

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования  
«ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
Институт геологии и нефтегазодобычи

Кафедра «Разработка и эксплуатация  
нефтяных и газовых месторождений»

С.И. Грачев, А.В. Стрекалов, А.Т. Хусаинов

---

---

**ДЕТЕРМИНИРОВАННЫЕ И  
СТОХАСТИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ  
ДЛЯ КОНТРОЛЯ И  
РЕГУЛИРОВАНИЯ  
ГИДРОСИСТЕМ НЕФТЯНЫХ  
ПРОМЫСЛОВ**

---

---

Тюмень 2016

УДК 519.245:532  
ББК 22.171:30.123  
Г 788

Грачев С.И., Стрекалов А.В., Хусаинов А.Т. **ДЕТЕРМИНИРОВАННЫЕ И СТОХАСТИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ ДЛЯ КОНТРОЛЯ И РЕГУЛИРОВАНИЯ ГИДРОСИСТЕМ НЕФТЯНЫХ ПРОМЫСЛОВ.** Тюмень. БИК. 2016. 564 с.

ISBN

Книга посвящена решению задач математического моделирования сложных систем нефтяных промыслов, включающих продуктивные пласты и системы обустройства месторождений нефти и газа. В книге описывается ряд интересных моделей стационарного изотермического и нестационарного неизотермического течения сжимаемых жидкостей в наземных гидросистемах пластах при условии их гидродинамической взаимосвязи. Изложенные в книге аспекты формирования моделей сложных технических и природных гидросистем, а также их численной реализации представляют научный и практический интерес. Книга может быть использована бакалаврами, студентами и аспирантами высших учебных заведений специальностей «Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений». Материалы книги могут быть использованы инженерами для оптимального управления системами заводнения нефтедобывающих предприятий.

Рецензенты:

доктор техн. наук, член корреспондент РАЕН, проректор по научной работе и инновационной деятельности Ухтинского государственного технического университета

Леонтьев С.А.

доктор техн. наук, профессор кафедры «Разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений» Тюменского государственного нефтегазового университета

Сохошко С.К.

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	6
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ СОКРАЩЕНИЙ И АББРЕВИАТУР.....	8
РАЗДЕЛ 1. ПОДХОДЫ К МОДЕЛИРОВАНИЮ ПРИРОДНЫХ И ТЕХНОГЕННЫХ ГИДРОСИСТЕМ НЕФТЯНЫХ ПРОМЫСЛОВ	
1.1. Цели и задачи моделирования природных и техногенных гидросистем .....	11
1.2. Методы математического и имитационного моделирования.....	12
1.3. Недостатки детерминированных и имитационных моделей.....	22
1.4. Возможности использования нейросетевых технологий для прогнозирования процессов, протекающих в гидросистемах .....	31
РАЗДЕЛ 2. СТОХАСТИЧЕСКИЕ НЕЙРОСЕТЕВЫЕ МОДЕЛИ ГИДРОСИСТЕМ .....	
2.1. Тестовый прогноз нефтедобычи средствами эталонного гидродинамического симулятора и программного симулятора ИНС .....	44
2.2. Выбор и обоснование численно-аналитической модели ИНС.....	56
2.3. Построение обучающих выборок по результатам численного моделирования технологических показателей нефтедобычи .....	60
2.4. Исследование свойств функции многослойного персептрона нейросетевых моделей.....	71
2.5. Исследование свойств линейной функции нейросетевых моделей	75
2.6. Исследование свойств радиально-базисной функции нейросетевых моделей.....	79
2.7. Оценка прогнозируемости системы поддержания пластового давления нейронными сетями .....	83
2.8. Апробация нейронных сетей для прогнозирования по скважинной добычи нефти на Савуйском и Ван-Еганском месторождениях.....	86
РАЗДЕЛ 3. КОНЦЕПЦИЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ДЕТЕРМИНИРОВАННЫХ МАТЕМАТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ГИДРОСИСТЕМ.....	113
3.1. Общие понятия систем и их моделей.....	114
3.2. Проблемы формирования моделей гидросистем и цели их использования.....	126
3.3. Принципы принятия решений при проектировании и управлении гидравлическими системами на основе моделирования.....	131
3.4. Обзор известных методов моделирования технических гидравлических систем .....	132

3.5. Применение математических методов и электронно-вычислительных машин для расчета технических гидросистем .....	149
3.6. Краткий обзор известных моделей гидросистем продуктивных пластов.....	153
<b>РАЗДЕЛ 4. КОМПЛЕКСНАЯ ДЕТЕРМИНИРОВАННАЯ МОДЕЛЬ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ СИСТЕМ.....</b>	<b>158</b>
4.1. Формализация задачи комплексного потокораспределения модели гидросистем .....	165
4.2. Топология технических гидросистем.....	166
4.3. Формирование систем уравнений для решения задач потокораспределения в общем виде безотносительно к свойствам элементов .....	171
4.4. Методы решения задачи комплексного потокораспределения в общем виде.....	208
4.5. Модели элементов технических и природных гидросистем .....	228
4.6. Геологическая модель – источник исходных данных для модели ГПП.....	349
4.7. Универсальная гидродинамическая модель месторождения .....	372
4.8. Комплексные энергетические свойства гидросистем поддержания пластового давления .....	397
<b>РАЗДЕЛ 5. МОДЕЛИРОВАНИЕ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ СИСТЕМ В УСЛОВИЯХ ВЫРАЖЕННОЙ НЕСТАЦИОНАРНОСТИ.....</b>	<b>407</b>
5.1. Источники снижения эффективности регулирования систем поддержания пластового давления.....	407
5.2. Модель неустановившегося течения сжимаемых сред в гидросистемах сетевой структуры.....	407
5.3. Исследование динамического состояния сложных гидравлических систем с разветвленной структурой .....	416
5.4. Оценка динамического состояния гидросистем .....	427
5.5. Выбор оптимальной технологии регулирования нагнетания условиях непрерывного и периодического режимов .....	431
<b>РАЗДЕЛ 6. МОДЕЛЬ НЕСТАЦИОНАРНОГО ТЕЧЕНИЯ И РЕЗУЛЬТАТЫ СТЕНДОВЫХ ИСПЫТАНИЙ .....</b>	<b>435</b>
6.1. Конструкция стенда .....	435
6.2. Испытания установки на нестационарных и стационарных режимах .....	437
6.3. Оценка точности разработанной модели .....	441

РАЗДЕЛ 7. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МОДЕЛИ ГИДРОСИСТЕМ ДЛЯ УПРАВЛЕНИЯ И ОПТИМИЗАЦИИ СИСТЕМ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ.....	452
7.1. Использование модели технических гидросистем .....	452
7.2. Метод управления технической гидросистемой посредством анализа регулировочных кривых, полученных из вычислительных экспериментов над моделью .....	472
7.3. Поиск оптимального состояния технической гидросистемы .....	499
7.4. Особенности использования предлагаемой модели гидросистем продуктивных пластов.....	510
7.5. Пример использования модели гидросистем продуктивных пластов совместно с моделью технических гидросистем .....	542
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	549
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	554

## ВВЕДЕНИЕ

На данном этапе развития фундаментальной и прикладных наук моделирование как метод познания является наиболее гибким с точки зрения внедрения: развития и дальнейшего практического использования. Разработка современных моделей является средством апробации новых теорий, а анализ результатов моделирования позволяет создавать их более адекватными физическим реалиям.

Несмотря на интенсивное развитие науки в области моделирования гидравлических систем, в настоящее время не сформирована основа для построения моделей произвольных гидросистем, которая отвечала бы наиболее универсальным требованиям к описанию моделируемых процессов. Также не существует универсального подхода к математическому и алгоритмическому описанию моделей гидросистем с произвольными свойствами элементов. Вследствие чего создаваемые модели и их программные реализации могут быть использованы исключительно в отраслевом контексте с большими ограничениями на описание свойств системы. Большинство ограничений в известных моделях связаны с фиктивными граничными условиями, ограничениями на вид структуры системы, требования к виду функций гидравлических характеристик элементов гидросистем и отсутствие взаимосвязи между гидравлическими режимами и важными техническими показателями элементов (например, деформация трубопроводов, работа гидравлических регуляторов, замерзание участков, аварийный режим насосных агрегатов, изменение состояния обратных клапанов, переход гидравлической энергии в тепловую и т.п.).

Особенный интерес для разработок в области моделирования представляют сложные системы, т.е. системы, имеющие развитую структуру и состоящие из множества однотипных элементов. Такие системы обычно трудно предсказуемы, т.е. целевые параметры их функционирования сильно изменяются при малейшем изменении свойств хотя бы одного элемента системы, что препятствует эффективному управлению этими системами.

Известно, что целью любой технической системы является обеспечение какого-либо технологического процесса. Задача управления технологическим процессом неразрешима без контроля и управления обеспечивающей этот процесс технической системы.

Технические системы, осуществляющие снабжение «потребителей» какими-либо текучими средами, представлены широким спектром гидросистем. К ним относятся глобальные системы, такие, как магистральные системы водоканалов, газоснабжения, нефте- и газопроводы, локальные системы водоснабжения, а также гидравлические системы, для осуществления каких-либо технологических процессов. Одними из множества представителей таких систем являются отраслевые нефтепромысловые технические гидравлические системы (ТГС) бурения скважин, нефте-, газосбора,

продуктивных пластов, поддержания пластового давления, подготовки нефти, газа и воды и т.п.

В данной работе рассматриваются задачи построения и использования математических моделей гидравлических систем безотносительно к конкретным свойствам ее элементов и структуре, объединяющей эти элементы. Иначе говоря, здесь рассматриваются универсальные модели, использование которых позволит прогнозировать режимы работы произвольных (по структуре и свойствам элементов) гидросистем, включающих технические и пластовые гидросистемы.

Эффективная разработка нефтегазовых месторождений невозможна без полного и всестороннего моделирования процессов, происходящих в эксплуатируемом пласте-коллекторе, скважинах и наземных трубопроводных системах. Все это в совокупности будем называть нефтепромысловыми гидросистемами. К числу наиболее важных задач моделирования относятся: прогноз величин дебитов нефтяных скважин; прогноз изменения полей пластовых давлений в пласте; оценка эффективности проводимых и планируемых геолого-технологических мероприятий (ГТМ).

Нефтегазоносный пласт-коллектор, вскрытый добывающими и нагнетательными скважинами, является сложной, динамической системой, требующей сложного, наукоёмкого, математического моделирования с целью планирования широкого спектра геолого-технических мероприятий и просто добычи нефти. На сегодняшний день трёхмерные гидродинамические математические модели, основанные на теории фильтрации жидкостей и газа в пористых средах, позволяют достаточно точно моделировать происходящие процессы. Однако наибольшую трудность вызывает настройка или адаптация математической модели к реальному промышленному объекту. Существует целый ряд геологических параметров, который не может быть точно измерен. Значения таких параметров подбирается эмпирически на основе опыта геологов-экспертов и геолого-технической информации получаемой с промышленного объекта.

Применение традиционных методов прогнозирования процессов нефтедобычи с использованием методов решения краевых задач теории фильтрации, моделей трубок тока, характеристик вытеснения, статистических методов и т.д. сопряжено с трудностями связанными с неполнотой или искаженностью информации, характеризующей поведение прогнозируемой системы, и, как следствие, не достаточной достоверности математической модели и даже полной несопоставимости реальному промышленного объекта.

Одним из перспективных методов решения сложных задач нефтепромышленного прогноза показателей является имитационное моделирование, реализуемое на основе искусственных нейронных сетей (ИНС).

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ СОКРАЩЕНИЙ И АББРЕВИАТУР

АП – аппараты поглощения энергии текучей среды;  
АПГ – аппараты поглощения гидравлической энергии потока;  
АПТ – аппараты поглощения тепловой энергии текучей среды;  
АС – аппараты сообщения энергии текучей среде;  
АСГ – аппараты сообщения гидравлической энергии потоку;  
АСДУ – автоматизированные системы диспетчерского управления;  
АСП – аппараты сообщения и поглощения энергии текучей среды;  
АСПР – автоматизированные системы плановых расчетов;  
АСТ – аппараты сообщения тепловой энергии текучей среде;  
БСЭ – большая советская энциклопедия;  
ВС – водоснабжение;  
ВСС – водоснабжающие системы;  
г.ц. – гидравлическая цепь;  
ГДИ – гидродинамические исследования;  
ГИС – геофизические исследования;  
ГПП – гидросистема продуктивных пластов;  
ГТ – гидротермический переход;  
ГНТС – герметичные накопители текучей среды;  
ДЗП – дренируемая зона пласта;  
ДНС – дожимная насосная станция;  
ЗА – запорная арматура;  
ЗВС – зона воздействия скважины на пласт;  
ЗНП – зона нагнетания пласта;  
ЗОМС – замыкающее отношение многопластовой скважины;  
ЗЭЗ – задвижка с эластичным запирающим элементом;  
КВД – кривая восстановления давления;  
КОП – клапан обратный поворотный;  
КПР – комплексное потокораспределение;  
КИД – кривая изменения давления;  
КМС – коэффициент местного сопротивления;  
КНС – кустовая насосная станция;  
КОЭЗ – клапан с эластичным запирающим элементом;  
к.п.д. – коэффициент полезного действия;  
КПД – кривая падения давления;  
КС – каналы связи;  
МТГС – модель технической гидравлической системы;  
МГС – модель гидравлической системы;  
ННТС – негерметичные накопители текучей среды;  
НС – насосная станция;  
НТС – накопители текучей среды;  
ОИЛ – обобщенная индикаторная линия;

ПИЛ – полная индикаторная линия;  
ПЗП – призабойная зона скважины;  
ППД – поддержание пластового давления;  
ПР – приборы для регистрации параметров потока текучей среды;  
ПРК – программный расчетный комплекс;  
РД – регуляторы давления;  
РР – регуляторы расхода;  
САПР – системы автоматизированного проектирования и расчетов;  
СЛАУ – система линейных алгебраических уравнений;  
СО – сепаратор-отстойник;  
СР – среда разработчика;  
СС – сеноманские скважины;  
СЭИ – Сибирский энергетический институт;  
ТА – трубопроводная арматура;  
ТГС – технические гидравлические системы;  
ТГЦ – теория гидравлических цепей;  
ТПП – территориальное производственное предприятие;  
ТПС – трубопроводная система;  
ТС – технические системы/текучая среда (в зависимости от контекста);  
ТСС – теплоснабжающие системы;  
ТССА – теория систем и системного анализа;  
УД – участок добычи;  
УН – устройства по изменению направления потока текучей среды;  
УП – устройства по изменению параметров потока текучей среды;  
УУ – устройства по управлению потоком текучей среды;  
ЦНС – центробежный насос секционный;  
ШСНУ – штанговая скважинная насосная установка;  
ЭВМ – электронно-вычислительная машина;  
ЭЦН – электроцентробежный насос (обычно погружной);  
ЦБПО – центральная база производственного обслуживания;  
ЦНС – центробежный насос секционный.

### **Классификация АСГ:**

АСГ<sub>В</sub> – насосы вытеснения (силового действия);  
АСГ<sub>С</sub> – скоростные насосы (кинетического действия);  
АСГ<sub>ВТ</sub>, АСГ<sub>СТ</sub>, – насосы вытеснения/скоростные с твердым активным элементом;  
АСГ<sub>ВФ</sub>, АСГ<sub>СФ</sub>, – насосы вытеснения/скоростные с активным элементом в виде текучей среды;  
АСГ<sub>СЭ</sub> – скоростные насосы с активным элементом в виде электромагнитного поля (плазменные и для перекачки расплавленных металлов);

АСГ<sub>СТО</sub> – скоростные насосы с твердым активным элементом с осевым движением перекачиваемой текучей среды (осевые, пропеллерные насосы и компрессоры);

АСГ<sub>СТР</sub> – скоростные насосы с твердым активным элементом с радиальным движением перекачиваемой текучей среды (центробежные насосы и компрессоры);

АСГ<sub>СТС</sub> – скоростные насосы с твердым активным элементом со сложным движением перекачиваемой текучей среды (диагональные, вихревые насосы);

АСГ<sub>СФИ</sub>, АСГ<sub>СФЭ</sub>, – насосы скоростные с активным элементом в виде текучей среды: инжекторы и эжекторы (струйные насосы, газлифтные установки);

АСГ<sub>СФИЖ</sub>, АСГ<sub>СФИГ</sub>, – насосы скоростные с активным элементом в виде текучей среды – инжекторы для перекачки жидкости и газа, соответственно;

АСГ<sub>СФЭЖ</sub>, АСГ<sub>СФЭГ</sub>, – насосы скоростные с активным элементом в виде текучей среды – эжекторы для перекачки жидкости и газа, соответственно;

АСГ<sub>ВТР</sub>, АСГ<sub>ВФР</sub> – насосы вытеснения с твердым и текучим активным элементом с разобщающимися приемной и выкидной частями (поршневые, шестеренные, винтовые насосы);

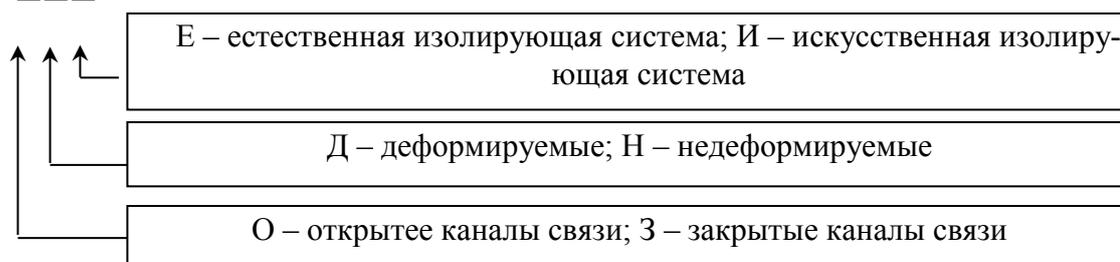
АСГ<sub>ВТН</sub>, АСГ<sub>ВФН</sub> – насосы вытеснения с твердым и текучим активным элементом с неразобщающимися приемной и выкидной частями (шламовый насос, насос Монжю);

АСГ<sub>ВТРК</sub>, АСГ<sub>ВФРК</sub> – насосы вытеснения с твердым и текучим активным элементом с разобщающимися приемной и выкидной частями с клапанном механизмом (поршневые и плунжерные насосы, буровой насос Стрекалова В.Е.);

АСГ<sub>ВТРБ</sub>, АСГ<sub>ВФРБ</sub> – насосы вытеснения с твердым и текучим активным элементом с неразобщающимися приемной и выкидной частями без клапанного механизма (шестеренные, винтовые, аксиально-поршневые насосы).

### Классификация каналов связи (КС):

КС □□□



## **РАЗДЕЛ 1. ПОДХОДЫ К МОДЕЛИРОВАНИЮ ПРИРОДНЫХ И ТЕХНОГЕННЫХ ГИДРОСИСТЕМ НЕФТЯНЫХ ПРОМЫСЛОВ**

### **1.1. Цели и задачи моделирования природных и техногенных гидросистем**

Проблема прогнозирования показателей разработки месторождения тесно связана с моделированием месторождений, так как моделирование является единственным научным методом прогнозирования. Методов моделирования великое множество начиная с физического моделирования и заканчивая цифровыми математическими моделями.

В настоящее время наиболее распространены детерминированные математические модели, предназначенные для прогнозирования показателей разработки и адресного анализа эффективности реализуемой системы воздействия на пласт. Такие модели в более простом варианте называются гидродинамическими.

Гидродинамическая модель месторождения – это математическая модель, воспроизводящая физические процессы, протекающие в месторождениях нефти или газа при его разработке. Математическая модель представляет собой систему дифференциальных уравнений в частных производных, объединяющую законы сохранения массы и энергии, а также деформационные процессы скелета пласта. Для решения таких систем дифференциальных уравнений применяют численные методы, основанные на конечно-разностном подходе к представлению о производных или на контрольных объемах.

Основная цель контроля за разработкой месторождения – предсказание его состояния в сочетании с определением путей увеличения текущей или конечной нефтеотдачи в зависимости от реализуемой системы воздействия и дренирования продуктивных пластов. В классических представлениях о теоретических аспектах разработки рассматриваются, в некотором смысле, осредненные свойства объектов (балансная модель), для которых невозможно учесть распределенного изменения параметров пласта и характеристик движения флюидов во времени и пространстве. При численном гидродинамическом моделировании с использованием современных ЭВМ можно гораздо более детально изучать продуктивные пласты путем разбиения их на ячейки, блоки или контрольные объемы с применением к каждому из них основных уравнений фильтрации, принципов неразрывности и сохранения энергии. Программное обеспечение для реализации вычислительных способностей данных моделей называют гидродинамическими симуляторами.

Гидродинамическое моделирование разработки нефтяных месторождений позволяет уточнять их геологическое строение, получать распреде-

ление фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) продуктивных пластов при воспроизведении истории разработки (history matching). Использование гидродинамических моделей позволяет выбрать наилучшую систему разработки месторождения, когда сопоставляются расчетные прогнозы вариантов разработки.

Применение высокопроизводительных ЭВМ стало основной причиной бурного развития гидродинамических симуляторов, позволяющих детализировать процессы фильтрации с количеством ячеек достигающего нескольких миллионов. Однако оперативное использование цифровых гидродинамических моделей месторождений с количеством ячеек более 100 тыс. уже становится не возможным. Расчет одного варианта разработки может занять от нескольких часов до нескольких дней, причем даже с учетом применения распараллеливания вычислительного процесса.

## **1.2. Методы математического и имитационного моделирования**

### **Теория фильтрации**

Законы физики, как и законы природы едины. Тем не менее, в отраслевом отношении существуют методики или, так называемые «теории», аккумулирующие опыт изучения физических процессов доминирующих в рассматриваемых объектах. Разумеется, в наиболее широком понимании теории, как таковой, фильтрация жидкостей и газов не может выделяться из общей гидромеханики. Однако, простота описания макропараметров фильтрации (проницаемость, гидропроводность, пьезопроводность и т.п.) в виде не детализируемого процесса, который по своей природе складывается из множества течений на микроуровне, обусловила начало развития научно-прикладных работ в области теории фильтрации.

Теория фильтрации или подземная гидромеханика – раздел гидромеханики, направленный на исследование движения текучих сред через твердые пористые среды – тела, пронизанные системой сообщающихся между собой каналов, пустот и пор.

Накопление нефти и газа в пористых породах-коллекторах и основные технологии извлечения связаны с фильтрационными процессами, изучение которых является главной целью и главным источником задач теории фильтрации.

Важнейшей количественной макро-характеристикой пористых тел является коэффициент пористости, определяемый долей объема пор в объеме материала. Разумеется, данный коэффициент является статистическим, так как при измельчении исследуемого пористого материала мы будем получать разную пористость.

Например, при учете коэффициента пористости игнорируются замкнутые изолированные поры и учитываются только соединенные между собой проточные, иначе говоря, условно сквозные поры. Они образуют по-

ровое пространство – сложную разветвленную и нерегулярную сеть пор. Кроме нерегулярности структуры порового пространства надо помнить о том, что структура порового пространства может изменяться вследствие разрушений стенок поровых каналов. Таким образом, с позиции детерминированных моделей мы получаем неопределенность в одном из главных коэффициентов – пористости.

Когда речь идет о породах – коллекторах нефти и газа, пористость является главным параметром, поскольку она определяет запасы месторождения, то есть количество флюидов в данном пласте. Способность пористой среды пропускать жидкость характеризуется проницаемостью [28]. Движение жидкости и газа на участке пористой среды происходит под действием разности (перепада) давлений на его границах. Согласно закону Дарси скорость, движения (фильтрации) жидкости (газа) в пористой среде прямо пропорциональна градиенту давления, т.е. перепаду давления –  $\Delta P$ , приходящемуся на единицу длины пути движения жидкости или газа, и направлена в сторону падения давления

$$\omega = -\frac{k}{\mu} \text{grad}P, \quad (1.1)$$

где  $\mu$  – динамическая вязкость жидкости Па·с;  
 $k$  – проницаемость пласта, Дарси.

Закон Дарси – основной закон подземной гидравлики, на котором, так или иначе, базируются все методы детерминированного математического моделирования и как следствие, основанные на них методы проектирования и контроля процессов разработки нефтяных и газовых месторождений, а также методы промысловых гидродинамических исследований скважин и пластов [29].

Проницаемость также является макропараметром и существует объективно только для конечного объема пористого материала и как пористость изменяется во времени, из-за изменения внутривпорового давления и структуры порового пространства.

Таким образом, детерминированные модели продуктивных коллекторов видятся не настолько детерминированными, как это принято понимать. Так как закон Дарси включает в себя статистические коэффициенты, гидродинамические симуляторы не в полной мере реализуют «детерминированность» математических моделей.

Для математического описания фильтрационных потоков в 2-х и 3-х мерном пространстве вектор скорости фильтрации (или расход флюида) рассматривается как сумма векторов по основным координатным осям. Хотя мы понимаем, что, как и в трубной гидромеханике, существует понятие распределения поля скоростей.

Закон Дарси и закон сохранения массы (уравнение неразрывности) в общем случае образуют замкнутую систему дифференциальных уравнений для отыскания распределения давления и поля скоростей фильтрации.

Уравнение для давления (или напора) представляет собой уравнение в частных производных, родственное уравнению Лапласа, описывающему распределение потенциала электрического поля. Оно сводится к уравнению Лапласа в случае однородной среды. Понятие однородности здесь момент весьма стохастический.

Классические теоретические подходы к фильтрации имеют дело с течением однородной жидкости в условно однородной пористой среде (хотя как пористая среда может быть однородной). Однако же, в большинстве современных задач приходится иметь дело с неоднородными системами, заполненными многокомпонентными смесями. Упомянем лишь такие важные области, как загрязнение грунтовых вод, миграция влаги в почвенном слое и вытеснение нефти пластовой или искусственно закачиваемой водой или газом. У каждой из этих систем есть аналог в обычной гидродинамике (скажем, перенос загрязнения потоком воды в реке или течение газонефтяной смеси по трубам). Однако пористая среда в каждом случае вносит свои особенности, так или иначе связанные с малостью размера пор, нерегулярностью и неоднородностью порового пространства и огромной поверхностью контакта жидкости со скелетом. Перечислим наиболее типичные и важные эффекты: перенос примеси, адсорбция, хроматографическое разделение, диффузия и гидродинамическая дисперсия.

Наиболее важные и интересные явления происходят при движении в пористой среде нескольких фаз, скажем воды и воздуха в почве или нефти, газа воды в нефтяных месторождениях. Появление межфазных границ требует учета капиллярных сил. Их роль в природных пластах оказывается определяющей. Это связано с малостью размеров пор [28]. Исследование движения многофазных и многокомпонентных систем в пористой среде – физико-химическая подземная гидродинамика представляет собой быстро развивающуюся ветвь теории фильтрации, где методы физики, химии и гидродинамики совместно решают важные практические задачи. Более подробно с теорией фильтрации можно ознакомиться в работах [30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38]. На сегодняшний день создано множество программных симуляторов залежей углеводородов (УВ), реализующих разнообразные модели фильтрации. Среди зарубежных разработок на рынке присутствует программный продукт «Eclipse» компании Schlumberger. Часто данный программный продукт подвергается жесткой критике со стороны ведущих Российских ученых – специалистов в области гидродинамического моделирования. Из отечественных разработок следует отметить программные комплексы Техсхема, TimeZYX и Hydraulic Simulator (Hydra'Sym) [40].

## Имитационные модели

Согласно работе [42], имитационное моделирование (в некоторых работах используется термин «информационное моделирование») есть процесс конструирования модели реальной системы и постановки экспериментов на этой модели с целью либо понять поведение системы, либо оценить (в рамках ограничений, накладываемых некоторым критерием или совокупностью критериев) различные стратегии, обеспечивающие функционирование данной системы.

В отличие от детерминированных моделей, все имитационные модели используют принцип черного ящика. Это означает, что они выдают выходной сигнал системы при поступлении в нее некоторого входного сигнала. Поэтому в отличие от аналитических моделей для получения необходимой информации или результатов необходимо осуществлять "прогон" имитационных моделей, т. е. подачу некоторой последовательности сигналов, объектов или данных на вход модели и фиксацию выходной информации, а не "решать" их. Происходит своего рода "выборка" состояний объекта моделирования (состояния – свойства системы в конкретные моменты времени) из пространства (множества) состояний (совокупность всех возможных значений состояний). Насколько репрезентативной окажется эта выборка, настолько результаты моделирования будут соответствовать действительности. Кроме того, в [42] указывается, что применение имитационного моделирования целесообразно при наличии одного из следующих условий:

«1. Не существует законченной математической постановки данной задачи, либо еще не разработаны аналитические методы решения сформулированной математической модели.

2. Аналитические методы имеются, но математические процедуры столь сложны и трудоемки, что имитационное моделирование дает более простой способ решения задачи.

3. Кроме оценки определенных параметров, желательно осуществить на имитационной модели наблюдение за ходом процесса в течение определенного периода времени».

В настоящее время в нефтепромысловой геологии наиболее распространены следующие виды имитационных моделей [43, 44].

1. Характеристики вытеснения (другое название, часто встречающееся в литературе, интегральные модели).

2. Кривые падения (дифференциальные модели).

Оба вида моделей основаны на регрессионном анализе информации о работе скважин и предназначены для прогноза показателей нефтедобычи. В пособии [43] данные модели описываются следующим образом.

Характеристиками вытеснения называются эмпирические зависимости между величинами накопленных отборов нефти  $V_n$  и жидкости  $V_{ж}$  (или воды  $V_{в}$ ):

$$V_n = f(V_{ж}). \quad (1.2)$$

Наиболее распространенные виды характеристик вытеснения представлены в таблице 1.1.

Коэффициенты  $a$  и  $b$ , в выражениях, определяются путём нелинейного регрессионного анализа. Характеристики вытеснения используются, если разработка ведётся с применением заводнения. Достаточно надёжный и долгосрочный прогноз возможен, только если темп изменения обводнённости добываемой продукции стабилизировался. Обычно стабилизация наступает при обводнённости 70 % и выше. При более низких значениях обводнённости (но не ниже 50%) возможен только краткосрочный прогноз. Однако опыт также показывает, что даже на поздних стадиях разработки вследствие массового применения геолого-технических мероприятий и методов увеличения нефтеотдачи, прогнозирование на основе характеристик вытеснения может носить характер сингулярности.

Таблица №1.1

Виды характеристик вытеснения

№	Вид уравнений регрессии
1	$Q_n = a + b \times \ln(Q_{ж})$
2	$Q_n = a - b \times Q_{ж}^{-1}$
3	$Q_n = a - b \times Q_{ж}^{-1/2}$
4	$Q_n/Q_{ж} = a - b \times Q_n$
5	$Q_n = a + \ln(Q_B)$

Кривыми падения называются соотношения, связывающие среднесуточные значения дебитов нефти –  $q_n$  или жидкости –  $q_{ж}$  со временем –  $t$  или накопленным отбором жидкости  $V_{ж}$ :

$$q_n = (t), q_{ж} = (t), \quad (1.3)$$

$$q_n = (V_{ж}), q_{ж} = (V_{ж}). \quad (1.4)$$

Кривые падения применяются, когда базовым методом разработки является режим истощения или обводнённость при заводнении меньше 50%. Дифференциальные же модели характеризуют динамику снижения дебитов нефти. Наиболее распространённые виды кривых падения приведены в таблице 1.2.

В зависимостях представленных в таблице 1.2 следует положить  $z = V_{ж}$  или  $z = t$ ; коэффициенты  $A$  и  $B$  определяются путём регрессионного анализа.

К настоящему времени известно более 70 видов характеристик вытеснения и кривых падения. Конкретный тип модели выбирается исходя из специфических характеристик месторождения, опыта разработки месторождений–аналогов и назначения моделирования. Вид зависимости определяется эмпирически.

Основная область применения характеристик вытеснения и кривых падения – оценка фактической эффективности геолого-технологических мероприятий (ГТМ), в том числе методов увеличения нефтеотдачи (МУН) пластов и интенсификации добычи нефти.

Таблица №1.2

Виды регрессионных зависимостей для прогнозирования добычи

№	Вид уравнений регрессии
1	$Q=A$
2	$q = A + B \exp(-kz)$
3	$q = l/(A+kz)$
4	$q = q/(A+kz)$
5	$q = A + B \exp(-kz)$

### Классические – неспециальные способы экстраполяции

При формировании прогнозов экстраполяцией обычно исходят из статистически складывающихся тенденций изменения тех или иных количественных характеристик объекта. Экстраполируются оценочные функциональные системные и структурные характеристики. Экстраполяционные методы являются одними из самых распространенных во всей совокупности методов прогнозирования.

Однако степень надежности (дальнейшей подтверждаемости) такого рода прогнозов и соответственно мера доверия к ним, в значительной степени, обуславливаются аргументированностью выбора пределов экстраполяции и стабильностью соответствия «измерителей» по отношению к сущности рассматриваемого явления. Следует обратить внимание на то, что сложные объекты, как правило, не могут быть охарактеризованы одним параметром. В связи с этим можно сделать некоторое представление о возможности применения такого вида анализа в нефтегазовом комплексе.

Во-первых, должно быть четкое определение задачи, выдвижение гипотез о возможном развитии прогнозируемого объекта, обсуждение факторов, стимулирующих и препятствующих развитию данного объекта, определение необходимой экстраполяции и допустимой погрешности.

Во-вторых, выбор системы параметров, унификация различных единиц.

В экстраполяционных прогнозах, особо важным, является не столько предсказание конкретных значений изучаемого объекта или параметра, сколько своевременное фиксирование объективно намечающихся сдвигов. Под сдвигами понимают тенденцией развития, его общее направление, долговременную эволюцию. Обычно тенденцию стремятся представить в виде более или менее гладкой траектории.

Основной характеристикой тренда является закономерность движения во времени, в некоторой мере свободной от случайных воздействий. Тренд – это длительная тенденция изменения показателей. При разработке моделей прогнозирования тренд оказывается основной составляющей прогнозируемого временного ряда, на которую уже накладываются другие составляющие. Результат при этом связывается исключительно с ходом времени. Предполагается, что через время можно выразить влияние всех основных факторов.

Одним из важных этапов является изучение возможностей данного метода прогнозирования и выяснение того, удовлетворяет ли принятая гипотетическая модель критерию практики, то есть выяснение вопроса о том, согласуются ли результаты наблюдений с теоретическими следствиями модели в пределах точности наблюдений. В связи с этим необходима проверка на адекватность (соответствие свойствам реального объекта) данной математической модели, для чего проведена аппроксимация десяти фактических замеров динамики добычи экспериментальной скважины (рис. 1.1).

Анализируя график на рисунке 1.1 можно сделать вывод, что аппроксимация полиномом 11-й степени 10-точечной зависимости, табулированной по фактическим замерам, не может дать достаточной точности прогноза, по-сути, являясь интерполяцией исследуемых данных. Суть интерполяции сводится к поиску, в общем смысле, произвольной функции в зонах интерполируемой величины между заданными точками в имеющемся дискретном наборе известных данных.



Рис. 1.1 Аппроксимация динамики режимов скважины полиномом 11-й степени

Как видно из графика кривая интерполирующей функции сильно прицессирует в окрестности фактических замеров. При этом мысленная экстраполяция за пределы области исходных данных – справа дает резкий рост дебита, что невозможно даже при поверхностном взгляде на ранние фактические замеры. Здесь просматривается классическая сингулярность.

С целью сглаживания аппроксимирующей зависимости и повышения достоверности прогноза, попробуем снизить степень полинома (рис. 1.2–1.4).

Последовательно рассмотрев приведенные графики можно констатировать, что характеристики различных реализаций аппроксимации отличаются друг от друга только вариациями осреднения параметров. Причем абсолютно не прослеживается причинно-следственная связь – так называемая природа или физика явлений.

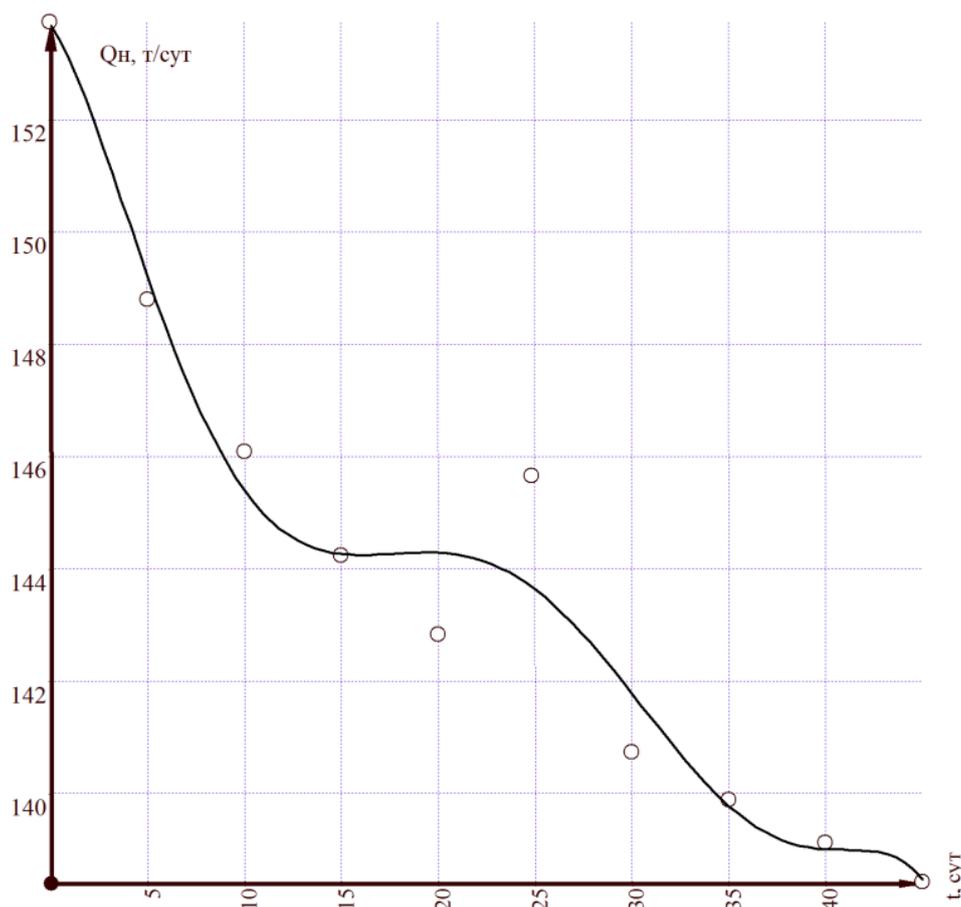


Рис. 1.2 – Аппроксимация динамики режимов скважины полиномом 7-й степени

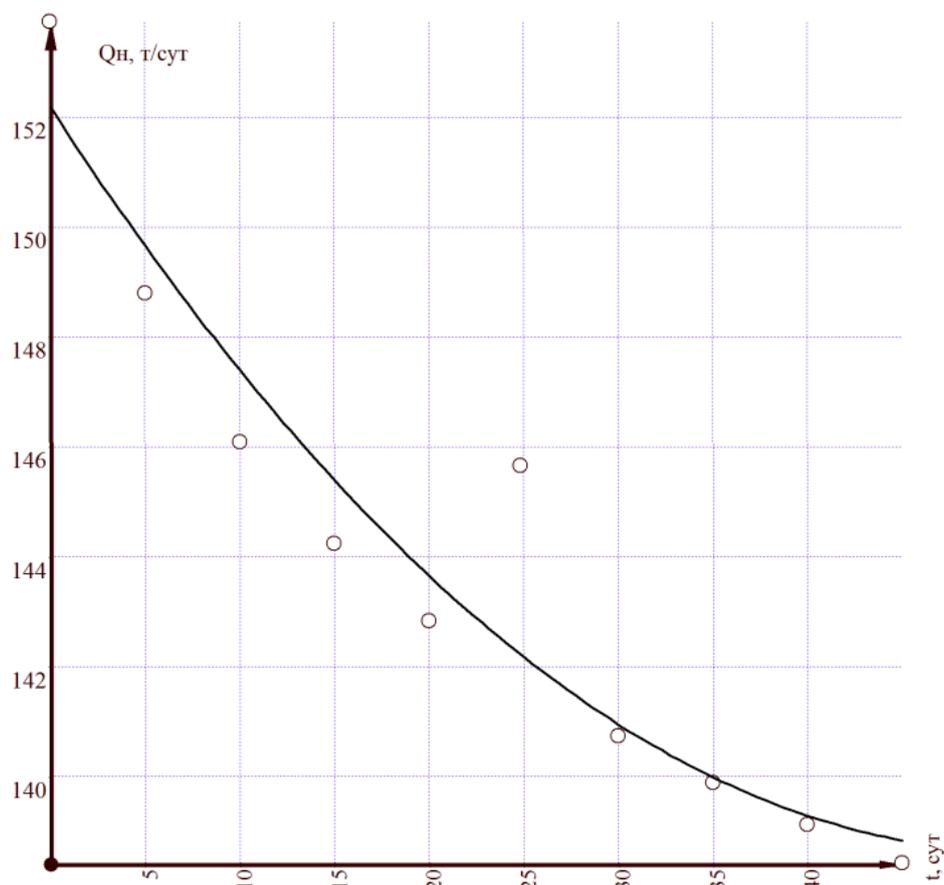


Рис. 1.3 – Аппроксимация динамики режимов скважины полиномом 4-й степени



Рис. 1.4. Аппроксимация динамики режимов скважины полиномом 2-й степени

С целью снижения амплитуды колебаний интерполирующей функции и попытки повысить точность экстраполяции попробуем интерполировать динамику режимов работы скважин методом сплайн-интерполяции, который должен обеспечить сочетание сглаженности с повышением достоверности экстраполяции (рис. 1.5).

Как видно из графика повышение точности аппроксимации до интерполяции в сочетании со снижением степени «кусочного полинома» интерполирующей функции до 3-й приводит к снижению амплитуды колебаний интерполирующей функции. При этом тенденции экстраполяции к резкому росту дебита сохраняются как и в случае (рис. 1.1). Последнее естественно не вытекает из видимой природы явления, отраженной динамикой фактических замеров дебитов.

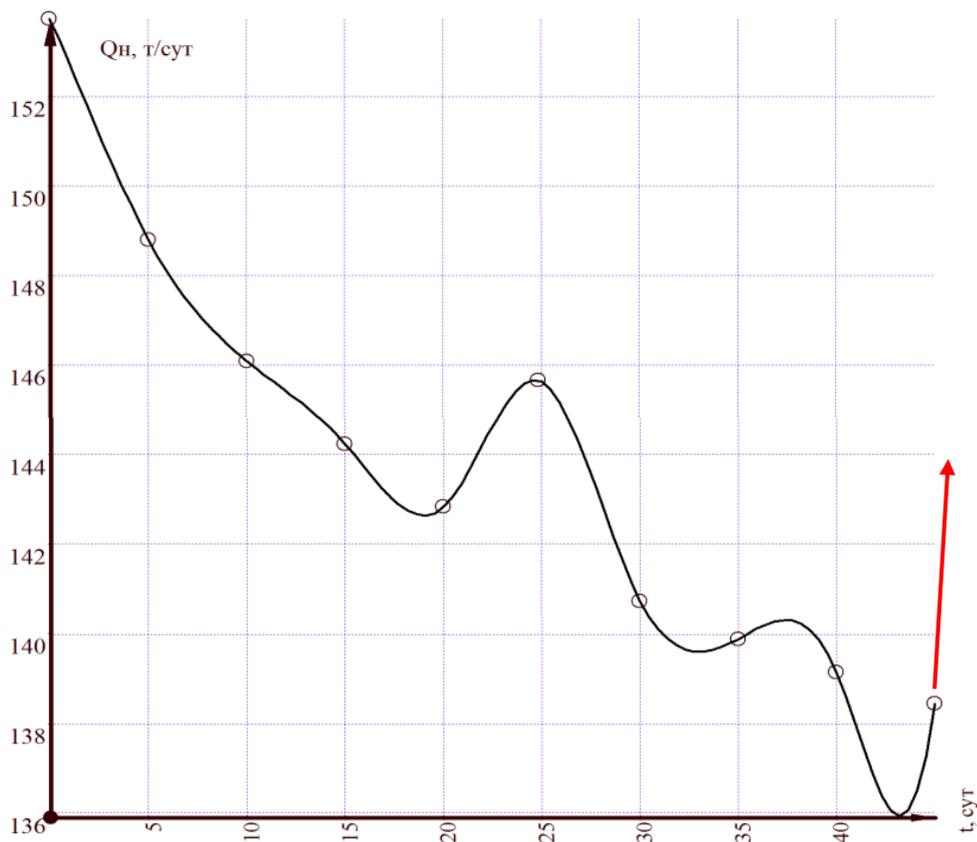


Рис. 1.5. Сплайн интерполяция динамики режимов скважины

Таким образом, при решении задачи экстраполяции необходимо идти на компромисс между надежностью (достоверностью), областью предельно допустимой экстраполяции (точка сингулярности) и сглаженностью кривой функции между фактическими данными. Факты безосновательного использования линейных зависимостей для прогнозирования технологических, экономических и других показателей в различных сферах, объясняется, простотой применения данного вида аналитики и недостаточного желания или умения вникать в природу явления (рис. 1.4).

### 1.3. Недостатки детерминированных и имитационных моделей

Рассмотрим систему, состоящую из пласта-коллектора, вскрытого набором нагнетательных и добывающих скважин, модель которой в общем случае описывается системой дифференциальных уравнений в частных производных параболического и гиперболического типа. Нашей конечной целью будет построение модели системы, описывающей ее поведение, обладающей прогностическими свойствами и способной в различных приложениях заменить собой исследуемую систему.

Существует целый набор специфических особенностей, характеризующих моделируемую систему, в том числе:

1. наличие значительного числа скважин, каждая из которых характеризуется набором параметров, включающих в себя как геологические характеристики пласта, так и технические параметры скважин;
2. наличие пробелов и неточностей в базе данных содержащих геологические характеристики пласта и технологические показатели процесса нефтедобычи;
3. часто встречающаяся нерегулярность сбора информации по времени.

Все сказанное выше существенно затрудняет применение традиционных методов прогнозирования процессов нефтедобычи с использованием методов решения краевых задач теории фильтрации, методов трубок тока, характеристик вытеснения и т.д.

Неполнота геолого-промысловой информации ведет к значительному увеличению доли чистой экспертной схематизации процесса фильтрации при постановке и решении задач подземной гидродинамики в естественных пластах. Поэтому при расчетах обычно используют ряд упрощающих предположений или допущений:

- значения мощности и проницаемости предполагаются одинаковыми в рамках каждого элемента сетки, которая разбивает пласт на конечные элементы;
- реальные пласты сложной геометрической формы заменяются пластами цилиндрической, конусообразной, прямоугольной формы.

