыче, у.е.	Снижение добычи из-за загрязнений, у.е.	Снижение добычи из-за неоптимального количества скважин, у.е.	Снижение добычи по техническим причинам, у.е.	Случайный фактор, у.е.
		Y	x ₁	x ₂	x ₃	
III 2019	3	632	43,5	31,3	161,3	39
IV 2019	4	972	54,1	44,7	147	49,3
I 2020	5	1242	65,9	55,1	141	59
II 2020	6	1560	77,7	67,1	129	70,8
III 2020	7	1873	91,5	79,5	127,1	82,5
IV 2020	8	2214	105,4	93,2	120	95
I 2021	9	2601	119,9	108,8	117	109,2
II 2021	10	2849	129,8	118,7	115,9	118,9
III 2021	11	3274	147,1	135,8	110,6	135,6
IV 2021	12	3663	162,1	151,2	107,3	150,3

При помощи использования пакета «Анализ», выводим результаты регрессионно-корреляционного анализа на отдельный лист (рисунок 1.7).

Вывод итогов						
Регрессионная статистика						
Множественный F	0,999995					
R-квадрат	0,99999					
Нормированный F	0,999985					
Стандартная ошибка	4,505421					
Наблюдения	12					
Дисперсионный анализ						
	df	SS	MS	F	значимость F	
Регрессия	4	14712017	3678004,144	181193,1	1,26E-17	
Остаток	7	142,0917	20,29881393			
Итого	11	14712159				
Коэффициентная таблица t-статистика						
				Значение	нижние 95%	верхние 95%
Y-пересечение	43,68618	55,10269	0,792813975	0,453914	-86,611	173,9833
x1	3,382682	2,153899	1,57049252	0,160293	-1,71048	8,475842
x2	18,18879	2,788506	6,522771787	0,000327	11,59502	24,78255
x3	-1,5427	0,422038	-3,655363602	0,00812	-2,54066	-0,54474
x4	3,230052	3,733925	0,86505551	0,415667	-5,59928	12,05938

Рисунок 1.7 – Результат применения инструмента «Регрессия» (составлено автором)

На основе полученных данных, указанных в графе «Коэффициенты», составим уравнение множественной регрессии (1.2):

$$\widehat{y}_x = 43,686 + 3,383x_1 + 18,189x_2 - 1,543x_3 + 3,23x_4 \quad (1.2)$$

Полученное значение коэффициента множественной корреляции ($R = 0,999$) говорит о практически функциональной (очень высокой) линейной связи между включёнными в модель факторами и зависимой переменной.

1. Сравнительная оценка силы связи факторов с результатом с помощью средних (общих) коэффициентов эластичности.

Средние коэффициенты эластичности будем использовать для сопоставления степени влияния различных факторов на результирующий показатель.

Средние коэффициенты эластичности $\overline{\mathcal{E}}_{yx_i}$ демонстрируют, на сколько процентов зависит значения средней \bar{y} от результата при изменении фактора x_i от своего среднего \bar{x}_i на 1 %, при условии, что все остальные включенные в уравнение регрессии факторы, влияющие на результат, должны быть неизменными.

Для линейной зависимости, средний коэффициент эластичности вычисляется следующим образом (1.3):

$$\overline{\mathcal{E}}_{yx_1} = b_i \frac{\bar{x}_i}{\bar{y}} \quad (1.3)$$

b_i – коэффициент регрессии при x_i в уравнении множественной регрессии;

\bar{x}_i – среднее значение этого фактора;

\bar{y} – среднее значение результата.

Благодаря пакету MS Excel «Анализ данных. Описательная статистика» определим для каждого признака соответствующие показатели (рисунок 1.8).

у	x1		x2		x3		x4		
Среднее	1784,333	Среднее	88,03497	Среднее	76,5818	Среднее	135,5975	Среднее	80,21833
Стандартная ошибка	333,8499	Стандартная ошибка	13,09266	Стандартная ошибка	13,18875	Стандартная ошибка	7,069261	Стандартная ошибка	12,16988
Медиана	1716,5	Медиана	84,56932	Медиана	73,2935	Медиана	128,0625	Медиана	76,612
Мода	#Н/Д	Мода	#Н/Д	Мода	#Н/Д	Мода	#Н/Д	Мода	#Н/Д
Стандартное отклонение	1156,49	Стандартное отклонение	45,35432	Стандартное отклонение	45,68716	Стандартное отклонение	24,48864	Стандартное отклонение	42,15772
Дисперсия выборки	1337469	Дисперсия выборки	2057,014	Дисперсия выборки	2087,316	Дисперсия выборки	599,6934	Дисперсия выборки	1777,273
Эксцесс	-1,17508	Эксцесс	-1,20905	Эксцесс	-1,16128	Эксцесс	-0,70932	Эксцесс	-1,14844
Асимметричность	0,169507	Асимметричность	0,210743	Асимметричность	0,187652	Асимметричность	0,721655	Асимметричность	0,253077
Интервал	3515	Интервал	136,6164	Интервал	139,032	Интервал	74,25	Интервал	127,868
Минимум	148	Минимум	25,4508	Минимум	12,124	Минимум	107,25	Минимум	22,42
Максимум	3663	Максимум	162,0672	Максимум	151,156	Максимум	181,5	Максимум	150,288
Сумма	21412	Сумма	1056,42	Сумма	918,9816	Сумма	1627,17	Сумма	962,62
Счет	12	Счет	12	Счет	12	Счет	12	Счет	12

Рисунок 1.8 — Результат применения инструмента «Описательная статистика» (составлено автором)

Используя формулу 1.1, определим средние коэффициенты эластичности (таблица 1.6):

Таблица 1.6 — Результат вычисления средних коэффициентов эластичности (составлено автором)

	у	X1	X2	X3	X4
Среднее (x_i)	1784,333	88,03497	76,5818	135,5975	80,21833
Коэффициенты (b_i)	43,68618	3,382682	18,18879	-1,5427	3,230052
Средние коэффициенты эластичности, %		\mathcal{E}_{yx_1}	\mathcal{E}_{yx_2}	\mathcal{E}_{yx_3}	\mathcal{E}_{yx_4}
		0,166894	0,780645	-0,11724	0,145214

По полученным данным, делаем вывод, что наибольшее влияние на результат у оказывает фактор x_3 , нежели факторы x_1 , x_2 и x_4 .

Проведя анализ средних коэффициентов эластичности $\overline{\mathcal{E}_{yx_i}}$ можем твердо сказать, что с ростом объемов добычи гидроминерального сырья на 1 единицу, снижение добычи из-за загрязнений увеличивается в среднем на 0,1667%, учитывая, что другие факторы неизменны.

Коэффициент $\overline{\mathcal{E}_{yx_2}}$ отражает, что в связи с ростом объема выполняемых работ по снижению добычи из-за неоптимального количества эксплуатируемых скважин, на 1 единицу объем добычи гидроминерального сырья увеличивается в среднем на 0,781%, при соблюдении условия, что другие факторы остаются неизменными.

Коэффициент $\overline{\mathcal{E}_{yx_1}}$, показывает, что в связи с ростом объема выполняемых работ по планово-предупредительному ремонту на 1 единицу, объем добычи гидроминерального сырья уменьшается в среднем на 0,117 %, при условии, что другие факторы остаются постоянными.

Коэффициент $\overline{\mathcal{E}_{yx_i}}$, отражает, что с увеличением объема выполняемых работ по ремонту из-за влияния случайных факторов, на 1 единицу объем снижения добычи по техническим причинам увеличивается в среднем на 0,145%, при условии, что другие факторы остаются постоянными.

2. Оценка значимости уравнения линейной регрессии с помощью F-критерия Фишера-Снедекора.

При помощи F-критерия Фишера, проведем проверку надежности построенного уравнения регрессии в целом и показателя тесноты связи $R_{yx_1x_2x_3x_4}$. В случае, если расчётное значение F-статистики оказывается выше критического (табличного) значения для заданного уровня значимости, статистическая значимость модели подтверждается.

В ходе регрессионного анализа было установлено, что фактическое значение F-критерия Фишера составило 181 193,1. Столь высокий показатель является крайне маловероятным при случайном стечении обстоятельств: соответствующее ему p-значение равняется $1,26 \cdot 10^{-17}$, что многократно ниже общепринятого порога статистической значимости в 5%. Это однозначно свидетельствует о том, что выявленная зависимость не является результатом случайных колебаний данных, а обусловлена действием реальных, содержательных факторов, включенных в модель.

Таким образом, нулевая гипотеза о равенстве всех коэффициентов регрессии нулю отвергается на самом высоком уровне надежности. Полученный результат подтверждает не только статистическую значимость построенного уравнения множественной регрессии в целом, но и высокую тесноту связи между зависимой переменной и совокупностью рассматриваемых факторов (что отражается в показателе множественной корреляции R). Это дает основание утверждать, что модель адекватно описывает исследуемый процесс и может быть использована для содержательной интерпретации влияния различных факторов на объем добычи гидроминерального сырья. Табличное значение ($F_{табл}$) F-критерия Фишера зависит от уровня

значимости, для данного исследования он составляет 1%, и от количества степеней свободы $k_1 = m$, $k_2 = n - m - 1$, n – число наблюдений, m — число параметров уравнения регрессии. Тогда при уровне значимости $\alpha = 0,01$ и степенях свободы $k_1 = 4$, $k_2 = 12 - 4 - 1 = 7$ табличное значение составляет $F_{табл.} = 4,12$.

Данное уравнение регрессии будет статистически значимым, так как:

$$F_{факт.} = 181193,1 > F_{табл.} = 4,12$$

3. Оценка качества уравнения через среднюю ошибку аппроксимации

Для определения точности разработанной регрессионной модели применяется показатель средней ошибки аппроксимации. Этот коэффициент позволяет оценить отклонение расчетных значений от фактических данных. Существует общепринятый критерий, согласно которому модель признается качественной и пригодной для прогнозирования, если полученная величина погрешности находится в пределах 10 %.

Средней ошибкой аппроксимации считается среднее отклонение расчетных значений от фактически. Рассчитывается это значение по формуле (1.4):

$$\bar{A} = \frac{1}{n} \sum \left| \frac{y - \hat{y}_x}{y} \right| * 100 \% \quad (1.4)$$

Рассчитаем среднюю ошибку аппроксимации по (1.4) и получим (1.5):

$$\bar{A} = \frac{1}{n} \sum \left| \frac{y - \hat{y}_x}{y} \right| \cdot 100 \% = \frac{1}{12} \cdot 0,9 \cdot 100 \% = 7,5 \% \quad (1.5)$$

Исходя из вышесказанного, видим, что среднее отклонение фактических данных от рассчитанных по модели составляет 7,5 %. В связи с тем, что данное значение средней ошибки аппроксимации не превышает допустимого порога в 10 %, модель обладает удовлетворительной точностью. В совокупности с подтвержденной ранее статистической значимостью (по F-критерию) это позволяет сделать вывод о хорошем качестве и адекватности построенного уравнения регрессии.

1.4.2 Отбор информативных факторов в модели

Проверка значимости уравнения в целом должна быть дополнена оценкой статистической значимости и вклада каждого отдельного фактора. Важным этапом является отбор наиболее информативных факторов, оказывающих существенное влияние на зависимую переменную (y). Включение избыточного числа факторов может привести к нестабильности модели, которая проявляется в неадекватной реакции прогнозов на изменение входных переменных. Отбор наиболее значимых предикторов для регрессионной модели осуществлялся на основе комплексного статистического анализа, включавшего несколько последовательных этапов. В рамках данной процедуры выполнялись: оценка факторов на наличие мультиколлинеарности; анализ тесноты корреляционных связей между аргументами и результирующим признаком;

расчёт стандартизованных коэффициентов регрессии β_k , позволяющих ранжировать факторы по силе влияния; а также проверка статистической значимости коэффициентов регрессии с применением t-критерия Стьюдента.

Первым и ключевым шагом являлась диагностика мультиколлинеарности — явления, при котором объясняющие переменные оказываются тесно связанными друг с другом, что приводит к нестабильности оценок модели. Для выявления таких взаимосвязей использовался анализ матрицы парных коэффициентов корреляции r_{ij} . Считается, что если абсолютное значение $|r_{ij}|$ превышает пороговое значение 0,7, то между соответствующими факторами x_i и x_j существует выраженная мультиколлинеарность, что требует принятия решения об исключении одного из них из дальнейшего рассмотрения.

В случае если $|r_{ij}| > 0,7$, то факторы x_i , x_j — мультиколлинеарны. Оценка степени взаимозависимости переменных в модели множественной регрессии осуществляется путем построения и анализа матрицы парных коэффициентов корреляции. Данные показатели позволяют количественно определить тесноту связи между каждым из включенных в исследование факторов. В случае выявления избыточно высокой корреляции между объясняющими переменными (мультиколлинеарности), один из таких факторов целесообразно исключить из системы для повышения надежности и статистической точности итоговых результатов.

Вычислим парные коэффициенты корреляции (1.6):

$$r_{yx} = \frac{\overline{y * x} - \bar{y} * \bar{x}}{\sqrt{(\overline{y^2} - \bar{y}^2) * (\overline{x^2} - \bar{x}^2)}}, \quad r_{yx} = \frac{\overline{x_i * x_j} - \bar{x}_i * \bar{x}_j}{\sqrt{(\overline{x_i^2} - \bar{x}_i^2) * (\overline{x_j^2} - \bar{x}_j^2)}} \quad (1.6)$$

где y — значение результата; x_i и x_j — значение различных факторов.

На основании формулы (1.3) была построена матрица парных коэффициентов корреляции (рисунок 1.9). Её анализ позволил выявить факторы, характеризующиеся избыточной взаимосвязью друг с другом, что свидетельствует о наличии мультиколлинеарности. Для устранения данного явления из модели были последовательно исключены переменные с наибольшими значениями межфакторной корреляции. При этом ключевым условием являлось сохранение прогностической способности модели: исключение каждого фактора сопровождалось оценкой изменения скорректированного коэффициента детерминации R^2_{adj} и средней ошибки аппроксимации, чтобы итоговая спецификация не привела к существенному ухудшению качества подгонки.

	y	x1	x2	x3	x4
y	1				
x1	0,999736	1			
x2	0,999971	0,99977	1		
x3	-0,95338	-0,94795	-0,95157	1	
x4	0,999566	0,999843	0,999693	-0,94452	1

Рисунок 1.9 — Матрица коэффициентов парной корреляции в Excel (составлено автором)

Из матрицы видно, что факторы x_1 и x_2 (коэффициент парной корреляции между ними равен $-0,9997$), x_1 и x_4 ($|r_{ij}| = 0,9998$), x_2 и x_4 ($|r_{ij}| = 0,9996$), мультиколлинеарны. Описанные факторы имеют наибольшие значения межфакторной зависимости.

Чтобы точно идентифицировать избыточный фактор, подлежащий изъятию из системы, необходимо выполнить углубленное исследование совокупности прочих статистических параметров.

2. Анализ тесноты взаимосвязи факторов (x) с зависимой переменной (y).

Этот этап подразумевает изучение коэффициентов парной корреляции между каждым аргументом и результирующим показателем (r_{yx}). Количественная оценка тесноты связи между каждым фактором и результирующим показателем представлена коэффициентами парной корреляции r_{yx} , значения которых приведены в матрице на рисунке 1.9. На основе анализа этих коэффициентов выполнялась поэтапная селекция предикторов.

Первым критерием отсева выступало условие $r_{yx} = 0$, свидетельствующее о полном отсутствии линейной зависимости между фактором и зависимой переменной. Такие переменные однозначно подлежали исключению из модели как неинформативные.

Следующим шагом рассматривались факторы с наименьшими абсолютными значениями r_{yx} . В частности, фактор x_3 продемонстрировал наиболее слабую связь с целевой переменной ($r_{yx3} = -0,9534$), что послужило основанием для его потенциального удаления из дальнейшего анализа.

Что касается фактора x_4 , то его исключение обосновывалось совокупностью двух причин: во-первых, его влияние на зависимую переменную оказалось менее выраженным по сравнению с факторами x_2 и x_3 ; во-вторых, было установлено, что теснота его связи с фактором x_2 превышает силу его корреляции с результирующим показателем. Данное обстоятельство указывает на дублирование информации, вносимой фактором x_4 , что делает его присутствие в модели избыточным [41].

Наибольшую тесноту связи с зависимой переменной имеет фактор x_2 и x_3 , поэтому их можно не исключать из модели, но так как данные факторы мультиколлинеарны между собой, то есть возможность исключения одного из них из дальнейшего рассмотрения.

На основе анализа, решается вопрос об окончательном исключении других статистических характеристик.

3. Анализ коэффициентов β факторов

Проведем анализ коэффициентов β факторов, с помощью чего определим, какие факторы необходимо исключить из дальнейшего рассмотрения.

Для оценки сравнительной силы влияния различных факторов на результирующий показатель с учётом их вариабельности используется стандартизованный коэффициент регрессии β . Данный показатель позволяет нивелировать различия в масштабах измерения факторов и приводить их к сопоставимому виду. Расчёт β -коэффициента выполняется по формуле (1.7) [41]:

$$\beta_k = a_k \frac{\sigma_{xk}}{\sigma_y} \quad (1.7)$$

«Преимущество использования β -коэффициентов заключается в том, что они позволяют корректно ранжировать факторы по силе их влияния независимо от единиц измерения исходных переменных. Чем выше абсолютное значение β_k , тем более существенное воздействие оказывает соответствующий предиктор на результирующий показатель. Это делает β -коэффициенты незаменимым инструментом при сравнении вклада факторов, измеряемых в различных шкалах (например, проценты, метры, единицы времени), что особенно актуально в задачах многомерного статистического анализа.»

Значения показателей среднеквадратического отклонения и коэффициента регрессии возьмем из таблицы 1.7.

По формуле 1.7 найдем значения β для каждого фактора (таблица 1.7)

Таблица 1.7 — Расчет коэффициента β в Excel (составлено автором)

	x_1	x_2	x_3	x_4
Стандартное отклонение	45,35432	45,68716	24,28864	42,15772
Коэффициенты	3,382682	18,18879	-1,5427	3,230052
β	0,132659	0,718548	-0,03267	0,117746

Из полученных результатов можно сделать вывод о том, что наибольшее значение $\beta_2 = 0,72$ имеет фактор x_2 , поэтому все остальные факторы можно отбросить.

4. Оценка статистической существенности коэффициентов регрессии осуществляется с использованием t-критерия Стьюдента при заданном уровне значимости 5 %.

Из таблицы «Вывод итогов» (таблица 1.7) возьмем значения таких показателей как: t-статистика и P-Значение, проведем оценку данных значений (таблица 1.8).

Таблица 1.8 — Анализ t-статистики и P-Значения в Excel (составлено автором)

	t-статистика	P-значение
x_1	1,5705	0,1603
x_2	6,5228	0,0003
x_3	-3,6554	0,0081
x_4	0,8651	0,4157

В данном примере выборка состоит из 12 наблюдений и имеет 4 факторов, число степеней свободы рассчитывается как $v = n - m - 1$, где n — число наблюдений, m — число факторов. Критерий Стьюдента не должен превышать табличного значения $t_{\alpha} = 2,201$ при $v = 11$ и доверительной вероятности $P = 95\%$ [41].

Согласно принятому критерию, значение p -уровня для каждого коэффициента регрессии не должно превышать 5%. Анализ полученных результатов показывает, что по t -статистике и соответствующему p -значению только фактор x_2 удовлетворяет условиям статистической значимости, тогда как факторы x_1 , x_3 и x_4 таковыми не являются.

На основе комплекса статистических показателей было принято решение о последовательном исключении неинформативных переменных. Фактор x_3 исключается из-за наиболее слабой связи с результирующим показателем. Фактор x_4 удаляется по причине высокой межфакторной корреляции с x_1 и x_2 , что свидетельствует о дублировании информации. Фактор x_1 , хотя и мультиколлинеарен с x_2 , уступает последнему по значимости и также не включается в итоговую модель.

Таким образом, из всех рассмотренных предикторов наиболее существенное влияние на объём добычи гидроминерального сырья оказывает фактор x_2 — «Снижение добычи из-за неоптимального количества скважин». Именно он сохраняется в качестве ключевого управляемого параметра для дальнейшего анализа и оптимизации.

Таким образом, результаты вычисления показывают, что необходимо осуществить поиск геометрических параметров расположения оптимального числа скважин (критерием оптимальности может служить максимальная прибыль предприятия за 10 лет эксплуатации месторождения), с учетом взаимовлияния скважин друг на друга и геометрических параметров площади размещения скважин. При этом, следует отметить, что обычно площадь расположения скважин обусловлена рельефом данной местности, изолиниями уровня гидролитосферного процесса и др.

При проектировании и анализе распределенных систем широкое распространение получили подходы, основанные на конечномерной аппроксимации. Были разработаны структура и методы для вычисления параметров звеньев с сосредоточенными и распределенными характеристиками, которые отражают статику и динамику исследуемых объектов. Данные компоненты применимы для описания свойств как реальных физических объектов, так и их дискретных математических моделей [42].

1.5 Научный обзор и состояние изученности по направлению научных исследований

В данной главе рассмотрим опыт отечественных и зарубежных научных деятелей, в области добычи гидроминерального сырья.

Свыше двух столетий назад на южных территориях России были найдены источники минеральных вод, послужившие основой для создания Кавказских Минеральных Вод (КМВ) — одного из крупнейших курортных объединений страны. В этот регион включены такие знаменитые города-курорты, как Железноводск, Пятигорск, Ессентуки и Кисловодск. Стабильное экономическое развитие и экологическая устойчивость КМВ неразрывно связаны с бальнеологическим потенциалом, прежде всего — с эффективным управлением месторождениями минеральных вод, которые активно применяются для оздоровительных процедур и промышленного производства столовых вод [53].

Ежегодно, технологическая и техногенная нагрузка на гидrolитосферу региона усиливается, провоцируя ряд неблагоприятных изменений. Возведение масштабных лечебно-оздоровительных объектов в середине прошлого столетия, интенсификация эксплуатации месторождений и общая деградация окружающей среды способствовали ухудшению химического состава подземных вод в некоторых источниках. В течение последних двадцати пяти лет рыночные преобразования вызвали резкий рост количества недропользователей и существенное расширение производства. Показатели добычи выросли более чем в два раза, причем нередко наращивание мощностей происходит без должной научной проработки и обоснования допустимых режимов использования ресурсов [96]. Даже в условиях столь существенного роста эксплуатационных нагрузок критически важно обеспечить функционирование централизованной системы, предназначенной для непрерывного наблюдения, контроля и моделирования динамических изменений в гидrolитосфере КМВ [67]. В отличие от искусственно созданных технических систем, природные геологические структуры обладают уникальными характеристиками, главной из которых является неустраняемая нехватка и неоднозначность данных об их внутреннем устройстве и физико-химических параметрах. Сбор информации о таких объектах требует колоссальных ресурсов и не прекращается на всех этапах освоения месторождения. В связи с этим разработка любого проекта добычи требует строгого обоснования оптимальных режимов эксплуатации, гарантирующих сохранение ресурса [51].

В ряде развитых стран, таких как США, Япония, Италия, ФРГ и др., достигнуты успехи в использовании гидроминерального сырья и добыче редких элементов и минеральных солей [51]. Занимают первое место в мире по производству из гидроминерального сырья (тыс. т/год): США лития около 16, брома до 190, оксида магния до 750, поваренной соли около 16000; Япония йода до 7; Италия боратов около 35. Сохраняется тенденция к расширению использования различных видов гидроминерального сырья для промышленного производства редкометалльной и химической продукции.

Подземные воды выступают ключевым ресурсом для обеспечения населения безопасной питьевой водой. Вместе с тем открытые водоносные горизонты подвергаются риску

биологического заражения в моменты резких погодных изменений, провоцирующих мощные поверхностные потоки [51]. Пиковая вариативность состава микроорганизмов фиксируется в периоды таяния снега, сопровождающегося сильными ливнями, что способствует вымыванию в водоносные слои почвенных бактерий, включая Аэропоник и Бациллы. Проведенные полевые исследования, имитирующие интенсивный сток вблизи водозаборных точек, наглядно продемонстрировали попадание наземных микроорганизмов в колодезную воду. Полученные данные подтверждают слабую защищенность грунтовых вод перед микробной инфильтрацией во время аномальных гидрологических явлений [81]. Особое влияние, на добычу гидроминерального сырья во всем мире, оказывает состояние горных пород и водоносного горизонта [79, 103, 68].

Для обеспечения стабильного качества добываемого гидроминерального сырья ключевое значение имеют исследования фильтрационных процессов [84, 36]. В научной литературе детально рассматриваются различные виды опытно-фильтрационных работ, включая условия их применения и основные требования. Кроме того, описаны методики определения гидродинамических параметров водоносного горизонта на основе данных опытных откачек и наблюдений за восстановлением уровня, проводимых в стационарном, нестационарном и квазистационарном режимах фильтрации в условиях отсутствия влияния гидрогеологических границ [19, 21]. Динамика микробных сообществ подземных вод изучена недостаточно, что связано со сложностью доступа к подповерхностным средам. В частности, остаются неясными механизмы микробных взаимодействий и их роль в углеродном цикле подземных вод. Данная проблема является актуальной, в том числе и для Китая [102], где озёра в холодных засушливых регионах демонстрируют высокую чувствительность к глобальным климатическим изменениям. Анализ того, как химические характеристики озерных и подземных вод меняются во времени и пространстве в подобных обстоятельствах, становится критически важным для эффективного контроля водных запасов и обеспечения экологической безопасности. Следовательно, климатические условия непосредственно определяют специфику образования и извлечения гидроминеральных ресурсов.

1.6 Теоретические и экспериментальные исследования

В данной главе рассмотрим патенты, связанные с добычей гидроминерального сырья, в мире.

Ниже представлены некоторые патенты, связанные с исследуемой темой. Часть из которых действительна по сей день, а некоторые, уже прекратили свое действие. Этот анализ проведен с целью изучения и уточнения, какие работы и новшества уже имеются в данной деятельности, а какие вопросы еще следует решить.

Поиск патентной информации проведен в отношении добычи минеральной воды.

Поиск проведен на сайте Роспатента в разделе «Информационно-поисковая система».

Выбраны библиотеки (рисунок 1.10):

- рефераты российских изобретений;
- заявки на российские изобретения;
- формулы российских полезных моделей.

Первый запрос был сделан по ключевым словам «Добыча минеральной воды» в поле (54) «Название»

Главная / Поиск / Поисковая система / Поиск

ПОИСК

Основная область запроса: ?

(54) Название ?

Рисунок 1.10 — Поиск в базе Роспатента (1) [61]

Результат поиска — 1861 документ часть из которых представлена далее (рисунок 1.11).

№	Номер документа	Дата публикации	Изображение	Название	Библиока
1.	2123269	(20.12.1998)		СПОСОБ БЕЗОТХОДНОЙ КОМПЛЕКСНОЙ ПЕРЕРАБОТКИ ХИТИНСОДЕРЖАЩЕГО СЫРЬЯ	НИЗ
2.	2723426	(11.06.2020)		Состав для удаления отложений сложной минерально-органической природы, образующихся в скважине при добыче углеводородных или минеральных природных ресурсов	НИЗ
3.	2368237	(27.09.2009)		СПОСОБ ПОЛУЧЕНИЯ МИНЕРАЛЬНО-БЕЛКОВОЙ КОРМОВОЙ ДОБАВКИ	НИЗ
4.	2154159	(10.08.2000)		СПОСОБ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ВАРИАНТЫ)	НИЗ
5.	2154485	(20.08.2000)		СПОСОБ СОХРАНЕНИЯ СОСТАВА И СВОЙСТВ НЕСТОЙКИХ МИНЕРАЛЬНЫХ ВОД ПОСЛЕ ИХ ДОБЫЧИ	НИЗ
6.	2233293	(27.07.2004)		ГУМИНО-МИНЕРАЛЬНЫЙ РЕАГЕНТ И СПОСОБ ЕГО ПОЛУЧЕНИЯ, СПОСОБ САНАЦИИ ЗАГРЯЗНЕННЫХ ПОЧВ, СПОСОБ ДЕТОКСИКАЦИИ ОТХОДОВ ДОБЫЧИ И ПЕРЕРАБОТКИ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ И РЕКУЛЬТИВАЦИИ ОТВАЛОВ ГОРНЫХ ПОРОД И ХВОСТКРАНИЛИЩ, СПОСОБ ОЧИСТКИ СТОЧНЫХ ВОД И СПОСОБ УТИЛИЗАЦИИ ОСАДКОВ	НИЗ
7.	110826	(27.11.2011)		УСТРОЙСТВО КОМПЛЕКСНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГИДРОТЕРМАЛЬНЫХ (ИЛИ ВТОРИЧНЫХ) ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ И МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВЫХ РЕСУРСОВ	НПМ
8.	2147677	(20.04.2000)		СПОСОБ ДОБЫЧИ НЕФТИ ИЗ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ	НИЗ
9.	2096498	(20.11.1997)		СПОСОБ ИЗВЛЕЧЕНИЯ МЕТАЛЛОВ ИЗ КОМПЛЕКСНОГО МИНЕРАЛЬНОГО РУДНОГО СЫРЬЯ	НИЗ
10.	2006476	(30.01.1994)		СПОСОБ ПОЛУЧЕНИЯ МИНЕРАЛЬНЫХ ВЕЩЕСТВ ИЗ МОРСКОЙ ВОДЫ	НИЗ
11.	2116437	(27.07.1998)		РЕАГЕНТ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА И СПОСОБ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ С ЕГО ПРИМЕНЕНИЕМ	НИЗ
12.	2215451	(10.11.2003)		СПОСОБ СОХРАНЕНИЯ СОСТАВА И СВОЙСТВ МИНЕРАЛЬНЫХ ВОД ЖЕЛЕЗИСТЫХ ТИПОВ ПОСЛЕ ИХ ДОБЫЧИ	НИЗ
13.	2125039	(20.01.1999)		ГУМИНОВЫЙ КОНЦЕНТРАТ, СПОСОБ ЕГО ПОЛУЧЕНИЯ, УСТРОЙСТВО ДЛЯ ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКОГО ПОЛУЧЕНИЯ ГУМИНОВОГО КОНЦЕНТРАТА (ВАРИАНТЫ), СПОСОБ ОЧИСТКИ ВОДЫ ОТ ПРИМЕСЕЙ, СПОСОБ ОБЕЗВОЖИВАНИЯ ВЯЗКОТЕКУЧИХ СРЕД, СПОСОБ ДЕТОКСИКАЦИИ ОРГАНИЧЕСКИХ	НИЗ

Рисунок 1.11 — Результат поиска в базе Роспатента [61]

Для сужения результатов поиска и получения более точной интересующей нас информации, был сделан второй запрос, с использованием дополнительно рубрики МПК E21В (E21В Бурение грунта или горных пород добыча нефти, газа, воды, растворимых или плавких веществ или полезных ископаемых в виде шлама из буровых скважин) (рисунок 1.12).

Основная область запроса: ?	<input type="text" value="Добыча минеральной воды"/>	<input type="button" value="ПОИСК"/>	<input type="button" value="ОЧИСТИТЬ"/>
(54) Название ?	<input type="text"/>		
(11) Номер документа ?	<input type="text"/>		
(45) Опубликовано ?	<input type="text"/>		
(51) МПК ?	<input type="text" value="E21B"/>		

Рисунок 1.12 — Поиск в базе Роспатента (2) [61]

Результат поиска — 563 документа. Ниже представлены некоторые из них.

Патент № RU 2 148 159 (рисунок 1.13)

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ	
Статус: не действует (последнее изменение статуса: 02.07.2021) Пошлина: учтена за 9 год с 23.11.2007 по 22.11.2008. Патент перешел в общественное достояние.	
(21)(22) Заявка: 99124125/03, 22.11.1999	(71) Заявитель(и): Акционерное общество "Татнефть"
(24) Дата начала отсчета срока действия патента: 22.11.1999	(72) Автор(ы): Галеев Р.Г., Тахаутдинов Ш.Ф., Хисамов Р.С., Юсупов И.Г., Сулейманов Э.И., Городец А.Н., Кадыров Р.Р., Салимов М.Х., Жиркеев А.С.
(45) Опубликовано: 27.04.2000 Бюл. № 12	(73) Патентообладатель(и): Акционерное общество "Татнефть"
(56) Список документов, цитированных в отчете о поиске: Боровский Б.В. и др. Методика определения параметров водоносных горизонтов по данным откачки. - М.: Недра, 1973, с.33. RU 2057912 C1, 10.04.1996. RU 2060370 C1, 20.05.1996. RU 2061177 C1, 27.05.1996. RU 2072032 C1, 20.01.1997. RU 2095549 C1, 10.11.1997. RU 2096597 C1, 20.11.1997. RU 95108726 A, 27.05.1997. RU 2065935 C1, 27.08.1996. US 3720263 A, 13.03.1973.	
Адрес для переписки: 423400, Татарстан, Альметьевск, ул.Ленина 75, ОАО "Татнефть", Гл.геолог	

Рисунок 1.13 — Описание к патенту RU 2 148 159 [61]

Реферат:

Изобретение применяется при разработке совместно залегающих месторождений нефти и гидроминерального сырья, относится к горной промышленности. Изобретение направлено на снижение эксплуатационных затрат при добыче нефти и гидроминерального сырья, уменьшение обводнённости добываемой продукции и предотвращение разубоживания полезного ископаемого.

Предложенная разработка нацелена на оптимизацию затрат при извлечении нефти и гидроминеральных компонентов, а также на ограничение доли попутной воды в нефтяном потоке и сохранение необходимой концентрации полезных ископаемых в добываемом сырье.

Реализация данной цели достигается в рамках метода комплексного освоения смежных залежей углеводородов и минерализованных вод. Процесс предполагает поддержание пластового давления путем подачи воды в систему нагнетания и последующий вывоз флюидов из недр через эксплуатационную сеть скважин, при этом:

- добычу гидроминерального сырья осуществляют с максимальными дебитами из скважин, расположенных за внешним контуром нефтеносности и перфорированных по всей мощности продуктивного пласта;

– а закачку обработанной воды осуществляют в нефтеносный интервал того же горизонта через нагнетательные или обводнившиеся нефтяные скважины, находящиеся в центральной части месторождения.

Патент № RU 2 169 253 (рисунок 1.14)

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ	
Статус: не действует (последнее изменение статуса: 02.07.2021) Пошлина: Патент перешел в общественное достояние.	
(21)(22) Заявка: 99122297/03, 25.10.1999 (24) Дата начала отсчета срока действия патента: 25.10.1999 (43) Дата публикации заявки: 20.06.2001 Бюл. № 17 (45) Опубликовано: 20.06.2001 Бюл. № 17 (56) Список документов, цитированных в отчете о поиске: ДОЛГИЙ И.Е. и др. Обоснование порядка комплексного освоения Ярегского нефтетитанового месторождения. - С.-Петербург; Наука, 1998, с. 174-182. RU 2095556 C1, 10.11.1997. RU 2057912 C1, 10.04.1996. RU 2060370 C1, 20.05.1996. RU 2061177 C1, 27.05.1996. RU 2072032 C1, 20.01.1997. RU 2065935 C1, 27.08.1996. RU 3720263 A, 13.03.1973. Адрес для переписки: 199026, Санкт-Петербург, В.О., 21 линия, 2, СПГТИ (ГУ), патентный отдел	(71) Заявитель(и): Санкт-Петербургский государственный горный институт им. Г.В. Плеханова (Технический университет) (72) Автор(ы): Дядькин Ю.Д., Конухин М.Ю. (73) Патентообладатель(и): Санкт-Петербургский государственный горный институт им. Г.В. Плеханова (Технический университет)

Рисунок 1.14 — Описание к патенту RU 2 169 253 [61]

Реферат:

Изобретение относится к области горного дела, в частности к комплексному освоению и использованию ресурсов месторождений, содержащих совместные залежи нефти и полезных ископаемых. Техническое решение предназначено для месторождений, где нефтегазоносный пласт-коллектор характеризуется промышленной концентрацией металлорудной или иной минеральной составляющей.