Все это дает возможность для некоторых случаев непосредственно проинтегрировать предварительно составленные дифференциальные уравнения.

Погрешности схематизации в моделировании приводят к снижению достоверности, а иногда и потере адекватности (сопоставимости) модели реальной системе или хотя бы ее теоретического представления.

Недостатки такого подхода к проведению прогнозных расчетов вытекают из допусаемых условностей, схематизации залежи или зоны дренирования и фильтрационного процесса при анализе разработки месторождения (погрешности замены конечного пласта бесконечным, использо-

вания понятия укрупненной скважины и т.д.). Всё это приводит к существенному снижению точности расчетов [22].

Обязательным элементом технологии моделирования нефтяных резервуаров является процедура адаптации математической модели к известной истории разработки месторождений и работы скважин.

Адаптация состоит в согласовании результатов расчётов с фактической динамикой дренирования и заводнения объектов: поскважинной динамики добычи нефти, закачки воды, пластовых и забойных давлений, обводнённости продукции скважин и газовых факторов.

В результате такого согласования математическая модель, используемая для прогноза коэффициента нефтеизвлечения и других смежных технологических показателей, идентифицируется с реальными параметрами пласта. Адаптация модели непосредственно связана с уточнением фильтрационных и ёмкостных свойств пласта, функций относительных фазовых проницаемостей для нефти, газа и воды, энергетических характеристик пласта – полей давлений, оценки выработки запасов нефти на отдельных участках пластов.

В результате адаптации модели уточняются размеры законтурной области, начальные и остаточные геологические запасы углеводородов, проницаемость и гидропроводность пласта, коэффициенты продуктивности и приёмистости, функции модифицированных фазовых проницаемостей, функции адсорбции, десорбции [36, 45].

Для построения геологических и фильтрационных моделей, адекватных реальным объектам, необходим большой объём достоверных исходных данных.

Все известные зарубежные информационные системы моделирования исходят из наличия таких данных. Поэтому, к слову сказать, система телеметрии и системы автоматического сбора информации сильно развита зарубежом.

Для построения фильтрационных моделей необходимы результаты интерпретации геофизических (ГИС) и гидродинамических (ГДИ) исследований скважин, месячная история разработки месторождений, координаты скважин и режимы их работы, значения пластовых и забойных давлений в скважинах и другая промысловая информация [36].

Геолого-технологическая информация, используемая для математического моделирования и адаптации к реальному промысловому объекту, может содержать ошибки и погрешности разного характера. Существует ряд параметров, которые можно измерить с **высокой точностью**:

- пористость в лабораторных условиях и только для образца керна;
- общая мощность только по данным ГИС в условиях корректности инклинометрии;
- эффективная толщина только по данным ГИС и точность сильно зависит от качества привязки и интерпретации;

– свойства флюидов, получаемые в лабораторных условиях, реализующих пластовые термобарические условия (довольно редко используется);

– начальное пластовое давление, определяемое по прямым замерам в поисковых и разведочных скважинах;

– свойства пластовых вод.

Остальные параметры по точности и достоверности находятся в области близкой к **неопределенности**:

– структура (кровля/подошва/протяженность) на основе произвольной интерполяции результатов субъективной интерпретации ГИС, экспертной оценки геологов и сомнительной интерпретации данных сейсморазведки;

– сжимаемость продуктивного пласта, сильно варьируемая от состава пород в разрезе;

– капиллярное давление, как слабоизученное с позиции, не существующей до сих пор молекулярно-кинетической теории жидкостей, часто дважды вписывается в модель в виде кривых ОФП и кривых пропитки и экстрагирования;

– первоначальный контакт флюидов, часто зависящий от всё тех же капиллярных явлений.

Следующие факторы модели обычно определяются с **большой погрешностью**:

– поровый объем, относящийся к открытым каналам эффективной толщины;

– абсолютная проницаемость, не имеющая ничего общего с фазовыми проницаемостями в пластовых условиях (особенно это актуально для коллекторов с долей микро-капилляров более 50%);

– кривые относительной фазовой проницаемости, являющиеся сами по себе огромной «дырой» в теории фильтрации;

– объемы подвижной нефти;

– параметры притока к скважине, сильно изменяющиеся во времени, например, скин-фактор.

Обычно самыми точными данными являются данные по динамике добычи нефти. Однако существуют проблемы с точностью по-скважинных замеров дебитов. Здесь часто имеют место «приписки» и просто некачественные замеры.

Что касается газа, то его дебиты не всегда измеряются (система замеров дебитов не предполагает достаточную сепарацию), особенно если газ сжигается. Данные по режимам нагнетания часто бывают менее точными, нежели в добыче, как из-за погрешностей в измерениях, так из-за того, что часть плановых объемов закачки не выполняется и геологам приходится их «рисовать». В последние годы тенденция по телеметрическим

замерам в системах поддержания пластового давления существенно изменилась к лучшему, однако, этого все еще не достаточно.

В данных по добыче также могут быть ошибки по тем же причинам, но они обычно обнаруживаются и исправляются. Если дебиты замеряются не на скважинах, а на точках (кустах), когда подается нефть с нескольких скважин, источником ошибок может стать неверное распределение общей добычи по отдельным скважинам. Показатели давления, на работающей скважине, обычно менее надежны, чем данные, полученные в процессе закрытия скважины, т.е. забойное давление замеряется с большей погрешностью, чем пластовое.

Параметры пласта обычно измеряются в точках наблюдения – скважинах. Это пористость, проницаемость, относительная проницаемость, капиллярное давление и т.д. Значения параметров для межскважинного пространства обычно определяются с большой погрешностью, вызванной методом интерполяции/аппроксимации (см. выше).

Адаптация математической модели для реального нефтепромыслового объекта осуществляется экспертным подбором характерных коэффициентов (часто методом «научного тыка», когда относительная погрешность известных значений более 30%), измеряемых с небольшой точностью. Вследствие этого, попытка идентификации параметров, характеризующих начальные условия модели, по фактическим данным часто приводит к потере физического смысла этих коэффициентов. Кроме того, не всегда возможно построить адекватную математическую модель с приемлемыми временными затратами.

Так же существует проблема формирования и использования универсальных гидродинамических моделей. Несмотря на широкое распространение так называемых 3D гидродинамических численных моделей, их показатели все еще далеки от истинных показателей. Проблемы формирования и использования таких моделей широко освещаются в научных и практических работах, в частности [19, 24, 32].

Основные проблемы, возникающие при математическом описании гидродинамических моделей гидросистемы продуктивных пластов (ГПП), связаны, прежде всего, с тем, что вследствие невозможности аналитического описания функций распределения ФЕС по объему, невозможно математически описать неустановившееся потокораспределение в дифференциальной или аналитической форме для ГПП с неравномерным распределением ФЕС. По этой причине современные модели ГПП описываются численно, т.е. с рядом допущений. Обычно этими допущениями являются.

1. Описание системы уравнений в конечно-разностном виде:

а) принятие времени  $\Delta t$ , в течение которого потокораспределение и свойства элементов ГПП считается постоянным;

б) принятие конечных размеров элементов пласта (ячеек), и описание их формы в виде фигуры ограниченной плоскостями или простыми поверхностями второго порядка.

2. Векторы потоков между элементами пласта могут быть строго сонаправлены с осями  $X$ ,  $Y$  и  $Z$ .

3. Распределение давления внутри объема элементов пласта в явном виде не учитывается, а изменение давление, связанное с объемом элементов, пористостью, сжимаемость породы и флюидов принимается условно для центра фигуры элементов пласта.

Большинство универсальных гидродинамических моделей ГПП используют именно такие допущения и обычно отличаются математическим описанием гидравлических характеристик ячеек пласта, процессов смешивания фаз, деформации породы, реологических свойств текучей среды (ТС), скважин и др. факторов.

В ходе испытаний ряда моделей (Eclipse, Tempest и ТехСхема) посредством варьирования исходных данных выявлено, что погрешности прогнозирования с использованием таких моделей ГПП связаны со следующими основными факторами.

1. Неточности в исходных данных  $\approx 60-80\%$ :

а) погрешности в определении исходных точек по результатам лабораторных, геофизических и гидродинамических исследований скважин и пластов для построения геологических моделей  $\approx 40-50\%$ ;

б) неточности лабораторных исследований флюидов  $\approx 3-5\%$ ;

в) погрешности при построении геологических моделей с использованием методов интерполяции  $\approx 15-20\%$ ;

г) погрешности связанные с переходом от геологической модели к свойствам элементов пласта  $\approx 2-5\%$ .

2. Неточности расчета неустановившегося потокораспределения  $\approx 20-40\%$ :

а) погрешности связанные с выбором приращения времени  $\Delta t \approx 5-10\%$ ;

б) погрешности связанные с выбором размеров элементов ячеек  $\approx 15-30\%$ .

Проценты показывают долю каждой погрешности в общей погрешности прогнозирования. Общая погрешность –  $\delta$ , вычислялась исходя из относительного отклонения результатов расчета коэффициента нефтеизвлечения (КИН) ко времени 10 лет от базового расчетного КИН, соответствующего «базовому набору» параметров модели и распределению ФЭС:

$$\delta = \frac{|КИН_6 - КИН_t|}{КИН_6}, \quad (1.5)$$

где  $KINH_6$  – базовый расчетный КИН, соответствующий «базовому набору» параметров модели (объему ячеек –  $V$  и приращению времени  $\Delta t$ ) и распределению ФЕС;

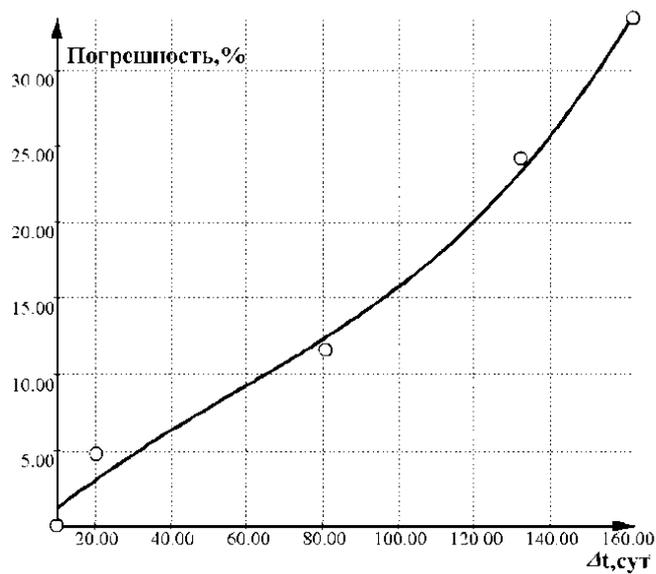
$KINH_i$  – расчетный КИН, соответствующий измененным свойствам ячеек или параметрам модели.

Т.е. «базовый набор» исходных данных и параметров модели, условно считается правильными. Вариации распределения ФЕС рассчитывалась посредством генерирования случайных приращений в пределах  $\pm 30\%$  от базового распределения ФЕС модели. Объем всех ячеек модели ГПП считался одинаковым  $V_i = V$ .

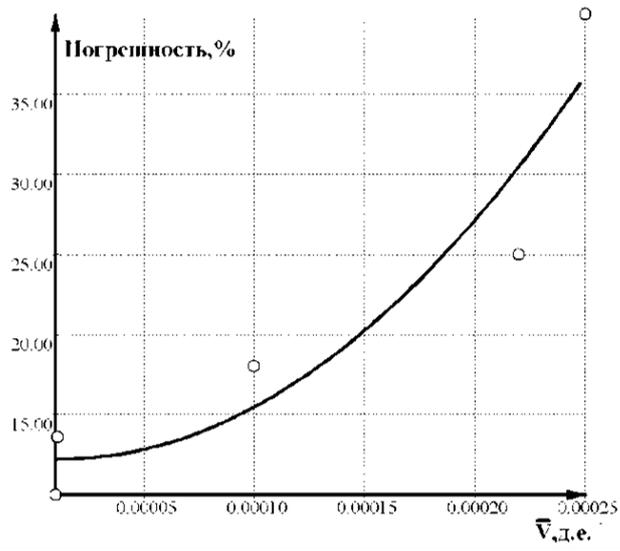
Во избежание наложения погрешностей, вариация каждого свойства или параметра модели производилась отдельно, т.е. при возвращении к базовому набору варьировался следующий параметр.

Что касается первого вида погрешностей, то здесь следует отметить, что они являются наиболее весомыми и, к сожалению не устранимыми посредством коррекции математического описания самой модели ГПП. Второй вид погрешностей с точки зрения анализа качества моделей ГПП наиболее интересен, так как посредством настройки размеров ячеек и величины приращения времени можно настроить модель на наиболее точное решение. На рисунке 1.6 показаны примеры зависимостей  $\delta(\Delta t), \delta(\bar{V}), \delta(I)$ , где  $\bar{V}$  – относительный объем ячеек равный отношению объема ячеек к объему пласта,  $I$  – интервал случайной вариации ФЕС в % от базовых величин.

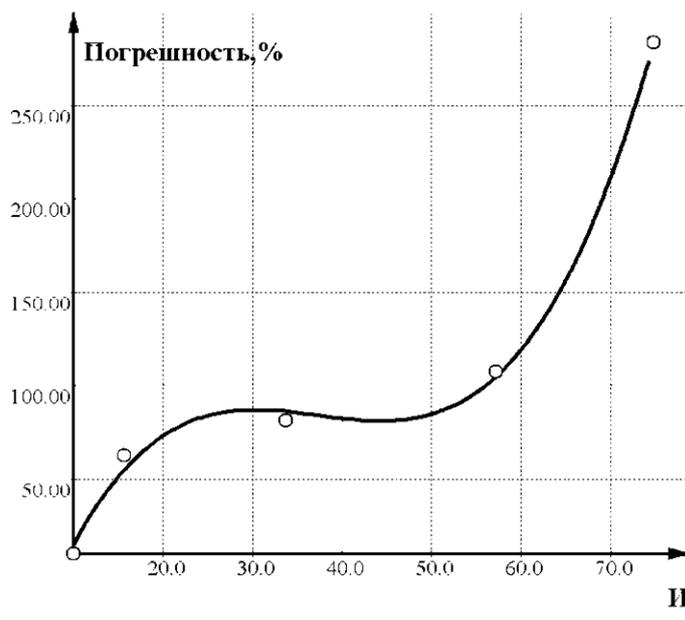
Размеры ячеек для всех моделей, построенных на основании замены бесконечно-малых приращений конечными величинами, являются основным источником погрешности, так как все допущения связаны именно с тем, что размеры ячеек должны быть весьма малы. Однако, при уменьшении размеров ячеек, во-первых, резко растет нагрузка на ЭВМ (зависимость третьей степени), а во-вторых, необходимо, резко снижать параметр  $\Delta t$ , так как за большее время, приток или отток из ячейки может не обеспечиваться объемом ячейки и содержащихся в ней флюидов. Например, если размеры ячейки составляют  $100 \times 100 \times 1$  м, то  $\Delta t$  при максимальном притоке/оттоке  $J=1000$  кг/сут можно принять порядка нескольких суток, а при размерах  $10 \times 10 \times 1$  м  $\Delta t$  может быть не более 2–4 ч. Таким образом, размеры ячеек и приращение времени являются связанными параметрами, а зависимость нагрузки на ЭВМ от средних размеров ячеек по осям будет близка к функции шестой степени (например  $A \cdot L^6$ , где  $L$  – средний размер ячейки, а  $A$  – некоторый коэффициент). Во избежание большой нагрузки на ЭВМ в большинстве моделей используются различные приемы (хитрости), скрывающие погрешности моделирования.



a)



б)



в)

Рис. 1.6. Зависимости погрешностей модели ГПП от вариации:  
*a* – приращения времени; *б* – относительного объема ячеек; *в* – вариации ФЕС

К таким приемам относятся:

- разбиение базовых ячеек на более мелкие там, где происходит интенсивный приток / отток (в основном в районе скважин);
- при обнаружении невозможности соблюдения материального баланса при перетоках между ячейками, приращение времени делится до тех пор, пока материальный баланс (масса, находящихся в ячейке флюидов –  $M_i^{\phi}$  достаточна для обеспечения полученного оттока) или закон сохранения энергии (деформация породы и компонентов соответствует положительной величине давления) может быть соблюден.

Таким образом, существует потребность в новых математических и кибернетических методах моделирования систем разработки месторождений. В настоящее время проводится целый ряд исследований по совершенствованию методов расчета фильтрационных моделей, анализируются все более сложные схемы фильтрации, решают трехмерные задачи фильтрации на ЭВМ. Однако применение этих моделей на практике значительно затрудняется в связи с низкой точностью оценивания фильтрационных параметров моделей и граничных условий. В некоторых работах предлагается использовать для моделирования стохастические методы. Существует целый ряд работ, в которых при расчетах нефтяных и газовых месторождений используются вероятностные методы. Однако при использовании стохастических моделей возникает целый ряд трудностей, связанных со сложностью получения плотностей распределения вероятностей для параметров, нерегулярными явлениями при решении стохастических дифференциальных уравнений. В ряде работ, предлагается использовать методы моделирования, основанные на нечёткой логике. Такой подход дает приближенные, но в то же время эффективные способы описания поведения систем, настолько сложных и плохо определенных, что они не поддаются точному математическому анализу. Недостатками данного подхода являются трудоёмкие процессы подбора функций принадлежности и интервальные вычисления.

Одним из возможных вариантов построения моделей сложных систем является имитационное моделирование, реализуемое при помощи искусственных нейронных сетей. Согласно основным принципам имитационного моделирования является принцип "чёрного ящика" – моделируется не внутреннее, а внешнее функционирование системы. Имитационные модели являются упрощёнными. При этом упрощение необходимо понимать следующим образом: реальная система качественно более сложна, чем любая известная теоретическая модель, и чтобы в той или иной мере воспроизвести это качество сложности, система описывается так, как она проявляет себя для внешнего наблюдателя.

В данном способе построения имитационных моделей есть свои преимущества и недостатки. Несомненным преимуществом является принципиальная возможность моделирования (причем не наукоёмкого) сколь

угодно сложных систем (а вскрытый скважинами пласт, несомненно, представляет собой сложную систему). Недостатком является низкая "объяснимость" результатов, выдаваемых моделью, и привязка модели к конкретной системе. Часто бывает, что опыт, накопленный на одном объекте, будет неадекватен опыту, накопленному на другом, сопоставимом по характеристикам, объекте.

Необходимо упомянуть пригодность имитационных моделей для количественно точных оценок прогнозируемых явлений. Изначально имитационная модель строится именно с целью точного или почти точного описания действительности, то есть задаваемого набора данных [56, 57].

Вместе с тем имитационная модель должна обладать предсказательными (обобщающими) способностями для того, чтобы иметь возможность правдоподобно прогнозировать свойства новых, не участвовавших в настройке модели, объектов. Модели, основанные на ИНС, в полной мере отвечают данным требованиям. Кроме того, необходимо упомянуть важные для решения поставленных задач особенности ИНС:

- универсальность – возможность решать различные задачи на основе минимального набора стандартных методов (набора сетей);
- внутренние регуляризирующие свойства нейросетевых алгоритмов;
- возможность моделировать физические процессы, трудно поддающиеся математической формализации;
- возможность обучать нейронные сети исходя из практического инженерного опыта.

Определим возможный круг задач нефтепромысловой геологии, решаемых нейросетевыми методами имитационного моделирования:

- задачи прогноза добычи нефти для отдельных скважин и суммарной добычи нефти для группы скважин, прогноз базового уровня добычи;
- исследование интерференции скважин;
- классификация скважин по их технологическим назначениям;

Интеллектуальные вычисления в нефтяной, научно исследовательской области, пока еще не нашли широкого применения. Однако разработки в этой области уже ведутся.

В работах [58, 59] предлагается использовать нейросетевые технологии в технологических процессах нефтепереработки для синтеза моделей химических систем в виде смесей углеводородов, представляющих нефтепродукты. Посредством использования нейронных сетей были созданы калибровочные модели смесей углеводородов типа бензинов для следующих параметров: октановое число, фракционный состав, плотность, давление насыщенных паров для автоматизированной системы контроля параметров бензина.

В [60] описывается нейросетевой подход к разработке программно – аппаратных комплексов для непрерывного мониторинга и диагностики со-

стояния участков магистральных нефтепроводов по текущим эксплуатационным параметрам.

Кроме того, следует упомянуть работу [22] в которой описывается методика применения теории нечетких множеств, при решении задач контроля и управления процессами разработкой газовых месторождений и объектов системы газодобычи в условиях неопределенности.

Применение ИНС для решения задач прогнозирования среднесуточных дебитов и полей пластовых давлений, упоминается в [8], однако данная работа носит декларативный, поверхностный характер.

#### **1.4. Возможности использования нейросетевых технологий для прогнозирования процессов, протекающих в гидросистемах**

##### **Теоретические основы ИНС**

Развитие искусственных нейронных сетей вдохновляется биологией. Рассматривая сетевые конфигурации и алгоритмы, исследователи мыслят их в терминах организации мозговой деятельности. Но на этом аналогия может и закончиться. Наши знания о работе мозга столь ограничены, что мало бы нашлось руководящих ориентиров для тех, кто стал бы ему подражать. Поэтому разработчикам сетей приходится выходить за пределы современных биологических знаний в поисках структур, способных выполнять полезные функции. Во многих случаях это приводит к необходимости отказа от биологического правдоподобия, мозг становится просто метафорой, и создаются сети, невозможные в живой материи или требующие неправдоподобно больших допущений об анатомии и функционировании мозга. Несмотря на то, что связь с биологией слаба и зачастую несущественна, искусственные нейронные сети продолжают сравниваться с мозгом [61]. Нервная система человека, построенная из элементов, называемых нейронами очень сложна [62, 61]. Около  $10^5$  нейронов участвуют в примерно  $10^8$  передающих связях, имеющих длину метр и более. Каждый нейрон обладает уникальными способностями, отличающими его от других клеток человеческого тела, принимать, обрабатывать и передавать электрохимические сигналы по нервным путям, которые образуют коммуникационную систему мозга. На рисунке 1.7 показана структура пары типичных биологических нейронов.

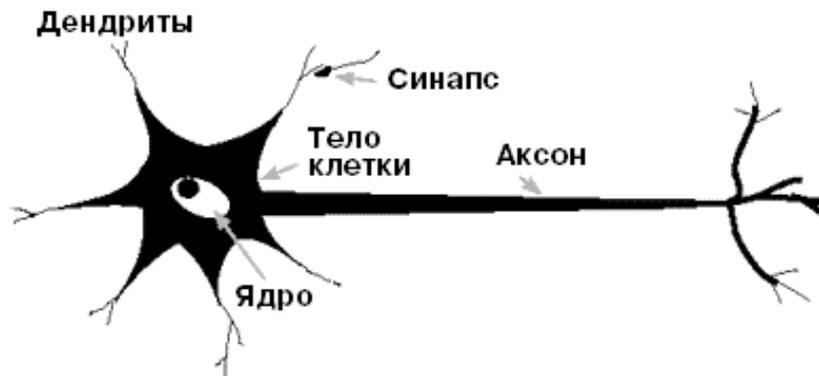


Рис. 1.7. Биологический нейрон

Дендриты идут от тела нервной клетки к другим нейронам, где они принимают сигналы в точках соединения, называемых синапсами. Принятые синапсом входные сигналы подводятся к телу нейрона. Здесь они суммируются, причем одни входы стремятся возбудить нейрон, другие – воспрепятствовать его возбуждению. Когда суммарное возбуждение в теле нейрона превышает некоторый порог, нейрон возбуждается, посылая по аксону сигнал другим нейронам. У этой основной функциональной схемы много усложнений и исключений, тем не менее, большинство искусственных нейронных сетей моделируют лишь эти простые свойства.

В одной из первых моделей нейрона, называемой моделью МакКаллока (McCulloch)-Питтса (Pitts), предложенной в 1943 г., нейрон считается бинарным элементом. Входные сигналы  $x_j$  ( $j = 1, 2, \dots, N$ ) суммируются с учётом соответствующих весов  $w_{ij}$  (сигнал поступает в направлении от узла  $i$  к узлу  $j$ ) в сумматоре, после чего результат сравнивается с пороговым значением  $w_{i0}$ . Выходной сигнал нейрона  $y_i$  определяется при этом зависимостью

$$V_i = f\left(\sum_{j=1}^N w_{ij} x_j(t) + w_{i0}\right), \quad (1.6)$$

аргументом функции выступает суммарный сигнал  $p_i = \sum_{j=1}^N w_{ij} x_j(t) + w_{i0}$ .

Функция  $f(p_i)$  называется функцией активации. В модели МакКаллока-Питтса это пороговая функция вида:

$$f(p) = 1 \text{ для } p > 0; 0 \text{ для } p < 0 \quad (1.7)$$

Функциональная схема нейрона использовавшегося в этой модели приведена на рисунке 1.8

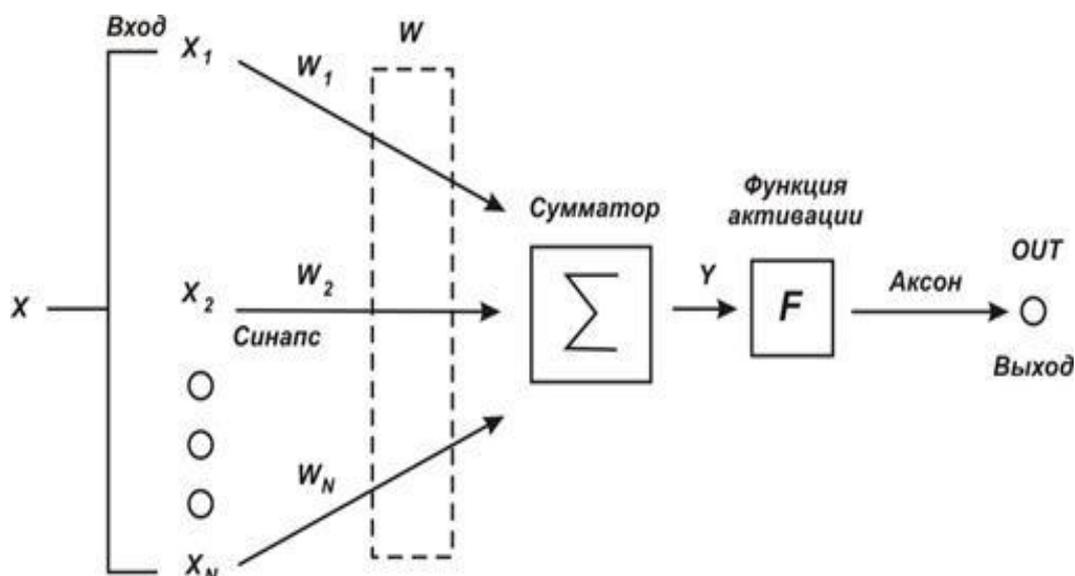


Рис. 1.8. Функциональная схема формального нейрона Мак-Калока и Питтеа:  $x$  – вектор входных сигналов нейрона;  $w$  – вектор синоптических весов нейрона; входной сумматор нейрона;  $p=(w,x)$  – выходной сигнал входного сумматора;  $f$ – функциональный преобразователь;  $y=f(p)$  – выходной сигнал нейрона.

В 1962 г. была опубликована работа Ф. Розенблата (Rosenblatt), в которой он предложил новый тип ИНС названный им перцептроном (perceptron). Однако уже в 1969 г. М. Мински (Minsky) и С. Пейперт (Papert) в своей книге [64] показали ограниченные возможности однослойного перцептрона, связанные линейной разделимостью [65, 66, 61, 68, 69]. Данные ограничения преодолевались при использовании многослойных перцептронов (multi-layer perceptron), однако долгое время не было теоретически обоснованного алгоритма для обучения многослойных искусственных нейронных сетей. А так как возможности представления с помощью однослойных нейронных сетей оказались весьма ограниченными, то и вся область в целом пришла в упадок. Лишь в 1986 г. в работе [70] был предложен алгоритм обучения многослойных перцептронов, основанный на вычислении градиента функции ошибки, который был назван «обратным распространением ошибки» (error back propagation).

С современной точки зрения, формальный нейрон представляет собой математическую модель простого процессора, имеющего несколько входов и один выход. Вектор входных сигналов –  $x$  (поступающих через "дендриты") преобразуется нейроном в выходной сигнал –  $y$  (распространяющийся по "аксону") с использованием трех функциональных блоков: локальной памяти, блока суммирования –  $\Sigma$  и блока функционального преобразования –  $\sigma$ .

Помимо пороговой, широко распространены следующие типы функций активации нейрона (функциональных преобразователей).

1. Линейная функция активации:

$$y = k \cdot p. \quad (1.8)$$

где  $k$  – некоторый коэффициент.

2. Функция Ферми (экспоненциальная сигмоида):

$$y = \frac{1}{1 + e^{-p}}. \quad (1.9)$$

3. Рациональная сигмоида:

$$y = \frac{p}{(1 + |p|)}, \quad (1.10)$$

где  $p$  – некоторая константа.

4. Гиперболический тангенс:

$$y = th(p) = \frac{e^p - e^{-p}}{e^p + e^{-p}}. \quad (1.11)$$

Графики сигмоидальной функции активации приведен на рисунке 1.9.

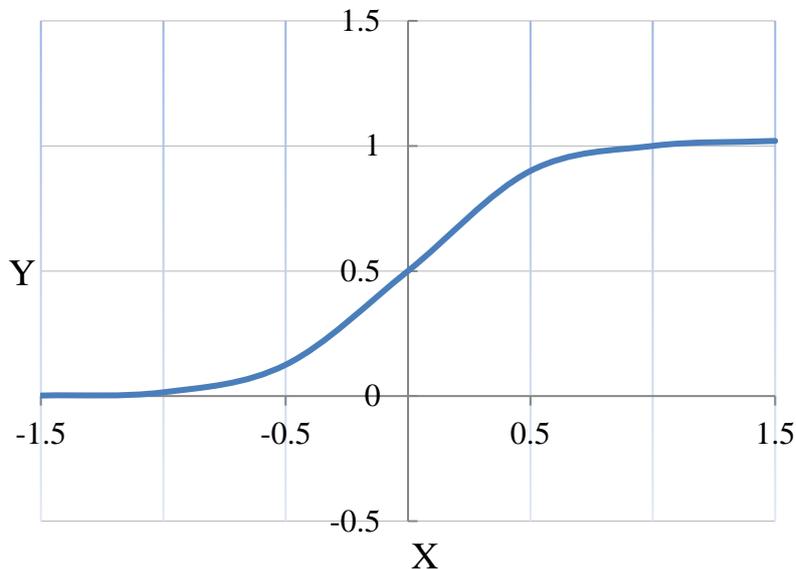


Рис. 1.9. Сигмоидальной функции активации

Хотя один нейрон и способен выполнять простейшие процедуры распознавания, сила нейронных вычислений проистекает от соединений нейронов в сетях. С точки зрения архитектуры нейронная сеть может рассматриваться как орграф с взвешенными связями, в котором искусственные нейроны являются узлами. По архитектуре связей НС могут быть сгруппированы в два класса (рис. 1.10): сети прямого распространения, в которых графы не имеют петель, и рекуррентные сети, или сети с обратными связями.

В наиболее распространенном семействе сетей первого класса, называемых многослойным персептроном (multi-layerperceptron), нейроны расположены слоями и имеют однонаправленные связи между слоями. На рисунке 1.10 представлены типовые сети каждого класса. Сети прямого распространения являются статическими в том смысле, что на заданный вход

они вырабатывают одну совокупность выходных значений, не зависящих от предыдущего состояния сети. Рекуррентные сети являются динамическими, так как в силу обратных связей в них модифицируются входы нейронов, что приводит к изменению состояния сети [66, 61].

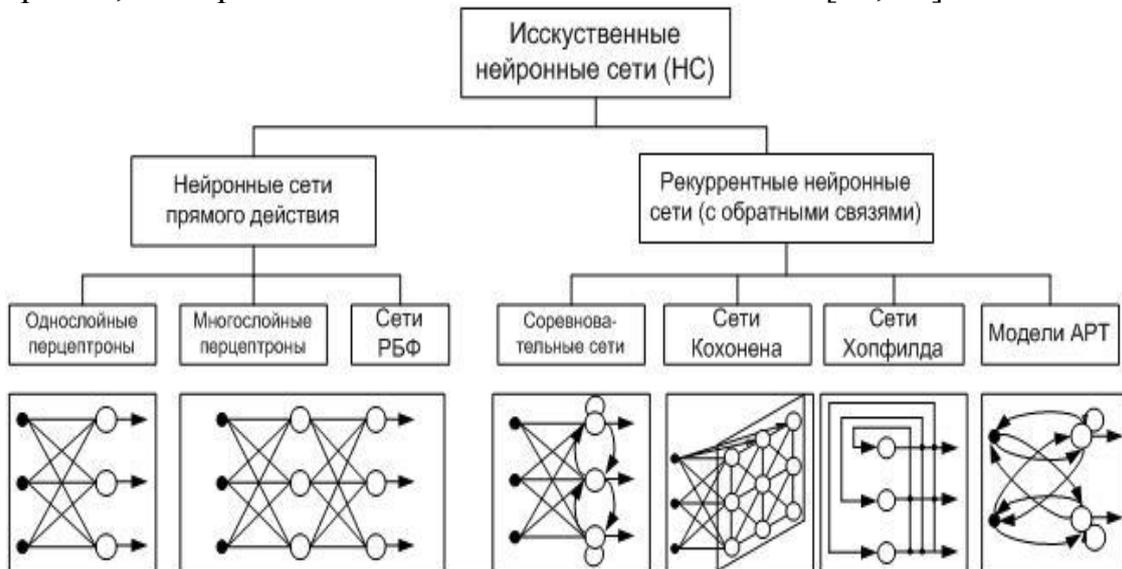


Рис. 1.10. Классификация нейронных сетей

В многочисленных работах отечественных и зарубежных исследователей показано, что для задач прогнозирования главным образом используются сети прямого распространения, обучение которых основано на градиентных методах.

В данной работе используются только сети прямого распространения (многослойные перцептроны и РБФ). Структурная схема многослойного перцептрона с одним скрытым слоем и сеть РБФ представлена на рисунке 1.11.

Многослойная нейронная сеть может формировать на выходе произвольную многомерную функцию при соответствующем выборе количества слоев, диапазона изменения сигнала и весовых коэффициентов нейронов. Аппроксимация достигается за счёт поочерёдного расчёта линейных комбинаций и нелинейных преобразований. Нейронную сеть этого вида можно представить в виде функции [71]:

$$y_k = f_k \left( w_0 + \sum_{j=1} w_{jk} f \left( w_{0j} + \sum_{i=1} w_{ij} x_i \right) \right). \quad (1.12)$$

Радиально-симметричные функции – простейший класс функций. В принципе, они могут быть использованы в разных моделях (линейных и нелинейных) и в разных сетях (многослойных и однослойных). Традиционно термин РБФ сети ассоциируется с радиально-симметричными функциями в однослойных сетях:

$$f(x) = \sum_{j=1}^m w_j h_j(\bar{x}). \quad (1.13)$$

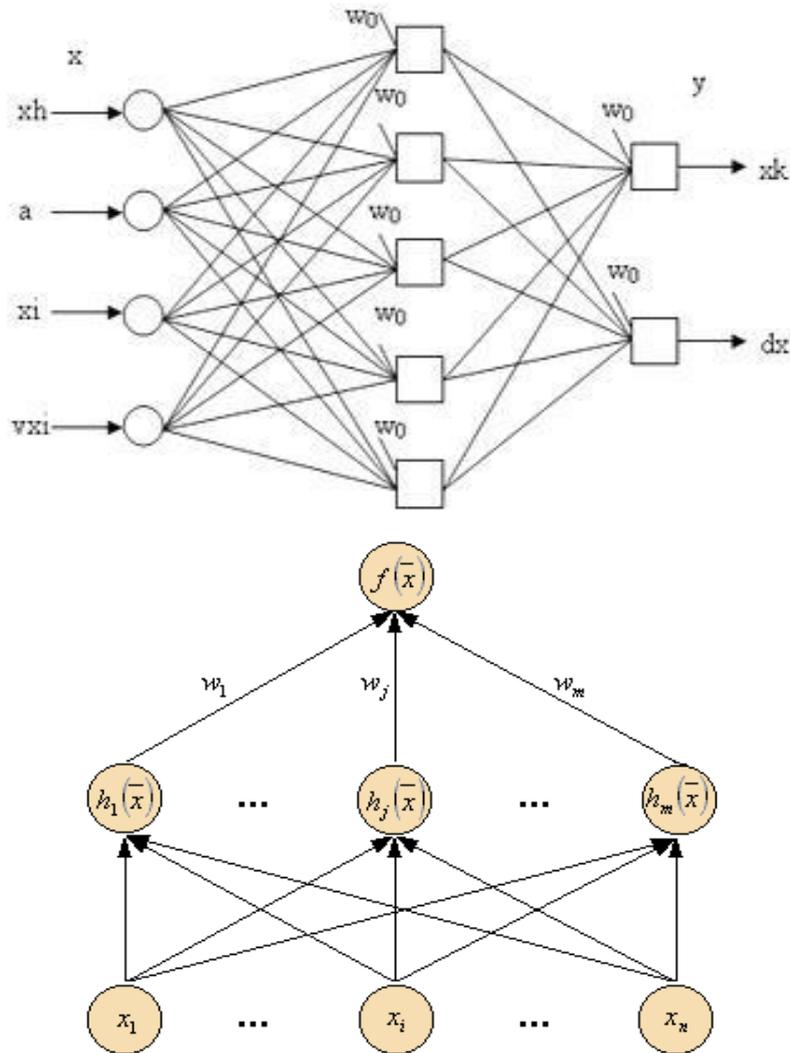


Рис. 1.11. Многослойный персептрон и функция РБФ

Который использует в качестве базисных функций произвольный набор функций. Но использование в качестве таковых функций одного класса представляет особый интерес. Логистические функции, наиболее популярны в многослойных искусственных нейронных сетях, например,

$$h(x) = \frac{1}{1 + \exp(b_x - b_0)}. \quad (1.14)$$

В любом случае речь идет об одном и том же: на основе некоторого набора экспериментальных данных типа «вход–выход» и в условиях полной неопределенности относительно формы возможной функциональной зависимости между входными и выходными данными пытаются угадать эту зависимость. В разных дисциплинах это называется по-разному: непараметрическая регрессия, аппроксимация функции, идентификация системы и т.д. В нейронных сетях это называется управляемое обучение или обучение с учителем. То есть каждый пример из обучающего множества содержит независимые переменные (входные) и соответствующие им за-

зависимые переменные (выходные). При этом задача обучения сводится к тому, чтобы в соответствии с некоторым критерием оптимизировать параметры системы, осуществляющей искомое преобразование вход-выход. Таким критерием, в частности, может быть критерий минимума среднего квадрата ошибки на имеющемся обучающем множестве.

Классическое направление прикладной математики связано с методами вычислений одних характеристик изучаемого объекта по известным значениям других его характеристик. При этом модель объекта задана, а зависимости между характеристиками представлены аналитическими выражениями. Потом появились задачи анализа объектов, математическая модель которых известна с точностью до параметров, и в результате анализа экспериментальных данных в соответствии с некоторыми критериями выбираются значения этих параметров. Следующий этап – появление направления, именуемого задачами анализа данных, когда выбор модели и ее параметров производится путем проверки разных эмпирических гипотез и единственным источником информации для решения этих задач является таблица экспериментальных данных типа «вход–выход».

При решении задач анализа с использованием нейронных сетей, вообще не предполагают использование какой либо модели изучаемого объекта. Все что в данном случае необходимо – конкретные факты поведения этой системы, содержащиеся в обучающем множестве. Мы знаем лишь одно ее фундаментальное свойство: монотонность поведения в окрестностях имеющихся прецедентов. И этого обычно оказывается достаточно для получения практически приемлемых решений в каждом конкретном случае.

Вопросы адекватности результатов аппроксимации нейронными сетями подтверждаются посредством проведения вычислительных экспериментов на модели и сверкой их результатов с реальными данными. Кроме того, А.Н. Колмогоров и В.И. Арнольд показали, что произвольную непрерывную функцию и переменных получить с помощью операций сложения, умножения и суперпозиции из непрерывных функций одного переменного. Последняя теорема А.Н. Колмогорова, завершившая серию исследований для непрерывных функций, формулируется следующим образом:

Каждая непрерывная функция  $n$  переменных, заданная на единичном кубе  $n$ -мерного пространства, представим в виде:

$$f(x_1, x_2, \dots, x_n) = \sum_{q=1}^{2_n+1} h_q \left[ \sum_{p=1}^n \varphi_q^p(x_p) \right] \quad (1.15)$$

где функции непрерывны  $h_q(u)$ , а функции,  $\varphi_q^p(x_p)$  кроме того, еще и стандартны, т.е. не зависят от выбора функции [27].

Применительно к нейронным сетям, теореме можно интерпретировать следующим образом: Если ограничиться непрерывной функцией, трансформирующей  $N$ -мерное пространство входных данных  $x$  в  $M$ -мерный выходной вектор  $d$ , то можно доказать, что аппроксимация такого ти-

па осуществима при использовании сети с одним скрытым слоем. При  $N$  входных нейронах будет достаточно использовать для реализации этой функции скрытый слой с  $(2N+1)$  нейронами. Результат, полученный благодаря применению теоремы Колмогорова, носит теоретический характер. Он определяет максимальное количество слоев и число нейронов в отдельных слоях, достаточных для аппроксимации заданного преобразования. Теорема не уточняет ни вид нелинейных функций, ни методы обучения сети, создаваемой для реализации данного преобразования [65, 72, 73].

Способность к обучению является фундаментальным свойством мозга. В контексте ИНС процесс обучения имеет следующее определение. Настройка весов и архитектуры нейронной сети, для решения поставленной задачи, называется процедурой обучения. Сеть обучается, чтобы для некоторого множества входов давать желаемое (или, по крайней мере, подобное с ним) множество выходов. Каждое такое входное (или выходное) множество рассматривается как вектор. Обучение осуществляется путем последовательного предъявления входных векторов с одновременной подстройкой весов в соответствии с определенной процедурой. В процессе обучения веса сети постепенно становятся такими, чтобы каждый входной вектор вырабатывал выходной вектор.

Алгоритм обратного распространения ошибки определяет стратегию подбора весов многослойной сети с применением методов градиентной оптимизации. Его основу составляет целевая функция, формулируемая, как правило, в виде квадратичной суммы разностей между фактическими и ожидаемыми значениями выходных сигналов[65]:

$$E(w) = \frac{1}{2} \sum_{j=1}^p \sum_{k=1}^M (y_k^j - d_k^j)^2, \quad (1.16)$$

где  $y_k^j$  –  $k$ -тая компонента  $M$ -мерного вектора фактических значений, полученных на выходе нейронной сети при подаче на вход  $j$ -го обучающего вектора;

$d_k^j$  –  $k$ -тая компонента  $M$ -мерного вектора требуемых значений для  $j$ -го обучающего вектора;

$p$  – размерность обучающего множества.

Обучение сети обратного распространения требует выполнения следующих операций [61].

1. Выбрать очередную обучающую пару из обучающего множества; подать входной вектор на вход сети.
2. Вычислить выход сети.
3. Вычислить разность между выходом сети и требуемым выходом (целевым вектором обучающей пары).
4. Подкорректировать веса сети так, чтобы минимизировать ошибку.

5. Повторять шаги с 1 по 4 для каждого вектора обучающего множества до тех пор, пока значение целевой функции (1.15) не достигнет приемлемого уровня.

Задачей обучения является минимизация целевой функции (1.15). Для минимизации таких функций в теории оптимизации наиболее эффективными считаются градиентные методы [65]. В настоящее время разработано множество модификаций алгоритма обратного распространения ошибки: метод спуска по сопряженным градиентам [65]; метод Левенберга–Маркара [74]; эвристические алгоритмы RPROP [75] и Quickprop [76] и т.д. Более подробное описание типовых сетей различных классов и алгоритмов их обучения представлено в работах [61, 65, 68, 73, 77, 78].

Одно из важнейших свойств нейронной сети – это способность к обобщению полученных знаний. Сеть, натренированная на некотором множестве обучающих выборок, генерирует ожидаемые результаты при подаче на её вход данных относящихся к тому же множеству, но не участвовавших непосредственно в процессе обучения.

Разделение данных на обучающие и тестовые подмножества представлено на рисунке 1.12.

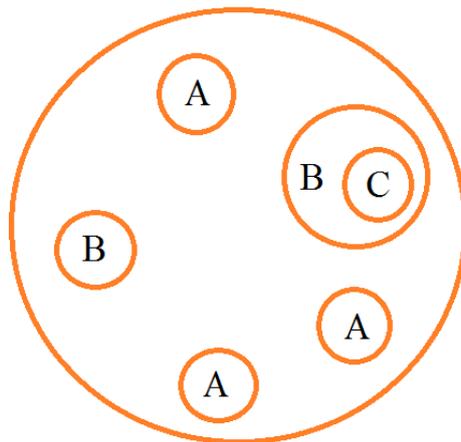


Рис. 1.12. Разделение данных на подмножества

Множество данных, на котором считается, истинное некоторое правило, разбито на подмножества  $A$  и  $B$ , при этом в составе  $B$ , в свою очередь, можно выделить определённое подмножество контрольных данных  $C$ , используемых для верификации степени обучения сети. Способность отображения сетью элементов  $B$  может считаться показателем степени накопления обучающих данных, тогда как способность распознавания данных, входящих во множество  $A$  и не использованных для обучения, характеризует её возможности для обобщения (генерализации знаний). Данные, входящие в  $A$  и  $B$ , должны быть типичными элементами множества [65].

Согласно [47, 66, 67, 72, 79], наименее исследованным вопросом яв-

ляется определение рациональной структуры нейросетевой модели, в том числе – числа слоев и нейронов. Наблюдается тесная связь между количеством весов сети и количеством обучающих векторов. Если бы целью обучения было только запоминание обучающих векторов, то их количество могло быть равным числу весов. В таком случае, каждый вес соответствовал единственному обучающему вектору. Такая сеть, может только восстанавливать данные, и не будет обладать свойством обобщения. Для обретения способности обобщения, сеть должна тренироваться на избыточном обучающем множестве, тогда веса будут адаптироваться не к уникальным векторам, а к их статистически усредненным совокупностям, в научной литературе данная проблема известна как проблема пластичности – стабильности (biase-variance trade-off). Графическая иллюстрация способности нейронной сети к обобщению, на примере одномерной функции, представлена на рисунке 1.13.

Часто данные характеристики называют сложностью нейросетевой модели. Нейросетевая модель со сложностью, меньшей рациональной, не обладает достаточными ресурсами для получения результатов с заданной точностью, а нейросети с избыточной сложностью значительно ухудшаются возможности аппроксимации выборочных данных, (феномен переобучения, англ. overfitting) [65, 79, 80].

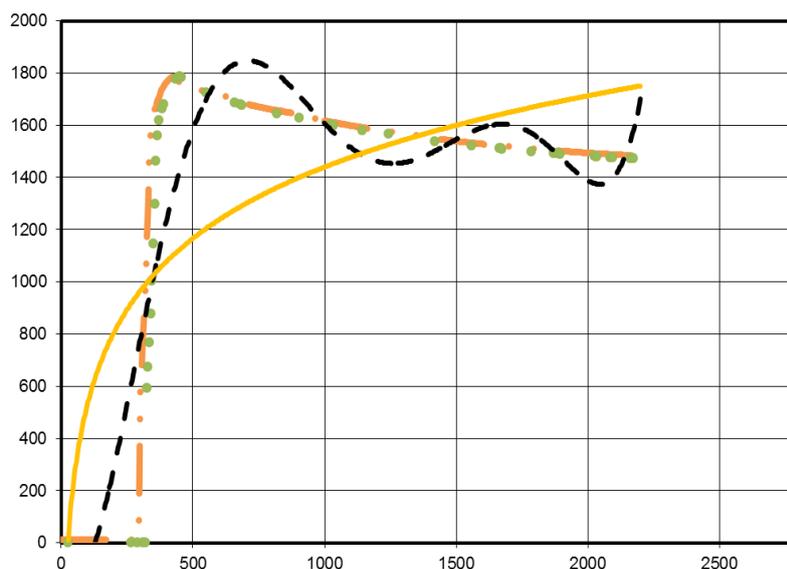


Рис.1.13. Графическая иллюстрация способности сети к обобщению например аппроксимации одномерной функции: слишком большое количество нейронов; правильное количество нейронов; слишком малое количество нейронов

Сложность нейросетевой модели может контролироваться с помощью методов автоматизированного построения структуры сети. Проблема выбора структуры нейросети заключается в том, что на основании имеющихся данных необходимо построить нейросеть, решающую поставленную задачу с требуемой точностью, и при этом обладающую минимальной

структурой. Требование минимальности структуры связано с известным фактом, что модель с меньшим числом настраиваемых параметров обладает лучшими аппроксимационными способностями и поэтому является более предпочтительной [77].

Как уже отмечалось, выделяют два различных подхода к автоматизированному определению структуры:

1. Прореживание избыточной сети (pruning). Прореживание заключается в удалении несущественных связей и элементов нейросети в процессе обучения. Иначе этот процесс называется контрастированием [81].

2. Нарращивание нейросети в процессе обучения (constructive algorithms). Суть данного подхода заключается в последовательном добавлении новых элементов в структуру сети. Различные аспекты и алгоритмы технологии прореживания обсуждаются в работах [65, 77, 78].

В [65, 68, 82] описаны другие методы, позволяющие избежать переобучения.

1. Использование проверочного множества  $S$  для раннего останова сети или, так называемая, кросс-валидация. Как уже отмечалось ранее, проверочное множество  $S$  непосредственно в процессе обучения не участвует, но используется для оперативной проверки фактически набранного уровня обобщения. Процесс обучения периодически останавливается и вычисляется ошибка сети на множестве  $S$ . Обучение прекращается, когда погрешность обобщения на этом подмножестве достигнет минимального значения (или начнет возрастать).

2. Иногда можно избежать переобучения путём постоянного изменения учебных образцов, добавляя к образцу до 10% шума (точнее, случайную долю указанной величины) каждый раз при предъявлении сети обучающего вектора. Шум должен добавляться к оригинальному, «чистому» вектору, иначе со временем исходный учебный вектор может перестать быть характерным для решаемой проблемы.

Более подробно с теорией нейровычислений, а также с практически-ми аспектами применения ИНС можно ознакомиться в работах [61, 65, 68, 77, 78, 79, 81, 83].

### **Информационные системы, реализующие нейросетевые технологии**

Приведем краткий анализ программных систем, реализующих нейросетевые технологии. В настоящее время основой использования технологии нейроинформатики в приложениях стало моделирование нейронных сетей на персональных компьютерах. На данный момент существует несколько десятков коммерческих и свободно распространяемых программных нейроиммитаторов.

Нейропакеты общего назначения являются наиболее распространенными. В нашей стране разработаны такие программы моделирования ИНС

универсального назначения, как NeuroPro красноярской группы «Нейрокомп» [9], NeuroShell [10], NeuralBench [11], NeuroOffice [14]. Из зарубежных наиболее известны продукт STATISTICA NeuralNetworks фирмы StatSoft Inc [82,84] и свободно распространяемый имитатор SNNS Штутгартского университета [12]. В основном, это законченные независимые программные продукты, предназначенные для широкого класса задач, обычно используются для предсказаний и статистической обработки данных.

Большинство нейропакетов имеет дружественный интерфейс пользователя, не требующий знакомства с языками программирования. Стандартный набор возможностей, предоставляемых нейроимитаторами общего назначения, включает в себя методы предобработки и преобразования входных данных, одну или несколько парадигм нейросетевых моделей с возможностью выбора структуры нейросети, несколько алгоритмов обучения, простые средства анализа данных и результатов работы, представление результатов работы в популярных форматах хранения данных. Кроме этого, многие нейроимитаторы обладают дополнительными возможностями, например, NeuroPro позволяет получать логически прозрачные сети, Neural Bench позволяет генерировать отторгаемый исходный код на языке программирования C++ для обученной нейросети. В качестве дополнительной информации о нейросетевой модели некоторые системы, например NeuroPro, STATISTICA Neural Networks, предлагают анализ значимости компонент вектора входных сигналов. Необходимо отметить, что такие пакеты нацелены на решение информационных задач в диалоговом режиме непосредственного участия пользователя. Они не обладают рядом возможностей для функционирования в составе сложных информационных систем обработки данных, состоящих из многих нейросетевых блоков, адаптивно настраивающихся на вновь поступающие данные. [80].

Инструменты для разработки нейросетевых приложений являются более сложными программными продуктами, предоставляющими разработчику разнообразные средства создания нейросетевых решателей. Главными отличительными чертами этого вида программных продуктов является расширяемость, возможность создавать отторгаемые нейросетевые решатели, которые могут быть использованы в составе любых систем обработки информации, возможность создавать комплексные нейросетевые системы для решения различных прикладных задач. В качестве примера можно привести пакет для построения моделей ИНС в среде MATLAB [13]. Применение этих пакетов, как правило, требует навыков программирования и более глубокого знания методов нейроинформатики [80].

Таким образом, линейка программных нейроимитаторов для решения прикладных задач симуляции и прогнозирования процессов нефтедобычи должна выбираться экспериментальным методом. Выбранный для

использования ИНС программный продукт должен обладать следующими свойствами:

- надежное функционирование в составе информационной системы (ИС) или системы управления;
- встраивание нейросетевых модулей в ИС или системы управления;
- автоматизированная обработка данных с минимальным участием пользователя;
- интерфейсная часть нейросетевого модуля должна быть рассчитана на пользователя, не имеющего специальную подготовку;
- автоматизация построения, обучения и подбора архитектуры нейронной сети;
- автоматизация извлечения знаний из баз данных, отчетов, хранилищ нефтепромысловой информации;
- периодическое до обучение нейросетевой модели и корректировка архитектуры сети;
- генерация результатов в форматах, пригодных для обобщения и анализа стандартными средствами, используемыми в нефтепромысловой геологии.

Проведенный анализ существующих нейроимитаторов показал, что из вышеперечисленных программных комплексов наиболее удовлетворяет потребностям численных экспериментов комплекс от компании STATISTICA Neural Network.

Это универсальный, коммерческий продукты, обладает широкими возможностями, и позволяют эффективно создавать, обучать и оптимизировать нейронные сети. Негативным фактором является высокая стоимость лицензии коммерческого использования.

Применение традиционных методов прогнозирования процессов протекающих в природных и техногенных гидросистемах сопряжено со значительными трудностями, вызванными неполнотой геолого-промысловой информации, что в некоторых случаях делает невозможным настройку детерминированных математических моделей на реальные промысловые объекты в короткие сроки и с приемлемыми затратами.

Анализ нейросетевых технологий показывает, что данные технологии обладают широкими возможностями позволяющими создавать, гибкие, самонастраивающиеся, имитационные модели, отличающиеся от классических имитационных моделей не ограниченной степенью свободы аппроксимирующих функций.

## РАЗДЕЛ 2. СТОХАСТИЧЕСКИЕ НЕЙРОСЕТЕВЫЕ МОДЕЛИ ГИДРОСИСТЕМ

### 2.1. Тестовый прогноз нефтедобычи средствами эталонного гидродинамического симулятора и программного симулятора ИНС

В качестве примера расчета на основе ИНС используем эталонные экспериментальные данные комплекса универсального моделирования технических гидравлических систем поддержания пластового давления Hydraulic Simulator (Hydra'Sym) лаборатории разработки ПО SunEXe [40] (рис. 2.1).

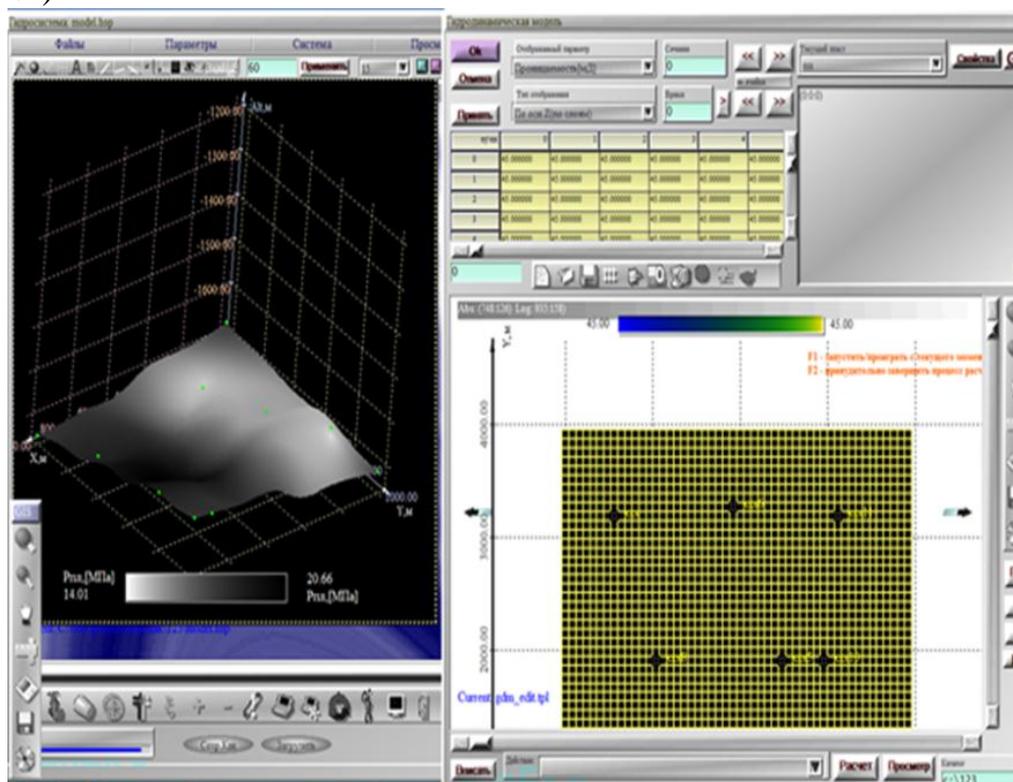


Рис. 2.1. Пример экспериментальной ГДМ модели

В целях реализации представительности модельных расчетов проведем экспериментальное моделирование в условиях близких к реальным месторождениям, но для относительно малого элемента системы разработки. Размеры элемента продуктивного пласта 1000x1000 м с замкнутыми границами. Блок скважин состоит из 6 добывающих и 3 нагнетательных скважин. Сетка скважин сформирована не равномерно с целью демонстрации не тривиальных динамик режимов работы скважин и схемы вытеснения. Система поддержания пластового давления (ППД) включена в работу с некоторым опозданием, как это принято на практике.

Вопросы влияния физико-геологических и экономических факторов на нефтеотдачу залежи изучены в многочисленных работах, однако в

нашем случае внимание заслуживает построение зависимостей, отражающих чисто технологический характер, в свою очередь демонстрирующий интерференцию скважин и процесс вытеснения на не откорректированных данных, для создания более сложной задачи для симулятора ИНС.

Таким образом, качественный и количественный анализ полученных результатов показывают необходимость моделирования нефтяной залежи, разрабатываемой не равномерной сеткой скважин с различными плотностями.

Для поддержания пластового давления и увеличения коэффициента нефтеотдачи пласта в модели мы используем внутриконтурное заводнение, ее запуск происходит с опозданием, что соответствует ситуациям, происходящим на промышленных объектах. На рисунках 2.2–2.3 мы можем наблюдать динамику распределения полей пластовых давлений и нефтенасыщенности. Привязка временного фактора дает визуально оценить изменения, происходящие в пластовой системе, такие как формирование депрессионных и репрессионных воронок, а так же распределения изобар.

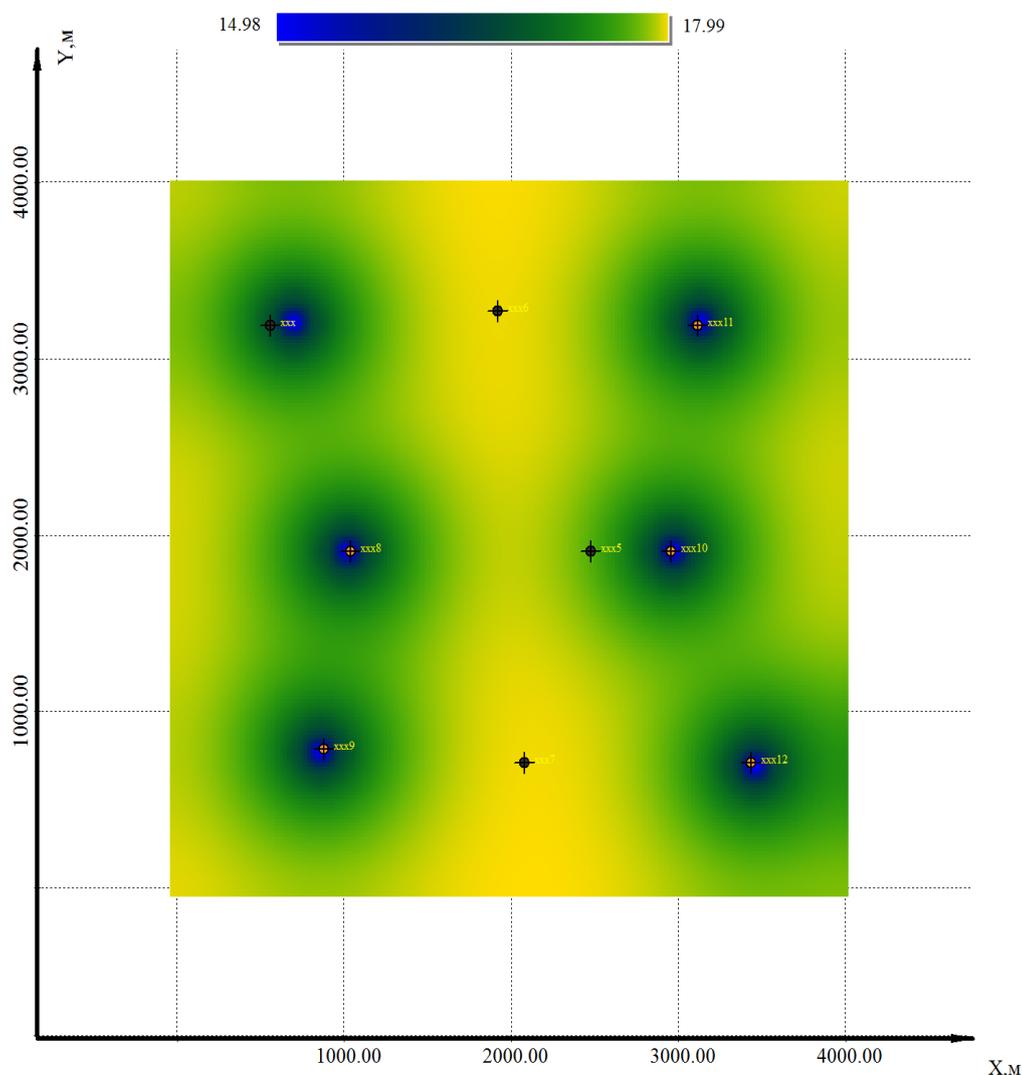


Рис. 2.2. Динамика полей пластовых давлений 45 сут

Из рисунка 2.3 прослеживается начало работы систем ППД. Через 460 сут. формируется уплотнение изобар с сохранением круговой формы линий вытеснения.

Как уже указывалось, при разработке залежи в продуктивном пласте образуются воронки депрессии давления – общая по залежи и локальные в районе каждой добывающей и нагнетательной скважины.

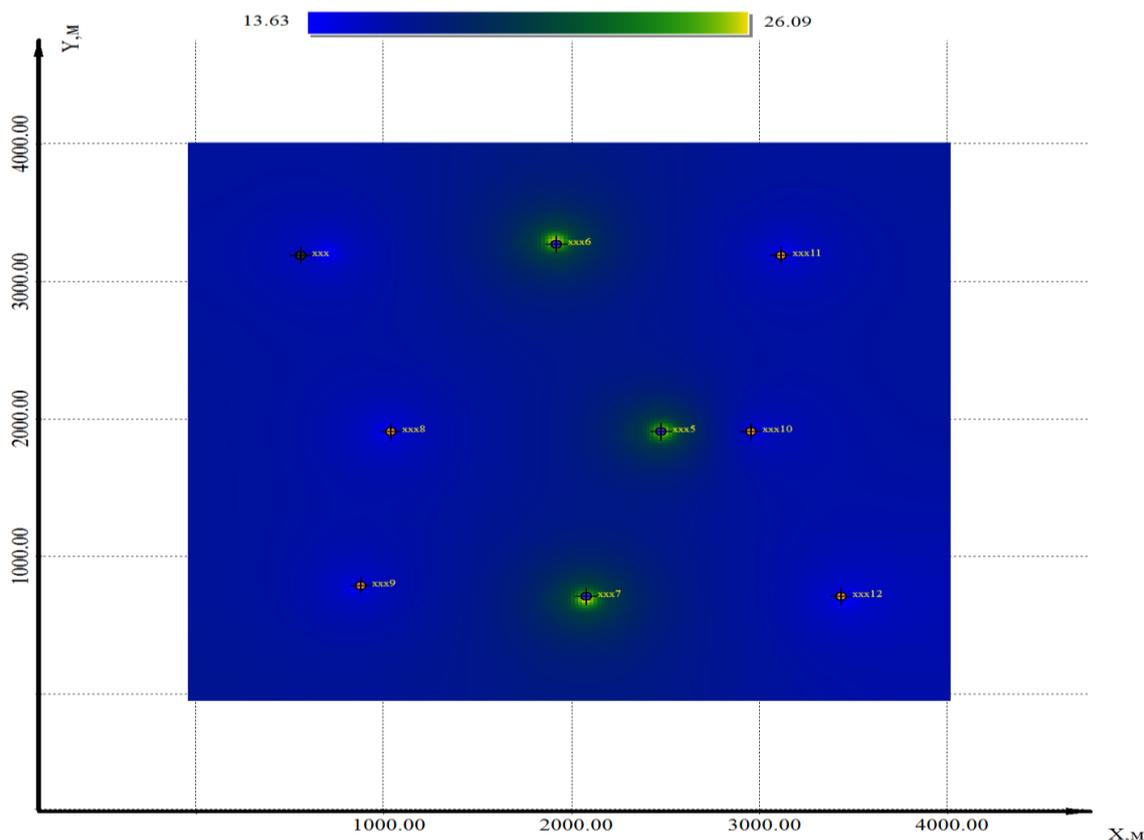


Рис. 2.3. Динамика полей пластовых давлений 360 сут

Из рисунков 2.2–2.3 отчетливо видно что, максимальные градиенты пластового давления наблюдаются в зонах депрессионных и репрессионных воронок. Расчетные радиусы таких воронок составляют 50 м для добывающих скважин и до 100 м для нагнетательных. После запуска системы ППД распределение градиентов давления в зонах ее действия начинает меняться рисунок 2.3.

Распределение полей давления хорошо прослеживается на рисунках 2.4–2.5. Локальные воронки действующих нагнетательных скважин обращены вершинами вверх. Для выбранного режима характерно образование возле каждой скважины узких воронок депрессии, что обуславливается более плотным размещением добывающих скважин.

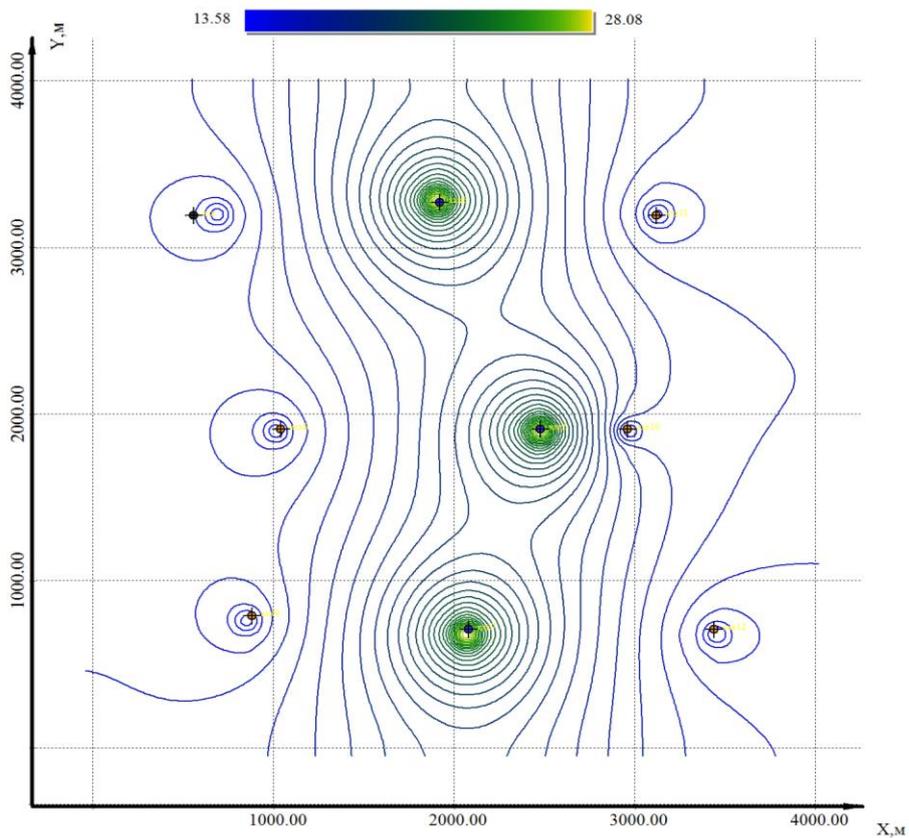


Рис. 2.4. Динамика полей пластовых давлений 460 сут

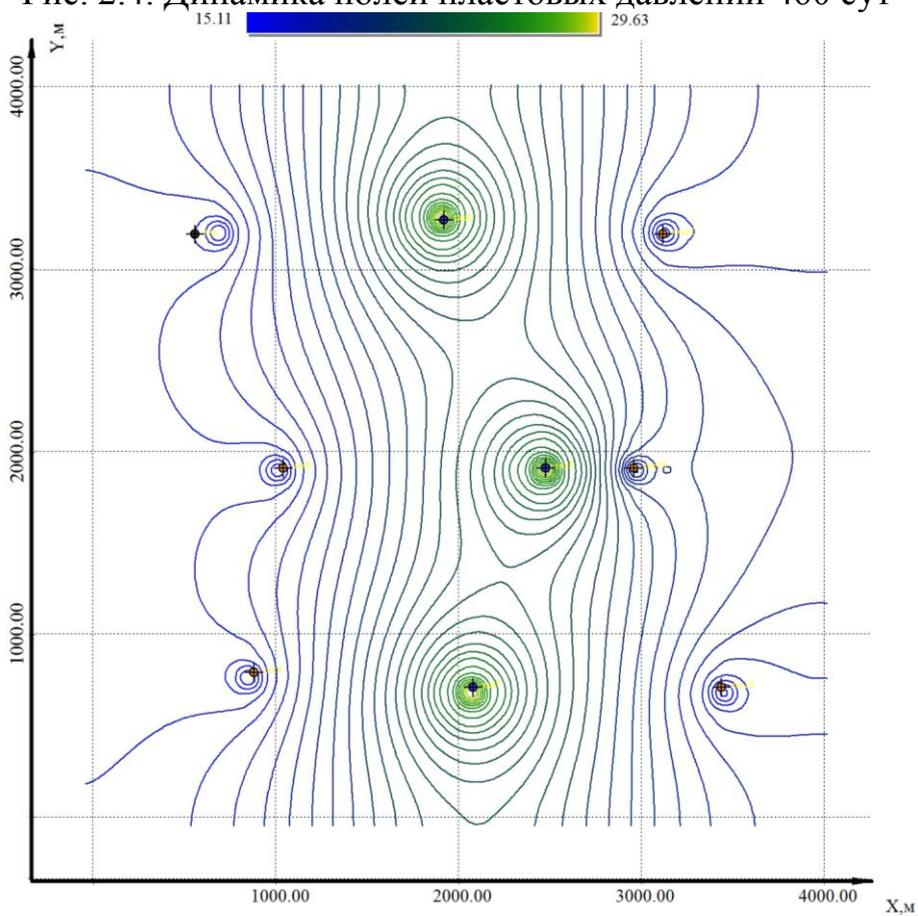


Рис. 2.5. динамика полей пластовых давлений 1000 сут

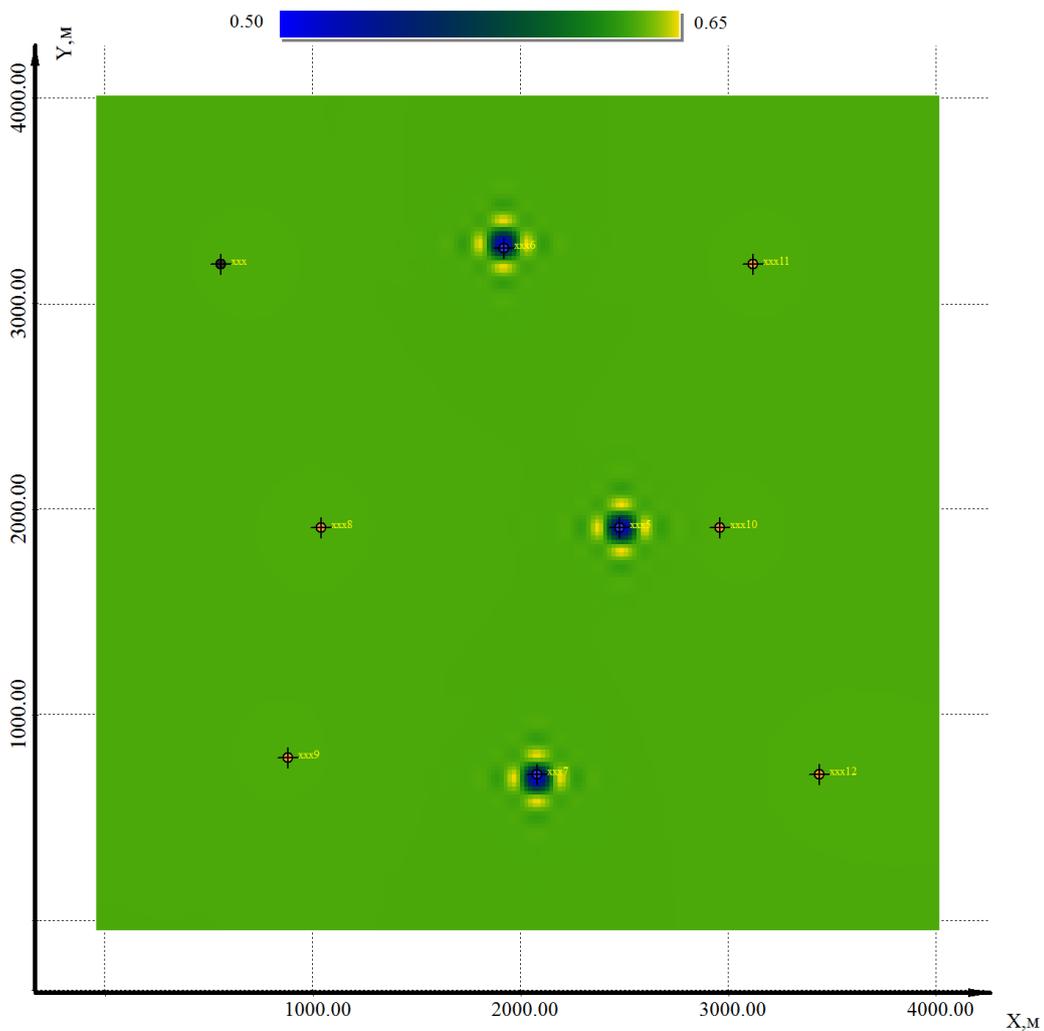


Рис. 2.6. Распределение полей нефтенасыщенности 300 сут

Выше описанные карты отображают особенности общего динамического распределения пластового давления в залежи, с учетом локальных воронок депрессии каждой скважины, а так же характер общей воронки депрессии в пласте.

На основе расчетов программным комплексом Hydra'Sym были построены карты полей нефтенасыщенности рисунки 2.6–2.8. Динамику изменения параметров в продуктивных пластах обуславливает наличие системы ППД. Основной оценкой технологических показателей является распределение полей нефтенасыщенности по контурам добывающих скважин. В свою очередь совершенно очевиден фронт вытеснения системы заводнения, который обуславливается коллекторскими свойствами пород и геометрией самого пласта.

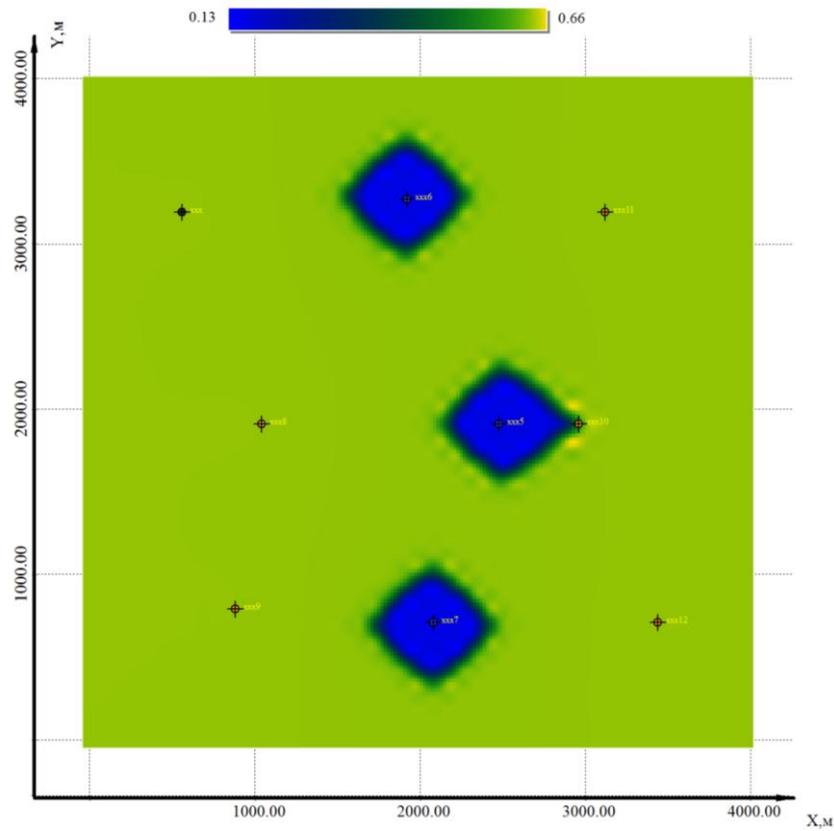


Рис. 2.7. Распределение полей нефтенасыщенности 1495 сут

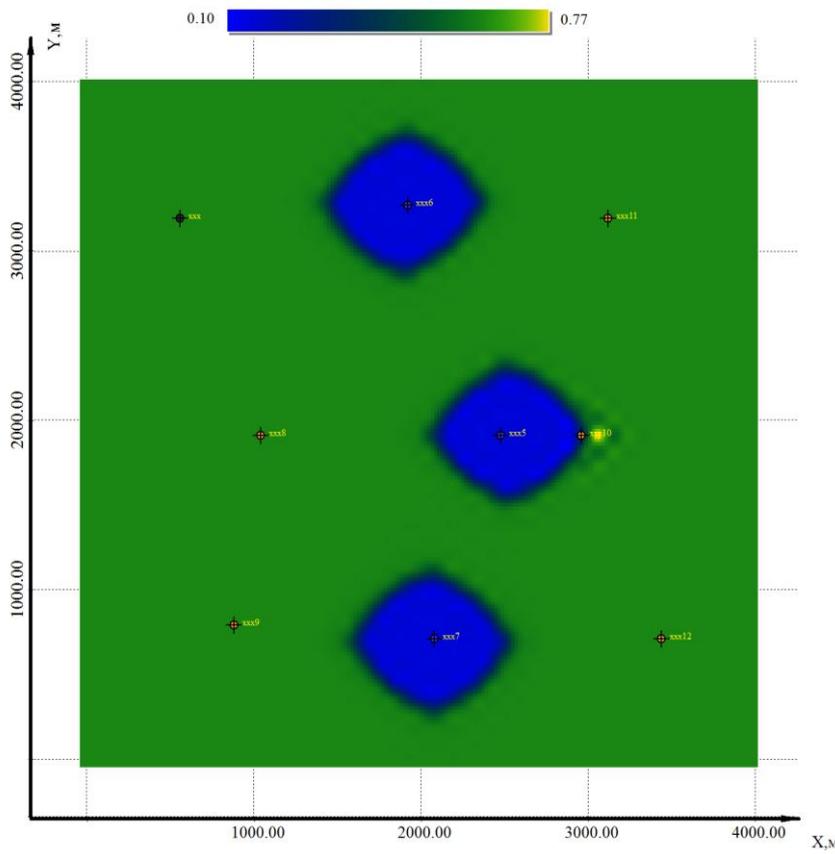


Рис. 2.8. Распределение полей нефтенасыщенности 2495 сут

Графики дают возможность правильно оценивать состояние разработки и процесса эксплуатации отдельных скважин и пласта в целом.

Для подтверждения адекватности процесса моделирования технологических показателей природе рассматриваемых явлений – движению запасов и изменениям фильтрационно-емкостных свойств, проследим показания последних в динамике. При анализе будем пользоваться знаниями в пределах классических представлений в подземной гидромеханике о фильтрации, что дает возможность оценить в широком диапазоне изменения параметров потока и установления роли различных факторов. Для этого случайным образом (произвольно) выберем точку наблюдения (рис. 2.9) ГДМ модели, после чего проанализируем расчетную динамику ФЕС (рис. 2.10)

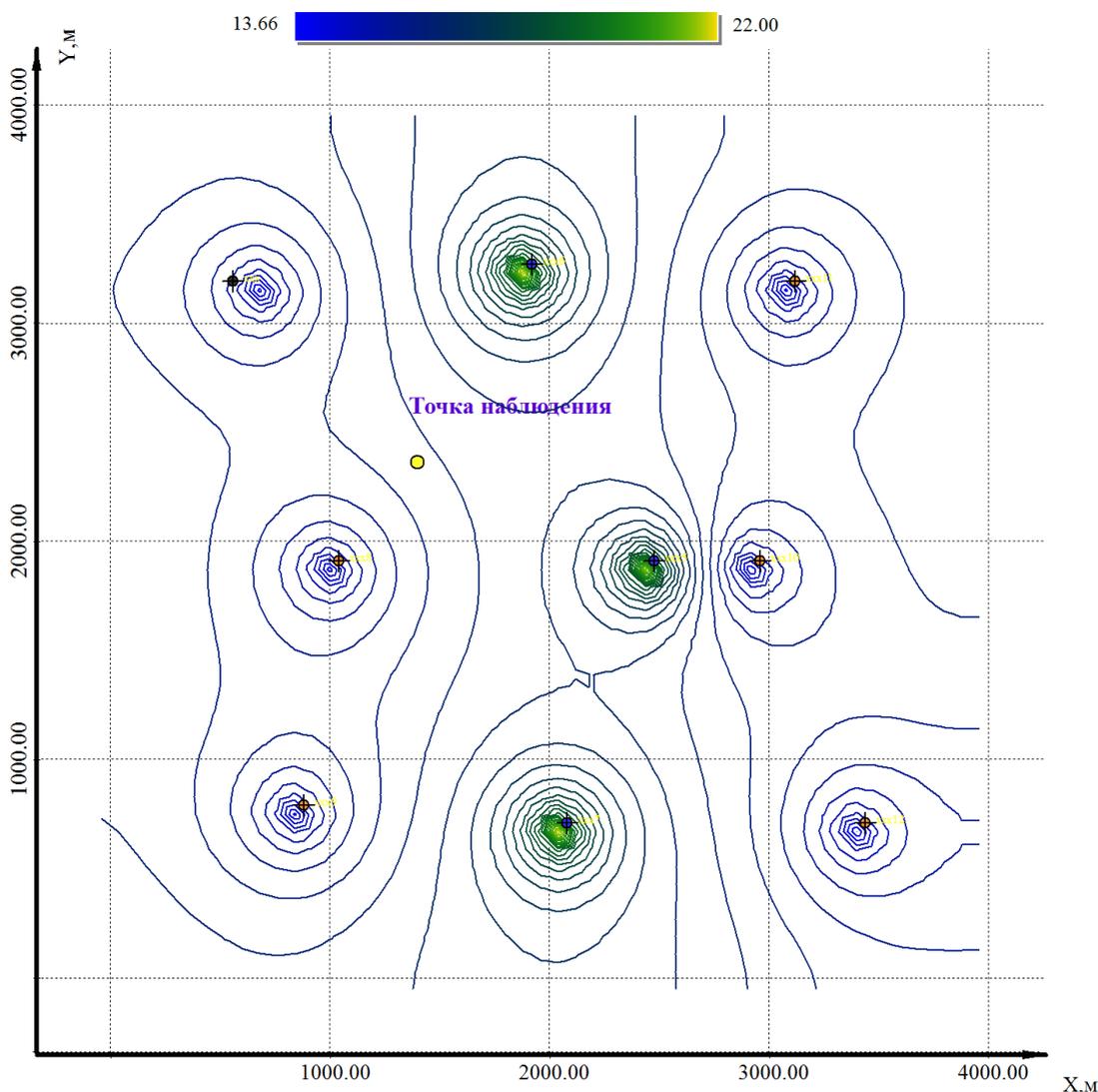


Рис. 2.9. Схема точки наблюдения ФЕС

Как видно из рисунка 2.10 в ходе расчета гидродинамический симулятор учитывает тонкие изменения пористости вследствие дренирования и

заводнения объекта, что говорит о высокой достоверности результатов расчета. Применение методов вычислительной гидродинамики позволяет углубить понимание предлагаемого здесь альтернативного метода оперативного расчета показателей при помощи ИНС. На основе расчетных выходных данных можно адекватно оценить и сопоставить итоговые полученные результаты программного комплекса SoftStaticaNeuralAnalyst [84].

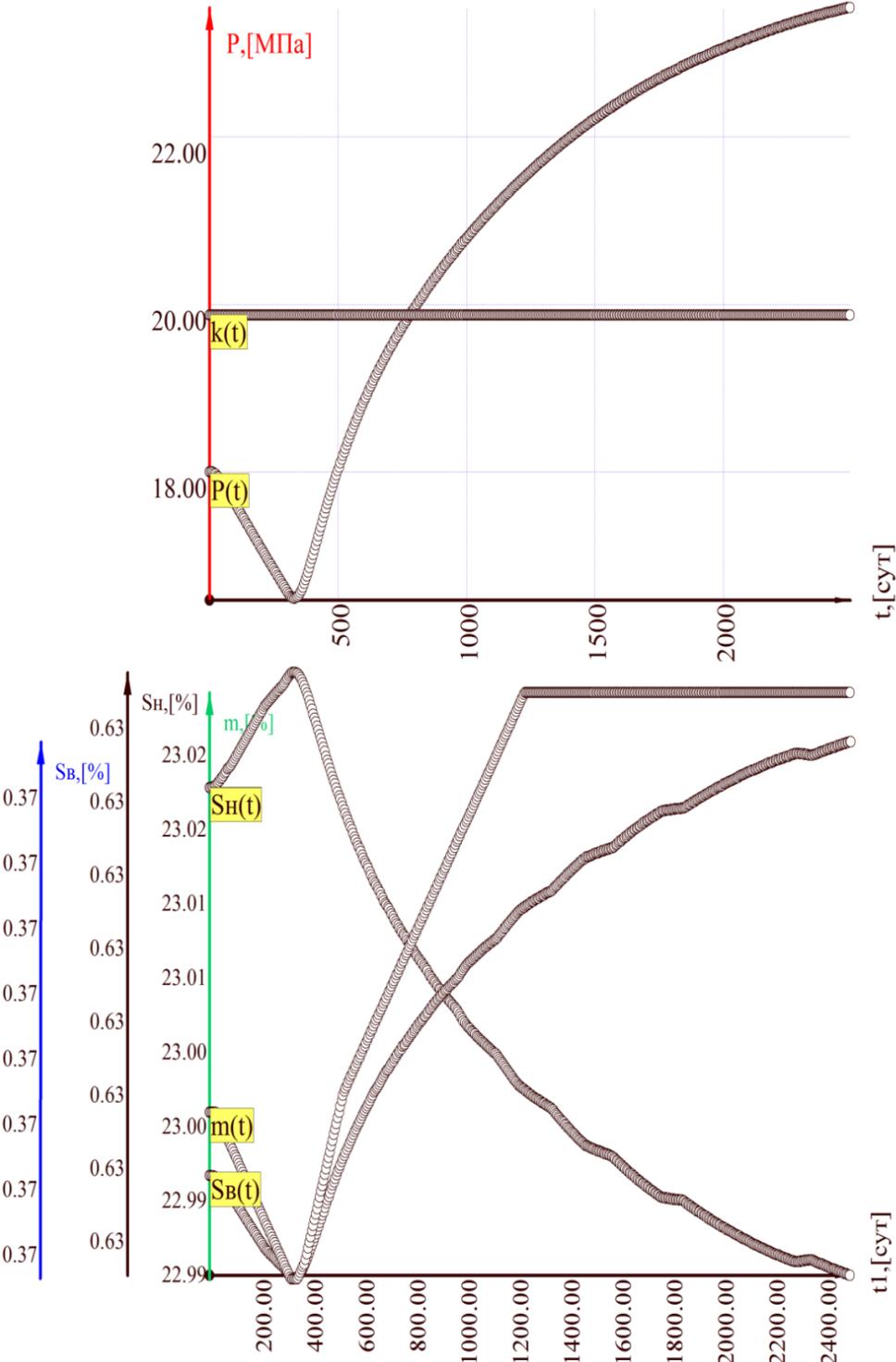


Рис. 2.10. Динамика фильтрационно-емкостных свойств в точке наблюдения

Для расчета сформируем таблицу адресных показателей разработки: режимы работы добывающих и нагнетательных скважин. Таблица содержит табулированные расчетным путем (через ГДМ) функции –  $Q_H(t)$ ,  $Q_B(t)$ ,  $P_3(t)$  (таблица 2.1).

Таблица № 2.1

Пример входных данных для расчета ИНС

$t, \text{сут}$	$P_3(1), \text{МПа}$	$Q_B(1), \text{м}^3/\text{сут}$	$Q_H(1), \text{м}^3/\text{сут}$	$P_3(2), \text{МПа}$	$P_3(3), \text{МПа}$
01.05.2011	8,00	153,75	361,11	18,00	8,00
02.05.2011	8,00	148,80	349,59	18,00	8,00
03.05.2011	8,00	146,09	343,28	18,00	8,00
04.05.2011	8,00	144,24	338,95	18,00	8,00
05.05.2011	8,00	142,83	335,67	18,00	8,00
06.05.2011	8,00	141,70	333,03	18,00	8,00
07.05.2011	8,00	140,75	330,80	17,99	8,00
08.05.2011	8,00	139,92	328,86	17,99	8,00
09.05.2011	8,00	139,19	327,13	17,98	8,00
10.05.2011	8,00	138,51	325,55	17,97	8,00
11.05.2011	8,00	137,89	324,09	17,96	8,00
12.05.2011	8,00	137,30	322,71	17,95	8,00
13.05.2011	8,00	136,75	321,41	17,94	8,00
14.05.2011	8,00	136,22	320,16	17,93	8,00
15.05.2011	8,00	135,70	318,96	17,91	8,00
16.05.2011	8,00	135,21	317,80	17,90	8,00

Динамика процесса обучения созданной сети представлена в таблице 2.2.

Таблица №2.2

Таблица показателей обучения ИНС

N	Архитектура	Эффект. обучения	Контр. Произв-ти.	Ошибка обучения	Ошибка	Обучение/Элементы
1	МП s5 22:110-47-6:6	0,323138	0,123298	0,076508	0,029063	ОР100,С Г20, СГ72b
2	Линейная s2 25:50-6:6	0,016046	0,000174	0,284701	0,001535	ПО
3	Линейная s3 25:75-6:6	0,191459	0,000231	0,116865	0,000809	ПО
4	РБФ s5 25:125-27-6:6	0,002383	0,002191	0,000097	0,000371	КС, КБ,ПО
5	РБФ s5 25:125-41-6:6	0,000979	0,002165	0,000061	0,000087	КС, КБ,ПО

Из таблицы показателей обучения ИНС, в нашем случае, выбираем архитектуру расчета радиально базисной функции (РБФ) под номером 5, которая предлагается программным комплексом в двух вариантах. Схема связей и зависимостей выбранной функции можно увидеть в графическом представлении пример на рисунке 2.11.