В роли ближайшего аналога выступает метод скважинной гидравлической выемки твердых ископаемых. В этой технологии измельчение пласта, состоящего из слабосвязанных или сильно фрагментированных пород низкой устойчивости (таких как песок или фосфорит), производится под воздействием струи воды из гидромонитора под давлением 0,6–6 МПа. Ключевым минусом данной методики считается ее узкая специализация, поскольку она применима исключительно к легкоразрушаемым геологическим структурам.

Реализация указанной задачи базируется на принципах комплексной разработки углеводородных и минеральных ресурсов месторождения, предполагающей бурение серий скважин как с поверхности земли, так и из массива подземных горных выработок.

Патент № RU 2 507 387 (рисунок 1.15)

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ	
Статус: действует (последнее изменение статуса: 08.07.2021) Пошлина: учтена за 14 год с 04.07.2021 по 03.07.2022. Установленный срок для уплаты пошлины за 15 год: с 04.07.2021 по 03.07.2022. При уплате пошлины за 15 год в дополнительный 6-месячный срок с 04.07.2022 по 03.01.2023 размер пошлины увеличивается на 50%.	
(21)(22) Заявка: 2010104006/03, 03.07.2008	(72) Автор(ы): ХАРРИС Ральф Эдмунд (GB)
(24) Дата начала отсчета срока действия патента: 03.07.2008	(73) Патентообладатель(и): КЛИНСОРБ ЛИМИТЕД (GB)
Приоритет(ы): (30) Конвенционный приоритет: 06.07.2007 GB 0713180.8	
(43) Дата публикации заявки: 20.08.2011 Бюл. № 23	
(45) Опубликовано: 20.02.2014 Бюл. № 5	
(56) Список документов, цитированных в отчете о поиске: RU 2249097 C2, 27.03.2005. US 2006/096757 A1, 11.05.2006. WO 2006/061556 A1, 15.06.2006. US 2003/166472 A1, 15.06.2006. EA 007303 B1, 25.08.2006. WO 2006/051255 A1, 18.05.2006.	
(85) Дата начала рассмотрения заявки PCT на национальной фазе: 08.02.2010	
(86) Заявка PCT: GB 2008/002297 (03.07.2008)	
(87) Публикация заявки PCT: WO 2009/007689 (15.01.2009)	
Адрес для переписки: 129090, Москва, ул. Б. Спасская, 25, стр.3, ООО "Юридическая фирма Горолицский и Партнеры"	

Рисунок 1.15 — Описание к патенту RU 2 507 387 [61]

Реферат:

Данное изобретение касается способов добычи нефти, газа или воды из скважин, пробуренных в подземные резервуары, а также может применяться для нагнетательных скважин.

В процессе бурения, заканчивания, капитального ремонта и эксплуатации нефтяных, газовых и водяных скважин часто возникают ситуации, когда объемы добычи или закачки жидкости снижаются или ограничиваются из-за повреждения прискважинной зоны пласта.

Настоящее изобретение направлено на разработку простого и эффективного метода устранения повреждений пласта в подземном резервуаре. Этот метод использует мицеллярную дисперсию для удаления барьеров, таких как углеводородные, эмульсионные или водяные пробки, и одновременно обеспечивает контролируемое растворение кислоторастворимых материалов в рамках одной обработки.

Другой задачей изобретения является разработка одностадийных методов обработки, позволяющих не только устранить повреждение, но и дополнительно стимулировать приток жидкости в скважину за счет увеличения проницаемости породы в прилегающих областях пласта, включая природные или искусственно созданные трещины.

Патент № RU 2 135 744 (рисунок 1.16)

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ	
Статус: не действует (последнее изменение статуса: 02.07.2021)	
Пошлина: Патент перешел в общественное достояние.	
(21)(22) Заявка: 98117426/03, 23.09.1998	(71) Заявитель(и): Калмыков Александр Юрьевич (RU), Мамедов Вагиф Мамед оглы (AZ)
(24) Дата начала отсчета срока действия патента: 23.09.1998	(72) Автор(ы): Калмыков А.Ю.(RU), Мамедов Вагиф Мамед оглы (AZ)
(45) Опубликовано: 27.08.1999	(73) Патентообладатель(и): Калмыков Александр Юрьевич (RU), Мамедов Вагиф Мамед оглы (AZ)
(56) Список документов, цитированных в отчете о поиске: RU 2087682 C1, 20.08.97. RU 2066745 C1, 20.09.96. SU 1273514 A, 30.11.86. RU 2089727 C1, 10.09.97. SU 1268680 A1, 07.11.86. WO 92/12326 A, 23.07.92. US 4508168 A, 02.04.85. Селяков В.И. и др. Перколяционные модели процессов переноса в микрогетерогенных средах. - М.: Недра, 1995, с. 125-128.	
Адрес для переписки: 103305, Москва, Зеленоград, корп.140, кв.36, Калмыкову А.Ю.	

Рисунок 1.16 — Описание к патенту RU 2 135 744 [61]

Реферат:

Изобретение относится к горнодобывающей и химической промышленности и предназначено для увеличения добычи высокоминерализованной воды из термальных и минеральных скважин (особенно для производства йода и брома). Метод заключается в воздействии разнополярными импульсными токами (с определенной амплитудой и скважностью) на прифильтровую зону посредством металлического электрода. Это приводит к разрушению капилляров и извлечению воды и кольматантов. Для йодобромных скважин параметры тока подбираются с целью обеспечения термодинамического равновесия на границе электрода и прифильтровой зоны и поддержания постоянной плотности тока.

Патент № RU 2 349 489 (рисунок 1.17)

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ	
Статус: не действует (последнее изменение статуса: 02.07.2021)	
Пошлина: учтена за 9 год с 21.08.2014 по 20.08.2015. Возможность восстановления: нет.	
(21)(22) Заявка: 2007113797/11, 20.06.2006	(72) Автор(ы): Кузнецов Геннадий Петрович (RU)
(24) Дата начала отсчета срока действия патента: 20.06.2006	(73) Патентообладатель(и): Кузнецов Геннадий Петрович (RU)
(45) Опубликовано: 20.03.2009 Бюл. № 8	
(56) Список документов, цитированных в отчете о поиске: RU 2166065 C2, 27.04.2001. RU 2261818 C2, 10.10.2005. RU 2108264 C1, 10.04.1998. JP 2001260982 A, 26.09.2001. JP 2004204562 A, 22.07.2004.	
(85) Дата перевода заявки РСТ на национальную фазу: 21.05.2007	
(86) Заявка РСТ: RU 2006/000320 (20.06.2006)	
(87) Публикация РСТ: WO 2008/002172 (03.01.2008)	
Адрес для переписки: 410086, г.Саратов, ул. Пионерская, 1, оф.1, Г.П. Кузнецову	

Рисунок 1.17 — Описание к патенту RU 2 349 489 [61]

Реферат:

Изобретение касается проектирования оборудования для освоения ресурсов Мирового океана, таких как нефть, газ и другие полезные ископаемые из подводных месторождений.

Предлагаемый комплекс предназначен для разработки подводных месторождений и включает монтажный корпус, расположенный на плавучей базе (в море, на острове или побережье), где происходит изготовление, испытание и спуск герметичных камер с установленным внутри оборудованием.

Смысл изобретения:

Комплекс для разработки подводных месторождений включает монтажный корпус, в котором осуществляется поэтапное строительство защищенных от коррозии трубопроводов. Эти трубопроводы предназначены для транспортировки герметичных капсул с материалами, необходимыми для работы оборудования, расположенного в головной части комплекса. Кроме того, в процессе эксплуатации месторождения, трубопроводы могут использоваться для доставки добытых полезных ископаемых на берег.

Патент № RU 2 386 776 (рисунок 1.18)

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ	
Статус: действует (последнее изменение статуса: 02.07.2021) Пошлина: учтена за 13 год с 18.03.2021 по 17.03.2022. Установленный срок для уплаты пошлины за 14 год: с 18.03.2021 по 17.03.2022. При уплате пошлины за 14 год в дополнительный 6-месячный срок с 18.03.2022 по 17.09.2022 размер пошлины увеличивается на 50%.	
<p>(21)(22) Заявка: 2009109727/03, 17.03.2009</p> <p>(24) Дата начала отсчета срока действия патента: 17.03.2009</p> <p>(45) Опубликовано: 20.04.2010 Бюл. № 11</p> <p>(56) Список документов, цитированных в отчете о поиске: ТИМОШКОВ И.А. и др. Опыт сооружения восстающих скважин в Китае. Материалы 2-го международного симпозиума. Освоение месторождений минеральных ресурсов и подземное строительство в сложных гидрогеологических условиях. - Белгород: ВНОГЕМ, 1993, с.136-139. SU 1263818 A1, 15.10.1986. SU 1439218 A1, 23.11.1988. SU 1461874 A1, 28.02.1989. RU 2004810 C1, 15.12.1993. RU 2233373 C1, 27.07.2004. RU 2284409 C1, 27.09.2006. US 5040621 A, 20.08.1991.</p> <p>Адрес для переписки: 308002, г.Белгород, а/я 24, пр-кт Б.Хмельницкого, 131, ООО НТЦ "НОВОТЭК", директору О.И. Писареву</p>	<p>(72) Автор(ы): Писарев Олег Иванович (RU), Гензель Григорий Наумович (RU), Кузькин Валерий Сергеевич (RU), Тимошков Иван Андреевич (RU), Кузькин Тимофей Валерьевич (RU)</p> <p>(73) Патентообладатель(и): Общество с ограниченной ответственностью Научно-технический и экспертный центр новых экотехнологий в гидрогеологии и гидротехнике "НОВОТЭК" (ООО НТЦ "НОВОТЭК") (RU)</p>

Рисунок 1.18 — Описание к патенту RU 2 386 776 [61]

Реферат:

Настоящее изобретение относится к горной промышленности и используется при строительстве восстающих дренажных скважин, вскрывающих несколько водоносных горизонтов в неустойчивых породах. Данные скважины эксплуатируются для предотвращения затопления горных предприятий и обеспечения возможности дополнительного извлечения подземных вод. Устойчивость стенок скважины, контроль процесса вскрытия водоносных горизонтов, возможность вскрытия нескольких горизонтов и эксплуатации их одной скважиной достигаются за счет создания противодавления в кольцевом пространстве скважины в процессе бурения в неустойчивых породах, а также с помощью фильтровой колонны в качестве промежуточной колонны труб.

Изобретение относится к области горного дела и предназначено для сооружения восстающих дренажных скважин, вскрывающих два и более водоносных горизонта в условиях неустойчивых горных пород. Указанные скважины обеспечивают защиту горнодобывающих предприятий от обводнения, а также предоставляют возможность дополнительного водоотбора.

С технической точки зрения известен метод вскрытия водоносного горизонта, состоящего из обводнённых песков и песчано-гравийных пород, поднимаемых дренажными скважинами при сооружении осушительных систем на горнодобывающих предприятиях, а также устройство для реализации этого метода.

Распространённая технология предусматривает бурение фильтровой колонны, оснащённой пакером и пакерными трубами, с применением прямой промывки до вскрытия первого водоносного горизонта. На данном этапе происходит неконтролируемое самоизливное поступление водно-песчаной смеси. После этого указанная колонна с пакерным оборудованием устанавливается на ограниченную глубину (4–5 м) в пределах первого водоносного горизонта. Завершающей операцией является извлечение пакера и пакерных труб, после чего скважина переводится в режим эксплуатации.

Патент № RU 2 043 490 (рисунок 1.19)

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ	
Статус: не действует (последнее изменение статуса: 02.07.2021) Пошлина: Патент перешел в общественное достояние.	
(21)(22) Заявка: 5026743/03, 13.02.1992	(71) Заявитель(и): Малое предприятие "Сейбит"
(45) Опубликовано: 10.09.1995	(72) Автор(ы): Шеголев Е.Ю., Соколов А.В., Павлов М.В.
(56) Список документов, цитированных в отчете о поиске: Авторское свидетельство СССР N 1596086, E 21В 43/25, 1990.	(73) Патентообладатель(и): Малое предприятие "Сейбит"

Рисунок 1.19 — Описание к патенту RU 2 043 490 [61]

Реферат:

Применение для управления селективностью воздействия на пласт через генерацию ударных волн. Суть изобретения заключается в том, что в процессе обработки пласта ударными волнами подается раствор пенообразующего агента для заполнения более проницаемых пропластков.

Изобретение относится к области методов интенсификации притока в скважинах, основанных на генерации ударных волн в технологических жидкостях, применяемых при добыче подвижных полезных ископаемых в условиях их естественного залегания, преимущественно подвижных углеводородов — нефти, природного газа или газового конденсата. Кроме того, предлагаемый метод может быть использован для обработки скважин в технологических процессах подземного выщелачивания полиметаллических руд с целью восстановления или повышения проницаемости продуктивного пласта.

Патент № RU 2 185 497 (рисунок 1.20)

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ Статус: не действует (последнее изменение статуса: 05.07.2021) Пошлина: уплачена за 8 год с 05.07.2008 по 04.07.2009. Патент перешел в общественное достояние.	
(21)(22) Заявка: 2001118520/03, 04.07.2001 (24) Дата начала отсчета срока действия патента: 04.07.2001 (45) Опубликовано: 20.07.2002 Бюл. № 20 (56) Список документов, цитированных в отчете о поиске: RU 564409 A, 05.07.1977. RU 2007552 C1, 15.02.1994. RU 2123579 C1, 20.12.1998. RU 2068334 C1, 27.10.1996. RU 2078912 C1, 10.05.1997. RU 2042796 C1, 27.08.1995. RU 2024739 C1, 15.12.1994. RU 2057910 C1, 10.04.1996. RU 2061848 C1, 10.06.1996. SU 1736223 A1, 10.11.1995. US 4640362 A, 03.02.1982. Адрес для переписки: 614016, г.Пермь, ул. Куйбышева, 79а, кв.28, Н.И.Крысину	(71) Заявитель(и): Общество с ограниченной ответственностью "ИНТЕНСИФИКАЦИЯ" (72) Автор(ы): Матяшов С.В., Юргенсон В.А., Крысин Н.И., Опалев В.А., Пермьяков А.П., Семенников В.П. (73) Патентообладатель(и): Общество с ограниченной ответственностью "ИНТЕНСИФИКАЦИЯ"

Рисунок 1.20 — Описание к патенту RU 2 185 497 [61]

Реферат:

Данная разработка относится к области нефтегазодобычи и технологиям освоения подземных вод, в частности к методам гидropескоструйной перфорации колонн и разрушения горных пород для извлечения углеводородов и пластовых жидкостей. Внедрение способа позволяет оптимизировать сроки проведения работ, снизить финансовые издержки и трудозатраты благодаря отказу от использования вспомогательного оборудования для очистки забоя от песчаных перемычек. Техническое решение реализуется следующим образом: в скважину на насосно-компрессорных трубах спускают перфорационное устройство, конструкция которого включает гидромониторные сопла, подвижную гильзу и клапанный механизм. Процесс вскрытия пласта осуществляется путем нагнетания абразивной смеси под высоким давлением через трубный канал к насадкам гидроперфоратора.

Патент № RU 2 453 693 (рисунок 1.21)

Реферат:

Данное изобретение относится к нефтегазовой промышленности и может применяться для увеличения притока нефти, газа, газоконденсата или воды при их добыче. Оно способствует повышению эффективности используемого метода.

Сущность изобретения:

Способ гидроразрыва насыщенного текучей средой включает этапы внесения определённого количества гидроразрывной жидкости в ствол скважины, достаточного для разрушения пласта; введения в ствол обработки, содержащей жидкую двуокись углерода; а также испарения как минимум части этого вещества. При этом, процессы внесения гидроразрывной жидкости и вещества обработки сопровождаются регулировкой давления в стволе и пласте таким образом, чтобы часть вещества обработки оставалась в жидком состоянии. Способ предусматривает спуск насосно-компрессорной трубы определённой длины в ствол, создавая межтрубное кольцевое пространство, закачку вещества обработки через трубу, закачку

гидроразрывной среды в кольцевое пространство, а также нагнетание вещества обработки в гидроразрывную среду для формирования второй жидкости, столкновение её с пластом, создание хотя бы одного гидроразрыва, давление на пласт и сброс давления в стволе.

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ	
Статус: не действует (последнее изменение статуса: 02.07.2021) Полшина: учтена за 9 год с 18.12.2015 по 17.12.2016. Возможность восстановления: нет.	
(21)(22) Заявка: 2009127702/03, 17.12.2007	(72) Автор(ы): УИЛСОН Деннис Рэй (US)
(24) Дата начала отсчета срока действия патента: 17.12.2007	(73) Патентообладатель(и): КОНОКО-ФИ.ЛИПС КОМПАНИ (US)
Приоритет(ы): (30) Конвенционный приоритет: 18.12.2006 US 11/612,325; 31.10.2007 US 11/930,919	
(43) Дата публикации заявки: 27.01.2011 Бюл. № 3	
(45) Опубликовано: 20.06.2012 Бюл. № 17	
(56) Список документов, цитированных в отчете о поиске: US 6988552 B2, 24.02.2006. SU 1736223 A1, 10.11.1995. RU 2187635 C1, 20.08.2002. US 7059407 B2, 13.06.2008. US 2006/0157248 A1, 20.07.2006.	
(85) Дата начала рассмотрения заявки PCT на национальной фазе: 20.07.2009	
(86) Заявка PCT: US 2007/087699 (17.12.2007)	
(87) Публикация заявки PCT: WO 2008/076952 (26.06.2008)	
Адрес для переписки: 129090, Москва, ул. Б.Спасская, 25, стр.3, ООО "Юридическая фирма Городиский и Партнеры", пат.пов. С.А.Дорофееву, рег.№ 146	

Рисунок 1.21 — Описание к патенту RU 2 453 693 [61]

Патент № RU 2002 126 883 (рисунок 1.22)

(12) ЗАЯВКА НА ИЗОБРЕТЕНИЕ	
Состояние делопроизводства: Нет данных	
(21)(22) Заявка: 2002126883/03, 07.10.2002	(71) Заявитель(и): Открытое акционерное общество "Акционерная нефтяная компания "Башнефть"
(43) Дата публикации заявки: 10.04.2004	(72) Автор(ы): Павлычев Валентин Николаевич, Прокшина Нина Васильевна, Дорофеев Сергей Владимирович, Габдуллин Радик Фанавиевич, Сафонова Евгения Александровна, Хасанов Фаат Фатхлбалинович, Калимуллин Альберт Ахметович, Фасхутдинов Рим Ахметович, Сафонов Евгений Николаевич, Беляев Владимир Атласович
Адрес для переписки: 450006, г.Уфа, ул. Ленина, 86, ДООО Башнипнефть ОАО АНК "Башнефть", лаб. ПЛР, И.Р. Рагулиной	

Рисунок 1.22 — Заявка на изобретение RU 2002 126 883 [61]

Формула изобретения:

Способ предотвращения отложений минеральных солей и сульфида железа путем обработки попутно-добываемой при добыче нефти воды фосфорсодержащим реагентом с добавкой и накачивания обработанной воды в пласт, отличающийся тем, что в качестве добавки вводят водный раствор нитратов щелочных металлов или водный раствор нитрата аммония

Выше приведено 10 различных патентов, так или иначе, имеющих отношение к добыче гидроминерального сырья, но ни в одном из них не рассматривается процесс оптимизации добычи минеральной воды, путем изменения расположения скважин.

Также существует множество научных статей, рассматривающих оптимизацию процесса добычи гидроминерального сырья, что подтверждает актуальность выбранной темы.

1.7 Выводы к Главе 1

В первой главе было рассмотрено географическое положение объекта исследования.

Для проведения анализа были использованы данные полученные в течении нескольких лет анализа работы ООО «Нарзан-гидроресурсы», которые дали возможность выявить основные проблемы и сделать рекомендации по улучшению экологической обстановки в зоне добычи минеральных вод.

В ходе исследования были подробно проанализированы показатели качества воды, ее состав, температура и другие ключевые параметры. Важным результатом стало выявление показателей, которые превышают допустимые нормы и требуют немедленного вмешательства со стороны предприятия.

Одним из главных рекомендаций становится обеспечение безопасности окружающей среды, однако, необходимым условием этой безопасности является взаимодействие всех заинтересованных сторон должна быть ясно распределена, а процессы работы и контроля должны быть подробно расписаны.

Важной задачей становится мониторинг состояния всех факторов окружающей среды, в том числе и за пределами зон добычи минеральной воды. Такой мониторинг необходим, чтобы понимать, какие факторы влияют на качество воды, насколько серьезны эти влияния и каковы меры, необходимые для их устранения.

Исследования будут проводиться по анализу данных, полученных на предприятии ООО «Нарзан-гидроресурсы». В главе также приведена характеристика предприятия, построена организационная структура и описаны основные процессы и деятельность за последние годы.

ГЛАВА 2 НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКАЯ ЧАСТЬ

2.1 Аппроксимация динамических и статических характеристик гидролитосферных процессов (описание существующей процедуры)

В теории распределённых систем значительное место занимают методы конечномерной аппроксимации, активно применяемые как при анализе, так и при синтезе подобных объектов. Вопросам аппроксимации систем с распределёнными параметрами посвящены работы многих авторов — например, исследования К.Г. Валеева и О.А. Жаутыкова [53]. Вместе с тем, использование таких подходов сопряжено с определёнными ограничениями: замена распределённого объекта его конечномерным аналогом неизбежно влечёт за собой существенную трансформацию свойств исходной модели [51, 95]. По сути, в результате аппроксимации формируется новый объект, динамические и статические характеристики которого могут принципиально отличаться от исходных. Сложность сохранения всех свойств распределённой системы при переходе к конечномерному представлению обусловлена тем, что её поведение описывается в бесконечномерном пространстве состояний [73, 42]. Полный учёт всех мод колебаний и пространственных мод практически неосуществим в рамках упрощённой модели. Поэтому на практике при решении задач управления, как правило, ограничиваются описанием статических и динамических характеристик, считающихся наиболее существенными для достижения целей управления. В рамках данного подхода разработаны как структуры, так и вычислительные алгоритмы, позволяющие определять параметры элементов с сосредоточенными и распределёнными свойствами. Эти элементы воспроизводят наиболее значимые статические и динамические особенности как реальных объектов, так и их дискретных представлений (схема верификации приведена на рисунке 2.1).

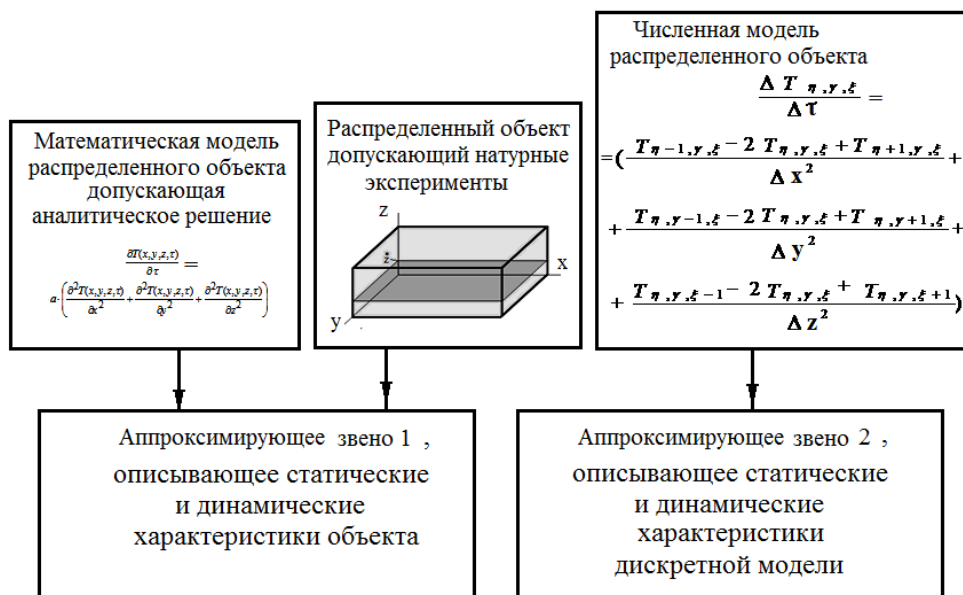


Рисунок 2.1 — Схема верификации дискретной модели объекта [16]

Верификация дискретной модели в данном контексте трактуется как обеспечение соответствия между характеристиками аппроксимирующего элемента 1 и параметрами элемента 2 (схематическая иллюстрация представлена на рисунке 2.1). Иными словами, требуется добиться такой степени близости их статических и динамических свойств, чтобы дискретный аналог с приемлемой точностью воспроизводил поведение исходной распределённой системы.

В качестве наиболее показательных примеров объектов с распределёнными параметрами, для которых подобная верификация представляет практический интерес, выступают гидролитосферные процессы. Методологические подходы к исследованию таких систем изложены в работах [75, 16], а решение задачи оптимального позиционирования эксплуатационных и наблюдательных скважин может базироваться на методике, предложенной в [46]. Современные средства телеметрии — например, измерительный комплекс «Кедр-ДМ» — установлены на водозаборных и контрольных точках и обеспечивают непрерывный сбор, накопление и передачу данных, что создаёт техническую основу для мониторинга эксплуатационного режима в масштабе реального времени.

Формирование системы управления группой добывающих скважин начинается с этапа формализации статических и динамических свойств управляемого объекта. Ниже излагается методика идентификации параметров аппроксимирующих структур, призванных воспроизводить перечисленные характеристики с требуемой степенью точности.

Первоочередной задачей выступает расчёт параметров звена, моделирующего удельное понижение уровня в гидролитосферной системе. Для этого рассматривается конфигурация, в которой объект характеризуется одним входным сигналом — дебитом добывающей скважины — и двумя выходными переменными: снижением уровня воды в самой добывающей скважине и аналогичным показателем в первой контрольной точке. Соответствующая схема приведена на рисунке 2.2. Данная постановка задачи соответствует модели условно сосредоточенного типа, где учёт пространственного распределения параметров ограничивается лишь теми аспектами, которые оказывают заметное влияние на формирование выходных сигналов.

В работе [40] обосновано, что для воспроизведения статических характеристик — в частности, удельного понижения уровня в заданной точке пространства — рационально использовать аппроксимирующее звено, структурная форма которого задаётся выражением (2.1):

$$W_a = \frac{K}{\beta} * \exp(-\beta * r); \beta = (D)^{1/2} \quad (2.1)$$

где: D , K , a — определяемые параметры,

r — расстояние от возмущающей скважины до измеряемой точки.

Процедура определения параметров аппроксимирующего звена распадается на следующие этапы [42]:

1. Приравнивая статические коэффициенты усиления аппроксимирующего звена значению K_1 и K_2 , получим систему уравнений (2.2):

$$\begin{cases} K_1 = \frac{K}{\beta} * \exp(-\beta * r_0) \\ K_2 = \frac{K}{\beta} * \exp(-\beta * r_2), \beta = (D)^{1/2} \end{cases} \quad (2.2)$$

где: K_1, K_2 — определяемые параметры,

r_2, r_0 — расстояние от возмущающей скважины до измеряемой точки.

2. Подставляя вычисленные значения: $K_1 = 0,0224$; $K_2 = 0,00236$; $r_0 = 0,2$; $r_2 = 180$ в (2.2), получим (2.3):

$$\begin{cases} 0,0224 = \frac{K}{\beta} * \exp(-\beta * 0,2) \\ 0,00236 = \frac{K}{\beta} * \exp(-\beta * 180), \beta = (D)^{1/2} \end{cases} \quad (2.3)$$

Решая систему уравнений (2.3), приходим к следующему результату 2.4:

$$K = 0,00028106; D = 0,00015665. \quad (2.4)$$

При этом полагалось, что коэффициенты фильтрации по координатам x и y (K_x, K_y) одинаковы (см. рисунок 2.2).

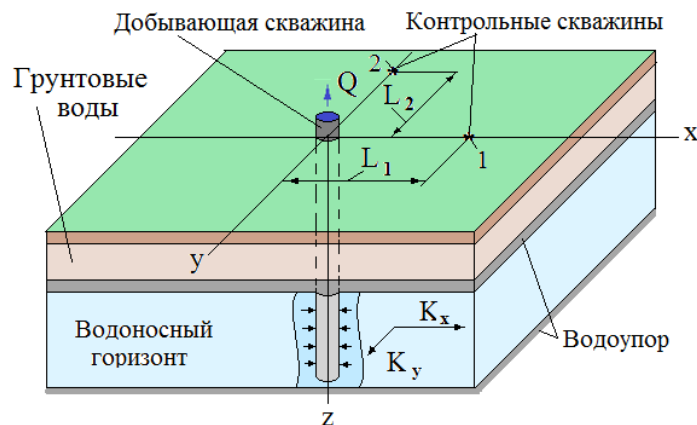


Рисунок 2.2 — Расположение добывающей и контрольной скважин [41]

2.2 Аппроксимация динамических и статических характеристик гидролитосферных процессов (модифицированная процедура)

В практическом решении задачи, коэффициенты фильтрации по пространственным координатам x и y разные. Будем анализировать адаптацию приведенной выше процедуры, для описания характеристик объекта, имеющего разные коэффициенты фильтрации по пространственным координатам. В рассматриваемом случае структура звена, аппроксимирующего статические коэффициенты может быть записана в виде (2.5):

$$W_a = \frac{K}{\beta} * \exp(-\beta * (x^2 + (K_n * y)^2)^{0,5}), \beta = (D)^{1/2} \quad (2.5)$$

где: x, y — координаты добывающей скважины;

K — определяемый параметр.

Путем анализа литературы, стало известно [75, 42], вокруг добывающей скважины формируется колодец. Будем считать, что его радиус r_0 . Запишем соотношение (2.3) для границы колодца (2.6) [75]:

$$W_a = \frac{K}{\beta} * \exp(-\beta * (x_0^2 + (K_n * y_0)^2)^{0,5}), \beta = (D)^{1/2}, x_0 = r_0, y_0 = r_0 \quad (2.6)$$

Входным воздействием на рассматриваемый объект служит средний дебит возмущающей скважины, а функциями выхода - изменение уровня (понижение) в добывающей скважине и контрольных скважинах (показано на рисунке 2.2). Положим, что проведены опытно-фильтрационные работы на рассматриваемом месторождении и получено:

- средний дебит входного воздействия составляет: Q м³/сут. (103м³/сут.);
- расстояние между рассматриваемыми скважинами составляет $L_1 = 180$ м., $L_2 = 150$ м.

Определим статические коэффициенты передачи:

- $K_1 =$ удельное понижение добывающей скважины (понижение уровня /средний дебит) = $(2,317)/103 = 0,0225$;

- $K_2 =$ коэффициент гидравлического взаимодействия скважин добывающей и первой контрольной (понижение уровня в контрольной скважине 1/средний дебит) = $(0,248)/103=0,00241$;

- $K_3 =$ коэффициент гидравлического взаимодействия скважин добывающей и второй контрольной (понижение уровня в контрольной скважине 2/средний дебит) = $(0,154)/103 = 0,0015$.

Временное запаздывание сигнала выхода, измеряемого во второй контрольной скважине, относительно входного воздействия при квазистационарном установившемся режиме составляло 21 минуту. При этом, на вход объекта было подано входное воздействие в виде:

$$Q = 100 + 10 * \sin(\varpi * \tau) \text{ м.}^3/\text{сут.}, \varpi = 0,001 \text{ 1/с. } (\tau\text{-время}).$$

Период колебаний входного воздействия составляет $T = (2\pi/0,001)/60 = 104,8$ мин. Сдвиг по фазе сигнала выхода относительно входного воздействия составил (2.7) [42]:

$$\Delta\varphi = 2\pi(-21)/104,8 = -1,259 \quad (2.7)$$

Процедура определения параметров аппроксимирующего звена (2.2) распадается на следующие этапы:

1. Приравнивая статические коэффициенты усиления аппроксимирующего звена значению K_1 и K_2 , получим систему уравнений (2.8):

$$\begin{cases} K_1 = \frac{K}{\beta} * \exp(-\beta * x_0) \\ K_2 = \frac{K}{\beta} * \exp(-\beta * L_0) \\ K_3 = \frac{K}{\beta} * \exp(-\beta * K_p * L_2) \end{cases}, \beta = (D)^{1/2} \quad (2.8)$$

где: K_1 и K_2 — коэффициенты усиления аппроксимирующего звена;

x_0, L_0, L_2 — координаты добывающей скважины.

2. Подставляя вычисленные значения в (2.8), получим систему уравнений (2.9):

$$\begin{cases} 0,0225 = \frac{K}{\beta} * \exp(-\beta * 0,3) \\ 0,00241 = \frac{K}{\beta} * \exp(-\beta * 180) \\ 0,0015 = \frac{K}{\beta} * \exp(-\beta * K_p * 150) \end{cases}, \beta = (D)^{1/2} \quad (2.9)$$

Решая полученную систему, приходим к следующему результату 2.10

$$D = 0,00015683, K = 0,00028157, K_p = 1,65710848. \quad (2.10)$$

3. Коэффициента гидравлического взаимодействия скважин рассматриваемого объекта записывается в виде (2.11):

$$W_a = \frac{0,00028157}{\beta} * \exp(-\beta * (x^2 + (1,6571 * y)^2)^{0,5}), \beta = (0,00028175)^{1/2} \quad (2.11)$$

где: x, y — координаты добывающей скважины.

На рисунках 2.3 и 2.4 приведены графики коэффициента гидравлического взаимодействия скважин (расположение скважин показано на рисунке 2.2) [42].

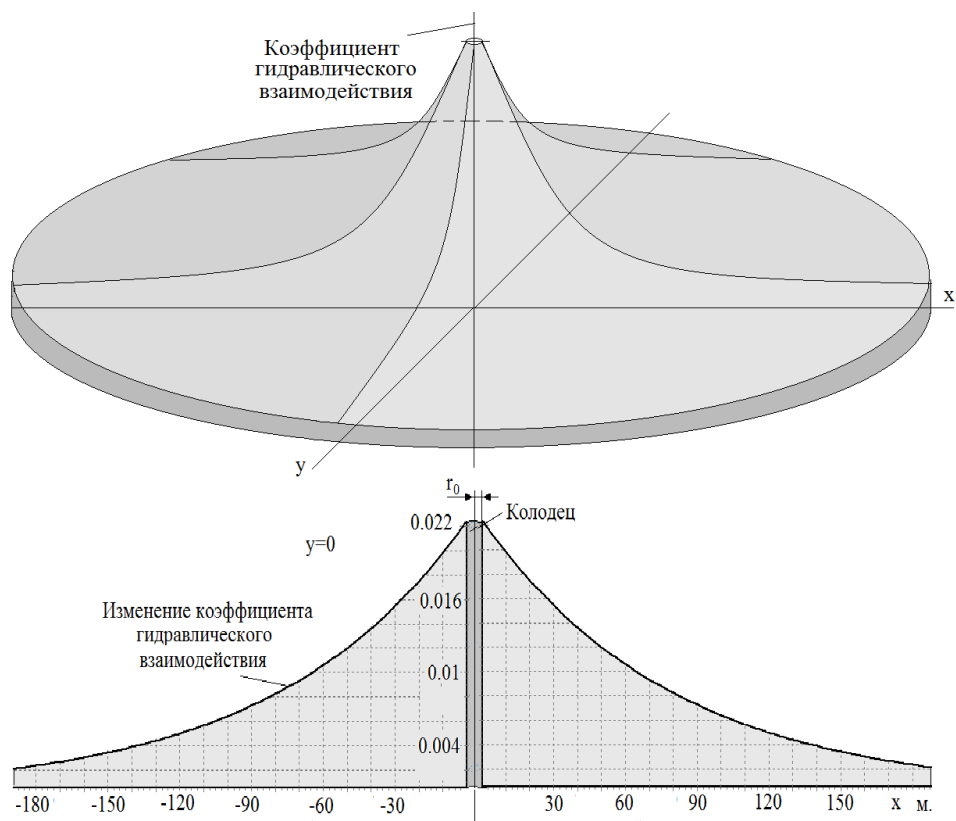


Рисунок 2.3 — Гидравлическое взаимодействие скважин [42]

Звено, аппроксимирующее статические коэффициенты и динамику рассматриваемого объекта, может быть записано в виде (2.12):

$$W_a = \frac{K}{\beta} * \exp(-\beta * (x^2 + (K_p * y)^2)^{0,5}), \beta = (s/a + D)^{1/2}$$

$$r_0 \leq |x| < \infty, r_0 \leq |y| < \infty \quad (2.12)$$

где: s — оператор Лапласа;

a — определяемый параметр;

x, y — координаты добывающей скважины.