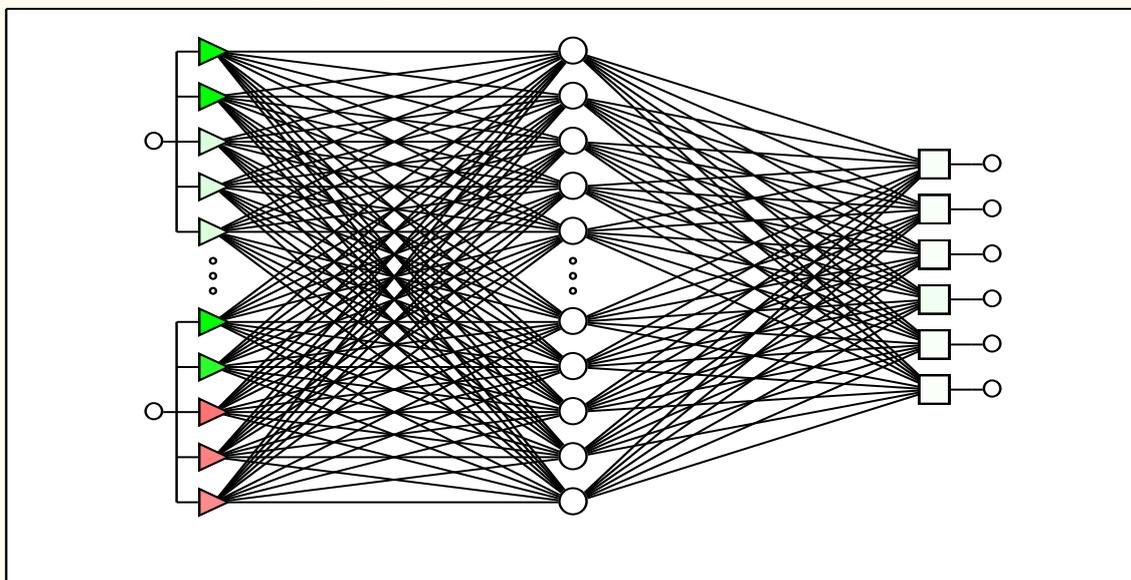


Рис. 2.11. Графическое представление архитектуры РБФ

Описанный алгоритм настройки нейросетевой модели позволяет вычислять дебиты на основе информации об истории работы скважин.

Для стабилизации «модели добычи» формируются два основных показателя

- падения дебита нефти;
- падения дебита жидкости.

Нейронных сети предполагают стабилизацию прогноза в виде монотонного падения всех параметров. В принципе стабилизация может иметь только три варианта: рост, падение или неизменное состояние.

Практика показывает, что неизменное состояние маловероятно, роста не может быть без мероприятий, следовательно, монотонное падение наиболее вероятный сценарий. Однако рост также возможен при снижении дебитов скважин, находящихся в окрестности рассматриваемой.

Анализ динамики дебитов для залежи показывает, что дебиты нефти снижаются от предыдущего месяца к последующему в 52% случаев. Для дебитов жидкости такого явного падения не наблюдается (около 50%), но здесь мы не можем учесть все проводимые мероприятия. Задавая тренд падения дебитов, мы предполагаем, что мероприятий не проводится и система работает по инерции[6]. В этом случае моделируется ситуация, что если скважина работает без вмешательства извне, то дебиты нефти и жидкости должны постепенно снижаться в условиях постоянства последнего режи-

ма. Последнее, по-сути, является отражением правой границы  $n$ -мерной функции, отражающей нейронную сеть.

Целевые параметры – дебиты нефти или жидкости, также являются входными, получаемые согласно истории работы скважины, и значений, полученных из гидродинамической модели в окрестности скважины. При этом отбираются только такие пары дебитов, где последующие меньше предыдущего. Причем для повышения устойчивости берутся средние значения за три месяца со сдвигом на месяц, учитывая стохастический характер временных рядов истории работы скважин. Для каждой скважины формируется два каскада, каждый из которых имеет по девять персептронов во входном слое соответственно. Целевыми параметрам в первом каскаде является текущий дебит нефти, во втором – текущий дебит жидкости [7].

Каждая скважина имеет два каскада ИНС, один для дебита нефти, второй для дебита жидкости. Эти каскады позволяют моделировать соотношения скважины с моделью, со своей предыдущей историей и с окрестными добывающими и нагнетательными скважинами.

Нейросетевой каскад способен описать сложные нелинейные функции взаимодействия скважины с гидродинамической моделью и окрестными скважинами одновременно. При этом у каждой скважины своя функция, а не одна и та же, как в обычной гидродинамической модели. И если можно сказать, что регламентная гидродинамическая модель построена более детально, в ней больше слоев и больше использовано граничных условий, то сложность функции ИНС, связывающей скважину и модель **компенсирует это упрощение** и при этом соблюдается полная объективность, без всякой ручной адаптации [8].

Для расчета уровней добычи необходимо составить план работы скважин в течение прогнозируемого периода. В плане работы, для каждой скважины, указывается, в какие периоды она будет работать, а когда простаивать. Здесь также указываются планируемые мероприятия. Для нагнетательных скважин устанавливается плановая приемистость. Дебиты нефти и жидкости для переходящих скважин берутся по последнему рабочему месяцу с учетом вычисленного коэффициента падения. Если на скважине планируется мероприятие, то для них система рассчитывает прогнозные дебиты нефти и жидкости на месяц проведения мероприятия и дальше эти параметры снижаются согласно коэффициенту падения. Это начальные условия для решения системы нейросетевых уравнений. Нейронные сети в момент этого решения уже обучены и не меняются [9].

Когда мы в первый раз подаем инициализированные в плане дебиты, то на выходе получаем существенно другие значения. Это означает, что заданные в планах дебиты не соответствуют свойствам системы. Но в процессе итераций все заранее инициализированные дебиты нефти и жидкости меняются так чтобы добиться того, чтобы мы получили в результате

решения такие же дебиты, какие и подали на вход. Это означает, что такие дебиты соответствуют внутренним свойствам системы и тотальной интерференции скважин. Изменяя систему закачки, набор мероприятий и состав активного фонда можно получать различные варианты уровней добычи, из которых можно выбрать наиболее оптимальный [5].

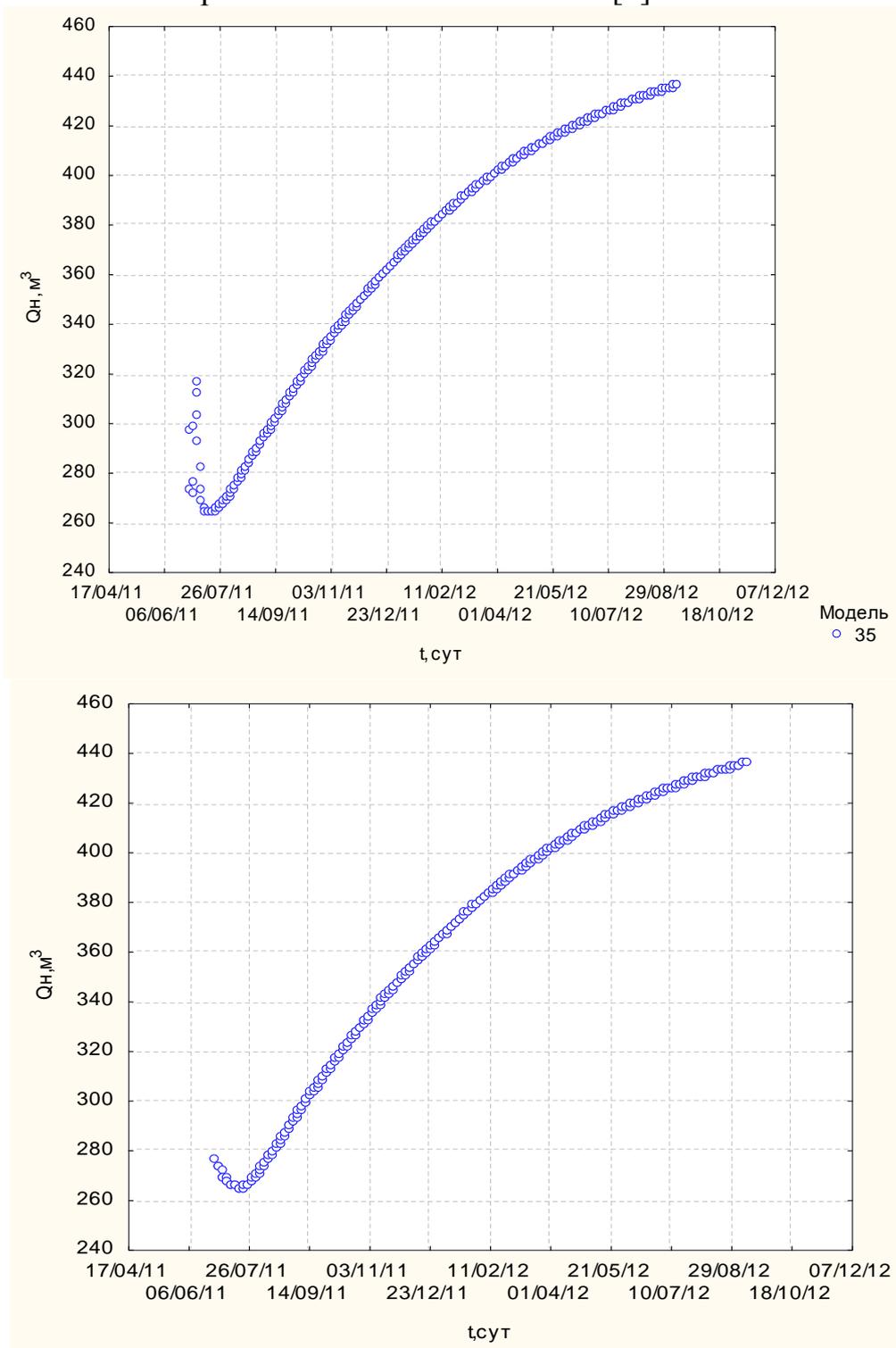


Рис. 2.12. Динамика добычи нефти по двум скважинам: полученная при расчете программным комплексом SoftStatica Neural Analyst; комплексом Hydraulic Simulator (Hydra³Sym)

Заключительным пунктом является конечный расчет с использованием выбранных составляющих. При этом не сложный выбор архитектуры позволяет произвести вычисления в различных вариантах, и проанализировать итоговые результаты. Итогом проводимых расчетных итераций стала выборка показателей, наиболее удовлетворяющих «эталонным» показателям комплекса Hydraulic Simulator (Hydra'Sym). На рисунках 2.12–2.13 слева показана динамика добычи нефти полученная при расчете программным комплексом SoftStatica Neural Analyst, справа комплексом Hydraulic Simulator (Hydra'Sym).

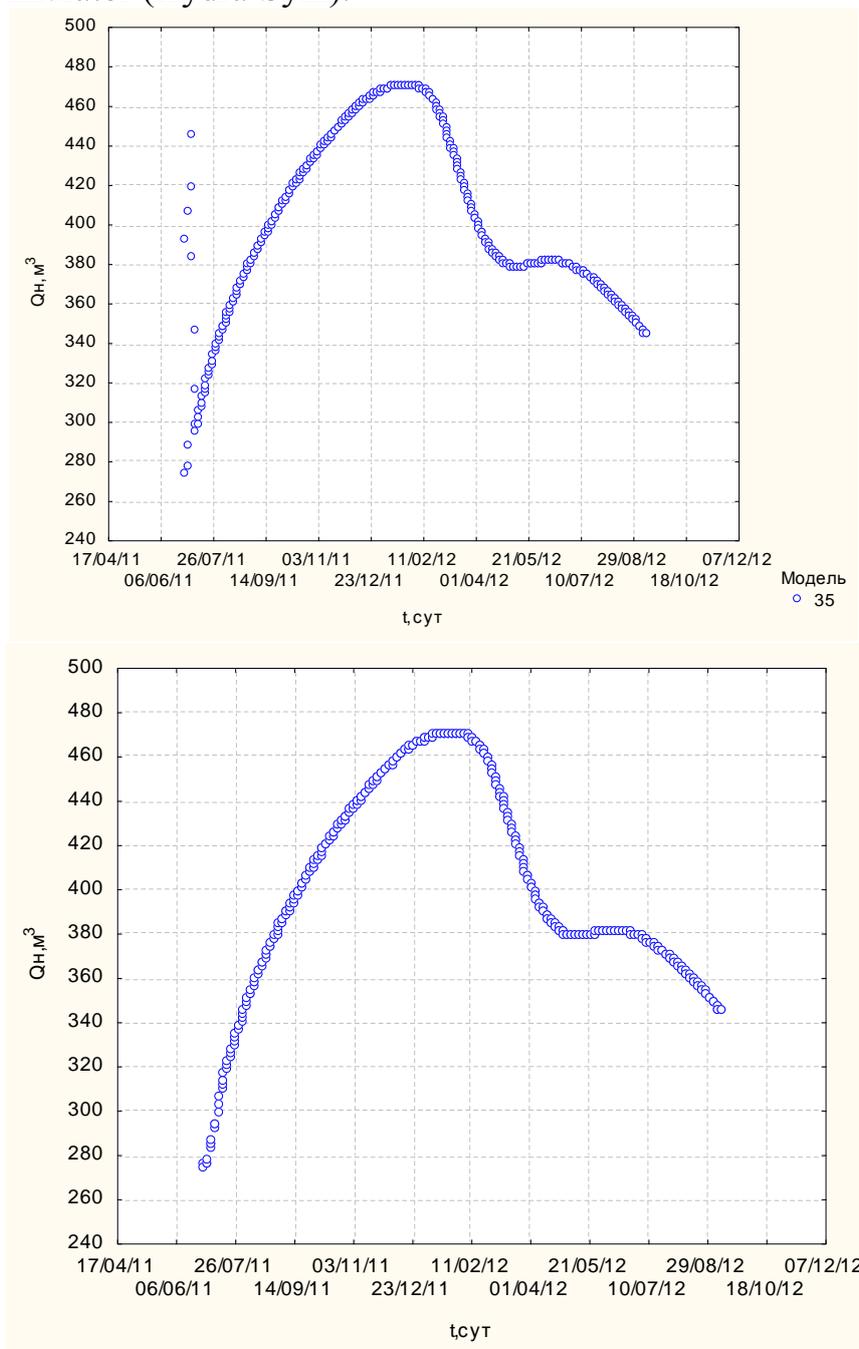


Рис. 2.13. Динамика добычи нефти по скважинам: полученная при расчете программным комплексом SoftStatica Neural Analyst; комплексом Hydraulic Simulator (Hydra'Sym)

Как видно из рисунков 2.12–2.13 нейронная сеть весьма точно повторяет результаты моделирования, однако, в области определения слева в модели 35 наблюдаются некоторые флуктуации, которые по мере обучения исчезают.

Построение нейронной сети – экспериментальный процесс. Несмотря на необходимость экспериментирования, при разработке сети можно сделать некоторые достаточно надежные предсказания её поведения с теми или иными параметрами, исключая флуктуационные (шумовые) погрешности, применительно к оперативному анализу параметров нефтегазодобычи данный инструмент ИНС показал себя как эффективное средство для решения задач в условиях противоречивости или неточности исходной информации.

ИНС являются мощным, гибким и даже универсальным инструментом для решения задач оперативного анализа параметров нефтегазодобычи и прогноза показателей добычи.

Экспериментально подтверждена высокая эффективность прогнозирования добычи нефти как для отдельных скважин и очевидно, так и для суммарной добычи нефти для группы скважин при помощи ИНС.

Разработанная методика применения ИНС для решения задач прогнозирования в условиях противоречивости или неточности исходной информации использует идеи структурно-функционального анализа, и охватывает все этапы жизненного цикла разработки месторождений.

## **2.2. Выбор и обоснование численно-аналитической модели ИНС**

Во втором разделе рассматривались факторы применимости ИНС в качестве имитационной модели гидродинамической модели. Разумеется, данные о динамике режимов работы скважин, полученные в ходе гидродинамического моделирования, сглажены и не зашумлены неточностями замеров и не учетом более сложных природных процессов, не учитываемых в гидродинамических моделях.

Для проведения численного эксперимента по исследованию помехоустойчивости необходимы достоверные, неискажённые данные. По уже рассмотренным в разделах 1 и 2 причинам, информация, содержащаяся в базах данных МЭР (месячных эксплуатационных режимах) не всегда является валидной и не может полностью использоваться в данном эксперименте.

Для исследования устойчивости нейросетевых моделей, предназначенных для прогноза показателей нефтедобычи, к искажениям входной информации воспользуемся эталонными значениями, полученными при помощи программного комплекса Hydra'Sym: методов аналитического математического моделирования создадим детерминированную модель пласта – коллектора, вскрытого системой нагнетательных и добывающих

скважин. Пользуясь данной моделью, создадим базу данных истории разработки пласта, содержащую информацию аналогичную той, что собирается в ходе регламентных измерений технологических и геологических параметров скважин. Принимая во внимание то, что, в данном численном эксперименте исследуется возможность нейросетевого моделирования процессов нефтедобычи, то главным показателем будет являться погрешность измерений.

В основе данной модели лежит, широко применяемая в гидрогеологии и нефтегеологии формула Тэйса [16, 19, 93], согласно которой понижение давления в  $\Delta p(r,t)$  в любой момент времени  $t$  в точке пласта, расположенной на расстоянии  $r$  от возмущающей скважины, определяется до и после остановки скважины следующей формулой:

$$\Delta p(r,t) \begin{cases} \frac{Q\mu}{4\pi bk} \left[ E_i \left( \frac{r^2}{4\chi^t} \right) \right], t \leq T \\ \frac{Q\mu}{4\pi bk} \left[ E_i \left( \frac{r^2}{4\chi^t} \right) + E_i \left( \frac{r^2}{4\chi(t-T)} \right) \right], t > T \end{cases}, \quad (2.1)$$

где  $E_i(-x) = \int_{-x}^{\infty} \frac{e^{-u}}{u} du$  – интегральная показательная функция;

$Q$ – среднесуточный дебит скважины в м/сут.;

$k$ – проницаемость пласта в Дарси;

$b$ – толщина пласта в метрах;

$\chi$ – коэффициент пьезопроводности пласта в м<sup>2</sup>/с;

$T$ – время остановки скважины.

В более обобщенном варианте данное (2.1) автомодельное решение, реализующее интерференцию скважин, представлено в работе И.П. Пуртовой: изменение давления в точке  $m$  вследствие изменений в дебитах группы

$$\Delta p_m(t_{j+1} - t_j) = \frac{\mu}{4\pi k \bar{h}} \sum_{i=1}^M \sum_{j=1}^{N_i} \left[ (Q_i(t_{j+1}) - Q_i(t_j)) E_i \left( \frac{\mu(m\beta_{жс} + \beta_n)r_i^2}{4k(t_{j+1}^i - t_j^i)} \right) \right], \quad (2.2)$$

где  $M$  – количество скважин;

$N_i$  – количество режимов в  $i$ -й скважине;

$k$  – коэффициент проницаемости;

$\mu$  – динамическая вязкость;

$\beta_{жс}$  – коэффициент сжимаемости жидкости;

$\beta_i$  – коэффициент сжимаемости породы;

$m$  – коэффициент открытой пористости;

$\bar{h}$  – средняя в окрестности нагнетательной скважины эффективная толщина пласта;

$r_c$  – радиус скважины;

$Q_i(t_j), Q_i(t_{j+1})$  – замер  $j$  и  $j+1$  дебита  $i$ -й скважине.

Зная начальное пластовое давление и используя формулу (2.2) легко рассчитать поле давлений в любой момент времени и в любой точке пласта, которые возникают из-за гидродинамической интерференции скважин. Т.е. здесь демонстрируется принцип суперпозиции полей давлений для системы работающих в различных режимах скважин, давление в любой точке пласта может быть рассчитано, как сумма полей от отдельных скважин [16,19].

Как правило, набор фиксируемых в динамике параметров ограничен и включает в себя среднемесячные данные по закачке, добыче воды и нефти, время работы и простоя скважин, в ряде случаев имеются данные о динамике погружения насосов, пластовом и забойном давлениях, динамическом уровне и т.д. Прежде чем перейти к содержательной части напомним, что, как отмечалось ранее, нейросетевая постановка задачи состоит из нескольких этапов:

- первый этап – физическая постановка задачи с целью построения обучающих выборок. В данном случае основой для создания обучающих выборок будут служить фактические замеры и результаты аналитического моделирования с использованием соотношения (2.2) (пример на рисунках 2.1–2.2);
- второй этап – построение обучающих выборок;
- третий этап – выбор архитектуры сети и алгоритма ее обучения;
- четвертый этап – получение и анализ результатов.

Как видно из рисунков 2.14 и 2.15 на них представлены динамики изменения давлений в двух точка наблюдения в зависимости от изменения режима работы добывающей и нагнетательной скважины. Разумеется, для сглаживания фактических режимов и пополнения недостающих данных по забойному давлению точка наблюдения перемещается на расстояние радиуса скважина –  $r_c$ .

Также важно заметить, что формулу (2.2) можно преобразить относительно изменения давления (предлагается впервые в данной работе)

$$\Delta Q_m(t_{j+1} - t_j) = \frac{4\pi k \bar{h}}{\mu} \sum_{i=1}^M \sum_{j=1}^{N_i} \left[ (P_i(t_{j+1}) - P_i(t_j)) Ei \left( \frac{\mu(m\beta_{жс} + \beta_n)r_i^2}{4k(t_{j+1}^i - t_j^i)} \right) \right], \quad (2.3)$$

где  $\Delta Q_m(t_{j+1} - t_j)$  – изменение дебита в скважине, находящейся в точке наблюдения  $m$ ;

$P_i(t_{j+1}) - P_i(t_j)$  – изменение забойного давления в  $i$ -скважине за время  $(t_{j+1} - t_j)$ .

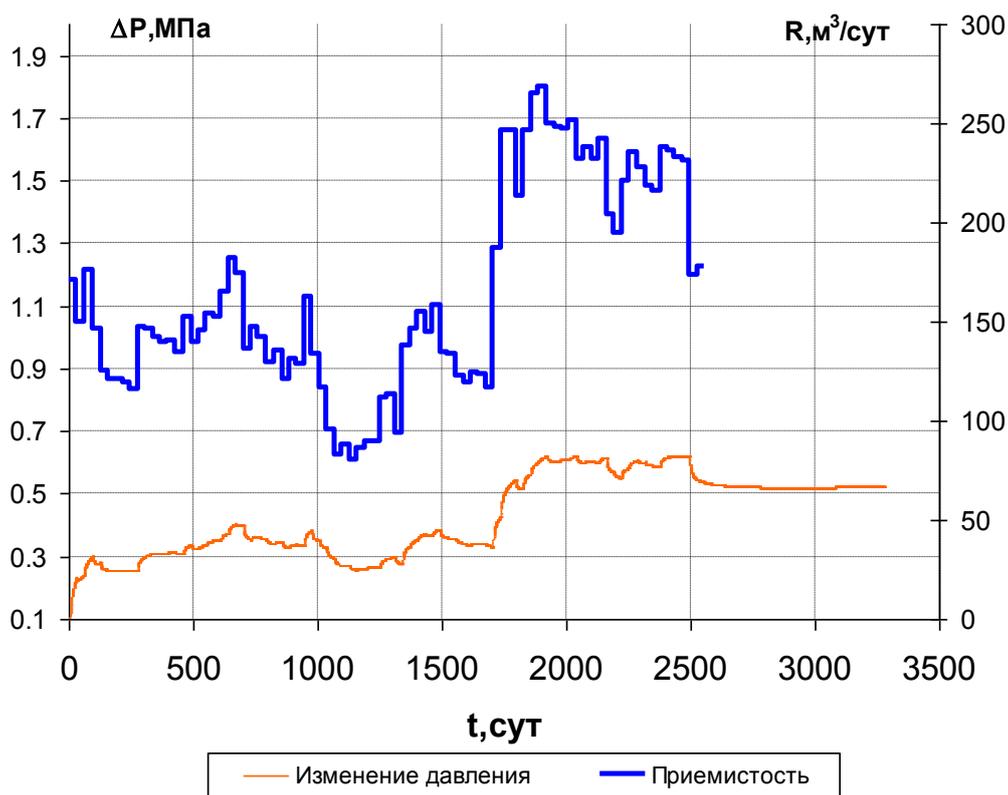


Рис. 2.14. Пример расчетной динамики изменения давления на расстоянии 300 м. от скважины 534 пласт БВ<sub>4</sub> Ван-Еганского месторождения

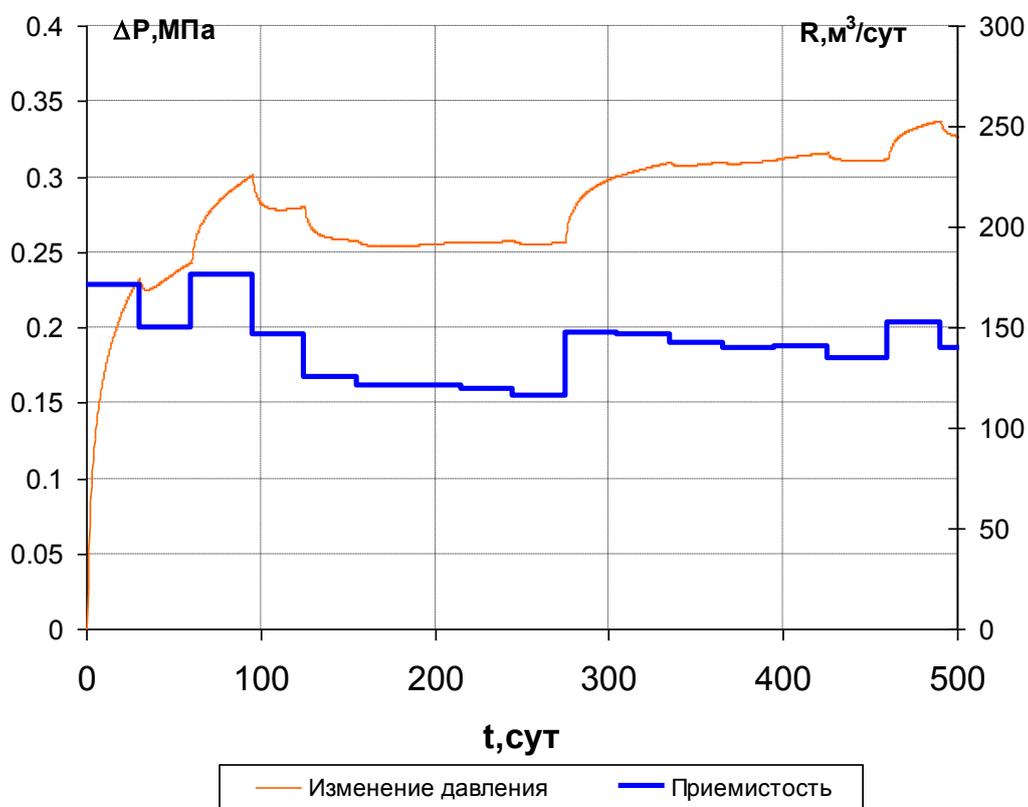


Рис. 2.15. Пример расчетной динамики изменения давления на расстоянии 300 м от скважины 534 пласт БВ<sub>4</sub> Ван-Еганского месторождения

### 2.3. Построение обучающих выборок по результатам численного моделирования технологических показателей нефтедобычи

Цель данных расчетов – подготовка исходной информации для построения обучающих выборок, предназначенных для решения задач прогноза технологических показателей нефтедобычи с использованием нейронных сетей. Моделируемая по схеме (п. 2.2) система полностью определяется количеством добывающих и нагнетательных скважин, режимами их эксплуатации, временем их работы и простоя, а также геологическими характеристиками пласта в формулах (2.2–2.3). Ранее была создана модель месторождения, состоящая из 3-х нагнетательных скважин и 6-и добывающих. Номера скважин 3, 6, 9 – нагнетательные, а 1, 2, 4, 5, 7, 8 – добывающие. Здесь и в дальнейших расчетах радиус скважин положим равным 0,075 м,  $\bar{h}=10$  м, расстояние между скважинами равно 400 метров, дебиты и приемистости добывающих и нагнетательных скважин в начальный момент будем задавать для каждого конкретного варианта расчета.

Расчеты проводились с шагом времени равным 24 ч. для каждого варианта задачи. При этом режимы работы, время работы скважин имитировались с помощью датчика равномерно распределенных случайных чисел. Далее проводилось помесечное усреднение полученных результатов (дебитов, давлений, приемистостей, времени работы скважин) также проводился учет «зашумленных» данных, а лишь затем проводился расчет суммарного дебита.

«Зашумленные» данные рассчитывались для трёх уровней вносимой погрешности, которые задавали следующим образом 10, 20, 30% для дебитов и приемистостей и, соответственно, 2, 4, 6% для времени работы скважин.

В порядке иллюстрации на рисунках 2.16–2.20 после обучения на выбор было отобрано 5 наиболее подходящих архитектур ИНС.

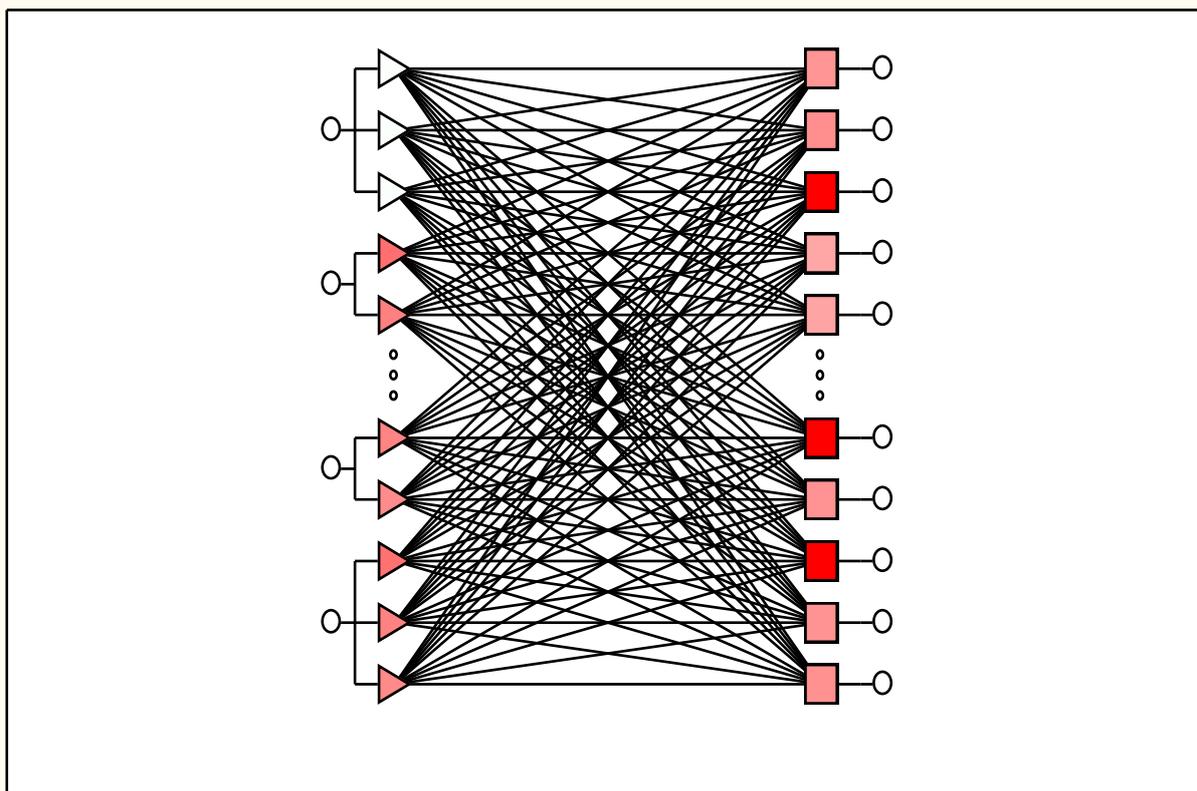


Рис. 2.16. Архитектура линейная ИНС

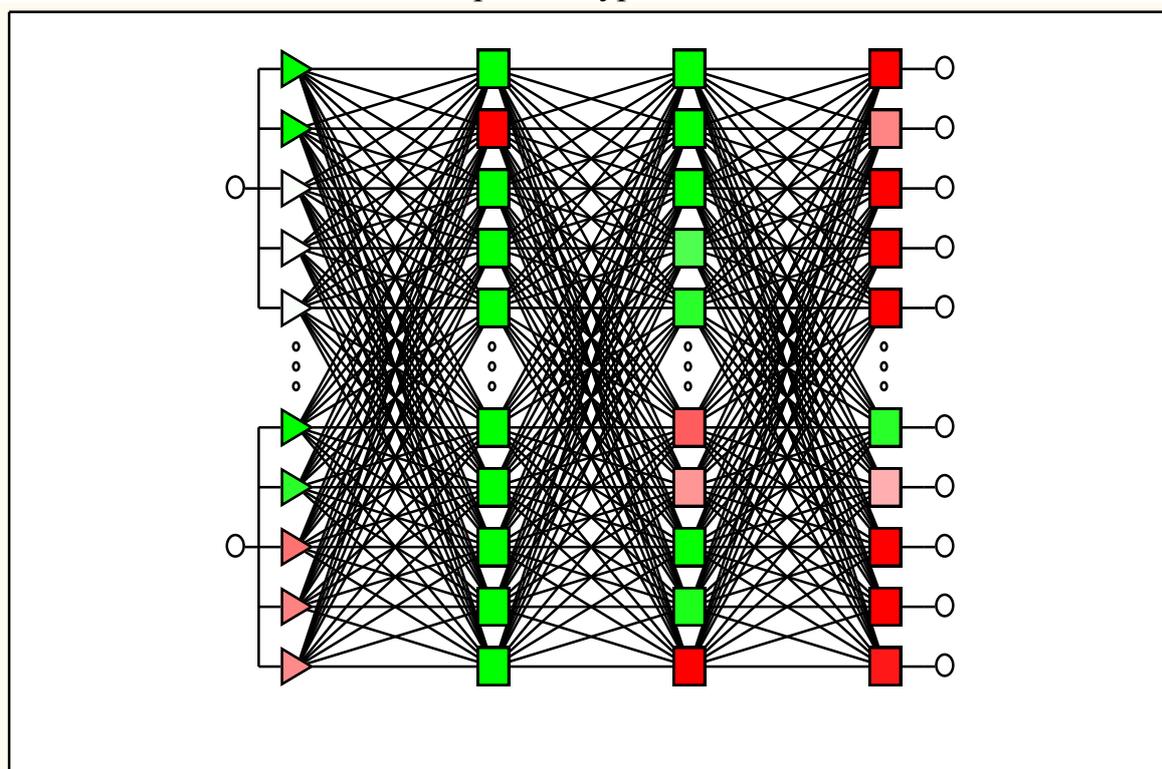


Рис. 2.17. Архитектура многослойных персептронов

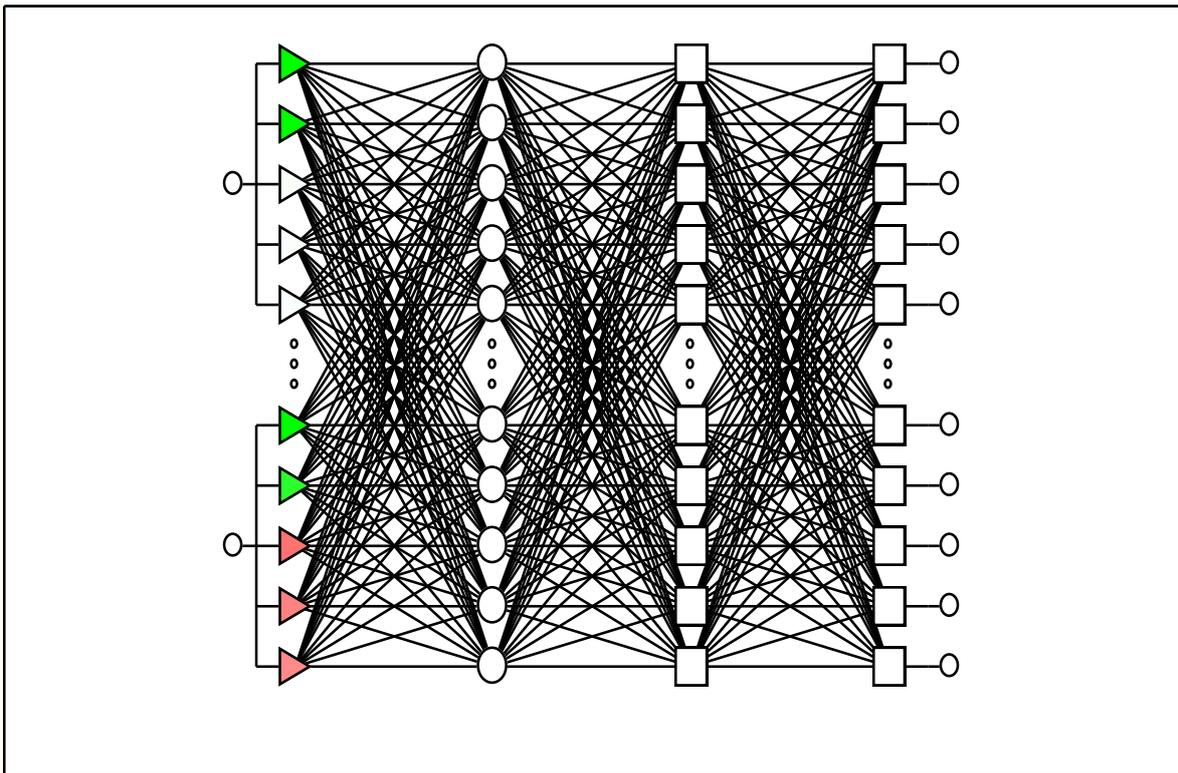


Рис. 2.18. Архитектура обобщенно-регрессионная нейронной сети

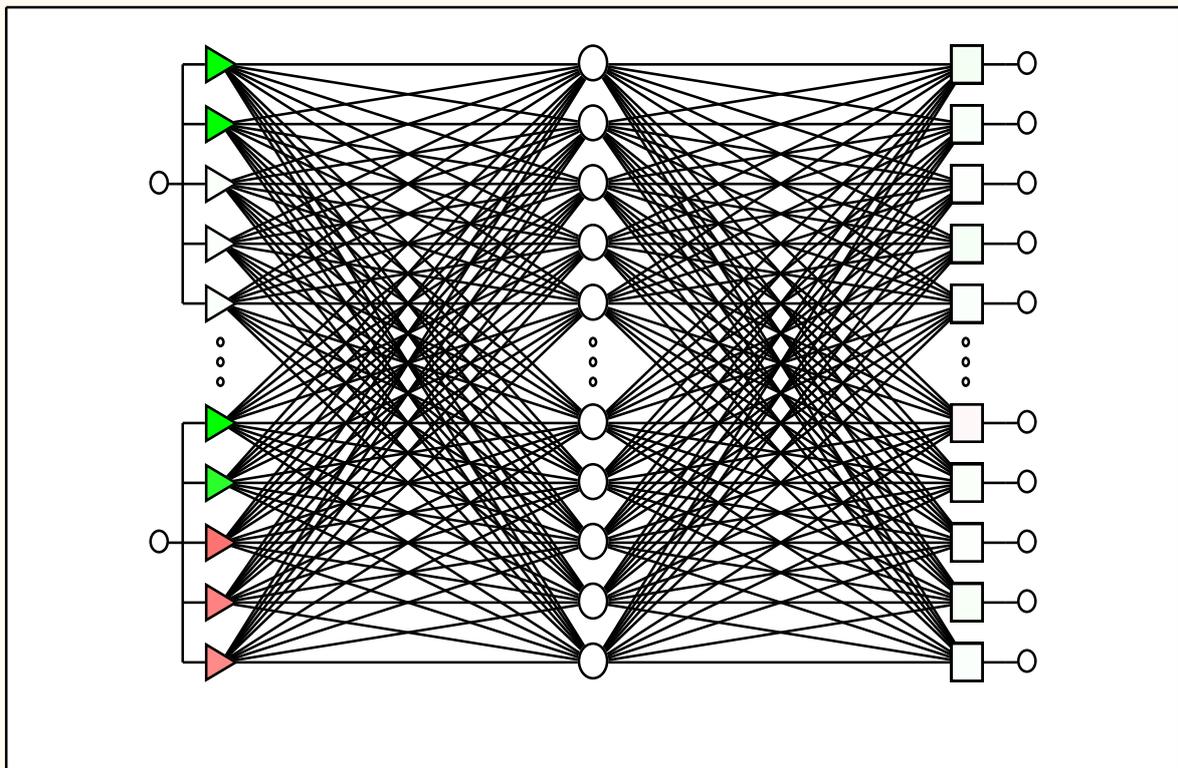


Рис. 2.19. Архитектура радиально-базисной функции с 4 персептронами нейронной сети

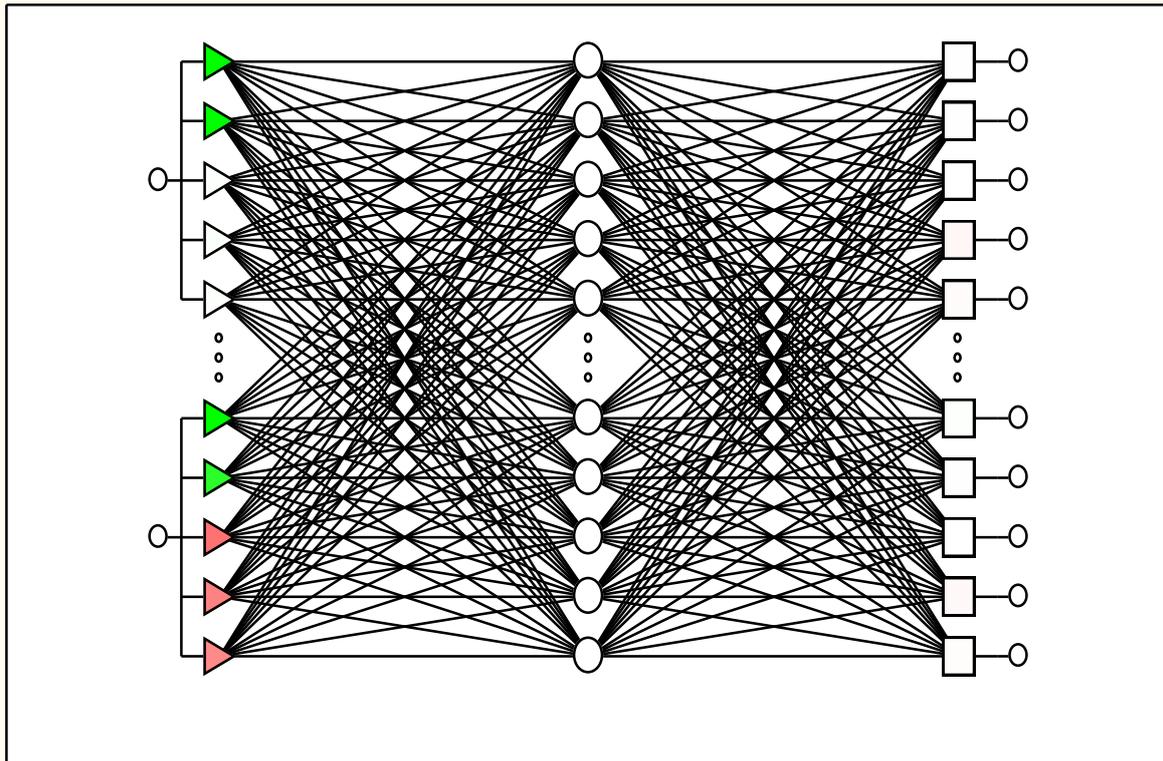


Рис. 2.20. Архитектура радиально-базисной функции с 5 персептронами нейронной сети

Сеть многослойная, содержащая 10 нейронов во входном слое, 6 в выходном и 1 нейрон в скрытых слоях, обучающаяся по методу «back propagation» (таблица 2.3).

Поля обучения – время работы и объемы среднемесячной закачки для 3 нагнетательных скважин добавляются автоматизировано, по мере необходимости.

Период обучения сети полгода.

Количество примеров для обучения 10 по каждой архитектуре, без учета пробелов в базе данных. Верификационных примеров 90.

Период прогноза 16 месяцев с 01.05.2011 г. по 08.09.2012 г. На период прогноза, на вход обученной нейронной сети подавались реальные данные по закачке жидкости для нагнетательных и добыче нефти для добывающих скважин соответственно.

## Отчет об обучении выборки ИНС

N	Архитектура	Произв. обучения	Контр ошибка	Тест. ошибка	Обучение/Элементы
1	МП s5 22:110-47-6:6	0,323	0,0290	0,11	ОР100, СГ20, СГ72b
2	Линейная s2 25:50-6:6	0,016	0,0015	1,13	ПО
5	РБФ s5 25:125-41-6:6	0,009	0,001	0,01	КС, КБ, ПО

#### 2.4. Вариативный технологический прогноз показателей эксплуатации скважин выбранными архитектурами ИНС

Рассмотрим решение поставленной задачи с помощью многослойных персептронов, линейной и радиально-базисной функции. Данный класс функций нейронных сетей при успешном проведении обучения способен с тем или иным процентом ошибок и флуктуационных разбросов решать сложные задачи прогнозирования. Описание архитектуры и алгоритма обучения линейной нейронной сети содержится в работах [82, 94, 95]. При проведении численных экспериментов в данной работе использовался пакет прикладных программ «Statistika Neural Networks» [84]. Все результаты – усреднённые по 10 запускам сети. Проведём сравнительный анализ помехоустойчивости сетей в зависимости от уровня вносимой погрешности и конечного результата. В качестве примера рассмотрим результаты прогноза дебита нефти и жидкости для системы, состоящей из 3 нагнетательных и 6 добывающих скважин (рисунки 2.21–2.32).

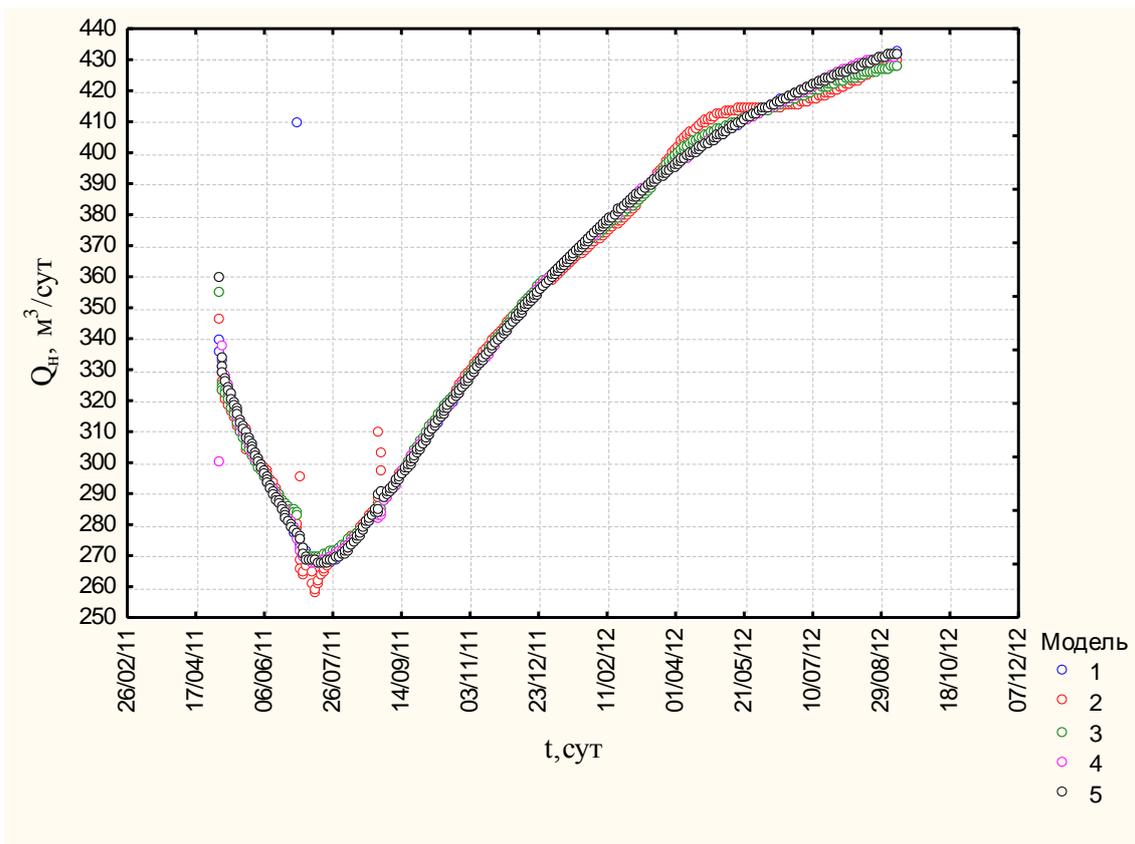


Рис. 2.21. Сравнительный график прогноза дебитов нефти архитектурами ИНС по скважине №1

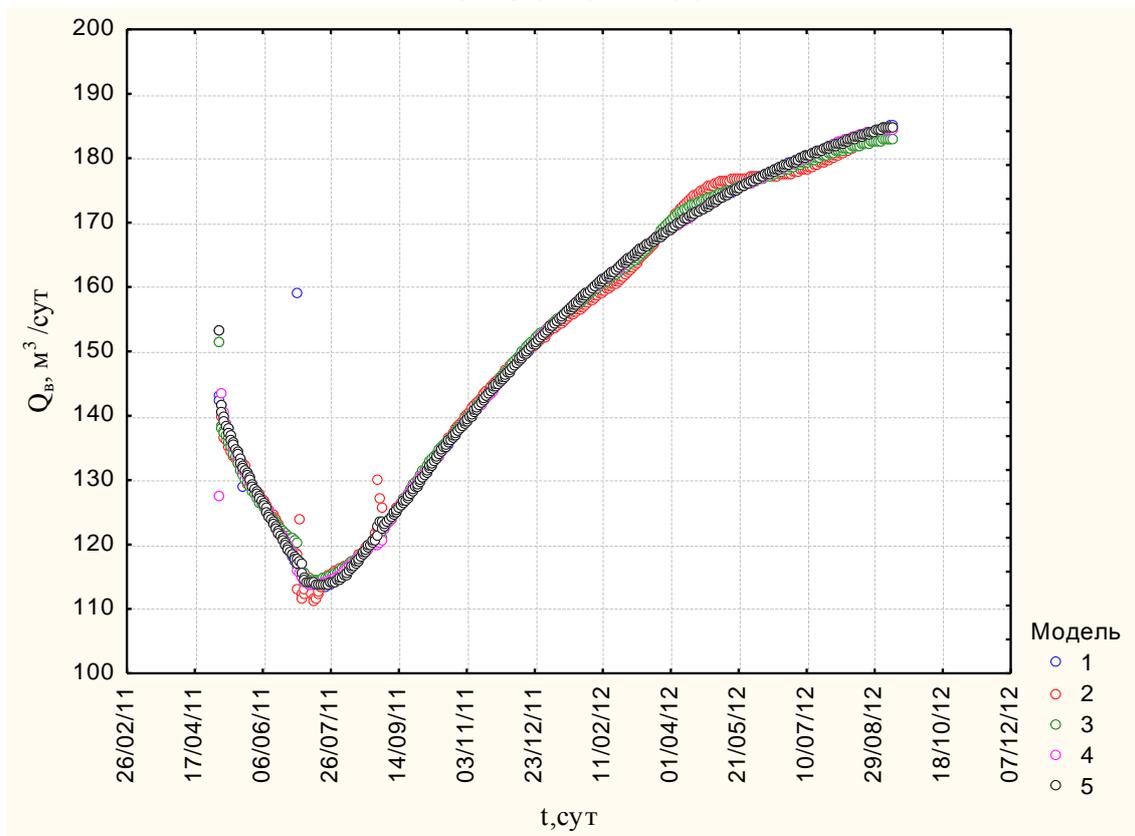


Рис. 2.22. Сравнительный график прогноза дебитов воды архитектурами ИНС по скважине №1

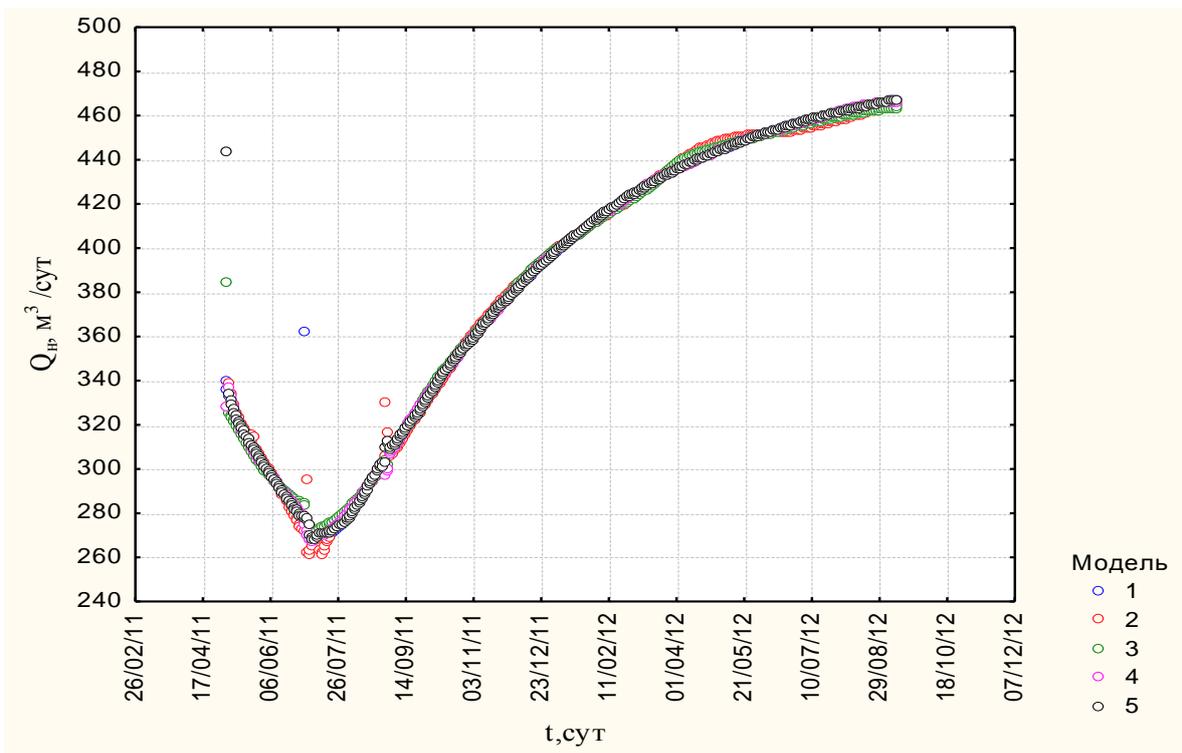


Рис. 2.23. Сравнительный график прогноза дебитов нефти архитектурами ИНС по скважине №2

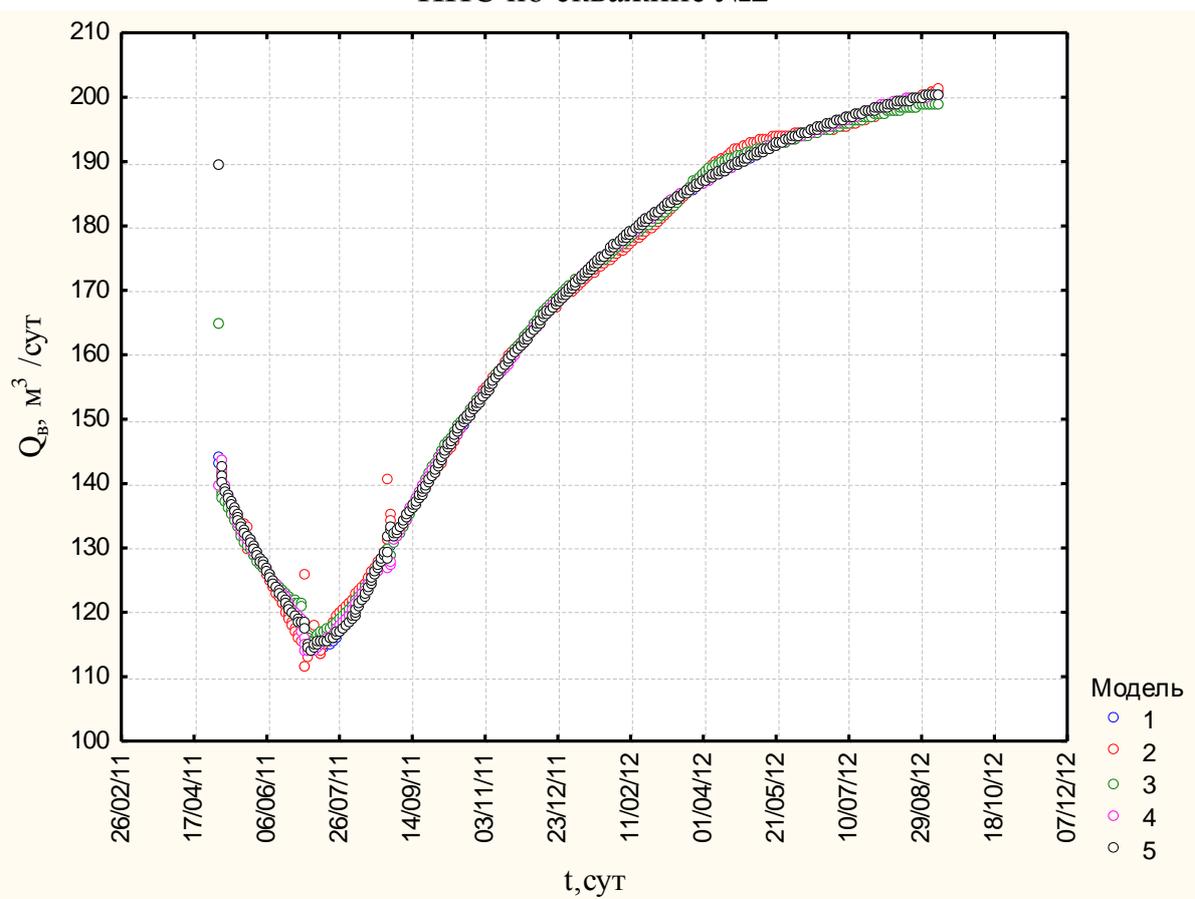


Рис. 2.24. Сравнительный график прогноза дебитов воды архитектурами ИНС по скважине №2

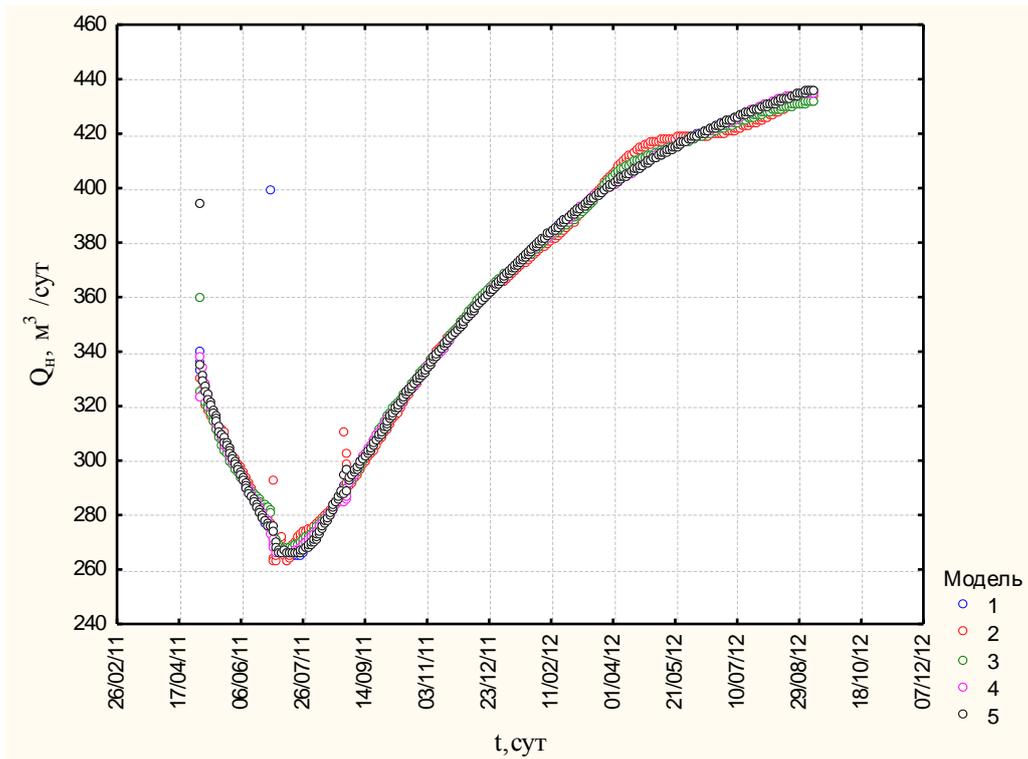


Рис. 2.25. Сравнительный график прогноза дебитов нефти архитектурами ИНС по скважине №4

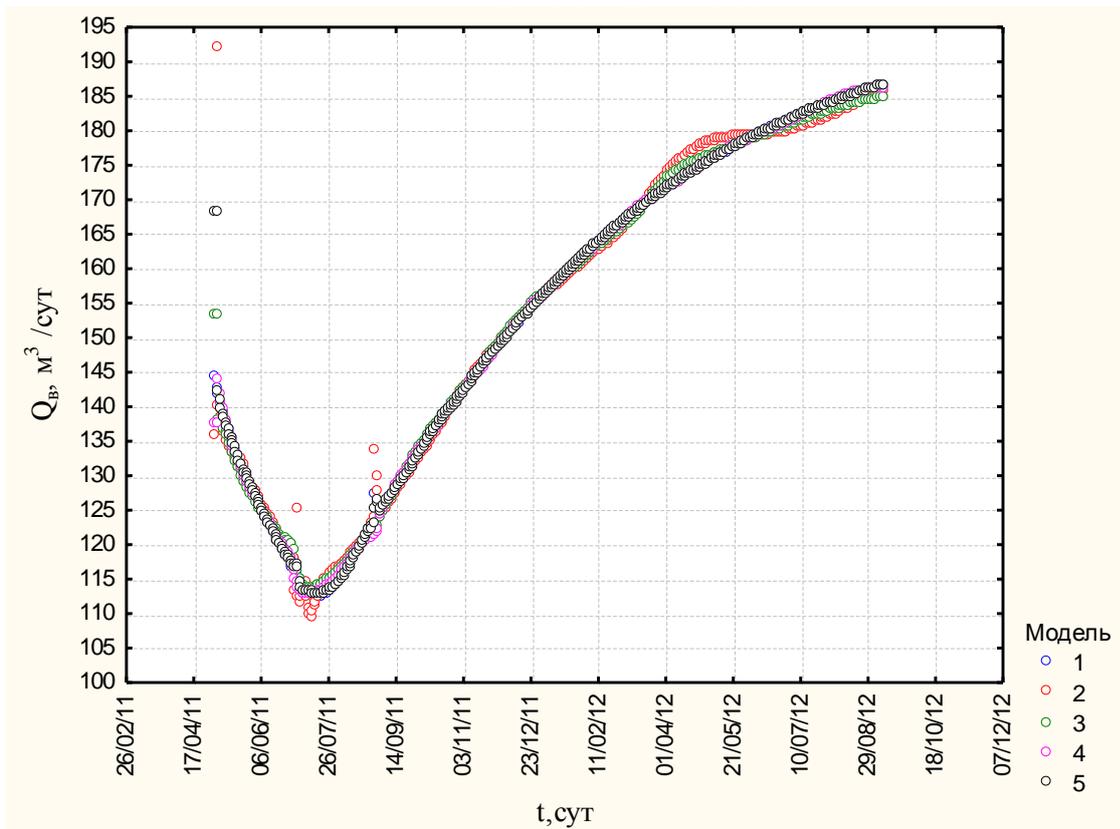


Рис. 2.26. Сравнительный график прогноза дебитов воды архитектурами ИНС скважине №4

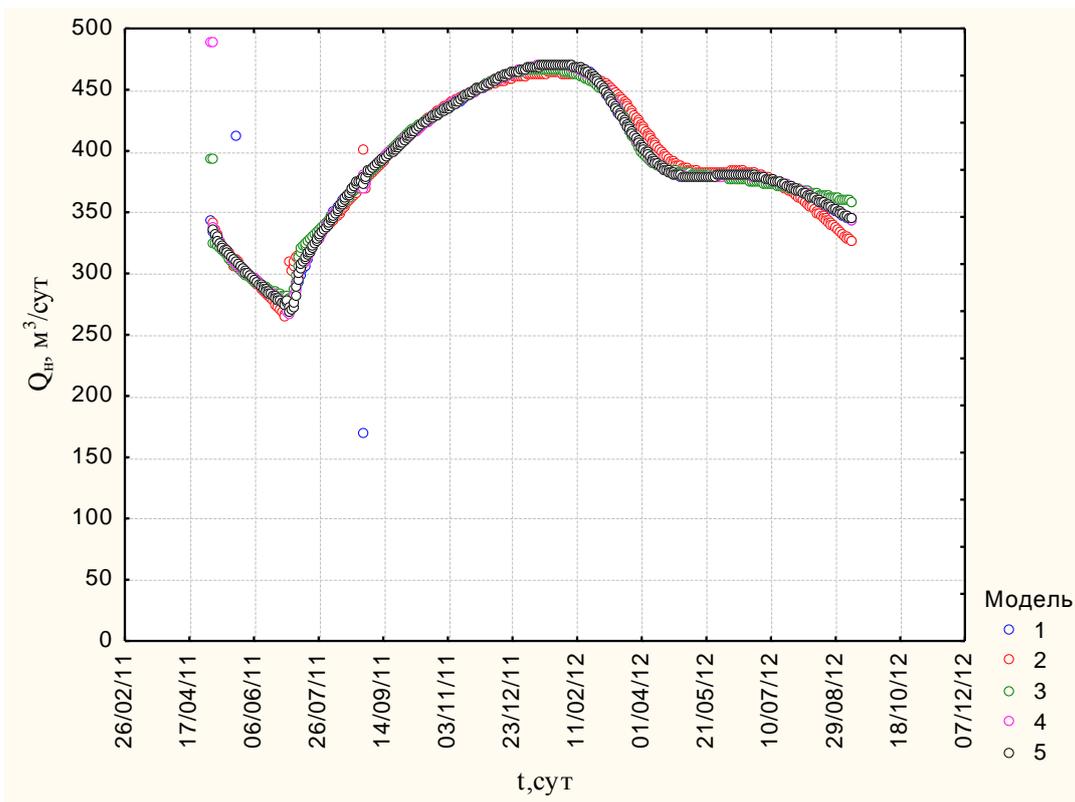


Рис. 2.27. Сравнительный график прогноза дебитов нефти архитектурами ИНС по скважине №5

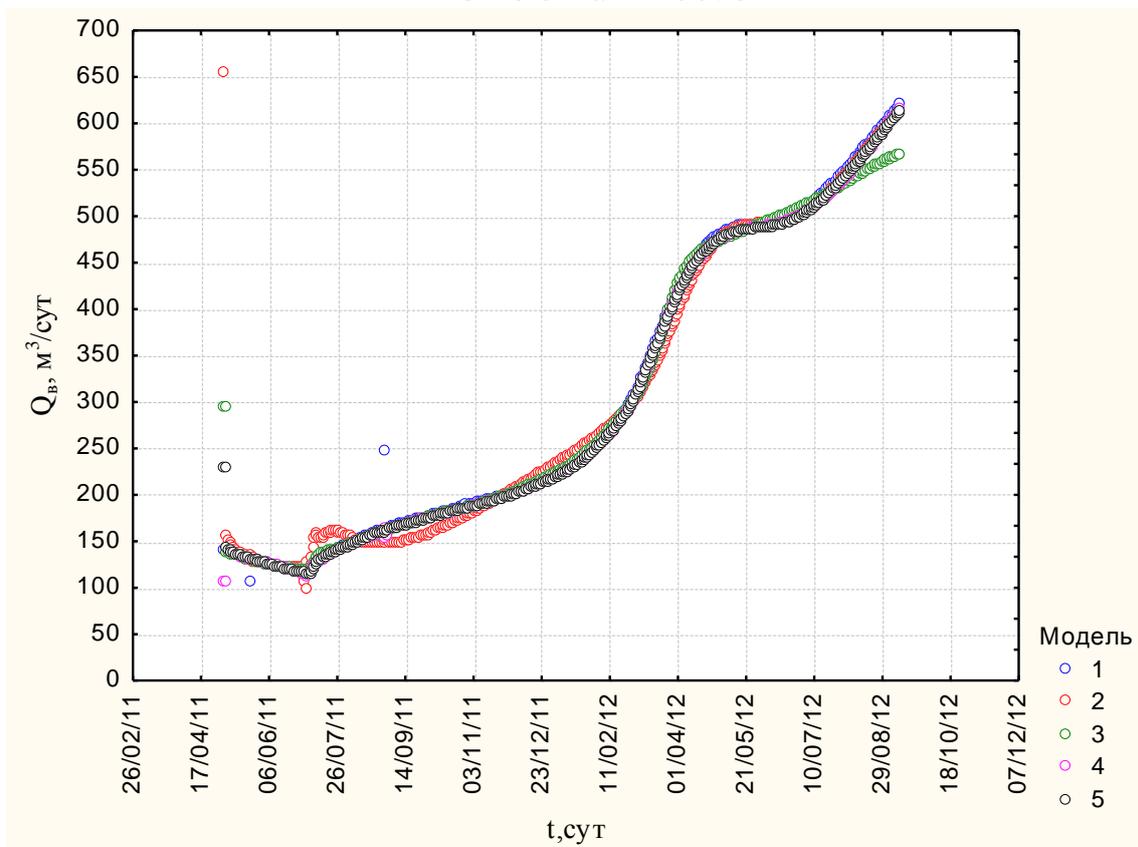


Рис. 2.28. Сравнительный график прогноза дебитов воды архитектурами ИНС по скважине №5

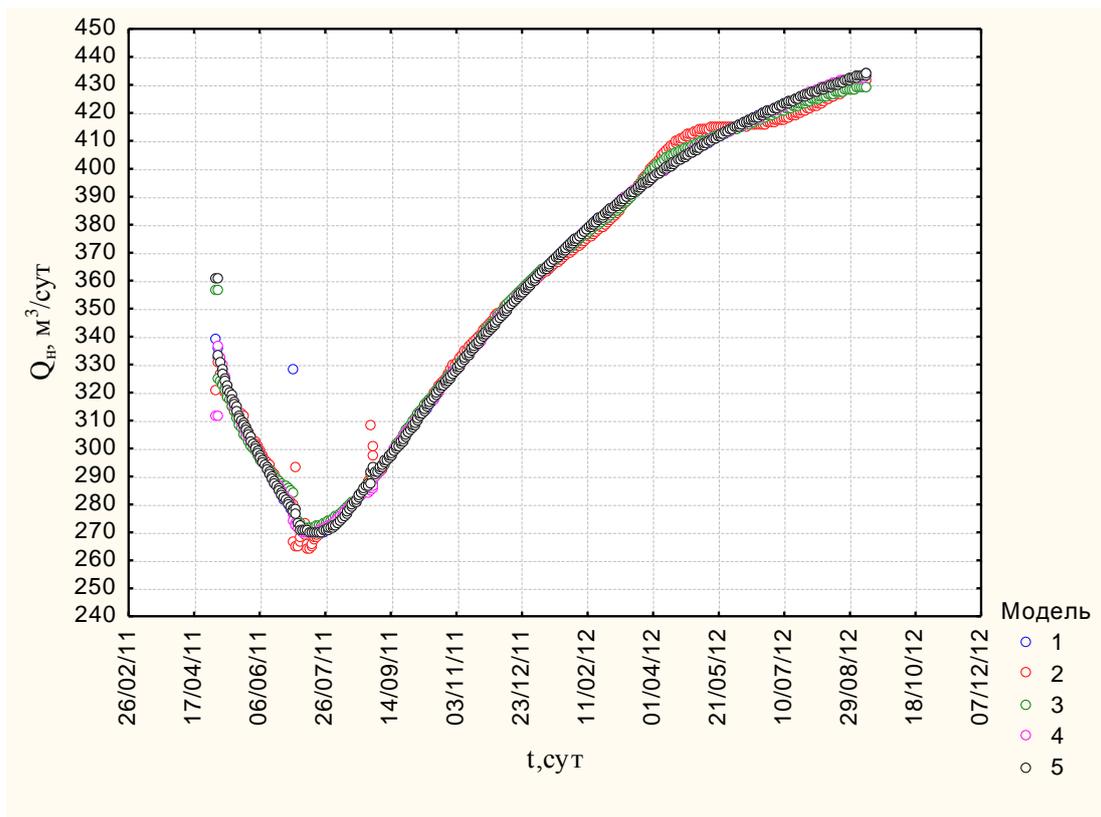


Рис. 2.29. Сравнительный график прогноза дебитов нефти архитектурами ИНС по скважине №7

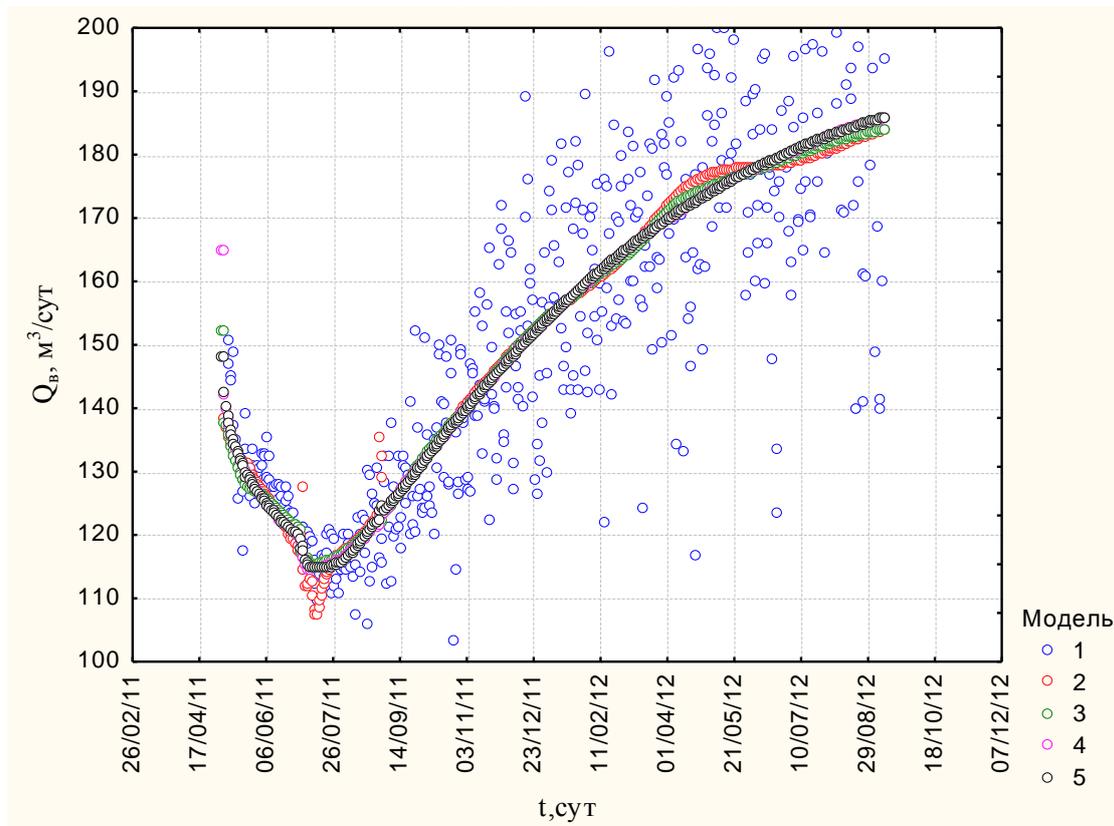


Рис. 2.30. Сравнительный график прогноза дебитов воды архитектурами ИНС по скважине №7

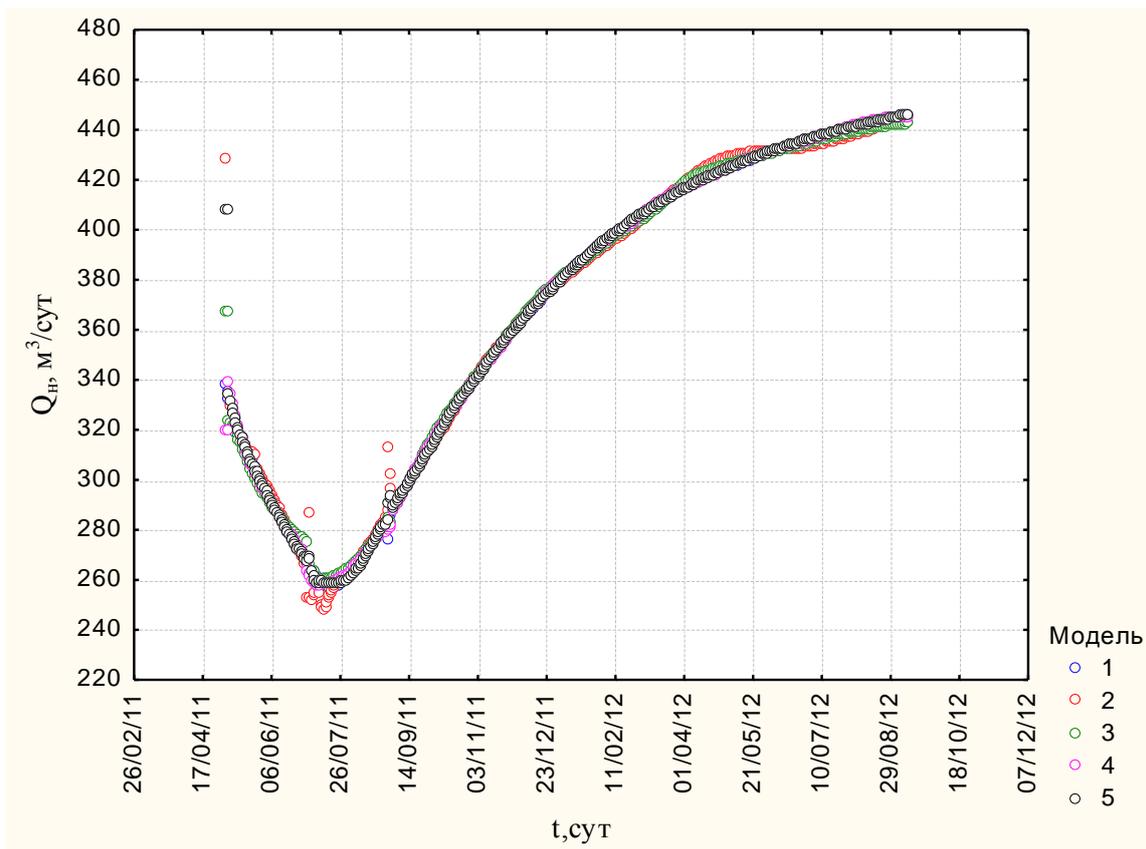


Рис. 2.31. Сравнительный график прогноза дебитов нефти архитектурами ИНС по скважине №8

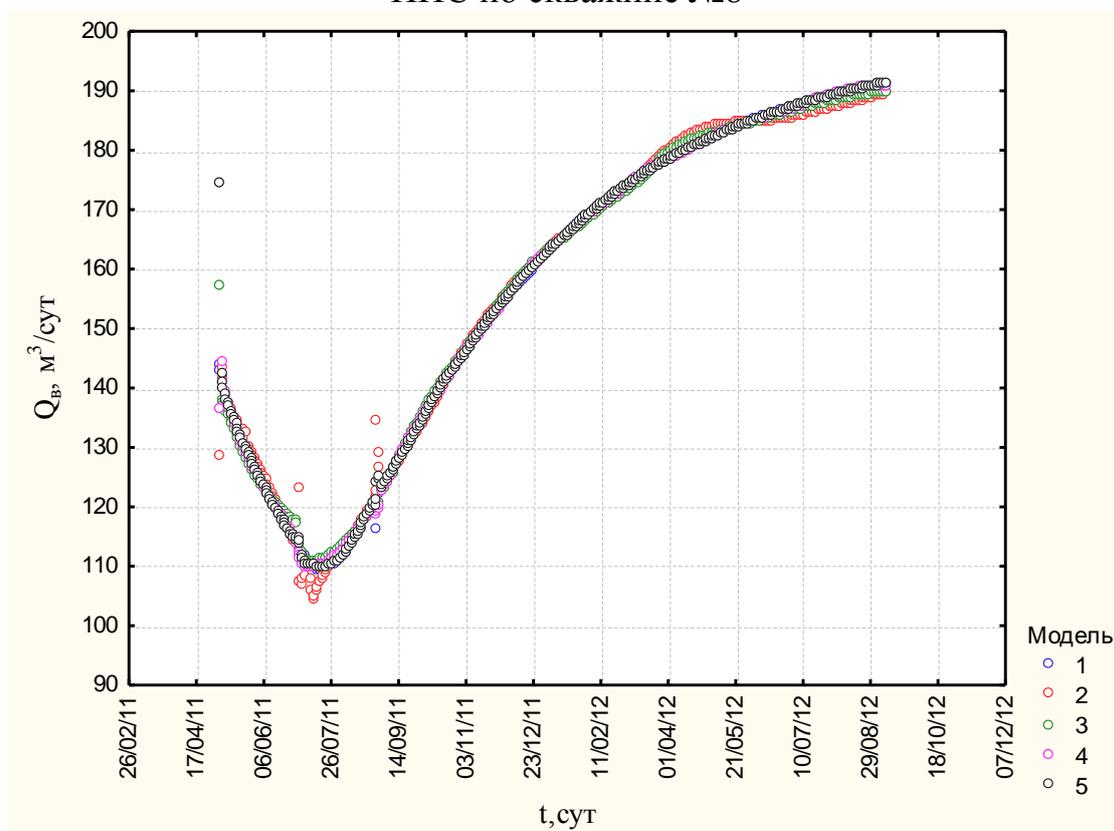


Рис. 2.32. Сравнительный график прогноза дебитов воды архитектурами ИНС по скважине №8

Анализируя графики на рисунках 2.21–2.32 можно заметить, что, для системы из 3 нагнетательных и 6 добывающих скважин, максимальные ошибки прогноза заключаются во флуктуационных погрешностях. Более детальное рассмотрение позволяет заметить, что для обученных архитектур характерны подобные тренды прогноза и лишь особенности связей персептронов и количества скрытых нейронных ведут к уменьшению ошибок прогноза дебитов.

Этот эффект легко объясним. Действительно, проводя массивное обучение всех выбранных архитектур, мы независимым образом “зашумляли” значения для каждой из скважин. Естественно, что при этом погрешность определения согласно законам статистики должна увеличиваться. То же самое относится и к реальным данным. Этот эффект можно оценить количественно. С этой целью были рассчитаны максимальные и средние оценки погрешностей прогноза для различных уровней архитектур в исследуемых системах (таблица 2.4).

Выше было показано, что проблема прогноза дебита может быть решена линейными, МП, РБФ методами применения нейронных сетей с удовлетворительной погрешностью.

Таблица № 2.4

Прогноз ошибок обучения

N	Архитектура	Ошибка обучения	Контрольная ошибка	Тестовая ошибка
1	МП s5 22:110-47-6:6	0,076508	0,029063	0,11038
2	Линейная s2 25:50-6:6	0,284701	0,001535	11,13701
3	Линейная s3 25:75-6:6	0,116865	0,000809	2,01379
4	РБФ s5 25:125-27-6:6	0,000097	0,000371	0,00074
5	РБФ s5 25:125-41-6:6	0,000061	0,000087	0,00012

#### 2.4. Исследование свойств функции многослойного персептрона нейросетевых моделей

Проведённые численные эксперименты продемонстрировали, что устойчивость к погрешностям и точность прогноза зависят от персептронов. Наиболее репрезентативным примером в данном случае является архитектуру многослойного персептрона (рис. 2.33).

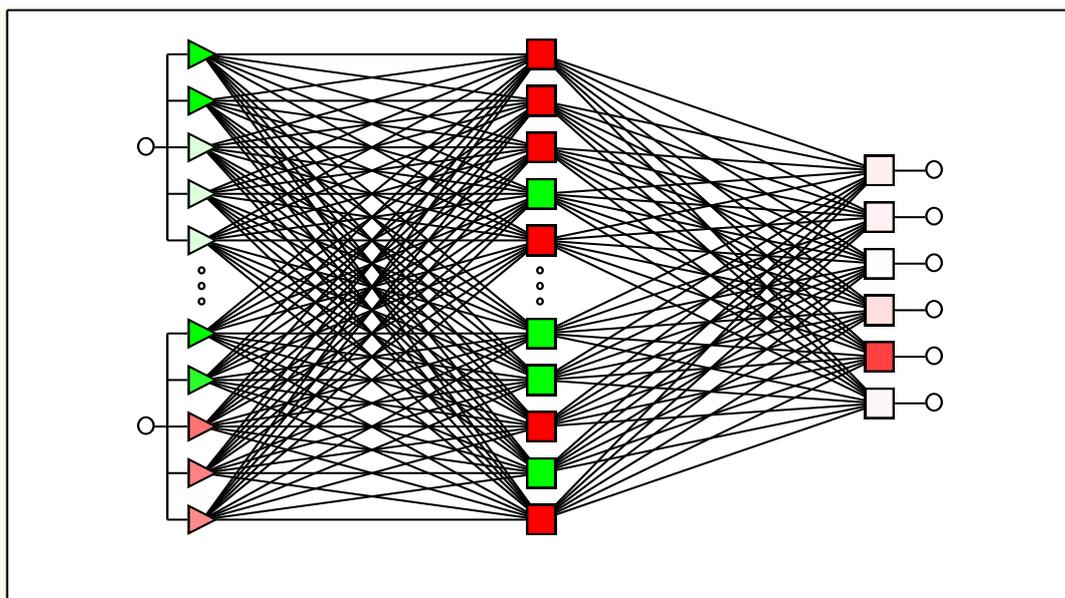


Рис. 2.33. Функция многослойного перцептрона ИНС

Как видно из представленной схемы вычисляемые связи обусловлены перцептронами. Иными словами – нейросетевая аппроксимация значений суммарного дебита в виде информационного сумматора. Зелёные квадраты обозначают значения суммарного дебита снятые с выхода нейронной сети, красные, зашумлённые данные в режиме тестирования.