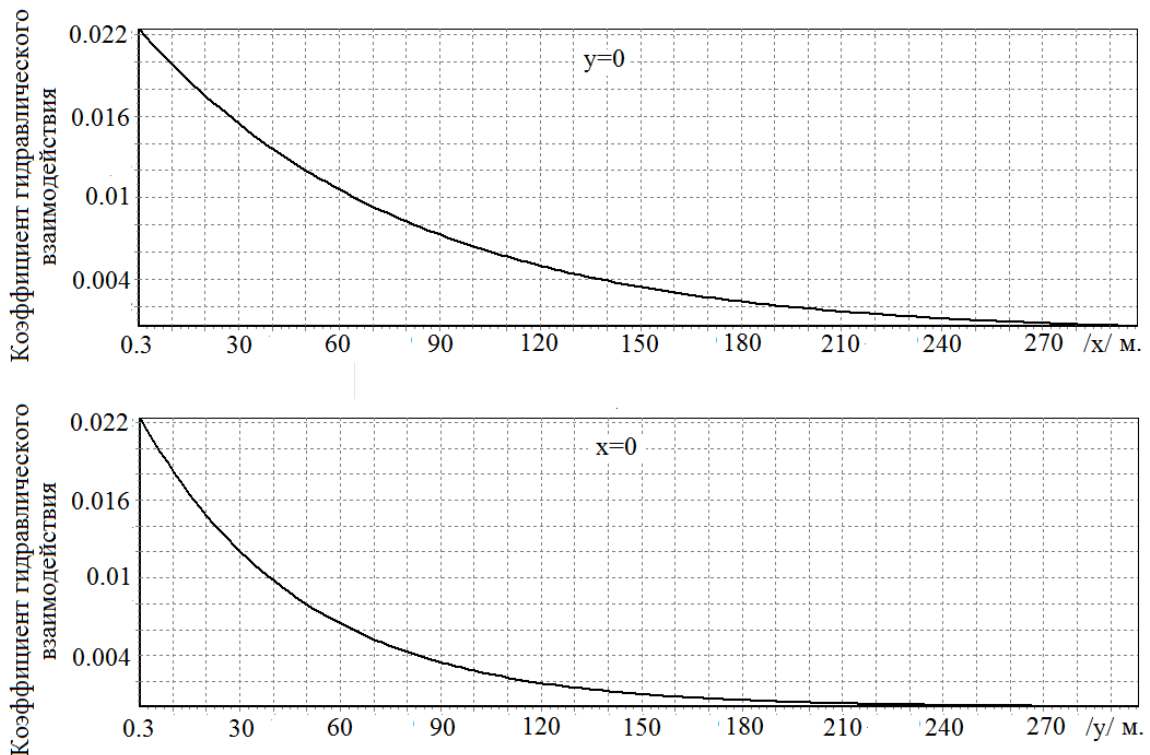


Рисунок 2.4 — График коэффициента гидравлического взаимодействия скважин [42]

Полагая $s = j\omega$ ($\omega = \omega_1$), запишем соотношение для определения фазы аппроксимирующего звена (2.13):

$$\Delta\varphi = -Im(\beta) * (x^2 + (K_p * y)^2)^{0,5} - \arctan\left(\frac{Im(\beta)}{Re(\beta)}\right)$$

$$\beta = \left(\frac{j\omega_1}{a} + D\right)^{1/2}, r_0 \leq |x| < \infty, r_0 \leq |y| < \infty \quad (2.13)$$

где: r_0 — радиус колодца;

x, y — координаты добывающей скважины.

Полагая $\Delta\varphi = -1,259$ и решая уравнение (2.13) численным методом, определим $a = 6,30204$.

Подставляя значение a в 2.12, получим 2.14:

$$W_a = \frac{0,00028157}{\beta} * \exp(-\beta * x^2 + (1,6571 * y)^2)^{0,5}$$

$$\beta = \left(s/6,30204 + 0,00028175 \right)^{1/2}$$
(2.14)

Звено, аппроксимирующее статические коэффициенты и динамику рассматриваемого объекта, может быть использовано для верификации дискретной модели рассматриваемого гидrolитосферного процесса.

В данном разделе приведен анализ структуры и методики определения параметров, аппроксимирующего статические коэффициенты и динамику гидrolитосферного процесса. Стоит учесть, что, в отличие от известных аппроксимирующих звеньев, рассмотренное в работе звено дает возможность аппроксимировать статические коэффициенты и динамику гидrolитосферного процесса, у которого коэффициенты фильтрации по осям x и y различны.

2.3 Решение задачи определение параметров аппроксимирующего звена

Решение проблемы оптимизации количества эксплуатационных скважин позволит повысить перспективы разработки рассматриваемого месторождения. Обычно в начале устанавливаются 1 или 2 рабочие скважины [16]. Количество эксплуатационных скважин может быть увеличено в соответствии с исследованиями спроса и в конечном итоге будет равно оптимальному количеству эксплуатационных скважин. В этом случае алгоритм управления также нуждается в корректировке.

Для обеспечения рационального управляющего воздействия на систему выбирается оптимальное количество эксплуатационных скважин. В рассматриваемом случае проектирование контрольной системы осуществлялось на базе частотного метода, адаптированного для работы с объектами с распределенными параметрами. В ходе исследования были зафиксированы статические и динамические показатели объекта в заданном пространственном режиме. На их основе определены характеристики распределенных звеньев, которые воспроизводят поведение системы в выбранных условиях. Итоговые модели распределенных узлов послужили фундаментом для синтеза регуляторов и проведения анализа устойчивости замкнутых контуров управления.

2.4 Постановка задачи оптимизации выбора расположения скважин

На рассматриваемом месторождении, расположено n -е количество эксплуатируемых скважин, на участке Lsk , необходимо вычислить такие значения $fst \leq fs$, которые принесут наибольшую прибыль DD за 10 лет работы скважины.

Входные данные для решения поставленной задачи:

- добыча гидроминерального сырья осуществляется в течение 3650 суток;

- $r_{0,l} = 0,2$ м. (радиус колодца);
- $N = 300/1000000$ млн. руб. (стоимость 1 м.^3 гидроминерального сырья);
- $C_p = 6$ млн. руб. (затраты на обустройство и содержание одной скважины в течение 10 лет);
- налог на недропользование 7,5%;
- $P_z = 87$ млн. руб. (расходы на содержание зданий, оборудования и персонала за 10 лет эксплуатации);
- расположение добывающих скважин показано на рисунке 2,2 ($L_{sk}=150$ м.);
- заданное понижение уровня в скважинах составляет 12 м. ($f_s=15^\circ$).

Полученные выше коэффициенты гидравлической взаимосвязи с скважинами записываются следующим в виде (2.15) [46]:

$$W_a = \frac{0,00028106}{\beta} * \exp(-\beta * (x^2 + (4,346 * y)^2)^{0,5}) \quad (2.15)$$

$$\beta = (0,00015665)^{1/2}$$

где: x, y — координаты добывающей скважины.

Вычисленные коэффициенты гидродинамического взаимодействия с скважинами учитывают разные коэффициенты фильтрации гидродинамического процесса по координатам пространства.

Распишем процедуру решения задачи.

1) Влияние j -ой эксплуатируемой скважины на понижение уровня в μ -эксплуатируемой скважине запишем как (2.16):

$$\Delta H_\mu = \frac{K_\mu * Q_\mu}{\beta} * \exp(-\beta * (r_{0,\mu})) + \sum_{j=1, j \neq \mu}^n \frac{K_j * Q_j}{\beta} \exp(-\beta * (r_{\mu,j})), \beta = D^{\frac{1}{2}}$$

$$r_{\mu,j} = \left((x_\mu - x_j)^2 + (K_p * (y_\mu - y_j))^2 \right)^{0,5}, \mu = 1 \dots n, \quad (2.16)$$

где: ΔH_μ — понижение уровня в рассматриваемой μ -й скважине ($\mu = 1 \dots n$);

$r_{0,j}$ — заданный радиус;

x_μ, y_μ — координаты μ -ой скважины;

n — количество скважин;

Q_μ — добыча μ -ой скважины;

Q_j — добыча j -ой скважины;

Будем считать, что в описываемой задаче (2.17):

$$K_\mu = K_j = K = 0,00028106, D = 0,00015665, K_p = 4,346. \quad (2.17)$$

Считая (2.18):

$$C_\mu = \frac{K_\mu}{\beta} * \exp(-\beta * (r_{0,\mu})), C_{\mu,j} = \frac{K_j}{\beta} * \exp(-\beta * (r_{\mu,j})), \beta = (G_1)^{1/2} \quad (2.18)$$

и преобразуя (2.18), формируем матричный математический аппарат для вычисления объема добычи эксплуатируемых скважин (2.19).

$$\begin{bmatrix} Q_1 \\ Q_2 \\ \dots \\ Q_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} C_1, C_{1,2}, \dots, C_{1,n} \\ C_{2,1}, C_2, \dots, C_{2,n} \\ \dots \\ C_{n,1}, C_{n,2}, \dots, C_n \end{bmatrix}^{-1} * \begin{bmatrix} \Delta H_1 \\ \Delta H_2 \\ \dots \\ \Delta H_n \end{bmatrix} \quad (2.19)$$

2) Рассчитаем общую прибыль по формуле (2.20):

$$Q = \sum_{\mu=1}^n Q_{\mu} \quad (2.20)$$

3) Вычислим прибыль за 10 лет работы месторождения (2.21):

$$DD = (Q * N - Q * N * 0,75) * 3650 - C_{sk}(n - 1) - P_z \quad (2.21)$$

где: DD — прибыль за 10 лет работы;

N — стоимость 1 м^3 гидроминерального сырья;

Q — объем добычи от скважины;

P_z — постоянные затраты в течении 10 лет составляют 87 млн. руб.;

C_{sk} — затраты на обустройство и содержание одной скважины в течение 10 лет составляют 6 млн. руб.

Из графиков, приведенных на рисунке 2.5, следует, что добиться максимальной прибыли возможно при работе пяти скважин. Доход на месторождении за 10 лет, составит 1016,8 млн. руб.. и общий дебет 10133,5 руб. м.³/сут. Расстояние от добывающей скважины 37,5 м.

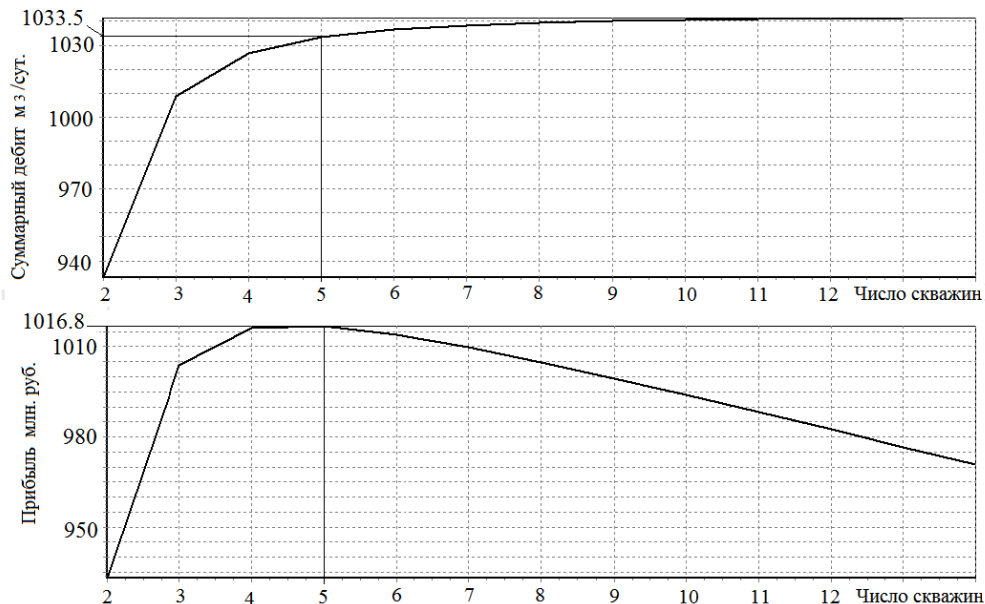


Рисунок 2.5 — Оптимизация расположения скважин (составлено автором)

Проведённые исследования гидrolитосферных процессов подтверждают практическую пригодность разработанного математического аппарата. Созданная структура

аппроксимационной модели продемонстрировала высокую точность при описании динамики и статистики исследуемого объекта. Это означает, что предложенный подход корректно отражает гидравлическое взаимодействие между скважинами и может служить надёжной основой для последующих инженерных расчётов.

На базе этой модели успешно решена задача определения и экономического обоснования оптимального числа добывающих скважин для рассматриваемого месторождения. Расчёт проводился с учётом взаимовлияния скважин друг на друга, заданных геометрических ограничений и критерия максимизации прибыли за десятилетний период эксплуатации. Полученное решение позволяет не только повысить суммарный дебит, но и избежать избыточных капитальных затрат на бурение и обслуживание.

Кроме того, с использованием той же аппроксимационной модели была решена задача оптимизации пространственного размещения добывающих скважин в пределах заданного сектора. Показано, что при различных коэффициентах фильтрации по координатам x и y изменение взаимного расположения скважин существенно влияет на их гидравлическое взаимодействие и, как следствие, на общий дебит. Таким образом, предложенный подход предоставляет инструмент для комплексного проектирования системы добычи, учитывающий, как количественные, так и пространственные аспекты разработки месторождения.

2.5 Математическая модель объекта управления

Математическое моделирование гидролитосферных процессов в рассматриваемом месторождении (рисунок 2.6) можно записать в виде (2.22, 2.23) [40, 91]:

Верхний валанжин

$$\frac{\partial H_1(x,y,z,r)}{\partial r} = \frac{1}{\eta^2} \left(k_{1,x} \frac{\partial^2 H_1(x,y,z,r)}{\partial x^2} + k_{1,y} \frac{\partial^2 H_1(x,y,z,r)}{\partial y^2} + k_{1,z} \frac{\partial^2 H_1(x,y,z,r)}{\partial z_1^2} \right) \quad (2.22)$$

$$0 < x < L_x, 0 < y < L_y, 0 < z < L_{z_1}$$

Нижний валанжин

$$\frac{\partial H_2(x,y,z,r)}{\partial r} = \frac{1}{\eta^2} \left(k_{2,x} \frac{\partial^2 H_2(x,y,z,r)}{\partial x^2} + k_{2,y} \frac{\partial^2 H_2(x,y,z,r)}{\partial y^2} + k_{2,z} \frac{\partial^2 H_2(x,y,z,r)}{\partial z_2^2} \right) + V * \delta(x_0, y_0) \quad (2.23)$$

$$0 < x < L_x, 0 < y < L_y, 0 < z < L_{z_2}$$

В представленной математической модели приняты следующие обозначения: H_i — напор в исследуемом водоносном горизонте (для двух рассматриваемых пластов $i=1,2$), измеряемый в метрах; $k_{i,x}, k_{i,y}, k_{i,z}$ — коэффициенты фильтрации по трём пространственным координатам для каждого пласта (м/сут.), характеризующие способность породы пропускать жидкость в разных направлениях; η_i — упругоёмкость пласта (1/м), отражающая способность водоносного горизонта аккумулировать или отдавать воду при изменении давления. Влияние работающей

скважины на распределение напора задаётся членом $V=-Q \cdot K_{\phi}$, где Q — дебит скважины ($\text{м}^3/\text{сут.}$), а K_{ϕ} — безразмерный коэффициент, учитывающий интенсивность воздействия. Локализация этого воздействия в пространстве описывается дельта-функцией $\delta(x_0, y_0)$, которая принимает значение 1 в точке забора воды (скважина 107Д с совершенным водозабором) и 0 во всех остальных точках. Пространственные координаты x, y, z задаются в метрах, а геометрические размеры расчётной области ограничены величинами L_x, L_y, L_{z1}, L_{z2} ; временной аргумент τ измеряется в сутках. Такая система обозначений позволяет компактно описать нестационарный трёхмерный процесс фильтрации в двухслойном пласте с учётом точечного водоотбора.

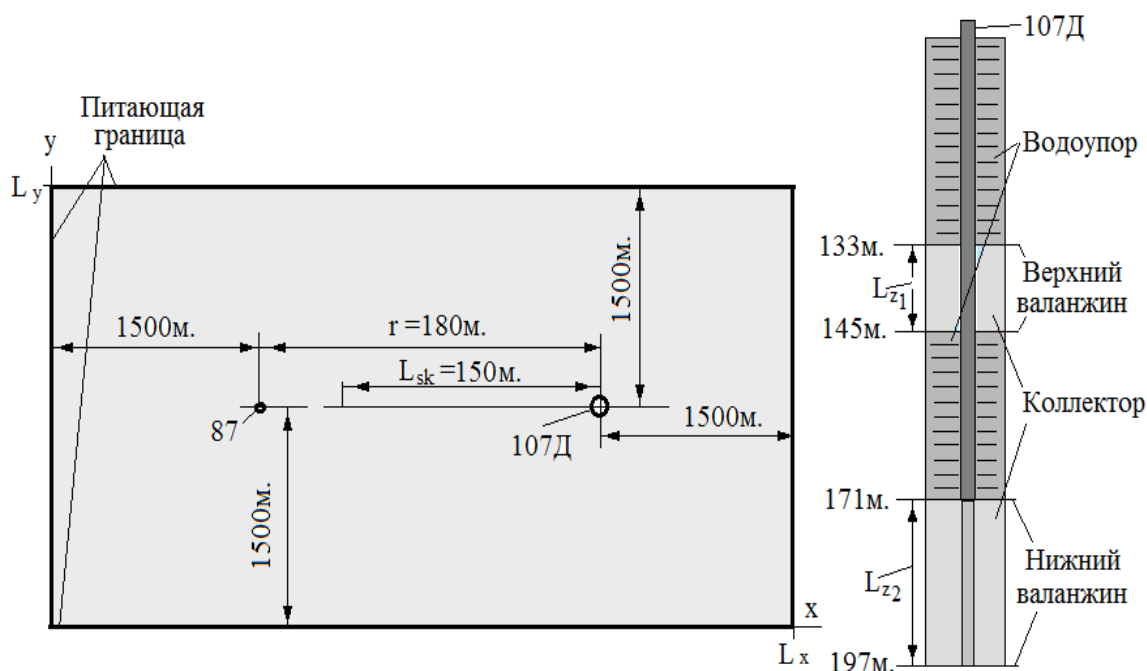


Рисунок 2.6 — Схема месторождения (составлено автором)

Граничные условия между пластами определяются условиями Дарси выражения 2.24, 2.25.

$$H_1(x, y, L_{z_1}, \tau) = H_1(x, y, L_{z_1}, \tau) + b_1 * (H_2(x, y, 0, \tau) - H_1(x, y, L_{z_1}, \tau)) * \partial \tau, \quad (2.24)$$

$$H_2(x, y, 0, \tau) = H_2(x, y, 0, \tau) - b_1 * (H_2(x, y, 0, \tau) - H_1(x, y, L_{z_1}, \tau)) * \partial \tau. \quad (2.25)$$

где b_1 — параметр перетекания.

Верхняя граница верхнего пласта (2.26)

$$\partial H_1(x, y, 0, \tau) / \partial z = 0 \quad (2.26)$$

Нижняя граница нижнего пласта (2.27)

$$\partial H_2(x, y, L_{z_2}, \tau) / \partial z = 0 \quad (2.27)$$

Боковые грани описываются уравнениями 2.28.

$$H_1(0, y, z, \tau) = H_{1,0}, H_2(0, y, z, \tau) = H_{2,0}$$

$$\partial H_1(L_x, y, z, \tau) / \partial x = 0, \quad \partial H_2(L_x, y, z, \tau) / \partial x = 0 \quad (2.28)$$

В процессе характеристик граничного состояния в координатах y было установлено, что влияние на состояние забора не повлияло на скважину (2.29):

$$H_i(x, 0, z, \tau) = H_i(x, L_y, z, \tau) = H_{i,0}(x, y, z, \tau), \quad (i = 1, 2) \quad (2.29)$$

где: $H_{1,0}, H_{2,0}$ — начальные состояния грунтовых вод и пластов, заданные в форме (2.30):

$$H_{2,0}(x, y, 0, \tau) = 193 - 50 * x/L_x, \quad 0 \leq x \leq L_x, \quad 0 \leq y \leq L_y, \quad 0 \leq z \leq L_{z2} \quad (2.30)$$

При использовании приведенного выше математического аппарата объектов управления запишем дискретный образец, используя выражения 2.22, 2.23 получим выражения 2.31, 2.32.

Верхний валанжин

$$\frac{\Delta H_{1,\eta,\gamma,\xi}}{\Delta r} = \frac{1}{\eta_1} \left(k_{1,x} \frac{H_{1,\eta-1,\gamma,\xi} - 2 * H_{1,\eta,\gamma,\xi} + H_{1,\eta+1,\gamma,\xi}}{(\Delta x)^2} + k_{1,x} \frac{H_{1,\eta-1,\gamma,\xi} - 2 * H_{1,\eta,\gamma,\xi} + H_{1,\eta+1,\gamma,\xi}}{(\Delta y)^2} + k_{1,x} \frac{H_{1,\eta,\gamma,\xi-1} - 2 * H_{1,\eta,\gamma,\xi} + H_{1,\eta,\gamma,\xi+1}}{(\Delta z_1)^2} \right) \quad 2.31$$

$$2 < \eta < N_x - 1, \quad 2 < \gamma < N_y - 1, \quad 2 < \xi < N_z - 1$$

Нижний валанжин

$$\frac{\Delta H_{2,\eta,\gamma,\xi}}{\Delta r} = \frac{1}{\eta_2} \left(k_{2,x} \frac{H_{2,\eta-1,\gamma,\xi} - 2 * H_{2,\eta,\gamma,\xi} + H_{2,\eta+1,\gamma,\xi}}{(\Delta x)^2} + k_{2,x} \frac{H_{2,\eta-1,\gamma,\xi} - 2 * H_{2,\eta,\gamma,\xi} + H_{2,\eta+1,\gamma,\xi}}{(\Delta y)^2} + k_{2,x} \frac{H_{2,\eta,\gamma,\xi-1} - 2 * H_{2,\eta,\gamma,\xi} + H_{2,\eta,\gamma,\xi+1}}{(\Delta z_2)^2} \right) \quad 2.32$$

$$2 < \eta < N_x - 1, \quad 2 < \gamma < N_y - 1, \quad 2 < \xi < N_z - 1$$

где: N_x, N_y — число дискретных точек по x и y ;

N_{zi} — число точек дискретизации пласта i по z ($i = 1, 2$).

Граничные условия между пластами (2.33):

$$H_{1,\eta,\gamma,N_{z1}} = H_{1,\eta,\gamma,N_{z1}} + b_1 * (H_{2,\eta,\gamma,1} - H_{1,\eta,\gamma,N_{z1}}) * \Delta r$$

$$H_{2,\eta,\gamma,N_{z1}} = H_{2,\eta,\gamma,N_{z1}} - b_1 * (H_{2,\eta,\gamma,1} - H_{1,\eta,\gamma,N_{z1}}) * \Delta r \quad (2.33)$$

Верхняя граница верхнего пласта (2.34)

$$H_{1,\eta,\gamma,1} = H_{1,\eta,\gamma,2}, \quad 2 < \eta < N_x - 1, \quad 2 < \gamma < N_y - 1 \quad (2.34)$$

Нижняя граница нижнего пласта (2.35)

$$H_{2,\eta,\gamma,N_{z2}} = H_{2,\eta,\gamma,N_{z2}-1}, \quad 2 < \eta < N_x - 1, \quad 2 < \gamma < N_y - 1 \quad (2.35)$$

$$\text{Получим } H_{2,\eta,\gamma,N_{z2}} = H_{2,\eta,\gamma,N_{z2}-1} \quad (2.36)$$

Чтобы определить граничные условия по y , обратим внимание, что влияние заборной скважины никак не отражается на состоянии пласта (2.37, 2.38, 2.39, 2.40, 2.41, 2.42).

$$h_{1,\eta,1,\xi} = h_{1,\eta,N_y,\xi} = h_{1,1,\gamma,\xi} = h_{1,0,\xi} \quad (2.37)$$

$$H_{1,\eta,1,\xi} = H_{i,\eta,N_y,\xi} = H_{i,1,\gamma,\xi} = H_{i,0}, \quad (i = 2..3) \quad (2.38)$$

$$2 < \eta < N_x - 1, \quad 2 < \xi < N_{z3} - 1 \quad (2.39)$$

$$h_{1,\eta,\gamma,1} = 0 \quad (2.40)$$

$$H_{i,N_x,\gamma,\xi} = H_{i,N_x-1,\gamma,\xi}, \quad (i = 2..3) \quad (2.41)$$

$$2 < \gamma < N_y - 1, \quad 2 < \xi < N_3 - 1 \quad (2.42)$$

Таблица 2.1 – Значения геометрических параметров объекта (составлено автором)

	Обозначение	Размер
Длина моделируемой области	L_x	3180 м.
Ширина моделируемой области	L_y	3000 м.
Толщина I пласта	L_{z_1}	12 м.
Толщина II пласта	L_{z_2}	26 м.

По данным исследований геологов, определены количественные значения физико-математических параметров, применяемых в моделировании объектов управления в таблице 2.2. (показатели даны в системе «СИ»).

Таблица 2.2 — Значения физических параметров объекта (составлено автором)

Верхний пласт	Нижний пласт
$k_{x_1}=148.4/86400;$ $k_{y_1}=24.64/86400;$ $k_{z_1}=14.64/86400;$ $\eta_1=0.00012.$	$k_{x_2}=148.4/86400;$ $k_{y_2}=24.64/86400;$ $k_{z_2}=14.64/86400;$ $\eta_2=0.00012;$ $b_1=0.00012/86400.$

При моделировании процесса гидролитосферы выбрано следующее число дискретных точек по координатам пространства (2.43):

$$x \rightarrow \eta = 1,107; \quad \gamma \rightarrow \gamma = 1,76; \quad z_i \rightarrow \xi = 1,9; \quad i = 1,2 \quad (2.43)$$

В нижнем пласте формируется рабочая скважина с учетом дискретных точек (2.44):

$$\eta = 50; \quad \gamma = 38. \quad (2.44)$$

Определение функции выхода ($H_{2,\eta,\gamma,\xi}(\tau)$) происходит в точке (2.45):

$$\eta = 45; \quad \gamma = 38; \quad \xi = 5. \quad (2.45)$$

2.6 Верификация параметров математической модели

В целях проведения верификации дискретной модели будем учитывать степень близости статических и динамических характеристик, полученного в результате ОФР на Северном фланге Центрального участка. Коэффициенты передачи $K_1 = 0,0224$; $K_2 = 0,00236$

выявлены при ОФР. Опираясь на данные полученные в ходе проведения опытных исследований, видим, что чистая задержка возмущения в процессе забора из скважины 107Д до контрольной - 87 составляет 27,0 минуты. Поменяем показатели дискретных моделей для достижения близости характеристик, получаемых в результате ОФР [46]. Изменения параметров объекта отображены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Значения скорректированных параметров объекта (составлено автором)

Верхний пласт	Нижний пласт
$k_{x_1}=148,4/86400;$	$k_{x_2}=148,4/86400;$
$k_{y_1}=24,64/86400;$	$k_{y_1}=24,64/86400;$
$k_{z_1}=14,64/86400;$	$k_{z_1}=14,64/86400;$
$\eta_1=0,000128.$	$\eta_2=0,0008;$
	$b_1=0,000012/864.$

$$K_{\phi} = 20,51747163.$$

Переходные процессы в скорректированной модели представлены на рисунке 2.7.

Коэффициенты передачи измененной модели (рисунок 2.7, выражение 2.46):

$$K_1 = 11,405/508 = 0,02245; K_2 = 1,051/508 = 0,002069 \quad (2.46)$$

время задержки возмущения от рабочей скважины до контрольной, 107Д и 87 соответственно, составляет 0.417 ч. (25 минут). Видим, что полученные значения близки к результатам, полученным в результате ОФР.

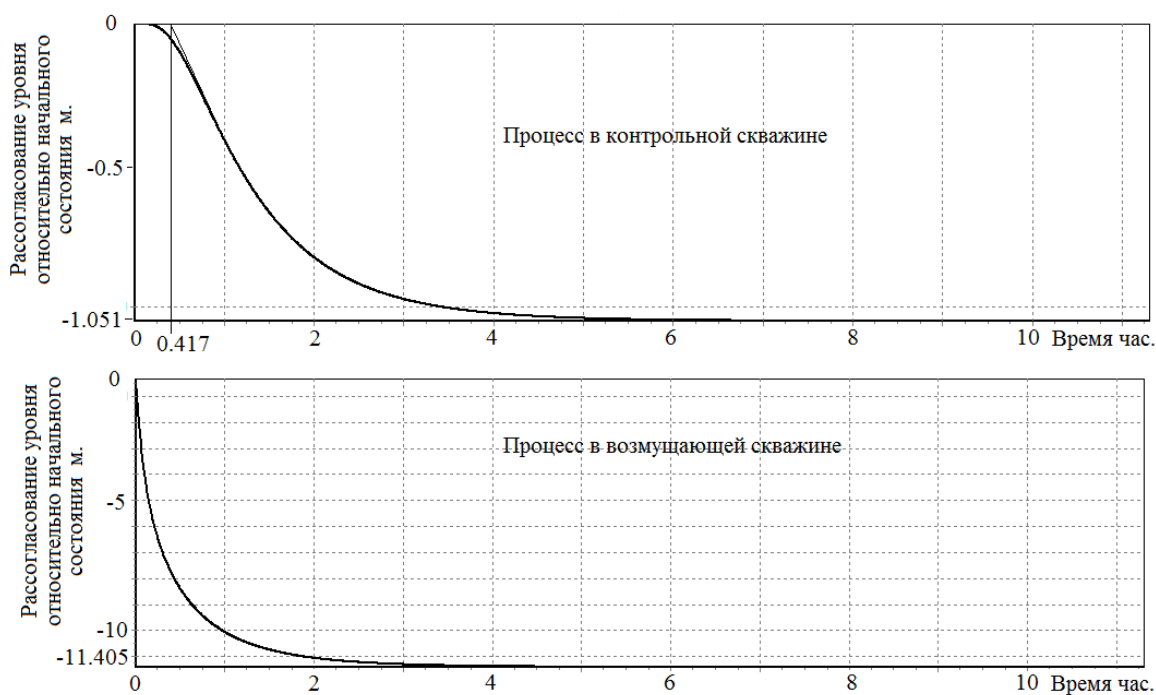


Рисунок 2.7 — Скорректированная модель (составлено автором)

2.7 Выводы к Главе 2

В рассматриваемой главе разработана структура и описана процедура определения параметров звена, аппроксимирующего коэффициенты гидравлического взаимодействия добывающих скважин.

Приводится постановка и решение задачи оптимизации расположения и выбора числа добывающих скважин (расположенных на прямом отрезке), обеспечивающих максимальную прибыль за 10 лет эксплуатации рассматриваемого месторождения.

Рассмотрена математическая модель гидrolитосферных процессов Северного фланга Центрального участка Кисловодского месторождения минеральных вод, составлена дискретная модель и показана верификация параметров дискретной модели.

ГЛАВА 3 ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ СИСТЕМЫ

3.1 Проектирование распределенной системы управления дебитом добывающих скважин

Для проектирования системы, будем придерживаться следующего плана.

1. Выбор пространственных мод.

При выборе динамических и статических показателей распределенных объектов используют пространственную модификацию собственных векторных функций оператора объектов (рисунок 3.1).

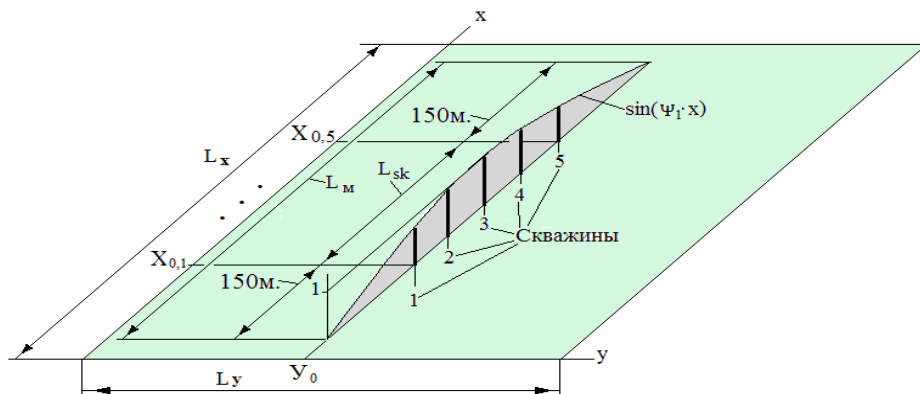


Рисунок 3.1 — Формирование моды входного воздействия (составлено автором)

Возмущающее воздействие и статический коэффициент передачи, на расстоянии от 150 м. от скважины, составляет 0 и 0,00343 соответственно, это равно $0,00343/0,0224 = 0,15$ частей от статических коэффициентов возмущения скважины. Пространственная модификация входных воздействий представлена как: $\sin(\psi_v \cdot x)$, $0 \leq x \leq L_m$, где $\psi_v = \pi \cdot v / L_m$, $L_m = 450$ м. (рисунок 3.1).

2. Вычисление динамических и статических показателей объекта управления.

Входящее воздействие на выбранную пространственную моду (функция (V)), представляет собой дискретную функцию описанную (3.1):

$$V_\mu(X_\mu, Y_0, r) = -K_\phi * Q * \sin(\psi_v * x) * \delta(X_\mu, Y_0, r), \quad \mu = 1 \dots 5 \quad (3.1)$$

где: X_μ, Y_0 — координаты местонахождения добывающих скважин (рисунок 2.9);

знак «-» сообщает, что происходит забор гидроминерального сырья из скважины.

При математическом моделировании гидrolитосферного процесса вводится ключевое допущение, согласно которому отбор жидкости каждой добывающей скважиной моделируется как совершенный водозабор. Это означает, что скважина вскрывает всю мощность продуктивного горизонта, и понижение уровня, создаваемое ею, распределяется равномерно по всей толщине пласта. Следовательно, прибыль, формируемая каждой скважиной, рассматривается как интегральный показатель, пропорциональный общему объему извлеченной

воды из данного интервала, и не привязывается к каким-либо локальным зонам внутри пласта, а относится ко всей вскрытой мощности.

Для фиксации выходных переменных системы (функций выхода) в качестве характерных точек контроля выбраны координаты расположения самих добывающих скважин. Более конкретно, динамика изменения уровня (напора), обусловленная работой скважин, отслеживается в точках с пространственными координатами $x=X_{\mu}$ (положение каждой μ -й скважины на оси x), $y=Y_0$ (фиксированная координата по оси y , соответствующая линии расположения скважин) и $z=0,5 \cdot LZ_2$, то есть на середине мощности второго (нижнего) водоносного горизонта. Выбор именно средней точки по вертикали обусловлен тем, что здесь воздействие от забора воды проявляется наиболее репрезентативно, а измерения, выполненные на этой глубине, позволяют корректно оценить реакцию всей толщи пласта на эксплуатационную нагрузку (схематично эта конфигурация представлена на рисунке 3.1). Такой подход обеспечивает сопоставимость результатов моделирования с данными натурных наблюдений, которые обычно проводятся на тех же горизонтах.