Итоги расчетов по данной сети на рисунках 2.34–2.39

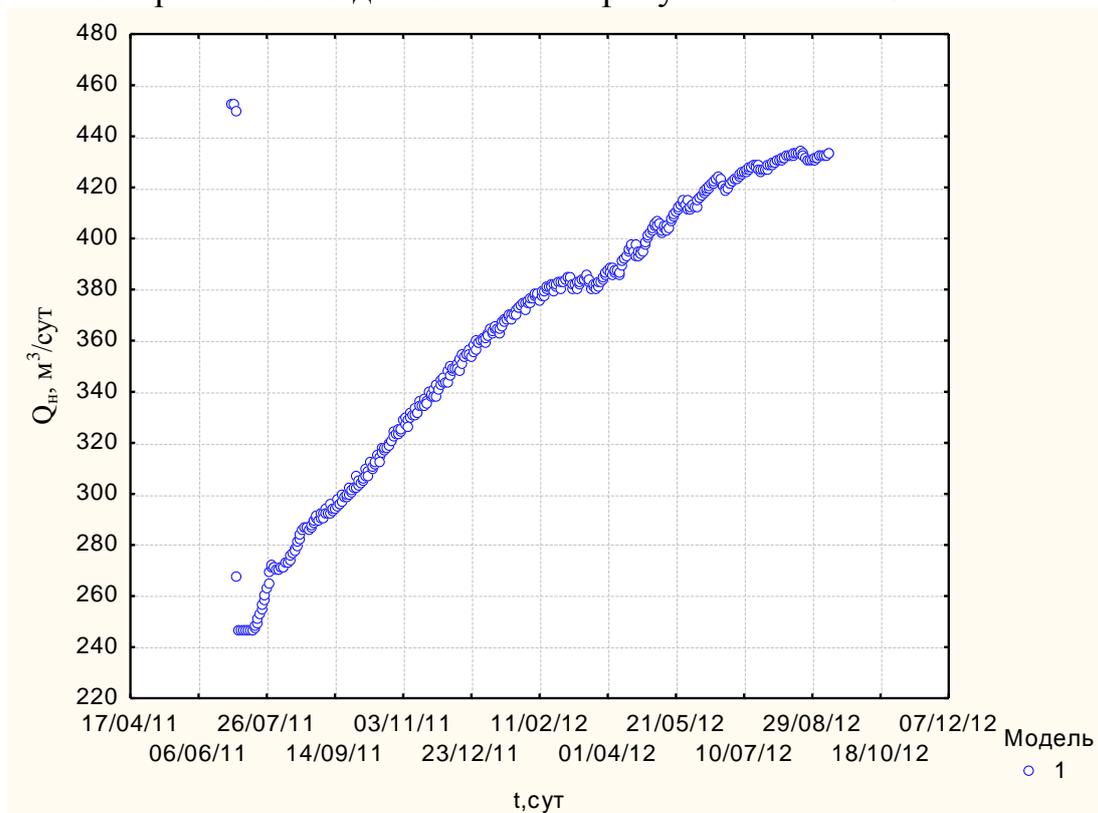


Рис. 2.34. Показатели дебита нефти 1-ой скважины, спрогнозированные при помощи функции многослойного перцептрона

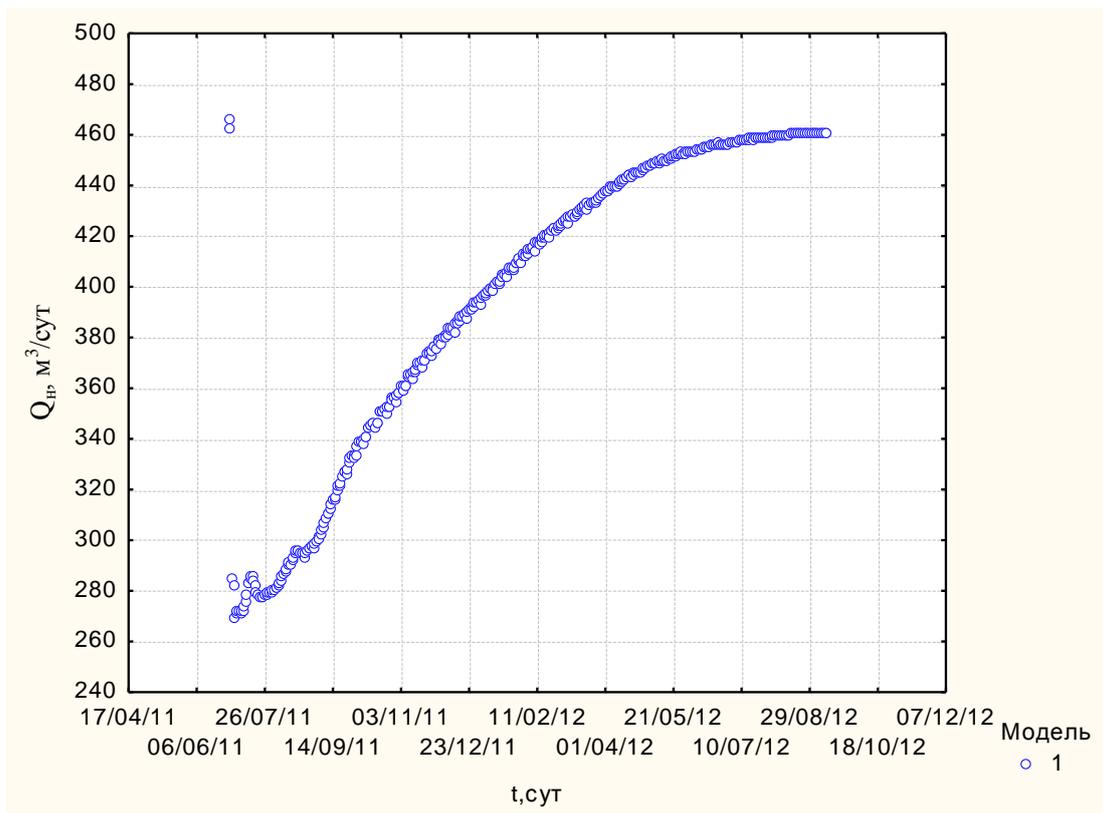


Рис. 2.35. Показатели дебита нефти 2-ой скважины, спрогнозированные при помощи функции многослойного персептрона

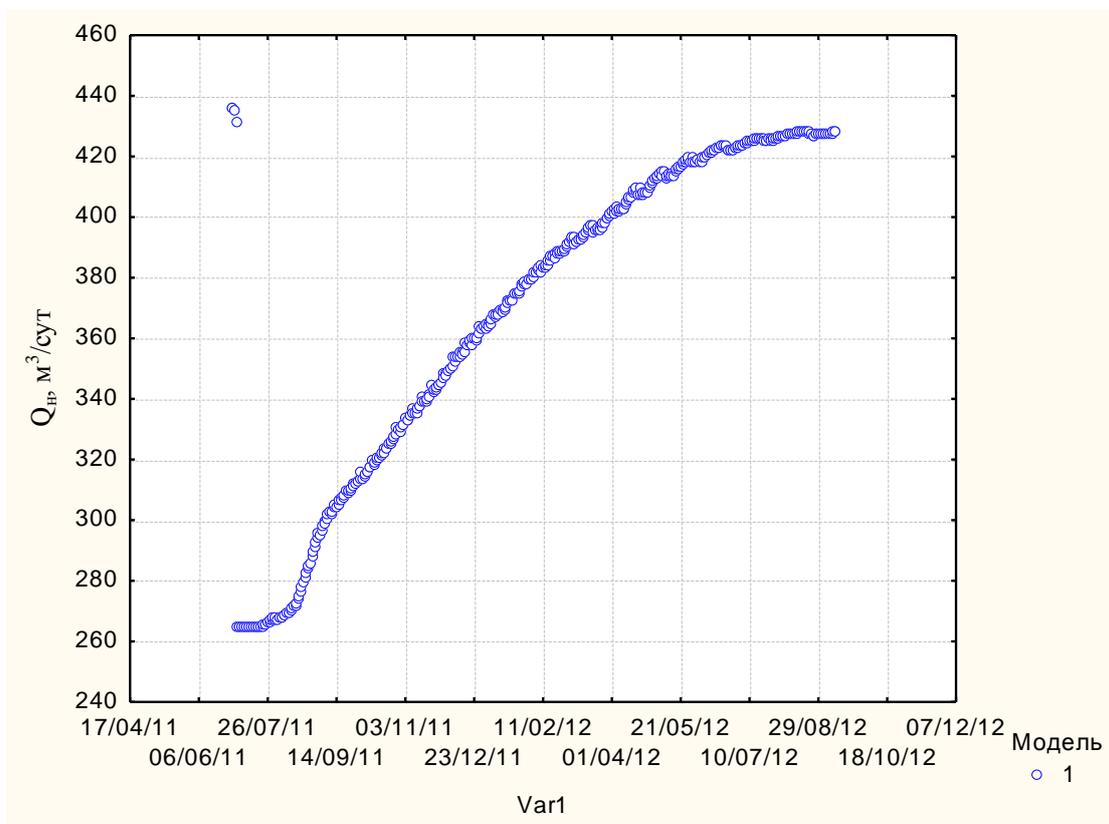


Рис. 2.36. Показатели дебита нефти 4-ой скважины, спрогнозированные при помощи функции многослойного персептрона

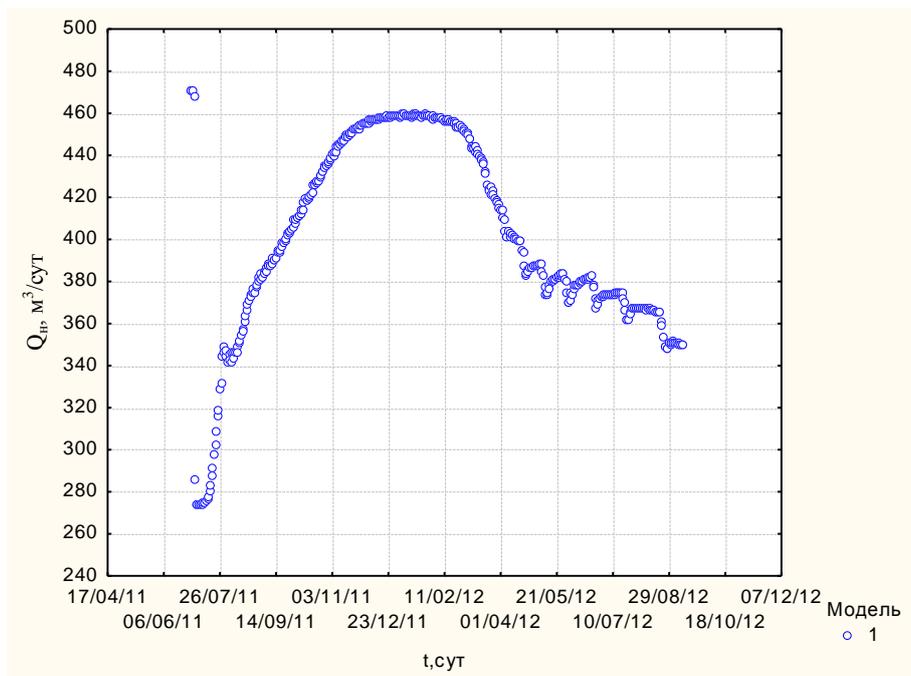


Рис. 2.37. Показатели дебита нефти 5-ой скважины, спрогнозированные при помощи функции многослойного персептрона

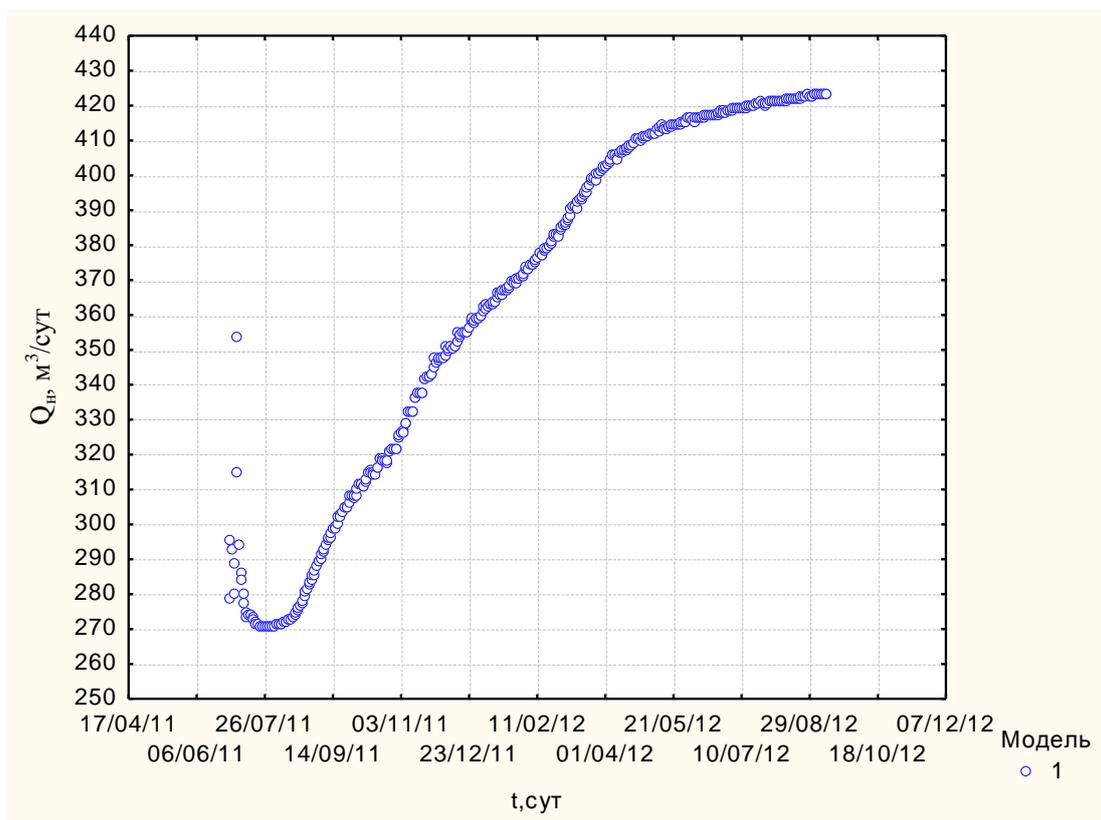


Рис. 2.38. Показатели дебита нефти 7-ой скважины, спрогнозированные при помощи функции многослойного персептрона

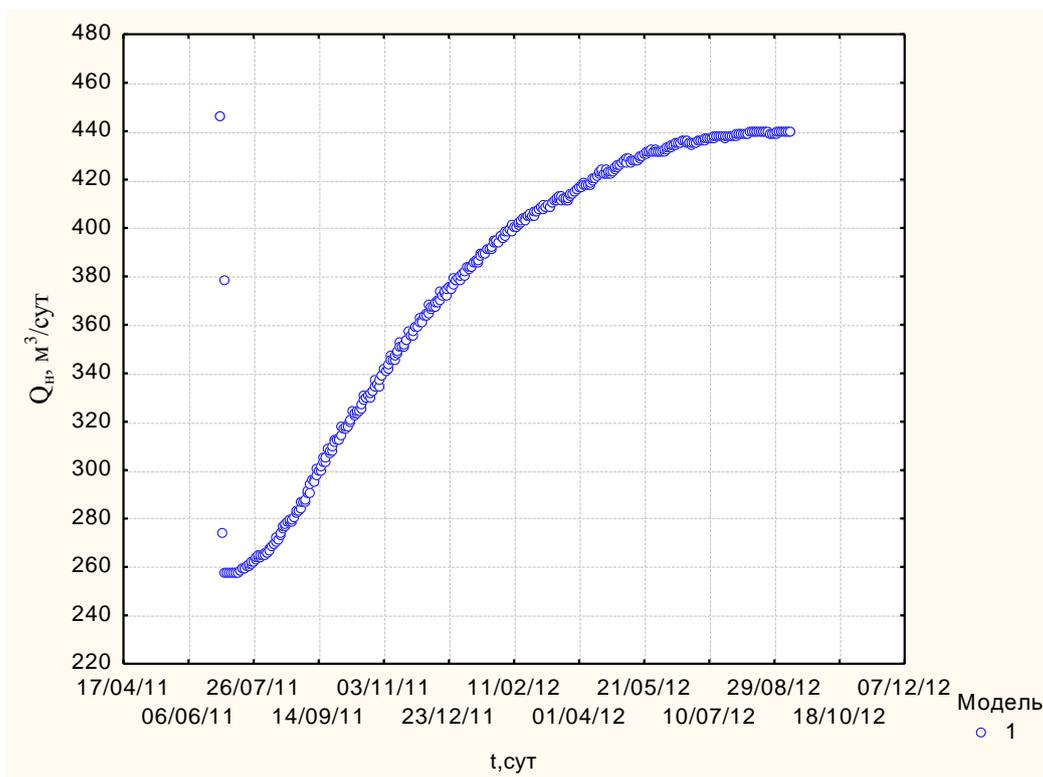


Рис. 2.39. Показатели дебита нефти 8-ой скважины, спрогнозированные при помощи функции многослойного персептрона

Анализируя графики на рисунках 2.34–2.39 можно заметить, что функция прогноза стала более устойчива к флуктуационным отклонениям. Однако даже при достаточном росте стабильности расчетов продолжают наблюдаться большие погрешности.

Несмотря ни на что при любом проценте погрешностей прослеживаются причинно-следственные связи с персептроном в архитектуре. Тем не менее, можно говорить об устойчивости ПМ к зашумлениям, и сохранении хорошего тренда выходных данных.

## 2.5. Исследование свойств линейной функции нейросетевых моделей

Принимая во внимание относительно низкую погрешность линейной модели, можно предположить, что нейронная сеть должна иметь минимальное значение вычислительных ресурсов. Отталкиваясь от данного предположения, экспериментально была подобрана следующая архитектура: однослойная сеть с 10 нейронами в первом слое и 6 в выходном (рис. 2.33).

Для обучения использовался алгоритм обратного распространения ошибки (см. первый раздел). Методика моделирования, а также структура и состав обучающих выборок аналогичны, описанному ранее в пунктах 2.1–2.2. Все результаты, усреднённые по 10 запускам сети. Проведём срав-

нительный анализ помехоустойчивости нейронной сети в зависимости от уровня вносимой погрешности и конечных показателей режимов добывающих скважин, а затем сравним результаты, полученные линейными и другими видами сетей.

Результаты прогноза суммарного дебита для системы, состоящей из 3 нагнетательных и 6 добывающих скважин, показаны на рисунке 2.40–2.46.

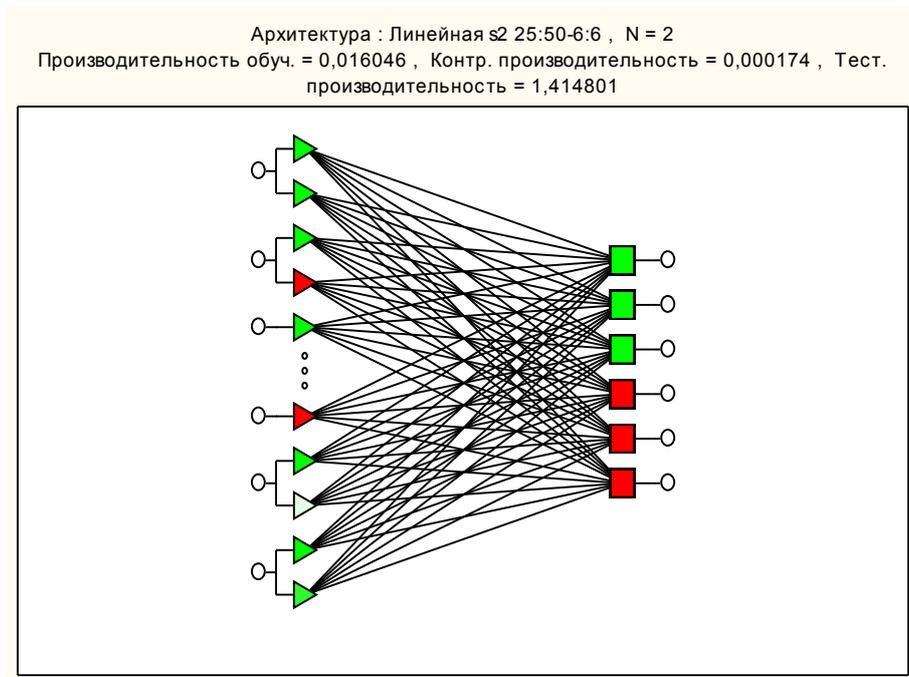


Рис. 2.40. Линейная функция ИНС

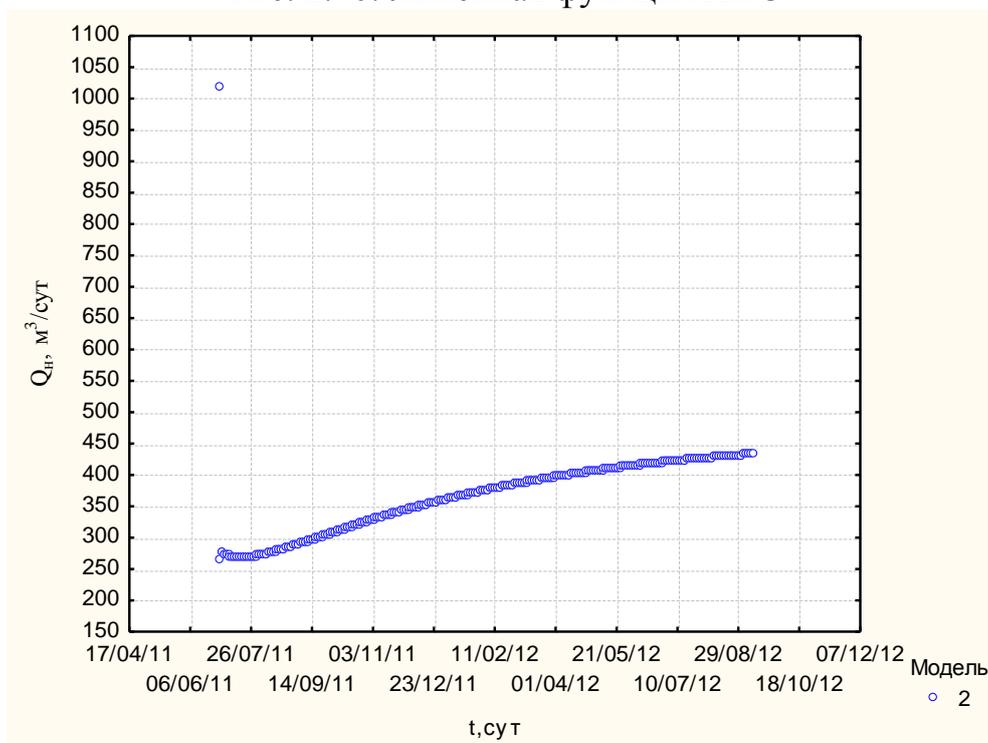


Рис. 2.41. Прогнозные показатели дебитов нефти 1-ой скважины полученных при помощи линейной архитектуры

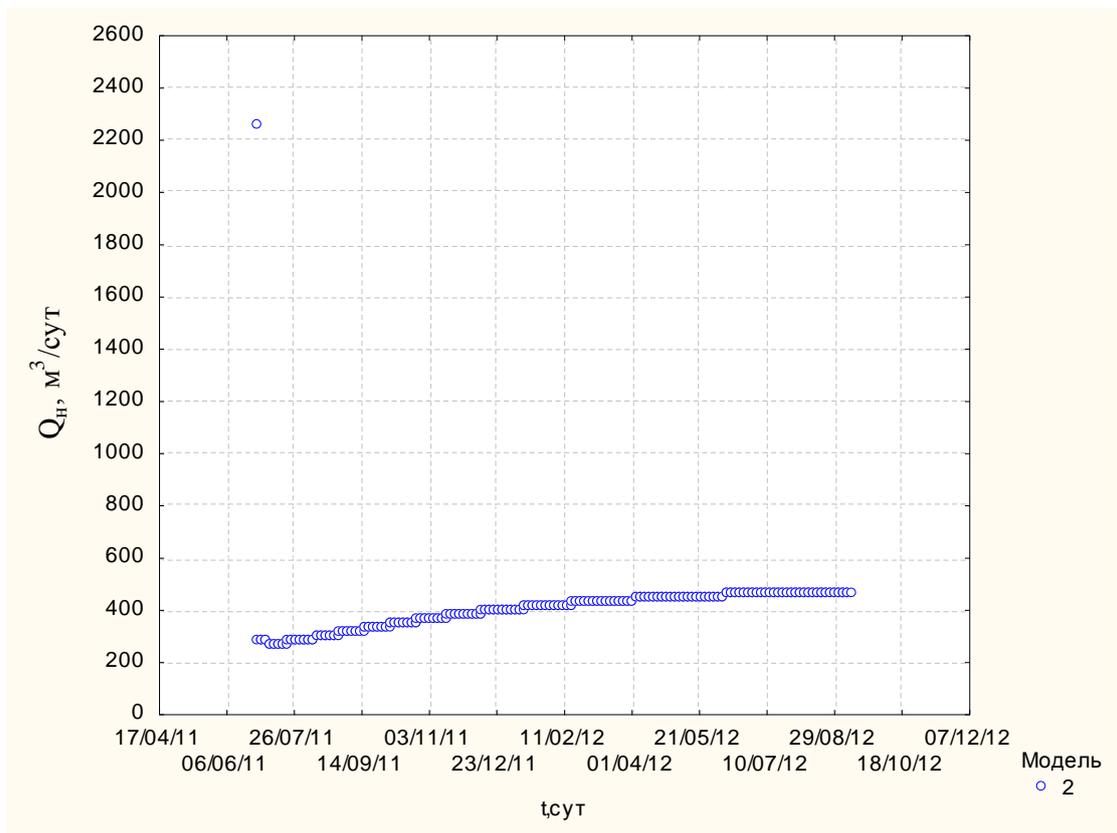


Рис. 2.42. Прогнозные показатели дебитов нефти 2-ой скважины полученных при помощи линейной архитектуры

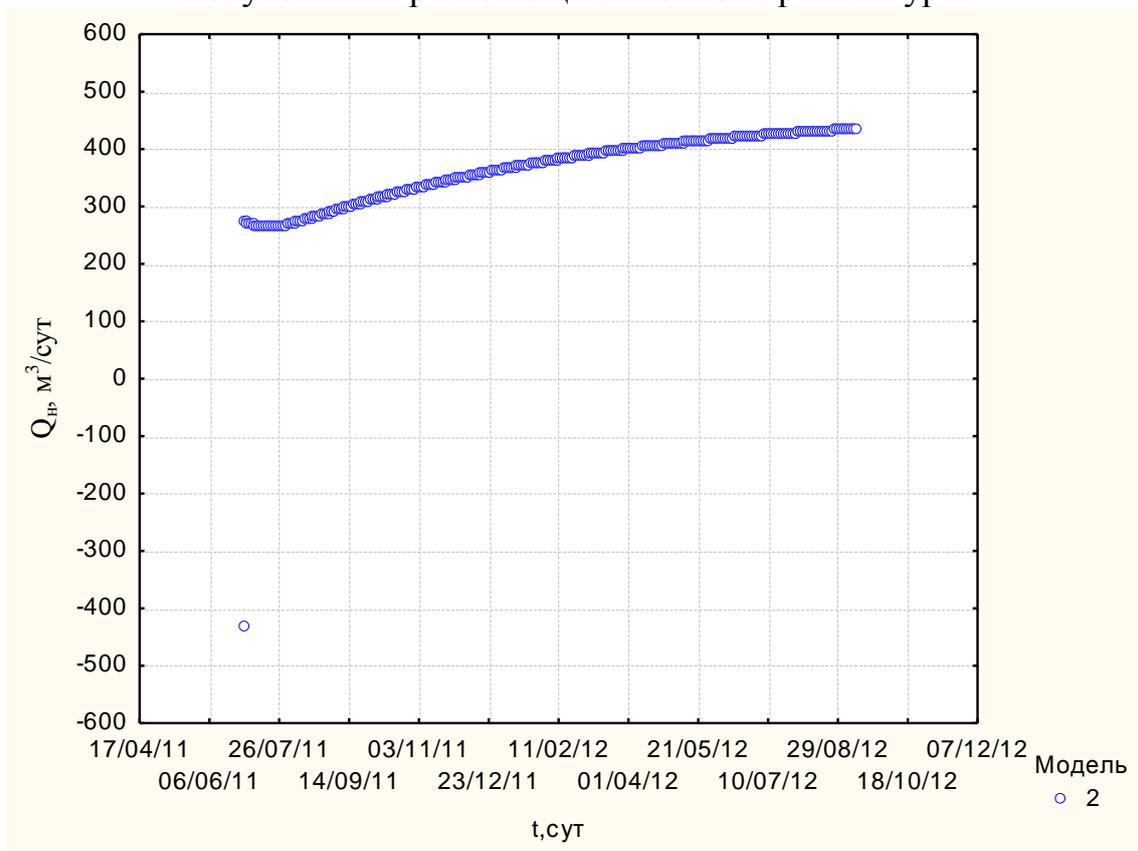


Рис. 2.43. Прогнозные показатели дебитов нефти 4-ой скважины полученных при помощи линейной архитектуры

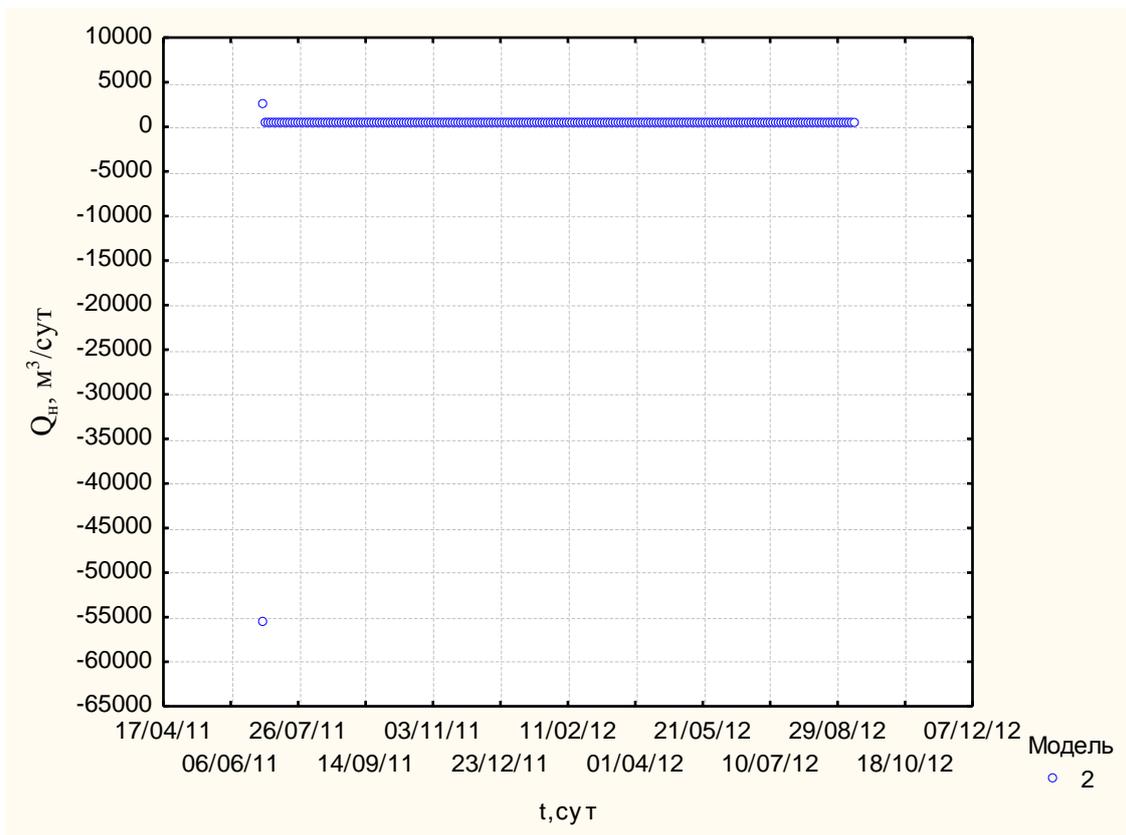


Рис. 2.44. Прогнозные показатели дебитов нефти 5-ой скважины полученных при помощи линейной архитектуры

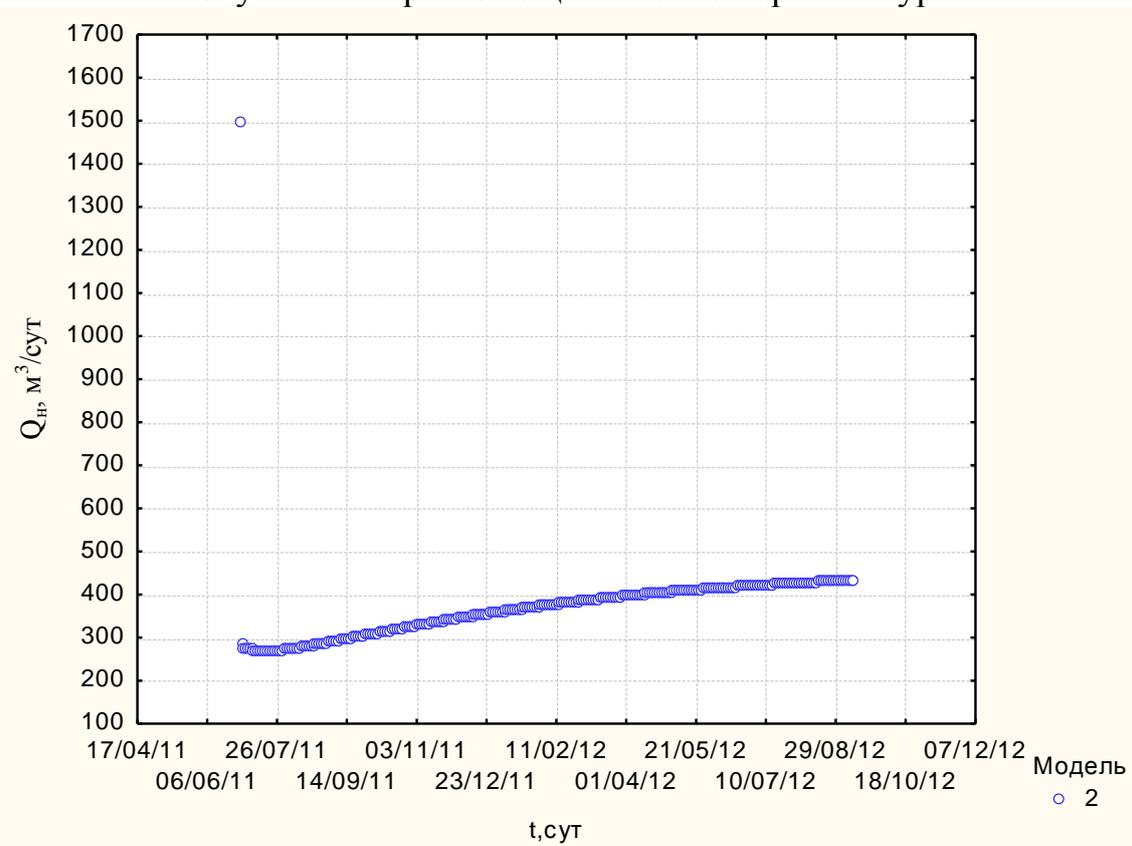


Рис. 2.45. Прогнозные показатели дебитов нефти 7-ой скважины полученных при помощи линейной архитектуры

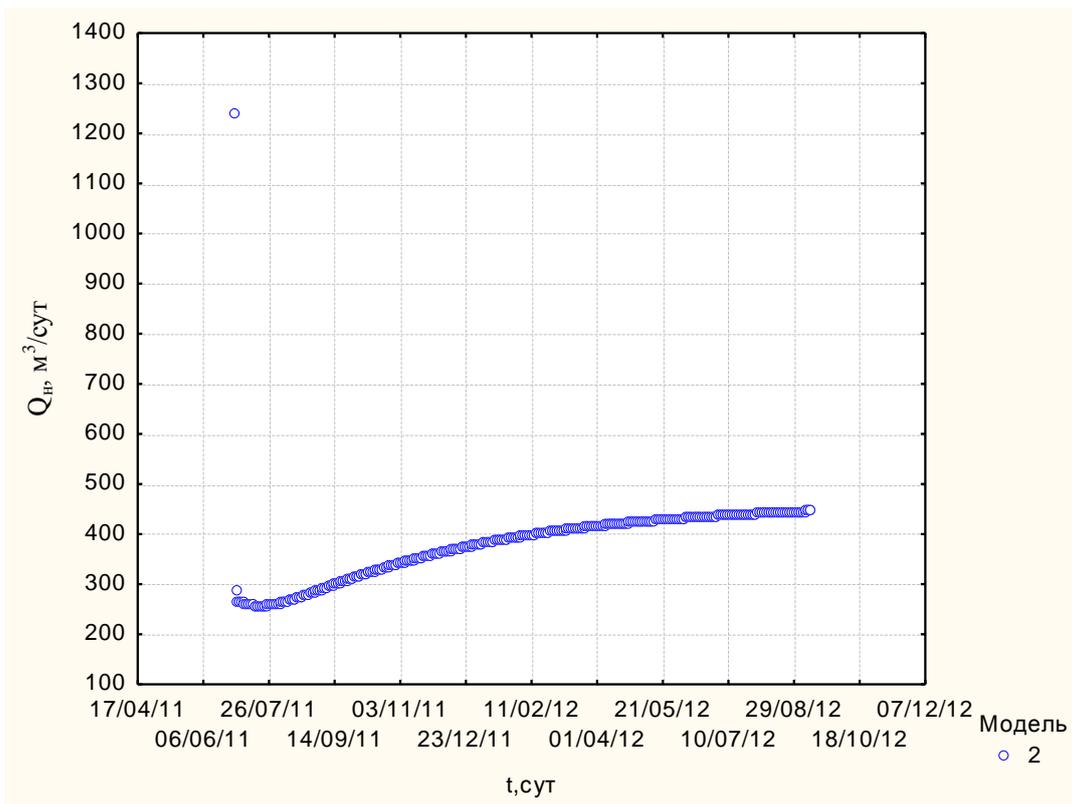


Рис. 2.46. Прогнозные показатели дебитов нефти 8-ой скважины полученных при помощи линейной архитектуры

Анализируя графики на рисунках 2.40–2.46 можно заметить, что для линейной моделей максимальные отклонения прогнозных значений превышают 600%! Это соответственно говорит о нестабильности системы, т.е. потери причинно-следственной связи. Необходимо отметить, что эффект единичных ошибок прогноза дебита объясняется работой персептрона с данным видом сети. Ошибка у персептрона на других системах примерно в 2 раза ниже.

## 2.6. Исследование свойств радиально-базисной функции нейросетевых моделей

Свойство нейронных сетей к сглаживанию шумов вытекает из присущей им способности к обобщению (раздел 1) и, возможно, только при условии оптимального подбора ресурсов ИНС. Более того, в ряде работ [65, 82, 96] описана процедура добавления шумовой компоненты к входным данным для выработки у натренированной нейронной сети нечувствительности к вариациям входных величин, при условии, что эти вариации находятся в определённых, допустимых границах.

Однако это возможно только после формирования стабильной и минимальной архитектуры НС. Как уже отмечалось ранее, недостаточное количество нейронов, приводит, к невозможности **корректно воспроиз-**

диль обучающие данные, а их избыток приводит к тому, что ИНС просто «запоминает» обучающие данные, в том числе и шумы, с погрешностью обучения близкой к нулю. Такой архитектурой была выбрана радиально-базисная функция (РБФ) (рис. 2.47).

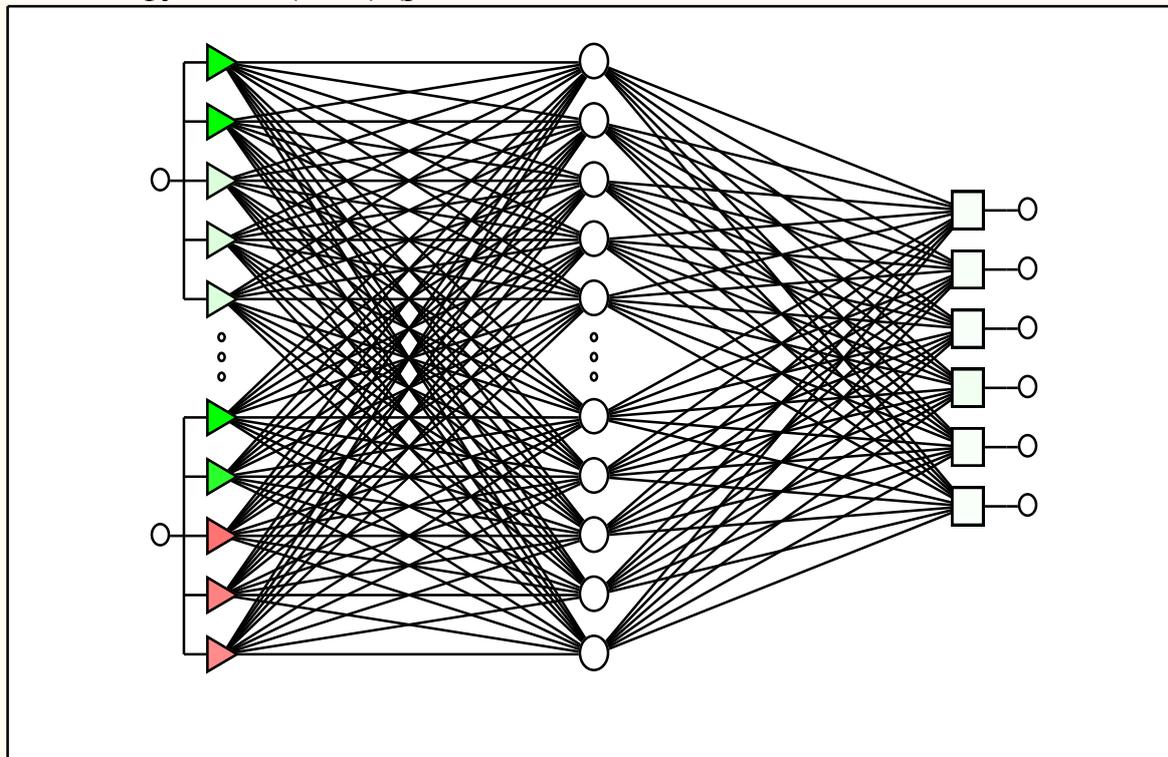


Рис. 2.47. Радиально-базисная функция ИНС

Численные эксперименты показали, что сети РБФ, применительно к задаче прогноза суммарного дебита группы скважин, обладают хорошим устойчивым прогнозом с минимальным уровнем искажения выходных данных 5–20% (рисунки 2.48–2.53).

Если на рисунках форма кривых довольно проста и повторение ею данных фактических режимов близко к 99%, то кривая на рисунке 2.38 совсем не проста, однако, совпадение достигает также 99,7%.

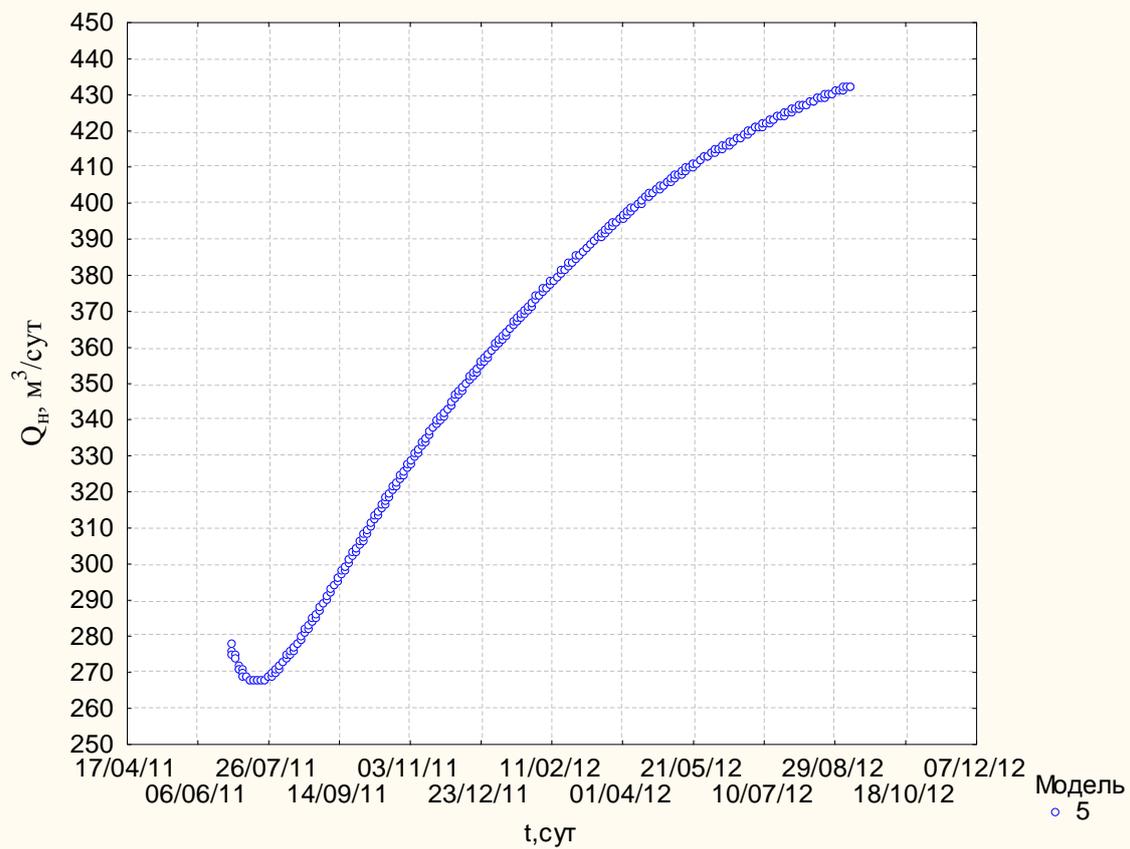


Рис. 2.48. Прогнозные показатели дебитов нефти 1-ой скважины полученных при помощи РБФ функции

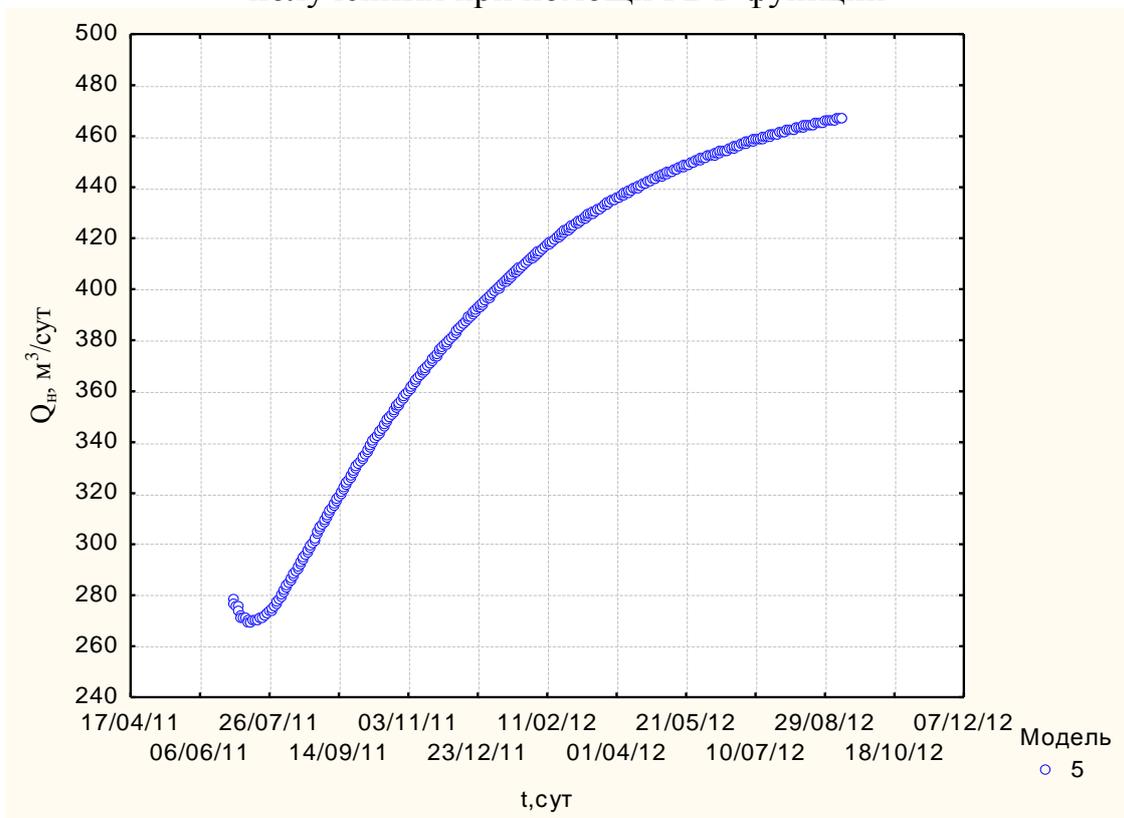


Рис. 2.49. Прогнозные показатели дебитов нефти 2-ой скважины полученных при помощи РБФ функции

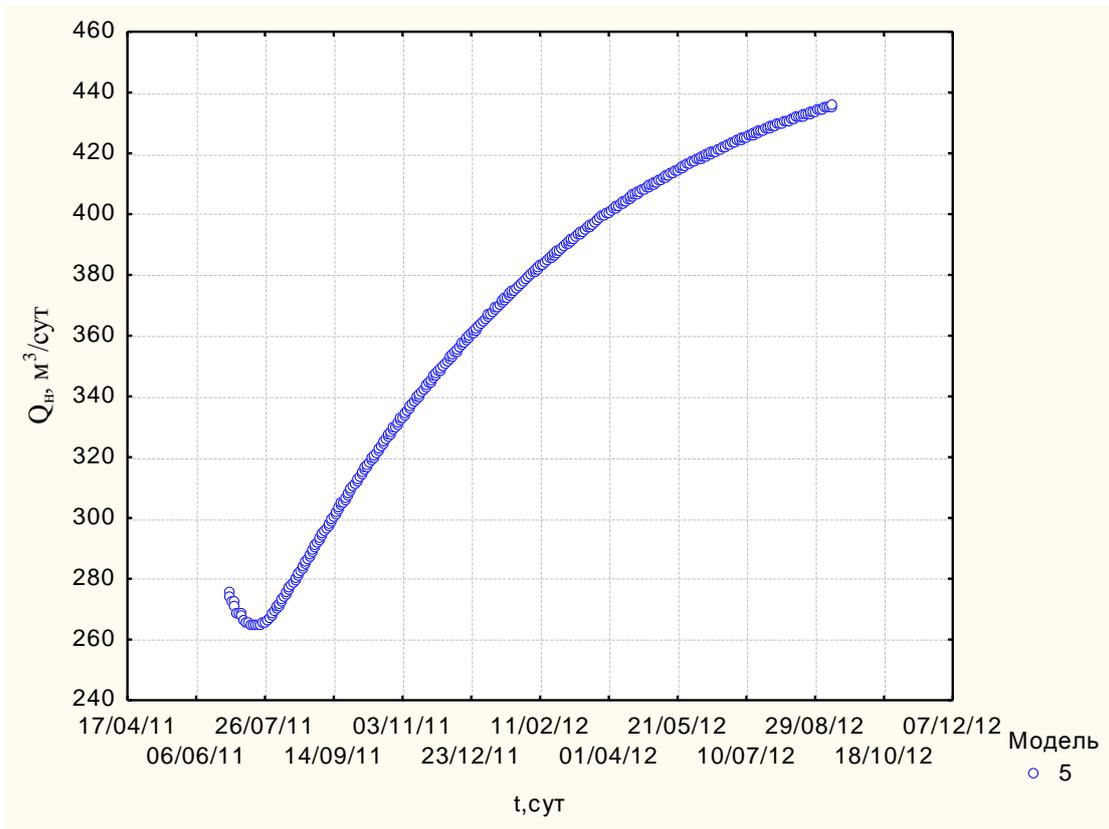


Рис. 2.50. Прогнозные показатели дебитов нефти 4-ой скважины полученных при помощи РБФ функции