Это можно измерить на объекте физического назначения через технические средства, в частности, с использованием прибора «Кедр-ДМ». Верифицированная дискретная модель объекта контроля позволила создать программу для численного эксперимента. По итогам расчетов определены реагенты объекта первой и второй пространственной моды воздействия входа. На рисунках 3.2 и 3.3 расположены графики анализируемых реакций объектов на первую моду пространства.

$$Q = 100 \text{ м}^3/\text{сут.}, \text{ или } Q = 0,001157 \text{ м}^3/\text{с.}$$

$$K_{m1} = -5,987 / (-0,001157) = 5355,1$$

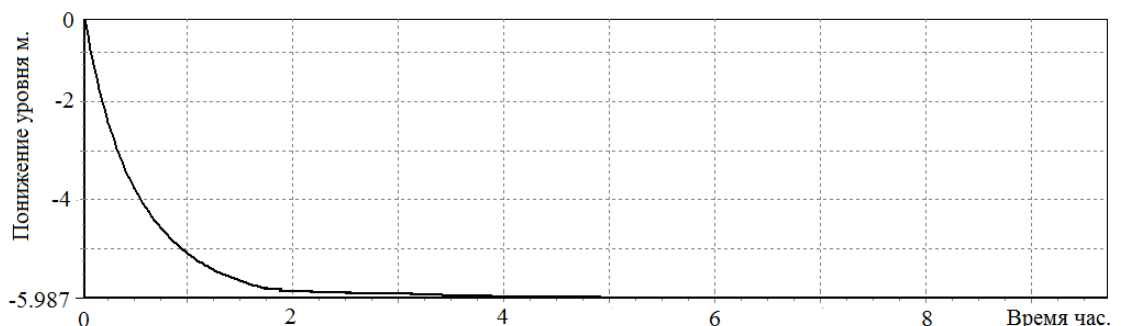


Рисунок 3.2 — График изменения уровня в зоне расположения третьей добывающей скважины
(составлено автором)

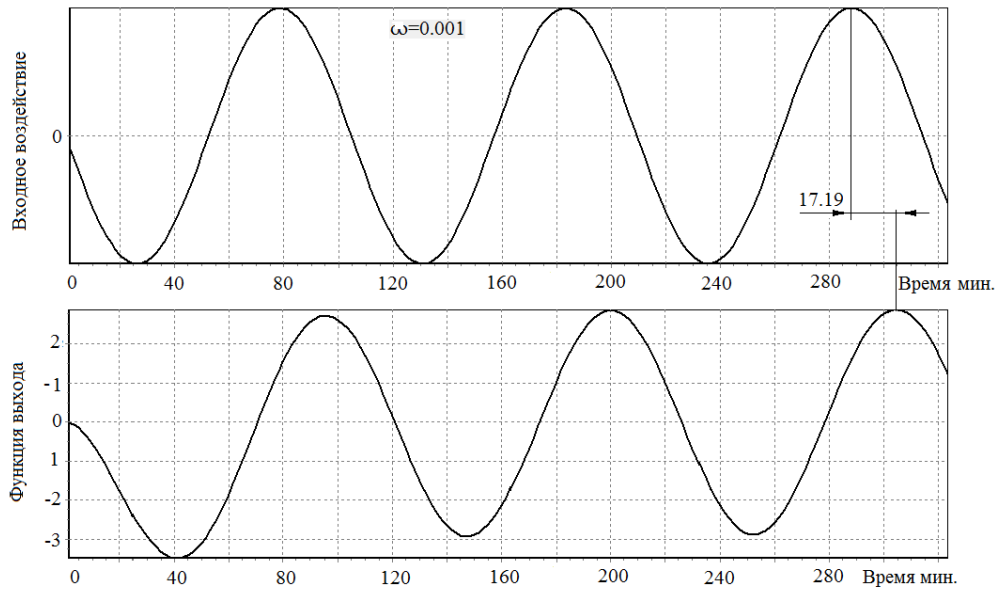


Рисунок 3.3 — График изменения уровня в зоне расположения третьей добывающей скважины (составлено автором)

Выше показано изменение уровня зоны нахождения третьей рабочей скважины ($x = X_3$, $y = Y_0$, $z = 0,5 \cdot L_{z2}$), при гармоническом воздействии входа (3.2).

$$V_\mu(X_\mu, Y_0, r) = -K_\phi * Q * \sin(\psi_v * x) * \sin(\omega * r) * \delta(X_\mu, Y_0, r)$$

$$\mu = 1 \dots 5, \quad \omega = 0,001 \text{ 1/с.} \quad (3.2)$$

Период равен (3.3)

$$T = 2 * \pi / \omega = 2 * \pi / 0,001 = 2 * \pi / 0,001 = 6238,18 \text{ с.} = 104,72 \text{ м.} \quad (3.3)$$

Сдвиг по фазе функции выхода в сравнении с входным воздействием равен (3.4)

$$\Delta\varphi_1 = 2\pi * (-17,19) / 104,72 = -1,0314 \text{ рад.} \quad (3.4)$$

На рисунке 3.4 отображен отклик объекта на вторую пространственную моду. Ее значение вычисляется как (3.5):

$$K_{M2} = 2,068 / (-0,001157) = 2063,9 \quad (3.5)$$

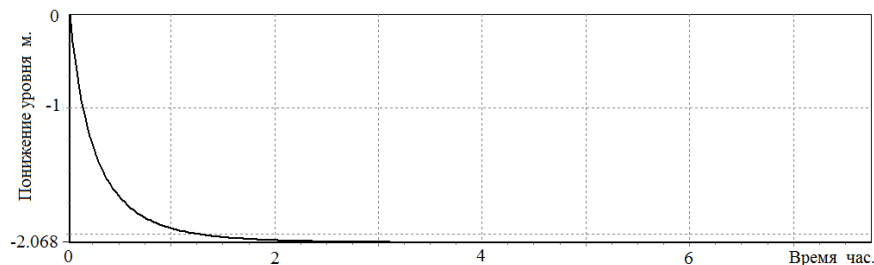


Рисунок 3.4 — Изменение уровня в добывающей скважине (3) (составлено автором)

3. Аппроксимация статических и динамических характеристик объекта.

В качестве представления динамических характеристик рассматриваемых объектов будем использовать (3.6):

$$W_a(s, G) = \frac{K}{\beta+1} * \exp(-\beta * \Delta r), \quad \beta = \left(\frac{s}{a} + G\right)^{1/2}, \quad G_1 \leq G \leq \infty \quad (3.6)$$

где: G — обобщенная координата. В описываемом случае, для выбранных пространственных мод, первой и второй, показатели обобщенной координаты равны (3.7):

$$G_1 = \left(\pi * 1/L_M\right)^2, \quad G_2 = \left(\pi * 2/L_M\right)^2 \quad (3.7)$$

где Δr , K и a — определяемые параметры.

Учитывая, что $s = j\omega = 0$, для выбранных пространственных мод, преобразуем 3.5. в систему уравнений 3.8.

$$\begin{cases} K_{M1} = \frac{K}{\beta_1+1} * \exp(-\beta_1 * \Delta r) \\ K_{M2} = \frac{K}{\beta_2+1} * \exp(-\beta_2 * \Delta r), \end{cases} \quad \beta_v = (G_v)^{1/2}, \quad v = 1,2 \quad (3.8)$$

Учитывая исходные данные (K_{M1} , K_{M2} , G_1 , G_2) в систему уравнения (3.8) получим 3.9:

$$K = 13895,282935; \quad \Delta r = 135,58229; \quad a = 6,441693 \quad (3.9)$$

Считая, что в (3.7), $s = j\omega$ ($\omega = \omega_l$), запишем соотношение для определения фазы аппроксимирующего звена (3.10):

$$\Delta f_1 = -Im(\beta_1) * \Delta x - \arctan(Im(\beta_1)/(Re(\beta_1) + 1)), \quad \beta_1 = (j\omega_l/a + G_1)^2. \quad (3.10)$$

Имея ввиду, что $\Delta f_l = \Delta \varphi_{Ml} = -1,0314$, $\omega_l = 0,001$ и определяя численным методом, получаем $a = 6,441693$.

Передаточная функция аппроксимирующего звена записывается в виде (3.11):

$$W_a(s, G) = \frac{13895,28}{\beta+1} * \exp(-\beta * 135,58), \quad \beta = \left(\frac{s}{6,44} + G\right)^{1/2}, \quad G_1 \leq G \leq \infty \quad (3.11)$$

4. Синтез распределенного регулятора.

Для распределенных систем управления, передаточные функции которых описываются при помощи (3.8) создается регулятор распределенной устойчивости, а также на устойчивость запасов и параметр Δ обременяется следующим:

- запас устойчивости по фазе $\Delta \varphi \geq \pi/6$;
- запас устойчивости по модулю $\Delta L \geq 10$ дб.;
- параметр $\Delta = 1,7$.

Методика синтеза распределенных регуляторов изложена в [40, 46]. Функция передаточного регулятора чаще всего применяется в распределенном режиме и выглядит как (3.12):

$$W(x, s) = E_1 * \left[\frac{n_1-1}{n_1} - \frac{1}{n_1} \nabla^2 \right] + E_4 * \left[\frac{n_4-1}{n_4} - \frac{1}{n_4} \nabla^2 \right] * \frac{1}{s} + E_2 * \left[\frac{n_2-1}{n_2} - \frac{1}{n_2} \nabla^2 \right] * s \quad (3.12)$$

где: E_i — заданные числа ($i=1, 2, 4$);

x — пространственная координата;

∇^2 — лапласиан;

S — оператор Лапласа;

n_i — весовые коэффициенты ($i = 1, 2, 4$), ($n_i \geq 1$).

Методика синтеза представлена в программном продукте каф. СУ и ИТ СКФУ.

Значения параметров распределенного регулятора были выявлены благодаря результатам расчетов (3.13):

$$n_1 = 0,1, E_1 = 7,7568, n_4 = 1,0, E_4 = 0,011606, n_2 = \infty, E_2 = 0,14142. \quad (3.13)$$

Синтезированный распределенный регулятор записывается в виде (3.14):

$$W(x, s) = 7,7568 * [-\nabla^2] + 0,011606 * [-\nabla^2] * \frac{1}{s} + 0,14142 * s, \quad X_{0,1} \leq x \leq X_{0,5} \quad (3.14)$$

5. Исследование стабильности замкнутой распределенной системы.

Запишем передаточную функцию распределенного регулятора (3.14) используя обобщенные координаты (3.15):

$$W(G, s) = 7,7568 * [G] + 0,011606 * [G] * \frac{1}{s} + 0,14142 * s, \quad G_1 \leq G \leq \infty \quad (3.15)$$

Передаточная функция разомкнутой системы, в соответствии с (3.15), записывается в виде (3.16):

$$W_R(s, G) = W(s, G) * W_a(s, G) = \left(7,7568 * [G] + 0,011606 * [G] * \frac{1}{s} + 0,14142 * s \right) * \left(\frac{13895,28}{\beta+1} \right) * \exp(-\beta * 135,58) \quad (3.16)$$

$$\beta = \left(\frac{s}{6,44} + G \right)^{1/2}, \quad G_1 \leq G \leq \infty$$

Предположи, что в (3.15) $s = j\omega$, для разных значений G , были назначены амплитудные и фазовые частотные поверхности разомкнутой системы, определены линии среза модуля и фазы разомкнутой системы, которые построены на совмещенной плоскости G_2, G_4 (рисунок 3.5) [53].

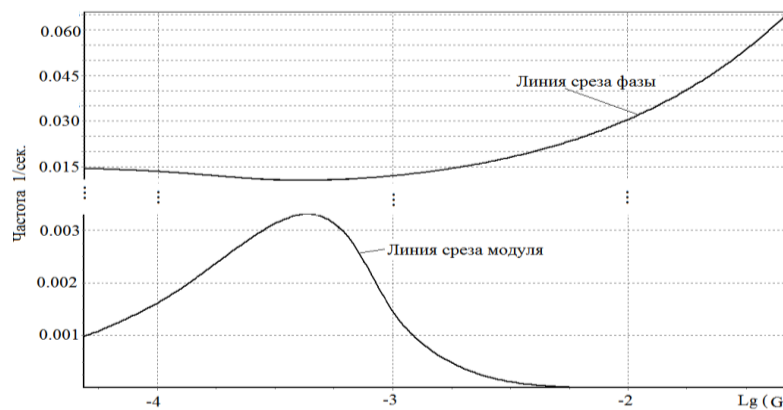


Рисунок 3.5 — Устойчивость системы [53]

Сообразно критерию устойчивости Найквиста замкнутая система будет стабильна.

6. Алгоритм управления представлен на рисунке 3.6.

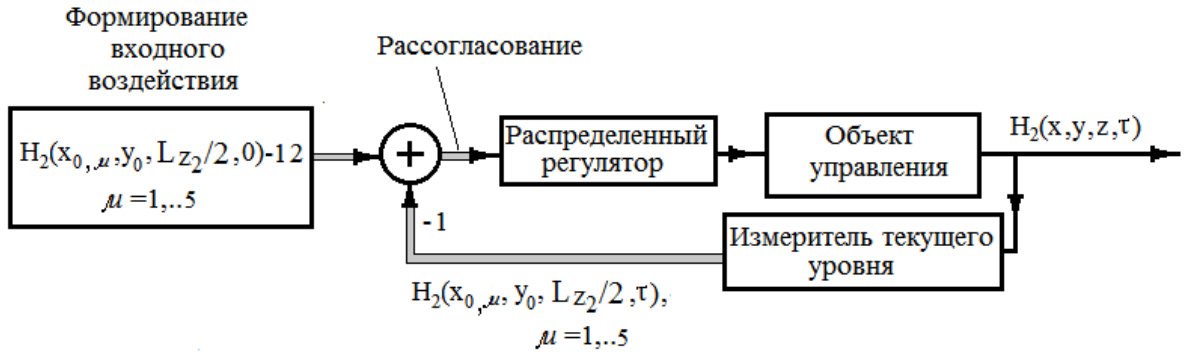


Рисунок 3.6 — Схема системы управления [53]

Синтезированный выше распределенный регулятор записывается в виде (3.17):

$$W(x, s) = 7,7568 * [-\nabla^2] + 0,011606 * [-\nabla^2] * \frac{1}{s} + 0,14142 * s, \quad X_{0,1} \leq x \leq X_{0,5} \quad (3.17)$$

Подавая на вход регулятора входное воздействие, описываемое (3.18)

$$\Delta \hat{H}_\mu(r) = \left(H_2 \left(x_{0,\mu}, y_0, \frac{L_{z_2}}{2}, r = 0 \right) - 12 \right) - H_2 \left(x_{0,\mu}, y_0, \frac{L_{z_2}}{2}, r \right), \quad \mu = 1, \dots, 5 \quad (3.18)$$

Получим выражение (3.19)

$$Q_\mu(r) = 7,7568 * \left[-\frac{\Delta \hat{H}_{\mu-1}(r) - 2 * \Delta \hat{H}_\mu(r) + \Delta \hat{H}_{\mu+1}(r)}{\Delta x^2} \right] + 0,011606 * \int_r \left[-\frac{\Delta \hat{H}_{\mu-1}(r) - 2 * \Delta \hat{H}_\mu(r) + \Delta \hat{H}_{\mu+1}(r)}{\Delta x^2} \right] + 0,14142 * \frac{\Delta \hat{H}_\mu(r) - \Delta \hat{H}_\mu(r - \Delta r)}{\Delta r}, \quad \mu = 1, \dots, 5 \quad (3.19)$$

где $\Delta \tau$ — шаг интегрирования по времени.

Для определения пространственной совместимости между распределенными объектами и регуляторами запишем граничные условия для (3.19) 3.20:

$$\Delta \hat{H}_0(\tau) = 0; \quad \Delta \hat{H}_6(\tau) = 0 \quad (3.20)$$

7. Проектирование работы замкнутой системы управления

В пункте 6 приведены математико-дискретные модели объекта управления. Добавим в алгоритм вычисления функции напора в нижнем валанжине дискретную модель вычисления функции V_2 , представлено выражениями (3.21, 3.22, 3.23, 3.24):

Нижний валанжин

$$\delta(\eta, \gamma) = 0; \quad \text{if } \eta = X_{0,\mu} \text{ then if } \gamma = Y_0 \text{ then begin } \delta(\eta, \gamma) = 1; \quad (3.21)$$

$$V_{2,\gamma} = -K_\phi * \left(7,7568 * \left[-\frac{\Delta \hat{H}_{\gamma-1}(r) - 2 * \Delta \hat{H}_\gamma(r) + \Delta \hat{H}_{\gamma+1}(r)}{\Delta x^2} \right] + 0,011606 * \sum_r \left[-\frac{\Delta \hat{H}_{\gamma-1}(r) - 2 * \Delta \hat{H}_\gamma(r) + \Delta \hat{H}_{\gamma+1}(r)}{\Delta x^2} \right] * \Delta r + 0,14142 * \frac{\Delta \hat{H}_\gamma(r) - \Delta \hat{H}_\gamma(r - \Delta r)}{\Delta r} \right) \quad (3.22)$$

$$\frac{\Delta H_{2,\eta,\gamma,\xi}}{\Delta r} = \frac{1}{\eta_2} \left(k_{2,x} \frac{H_{2,\eta-1,\gamma,\xi} - 2 * H_{2,\eta,\gamma,\xi} + H_{2,\eta+1,\gamma,\xi}}{(\Delta x)^2} + k_{2,y} \frac{H_{2,\eta,\gamma-1,\xi} - 2 * H_{2,\eta,\gamma,\xi} + H_{2,\eta,\gamma+1,\xi}}{(\Delta y)^2} + k_{2,z} \frac{H_{2,\eta,\gamma,\xi-1} - 2 * H_{2,\eta,\gamma,\xi} + H_{2,\eta,\gamma,\xi+1}}{(\Delta z)^2} \right) + V_{2,\gamma} * \delta_{\eta,\gamma,\xi}; \quad (3.23)$$

$$2 < \eta < N_x - 1; \quad 2 < \gamma < N_y - 1; \quad 2 < \xi < N_{z3} - 1 \quad (3.24)$$

где: N_x, N_y — соответственно количество точек дискретизации по координатам x и y ;

N_{zi} — количество точек дискретизации i -го пласта по координате z ($i=1,2$).

Опираясь на результат моделирования систем замкнутого управления построены графики переходных процессов в первой и третьей скважинах (рисунок 3.7).

В точках $(x = X_1, y = Y_0, z = 0,5 \cdot L_{z2}, x = X_3, y = Y_0, z = 0,5) \cdot L_{z2}$ приведенные на рисунке 3.7.

По аналогии, можно рассчитать графики и для других скважин (рисунок 3.8).

Рисунок 3.8 отражает показатели прибыли от рабочих скважин. Представленная сеть распределенного управления эффективно управляет процессом гидролитосферы.

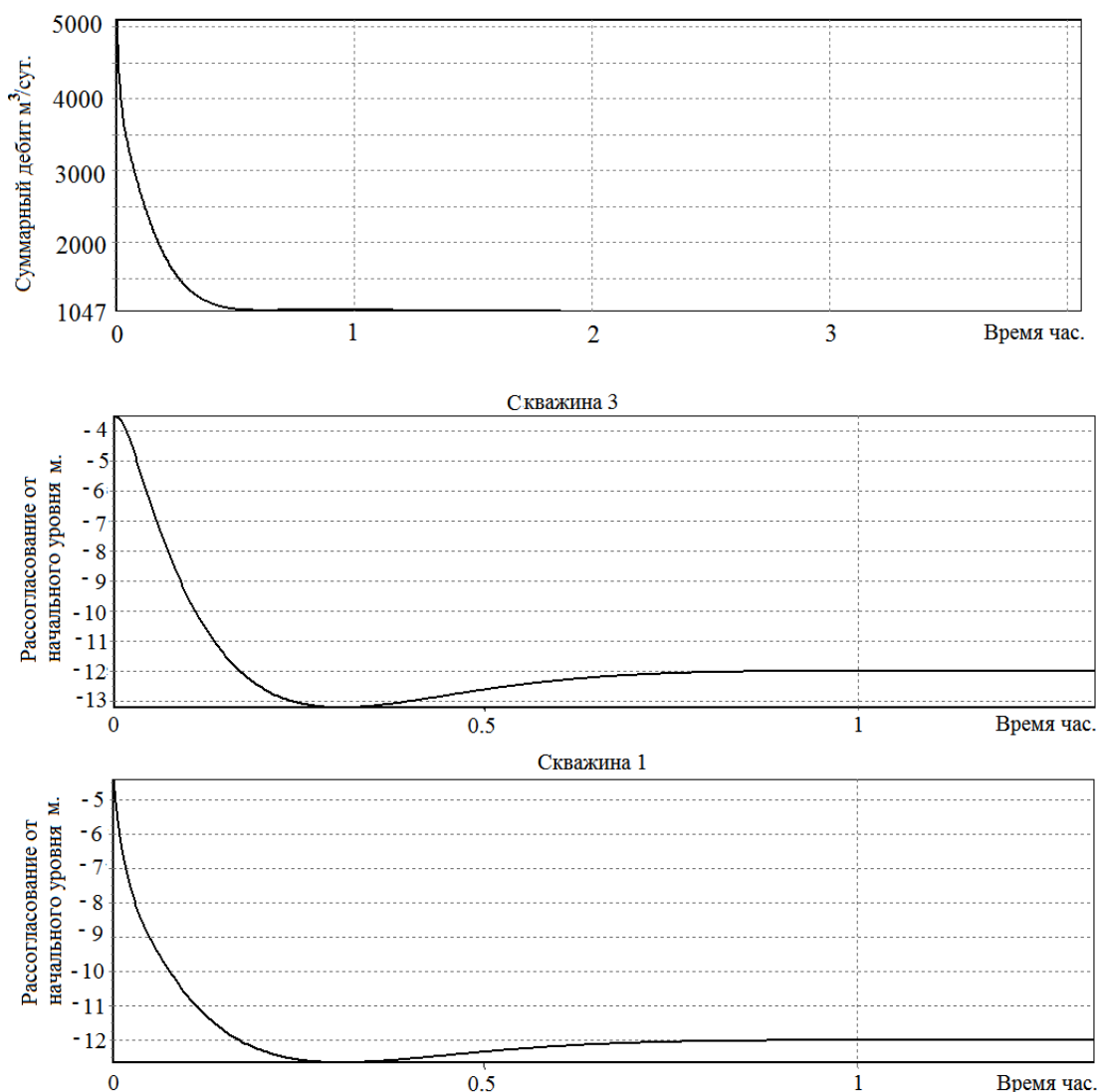


Рисунок 3.7 — Переходный процесс (составлено автором)

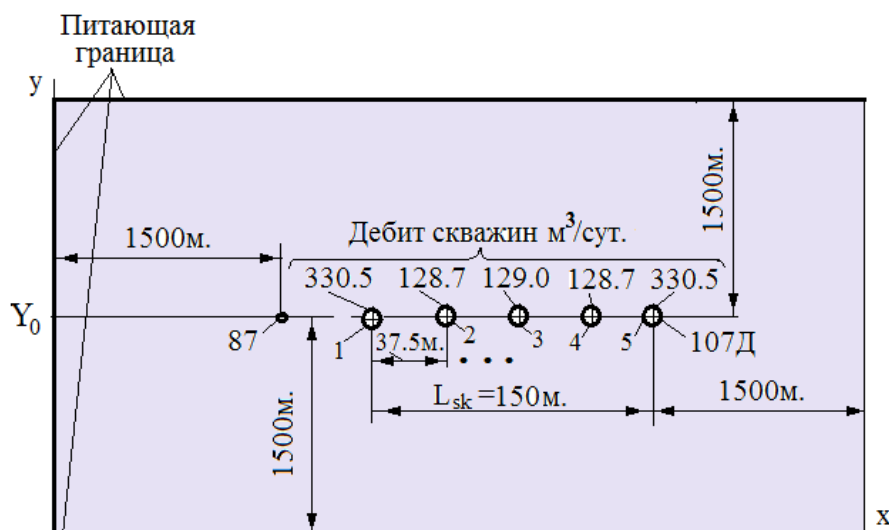


Рисунок 3.8 — Добывающие скважины (составлено автором)

3.2 Влияние расположения скважин на суммарный дебит

На рассмотренном месторождении эксплуатируемые скважины можно разместить в диапазоне f_s (где f_s — заданное значение угла), на отрезке длиной L_{sk} (рисунок 3.9).

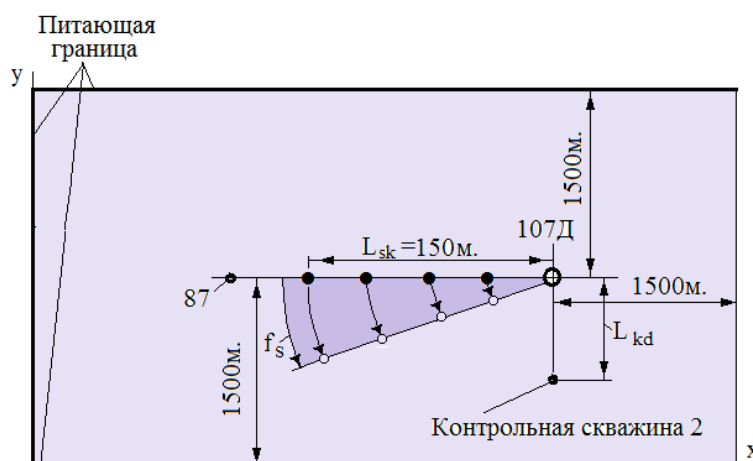


Рисунок 3.9 — Сектор расположения добывающих скважин (составлено автором)

Аналізу подлежат вариант с дополнительной контрольной скважиной 2 (рисунок 3.8), которая будет определять состояние процесса гидrolитосферы в нижнем валанине, в точке $z = 0,5 \cdot L_{z2}$.

В целях определения общей добычи от эксплуатируемых скважин, перемещая скважины в секторе f_s необходимо придерживаться приведенной ниже последовательности [46].

1. В процессе исследования верифицированной модели, вычислим чему равен коэффициент гидравлического взаимодействия скважин:

– понижение уровня в контрольной скважине 2/средний добыча (3.25):

$$K_3 = (-0,147)/(-508) = 0,00028937. \quad (3.25)$$

Перемена уровня в контрольной скважине 2 ($L_{kd} = 80$ м.), показана на рисунке 3.10, также опираясь на результаты моделирования верифицированной модели объекта управления, построен график. Принимая в расчет, что дебит рабочей скважины $Q = 508$ м.³/сут.).



Рисунок 3.10 — График переходного процесса в контрольной скважине 2 (составлено автором)

2. Рассчитаем параметры аппроксимирующего звена (3.26).

Структуру модифицированного звена, аппроксимирующего статические коэффициенты запишем как:

$$W_a = \frac{K}{\beta} * \exp(-\beta * (x_0^2 + (K_n * y_0)^2)^{0,5});$$

$$\beta = (D)^{1/2}, \quad x_0 = r_0, \quad y_0 = r_0 \quad (3.26)$$

Следующим шагом вычислим значения аппроксимирующего звена (3.19):

2.1. Приравнивая статические коэффициенты усиления аппроксимирующего звена к значениям K_1 , K_2 и K_3 (будем считать, что $L_1 - r_0 \approx L_1$; $L_2 - r_0 \approx L_2$), получим систему уравнений 3.27:

$$\begin{cases} K_1 = \frac{K}{\beta} * \exp(-\beta * x_0) \\ K_2 = \frac{K}{\beta} * \exp(-\beta * L_1) \\ K_3 = \frac{K}{\beta} * \exp(-\beta * K_p * L_{kd}) \end{cases}, \quad \beta = (D)^{1/2} \quad (3.27)$$

где: K_1 , K_2 и K_3 — понижение уровня в скважинах;

L_1, L_{kd}, x_0 — заданных координаты.

3. Подставляя вычисленные значения, в (3.27), получим 3.28

$$- K_1 = 0,0224;$$

$$- K_2 = 0,00236;$$

$$- r_0 = 0,2;$$

$$- L_1 = r_2 = 0,0028973;$$

$$- K_3 = 0,00028973;$$

$$- L_{kd} = 80.$$

$$\begin{cases} 0,0224 = \frac{K}{\beta} * \exp(-\beta * 0,2) \\ 0,00236 = \frac{K}{\beta} * \exp(-\beta * 180) \\ 0,00028937 = \frac{K}{\beta} * \exp(-\beta * K_p * 80) \end{cases}, \beta = (D)^{1/2} \quad (3.28)$$

Путем решения системы, получим следующий результат 3.29:

$$K = 0,00028106; D = 0,00015665; K_p = 4,346. \quad (3.29)$$

Коэффициент гидравлического взаимодействия скважин на месторождении отобразим как (3.30):

$$W_a = \frac{0,00028106}{\beta} * \exp(-\beta * (x^2 + (4,346 * y)^2)^{0,5});$$

$$\beta = (0,00015665)^{1/2} \quad (3.30)$$

где: x, y — координаты добывающей скважины.

На рисунке 3.11 [28] приводятся графики изменений коэффициента гидрадинамического взаимодействия скважин.

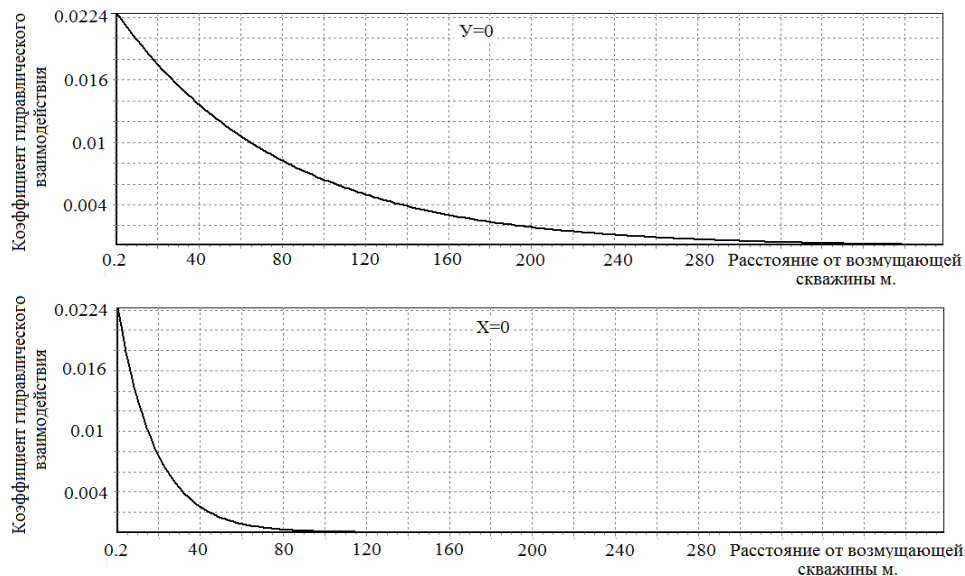


Рисунок 3.11 — Гидравлическое взаимодействие [28]

4. Условия задачи обоснования расположения скважин в диапазоне f_s : исследуемого месторождения, на котором располагается n рабочих скважин, на отрезке L_{sk} . Следует вычислить $f_{st} \leq f_s$, что даст максимальную прибыль (DD) за 10 лет эксплуатации месторождения [81].

Вводные данные для решения задачи:

- добыча гидроминерального сырья осуществляется в течение 3650 суток;
- $r_{0,i} = 0,2$ м.;
- N — цена 1 м.³ гидроминерального сырья составляет 300/1000000 млн.руб.;
- C_p — затраты на обустройство и содержание одной скважины в течение 10 лет составляет 6 млн.руб.;

- налог на недропользование 7,5%;
- траты на обслуживание зданий, оборудования и персонала (P_z) за 10 лет эксплуатации составляют 87 млн.руб.;
- расположение добывающих скважин показано на рисунке 3.11 ($L_{sk}=150$ м.);
- заданное понижение уровня в скважинах составляет 12 м., $f_s = 15^\circ$.

Вычисленный ранее коэффициент гидравлической взаимосвязи скважин записан в 3.9.

Порядок действий при решении поставленной задачи состоит из следующих шагов.

1. Воздействие j -й рабочей скважины на понижение уровня в μ -рабочей скважине запишем как (3.31):

$$\Delta H_\mu = \frac{K_\mu * Q_\mu}{\beta} * \exp(-\beta * (r_{0,\mu})) + \sum_{j=1, j \neq \mu}^n \frac{K_j * Q_j}{\beta} \exp(-\beta * (r_{\mu,j})), \beta = D^{\frac{1}{2}}$$

$$r_{\mu,j} = \left((x_\mu - x_j)^2 + (K_p * (y_\mu - y_j))^2 \right)^{0,5}, \mu = 1 \dots n, \quad (3.31)$$

где: ΔH_μ — понижение уровня в μ -й скважине ($\mu = 1 \dots n$);

$r_{0,j}$ — заданный радиус;

x_μ, y_μ — координаты μ -й скважины;

x_j, y_j — координаты j -й скважины;

n — число скважин;

Q_μ — дебит μ -ой скважины;

Q_j — дебит j -ой скважины.

В рассматриваемом случае $K_\mu = K_j = K = 0,00028106$; $D = 0,00015665$, $K_p = 4,346$.

$$\text{Полагая 3.32, 3.33 — } DD = (Q * N - Q * N * 0.075) * 3650 - C_{sk}(n - 1) - P_z \quad (3.32)$$

$$C_\mu = \frac{K_\mu}{\beta} * \exp(-\beta * (r_{0,\mu})), C_{\mu,j} = \frac{K_j}{\beta} * \exp(-\beta * (r_{\mu,j})), \beta = (G_1)^{1/2}, \quad (3.33)$$

и преобразуя (3.31), получим матричное уравнение для определения дебитов добывающих скважин (3.34).

$$\begin{bmatrix} Q_1 \\ Q_2 \\ \dots \\ Q_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} C_1, C_{1,2}, \dots, C_{1,n} \\ C_{2,1}, C_2, \dots, C_{2,n} \\ \dots \\ C_{n,1}, C_{n,2}, \dots, C_n \end{bmatrix}^{-1} * \begin{bmatrix} \Delta H_1 \\ \Delta H_2 \\ \dots \\ \Delta H_n \end{bmatrix} \quad (3.34)$$

$$2. \text{ Общий дебит } (Q) \text{ определим из соотношения 3.36: } Q = \sum_{\mu=1}^n Q_\mu \quad (3.35)$$

3. Рассчитаем прибыль, за 10 лет добычи на рассматриваемом месторождении (3.36):

$$DD = (Q * N - Q * N * 0.075) * 3650 - C_{sk}(n - 1) - P_z \quad (3.36)$$

Расчет DD при изменении угла поворота добывающих скважин был сгенерирован в специальной программе (рисунок 3.12) [46].

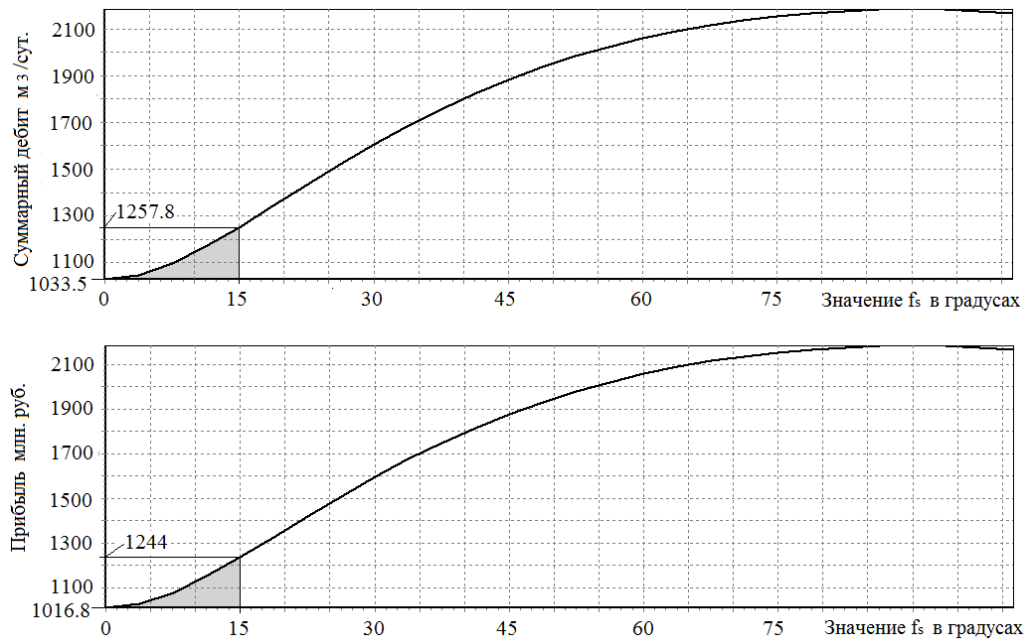


Рисунок 3.12 — Оптимизация добывающих скважин в секторе f_s (составлено автором)

Анализируя рисунок 3.10, построены графики, видим, что, максимальная прибыль достигается при расположении скважин на границе луча $f_{st} = f_s$. Эта прибыль, за 10 лет эксплуатации месторождения, составит 1244 млн. руб., а суммарный дебит 1257,8 м.³/сут.

На рассматриваемом месторождении имеется ограничение на значение f_s .

Считая, что такое ограничение отсутствует, на рисунке 3.12 показано изменение дохода и общего дебита при увеличении показателя f_s .

3.3 Методика определения аппроксимирующих звеньев при изменении параметров фильтрации по трем пространственным координатам

Положим, что три датчика измерения уровня располагаются в плоскости Γ_1 (рисунок 3.13), а четвертый датчик располагается в контрольной скважине 1 на расстоянии L_3 от плоскости Γ_1 .

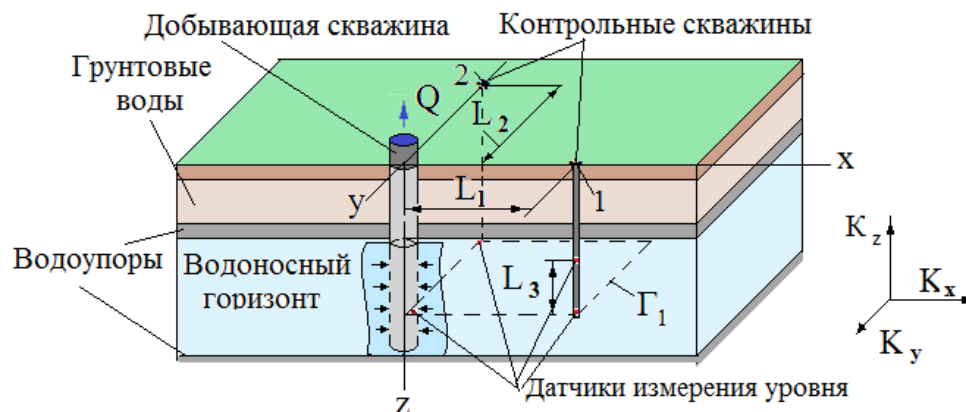


Рисунок 3.13 — Расположение скважин и датчиков измерения уровня (составлено автором)

Будем считать, что в результате проведения опытно-фильтрационных работ на

рассматриваемом месторождении было получено следующее:

- средний дебит входного воздействия составляет Q м.³/сут. (103 м.³/сут.);
- расстояние между рассматриваемыми скважинами составляет:

$$L_1 = 180 \text{ м.}, L_2 = 150 \text{ м.}, L_3 = 20 \text{ м.}$$

Определим статические коэффициенты передачи:

- K_1 = удельное понижение добывающей скважины:

$$(\text{понижение уровня} / \text{средний дебит}) = (2,317)/103 = 0,0225;$$

- K_2 = коэффициент гидравлического взаимодействия скважин добывающей и первой контрольной:

$$(\text{понижение уровня в контрольной скважине} / \text{средний дебит}) = (0,248)/103 = 0,00241 \text{ (нижний датчик измерения уровня);}$$

- K_3 = коэффициент гидравлического взаимодействия скважин добывающей и первой контрольной:

$$(\text{понижение уровня в контрольной скважине} / \text{средний дебит}) = (0,220)/103 = 0,00213 \text{ (верхний датчик измерения уровня);}$$

- K_4 = коэффициент гидравлического взаимодействия скважин добывающей и второй контрольной:

$$(\text{понижение уровня в контрольной скважине} / \text{средний дебит}) = (0,154)/103 = 0,0015.$$

Остальные параметры возьмём из предыдущего примера: временное запаздывание сигнала выхода, измеряемого во второй контрольной скважине, относительно входного воздействия при квазистационарном установившемся режиме составляло 21 минуту. При этом, на вход объекта было подано входное воздействие в виде: $Q = 100 + 10 \cdot \sin(\omega \cdot \tau)$ м.³/сут., $\omega = 0,001$ 1/с. (τ -время). Период колебаний входного воздействия составляет $T = (2 \cdot \pi / 0,001) / 60 = 104,8$ мин. Сдвиг по фазе сигнала выхода относительно входного воздействия составил (3.37):

$$\Delta\varphi = 2\pi \cdot (-21) / 104,8 = -1,259 \quad (3.37)$$

Звено, аппроксимирующее статические коэффициенты и динамику рассматриваемого объекта, запишем в виде (3.38):

$$W_a = \frac{K}{\beta} * \exp\left(-\beta * (x^2 + (K_y * y)^2 + (K_z * z)^2)^{0.5}\right), \beta = (s/a + D)^{1/2} \quad (3.38)$$

Методика определения статических параметров аппроксимирующего звена распадается на следующие этапы:

1. Приравнявая статические коэффициенты усиления аппроксимирующего звена значению K_1, K_2, K_3, K_4 получим систему уравнений (3.39):

$$\begin{cases} K_1 = \frac{K}{\beta} * \exp(-\beta * x_0) \\ K_2 = \frac{K}{\beta} * \exp(-\beta * L_1) \\ K_3 = \frac{K}{\beta} * \exp(-\beta * K_z * L_3) \\ K_4 = \frac{K}{\beta} * \exp(-\beta * K_y * L_2) \end{cases}, \quad \beta = (D)^{\frac{1}{2}} \quad (3.39)$$

Рассмотрим решение системы уравнений (3.39) [42].

2. Подставляя вычисленные значения, получим (3.40):

$$\begin{cases} 0,0225 = \frac{K}{\beta} * \exp(-\beta * 0,3) \\ 0,00241 = \frac{K}{\beta} * \exp(-\beta * 180) \\ 0,00213 = \frac{K}{\beta} * \exp(-\beta * K_z * 20) \\ 0,0015 = \frac{K}{\beta} * \exp(-\beta * K_y * 150) \end{cases}, \quad \beta = (D)^{\frac{1}{2}} \quad (3.40)$$

Решая полученную систему, придем к следующему результату

$$D = 0,00015453, K = 0,00028075, K_y = 1,45428, K_z = 9,49675.$$

3. Коэффициента гидравлического взаимодействия скважин рассматриваемого объекта записывается в виде (3.41):

$$W_a = \frac{0,00028157}{\beta} * \exp(-\beta * (x^2 + (145428 * y)^2 + (9,49675 * z^2)^{0,5}),$$

$$\beta = (0,00015453)^{1/2} \quad (3.41)$$

4. Определим параметры передаточной функции рассматриваемого объекта.

Полагая в (3.38) $s = j\omega$ ($\omega = \varpi$)₁, запишем соотношение для определения фазы аппроксимирующего звена (3.42):

$$\Delta\varphi = -Im(\beta) * (x^2 + (K_p * y)^2 + K_z * z)^{0,5} - \arctan\left(\frac{Im(\beta)}{Re(\beta)}\right)$$

$$\beta = \left(\frac{j\omega_1}{a} + D\right)^{1/2} \quad (3.42)$$

Полагая $\Delta\varphi = -1,259$ и решая уравнение (3.27) численным методом, определим $a = 6,3550$.

Подставляя вычисленное значение a в (3.24), получим передаточную функцию объекта управления (3.43):

$$W_a = \frac{0,00028157}{\beta} * \exp(-\beta * (x^2 + (1,45428 * y)^2 + (9,49765 * z^2)^{0,5})$$

$$\beta = (s/6,3550 + 0,0015453)^{1/2} \quad (3.43)$$

Хорошо известно, что решение математических моделей распределённых объектов, относящихся к классу пространственно-инвариантных, представляется в виде бесконечного ряда собственных вектор-функций оператора объекта, которые в теории распределённых систем принято называть пространственными модами. Важно отметить, что фазовое пространство

каждой отдельной моды также имеет бесконечную размерность, что существенно усложняет их практическое использование.

При переходе к численным методам моделирования мы фактически заменяем исходный распределённый объект его дискретным аналогом. Такая замена неизбежно сопряжена с потерей части свойств, присущих непрерывной системе [75]. Тем не менее, численные модели остаются незаменимым инструментом при анализе эволюции процессов как в краткосрочной, так и в долгосрочной перспективе. Кроме того, они широко востребованы при отработке алгоритмов управления. При этом ключевым этапом является верификация дискретных моделей, которая осуществляется путём сопоставления их статических и динамических характеристик с соответствующими показателями либо непрерывной модели, либо непосредственно реального объекта.

В системах с сосредоточенными параметрами статические и динамические свойства определяются по реакции объекта на тестовые входные сигналы соответствующего типа. В распределённых системах аналогичные характеристики оцениваются через отклик на пространственные моды, которые представляют собой собственные вектор-функции оператора системы.

В рамках настоящего исследования представлены передаточные функции аппроксимирующих распределённых звеньев, а также разработаны методы расчёта их параметров на основе зафиксированных статических и динамических характеристик. Следует учитывать, что статические и динамические параметры распределённых объектов не являются неизменными во времени — они подвержены медленным изменениям под влиянием внешних факторов. Для их оценки в гидролитосферной практике применяется комплекс опытно-фильтрационных работ (ОФР), позволяющий фиксировать текущее состояние системы и уточнять параметры моделей.

3.4 Методика проектирования распределённых систем управления с использованием результатов экспериментальных исследований

Рассмотрение методики проектирования распределённых систем управления целесообразно провести на конкретном примере — гидролитосферном процессе. При этом необходимо учитывать важное обстоятельство, связанное с различием временных масштабов, используемых в смежных дисциплинах. В гидрогеологической практике гидравлические характеристики и величины дебитов традиционно выражаются в суточном измерении ($\text{м}^3/\text{сут}$, $\text{м}/\text{сут}$), тогда как при реализации алгоритмов управления в вычислительной среде — контроллерах и ЭВМ — принят секундный диапазон ($\text{м}^3/\text{с}$, $\text{м}/\text{с}$). В связи с этим все расчётные

параметры в рамках данной работы приводятся к размерностям, соответствующим конкретному этапу решения задачи, с соблюдением принципа размерностного соответствия [53].

Экспериментальную базу исследования составили опытно-фильтрационные работы (ОФР), выполненные на скважинах — одной добывающей и нескольких контрольных. Схема их взаимного расположения представлена на рисунке 3.14 [53]. Полученные в ходе этих испытаний данные послужили основой для идентификации параметров и последующего синтеза распределённой системы управления.

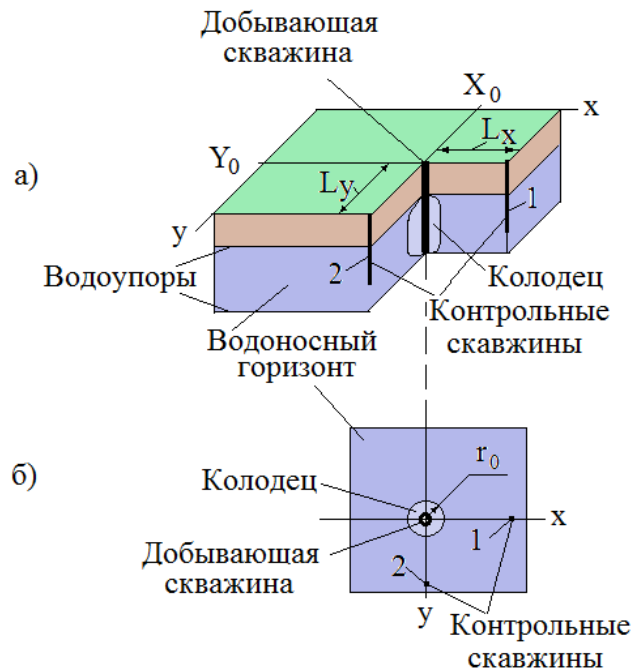


Рисунок 3.14 — Схема расположения скважин [53]

Положим, что в результате опытно-фильтрационных работ получены следующие параметры:

- $K_1 = 0,003$ (удельное понижение уровня скважины – (понижение уровня в добывающей скважине(м.))/(дебит (м.³/сут.)));
- радиус колодца добывающей скважины $r_0 = 0,2$ м. (известно, что внутри колодца на плоскости x, y понижение уровня принимается постоянным);
- $K_2 = 0,0003$ (коэффициент гидравлического взаимодействия добывающей скважины и контрольной скважины 1, $L_x = 18$ м.);
- $K_3 = 0,00015$ (коэффициент гидравлического взаимодействия добывающей скважины и контрольной скважины 2, $L_y = 20$ м.).

График изменение уровня в колодце добывающей скважины (рисунок 3.15), при гармоническом входном воздействии ($Q(\tau) = Q + 0,2 \cdot Q \cdot \sin(\omega \cdot \tau)$, $\omega = 0,0002$ 1/с. (или $\omega = 17,28$ 1/сут.), $Q = 100$ м.³/сут. (или $Q = 100/(3600 \cdot 24)$ м.³/с.)) [1].

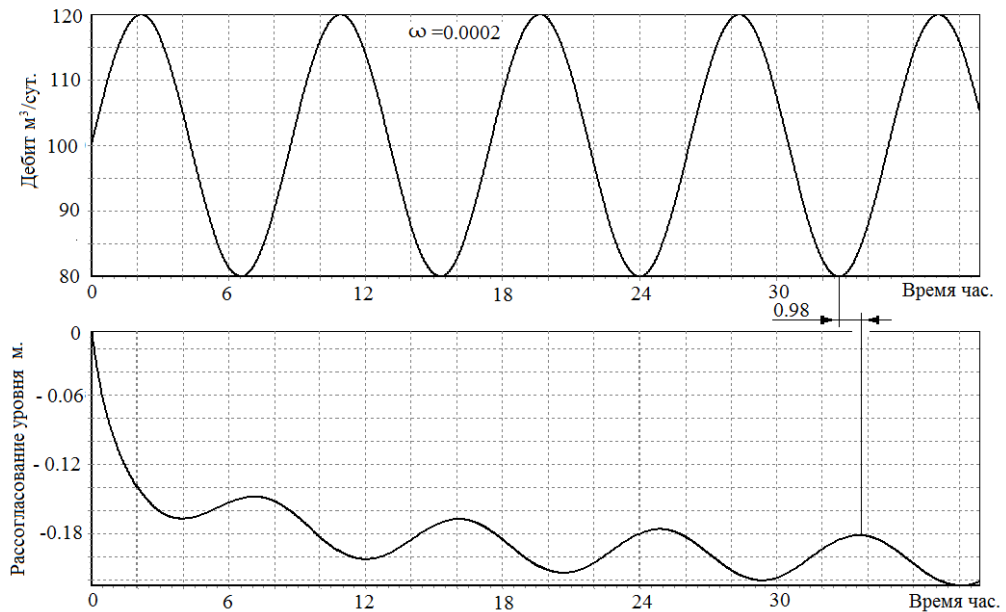


Рисунок 3.15 — Изменение уровня в добывающей скважине (составлено автором)

Методика синтеза распределенных систем управления состоит из следующих этапов:

1. Определение параметров аппроксимирующего звена, структура которого задана в виде

(3.44):

$$W_a(s) = \frac{K}{\beta} * \exp(-\beta * (x^2 + (K_p * y)^2)^{0,5}), \beta = (S/a + D)^{1/2}, (x^2 + y^2) \geq r_0,$$

$$W_a(s) = \frac{K}{\beta} * \exp(-\beta * r_0), \beta = (S/a + D)^{1/2}, (x^2 + y^2) < r_0 \quad (3.44)$$

Расчетная схема показана на рисунке 3.14 б).

Для определения параметров аппроксимирующего звена (3.44) получим следующую систему уравнений (3.45):

$$\begin{cases} K_1 = \frac{K}{\beta} * \exp(-\beta * r_0) \\ K_2 = \frac{K}{\beta} * \exp(-\beta * L_x) \\ K_3 = \frac{K}{\beta} * \exp(-\beta * K_p * L_y) \end{cases} \quad \beta = (D)^{1/2} \quad (3.45)$$

Подставим полученные в результате ОФР значения параметров в (3.45) получим 3.46:

$$\begin{cases} 0,003 = \frac{K}{\beta} * \exp(-\beta * 0,2) \\ 0,0003 = \frac{K}{\beta} * \exp(-\beta * 18) \\ 0,00015 = \frac{K}{\beta} * \exp(-\beta * K_p * 20) \end{cases} \quad \beta = (D)^{1/2} \quad (3.46)$$

И, решая полученную систему, придем к следующему результату:

$$D = 0,01673368, K = 0,00039825, K_p = 1,1679167.$$

Статический коэффициент гидравлического взаимодействия скважин рассматриваемого объекта записывается в виде (3.47):

$$W_{a,s} = \frac{0,00039825}{\beta} * \exp(-\beta * (x^2 + (1,1679167 * y)^2)^{0.5}), (x^2 + y^2) \geq r_0,$$

$$W_{a,s} = \frac{K}{\beta} * \exp(-\beta * r_0), (x^2 + y^2) < r_0, \beta = (0,01673368)^{1/2} \quad (3.47)$$

С использованием динамических характеристик (рисунок 3.15), определим сдвиг по фазе сигнала выхода относительно входного сигнала 3.48 (период колебаний входного сигнала составляет 8,72 час.).

$$\Delta\varphi = -2\pi \cdot 0,98/8,72 = -0,706 \text{ рад.} \quad (3.48)$$

Полагая в (3.44) $s = j\omega$, запишем соотношение для определения фазы аппроксимирующего звена (3.49).

$$\Delta\varphi = -\text{Im}(\beta) * r_0 - \arctan\left(\frac{\text{Im}(\beta)}{\text{Re}(\beta)}\right)$$

$$\beta = \left(\frac{j\omega}{a} + D\right)^{1/2} \quad (3.49)$$

Подставляя исходные параметры в (3.32):

$\Delta\varphi = -0,706$ рад., $D = 0,01673368$, $K = 0,00039825$, $K_p = 1,1679167$, $\omega = 0,0002$ 1/с. и решая уравнение численным методом, получим: $a = 0,002761$ м.²/с., (или $a = 238,55$ м.²/сут.).

Запишем аппроксимирующее звено, описывающее статику и динамику гидравлического влияния добывающей скважины на гидrolитосферный процесс (3.50):

$$W_a = \frac{0,00039825}{\beta} * \exp(-\beta * (x^2 + (1,1679167 * y)^2)^{0.5}), (x^2 + y^2) \geq r_0$$

$$W_{a,s} = \frac{K}{\beta} * \exp(-\beta * r_0), (x^2 + y^2) \leq r_0, \beta = (0,01673368)^{1/2}$$

$$\beta = \left(\frac{s}{0,002761} + 0,01673368\right)^{1/2} \quad (3.50)$$

При разработке месторождения, участок расположения добывающих скважин определяется с учетом дополнительных условий (рельефа местности, графиков пьезометрического уровня и др.). Предположим, что на рассматриваемом участке будет располагаться «n» добывающих скважин [53].

Положим, что определен участок расположения скважин, который показан на рисунке 3.16. Добывающие скважины располагаются по границе круга радиуса R .

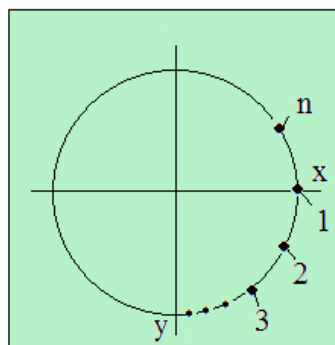


Рисунок 3.16 — Расположение добывающих скважин (составлено автором)

2. Оптимизация числа добывающих скважин.

Постановка задачи оптимизации числа добывающих скважин: для рассматриваемого месторождения требуется определить число добывающих скважин (n), расположенных по периметру круга радиуса $R = 15$ м. (рисунок 3.16) и обеспечивающих максимальный доход (DD) за десять лет эксплуатации месторождения. При этом будем полагать:

- добыча гидроминерального сырья осуществляется в течение 3650 суток;
- $r_{0,i} = 0,2$ м. (радиусы колодцев);
- N — стоимость 1 м.³ гидроминерального сырья составляет 150/1000000 млн. руб.;
- C_{sk} — затраты на обустройство и содержание одной скважины в течение 10 лет составляют 60 млн. руб.;
- налог на недропользование 7,5 %;
- P_z — постоянные затраты в течении 10 лет составляют 200 млн. руб.

При этом значения понижений уровней (ΔH_i) в зонах расположения добывающих скважин $\Delta H_i = 1,5$ м.

Влияние γ -й добывающей скважины на понижение уровня в i -добывающей скважине, в соответствии с (3.34), описывается соотношением (3.51):

$$\Delta H_i = \frac{K \cdot Q_i}{\beta} * \exp(-\beta * (r_{0,i})) + \sum_{\gamma=1, \gamma \neq i}^n \frac{K \cdot Q_\gamma}{\beta} * \exp(-\beta * (r_{i,\gamma})), \beta = (D)^{1/2}$$

$$r_{i,\gamma} = (x_i^2 + (K_p * y_\gamma)^2)^{0.5}, i = 1, \dots, n. \quad (3.51)$$

Представляя (3.51) в векторном виде и преобразуя, получим (3.52)

$$\begin{bmatrix} Q_1 \\ \dots \\ Q_\eta \\ \dots \\ Q_N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} C_{1,1}, C_{1,2}, \dots, C_{1,N} \\ \dots \\ C_{\eta,1}, C_{\eta,2}, \dots, C_{\eta,N} \\ \dots \\ C_{N,1}, C_{N,2}, \dots, C_{N,N} \end{bmatrix}^{-1} * \begin{bmatrix} \Delta H_1 \\ \dots \\ \Delta H_\eta \\ \dots \\ \Delta H_N \end{bmatrix} \quad (3.52)$$

Прибыль за 10 лет эксплуатации месторождения составит (3.53, 3.54):

$$DD = (Q \cdot N - Q \cdot N \cdot 0.075) \cdot 3650 - C_{sk} \cdot (n-1) - P_z \quad (3.53)$$

где:

$$Q = \sum_{\eta=1}^N Q_\eta \quad (3.54)$$

Полагая в (3.36): $D = 0,01673368$, $K = 0,00039825$, $K_p = 1,1679167$ и воспользовавшись разработанной программой расчета прибыли, определим оптимальное число добывающих скважин. По результатам расчетов построены графики, приведенные на рисунке 3.17.

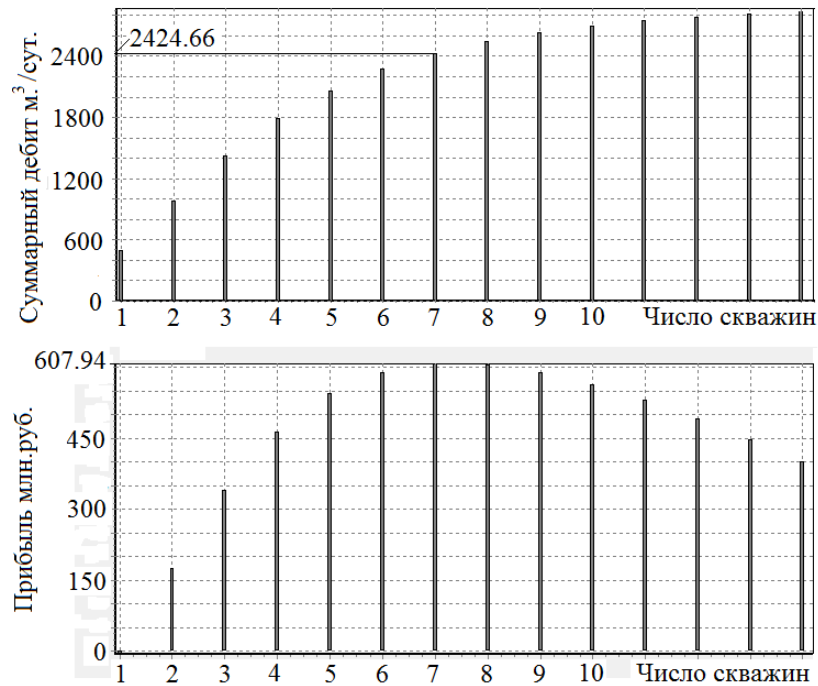


Рисунок 3.17 — Определение оптимального числа добывающих скважин (составлено автором)

Оптимальное число добывающих скважин равно семи, при этом суммарный дебит составит 2424,66 м.³/сут., а прибыль 607,94 млн. руб. В таблице 3.1. приведены координаты добывающих скважин.

Таблица 3.1 — Координаты добывающих скважин (составлено автором)

Номер добывающей скважины (<i>i</i>)	x_i м.	y_i м.
1	15,0	0,0
2	9,352347	11,727472
3	-3,337814	14,623919
4	-13,514533	6,508256
5	-13,514533	-6,508256
6	-3,337814	-14,623919
7	9,352347	-11,727472

3. Определение реакции объекта на выбранные пространственные моды.

Гидравлическое взаимодействие n скважин описывается следующим соотношением (3.55):

$$\Delta H_i = \frac{K * Q_i}{\beta} * \exp(-\beta * (r_{0,i})) + \sum_{\gamma=1, \gamma \neq i}^n \frac{K * Q_\gamma}{\beta} \exp(-\beta * (r_{i,\gamma})), \beta = \left(\frac{s}{a} + D\right)^{\frac{1}{2}}$$

$$r_{i,\gamma} = \left((x_i^2 + (K_p - y_\gamma)^2) \right)^{0,5}, i = 1 \dots n, \quad (3.55)$$

где: $r_{i,\gamma}$ — расстояние между i и γ скважинами;

$$D = 0,01673368;$$

$$K = 0,00039825;$$

$$K_p = 1,1679167.$$

Положим, что $L_1 - r_0 \approx L_1$, $L_2 - r_0 \approx L_2$.

Запишем входное воздействие (Q) и функцию выхода (ΔH) в виде векторов (3.56)

$$\Delta H = \begin{bmatrix} \Delta H_1 \\ \Delta H_2 \\ \vdots \\ \vdots \\ \Delta H_N \end{bmatrix}_N, Q = \begin{bmatrix} Q_1 \\ Q_2 \\ \vdots \\ \vdots \\ Q_N \end{bmatrix}_N, N = n \quad (3.56)$$

Уравнение (3.56) может быть записано в виде (3.57):

$$\begin{bmatrix} \Delta H_1 \\ \dots \\ \Delta H_\eta \\ \dots \\ \Delta H_N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} C_{1,1}, C_{1,2}, \dots, C_{1,N} \\ \dots \\ C_{\eta,1}, C_{\eta,2}, \dots, C_{\eta,N} \\ \dots \\ C_{N,1}, C_{N,2}, \dots, C_N \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} Q_1 \\ \dots \\ Q_\eta \\ \dots \\ Q_N \end{bmatrix} \quad (3.57)$$

Рассмотрим алгоритм формирования матрицы C (3.58)

$$\text{if } i = \gamma \text{ then } C_{i,\gamma} = \frac{K}{\beta} * \exp(-\beta * (r_{0,i}));$$

$$\text{if } i \neq \gamma \text{ then } C_{i,\gamma} = \frac{K}{\beta} * \exp(-\beta * (r_{i,\gamma})); \quad (3.58)$$

$$\beta = \left(\frac{s}{a} + D\right)^{1/2}, r_{i,\gamma} = (x_i^2 + (K_p * y_\gamma)^2)^{0.5}$$

Сформированная по приведенному выше алгоритму матрица C представляет передаточную матрицу объекта управления. Полагая, в матрице C $s = j\omega$, получим матрицу комплексных передаточных коэффициентов. Полагая в матрице C $s = j\omega$, $\omega = 0$, получим матрицу статических коэффициентов передачи, которая будет использована при решении задачи определения реакции объекта на выбранные пространственные моды.

Расстояние между скважинами составляет 13,0165 м. (рисунок 3.18).

Периметр ломаной линии соединяющей последовательно скважины составляет 91,1155 м. Отрезок формирования пространственных мод показан на рисунок 3.19.

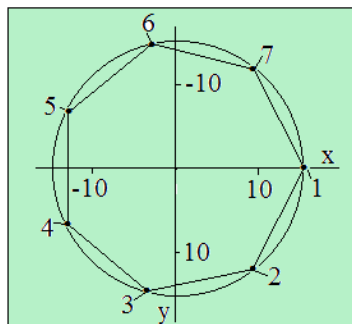


Рисунок 3.18 — Расположение скважин (составлено автором)

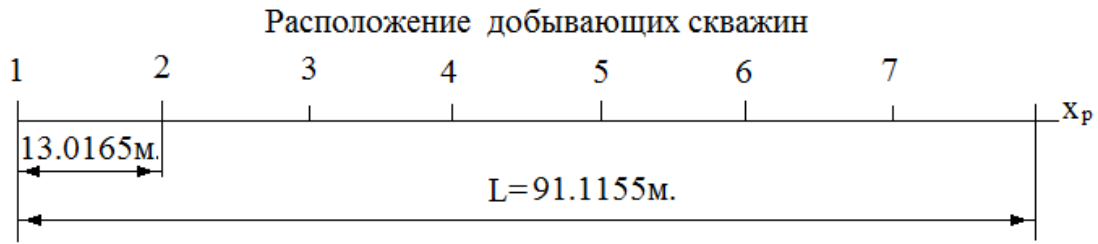


Рисунок 3.19 — Отрезок формирования пространственных мод (составлено автором)

В соответствии с [53], пространственные моды выберем в виде: $\cos(\psi_j \cdot x_p)$; $\psi_j = 2\pi \cdot j / L$, где j — номер моды (рисунок 3.20) (3.59).

$$Q_i = \cos(\psi_i * (i - 1) * 13,0165), \psi_i = 2\pi * j / 91,1155 \quad (3.59)$$

На основе соотношения (3.43) были вычислены статические коэффициенты передачи объекта для каждой из рассматриваемых пространственных мод. При этом каждая мода воспроизводилась с использованием семи добывающих скважин, выступающих в роли исполнительных элементов. Результаты расчётов в графическом виде представлены на рисунке 3.20.

Согласно теоретическим положениям, изложенным в [53], объект относится к классу пространственно-инвариантных в том случае, если прохождение пространственной моды через систему не сопровождается изменением её пространственной конфигурации. Иными словами, коэффициенты передачи по пространственным модам должны быть одинаковыми для всех точек входного воздействия и соответствующих им значений функции выхода.

На практике, однако, точная реализация пространственных мод сталкивается с ограничениями, обусловленными дискретным характером управляющих воздействий. В рассматриваемом случае моды воспроизводятся с помощью конечного набора исполнительных устройств — семи добывающих скважин. Такая дискретизация неизбежно вносит погрешности в воспроизведение модального состава воздействия, что приводит к искажению выходных сигналов системы. Примечательно, что с ростом номера моды (т.е. с увеличением частоты пространственных колебаний) указанные погрешности имеют тенденцию к возрастанию, что наглядно иллюстрируется графиками на рисунке 3.20.

4. Определение динамической реакции объекта на выбранные пространственные моды.

Полагая в матрице C $s = j\omega$, получим матрицу комплексных передаточных коэффициентов. В соответствии с [74], входное воздействие на объект управления выберем в виде: $\cos(\psi_\gamma \cdot x_p) \cdot \sin(\omega_1 \cdot \tau)$; $\psi_\gamma = 2\pi \cdot \gamma / L$, где γ — номер моды (рисунок 3.20).

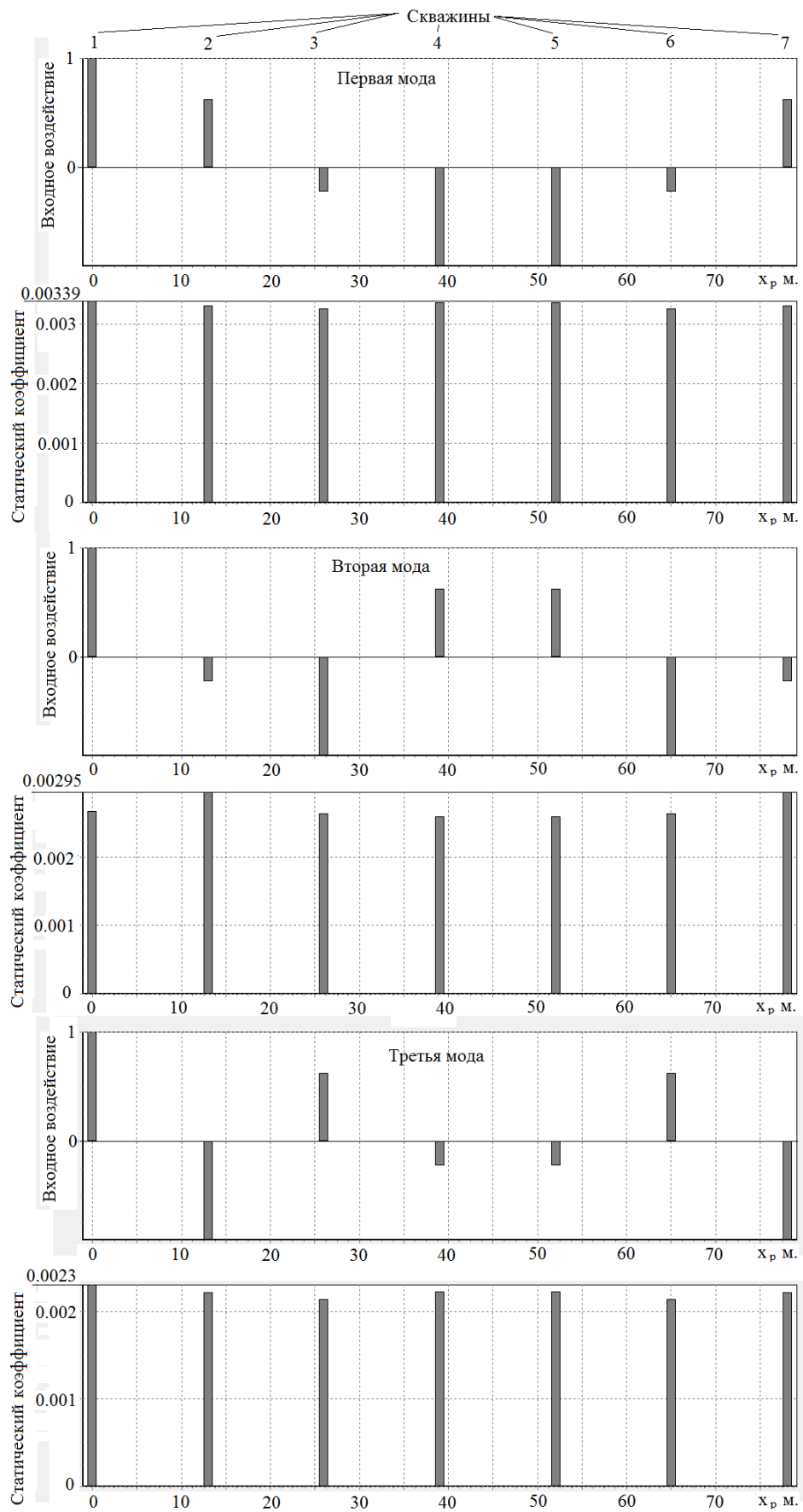


Рисунок 3.20 — Графики статических коэффициентов передачи по выбранным пространственным модам (составлено автором)

Формируем входное воздействие на объект управления в виде (3.60):

$$\begin{aligned}\tilde{Q}_i &= A * (\cos(\psi_\gamma * (i - 1) * 13,0165)), Q_i = \tilde{Q}_i * \sin(\omega_1 * \tau), \\ \psi_\gamma &= 2\pi * \gamma/91,1155\end{aligned}\quad (3.60)$$

(A — амплитуда пространственной моды).