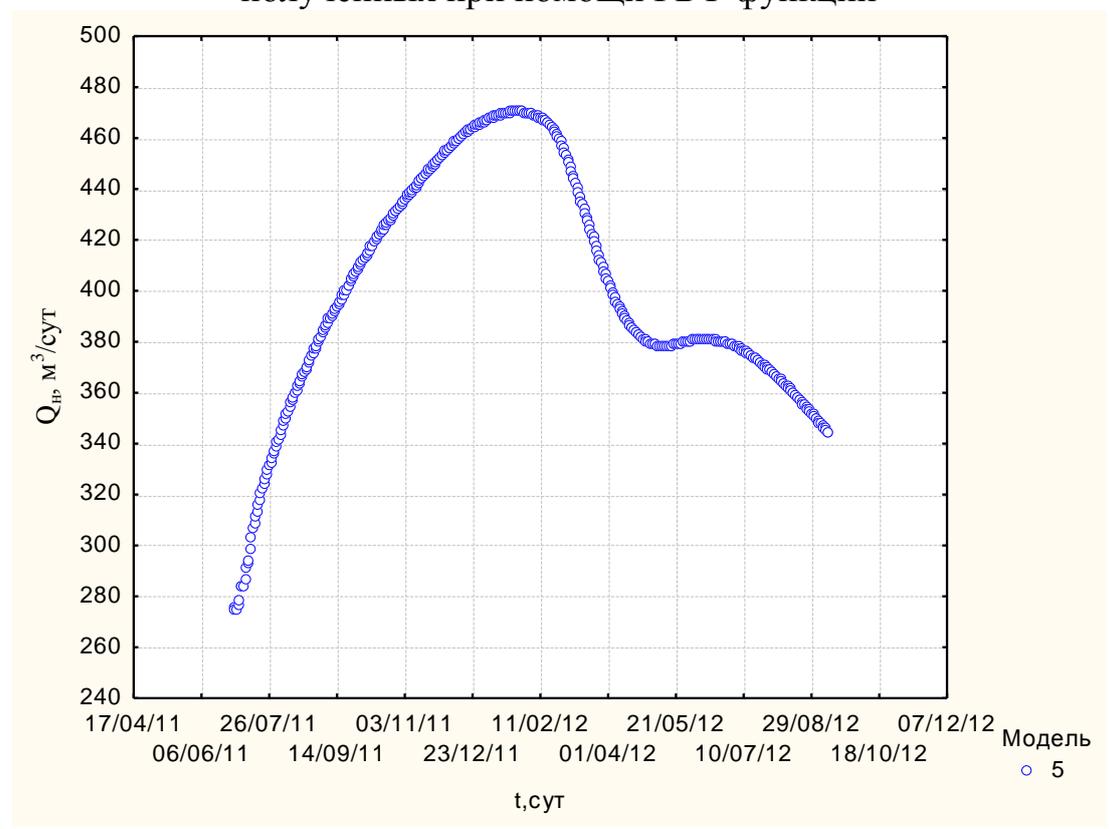


Рис. 2.51. Прогнозные показатели дебитов нефти 5-ой скважины полученных при помощи РБФ функции

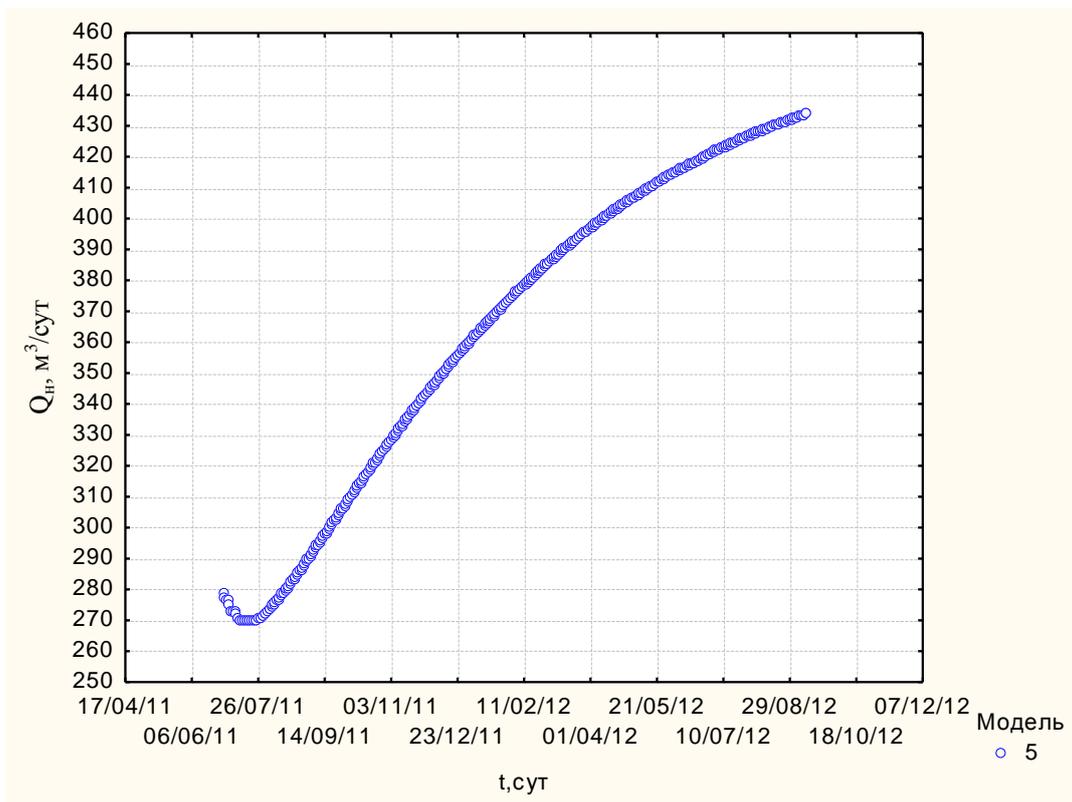


Рис. 2.52. Прогнозные показатели дебитов нефти 7-ой скважины полученных при помощи РБФ функции

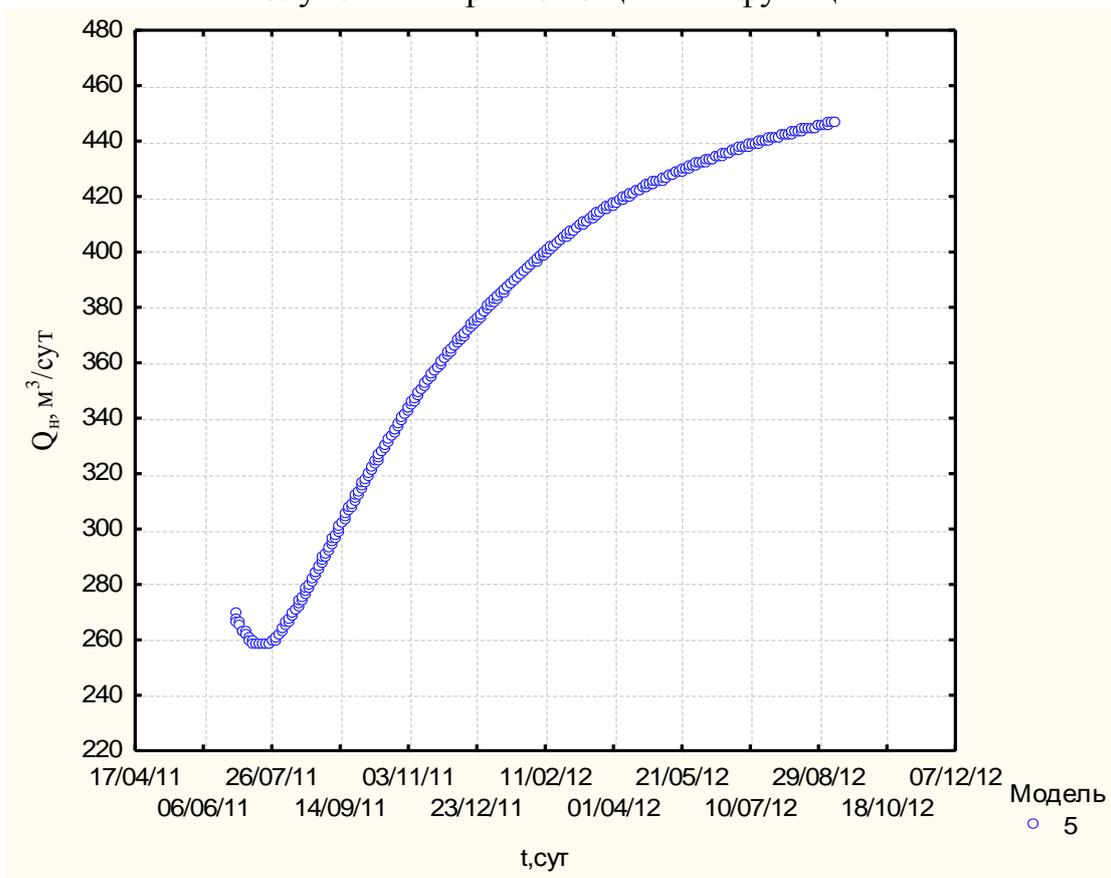


Рис. 2.53. Прогнозные показатели дебитов нефти 8-ой скважины полученных при помощи РБФ функции

Можно заметить, что показанные кривые точнее всех остальных аппроксимируют эталонные экспериментальные данные. Среди всех предложенных вариантов функция РБФ показала максимально точный результат прогноза и минимальную погрешность.

Нейросетевые модели процессов нефтедобычи обладают еще одним важным свойством: ослабление (сглаживание) вызванных зашумлением искажений прогнозируемого параметра.

Очевидно, что приведенные выше оценки позволяют говорить о высокой эффективности нейросетевых методов решения задач прогноза технологических показателей, как для отдельных скважин, так для суммарной добычи нефти групп скважин.

## **2.7. Оценка прогнозируемости системы поддержания пластового давления нейронными сетями**

Продолжим исследование нейросетевых методов и оценим перспективу ИНС в контексте инструмента моделирования процессов поддержания пластового давления (ППД) нефтяных месторождений.

Для данного исследования были использованы различные архитектуры сетей для разрабатываемого продуктивного пласта экспериментального месторождения.

Пользуясь данной моделью, создадим базу данных истории разработки пласта, содержащую информацию аналогичную той, что собирается в ходе регламентируемых вычислительных измерений технологических и геологических параметров скважин. На основе данной информации исследуем возможности и методику нейросетевой аппроксимации данной математической модели. Первоначально входными параметрами обучающих векторов являлись: объемы нагнетания в единицу времени, и давление нагнетания в 3 нагнетательных скважинах.

Конфигурации нейронных сетей, аналогично эксперименту с нефтяными скважинами обучилась до приемлемого уровня ошибки. Максимальные значения ошибки (как при обучении, так и при прогнозировании) у лучших сетей была в диапазоне 5–30%.

Итоги моделирования представлены на графиках (рисунки 2.54–2.56).

Анализируя представленные графики можно легко заметить, аналогично поведению ИНС в расчетах такого вида. Основанием для такого заключения является хорошо коррелированное поведение кривых работы скважин, как для эталонных наблюдений, так и модельных расчетов.

В результате расчётов у нас имеется следующая информация: приёмистостях нагнетательных; значения забойных давлений и пластовых давлений в призабойных зонах. Учитывая практическую направленность работы, ограничим объемы информации, используемые при обучении

нейронной сети, и на данном этапе исследований воспользуемся лишь среднемесячными данными по закачке и данными о времени работы скважин. Кроме того, отбросим характеристики пласта  $\mu$ ,  $k$ ,  $b$ ,  $\chi$ , так как их значения являются условно постоянным.

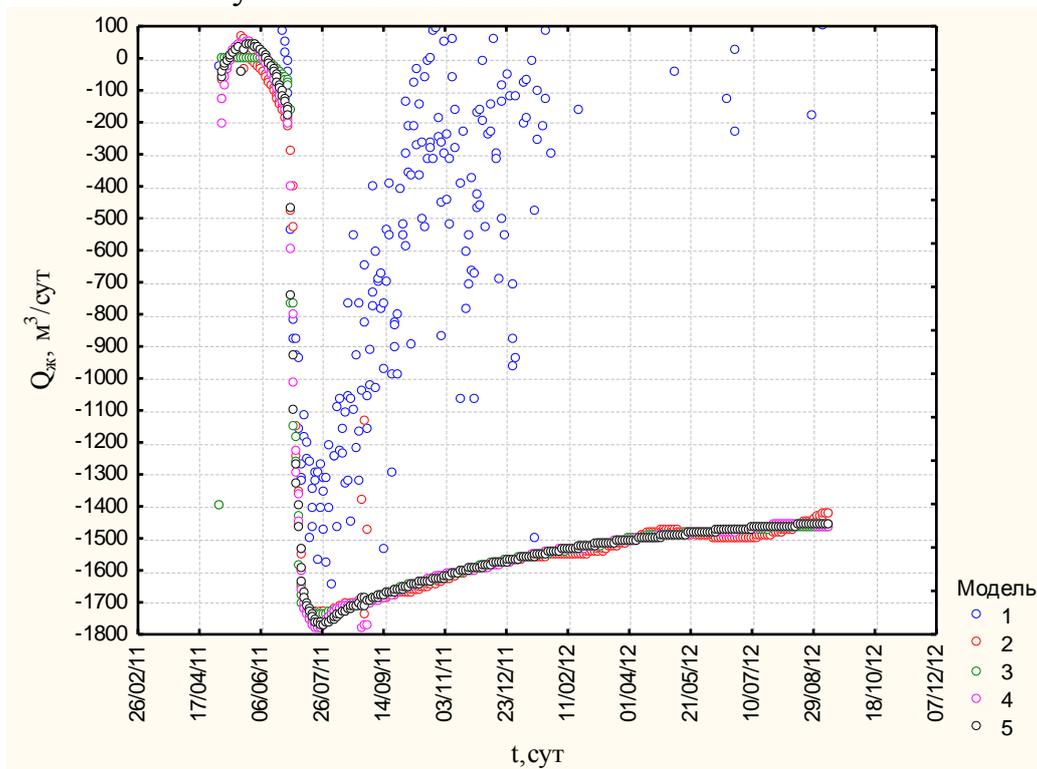


Рис. 2.54. Прогноз объемов закачки нагнетательной скважины №3 различными архитектурами ИНС

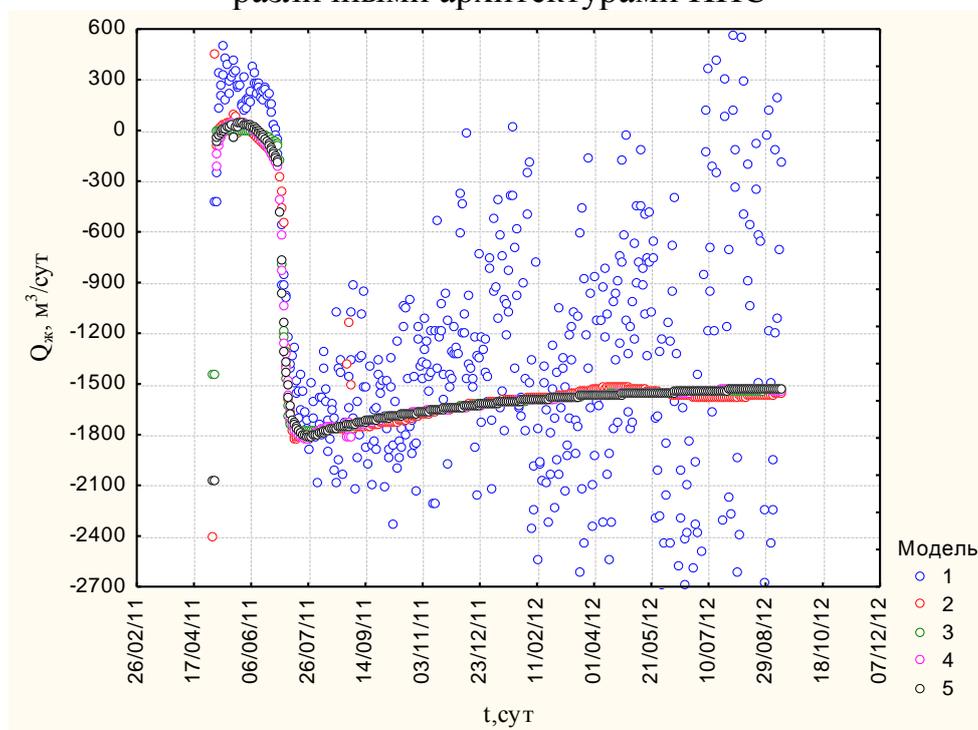


Рис. 2.55. Прогноз объемов закачки нагнетательной скважины №6 различными архитектурами ИНС

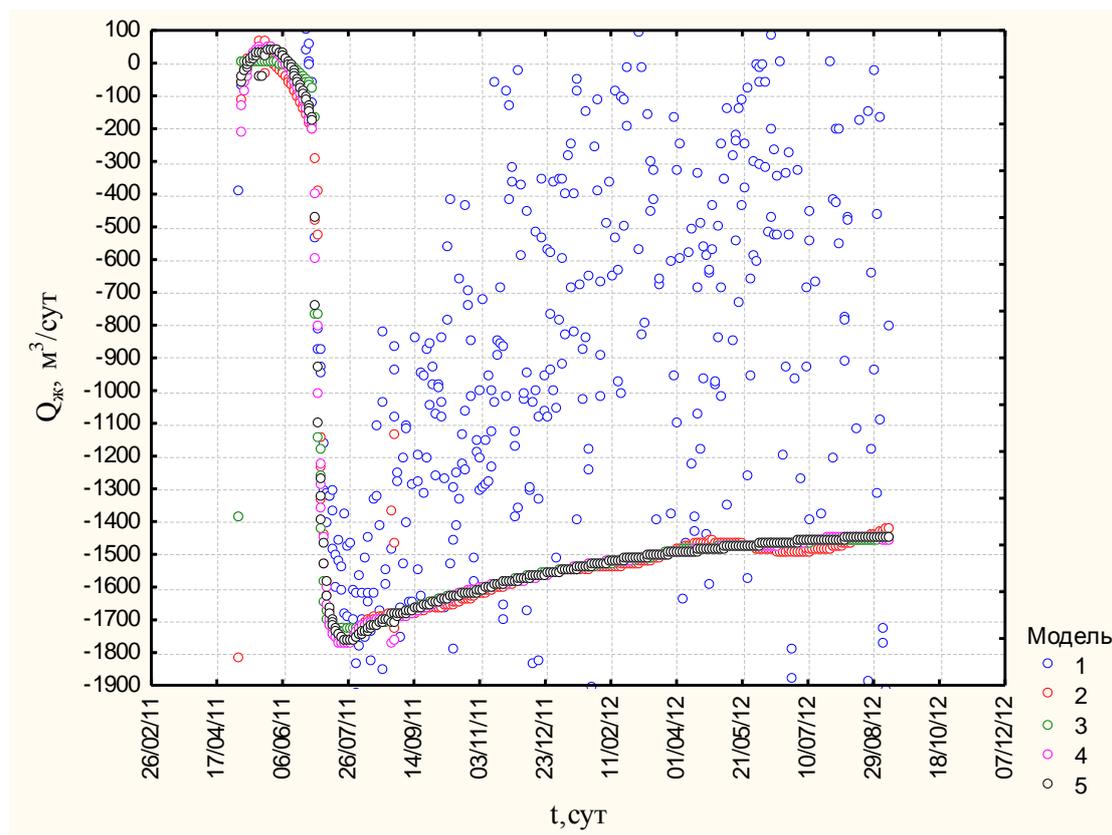


Рис. 2.56. Прогноз объемов закачки нагнетательной скважины №9 различными архитектурами ИНС

Входными полями для нейронной сети являются: время работы и приемистость для нагнетательных скважин. Таким образом, у нас получилось 5 обучающих выборок.

Необходимо сделать замечание, относящиеся к выбору периода обучения сети. Очевидно, что для нейронной сети, чем больше примеров будет содержаться в обучающей выборке, тем лучше она сможет обучиться. Однако при решении задач прогнозирования временной интервал истории разработки, из которого составляется обучающее множество, не должен быть большим, В реальной ситуации в процессе разработки нефтяного пласта его коллекторские свойства могут изменяться в весьма значительной степени в зависимости от интенсивности и длительности его разработки.

Следовательно, выбрав большой временной период обучения, мы столкнемся с тем фактом, что примеры, содержащиеся в обучающей выборке, не будут однородными, по содержанию (физической – смысловой нагрузке). Иными словами, обучив нейронную сеть и сведя ошибки обучения к минимуму, мы, тем не менее, не сможем гарантировать того, что ошибки обобщения на период прогноза будут небольшими. Следовательно, исходя из чисто практических соображений, время обучения сети надо выбирать оптимальным образом. Согласно оценкам ряда авторов [18, 19, 20, 34] этот период даже для детерминированных моделей не должен пре-

вышать 1–2 года. Хотя практика использования детерминированных ГДМ показывает ориентировку в проекте на прогноз на 10–30 лет.

Необходимо отметить, что присутствие большого количества флуктуации связано с особенностью определенных архитектур и лишь РБФ явно выделяется из общей массы архитектур наивысшей корректностью выходной информации.

Резюмируя вышесказанное, отметим, что именно такой прием позволяет нам разделять различные факторы и позволит оценить влияние нагнетания на процесс нефтедобычи, а так же дополнить методику нейросетевой аппроксимации математической модели фильтрации жидкостей.

## **2.8. Апробация нейронных сетей для прогнозирования по скважинной добычи нефти на Савуйском и Ван-Еганском месторождениях**

Продолжим исследование нейросетевых методов но уже на промышленных данных Савуйского месторождения ОАО “Сургутнефтегаз” и Ван-Еганского ОАО «Роснефть». В качестве инструмента моделирования процессов разработки месторождений выступает все тот же программный комплекс ИНС SoftStatica Neural Analyst. Для данного исследования были взяты промысловые данные для разрабатываемых продуктивных нефтяных пластов БС<sub>6</sub> и БС<sub>10</sub>.

### **Общая информация о пласте БС<sub>10</sub> Савуйского месторождения**

В административном отношении Савуйское месторождение находится в пределах одноимённого лицензионного участка (ЛУ), расположенного на территории Сургутского района ХМАО–Югры. На Савуйском месторождении пласт БС<sub>10</sub> является основным объектом разработки, в его отложениях выявлена одна залежь нефти, вытянутая в северо-западном направлении и занимающая большую часть площади лицензионного участка. Залежь полностью разбурена эксплуатационными скважинами.

Границы залежи практически по всему периметру контролируют скважины, вскрывшие с кровли водонасыщенный пласт в интервале абсолютных отметок от –2277,8 (скв. №112Р) до –2291,9 м (скв. №348). Средняя отметка кровли коллектора –2254 м. По типу залежь классифицируется как пласто-сводовая, размеры – 18,0х9,5 км, высота – около 69,3 м. Залежь характеризуется обширной водонефтяной зоной (ВНЗ), занимающей около 70% её площади. Чистонефтяная зона (ЧНЗ) вскрыта скважинами в центральной и южной частях залежи. Водонефтяной контакт (ВНК) принят на АО –2276 м.

Характеристика толщин и неоднородности продуктивного пласта в пределах залежи проведена по материалам ГИС 503 скважин, из них 192

вскрыли ЧНЗ. Общая толщина пласта составляет в среднем 26,8 м, нефтенасыщенная – 11,4 м. Коэффициент песчанистости разреза в среднем по залежи составляет 0,55, по блокам изменяется от 0,48 (12 блок) до 0,63 (1 блок). По площади максимальная песчанистость (более 0,7) наблюдается в юго-западной, северо-восточной и северо-западной частях залежи. Расчленённость пласта высокая, количество проницаемых пропластков по скважинам варьирует от 1 до 14 и в среднем составляет 5. Наиболее расчленён разрез пласта в центральной части залежи. По блокам максимальное количество песчаных пропластков насчитывается в 6–9 блоках, где их количество в среднем составляет 6.

По данным ГИС фильтрационные и емкостные свойства пласта – высокие. По площади наиболее высокие фильтрационные свойства коллекторов зафиксированы в северной, южной и восточной частях залежи. Проницаемость в среднем по залежи равна  $197,6 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> (изменяется от 1,8 до  $414,1 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>), коэффициент пористости в среднем – 0,23 (от 0,18 до 0,26). Максимальные значения пористости зафиксированы в северо-западной, восточной и южной частях залежи. Коэффициент нефтенасыщенности изменяется от 0,21 до 0,81. В плане участки с повышенной нефтенасыщенностью отмечаются в центральной и южной частях залежи. Песчаные пропластки с максимальными ФЕС залегают в верхней части разреза. В целом по залежи от кровли к подошве пласта наблюдается ухудшение коллекторских свойств и песчанистости разреза.

Толщина глинистого раздела между нефтенасыщенной и водонасыщенной частями разреза в среднем составляет 2,3 м.

Эксплуатационный объект БС<sub>10</sub> является на месторождении основным, представлен одной крупной залежью нефти, содержащей 88% геологических и 97% извлекаемых запасов месторождения. Объект введён в эксплуатацию в 1977 г., реализована трёхрядная блоковая система разработки (425x600 м) с применением очагового заводнения, проектная плотность сетки – 22,4 га/скв. В период 1977–1981 гг. осуществлялось интенсивное разбуривание проектного фонда, введено 347 скважин (69% скважин, перебивавших в эксплуатации). В результате в 1981–1985 гг. годовые уровни добычи по объекту были стабильно высокими – более 4 млн.т/год при темпах отбора от НИЗ около 6%. Максимальный уровень добычи нефти по объекту в количестве 4,5 млн.т был достигнут в 1984 г. на восьмой год разработки. За период стабильно высокой добычи отобрано 43,5% от НИЗ, обводнённость увеличилась с 5,3% до 56,5%. Резкий рост обводнённости отмечается с 1982 г. в период интенсивного разбуривания водонефтяной зоны. Годовая добыча жидкости увеличилась с 466,8 тыс.т в 1981 г. до 1041,9 тыс.т в 1986 г. С 1992 г. объект находится в четвёртой завершающей стадии разработки. В 2011 г. добыча нефти составила 258,7 тыс.т, добыча жидкости – 8201,8 тыс.т. Темп отбора нефти от НИЗ снизился до 0,5%, обводнённость увеличилась до 96,8%. В период 2001–

2007 г. на объекте проводился форсированный отбор жидкости. Дебит жидкости увеличился с 63,7 т/сут (2000 г.) до 125,0 т/сут (2007 г.), текущий ВНФ – с 14,7 до 28,0.

Текущий КИН – 0,454 при утверждённом – 0,460, отобрано от НИЗ 98,7% при текущей обводнённости – 96,8%. Кратность запасов – около трёх лет. Накопленная добыча жидкости составляет 250768 тыс.т. Закачка воды осуществляется в 14 рядах нагнетательных скважин, которыми залежь разрезана на 13 эксплуатационных блоков. С начала организации системы ППД в пласт закачано 304667 тыс. м<sup>3</sup> воды, накопленная компенсация отборов составила 114,9%. В 2011 г. закачано 8415,4 тыс.м<sup>3</sup>, текущая компенсация – 101,7%.

По объекту БС<sub>10</sub> с 2003 г. наблюдается устойчивый рост темпа отбора от остаточных извлекаемых запасов. Это свидетельствует о том, что фактические извлекаемые запасы могут быть несколько больше утверждённых.

Утверждённый проектный фонд по объекту БС<sub>10</sub> составляет 498 скважин, в том числе: добывающих – 341, нагнетательных – 153, наблюдательных – 4. Проектный фонд полностью реализован. Всего на объекте числится 497 скважин, в том числе: добывающих – 368 (из них нагнетательных в отработке – 28), нагнетательных – 119, наблюдательных – 10. В эксплуатационном фонде находится 277 скважин (действующих – 265, бездействующих – 11, в освоении – 1), в том числе: добывающих – 185 (действующих – 176, бездействующих – 9), нагнетательных – 92 (действующих – 89, бездействующих – 2 в освоении – 1).

Коэффициент использования фонда скважин: добывающих – 0,940, нагнетательных – 0,891. Коэффициент эксплуатации действующего фонда скважин: добывающих – 0,969, нагнетательных – 0,919.

За анализируемый четырёхлетний период (2008–2011 гг.) основные фактические показатели разработки объекта были несколько выше проектных: добыча нефти – 1116,7 тыс.т при проектной – 920,7 тыс.т, добыча жидкости – 34422 тыс.т при проектной – 31240 тыс.т, закачка воды – 34488 тыс.м<sup>3</sup> при проектной – 31189 тыс.м<sup>3</sup> (рис. 2.44).

С 2008 г. отмечается превышение фактических уровней добычи нефти и жидкости по отношению к проектным, что обусловлено увеличением действующего фонда добывающих скважин за счёт проводимых мероприятий: ввод скважин из неработающего фонда, зарезка боковых горизонтальных ствола (БГС) при капитальном ремонте скважин (КРС), физико-химические методы воздействия на пласт, закачка вязко-упругих систем (ВУС), циклическое заводнение.

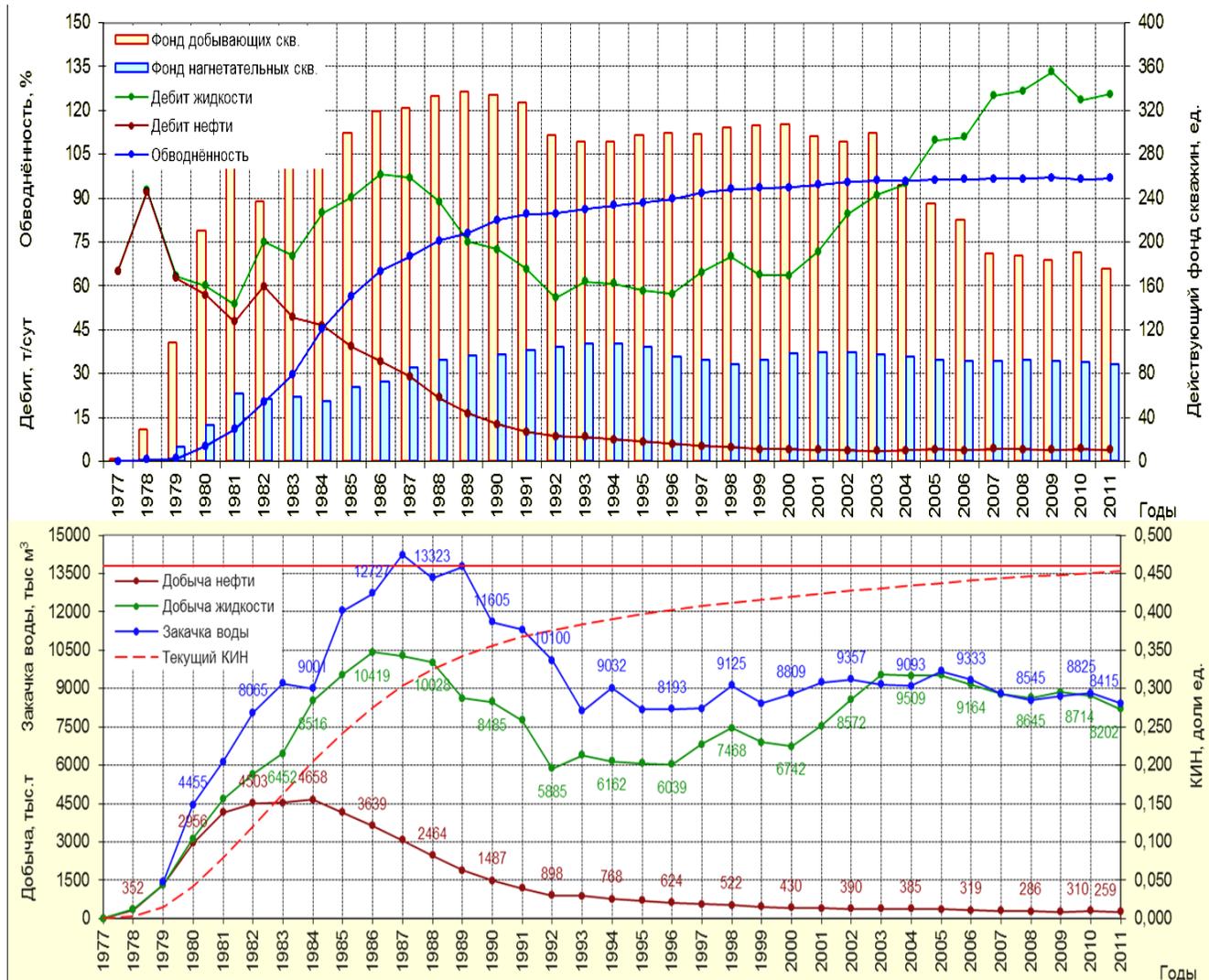


Рис. 2.57. Динамика основных технологических показателей разработки объект БС<sub>10</sub> Савуйского месторождения

Уровни добычи жидкости за счёт большего фонда скважин повышаются по отношению к проектным в 2009–2010 гг. на 10–13 %, в 2011 г. – на 16%.

Учитывая тот факт, что месторождение имеет существенный опыт применения методов повышения нефтеотдачи, надо полагать, что аппроксимация фактических режимов работы скважин для ИНС будет достаточно сложной задачей.

Начальное пластовое давление по объекту составляет 23,4 МПа. В 1977–1978 гг. эксплуатация залежи осуществлялась на естественном режиме, пластовое давление за этот период снизилось до 21,8 МПа. Организация системы воздействия началась в 1979 г. вводом под нагнетание части скважин в 10–12 разрезающих рядах. Реализованная система воздействия представляет собой трёхрядную блоковую систему в сочетании с очаговым заводнением. Закачка воды осуществляется в 14 рядов нагнетательных скважин.

Всего под закачку введено 150 скважин (в разрезающих рядах – 106, очаговых – 44), в том числе: сразу после бурения – 26 скважин, после отработки на нефть – 88, из добывающего фонда – 25, в 11 добывающих скважинах закачка носила временный характер (скважины возвращены в добывающий фонд).

На 01.01.2012 г. под закачкой находится 92 скважины, в том числе в разрезающих рядах – 75, очаговых – 17, действующий фонд состоит из 89 скважин. В 2011 г. в отработке на нефть находится 28 скважин (в разрезающих рядах – 25, очаговых – 3).

В 2011 г. закачка воды составила 8415,4 тыс.м<sup>3</sup>, текущая компенсация – 101,6 %. Накопленный объём закачанной воды составляет 304667 тыс.м<sup>3</sup>, накопленная компенсация – 114,9 %. В скважины разрезающих рядов закачано 261970 тыс.м<sup>3</sup> воды (86,0 % общего объёма), в 2011 г. – 7140,3 тыс.м<sup>3</sup> (84,8 % общего объёма). В очаговые скважины закачано 4269,7 тыс.м<sup>3</sup> воды (14,0 % общего объёма), в 2011 г. – 1275,1 тыс.м<sup>3</sup>.

В разрезающие ряды блоков 7–13, обеспечивающих эксплуатацию значительной части чистонефтяной зоны залежи, закачано 19799,3 тыс.м<sup>3</sup> воды (71 % общего объёма воды).

Текущая компенсация по блокам изменяется от 67 % (блок 5) до 375 % (блок 1), накопленная компенсация – от 76 % (блок 5) до 452 % (блок 1). Высокие значения накопленной компенсации в приконтурных блоках 1, 2 и 13 (45,2–152 %) при пластовом давлении 23,4–23,7 МПа свидетельствуют об оттоках закачиваемой воды за контур нефтеносности, наличии перетоков, а также обусловлены соотношением добывающих и нагнетательных скважин. По блокам 5, 7, 12 необходимо довести накопленную компенсацию до проектного значения.

Энергетическое состояние залежи удовлетворительное – в период 1997–2007 гг. пластовое давление было немного выше или на уровне начального – 23,3–23,7 МПа. В 2011 г. пластовое давление в целом по залежи составляет 23,2 МПа, в зоне отбора – 23,1 МПа, в зоне нагнетания – 23,7 МПа. Давление на уровне начального и выше поддерживается по блокам 1, 2, 3 (северная часть залежи) и 13 (южная часть залежи). По остальным блокам среднее пластовое давление составляет 23,1–23,3 МПа, что достаточно близко к начальному.

По мере уточнения особенностей геологического строения залежи (конфигурация контура, наличие и размеры водонефтяной зоны – «ВНЗ»), интенсивности выработки запасов на отдельных участках, по залежи объекта БС<sub>10</sub> проводилась корректировка системы воздействия – организация очагового воздействия, временное использование добывающих скважин в качестве нагнетательных на отдельных участках, интенсификация режима закачки.

В связи с тем, что водонефтяная зона, занимающая более 70% площади залежи, увеличивает потери закачиваемой воды, по мере организации системы заводнения в ВНЗ темпы закачки наращивались более интенсивно, чем темпы отбора жидкости. Коэффициент использования закачки весь период эксплуатации залежи меньше 1, а соотношение темпов закачки и темпов отбора жидкости возрастает до 1,5–6 в 1989–1992 гг., в 2003–2011 гг. добыча жидкости и объём закачиваемой воды практически равны. Коэффициент эффективности закачки в ходе эксплуатации снижается с ростом обводнённости. Если в 1980 г. коэффициент эффективности закачки составлял 0,85, то к 1990 г. он снизился до 0,16, в 2006–2011 гг. составляет 0,04 (рис. 2.58)

Таким образом, динамика эффективности процесса заводнения по залежи объекта БС<sub>10</sub> определяется особенностями геологического строения (наличием обширной водонефтяной зоны), количеством приконтурных нагнетательных скважин (около 30 % нагнетательного фонда), местоположение которых определялось в ходе разбуривания, перетоками и техническим состоянием скважин, стадией разработки залежи.

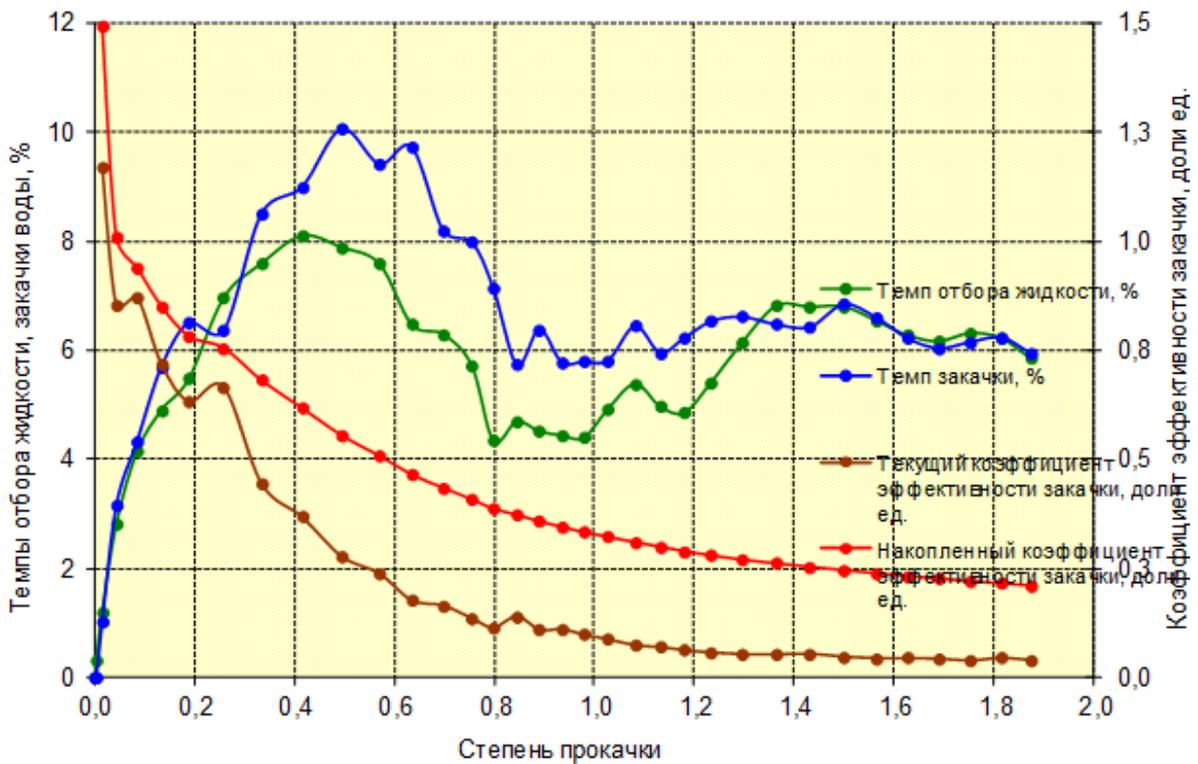


Рис. 2.58. Показатели эффективности процесса заводнения. пласта БС<sub>10</sub> Савуйского месторождения

Пласт БС<sub>10</sub> Савуйского месторождения сложен породами прибрежно-морского и мелководно-морского генезиса, формирование которых происходило на палеошельфе с глубинами выше базиса штормовых волн. В отложениях пласта выделены следующие литофациальные комплексы: а) отложения вдольбереговых баров; б) отложения краевых частей вдольбереговых баров; в) отложения промоин и разрывных течений; г) отложения открытого шельфа.

Юго-западная часть пласта Савуйского месторождения (зона I), в которой преимущественно развиты отложения вдольбереговых баров, состоящих из двух (возможно более) пачек, характеризуется высоким уровнем гидродинамической активности палеоморя, что может создавать существенные неопределенности с влиянием пластовых вод на результаты применения ИНС.

Интерпретация осадочных текстур в отложениях литофации свидетельствует о доминировании роли волновых процессов при их накоплении. Наряду с волновыми процессами на образование осадка наложили отпечаток вдольбереговые течения, которые обусловили формирование вытянутых баровых тел по направлению с северо-востока на юго-запад. Накопление отложений баровых пляжей и формирование систем вдольбереговых баров связано с периодами активной проградации береговой линии; сформировавшиеся в этих условиях регрессивные разрезы характеризуются ритмичным строением, обусловленным наложением друг на друга не-

скольких проградационных пляжевых циклов. Отдельные баровые гряды в пределах юго-западной части пласта перекрываются и сочленяются, образуя единый, достаточно выдержанный, песчаный пласт. Периоды стабилизации береговой линии или трансгрессии моря характеризовались развитием поверх регрессивных отложений трансгрессивных осадочных систем с образованием алевритоглинистых и глинистых отложений.

В центральной, восточной и западной части (зона III) месторождения, отмечаются зоны развития отложений краевых частей вдольбереговых баров. Данные отложения имеют преимущественно песчано-алевритовый состав пород. В разрезе отложения литофации ассоциируют с глинистыми алевролитами и аргиллитами. Это обусловило сильную расчленённость пласта БС<sub>10</sub> и небольшие толщины отдельных проницаемых прослоев. Возможно отсутствие гидродинамической связи между отдельными песчаными прослоями.

В северной, центральной и юго-восточной части месторождения отмечается развитие комбинированного типа разреза, состоящего из отложений вдольбереговых баров и отложений, сформировавшихся в мелководно-морских условиях во время регрессивного цикла осадконакопления, которые являются отложениями промоин и головных частей разрывных течений. В этой зоне баровые отложения выделяются в верхней части пласта, а мелководно-морские отложения преобладают в нижней части пласта.

По фильтрационно-емкостным свойствам в отложениях пласта БС<sub>10</sub> выделено пять литотипов пород. К коллекторам относятся все породы литотипа:

- 1 – «песчаники с глинистым цементом» и 98,9 % литотипа;
- 2 – «алевролиты с глинистым цементом» и 66,3 % пород литотипа;
- 3 – «песчаники с глинисто-карбонатным цементом»;
- 4 – «глинистые алевролиты и аргиллиты» и литотипа;
- 5 – «песчаники с карбонатным цементом» представлены

неколлекторами.

Исследования керна проведены в соответствии с требованиями отраслевых регламентов в лабораториях физики пласта Главтюменьгеологии, СибНИИНП, СургутНИПИнефть и ТО «СургутНИПИнефть». Открытая пористость ( $m$ ) определялась методом насыщения (в качестве насыщающей жидкости использовались вода и керосин) и газоволюметрическим методом на гелевом порозиметре Ultra-Pore-200. Проницаемость определялась фильтрацией газа на установке ГК-5 (до 2000 г.) и позже на приборах ОРР-610 и АРР-608 фирмы «Coretestsystems» (США) согласно аттестованным методикам. Так же приводятся данные о водонасыщенности, определённой косвенным методом центрифугирования на определённом режиме, применяемом при изучении коллекторов Западной Сибири. Полученные при этом значения связанной воды, названные водоудерживающей спо-

собностью ( $K_{вс}$ ), являются комплексной характеристикой свойств пород как возможных коллекторов

Приведённые в разделе средние значения коллекторских свойств по пластам рассчитывались как средневзвешенные по эффективной толщине.

Коллекторские свойства пласта БС<sub>10</sub> изучены по достаточному числу скважин и определений: пористости – 1120, проницаемости – 627. Общая изученная эффективная толщина составляет 195,6 м, в том числе нефтенасыщенная – 134,4 м. ФЕС изучены с высокой плотностью анализов: на один метр эффективной толщины приходится около шести определений пористости и более трёх определений проницаемости и водоудерживающей способности пород, что значительно выше оптимальной. По площади изученные скважины расположены достаточно равномерно, большая часть (21 из 23 скважин) расположены в пределах контура залежи.

Пористость пород изменяется от 17,4 до 29,1%, но в большинстве случаев (частота встречаемости – 73%) она составляет 20–24%. Среднее значение пористости по пласту – 22,9%, в том числе по нефтенасыщенной части – 22,9%, по водонасыщенной – 23,0%. Средние значения пористости по скважинам составляют, в основном, 22–24%.

Проницаемость варьирует от 1,2 до  $1284,3 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, в среднем составляет  $144,6 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, в том числе по нефтенасыщенной части –  $151,3 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Разрез пласта представлен в основном коллекторами III и IV классов, частота встречаемости их, соответственно, 65% и 31%. Породы с высокими и низкими значениями проницаемости ( $> 500 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> и  $< 10 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>) встречаются редко (соответственно 2,7 и 1,1%).

Коллекторские свойства нефтенасыщенной и водонасыщенной частей по пористости практически не различаются (22,9% и 23,0% соответственно). Проницаемость нефтенасыщенных пород выше, чем водонасыщенных: средние значения, соответственно,  $151,3 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> и  $129,4 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Нефтенасыщенная часть разреза пласта представлена коллекторами I–V классов. Преобладают (частота встречаемости 69 %) породы с проницаемостью  $100 \dots 500 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> (III класс). По водонасыщенной части разреза доля пород III класса ниже (частота встречаемости 54%), коллектора повышенной проницаемости составляют 2,8%.

Учитывая большое количество исследованных скважин по площади и образцов по разрезу, можно считать, что полученные параметры ФЕС являются достоверными (рис. 2.59).