1. Уравнение (3.56) может быть записано в виде (3.61):

$$\begin{bmatrix} \Delta H_1 \\ \dots \\ \Delta H_\eta \\ \dots \\ \Delta H_N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} C_{1,1}, C_{1,2}, \dots, C_{1,N} \\ \dots \\ C_{\eta,1}, C_{\eta,2}, \dots, C_{\eta,N} \\ \dots \\ C_{N,1}, C_{N,2}, \dots, C_N \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} Q_1 \\ \dots \\ Q_\eta \\ \dots \\ Q_N \end{bmatrix}, \text{ или } \begin{bmatrix} \Delta H_1 \\ \dots \\ \Delta H_\eta \\ \dots \\ \Delta H_N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sum_{\gamma=1}^N C_{1,\gamma} * \tilde{Q}_\gamma \\ \dots \\ \sum_{\gamma=1}^N C_{\eta,\gamma} * \tilde{Q}_\gamma \\ \dots \\ \sum_{\gamma=1}^N C_{N,\gamma} * \tilde{Q}_\gamma \end{bmatrix} * A * \sin(\omega_1 * r) \quad (3.61)$$

Рассмотрим алгоритм формирования матрицы C 3.62

$$\begin{aligned} \text{if } \eta = \gamma \text{ then } C_{\eta,\gamma} &= \frac{K}{\beta} * \exp(-\beta * (r_{0,\eta})); \\ \text{if } \eta \neq \gamma \text{ then } C_{\eta,\gamma} &= \frac{K}{\beta} * \exp(-\beta * (r_{\eta,\gamma})); \end{aligned}\quad (3.62)$$

$$\beta = \left(\frac{j\omega_1}{a} + D\right)^{1/2}, r_{\eta,\gamma} = (x_\eta^2 + (K_p * y_\gamma)^2)^{0.5}$$

Полагая: $N = 7$, $D = 0,01673368$, $K = 0,00039825$, $K_p = 1,1679167$, $a = 0,002761$ м.²/с., $\omega_1 = 0,0002$ 1/с., $A = 1$, запишем комплексный i_f передаточный коэффициент по первой пространственной моде входного воздействия Q_i , $\gamma = 1$ (для первой добывающей скважины) (3.63, 3.64).

$$\Delta H_1 = \left(\sum_{\gamma=1}^7 C_{1,\gamma} * \tilde{Q}_\gamma\right) * A * \sin(\omega_1 * \tau) \rightarrow W_1(j\omega) = \sum_{\gamma}^7 C_{1,\gamma} * \tilde{Q}_\gamma \quad (3.63)$$

$$\tilde{Q}_\gamma = \cos(\psi_m * (\gamma - 1) * 13,0165), \psi_m = 2 * \pi * m/91,1155, G = \psi_m^2 \quad (3.64)$$

где m — номер пространственной моды.

Аналогичное уравнение можно записать и для определения понижения уровня в других добывающих скважинах ($\gamma = 1..7$), для выбранных пространственных мод.

Была составлена программа для вычисления коэффициента K_m . В результате вычислений получено: $m = 1$, $\omega_l = 0,000$, $G_l = 0,004755$, $K_l = 0,003389$ – (понижение уровня в добывающей скважине (м.))/(дебит (м.³/сут.)), (или $K_l = 292,198096$ (понижение уровня в добывающей скважине (м.))/(дебит (м.³/с.))).

Полагая: $m = 1$, $\omega_l = 0,0002$ 1/с., был определен сдвиг по фазе функции выхода относительно входного воздействия для первой добывающей скважины:

- $\Delta\varphi = -0,746713$ рад.;
- $M = 3$;
- $\omega_l = 0,000$;
- $G_3 = 0,042797$;

– $K_I = 0,002304$ — (понижение уровня в добывающей скважине(м.)/дебит (м.³/сут.)),
(или $K_I = 199,0656$ (понижение уровня в добывающей скважине (м.))/(дебит (м.³/с.)).

5. Определение параметров аппроксимирующего звена

Выше было показано, что i -я пространственная мода входного воздействия (см рисунок б) записывается в виде (3.65) [53]:

$$Q_i = \cos(\psi_j * (i - 1) * 13,0165), \psi_j = 2\pi * j/91,1155 \quad (3.65)$$

Для описания динамических характеристик объекта, используем аппроксимирующее звено вида (3.66):

$$W_a(s, G) = \frac{K}{\beta+1} * \exp(-\beta * \Delta x_p), \beta = \left(\frac{s}{a} + G\right)^{1/2}, G_1 \leq G \leq \infty \quad (3.66)$$

Для выбранных пространственных мод, первой и третьей, значение обобщенной координаты соответственно равно 3.67:

$$G_1 = (2 \cdot \pi \cdot 1/L_m)^2; G_3 = (2 \cdot \pi \cdot 3/L_m)^2; \quad (3.67)$$

$\Delta x_p, K, a$ — определяемые параметры.

Записывая (3.66), при $s = j\omega = 0$, для выбранных пространственных мод, получим (3.68):

$$\begin{cases} K_1 = \frac{K}{\beta_1+1} * \exp(-\beta_1 * \Delta x) \\ K_3 = \frac{K}{\beta_3+1} * \exp(-\beta_3 * \Delta x) \end{cases} \beta_\nu = (G_\nu)^{1/2}, \nu = 1,3 \quad (3.69)$$

Подставляя исходные данные (K_I, K_3, G_1, G_3) в систему уравнения (3.69) и решая, приходим к следующему результату 3.70:

$$K = 357,264520; \Delta x_p = 1,918098. \quad (3.70)$$

Полагая в (3.47) $s = j\omega$ ($\omega = \omega_l$), запишем соотношение для определения фазы аппроксимирующего звена (3.71):

$$\Delta f_1 = -Im(\beta_1) * \Delta x_p - \arctan(Im(\beta_1)/(Re(\beta_1) + 1)), \beta_1 = (j\omega_1/a + G_1)^2 \quad (3.71)$$

Полагая $\Delta f_l = \Delta \varphi = -0,746713$ рад., $\omega_l = 0,0002$ 1/с., и решая полученное уравнение численным методом, определим значение параметра $a = 0,001254$ м.²/с.

Передаточная функция аппроксимирующего звена записывается в виде (3.72):

$$W_a(s, G) = \frac{357,26452}{\beta+1} * \exp(-\beta * 1,918090) \\ \beta = \left(\frac{s}{0,001254} + G\right)^{1/2}, G_1 \leq G \leq \infty \quad (3.72)$$

6. Синтез распределенного регулятора.

Используя приведенную выше процедуру, синтезируем распределенный регулятор, передаточная функция которого имеет вид (3.73):

$$W(x_p, s) = E_1 * \left[\frac{n_1 - 1}{n_1} - \frac{1}{n_1} * V^2 \right] + E_4 * \left[\frac{n_4 - 1}{n_4} - \frac{1}{n_4} * V^2 \right] * \frac{1}{s} + E_2 * \left[\frac{n_2 - 1}{n_2} - \frac{1}{n_2} * V^2 \right] * s, \\ 0 < x_p < 91,1155 \quad (3.73)$$

В результате расчета были определены значения параметров распределенного регулятора (3.74, 3.75):

- $n_1 = 1,870865;$
- $E_1 = 0,121163;$
- $n_4 = 2,043752;$
- $E_4 = 0,000214;$
- $n_2 = \infty;$
- $E_2 = 11,371567.$

$$W(x_p, s) = 0,121163 * \left[\frac{1,870865 - 1}{1,870865} - \frac{1}{1,870865} * V^2 \right] + 0,000214 \\ * \left[\frac{2,043752 - 1}{2,043752} - \frac{1}{2,043752} * V^2 \right] * \frac{1}{s} + 11,371567 * s, \\ 0 < x_p < 91,1155 \quad (3.74)$$

Записывая (3.50) с использованием обобщенной координаты, получим:

$$W(G, s) = 0,121163 * \left[\frac{1,870865 - 1}{1,870865} + \frac{1}{1,870865} * G \right] + 0,000214 \\ * \left[\frac{2,043752 - 1}{2,043752} - \frac{1}{2,043752} * G \right] * \frac{1}{s} + 11,371567 * s, \\ G_1 \leq G \leq \infty \quad (3.75)$$

7. Исследование устойчивости замкнутой системы.

Передаточная функция разомкнутой системы, в соответствии с (3.74) и (3.75), имеет вид (3.76):

$$W_R(s, G) = W(s, G) * W_a(s, G) = \\ = 0,121163 * \left[\frac{1,870865 - 1}{1,870865} + \frac{1}{1,870865} * G \right] + 0,000214 * \left[\frac{2,043752 - 1}{2,043752} - \frac{1}{2,043752} * G \right] * \frac{1}{s} + 11,371567 * \\ s) * \frac{357,26452}{\beta + 1} * \exp(-\beta * 1,918098), \\ \beta = \left(\frac{s}{0,001254} + G \right)^{1/2}, G_1 \leq G \leq \infty \quad (3.76)$$

$s = j\omega$, для различных значений G , были построены амплитудные и фазовые частотные поверхности разомкнутой системы и определены линии среза модуля и фазы разомкнутой системы (рисунок 3.21).

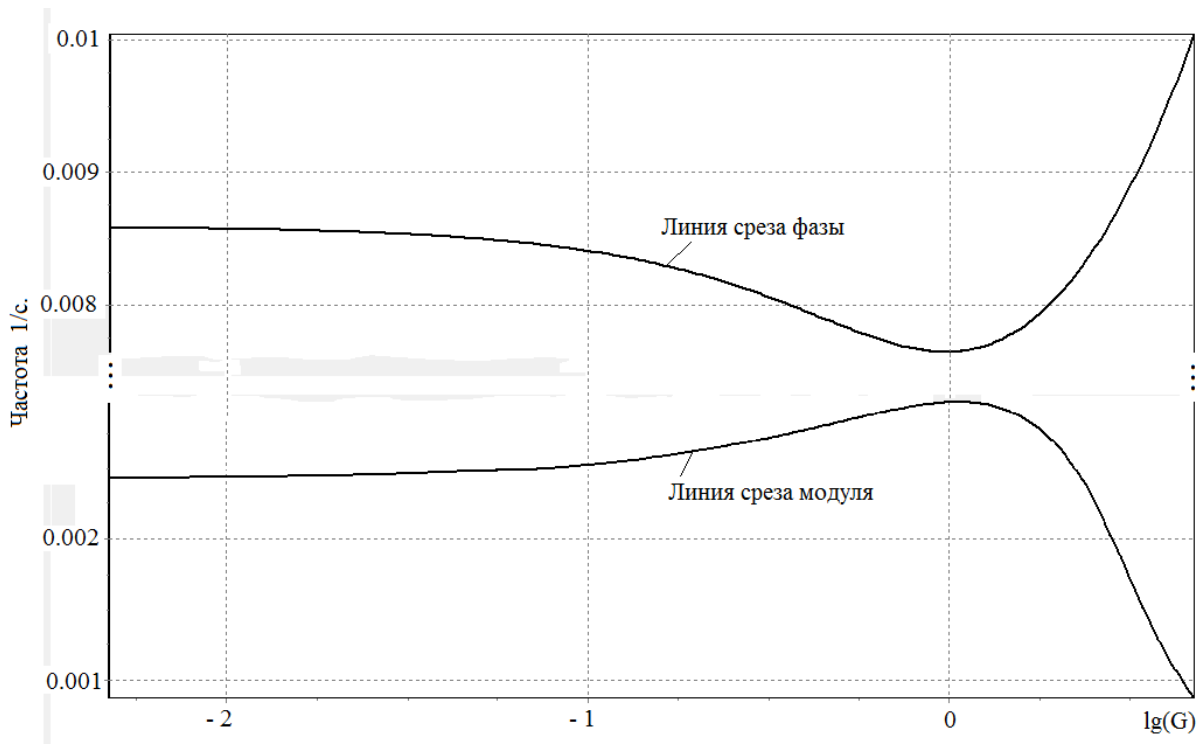


Рисунок 3.21 — Анализ устойчивости замкнутой системы (составлено автором)

В соответствии с критерием устойчивости Найквиста, замкнутая система будет устойчива.

3.5 Выводы к Главе 3

Для определения оптимального числа скважин на месторождении были использованы различные методы анализа данных, включая статистические модели и математические алгоритмы. В процессе работы на поставленной задаче, были рассмотрены многие факторы, влияющие на процесс добычи гидроминеральной воды, такие как гидрогеологические особенности месторождения, характеристики грунтовых вод, а также потенциал добычи на каждой из скважин.

Выбор конкретной схемы расположения эксплуатируемых скважин является важным этапом в работе над задачей определения оптимального числа скважин. Для этого использовались различные методы и технологии, включая геоинформационные системы, моделирование потока гидроминеральной воды и другие средства. На основании полученных данных была выбрана оптимальная схема расположения скважин, которая позволит максимально эффективно добывать гидроминеральное сырье.

Важным результатом работы над задачей является обоснование оптимального числа скважин на месторождении и выбор эффективной схемы их расположения. Это позволит обеспечить максимальную добычу гидроминеральной воды, что является основной целью данного проекта. Результаты работы могут быть использованы для дальнейшего улучшения технологий добычи гидроминеральной воды и оптимизации работы месторождений в различных геологических условиях.

Оптимизация расположения добывающих скважин осуществляется, если коэффициенты фильтрации по пространственным координатам x и y различны!

ГЛАВА 4 ВЛИЯНИЕ РАСПОЛОЖЕНИЯ СКВАЖИН НА СУММАРНЫЙ ДЕБИТ

На рисунке 4.1 представлена схема Северного фланга Центрального участка Кисловодского месторождения минеральных вод.

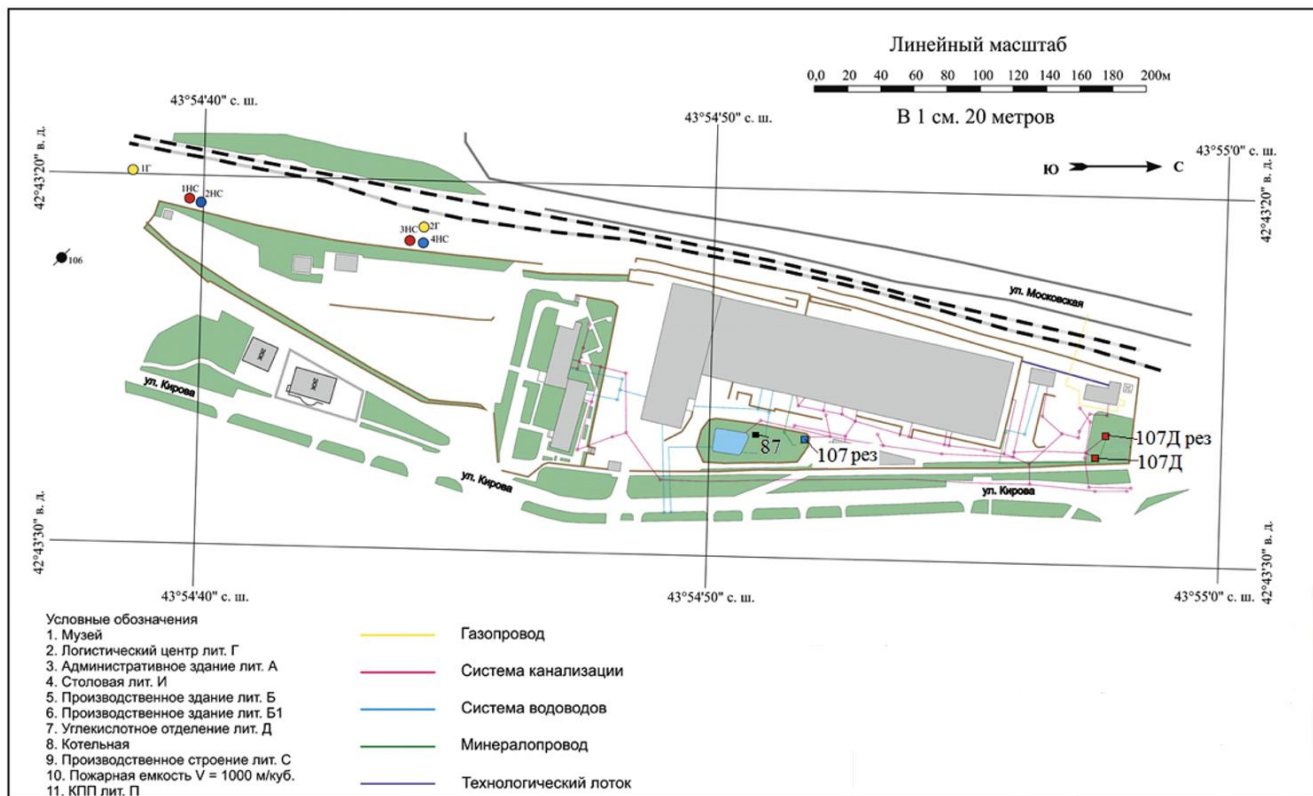


Рисунок 4.1 — Схема Северного фланга Центрального участка Кисловодского месторождения минеральных вод (составлено автором)

Средний дебит составляет 508 м.³/сут.

Интерпретация данных ОФР (см. приложение В) проводилась с использованием графоаналитического метода.

Входным воздействием на рассматриваемый объект служит средний добывающей скважины № 107Д, а функция выхода — изменение уровня в скважинах № 107Д и № 87 (рисунок 4.2). В результате вычислений получено:

– K_1 = удельное понижение скважины (понижение уровня в скважине № 107Д/средний дебит) = $(12,5-1,11)/508 = 0,0224$.

– K_2 = коэффициент гидравлического взаимодействия скважин (понижение уровня в скв. № 87/средний дебит) = $(8,2-7)/508 = 0,00236$.

Коэффициента гидравлического взаимодействия скважин рассматриваемого объекта записывается в виде (4.1) [46]:

$$W_a = \frac{0,00028106}{\beta} * \exp(-\beta * r), \beta = (0,00015665)^{1/2}, r_0 \leq r \quad (4.1)$$

Используя полученный коэффициент гидравлического взаимодействия скважин, была решена задача оптимизации числа добывающих скважин и определены их дебиты [46].

Схема рассматриваемого участка и полученные дебиты оптимального числа добывающих скважин приведены на рисунке 4.2 [46].

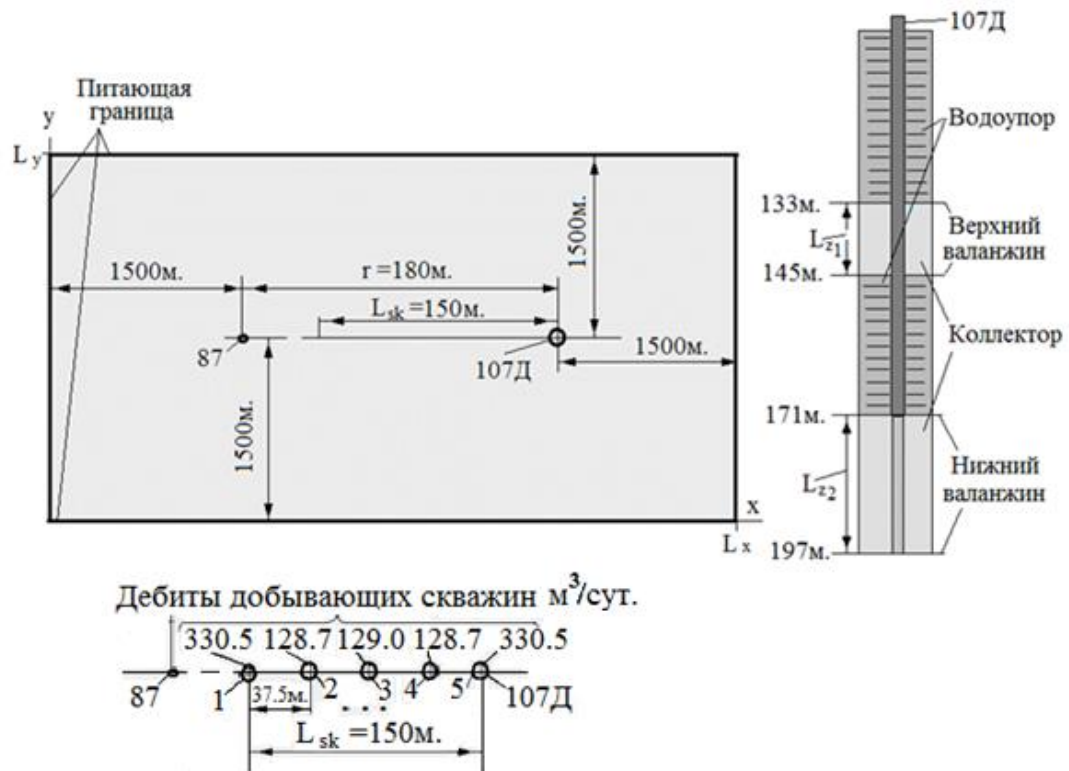


Рисунок 4.2 — Схема расположения оптимального числа добывающих скважин и полученные дебиты [46]

Рассматриваемое месторождение позволяет перемещать добывающие скважины в секторе f_s (где f_s — заданное значение угла). При этом, будем полагать, что скважины располагаются на отрезке длиной L_{sk} (рисунок 4.2, рисунок 4.3).

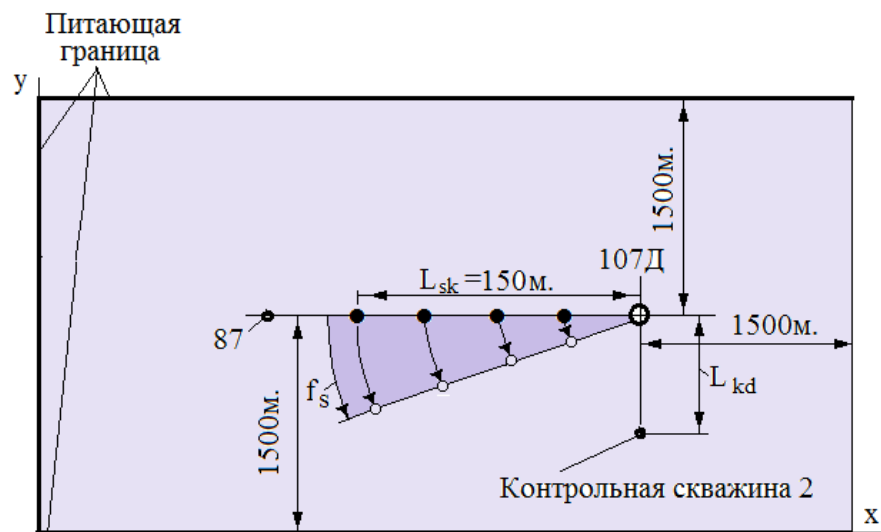


Рисунок 4.3 — Сектор расположения добывающих скважин (составлено автором)

Будем считать, что имеется дополнительная контрольная скважина 2 (рисунок 4.3), измеряющая состояние гидролитосферного процесса в нижнем валанжине, в точке $z = 0.5 \cdot L_{ZZ}$ (рисунок 4.4).

Для вычисления суммарного дебита скважин, при перемещении добывающих скважин в секторе f_s , воспользуемся следующей процедурой:

1. Используя верифицированную модель объекта, определим коэффициент гидравлического взаимодействия скважин $K_3 = (\text{понижение уровня в контрольной скважине 2} / \text{средний дебит})$ (4.2):

$$K_3 = (-0,147)/(-508) = 0,00028937 \quad (4.2)$$

(На рисунке 4.4 приведен график изменения уровня в контрольной скважине 2 ($L_{kd} = 80$ м.), построенный по результатам моделирования верифицированной модели объекта управления. При этом, дебит добывающей скважины $Q = 508 \text{ м.}^3/\text{сут.}$).



Рисунок 4.4 — График переходного процесса в контрольной скважине 2 (составлено автором)

2. Определим параметры аппроксимирующего звена.

Структура звена, аппроксимирующего статические коэффициенты может быть записана в виде (4.3):

$$W_a = \frac{K}{\beta} * \exp(-\beta * (x_0^2 + (K_n * y_0)^2)^{0.5})$$

$$\beta = (D)^{1/2}, x_0 = r_0, y_0 = r_0. \quad (4.3)$$

В соответствии с разработанной процедурой определим параметры аппроксимирующего звена:

2.1. Приравнявая статические коэффициенты усиления аппроксимирующего звена значению K_1, K_2 и K_3 (полагая, что $L_1 - r_0 \approx L_1; L_2 - r_0 \approx L_2$), получим систему уравнений (4.4):

$$\begin{cases} K_1 = \frac{K}{\beta} * \exp(-\beta * x_0) \\ K_2 = \frac{K}{\beta} * \exp(-\beta * L_1) \\ K_3 = \frac{K}{\beta} * \exp(-\beta * K_p * L_{kd}), \beta = (D)^{1/2} \end{cases} \quad (4.4)$$

2. Подставляя вычисленные значения, $K_1 = 0,0224$; $K_2 = 0,00236$; $r_0 = 0,2$; $r_2 = 180$; $K_3 = 0,00028973$; $L_{kd} = 80$ в (4.4), получим 4.5:

$$\begin{cases} 0,0224 = \frac{K}{\beta} * \exp(-\beta * 0,2) \\ 0,00236 = \frac{K}{\beta} * \exp(-\beta * 180) \\ 0,00028937 = \frac{K}{\beta} * \exp(-\beta * K_p * 80), \beta = (D)^{1/2} \end{cases} \quad (4.5)$$

Решая полученную систему, приходим к следующему результату 4.6:

$$K = 0,00028106, D = 0,00015665, K_p = 4,346. \quad (4.6)$$

Коэффициента гидравлического взаимодействия скважин рассматриваемого объекта записывается в виде (4.7):

$$W_a = \frac{0,00028106}{\beta} * \exp(-\beta * (x^2 + (4,346 * y)^2)^{0.5})$$

$$\beta = (0,00015665)^{1/2} \quad (4.7)$$

На рисунке 4.5 приведены графики изменения коэффициента гидравлического взаимодействия скважин [46].

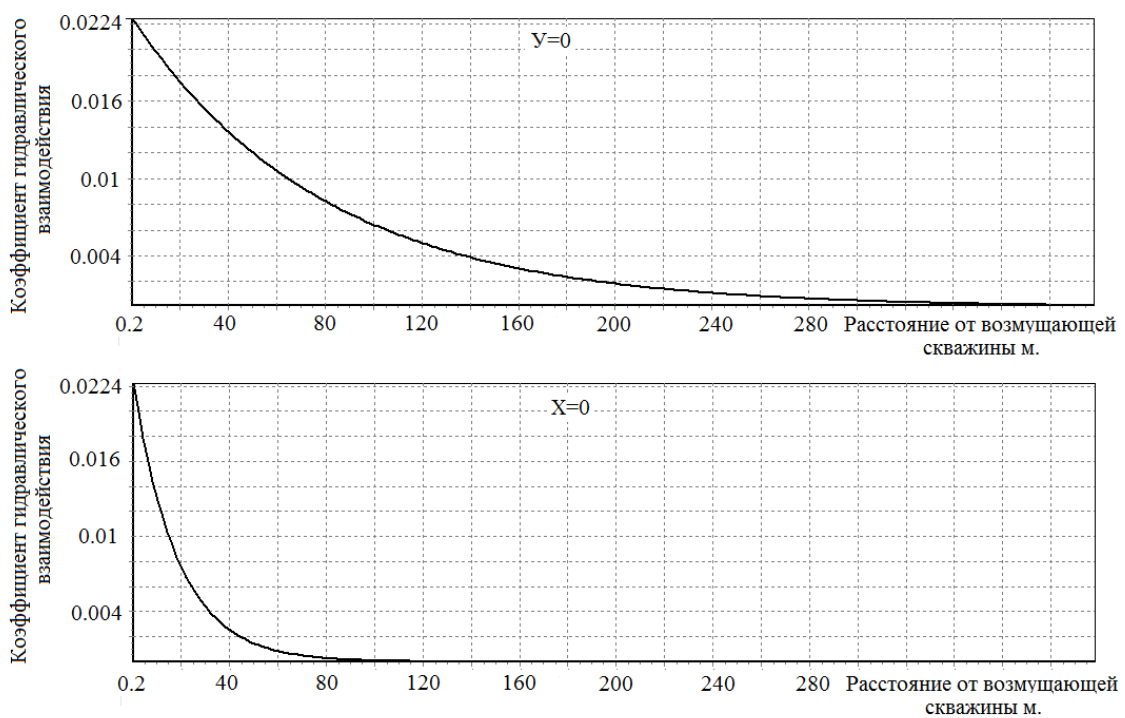


Рисунок 4.5 — Графики коэффициентов гидравлического взаимодействия (составлено автором)

4. Постановка задачи оптимизации выбора расположения скважин в секторе f_s : для рассматриваемого месторождения (имеющего n добывающих скважин, расположенных на

отрезке L_{sk}) требуется определить значение $f_{st} \leq f_s$, обеспечивающее максимальную прибыль (DD) за десять лет эксплуатации месторождения. При этом будем полагать:

- добыча гидроминерального сырья осуществляется в течение 3650 суток;
- $r_{0,i} = 0,2$ м.;
- N — стоимость 1 м.³ гидроминерального сырья составляет 300/1000000 млн. руб.;
- C_p — затраты на обустройство и содержание одной скважины в течение 10 лет составляют 6 млн. руб.;
- налог на недропользование 7,5 %;
- расходы на содержание зданий и оборудования и персонала (P_z) за десять лет эксплуатации составляют 87 млн. руб.;
- расположение добывающих скважин показано на рисунке 4.4, ($L_{sk} = 150$ м.);
- заданное понижение уровня в скважинах составляет 12 м.; $f_s = 15^\circ$.

Полученный ранее коэффициент гидравлического взаимодействия скважин записывается в виде (4.8):

$$W_a = \frac{0,00028106}{\beta} * \exp(-\beta * (x^2 + (4,346 * y)^2)^{0.5})$$

$$\beta = (0,00015665)^{1/2} \quad (4.8)$$

Процедура решения поставленной задачи распадается на следующие этапы:

1. Влияние j -й добывающей скважины на понижение уровня в μ -добывающей скважине описывается следующим соотношением (4.9):

$$\Delta H_\mu = \frac{K_\mu * Q_\mu}{\beta} * \exp(-\beta * (r_{0,\mu})) + \sum_{j=1, j \neq \mu}^n \frac{K_j * Q_j}{\beta} * \exp(-\beta * (r_{\mu,j}))$$

$$\beta = D^{1/2}, r_{\mu,j} = ((x_\mu - x_j)^2 + (K_p * (y_\mu - y_j))^2)^{0.5}, \mu = 1 \dots n, \quad (4.9)$$

где: ΔH_μ — понижение уровня в рассматриваемой μ -й скважине ($\mu=1 \dots n$);

$r_{0,j}$ — заданный радиус;

x_μ, y_μ — координаты μ -й скважины;

x_j, y_j — координаты j -й скважины;

n — число скважин;

Q_μ — дебит μ -ой скважины;

Q_j — дебит j -ой скважины.

В рассматриваемом случае $K_\mu = K_j = K = 0,00028106$; $D = 0,00015665$, $K_p = 4,346$ (4.6).

Полагая 4.10

$$C_\mu = \frac{K_\mu}{\beta} * \exp(-\beta * (r_{0,\mu})), C_{\mu,j} = \frac{K_j}{\beta} * \exp(-\beta * (r_{\mu,j})), \beta = (G_1)^{1/2} \quad (4.10)$$

и преобразуя (4.10), получим матричное уравнение для определения дебитов добывающих скважин (4.11)

$$\begin{bmatrix} Q_1 \\ Q_2 \\ \dots \\ Q_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} C_{1,1}, C_{1,2}, \dots, C_{1,n} \\ C_{2,1}, C_{2,2}, \dots, C_{2,n} \\ \dots \\ C_{n,1}, C_{n,2}, \dots, C_{n,n} \end{bmatrix}^{-1} * \begin{bmatrix} \Delta H_1 \\ \Delta H_2 \\ \dots \\ \Delta H_n \end{bmatrix} \quad (4.11)$$

2. Суммарный дебит (Q) (4.12) может быть определен из соотношения:

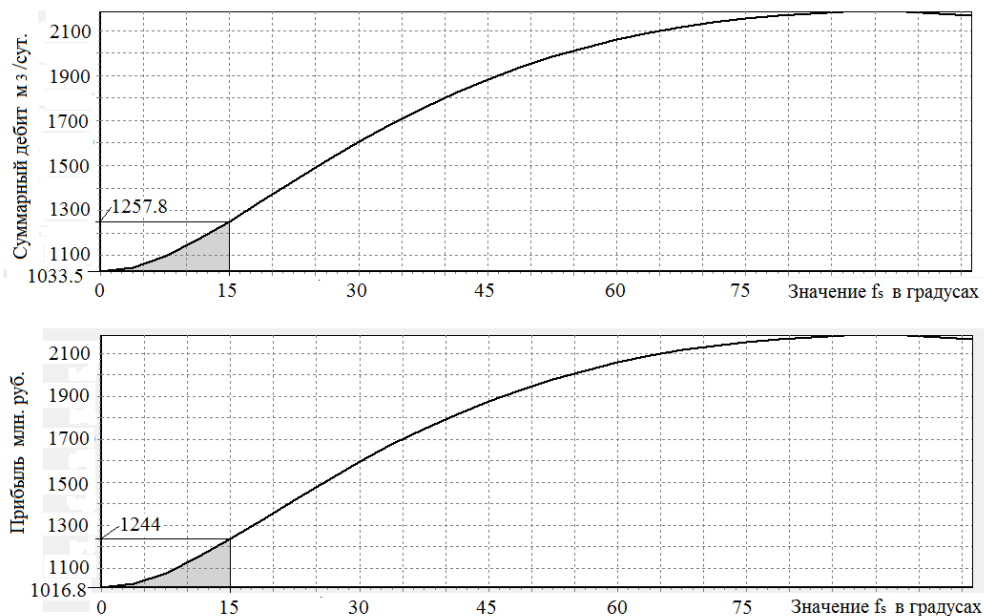
$$Q = \sum_{\mu=1}^n Q_{\mu} \quad (4.12)$$

3. Определим прибыль, за десять лет эксплуатации месторождения (4.13) [46]:

$$DD = (Q * N - Q * N * 0.075) * 3650 - C_{sk}(n - 1) - P_z \quad (4.13)$$

Была составлена программа для расчета DD при изменении числа добывающих скважин.

По результатам расчетов построены графики, приведенные на рисунке 4.6. Как следует из графиков, максимальная прибыль достигается при расположении скважин на границе луча $f_{st} = f_s$. Эта прибыль, за 10 лет эксплуатации месторождения, составит 1244 млн. руб., а суммарный дебит 1257.8 м.³/сут.



Рисунке 4.6 — Оптимизация расположения добывающих скважин в секторе f_s (составлено автором)

В рассматриваемом месторождении имеется ограничение на значение f_s .

Полагая, что такое ограничение отсутствует, на рисунке 4.6 показано изменение прибыли и суммарного дебита при увеличении значения f_s прибыли и суммарного дебита при увеличении значения f_s .

Замечание. Оптимизация размещения добывающих скважин осуществляется, если коэффициенты фильтрации по пространственным координатам x и y различны!

4.1 Оптимизации числа добывающих скважин

Для рассматриваемого месторождения требуется определить число добывающих скважин (n), обеспечивающих максимальную прибыль (DD) за десять лет эксплуатации месторождения.

При этом будем полагать:

- добыча гидроминерального сырья осуществляется в течение 3650 суток;
- $r_{0,i} = 0,2$ м.;
- N — стоимость 1 м.³ гидроминерального сырья составляет 300/1000000 млн. руб.;
- C_p — затраты на обустройство и содержание одной скважины в течение 10 лет составляют 6 млн. руб.;
- налог на недропользование 7.5 %;
- P_z — расходы на содержание зданий и оборудования и персонала за десять лет эксплуатации составляет 87 млн. руб.;
- расположение добывающих скважин показано на рисунках 3.8, 3.9, ($L_{sk} = 150$ м.);
- заданное понижение уровня в скважинах составляет 12 м.

Полученный ранее статический коэффициент передачи имеет вид (4.14):

$$W_a(s) = \frac{0,00028106}{\beta} * \exp(-\beta * r), \beta = (0,00015665)^{1/2}, r_{0,i} \leq r \quad (4.14)$$

Результаты вычислений приведены в таблице 4.1, схема расположения добывающих скважин показана на рисунке 4.7.

Таблица 4.1 — Результаты вычислений (составлено автором)

Число добывающих скважин	Суммарный дебит в м. ³ /сут.	Суммарный доход в млн. руб. за 10 лет эксплуатации месторождения
2	1021,6861	933,059713
3	1104,5821	1003,73844
4	1124,38043	1016,05190
5	1131,694211	1016,817145
6	1135,1332678	1013,99827
7	1137,0078214	1009,7322348
8	1138,136131	1004,775921
9	1138,865290	999,450393
10	1139,3623460	993,910170

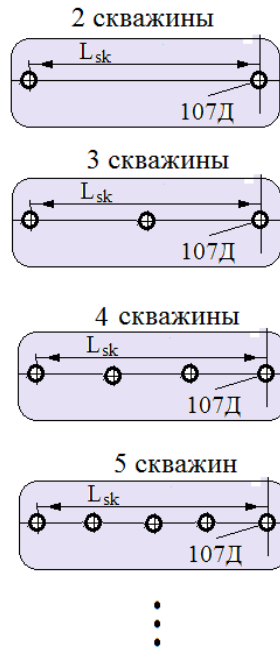


Рисунок 4.7 — Схема расположения добывающих скважин (составлено автором)

4.2 Выводы к Главе 4

Известно, что на многочисленных месторождениях региона Кавказских Минеральных Вод коэффициенты фильтрации по пространственным координатам (x , y) демонстрируют значительные вариации. Такие различия обусловлены структурно-диопетрическими особенностями горных пород, неоднородностью фильтрационных свойств и геомеханическими условиями региона. В данном контексте важно подчеркнуть, что геоэкологические и гидрогеологические характеристики способствуют тому, что коэффициенты фильтрации не являются постоянными по пространству и изменяются в зависимости от локальных условий.

В представленной главе показано, что при условии, если расстояние между добывающими скважинами остается постоянным, но имеется возможность их перемещения в пространственной плоскости (x , y), то взаимное влияние этих скважин на режим добычи изменяется. Такой подход позволяет более гибко управлять процессом добычи, учитывая динамику изменений в фильтрационных свойствах породы и взаимодействия между скважинами. В рамках исследования выделены особенности изменения коэффициентов фильтрации и связанные с ними процессы в зависимости от геометрического размещения скважин, что способствует повышению эффективности разработки и снижению негативных экологических и техногенных последствий.

Дальнейшее развитие представленного подхода предполагает применение современных численных методов моделирования, в рамках которых пространственная изменчивость фильтрационных свойств (вариации коэффициентов фильтрации) рассматривается в качестве

ключевых входных параметров. Это позволяет количественно оценивать различные сценарии межскважинного взаимодействия и на этой основе выработать оптимальные стратегии эксплуатации, адаптированные к реальной неоднородности геологической среды. В конечном итоге такой комплексный анализ создаёт основу для более устойчивого, экономически обоснованного и экологически ответственного использования гидроминеральных ресурсов региона Кавказских Минеральных Вод.

В четвёртой главе данной работы представлена детализированная процедура выбора оптимального пространственного размещения добывающих скважин. Рассмотрен случай, когда скважины могут перемещаться в пределах заданного сектора, а целевым критерием выступает максимизация суммарного дохода за весь период эксплуатации. Показано, как изменение взаимного расположения скважин влияет на их гидравлическое взаимодействие и, соответственно, на итоговые показатели добычи.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В представоенной диссертационной работе было рассмотрено географическое положение объекта исследования, в ходе исследования были подробно проанализированы показатели качества воды, ее состав, температура и ругие ключевые параметры. Важным результатом стало выявление показателей, которые превышают допустимые нормы и требуют немедленного вмешательства со стороны редприятия. Проведен многомерный корреляционно-регрессионный анализ для идентификации ключевых факторов, влияющих на эффективность добычи.

Разработана структура и описана процедура определения параметров звена, аппроксимирующего коэффициенты гидравлического взаимодействия добывающих скважин, а также, приведено решение задачи оптимизации расположения и выбора числа добывающих скважин, обеспечивающих максимальную прибыль за 10 лет эксплуатации рассматриваемого месторождения.

В работе использованы различные методы анализа данных, включая статистические модели и математические алгоритмы. В процессе работы на поставленной задаче, были рассмотрены многие факторы, влияющие на процесс добычи гидроминеральной воды, такие как гидрогеологические особенности месторождения, характеристики грунтовых вод, а также потенциал добычи на каждой из скважин. Была построена и верифицирована схема дискретной модели месторождения, а также, разработана и апробирована методика определения параметров модифицированного аппроксимирующего звена на основе данных ОФР.

На основании полученных данных была выбрана оптимальная схема расположения скважин, которая позволит максимально эффективно добывать гидроминеральное сырье.

В четвертой главе показано, как имея возможность перемещать скважины в пространстве (x,y) , изменяется взаимовлияние добывающих скважин, а также общий дебит.

В работе разработана специализированная структура модифицированного распределенного звена, предназначенная для аппроксимации статических и динамических характеристик исследуемого процесса гидrolитосферной системы. Структура учитывает вариации параметров по осям x и y , что позволяет моделировать пространственные особенности реальных процессов.

Таким образом, разработанный подход предоставляет эффективный инструмент для более точного описания и прогнозирования гидrolитосферных процессов, что существенно способствует развитию теоретической и прикладной гидрогеологии.

Проведенное диссертационное исследование было направлено на решение актуальной научно-практической задачи повышения эффективности добычи гидроминерального сырья на примере Кисловодского месторождения ООО «Нарзан-гидроресурсы». В результате

выполненной работы были достигнуты следующие ключевые результаты:

1. Представлена разработанная научно обоснованная концептуальная и математическая модель системы управления технологическим процессом эксплуатации добывающих скважин. Модель отличается комплексным учетом входных, внутренних, управляемых параметров и факторов неопределенности, что позволило существенно повысить точность описания и прогнозирования гидrolитосферных процессов, включая их сезонную динамику.

2. Автором предложен и апробирован новый методический подход, центральным элементом которого является модифицированное аппроксимирующее распределенное звено. Данный подход позволяет учитывать вариации фильтрационных параметров по пространственным координатам и эффективно аппроксимировать как статические, так и динамические характеристики гидrolитосферной системы.

3. Разработан и реализован метод параметризации предложенного модифицированного звена на основе данных опытно-фильтрационных работ (ОФР). Это обеспечивает высокую точность модели и ее практическую применимость для решения конкретных инженерных задач.

4. Решена задача оптимизации количества добывающих скважин на рассматриваемом месторождении. С использованием созданного математического аппарата определено экономически оптимальное число скважин (5 единиц), их рациональное расположение и режимы эксплуатации, что обеспечивает максимизацию дохода при соблюдении технологических и экологических ограничений.

5. Выполнен синтез распределенного регулятора для системы управления группой скважин и проведен анализ устойчивости замкнутой системы, который подтвердил ее работоспособность и надежность.

Таким образом, поставленная цель диссертационной работы достигнута, а все сформулированные задачи успешно решены. Разработанные в исследовании методы, модели и методики вносят существенный вклад в развитие системного анализа и управления в области гидрогеологии и создают научно-технический задел для повышения эффективности и устойчивости добычи ценных гидроминеральных ресурсов на курортах региона Кавказских Минеральных Вод.

Перспективным направлением для дальнейших исследований является разработка методологий и алгоритмов принятия решений, направленных на повышение безопасности процесса добычи гидроминерального сырья с учетом влияния внешних факторов.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

АО — акционерное общество.

ИТ — информационные технологии.

КМВ — Кавказские Минеральные Воды.

ООО — общество с ограниченной ответственностью.

ОФР — опытно-фильтрационные работы.

РФ — Российская Федерация.

СИ — система измерений.

СКФУ — Северо-Кавказский федеральный университет.

США — Соединенные Штаты Америки.

ФРГ — Федеративная Республика Германия.

СПИСОК ТЕРМИНОВ

аппроксимация: Математический метод замены сложных объектов, данных или функций более простыми, но схожими по свойствам, с целью упрощения расчетов или анализа.

верификация: Процесс проверки того, насколько точно компьютерная (имитационная) модель соответствует своей математической концепции и поставленным логическим требованиям.

входное воздействие: Сигнал, информация, физическая величина или энергия, подаваемая на вход системы, устройства или объекта управления.

гидравлическое взаимодействие: Процесс передачи механической энергии, усилий или воздействия между элементами системы с помощью текучей среды находящейся под давлением.

дискретная модель: Математическая или логическая модель, описывающая систему с помощью переменных, принимающих отдельные (прерывистые) значения, а не непрерывный диапазон, показывает состояние системы в конкретные моменты времени.

добывающая скважина: эксплуатационная горная выработка цилиндрической формы, созданная путем бурения для извлечения минеральной воды из продуктивных пластов на земную поверхность.

коэффициент гидравлического взаимодействия: Безразмерная величина, характеризующая потери удельной энергии (напора) при движении потока жидкости.

коэффициент фильтрации: Физическая величина, характеризующая способность грунта пропускать через себя воду.

математический аппарат: Совокупность математических методов, теорий, моделей, формул и инструментов, используемых для описания, анализа, моделирования и прогнозирования реальных процессов, явлений, физических систем или решения задач в технических и экономических дисциплинах.

модифицированное звено: Типовое динамическое звено, характеристики которого были преднамеренно изменены для улучшения качества управления, настройки под конкретный процесс или обеспечения устойчивости.

передаточная функция: Отношение преобразования Лапласа выходного сигнала к преобразованию Лапласа входного сигнала линейной стационарной системы при нулевых начальных условиях, математически описывает динамику системы.

пространственные координаты: Набор чисел, определяющих точное положение точки в трехмерном пространстве.

синтез распределенного регулятора: Процесс проектирования системы автоматического управления, при котором регулятор подбирается или проектируется таким образом, чтобы управлять процессами с распределенными параметрами.

система управления: Совокупность взаимосвязанных элементов, предназначенная для воздействия на объект управления с целью достижения заданных результатов.

устойчивость замкнутой системы: Способность системы автоматического управления (САУ) возвращаться в исходное состояние равновесия (или близкое к нему) после прекращения действия внешних возмущений, выведших её из этого состояния.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Амерханов, Р.М. Автоматизация процесса верификации данных и процесса адаптации гидродинамических моделей. / Амерханов Р.М., Хасанов Р.Р., Махмутов Б.Т., Гилязов Ах. // Сборник тезисов XIII международной научно-практической конференции. Сборник тезисов конференции. – Ижевск. – 2023. – С. 158-161.
2. Асадулаги, М.М. Моделирование системы управления гидродинамическим процессом в водоносных пластах при мониторинге в точках расположения добывающих скважин и учёте случайных воздействий. / Асадулаги М.М., Фоминых А.А. // Молодежная школа-семинар по проблемам управления в технических системах имени А.А. Вавилова. – 2018. – Т. 1. – С. 70-73.
3. Асадулаги, М.М. Применение регуляторов распределенного и сосредоточенного типа для системы управления гидролитосферным процессом кислородного месторождения. / Асадулаги М.М., Васильков О.С. // Международная научная конференция по проблемам управления в технических системах. – 2019. – Т. 1. – С. 8-11.
4. Афанасьева, О.В. Анализ качества и причин отказов дизелей на основе метода DFMEA / О. В. Афанасьева, В. А. Носова, // Международная научно-практическая конференция молодых ученых, студентов и аспирантов, Санкт-Петербург, 19–21 апреля 2022 года / Петербургский государственный университет путей сообщения Императора Александра I. – Санкт-Петербург: ООО "Медиапапир". – 2022. – С. 80-87.
5. Бабичев, Н.И. Основные научные направления в создании и освоении минерально-сырьевой базы страны. / Бабичев Н.И., Бобровников Л.З., Бойцов В.Е., Борисович В.Т., Гавич И.К., Грабчак И.К., Даев Д.С., Демура Г.В., Каждан А.Б., Караулов В.Б., Кашеев Л.П., Кобахидзе Л.П., Козловский Е.А., Крестин Е.М., Кривцов А.И., Кузовлев Б.Н., Лунев Л.И., Михайлов А.Е., Никитин А.А., Попов В.А., Ребрик Б.М., Симаков В.А., Соколовский А.К., Страхов В.Н., Тихомиров С.В., Цейслер В.М., Швец В.М., Якубовский Ю.В. // Недра, Москва. – 1988. – С. 246.
6. Бан, А. Влияние свойств горных пород на движение в них жидкости. / Бан А., Богомолова А.Ф., Максимов В.А., Николаевский Н.М., Оганджянц В.Г., Рыжик В.М. // Государственное научно-техническое издательство нефтяной и горно-топливной литературы, Москва. – 1962. – С. 275.
7. Бессонов, Г.С. Фильтр буровой скважины. / Бессонов Г.С., Гаврилко В.М., Драглис С.Л., Митрофанов Н.С. // Авторское свидетельство SU 417586 A1, 28.02.1974. Заявка № 1786204/29-14 от 19.05.1972.
8. Биндеман, Н.Н. Оценка эксплуатационных запасов подземных вод (методическое руководство). / Биндеман Н.Н., Язвин Л.С. // Недра, Москва. – 1970. – с. 216.

9. Богданов, Г.Я. Вопросы изучения подземных вод и инженерно-геологических процессов (сборник статей по гидрогеологии и инженерной геологии). / Богданов Г.Я., Гармонов И.В., Гирицкий Н.К., Имшенецкий А.И., Каменский Г.Н., Коломенский Н.В., Костиненко Г.И., Лебедев А.В., Плотников Н.А., Приклонский В.А., Рогозин И.С., Скворцов Г.Г., Славянов В.Н., Тагеева Н.В., Толстихин Н.И., Тугаринов В.В., Шанцер Е.В. // Издательство Академии наук СССР, Москва. – 1955. – 194 с.
10. Воробьев, А.Е. Влияние природных факторов на гидродинамические процессы и процессы разрушения в отвалах урановых рудников. / Воробьев А.Е., Юров В.М., Портнов В.С. // Вестник Карагандинского университета. Серия: Физика. – 2011. – № 4 (64) . – С. 67-78.
11. Гайдук, А.Р. Синтез системы управления движением группы мобильных роботов в условиях неопределенности. / Гайдук А.Р., Каляев И.А., Капустян, С.Т., Шаповалов И.О. // Известия Юго-Западного государственного университета. Том 22. – № 4 (2018).
12. Гершанович, И.М. Гидрогеологические исследования в скважинах методом расходомерии. / Гершанович И.М. // Недра, Москва. – 1981. – С. 295.
13. Гринбаум, И.И. Расходомерия гидрогеологических и инженерно-геологических скважин. Недра, Москва. – 1975. – С. 271.
14. Демиденко, Н.Д. Моделирование и оптимизация систем с распределенными параметрами. / Демиденко Н.Д., Потапов В.И., Шокин Ю.И. // Новосибирск. – 2006.
15. Дубогрей, В.Ф. История изучения кисловодского месторождения минеральных вод и его основные проблемы. Актуальные проблемы гидrolитосферы (диагностика, прогноз, управление, оптимизация и автоматизация). / Дубогрей В.Ф., Хмель В.В. // Сборник докладов. Редакционная коллегия: Бородавкин П.П., Малков А.В., Першин И.М. – 2015. – С. 58-73.
16. Дубогрей, В.Ф. Кисловодское месторождение углекислых минеральных вод: стемный анализ, диагностика, прогноз, управление. / Дубогрей В.Ф., Королев Б.И., Малков А.В., Першин И.М., Першин М.И., Помеляйко И.С., Уткин В.А., Хмель В.В. // М.: Наука. – 2015. – 285 с.
17. Дубогрей, В.Ф. Обоснование рациональных режимов эксплуатации кисловодского месторождения лечебных минеральных вод. / Дубогрей В.Ф., Иванов А.А., Хмель В.В., Малков А.В. // Разведка и охрана недр. – 2008. – № 8. – С. 48-52.
18. Евсеева, М.М. Экологическая обстановка на курорте Кавказские Минеральные Воды, способы ее контроля и улучшения. Вопросы курортологии, физиотерапии и лечебной физической культуры. / Евсеева М.М., Рудь Н.Ю., Першин И.М. – 2012. – Т. 89. – № 5. – С. 68-71.
19. Ильюшин, Ю.В. Многопоточный анализ данных сейсморазведки с использованием компьютерных технологий. / Ильюшин Ю.В., Трушников В.Е. // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2015. – № 5. – С. 230-235.

20. Ильющин, Ю.В. Преобразование случайного векторного воздействия линейным элементом системы с целью его компенсации при добыче подземных вод. / Ильющин Ю.В., Трушников В.Е. // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2017. – № 1. – С. 97-103.
21. Иоськов, Г.В. Регрессионный многофакторный анализ влияния показателей дебита на изменение химического состава минеральной воды кисловодского месторождения. / Иоськов Г.В., Колесниченко С.В., Юшкова Е.А., Асадулаги М.А.М. // Современная наука и инновации. – 2018. – № 2 (22). – С. 56-60.
22. Климентов, П.П. Методика гидрогеологических исследований. / Климентов П.П., Кононов В.М. // Высшая Школа, Москва. – 1978. – С. 408.
23. Коршунов, А.А. Расчет устойчивости ограждающих дамб хвостохранилища и численное моделирование в них фильтрационных процессов. / Коршунов А.А., Невзоров А.Л., Уваров С.А. // Инженерные изыскания. – 2009. – № 6. – С. 42-45.
24. Ломакин, Е.А. Численное моделирование геофильтрации. / Ломакин Е.А., Мироненко В.А., Шестаков В.М. // Недра, Москва. – 1988. – С. 228.
25. Люкина, С.Ю. Геофильтрационное моделирование как инструмент решения задач управления недропользованием. / Люкина С.Ю., Гиниятуллина О.Л. // Молодой ученый. – 2023. – № 22 (469). – С. 14-16.
26. Макляк, В.Ф., Тарасов М.Г. Опытнo-фильтрационные работы и определение гидродинамических параметров. ЮФУ, Ростов-на-Дону. – 2008. – С. 103.
27. Малков, А.В. Кисловодское месторождение углекислых минеральных вод / Малков А.В., Першин М.И., Помеляйко И.С. // Системный анализ, диагностика, прогноз и управление. Москва, Наука. – 2015. – 283 с.
28. Малков, А.В. Математическая модель кисловодского месторождения углекислых минеральных вод. / Малков А.В., Першин И.М., Помеляйко И.С. // Известия ЮФУ. Технические науки. – 2015. – № 7 (168). – С. 116-125.
29. Малков, А.В. Методика подсчета запасов и баланса подземных вод гидравлическим методом. / Малков А.В., Першин И.М., Помеляйко И.С. // Недропользование XXI век. – 2016. – № 4 (61). – С. 76-85.
30. Малков, А.В. Обоснование экологически безопасных режимов эксплуатации минеральных вод района КМВ. / Малков А.В., Першин И.М. // Недропользование XXI век. Межотраслевой научно-технический журнал. – №5 (42). – 201. – С. 46-53.
31. Малков, А.В. Оперативное и стратегическое управление режимами эксплуатации гидrolитосферных объектов Недропользование XXI век. / Малков А.В., Першин М.И. // Межотраслевой научно-технический журнал. – № 6а (44). – 2014. – С. 40-47.

32. Малков, А.В. Определение радиуса влияния гидрогеологических скважин. / Малков А.В., Цаплева В.В., Хмель В.В. // Известия высших учебных заведений. Северо-Кавказский регион. Серия: Естественные науки. – 2009. – № 5 (153). – С. 117-120.
33. Малков, А.В. Применение гидравлических моделей при анализе опыта эксплуатации кисловодского месторождения минеральных вод. Известия ЮФУ. / Малков А.В., Хмель В.В. // Технические науки. – 2011. – № 6 (119). – С. 200-206.
34. Малков, А.В. Проблемы и перспективы кисловодского месторождения минеральных вод. / Малков А.В., Помеляйко И.С. // Современная наука и инновации. – 2013. – № 1 (1) . – С. 24-33.
35. Малков, А.В. Проблемы экологической безопасности гидроминеральной базы курорта Кисловодск. / Малков А.В., Першин И.М., Помеляйко И.С. // Актуальные проблемы гидролитосферы (диагностика, прогноз, управление, оптимизация и автоматизация. – 2015. – С. 92-116.
36. Маргарян, В.Г. Гидроэкологические последствия климатических изменений водного режима весеннего половодья в верховьях р. Арпа. / Маргарян В.Г., Гайдукова Е.В., Азизян Л.В., Мякишева Н.В. // Аридные экосистемы. – 2022. – Т. 28. – № 2 (91). – С. 3-12.
37. Матвейкин, В.Г. Информационная система поддержки научных исследований в области теории структурной сложности и ее применений. / Матвейкин В.Г., Толстых С.С., Подольский В.Е., Федоров Р.В. // Информатизация образования и науки. – 2009. – № 4. – С. 38-54.
38. Михеева, Е.Д. Геолого-генетическая модель, поисковые критерии и признаки месторождений литиеносного гидроминерального сырья. / Михеева Е.Д., Кузьменко П.С., Ключарев Д.С. // Отечественная геология. – 2024. – № 1. – С. 33-42.
39. Мищенко, Е.Ф. Адекватность математических моделей в теории управления, физике и экологии. / Мищенко Е.Ф., Мищенко А.С., Зеликин М.И. // Математическое образование. – 2019. – № 4 (92). – С. 2-16.
40. Моделирование развития шлейфа с помощью ежегодных импульсов загрязняющих веществ, выбрасываемых с взлетно-посадочной полосы аэропорта в слоистый водоносный горизонт, оценка системы мониторинга на месте. URL: <https://doi.org/10.3390/w15050985>.
41. Носова, В.А. Определение оптимального числа скважин при разработке месторождения. / Носова В.А., Першин И.М. // IV Международная научная конференция по проблемам управления в технических системах (ПУТС-2021). Сборник докладов. Санкт-Петербург. 21–23 сентября, 2021 г. СПб.: СПбГЭТУ «ЛЭТИ» . – 345 с.

42. **Носова, В.А.** Определение параметров распределенных звеньев, аппроксимирующих гидrolитосферные процессы/ **Носова В.А.**, Першин И.М., Русак С.Н. // Современная наука и инновации. – №2(34). – 2021. – С.10-16.
43. Паничкин, В.Ю. Повышение эффективности гидрогеологических исследований в Казахстане на основе применения новейших информационных технологий. / Паничкин В.Ю., Мирошниченко О.Л. // Известия Томского политехнического университета. – 2014. – Т. 325. – № 1. – С. 118-126.
44. Патент № 2523318, Российская Федерация, МПК С1, Способ разработки совместно залегающих углеводородов и гидроминерального сырья многопластового месторождения : № 2013109323/03 : заявлено 01.03.2013 : опубликовано 20.07.2014 / Темиров В.Г., Саркаров Р.А., Селезнев В.В.
45. Патент № 2840569 Российская Федерация, СПК G01K 3/00 (2025.01); G01K 7/00 (2025.01); G01K 2213/00 (2025.01); G01K 2217/00 (2025.01); G01K 13/00 (2025.01). Устройство для диагностики пространственно-распределенного температурного поля. Заявка №2024119623 : заявл. 12.07.2024 : опубл. 26.05.2025 / Т.В. Кухарова, Ю.В. Ильюшин, **В.А. Носова**: заявитель/патентобладатель федеральное государственное бюджетное учреждение высшего образования «Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II». – 9 с.
46. Первухин, Д.А. Параллельный анализ геоданных гидrolитосферных пластов минеральной воды кисловодского месторождения нарзана. / Первухин Д.А., Ильюшин Ю.В. // Записки Горного института. – 2016. – Т. 221. – С. 706-711.
47. Першин, И.М. Верификация дискретных моделей гидrolитосферных процессов / И.М. Першин, **В.А. Носова**, В.В. Цаплева // Современная наука и инновации. – 2021. - № 4 (36). - С. 31-38.
48. Першин, И.М. Влияние расположения скважин на суммарный дебит. / Першин И.М., Малков А.В., Носова В.А., Русак С.Н. // X Всероссийская научная конференция «Системный синтез и прикладная синергетика»: сборник научных трудов. Издательство Южного федерального университета. – 2021. – С. 356-358.
49. Першин, И.М. Математическое моделирование гидrolитосферных процессов с учетом процессов в "колодцах" / И.М. Першин, **В.А. Носова**, В.В. Цаплева // Современная наука и инновации. – 2022. – № 3 (39). – С. 54-61.
50. Першин, И.М. Методика проектирования распределенных самонастраивающихся систем управления. / Першин И.М., Носова В.А., Цаплева В.В. // Международная научная конференция по проблемам управления в технических системах. – 2023. – Т. 1. – С. 143-147.

51. Першин, И.М. Методика синтеза распределенных систем управления режимами эксплуатации месторождений минеральных вод. / Першин И.М., Дубогрей В.Ф, Малков А.В. // Известия вузов. Геология и разведка. - № 2. – 2012. – С.74-78.
52. Першин, И.М. Построение системы управления параметрами эксплуатации системы добычи минеральной воды регионе КМВ. / Першин И.М., Малков А.В., Криштал В.А. // Современная наука и инновации. – 2013. – № 1 (1) . – С. 17-23.
53. Першин, И.М. Проектирование распределенных систем управления с использованием результатов экспериментальных исследований. / Першин И.М., Носова В.А., Малков А.В. // Системный синтез и прикладная синергетика: Сборник научных работ XI Всероссийской научной конференции, п. Нижний Архыз, 27 сентября – 01 2022 года. – Ростов-на-Дону - Таганрог: Южный федеральный университет. – 2022. – С. 218-223.
54. Першин, И.М. Самонастраивающиеся распределенные системы управления / И.М. Першин, **В.А. Носова**, В.В. Цаплева // Современная наука и инновации. – 2023. – № 1 (41). – С. 15-28.
55. Першин, И.М. Синтез распределенных систем управления гидrolитосферными процессами месторождений минеральных вод / И.М. Першин, Г.Е. Веселов // Известия ЮФУ. Технические науки. 2014. – № 8 (157). – С. 123-137.
56. Першин, И.М. Формирование целевых функций в задачах управления гидrolитосферными процессами. / Першин И.М., Кузьмин Н.Н., Малков А.В. // Материалы конференции «Информационные технологии в управлении» (ИТУ-2012).- СПб:ОАО «Концерн «Электроприбор». – 2012. – С. 622-632.
57. Першин, И.М. Исследование распределенных объектов и систем с использованием пространства $\{G, RE, IM\}$ / И.М. Першин, **В.А. Носова** // Современная наука и инновации. – 2024. – № 3 (47) . – С. 50-64.
58. Петраш, А.Б. Особенности численного моделирования миграции загрязнения в подземных водах в условиях латеральной неоднородности геологического строения. / Петраш А.Б. // Материалы годичной сессии Научного совета РАН по проблемам геоэкологии, инженерной геологии и гидрогеологии. – 2020. – С. 305-311.
59. Соколов, Б.В. Комплексное моделирование процессов управления структурной динамикой информационной системы. / Соколов Б.В., Малюгин К.А. // Информационно-управляющие системы. – 2003. – № 2-3 (3). – С. 19-29.
60. Степанова, В.И. Ландшафтный подход к территориальному планированию экологических поселений с помощью карт пластики рельефа. / Степанова В.И., Ишханова А.А., Степанов М.Р. // Вестник аграрной науки. – 2018. – № 5 (74) . – С. 30-37.

61. Таланов, Н.А. Исследование и оптимизация выбора количества скважин при добыче гидроминерального сырья. / Таланов Н.А., Носова В.А. // Актуальные вопросы современных научных исследований. сборник статей XX Международной научно-практической конференции. Пенза. – 2025. – С. 58-60.
62. Таланов, Н.А. Разработка методов повышения эффективности добычи гидроминерального сырья. / Таланов Н.А., Носова В.А. // Актуальные вопросы современной науки и образования. сборник статей L // Международной научно-практической конференции. Пенза. – 2025. – С. 31-33.
63. Толпаев, В.А. Влияние проницаемости гравийного фильтра на дебит буровой скважины при линейном законе Дарси. / Толпаев В.А., Харченко Ю.В., Захаров В.В. // Известия высших учебных заведений. Северо-Кавказский регион. Серия: Естественные науки. – 2003. – № 3 (123) . – С. 36-42.
64. Троянский, М.С. Компьютерное моделирование фильтрации подземных вод. / Троянский М.С. // Вестник УМО. – 2012. – № 3. – С. 175-178.
65. Федеральная служба по интеллектуальной собственности Роспатент URL: <https://online.rospatent.gov.ru/auth>.
66. Цаплева, В.В. Верификация дискретных моделей гидролитосферных процессов. / Цаплева В.В., Носова В. А., Першин И.М. // Современная наука и инновации. – №4(36). – 2021.
67. Цаплева, В.В. Проблемы проектирования адаптивных распределенных систем. / Цаплева В.В., Носова В.А. // VI Международная научная конференция по проблемам управления в технических системах (ПУТС-2025). - Сборник докладов. Санкт-Петербург. 26 – 28 сентября 2025 г. СПб.: СПбГЭТУ «ЛЭТИ». – С. 246-249
68. Шуваткин, К.Н. Опыт оценки эксплуатационных запасов пресных подземных вод по одиночным водозаборам. / Шуваткин К.Н., Зубанова Т.Н. // Разведка и охрана недр. – 2005. – № 11. – С. 40-41.
69. Alharb, T. Mapping of Groundwater, Flood, and Drought Potential Zones in Neom, Saudi Arabia, Using GIS and Remote Sensing Techniques / Alharb T. // Water. – 2023. – Vol. 15. – P. 966. – DOI: 10.3390/w15050966.
70. Baranovskay, E. Chemical and Isotopic Features of a High pCO₂ Natural Mineral Water from Essentuki Field (Caucasian Mineral Water Region, Russia) / E. Baranovskay, N. Kharitonova, G. Chelnokov, I. Tarasenko, A. Maslov // Water. – 2023. – Vol. 15. – P. 901. – DOI: 10.3390/w15050901.
71. Bengtsson, G. Heterotrophic denitrification potential as an adaptive response in groundwater bacteria / G. Bengtsson, C. Bergwall // FEMS Microbiology Ecology. – 1995. – Vol. 16. – P. 307-317. – DOI: 10.1111/j.1574-6941.1995.tb00295.x.

72. Brielmann, H. Effects of thermal energy discharge on shallow groundwater ecosystems / H. Brielmann, C. Griebler, S. Schmidt, R. Michel, T. Lueders // *FEMS Microbiology Ecology*. – 2009. – Vol. 68. – P. 273-286. – DOI: 10.1111/j.1574-6941.2009.00674.x.
73. Drovosekova, T.I. Peculiarities of modelling hydro-lithospheric processes in the region of Kavkazskiy Mineralnye Vody (caucasus mineral springs) / T.I. Drovosekova, I.M. Pershin // *Proceedings of the 19th International Conference on Soft Computing and Measurements, SCM 2016*. – 2016. – P. 215-217. – DOI: 10.37493/2307-910X.2021.4.3.
74. Fillinger, L. Selection imposed by local environmental conditions drives differences in microbial community composition across geographically distinct groundwater aquifers / L. Fillinger, K. Hug, C. Griebler // *FEMS Microbiology Ecology*. – 2019. – Vol. 95, iss. 11. – DOI: 10.1093/femsec/fiz160.
75. French, H. A Review of the Application of the Soil and Water Assessment Tool (SWAT) in Karst Watersheds / H. French, L. Boithias, D. Labat // *Water*. – 2023. – Vol. 15. – P. 954. – DOI: 10.3390/w15050954.
76. French, H. Modelling Plume Development with Annual Pulses of Contaminants Released from an Airport Runway to a Layered Aquifer, Evaluation of an In Situ Monitoring System / H. French, M. Hansen, G. Moe, J. // *Water*. – 2023. – Vol. 5. – P. 985. – DOI: 10.3390/w15050985.
77. Gonçalves, V. Drastic Index GIS-Based Vulnerability Map for the Entre-os-Rios Thermal Aquifer / V. Gonçalves, A. Albuquerque, P. Almeida, V. Cavaleiro // *Water*. – 2022. – Vol. 14. – P. 2448. – DOI: 10.3390/w14162448.
78. Guillemoto, Q. Multi-Annual Dynamics of a Coastal Groundwater System with Soil-Aquifer Treatment and Its Impact on the Fate of Trace Organic Compounds / Q. Guillemoto, G. Picot-Colbeaux, D. Valdes, N. Devau, C. Thierion, D. Idier, F. Mathurin, M. Pettenati, J. Mouche, W. Kloppmann // *Water*. – 2023. – Vol. 15. – P. 934. – DOI: 10.3390/w15050934.
79. Ilyushin, Y. Development of a Distributed Control System for the Hydrodynamic Processes of Aquifers, Taking into Account Stochastic Disturbing Factors / Y. Ilyushin, A. Asadulagi // *Water*. – 2023. – Vol. 15. – P. 770. – DOI: 10.3390/w15040770.
80. Ilyushin, Y. Application of Systems Analysis Methods to Construct a Virtual Model of the Field / Y. Ilyushin, **V. Nosova**, A. Krauze // *Energies*. – 2025. – Vol. 18 – P. 1012. – DOI: 10.3390/en18041012.
81. Ilyushin, Y.V. Development of Mathematical Model for Forecasting the Production Rate. / Y.V. Ilyushin, **V.A. Nosova** // *International Journal of Engineering*. – 2025. – Vol. 38(8). – P. 1749-1757. – DOI:10.5829/ije.2025.38.08b.02
82. Ilyushin, Y.V. Methodology to Increase the Efficiency of the Mineral Water Extraction Process / Y.V. Ilyushin, **V.A. Nosova** // *Water*. – 2024. – Vol. 16. – P. 1329. – DOI:10.3390/w16101329.

83. Kellermann, C. Microbial CO₂ fixation potential in a tar-oil-contaminated porous aquifer / C. Kellermann, D. Selesi, N. Lee, M. Hügler, J. Esperschütz, A. Hartmann, C. Griebler // *FEMS Microbiology Ecology* – 2012 – Vol. 81, iss. 1 – P. 172-187. – DOI: 10.1111/j.1574-6941.2012.01359.x.
84. Kim, D. A Case Study: Groundwater Level Forecasting of the Gyorae Area in Actual Practice on Jeju Island Using Deep-Learning Technique / D. Kim, C. Jang, J. Choi, J. Kwak // *Water* – 2023. – Vol. 5 – P. 972. – DOI: 10.3390/w15050972.
85. Knobloch, S. Microbial intrusion and seasonal dynamics in the groundwater microbiome of a porous basaltic rock aquifer used as municipal water reservoir / S. Knobloch, A.-M. Klonowski, S. Tómasdóttir, B. Kristjánsson, S. Guðmundsson, V. Marteinson // *FEMS Microbiology Ecology*. – 2021. – Vol. 97, iss. 3. – DOI: 10.1093/femsec/fiab014.
86. Kukharova, T. Conditions of Application of Distributed Systems Synthesis Methods to Multidimensional Object / T. Kukharova, I. Pershin // *International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies (FarEastCon)*. – 2018. – Vol. 14. – P. 399. – DOI: 10.1109/FarEastCon.2018.8602749.
87. Liu, Q. Failure Characteristics of the Water-Resisting Coal Pillar under Stress-Seepage Coupling and Determination of Reasonable Coal Pillar Width / Q. Liu, Y. Xue, D. Ma, Q. Li // *Water*. – 2023. – Vol. 15. – P. 1022. – DOI: 10.3390/w15051002.
88. Longnecker, K. Effect of carbon addition and predation on acetate-assimilating bacterial cells in groundwater / K. Longnecker, A. Da Costa, M. Bhatia, E. Kujawinski // *FEMS Microbiology Ecology*. – 2009. – Vol. 70, iss. 3 – P. 456–470. – DOI: 10.1111/j.1574-6941.2009.00767.x.
89. Lunker, L. Migrationsprozesse im Boden- und Grundwasserbereich / L. Lunker, V. Shestakov // *VEB Deutscher Verlag für Grundstoffindustrie, Leipzig*. – 1986. – P. 372. – URL: <https://www.geokniga.org/books/40478>.
90. Metze, D. Temperature management potentially affects carbon mineralization capacity and microbial community composition of a shallow aquifer / D. Metze, D. Popp, L. Schwab, N.-S. Keller, U. Rocha, H.-H. Richnow, C. Vogt // *FEMS Microbiology Ecology*. – 2021. – Vol. 97, iss. 2. – DOI: 10.1093/femsec/fiaa261.
91. Nosova, V.A. Determining the optimal number of wells during field development. / V.A. Nosova, I.M. Pershin // *Proceedings of 2021 IV International Conference on Control in Technical Systems (CTS)*. IEEE. – 2021. – P. 42-44. – DOI: 10.1109/CTS53513.2021.9562965.
92. Pershin, I. Analysis of the Caucasus Mineral Water's Field's Modeling / I. Pershin, A. Martirosyan, K. Martirosyan // *Modern Applied Science* 9(1). – 2014. – DOI: 10.5539/mas.v9n1p204.
93. Pershin, I.M. Design of distributed systems of hydrolithosphere processes management. Selection of optimal number of extracting wells / I.M. Pershin, D.A. Pervukhin, Y.V. Ilyushin, O.V.

Afanaseva // IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science 87. – 2017. – P. 2-7. – DOI :10.1088/1755-1315/87/3/032030.

94. Pershin, I.M. Methodology for Designing Distributed Self-tuning Control Systems / I.M. Pershin, V.A. Nosova, V.V. Tsapleva // V International Conference on Control in Technical Systems (CTS), Saint Petersburg, Russian Federation. – 2023. – P. 110-114. – DOI: 10.1109/CTS59431.2023.10289010.

95. Pershin, I.M. Operational Control of Underground Water Exploitation Regimes / I.M. Pershin, E.G. Papush, A.V. Malkov, T.V. Kukharova, A.O. Spivak // III International Conference on Control in Technical Systems (CTS), St. Petersburg, Russia. – 2019. – P. 77-80. – DOI: 10.1109/CTS48763.2019.8973323.

96. Pershin, I.M. Peculiarities of modelling hydro-lithospheric processes in the region of Kavkazskiy Mineralnye Vody (caucasus mineral springs) / I.M. Pershin, T.I. Drovosekova // Proceedings of the 19th International Conference on Soft Computing and Measurements, SCM. – 2016. – P. 215-217. – DOI: 10.1109/SCM.2016.7519732.

97. Puczko, K., Extreme Hydro-Meteorological Events Influence to Water Quality of Small Rivers in Urban Area: A Case Study in Northeast Poland. / K. Puczko, E. Jekatierynczyk-Rudczyk // National library of medicine. – 2020. – DOI: 10.1038/s41598-020-67190-4.

98. Quattrini, S. Natural mineral waters: chemical characteristics and health effects. / S. Quattrini, B. Pampaloni, M.L. Brandi // Clin Cases Miner Bone Metab. – 2017. – Vol. 13. – P. 173-180. – DOI: 10.11138/ccmbm/2016.13.3.173.

99. Rudneva, I. Assessing Climate and Human Activity Effects on Hypersaline Lake Ecosystem: Case Study of Saki Lake, Crimea / I. Rudneva, P. Gaiski, V. Shaida, O. Shaida // Water – 2023. – Vol. 15. – P. 456. – DOI: 10.3390/w15030456.

100. Saleh, A. Groundwater Hydrochemical Characteristics and Water Quality in Egypt's Central Eastern Desert / A. Saleh, A. Gad, A. Ahmed, H. Arman, H. Farhat // Water. – 2023. – Vol. 15. – P. 971. – DOI: 10.3390/w15050971.

101. Sechu, G. Historical Loss of Groundwater-Dependent Terrestrial Ecosystems in Undrained and Artificially Drained Landscapes in Denmark / G. Sechu, B. Nilsson, B. Iversen, M. Greve, M. Greve // Water. – 2023. – Vol. 15. – P. 946. – DOI: 10.3390/w15050946.

102. Smith, H. Impact of hydrologic boundaries on microbial planktonic and biofilm communities in shallow terrestrial subsurface environments / H. Smith, A. Zelaya, K. De León, R. Chakraborty, D. Elias, T. Hazen, A. Arkin, A. Cunningham, M. Fields // FEMS Microbiology Ecology – 2018 – Vol. 94, iss. 12 – P. 191. – DOI: 10.1093/femsec/fiy191.

103. Syniawa, D. Semi-Automated Programming of Industrial Robotic Systems Using Large Language Models and Standardized Data Model / D. Syniawa, L. Droste, B. Kuhlenkötter // Integrating

Robotics into High-Accuracy Industrial Operations, 2nd Edition. – 2026. – Vol. 15. – P. 79. – DOI: 10.3390/robotics15040079.

104. Underwood, J. Microbial community response to a bioaugmentation test to degrade trichloroethylene in a fractured rock aquifer, Trenton, N.J. / J. Underwood, D. Akob, M. Lorah, T. Imbrigiotta, R. Harvey, C. Tiedeman // *FEMS Microbiology Ecology*. – 2022. – Vol. 98, iss. 7. – DOI: 10.1093/femsec/fiac077.

105. Vigil, A. Hydrological Vulnerability Assessment of Riverine Bridges: The Bajo Grau Bridge Case Study / A. Vigil, J. Booker // *Water*. – 2023. – Vol. 15. – P. 846. – DOI: 10.3390/w15050846.

106. Wang, W. Spatial-Temporal Characteristics and Influencing Factors of Lake Water and Groundwater Chemistry in Hulun Lake, Northeast China / W. Wang, W. Li, M. Xue, X. Gu, C. Ye, Y. Jiao, B. Liu, Y. Han, Y. Tong, X. Zhang // *Water*. – 2023. – Vol. 15. – P. 937. – DOI: 10.3390/w15050937.

107. Wildung, R. Technetium reduction in sediments of a shallow aquifer exhibiting dissimilatory iron reduction potential / R. Wildung, S. Li, C. Murray, K. Krupka, Y. Xie, N. Hess, E. Roden // *FEMS Microbiology Ecology*. – 2024. – Vol. 49, iss. 1. – P. 151-162. – DOI: 10.1016/j.femsec.2003.08.016.

108. Wilhartitz, I. Heterotrophic prokaryotic production in ultraoligotrophic alpine karst aquifers and ecological implications / I. Wilhartitz, A. Kirschner, H. Stadler, G. Herndl, M. Dietzel, C. Latal, R. Mach, A. Farnleitner // *FEMS Microbiology Ecology*. – 2009. – Vol. 68, iss. 3. – P. 287-299. – DOI: 10.1111/j.1574-6941.2009.00679.x.

СПИСОК ИЛЛЮСТРАТИВНОГО МАТЕРИАЛА***РИСУНКИ***

Рисунок 1.1 – Карта месторождения

Рисунок 1.2 — Годовые осадки

Рисунок 1.3 — Распределение осадков

Рисунок 1.4 — Факторы, влияющие на гидrolитосферу

Рисунок 1.5 – Организационная структура предприятия

Рисунок 1.6 — Схема скважин

Рисунок 1.7 – Результат применения инструмента "Регрессия"

Рисунок 1.8 — Результат применения инструмента «Описательная статистика»

Рисунок 1.9 — Матрица коэффициентов парной корреляции в Excel

Рисунок 1.10 — Поиск в базе Роспатента (1)

Рисунок 1.11 — Результат поиска в базе Роспатента

Рисунок 1.12 — Поиск в базе Роспатента (2)

Рисунок 1.13 — Описание к патенту RU 2 148 159

Рисунок 1.14 — Описание к патенту RU 2 169 253

Рисунок 1.15 — Описание к патенту RU 2 507 387

Рисунок 1.16 — Описание к патенту RU 2 135 744

Рисунок 1.17 — Описание к патенту RU 2 349 489

Рисунок 1.18 — Описание к патенту RU 2 386 776

Рисунок 1.19 — Описание к патенту RU 2 043 490

Рисунок 1.20 — Описание к патенту RU 2 185 497

Рисунок 1.21 — Описание к патенту RU 2 453 693

Рисунок 1.22 — Заявка на изобретение RU 2002 126 883

Рисунок 2.1 — Схема верификации дискретной модели объекта

Рисунок 2.2 — Расположение добывающей и контрольной скважин

Рисунок 2.3 — Гидравлическое взаимодействие скважин

Рисунок 2.4 — График коэффициента гидравлического взаимодействия скважин

Рисунок 2.5 — Оптимизация расположения скважин

Рисунок 2.6 — Схема месторождения

Рисунок 2.7 — Скорректированная модель

Рисунок 3.1 — Формирование моды входного воздействия

Рисунок 3.2 — График изменения уровня в зоне расположения третьей добывающей скважины

Рисунок 3.3 — График изменения уровня в зоне расположения третьей добывающей скважины

Рисунок 3.4 — Изменение уровня в добывающей скважине (3)

Рисунок 3.5 — Устойчивость системы

Рисунок 3.6 — Схема системы управления

Рисунок 3.7 — Переходный процесс

Рисунок 3.8 — Добывающие скважины

Рисунок 3.9 — Сектор расположения добывающих скважин

Рисунок 3.10 — График переходного процесса в контрольной скважине 2

Рисунок 3.11 — Гидравлическое взаимодействие

Рисунок 3.12 — Оптимизация добывающих скважин в секторе f_s

Рисунок 3.13 — Расположение скважин и датчиков измерения уровня

Рисунок 3.14 — Схема расположения скважин

Рисунок 3.15 — Изменение уровня в добывающей скважине

Рисунок 3.16 — Расположение добывающих скважин

Рисунок 3.17 — Определение оптимального числа добывающих скважин

Рисунок 3.18 — Расположение скважин

Рисунок 3.19 — Отрезок формирования пространственных мод

Рисунок 3.20 — Графики статических коэффициентов передачи по выбранным пространственным модам

Рисунок 3.21 — Анализ устойчивости замкнутой системы

Рисунок 4.1 — Схема Северного фланга Центрального участка Кисловодского месторождения минеральных вод

Рисунок 4.2 — Схема расположения оптимального числа добывающих скважин и полученные дебиты

Рисунок 4.3 — Сектор расположения добывающих скважин

Рисунок 4.4 — График переходного процесса в контрольной скважине 2

Рисунок 4.5 — Графики коэффициентов гидравлического взаимодействия

Рисунок 4.6 — Оптимизация расположения добывающих скважин в секторе f_s

Рисунок 4.7 — Схема расположения добывающих скважин

ТАБЛИЦЫ

Таблица 1.1 – Современное состояние гидроминеральных ресурсов Кавказских Минеральных Вод и проблемы их роста

Таблица 1.2 – Распределение территории бассейна междуречья Терек-Волга по субъектам РФ

Таблица 1.3 – Многолетние среднемесячные и среднегодовые температуры воздуха в °С

Таблица 1.4 – Средние многолетние величины относительной влажности, %

Таблица 1.5 – Исходные данные для проведения корреляционного и регрессионного анализа

Таблица 1.6 — Результат вычисления средних коэффициентов эластичности

Таблица 1.7 — Расчет коэффициента β в Excel

Таблица 1.8 — Анализ t-статистики и P-Значения в Excel

Таблица 2.1 – Значения геометрических параметров объекта

Таблица 2.2 — Значения физических параметров объекта

Таблица 2.3 – Значения скорректированных параметров объекта

Таблица 3.1 — Координаты добывающих скважин

Таблица 4.1 — Результаты вычислений

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Определение параметров модифицированного звена

```

unit Unit1;
interface
uses
  Windows, Messages, SysUtils, Variants, Classes, Graphics, Controls, Forms,
  Dialogs, StdCtrls, TeEngine, Series, ExtCtrls, TeeProcs, Chart,math;
type
  TForm1 = class(TForm)
    Button1: TButton;
    Button2: TButton;
    Chart1: TChart;
    Chart2: TChart;
    Series1: TFastLineSeries;
    Series2: TFastLineSeries;
    Memo1: TMemo;
    Memo2: TMemo;
    Memo3: TMemo;
    procedure Button1Click(Sender:TObject);
    procedure Button2Click(Sender:TObject);
  private
    { Private declarations }
  public
    { Public declarations }
  end;
var
  Form1: TForm1;
implementation
  {$R *.dfm}
procedure TForm1.Button1Click(Sender: TObject);
  //uses crt;
  var
    i,Ny,Nx,id:integer;
    z2,z1,a1,G,dw,w,M,M1,fi,fi1,fa,mo,fm1,am1,am2,wvv,Re,Re1,Im1,Re2,Im2,fa2,mo2,ps,
    Rev,Imv,mv,fv,Ren1,Imn1,Ren2,Imn2,Ren,Imn,mn,fn,fan,mon,mon2,fan2,mz,fz,Rea,faa,
    moa,K1,T1,tau,moap,fap,La,Im3,Re3,Kz,Ka,Ka3,Ka4,Ly,Lx,G1,fd,Kvzk,TP1,zap,ddf,

```

```

Gz1,Gz2,Gz3,Gz4,L1,dz,Kvz,K11,K32,f11,w11,df1,df,da1,az:real;
f2:textfile;
begin
{dano}
  Ly:=450;
  {zv exp.}
  K11:=5355.1; {1}
  K32:=2063.9;
  f11:=-1.0314;{zd. faz}
  w11:=0.001;
  df1:=1;
begin
  assignfile(f2, 'E:\rez.txt');
  rewrite(f2);
  {*****parametr. zvena*****}
  Gz1:=(pi*1/Ly)*(pi*1/Ly);
  Gz2:=sqrt(Gz1);
  Gz3:=(pi*2/Ly)*(pi*2/Ly);
  Gz4:=sqrt(Gz3);
  L1:=K11*(Gz2+1)/(K32*(Gz4+1));
  dz:=ln(L1)/(-Gz2+Gz4);
  Kvz:=K11*(Gz2+1)/exp(-Gz2*dz);
  Kvzk:=K32*(Gz4+1)/exp(-Gz4*dz);
  writeln(f2,' K11=',K11:6:6,' K32=',K32:6:6,' w11=',w11:8:8,' f11=',f11:6:6,
' Gz1=',Gz1:6:6,' Gz3 =',Gz3:6:6,' dz=',dz:6:6,' Kvz=',Kvz:6:6,
' Kontr=',Kvzk:6:6);

  for id:=-7 to 1 do
    for i:=0 to 999 do begin
      ps:=id+0.001*i;
      a1:=PoWer(10,ps);

      M1:=w11*w11/(a1*a1)+Gz1*Gz1;
      M:=sqrt(M1);
      fi1:=w11/(a1*Gz1);
      fi:=(ArcTan(fi1))/2;
      Rea:=sqrt(M)*(-dz)*cos(fi);
      Re3:=sqrt(M)*cos(fi)+1;

```

```

Im3:=sqrt(M)*sin(fi);
faa:=sqrt(M)*(-dz)*sin(fi)-ArcTan(Im3/(Re3));{!!!}
df:=faa-f11;
if abs(df)<abs(df1) then begin
  {writeln(f2,' df=',df:6:6,' a=',a1:6:6);}
  az:=a1;ddf:=df;
  end;
  df1:=df;
am2:=fi{faa}{20*Ln(mz)/Ln(10)};
am1:=df;
{if w mod 1 = 0 then}
begin
  wv:=a1;
  Series1.AddXY(ps,am1);
  Series2.AddXY(ps,am2);
  memo1.Lines.Add(floattostr(ps));
  memo2.Lines.Add(floattostr(am1));
  memo3.Lines.Add(floattostr(am2));
end; end;
writeln(f2,' param. zvena ');
  writeln(f2,' K11=',K11:6:6,' K32=',K32:6:6,' f11=',f11:6:6,
' Gz1=',Gz1:6:6,' Gz3 =',Gz3:6:6,' dz=',dz:6:6,' Kvz=',Kvz:6:6,
' Kontr=',Kvzk:6:6,' az=',az:6:6,{ '**f11=',f11:6:6,',' }' ddf=',ddf:6:6);
  {*****}
application.ProcessMessages;
end; closefile(f2);

//writeln('*****');
// readln;
end;

procedure TForm1.Button2Click(Sender: TObject);
begin
close;
end;
end.

```

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Моделирование замкнутой системы (5 скважин)

Dialogs, StdCtrls, TeEngine, Series, ExtCtrls, TeeProcs, Chart;

type

```
TForm1 = class(TForm)
  Button1: TButton;
  Button2: TButton;
  Chart1: TChart;
  Chart2: TChart;
  Series1: TFastLineSeries;
  Series2: TFastLineSeries;
  Memo1: TMemo;
  Memo2: TMemo;
  Memo3: TMemo;
  procedure Button1Click(Sender: TObject);
  procedure Button2Click(Sender: TObject);
```

private

```
  { Private declarations }
```

public

```
  { Public declarations }
```

end;

var

```
  Form1: TForm1;
```

implementation

```
  {$M 19999999} (Использование всего объема свободной памяти комп.)
```

```
  {$R *.dfm}
```

```
  procedure TForm1.Button1Click(Sender: TObject);
```

```
  //uses crt;
```

```
  const Nx=107;
```

```
    const Ny=76; {21}
```

```
    const Nz=9;
```

var

```
dT1, T1,dT2, T2,TK,Tek: array [1..Nx,1..Ny,1..Nz] of real;
```

```
  time,tmin: real;
```

```
  dx,dy,dz1,dz2,dz3,dz4,a1,a2,lam1,lam2,Lx,Ly,Lz1,Lz2,Lz3,Lz4: real;
```

```
  raz,raz2,lapl,u1,Sum,u2,Tz2,S,S1,SI: array [1..Nx] of real;
```

```
  Zs1: array [1..Nz] of real;
```

```

Xs1,S2,Qsk: array [1..Nx] of real;
i,iv,j,x,y,z,tau,tt,z1,Nz1,Nz2, Ys1: integer;
ax1,ay1,az1,n1,Fx1,Kz1, Ts1,ax2,ay2,az2,n2,Fx2,Kz2,Ts2,ax3,ay3,az3,n3,Fx3,Kz3,Ts3,
kz0,ax,ay,az,del, tzz,umx,dmx,am3,Kr,Kkor,
k1,k3,ta1,ta3,fl,f3,w,G1,G3,df,dm,dtau,psi,yt,km,ar,Kap,Qsu,Qks,
wc1,wc3,mg1,mg3,dd,dw,wcm1,wcm3,k,ee4,dww,G,fr,Mor,Mo,fp,dfaz,am1,am2,
Pee4,Pe4,Pee2,pe2,ee2,wv,mra,a3, ind2,ind4,indsr,indd,wk2,wk4,Snag,b1,
b2,b3,Tkk,Si2,Lk,KY,Q,Q1,n,vF,VV,asr,PV,
Er1,nr1,Er2,nr2,Er4,nr4:real;
f2: textfile;
begin
// Верхний пласт
ax:=148.4/86400;
ay:=14.64/86400;
az:=14.64/86400;
n:=0.00128;
// Нижний пласт
ax1:=148.4/86400;
ay1:=0.5*14.64/86400;
az1:=0.27*14.64/86400;
n1:=0.0008{0.0012};
b1:=0.000012/86400;

//Геометрия
Lx:= 3975;
Ly:= 3000;
Lz1:=12;{высота гр. вод}
Lz2:=26;
dx:= Lx/(Nx-1);
dy:= Ly/(Ny-1);
dz1:= Lz1/(Nz-1);
dz2:= (Lz2)/(Nz-1);

//Параметры регулятора
Er1:=3878.397*0.002;
nr1:=1.0 ;

```

```

Er2:=70.710643*0.002;
nr2:=10000000;
Er4:=6.785928*0.002 ;
nr4:=1.00 ;

//Расположение скважин в пласте
for z:=1 to Nz do
Zs1[z]:=0;
for x:=1 to Nx do
Xs1[x]:=0;

        {распол. скважин по x}
        {распол. скважин по y}
Xs1[49]:=1;
Xs1[50]:=1;
Xs1[51]:=1;
Xs1[52]:=1;
Xs1[53]:=1;
assignfile(f2, 'E:\rez.txt');
rewrite(f2);

//усредненный коэффициент фильтрации
writeln(f2, ' *** ');
asr:=86400*sqrt(ax1*ax1+ay1*ay1+az1*az1);
writeln(f2, 'asr', asr:8:8);
for x:=1 to Nx do begin
S1[x]:=0;
S[x]:=0;
SI[x]:=0;
S2[x]:=0;
end;
writeln(f2, ' ***');
for z:=1 to Nz do
writeln(f2, ' z=', z, ' Zs1[z]=' , Zs1[z]:6:6);
        y:=38;
writeln(f2, ' ');
writeln(f2, ' x=', x);

```

```

    for z:=1 to Nz do begin
        writeln(f2, ' ');
        for x:=48 to 54 do begin
            del:=0;
            if abs(Xs1[x]-1)<0.01 then
                if y=38 then del:=1;
            Tek[x,y,z]:=del;
            write(f2, Tek[x,y,z]:6:6);
            end; end;
        writeln(f2, ' ');
//обнуление массивов
    for x:=1 to Nx do
        for y:=1 to Ny do
            begin
                for z:=1 to Nz do
                    begin
                        dT1[x,y,z]:=0;
                        dT2[x,y,z]:=0;
                    end; end;
                for x:=1 to Nx do begin
                    raz[x]:=0;
                    lapl[x]:=0;
                    u1[x]:=0;
                    Sum[x]:=0;
                    u2[x]:=0;
                    Tz2[x]:=0;
                    raz2[x]:=0;
                end;
                // Верхний пласт
                vF:=50;
            for z:=1 to Nz do begin
                T1[x,y,z]:=193-vF*(x-1)/(Nx-1);
                end;
                // Пласт
            for z:=1 to Nz do begin
                T2[x,y,z]:=193-vF*(x-1)/(Nx-1); {!!!!!!!}
                TK[x,y,z]:=T2[x,y,z];
            end;
        end;
    end;

```

```

        end;
    { end; }
    Kkor:=20.51747163;
        writeln(f2,' ');
    writeln(f2,' Kkor ',Kkor:8:8);
    PV:=12;
    w:=0.001;
    time:=0;
    iv:=100;
    tau:={1}153;
    dtau:=1;
    time:=0;
// Гидролитосферные процессы
for tt:=1 to tau do
begin
    for i:=1 to iv do
begin
time:=time+dtau;
wvv:=time/(3600) ;
    for x:=49 to 53 do
    raz2[x]:=(TK[x,38,5]-PV)-T2[x,38,5];
    for x:=49 to 53 do
lapl[x]:=(raz2[x-1]-2*raz2[x]+raz2[x+1])/sqr(dx);
    for x:=49 to 53 do begin
    u1[x]:=Er1*(raz2[x]*(nr1-1)/nr1-(1/nr1)*lapl[x]);
Sum[x]:=Sum[x]+Er4*(raz2[x]*(nr4-1)/nr4-(1/nr4)*lapl[x])*dtau;
    u2[x]:=Er2*(raz2[x]-Tz2[x])/dTau;
    {if time<3000 then u2[y]:=0; }
    Tz2[x]:=raz2[x];
    S2[x]:=u1[x]+Sum[x]+u2[x];
end;
end;

```

```

Qsu:=0;
for x:=49 to 53 do begin
S[x]:=S2[x]/7;
Qsk[x]:=S2[x]*3600*24;
Qsu:=Qsu+S2[x];
end;

// В.валанджин
for x:=2 to Nx-1 do begin
for y:=2 to Ny-1 do
for z:=2 to Nz-1 do

dT1[x,y,z]:=(1/n)*dtau*(ax*(T1[x-1,y,z]-2*T1[x,y,z]+T1[x+1,y,z])/(dx*dx)+
ay*(T1[x,y-1,z]-2*T1[x,y,z]+T1[x,y+1,z])/(dy*dy)+az*(T1[x,y,z-1]-2*T1[x,y,z]+
T1[x,y,z+1])/(dz1*dz1));
end;

// Н. валанджин
for x:=2 to Nx-1 do begin
for y:=2 to Ny-1 do
for z:=2 to Nz-1 do begin
del:=0;
if abs(Xs1[x]-1)<0.01 then
if y=38 then del:=1;
dT2[x,y,z]:=(1/n1)*dtau*(ax1*(T2[x-1,y,z]-2*T2[x,y,z]+T2[x+1,y,z])/(dx*dx)+
ay1*(T2[x,y-1,z]-2*T2[x,y,z]+T2[x,y+1,z])/(dy*dy)+az1*(T2[x,y,z-1]-
2*T2[x,y,z]+
T2[x,y,z+1])/(dz2*dz2))+S[x]*Kkor*del*dtau;

```

```

        end;
        end;
for x:=2 to Nx-1 do
for y:=2 to Ny-1 do
for z:=2 to Nz-1 do begin
T1[x,y,z]:=T1[x,y,z]+dT1[x,y,z];
T2[x,y,z]:=T2[x,y,z]+dT2[x,y,z];

        end;
        for x:=1 to Nx-1 do
        for y:=1 to Ny-1 do begin
        T2[x,y,Nz]:=T2[x,y,Nz-1];  {!!!!}

                end;

// граничные условия при переходе из среды в среду

        for x:=2 to Nx-1 do
        for y:=2 to Ny-1 do
        begin
T1[x,y,Nz]:=T1[x,y,Nz]+b1*dtau*(T2[x,y,1]-T1[x,y,Nz]);
T2[x,y,1]:=T2[x,y,1]-b1*dtau*(T2[x,y,1]-T1[x,y,Nz]);
        end;
        end;

        am2:=T2[49,38,5]-TK[49,38,5];
        am1:=Qsu*86400{T2[51,38,5]-TK[51,38,5]};

```

```

{if wv mod 1 = 0 then }
begin
Series1.AddXY(wv,am1);
Series2.AddXY(wv,am2);
memo1.Lines.Add(floattostr(wv));
memo2.Lines.Add(floattostr(am1));
memo3.Lines.Add(floattostr(am2));
end;
application.ProcessMessages;
end;      Qks:=0;
      for x:=49 to 53 do begin
        writeln(f2,' x ', x, ' Qsk ',Qsk[x]:6:6);
        Qks:=Qks+Qsk[x];
        end;
        writeln(f2,'*** Qks ***',Qks:6:6);
      writeln(f2,' ');
      writeln(f2,'Tek[Xs1,y,z] '); y:=38;z:=5;
      for x:=1 to Nx do begin
        Tek[x,y,z]:=T2[x,y,z]-TK[x,y,z];
      write(f2,' ',Tek[x,y,z]:6:6);
        end;
        writeln(f2,' ');
        writeln(f2,'Tek[x,7,z] ');y:=7;
        for z:=1 to Nz do begin writeln(f2,' ');
      for x:=1 to Nx do begin

```

```
Tek[x,y,z]:=T2[x,y,z]-TK[x,y,z];
write(f2,' ',Tek[x,y,z]:6:6);
      end;end;
closefile(f2);
// readln;
end;
procedure TForm1.Button2Click(Sender: TObject);
begin
close;
end;
end.
```

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Результаты ОФР по скважинам Северного фланга Центрального участка

Таблица В 1 — Результаты ОФР по скважинам Северного фланга Центрального участка

Дата, час, мин.	Топ, сум	lgt, сум	Скв. № 107Д			Скв. № 107			Скв. № 87		
			Q, м ³ /сум	H, м	S, м	H, м	S, м	S/Q	H, м	S, м	S/Q
17.07.2004 10:00	0		0	12,5	0	8,4	0,00		8,20	0,00	
17.07.2004 10:20	0,01	-1,857	507	1,25	11,25						
17.07.2004 10:40	0,03	-1,556	530	1,25	11,25	8,1	0,30	0,00057	7,73	0,47	0,00089
17.07.2004 11:00	0,04	-1,38	527	1,25	11,25						
17.07.2004 11:20	0,06	-1,255	526	1,23	11,27	7,93	0,47	0,00089	7,60	0,60	0,00114
17.07.2004 11:40	0,07	-1,158	524	1,23	11,27						
17.07.2004 12:00	0,08	-1,079	522	1,25	11,25	7,85	0,55	0,00105	7,53	0,67	0,00128
17.07.2004 12:20	0,1	-1,012	521	1,22	11,28						
17.07.2004 12:40	0,11	-0,954	521	1,19	11,31	7,8	0,60	0,00115	7,50	0,70	0,00134
17.07.2004 13:05	0,13	-0,891	520	1,19	11,31						
17.07.2004 13:30	0,15	-0,836	518	1,19	11,31	7,75	0,65	0,00125	7,45	0,75	0,00145
17.07.2004 14:00	0,17	-0,778	517	1,15	11,35	7,7	0,70	0,00135	7,40	0,80	0,00155
17.07.2004 15:00	0,21	-0,681	516	1,19	11,31	7,68	0,72	0,00140	7,35	0,85	0,00165
17.07.2004 16:00	0,25	-0,602	515	1,19	11,31	7,65	0,75	0,00146	7,30	0,90	0,00175
17.07.2004 17:00	0,29	-0,535	514	1,19	11,31	7,6	0,80	0,00156	7,28	0,92	0,00179
17.07.2004 18:00	0,33	-0,477	513	1,19	11,31	7,58	0,82	0,00160	7,25	0,95	0,00185
17.07.2004 20:00	0,42	-0,38	511	1,18	11,32	7,55	0,85	0,00166	7,23	0,97	0,00190
17.07.2004 22:00	0,5	-0,301	510	1,17	11,33	7,55	0,85	0,00167	7,18	1,02	0,00200
18.07.2004 0:00	0,58	-0,234	509	1,17	11,33	7,48	0,92	0,00181	7,15	1,05	0,00206
18.07.2004 2:00	0,67	-0,176	508	1,17	11,33	7,48	0,92	0,00181	7,13	1,07	0,00211
18.07.2004 4:00	0,75	-0,125	508	1,15	11,35	7,48	0,92	0,00181	7,13	1,07	0,00211
18.07.2004 6:00	0,83	-0,079	506	1,15	11,35	7,45	0,95	0,00188	7,13	1,07	0,00211
18.07.2004 8:00	0,92	-0,038	506	1,18	11,32	7,45	0,95	0,00188	7,10	1,10	0,00217
18.07.2004 10:00	1	0	505	1,15	11,35	7,43	0,97	0,00192	7,10	1,10	0,00218
18.07.2004 12:00	1,08	0,035	505	1,14	11,36	7,43	0,97	0,00192	7,10	1,10	0,00218
18.07.2004 18:00	1,33	0,125	504	1,14	11,36	7,41	0,99	0,00196	7,08	1,12	0,00222
19.07.2004 9:10	1,97	0,293	504	1,14	11,36	7,4	1,00	0,00198	7,05	1,15	0,00228
20.07.2004 17:12	3,3	0,519	503	1,12	11,38	7,4	1,00	0,00199	7,01	1,19	0,00237
21.07.2004 9:00	3,96	0,598	502	1,11	11,39	7,4	1,00	0,00199	7,01	1,19	0,00237
21.07.2004 13:21	4,14	0,617	503	1,1	11,4	7,4	1,00	0,00199	7,01	1,19	0,00237
21.07.2004 17:01	4,29	0,633	500	1,1	11,4	7,4	1,00	0,00200	6,99	1,21	0,00242
22.07.2004 9:00	4,96	0,695	501	1,09	11,41	7,43	0,97	0,00194	6,99	1,21	0,00242

Продолжение таблицы В 1

22.07.2004 12:46	5,12	0,709	497	1,08	11,42	7,4	1,00	0,00201	6,99	1,21	0,00243
22.07.2004 17:00	5,29	0,724	499	1,11	11,39	7,4	1,00	0,00200	6,99	1,21	0,00242
23.07.2004 9:00	5,96	0,775	500	1,14	11,36	7,4	1,00	0,00200	6,99	1,21	0,00242
23.07.2004 12:50	6,12	0,787	500	1,12	11,38	7,4	1,00	0,00200	6,99	1,21	0,00242
23.07.2004 17:00	6,29	0,799	499	1,11	11,39	7,4	1,00	0,00200	6,99	1,21	0,00242
24.07.2004 9:43	6,99	0,844	500	1,12	11,38	7,4	1,00	0,00200	6,99	1,21	0,00242
24.07.2004 13:00	7,13	0,853	500	1,12	11,38	7,4	1,00	0,00200	7,00	1,20	0,00240
24.07.2004 17:00	7,29	0,863	500	1,11	11,39	7,4	1,00	0,00200	7,00	1,20	0,00240
25.07.2004 9:30	7,98	0,902	500	1,11	11,39	7,4	1,00	0,00200	6,99	1,21	0,00242
25.07.2004 13:00	8,13	0,91	499	1,1	11,4	7,4	1,00	0,00200	6,99	1,21	0,00242
25.07.2004 17:00	8,29	0,919	500	1,1	11,4	7,4	1,00	0,00200	6,99	1,21	0,00242
26.07.2004 9:00	8,96	0,952	500	1,08	11,42	7,4	1,00	0,00200	6,99	1,21	0,00242
26.07.2004 12:45	9,11	0,96	499	1,1	11,4	7,4	1,00	0,00200	6,99	1,21	0,00242
26.07.2004 17:00	9,29	0,968	499	1,1	11,4	7,4	1,00	0,00200	7,00	1,20	0,00240

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Годовые осадки по метеостанции г. Кисловодск

Таблица Г 1 — Годовые осадки по метеостанции г. Кисловодск

Год	W, мм.	Год	W, мм.	Год	W, мм.
1948	478	1971	507	1994	437
1949	502	1972	551	1995	769
1950	593	1973	710	1996	542
1951	679	1974	693	1997	802
1952	481	1975	615	1998	626
1953	513	1976	589	1999	579
1954	518	1977	822	2000	592
1955	572	1978	579	2001	554
1956	488	1979	466	2002	1006
1957	519	1980	644	2003	541
1958	617	1981	733	2004	756
1959	519	1982	743	2005	783
1960	541	1983	618	2006	702
1961	612	1984	773	2007	528
1962	498	1985	710	2008	740
1963	437	1986	442	2009	717
1964	721	1987	795	2010	605.7
1965	455	1988	605	2011	802.8
1966	632	1989	671	2012	676
1967	722	1990	677	2013	887.5
1968	632	1991	621	2014	750.38
1969	597	1992	833	2015	639.10
1970	753	1993	671		

ПРИЛОЖЕНИЕ Д
Патент на изобретение

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



ПАТЕНТ

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ
№ 2840569

УСТРОЙСТВО ДЛЯ ДИАГНОСТИКИ
ПРОСТРАНСТВЕННО-РАСПРЕДЕЛЕННОГО
ТЕМПЕРАТУРНОГО ПОЛЯ

Патентообладатель: *Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II" (RU)*

Авторы: *Кухарова Татьяна Валерьевна (RU), Ильюшин Юрий Валерьевич (RU), Носова Виктория Андреевна (RU)*

Заявка № 2024119623

Приоритет изобретения 12 июля 2024 г.

Дата государственной регистрации
в Государственном реестре изобретений
Российской Федерации 26 мая 2025 г.

Срок действия исключительного права
на изобретение истекает 12 июля 2044 г.

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Ю.С. Зубов



ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Акт о внедрении



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
НАРЗАН ГИДРОРЕСУРСЫ
ОГРН 1032600547198
ИНН 2628043916

Россия, 357700, Ставропольский край,
г. Кисловодск, ул. Кирова, д. 43
E-mail: ngr@holdingaqua.ru

УТВЕРЖДАЮ
Директор
ООО «Нарзан-гидроресурсы»
В.Ф. Дубогрей



АКТ

реализации результатов диссертационных исследований
на соискание ученой степени кандидата технических наук
Литвиновой Виктории Андреевны

« 8 » декабря 2025 г.

г. Санкт-Петербург

Комиссия в составе председателя – Главного гидрогеолога, кандидата технических наук Помеляйко И.С., ведущего инженера-гидрогеолога Хмель В.В., Начальника участка Сумского И.А. составила настоящий акт о том, что результаты диссертационных исследований Литвиновой Виктории Андреевны на тему «Методы исследования гидролитосферного месторождения Кавказских Минеральных Вод с учетом неопределенностей» реализованы при выполнении составной части научно-исследовательской работы «Обоснование направлений развития и способов возможного применения методики проектирования и оптимизации комплекса добывающих скважин в регионе Кавказских Минеральных Вод, а именно:

Результаты исследований	Где реализованы и внедрены
Математическая модель системы управления технологическими процессом эксплуатации добывающих скважин	При разработке предложений по оптимизации куста добывающих скважин гидролитосферного месторождения на территории ООО «Нарзан-гидроресурсы»
Метод синтеза пространственно-распределенного регулятора технологического процесса извлечения гидроминерального сырья	

Применение указанных результатов диссертационного исследования позволяет повысить качество проектирования и разработки модели расположения добывающих скважин.

Вывод: результаты научной работы Литвиновой Виктории Андреевны считать реализованными.

Председатель комиссии:

Главный гидрогеолог, к.т.н. Толу И.С. Помеляйко

Члены комиссии:

Ведущий инженер-гидрогеолог Хмель В.В. Хмель

Начальник участка Сумской И.А.