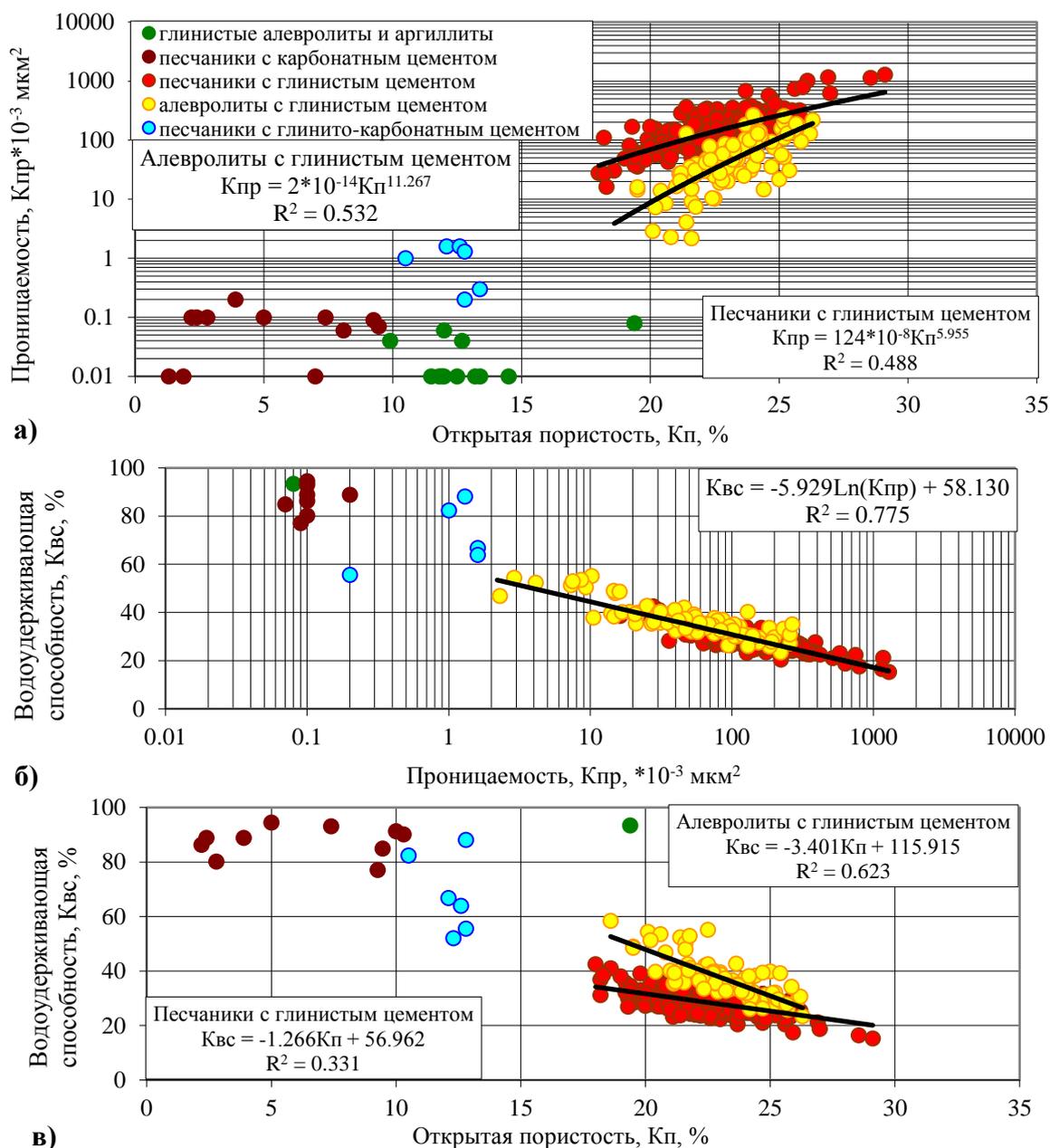


Рис. 2.59. Графики зависимости: а) проницаемости и открытой пористости; б) водоудерживающей способности и проницаемости; в) водоудерживающей способности открытой пористости объекта БС<sub>10</sub> Савуйское месторождение

Исследования деформационных свойств пород проводятся на образцах керна при условиях, моделирующих пластовые. Исследования выполнены на аттестованном оборудовании – на установках «Автолаб 1000» и «Автолаб 1500», по аттестованным методикам. Влияние деформационных свойств на результаты детерминированного ГДМ моделирования очевидно, как и очевидно такое влияния на динамику режимов работы скважин.

Исследования деформационных свойств достоверны, так как проводятся при высоком давлении и температуре пластовых условий. Качество

измерений зависит от контакта образца с измерительными узлами прибора, что предъявляет повышенные требования к качеству самих образцов (таблица 2.5).

Таблица №2.5

Результаты определения деформационных свойств пластов

Пласт	Модуль Юнга, Гпа			Коэффициент Пуассона		
	Среднее	Минимальное	Максимальное	Среднее	Минимальное	Максимальное
БС <sub>10</sub>	26,12	21,10	50,26	0,283	0,248	0,320

Для уточнения технологических параметров продуктивных пластов проведены лабораторные исследования остаточной нефтенасыщенности, фазовой проницаемости пород-коллекторов Савуйского месторождения.

Лабораторное определение относительной фазовой проницаемости (ОФП) для нефти, газа и воды выполнены согласно ОСТ 39-235-89, в условиях максимально приближенных к пластовым.

По моделированию фазовой проницаемости продуктивных пород пласта БС<sub>10</sub> проведено пять испытаний, изучены характерные для этого пласта образцы Савуйского с широким диапазоном коллекторских свойств, итоги лабораторных опытов непосредственно на породах Савуйского месторождения представлены на рисунках 2.60–2.61

Отраслевым стандартом предусмотрено моделирование остаточной нефти в виде одной величины, получаемой при заданных расходах воды. При этом расход подбирается таким образом, чтобы линейная скорость продвижения фронта вытеснения была равна скорости продвижения фронта в пласте.

Исследования проведены с учётом характерных для данного пласта фильтрационно-емкостных свойств и начальных насыщенных получены алгоритмы для расчётов фазовой проницаемости и остаточной нефтенасыщенности продуктивных пластов для пласта БС<sub>10</sub>

$$K_{он} = \frac{0,4303(K_{ин} \cdot K_{П}) - 0,001}{K_{П}}, \quad (2.4)$$

$$K^{\Phi}_{ПР.Н} = 0,1246 \cdot K_{ПР}^{1.3204}, \quad (2.5)$$

$$K^{\Phi}_{ПР.Н} = 4E - 05K_{ПР}^{2.2523}. \quad (2.6)$$

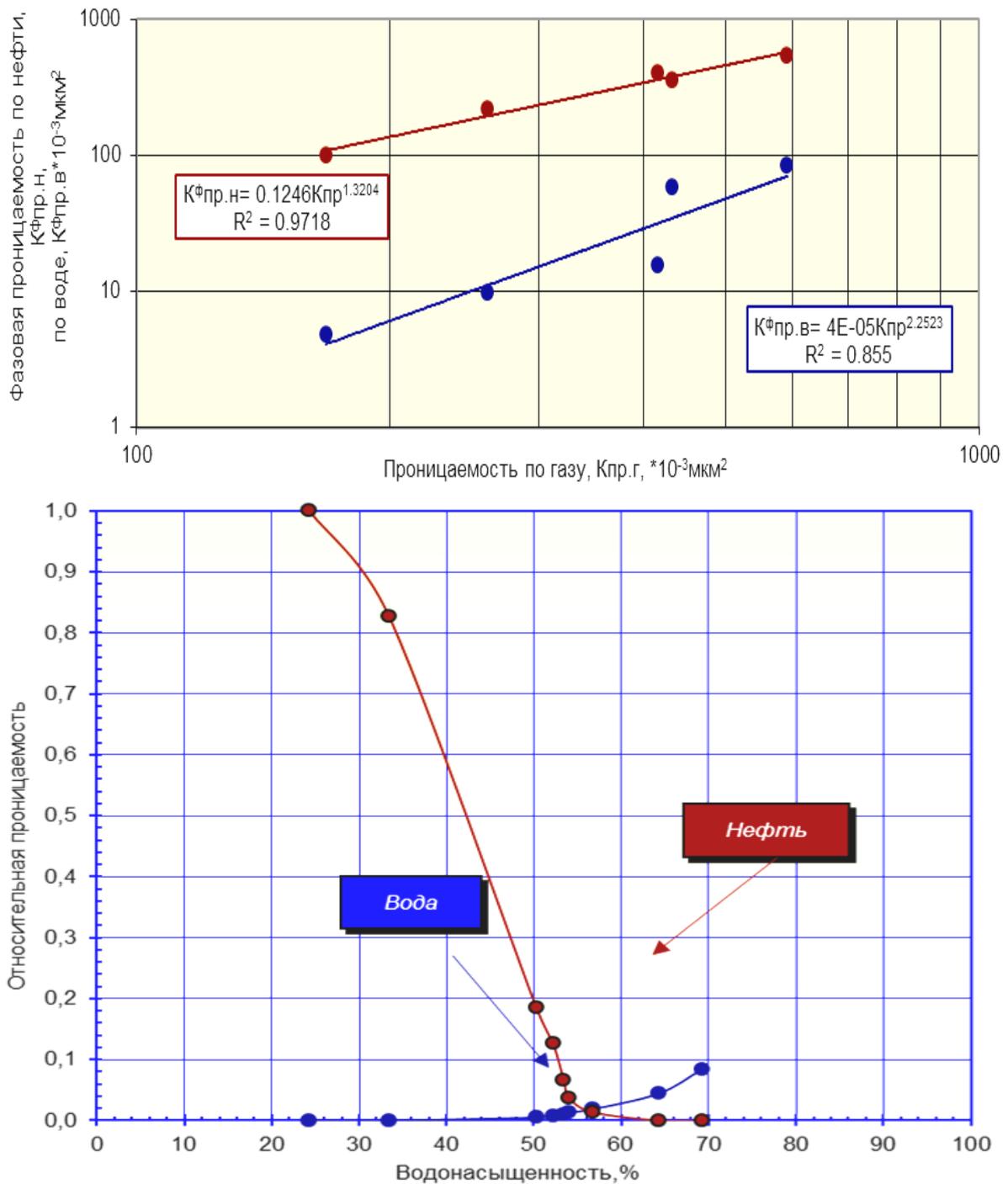


Рис. 2.60. Результаты определения относительных фазовых проницаемостей по нефти и воде в стационарных условиях пород пласта БС<sub>10</sub> Савуйского месторождения образец  $K_{\text{пр}}=416 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ ,  $K_{\text{п}}=24,1\%$

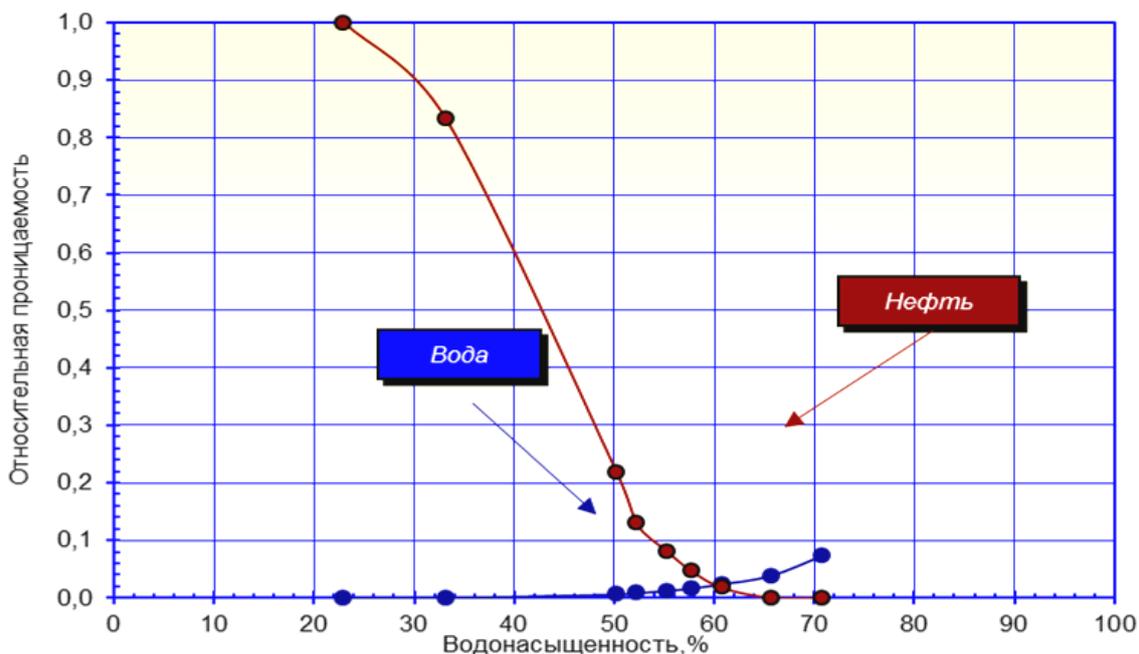


Рис. 2.61. Результаты определения относительных фазовых проницаемостей по нефти и воде в стационарных условиях пород пласта БС<sub>10</sub> Савуйского месторождения образец  $K_{пр}=207 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$ ,  $K_{п}=23,1\%$

### Общая информация о пласте БВ<sub>6</sub> Ван-Еганского месторождения

Основными особенностями Ван-Еганского месторождения являются, наличие большого числа продуктивных пластов по всему нефтегазоносному диапазону разреза осадочного чехла от васюганской свиты юры до покурской свиты верхнего мела, широкий спектр фазовых состояний залежей, а также значительная сложность строения и высокая неоднородность большинства продуктивных пластов, обусловленная фациальной гетерогенностью соответствующих отложений. Общая мощность продуктивной части в разрезе осадочного чехла достигает 1885 м. Согласно подсчету запасов 1986 г. в 40 продуктивных пластах выявлено 55 газовых, нефтегазовых и нефтяных залежей. Площадь многих из них невелика и ограничивается присводовой частью структуры.

Большинство залежей относятся к пластово-сводовым, а часть к литологически экранированным. Промышленная нефтегазоносность продуктивных пластов установлена по результатам испытания скважин и интерпретации комплекса геофизических исследований скважин (ГИС).

В дальнейшем, с выполнением проектных решений Технологической схемы (1990г.), в процессе эксплуатационного бурения уточнялись размеры залежей и характер их насыщенности. В результате при оперативном пересчете запасов в период 2003–2004 гг. по многим пластам увеличились площади нефтегазоносности и эффективные насыщенные толщины. Вместе с этим были открыты и дополнительные залежи.

В новом подсчете запасов по состоянию на 01.01.2012 г., претерпели изменение не только размеры залежей, но и другие подсчетные параметры; существенно поменялись цифровые модели пластов, их фильтрационные характеристики. В настоящей работе приняты модели и характеристики пластов, а также их запасы, стоящие на балансе ВГФ.

Пласты группы «БВ» приурочены в основном к низам вартовской (БВ<sub>0</sub>–БВ<sub>7</sub>) и верхам мегнионской свит (БВ<sub>80</sub>, БВ<sub>8</sub><sup>1-2</sup>), наиболее выдержаны по площади и достаточно уверенно коррелируются между собой. Корреляция пластов группы «БВ» произведена с использованием в качестве репера глинистого пласта, наблюдаемого выше продуктивного пласта БВ<sub>80</sub>. Эта граница характеризуется сверху минимальными значениями на кривых КС и ИК. В направлении на юг (скважины 139, 243) разрез пластов группы «БВ» опесчанивается, так что в скважине 243 верхняя часть глинистого пласта над песчаным БВ<sub>80</sub> полностью отсутствует. Наоборот, песчаные пласты ачимовской толщи появляются в этой части площади глубже, вследствие чего возрастает толщина между выдержанным песчаным горизонтом БВ<sub>8</sub> и коллекторами ачимовской толщи.

Пласт БВ<sub>6</sub> это нефтяная залежь, пластово-сводовая, размеры залежи 12,8×2,9 км, высота 41 м. ВНК в залежи принят на АО –2045 м.

Получены фонтанные притоки безводной нефти со стабильными дебитами 29,3–41 м<sup>3</sup>/сут через 6 мм штуцер и 60 м<sup>3</sup>/сут через 8 мм штуцер. На балансе ВГФ числятся запасы категорий ВС<sub>1</sub> и С<sub>2</sub>.

Закачка воды в нагнетательные скважины объектов разработки в целях поддержания пластового давления (ППД) ведется на месторождении с 1988 г. С начала эксплуатации месторождения основным источником водоснабжения системы ППД являлась пресная вода, а дополнительным источником сточная вода. В начальный период организации закачки наблюдалось увеличение объемов закачки пресной воды. Пресная вода подавалась в систему ППД по низконапорному магистральному водоводу диаметром 530 мм и толщиной стенки 7 мм. Пресная вода подавалась с Аганского водоподъема. После 1991–1992 гг. сточная вода, в связи с увеличением обводненности продукции добывающих скважин, становится основным источником водоснабжения системы ППД месторождения. Если в 1991 г. потребные объемы закачки более чем на 42% обеспечивались подтоварной водой, то в 1993 г. потребные объемы закачки на 80% обеспечивались подтоварной водой. В 2010–2013 гг. для заводнения пластов стабильно использовали 5,4–6,2 млн. м<sup>3</sup> сточной воды.

За период 1973–2013 гг. на Ван-Еганском месторождении было проведено 218 гидродинамических исследований в 103 скважинах. Большинство исследований выполнено на пласты БВ<sub>3</sub> (15 операций), БВ<sub>4</sub> (17 операций), БВ<sub>5</sub> (13 операций), БВ<sub>61</sub> (13 операций) и ЮВ<sub>11</sub> (27 операций).

Высокими показаниями ФЕС обладают пласты группы БВ<sub>3</sub>–БВ<sub>8-2</sub>. Гидропроводность по ним изменяется от 35,4 до 257,2 мкм<sup>2</sup>см/мПа·с, про-

ницаемость от  $34,2$  до  $190 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, соответственно по пластам БВ<sub>6-1</sub> и БВ<sub>7</sub>. Минимальными фильтрационными параметрами характеризуются пласты ачимовской толщи (БВ<sub>16-21</sub>). Значение гидропроводности по ним изменяется от  $0,8$  до  $5,6$  мкм<sup>2</sup> см/мПа·с, проницаемость от  $2,0$  до  $8,3 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Результаты гидродинамических исследований скважин приведены в таблице 2.4.

### Оперативный расчет добычи нефти функцией РБФ нейросетевого моделирования на скважинах Савуйского и Ван-Еганского месторождения

Пользуясь промысловой информацией, создадим базу данных истории разработки пласта, содержащую информацию аналогичную той, что собирается в ходе регламентных измерений технологических параметров скважин и на основе данной информации исследуем возможности ИНС с функцией РБФ и методику нейросетевой аппроксимации на конкретных скважинах.

Из всей истории разработки было выделено 6 добывающих скважин с номерами: №275, №299, №300, №315, №316, №759 (рис. 2.62).

Начиная с 2004 г., объемы закачиваемой воды значительно увеличились и составили  $8,9$ – $17,2$  млн.м<sup>3</sup> сточной воды.

Согласно алгоритму, описанному во втором разделе, выбираем архитектуру радиально-базисной функции (РБФ) с 5-ю персептронами нейронной сети, описанную во втором разделе, графическое представление которой представлено на рисунке 2.7. Проведенное обучение отражено в таблицах 2.1–2.2. В обучающее множество вошли 1000 векторов, верификационное – 100 векторов и тестовое – 500 векторов.

Таблица №2.6.

Средние параметры продуктивных пластов, определенные по данным ГДИ

Пласт	Количество скважин	Коэфф. продуктивности, м <sup>3</sup> /(сут·МПа)	Гидропроводность пласта, мкм <sup>2</sup> ·см/мПа·с	Проницаемость пласта, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>	Скин фактор
БВ <sub>0</sub>	1	0,7	1,2	2,2	0,5
БВ <sub>3</sub>	8	32,2	57,8	87,1	8,3
БВ <sub>4</sub>	9	31,0	49,1	61,4	
БВ <sub>5</sub>	8	53,7	88,1	113,1	1,3
БВ <sub>6</sub> <sup>1</sup>	12	13,4	35,4	34,2	
БВ <sub>7</sub>	1	152,6	257,2	190,0	
БВ <sub>8</sub> <sup>0</sup>	2	62,5	109,3	132,3	
БВ <sub>8</sub> <sup>1</sup>	6	19,1	39,4	58,2	1,8
БВ <sub>8</sub> <sup>2</sup>	3	114,0	202,8	135,6	
БВ <sub>8</sub> <sup>2</sup> . БВ <sub>8</sub> <sup>1</sup>	4	87,0	146,8	173,3	

Первоначально входными параметрами обучающих векторов являлись: координаты ячейки, в которой находится скважина и уровень добычи. Однако этих данных оказалось недостаточно и ни одна из опробованных конфигураций нейронных сетей не смогла обучиться до приемлемого уровня ошибки. Затем количество входных параметров обучающих векторов было увеличено за счёт пластового давления и обводненности. Ошибка обучения составила 5%, ошибка прогнозирования на 1-ый и на 2-ой годы составила 6% и 5% соответственно. Тот факт, что прогноз, полученный на 2-ой год, оказался точнее, говорит о том, что методика моделирования адаптируется к новым условиям, так как, данные о моделируемом объекте весьма неоднородны.

Основным приемом сравнения качества прогнозирования динамики добычи по скважинам является скрывание части фактических замеров для обучения ИНС (т.е. ИНС не знает данных о режимах, которые нам известны) с последующим сравнением прогнозных показателей (дебита нефти) по ИНС со скрытыми ранее фактическими замерами. Разумеется, прогнозирование динамики режимов работы скважин, на основе, обученной на фактических данных ИНС, является менее устойчивым, так как это сопряжено с риском искажения причинно-следственной связи и накопления «разумного» опыта предыдущей истории работы скважин.

Прогнозирование проводилось на временной отрезок 10–15% от общей работы скважин (интервала времени обучения). Проведённые численные эксперименты продемонстрировали, устойчивости архитектуры РБФ к информационным погрешностям процессов нефтедобычи для нейросетевых моделей.

Свойство нейронных сетей к сглаживанию шумов вытекает из присущей им способности к обобщению (см. первый раздел), и возможно только при условии оптимального подбора ресурсов ИНС. Более того, в ряде работ [65, 82, 96] описана процедура добавления шумовой компоненты к входным данным для выработки у натренированной нейронной сети нечувствительности к вариациям входных величин, при условии, что эти вариации находятся в определённых, допустимых границах. Однако это возможно только после формирования стабильной и минимальной архитектуры ИНС. Как уже отмечалось ранее, недостаточное количество нейронов приводит к невозможности корректно воспроизводить обучающие данные, а их избыток приводит к тому, что ИНС просто «запоминает» обучающие данные, в том числе и шумы, с погрешностью обучения близкой к нулю.

В ходе эксперимента был проведен небольшой сравнительный анализ архитектур, на скважине №316 был произведен анализ и прогноз архитектурой многослойного персептрона описанного в разделах 1–2, контрольные суммы обучения приведены в таблицах 2.1–2.2.

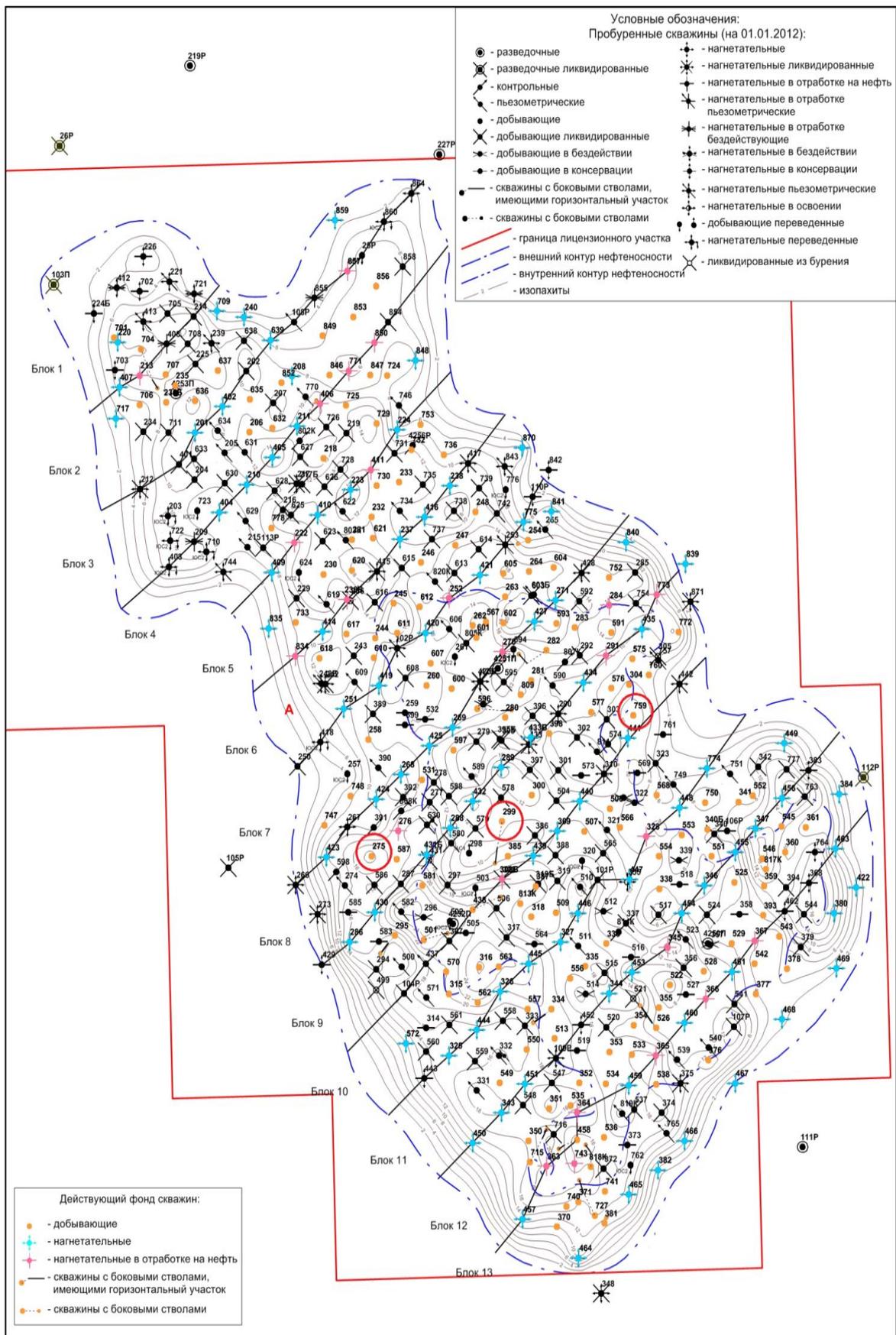


Рис. 2.62. Карта текущего состояния фонда скважин на объекте БС<sup>10</sup> Савуйского месторождения

Механизм контрольной кросс-проверки заключается в том, что некоторая часть обучающих наблюдений резервируется, т.е. подгонка коэффициентов модели и поиск минимума ошибки сети по ним не осуществляется.

Рассмотрим качество аппроксимации режимов скважин №275, №299, №300, №315, №316, №759 и прогноза отраженного на графиках (рисунки 2.63–2.68).

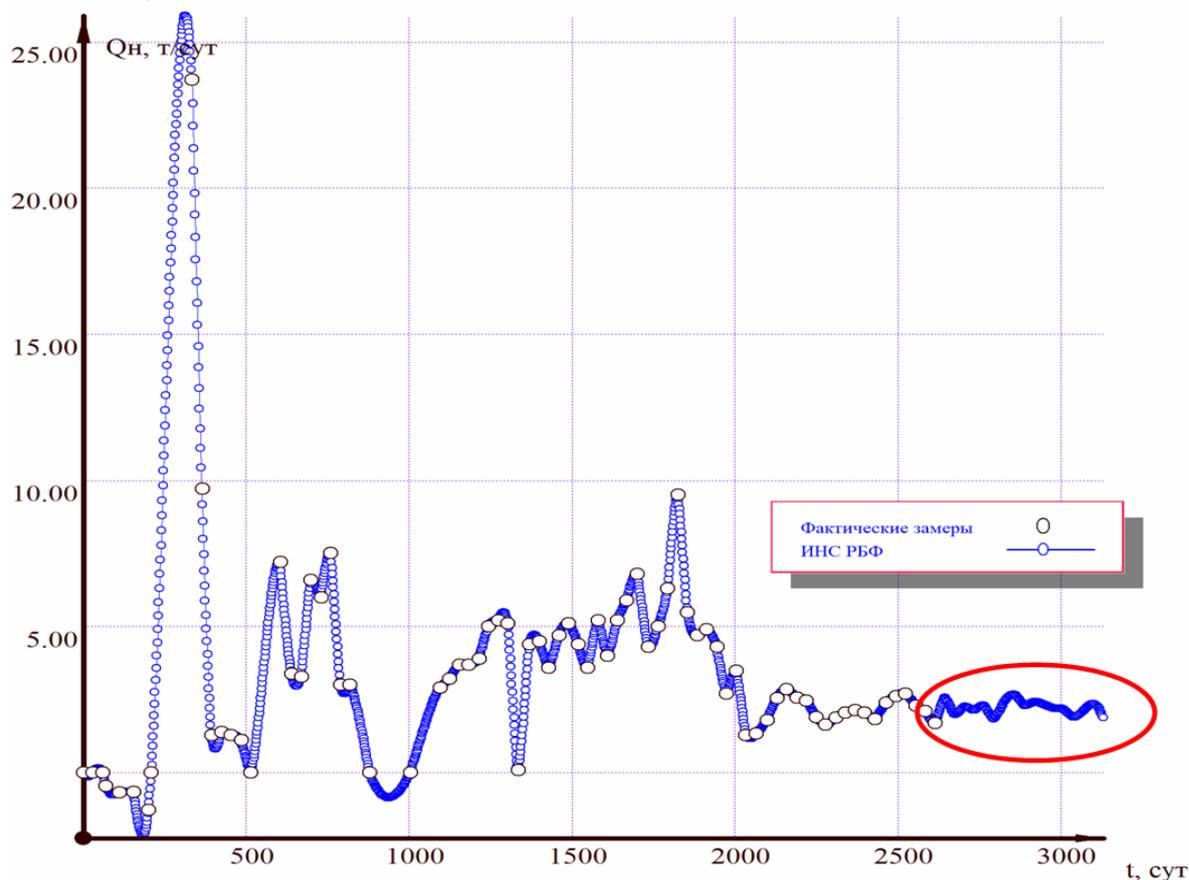


Рис. 2.63. Сравнение результатов расчета дебита нефти скважины №759 Савуйского м/р ИНС функцией РБФ с фактической динамикой (прогноз-экстраполяция ИНС)

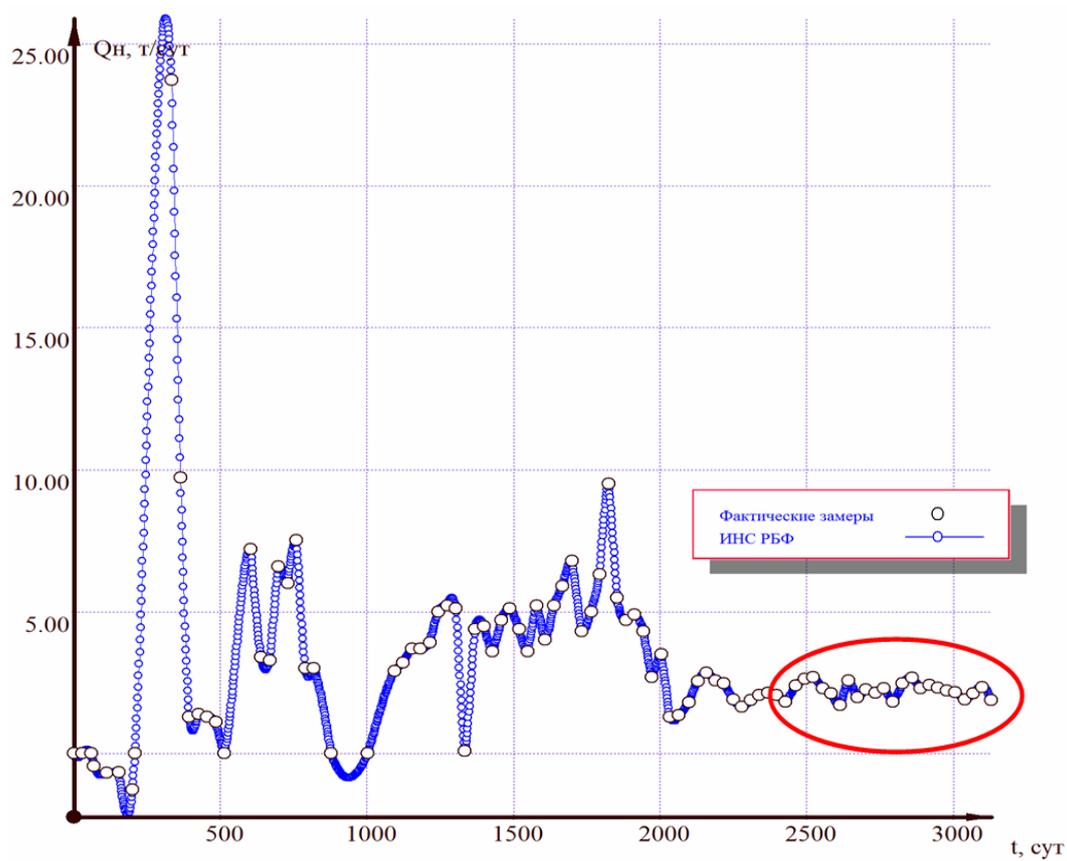


Рис. 2.64. Сравнение результатов прогноза дебита нефти скважины №759 Савуйского м/р ИНС функцией РБФ с фактической динамикой

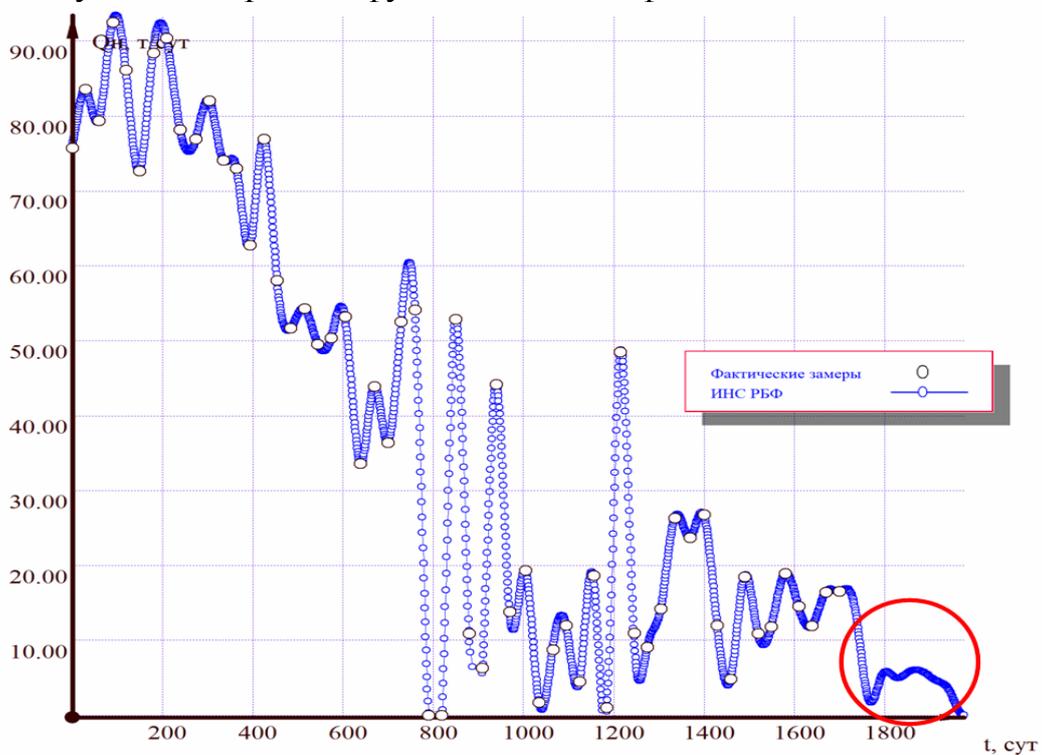


Рис. 2.65. Сравнение результатов расчета дебита нефти скважины №300 Ван-Еганского м/р ИНС функцией РБФ с фактической динамикой (прогноз-экстраполяция ИНС)

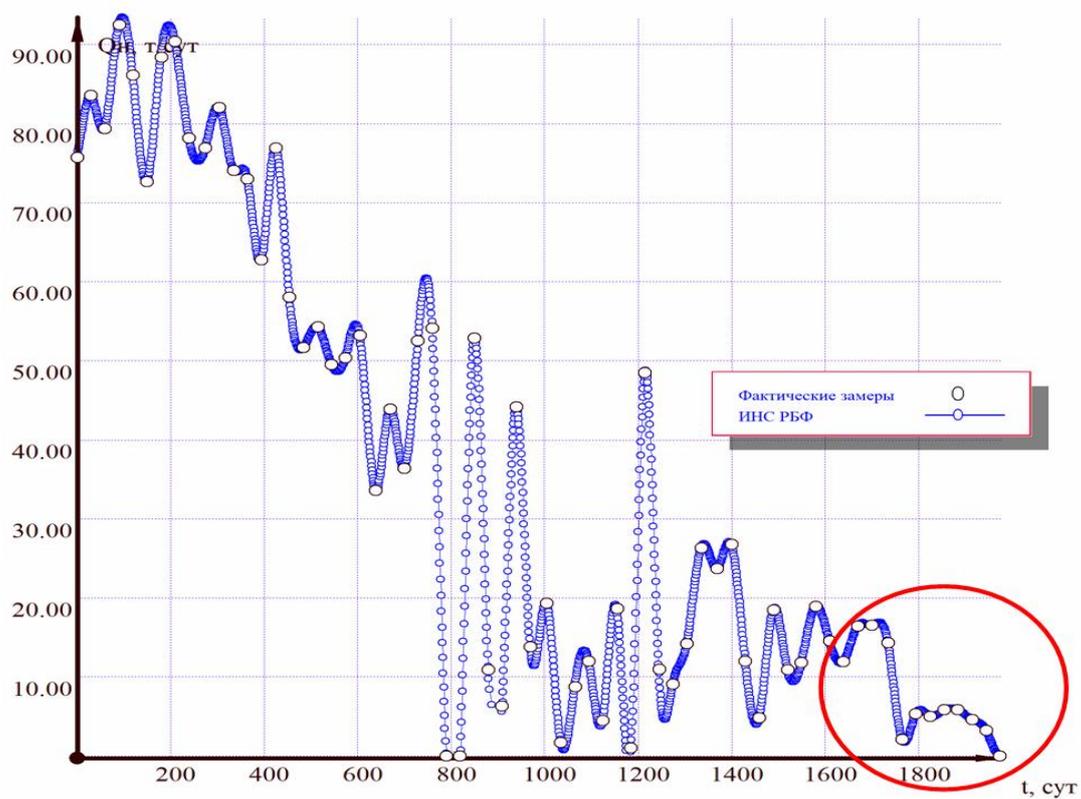


Рис. 2.66. Сравнение результатов прогноза дебита нефти скважины №300 Ван-Еганского м/р ИНС функцией РБФ с фактической динамикой

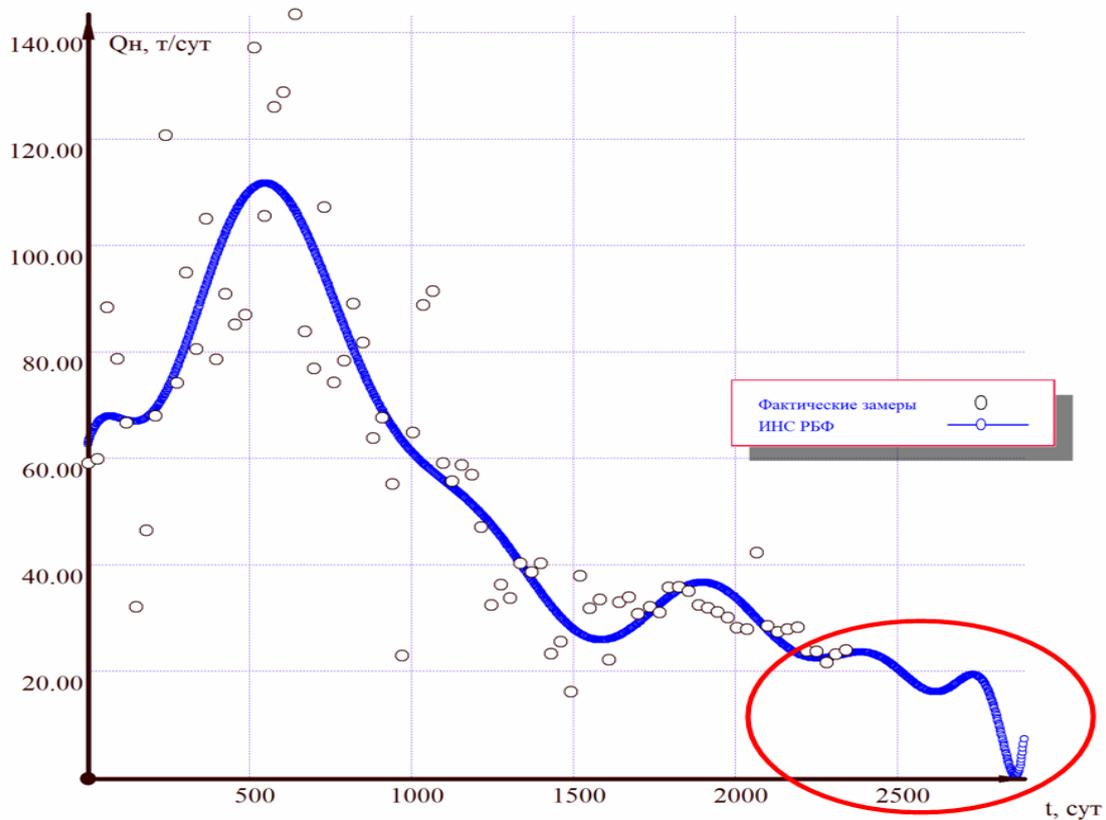


Рис. 2.67. Сравнение результатов расчета дебита нефти скважины №316 Ван-Еганского м/р ИНС функцией МП с фактической динамикой (прогноз-экстраполяция ИНС)

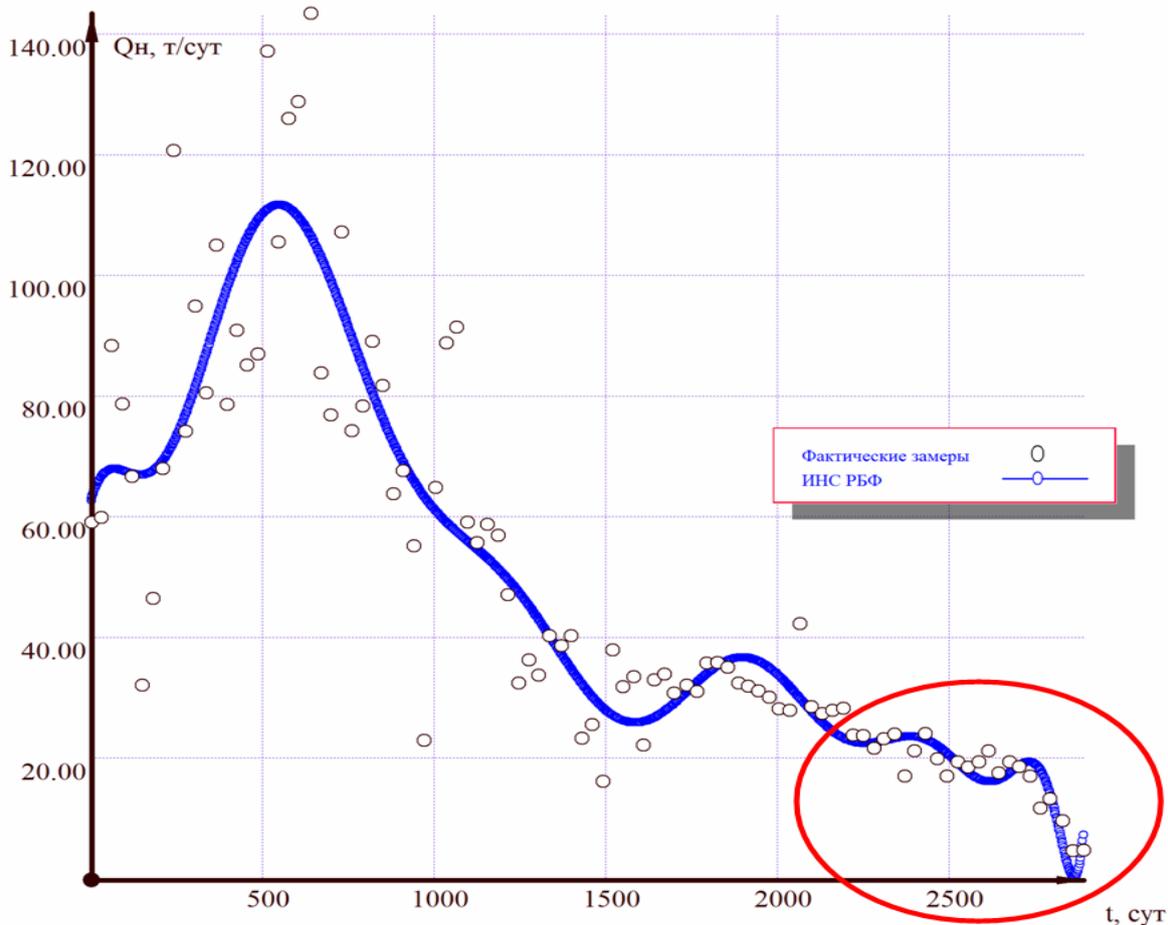


Рис. 2.68. Сравнение результатов прогноза дебита нефти скважины №316 Ван-Еганского м/р ИНС функцией МП с фактической динамикой

Как видно из рисунка 2.63–2.68 пример работы ИНС с многослойным персептроном показал наиболее худший показатели аппроксимации. Учитывая описанные проблемы во 2-м и 3-м разделах, прослеживается причинно-следственная связь работы персептрона. Каждый нейрон суммирует поступающие к нему сигналы от нейронов предыдущего уровня иерархии с весами, определяемыми состояниями синапсов, и формирует ответный сигнал (переходит в возбужденное состояние), если полученная сумма выше порогового значения. Персептрон переводит входной образ, определяющий степени возбуждения нейронов самого нижнего уровня иерархии, в выходной образ, определяемый нейронами самого верхнего уровня. Число последних, обычно, сравнительно невелико. Состояние возбуждения нейрона на верхнем уровне говорит о принадлежности входного образа к той или иной категории. Традиционно рассматривается аналоговая логика, при которой допустимые состояния синоптических связей определяются произвольными действительными числами, а степени активности нейронов – действительными числами между 0 и 1.

Иногда исследуются также модели с дискретной арифметикой, в которой синапс характеризуется двумя булевыми переменными: активно-

стью (0 или 1) и полярностью (-1, 0 или +1), что соответствует трехзначной логике. Состояния нейронов могут при этом описываться одной булевой переменной. Данный дискретный подход делает конфигурационное пространство состояний нейронной сети конечным (не говоря уже о преимуществах при аппаратной реализации).

Заметим, что известные ошибки, архитектурами многослойного персептрона вызваны скрытыми слоями. Чем больше значение синаптической связи между нейроном скрытого слоя и выходным нейроном, тем сильнее ошибка первого влияет на ошибку второго. Следовательно, оценку ошибки элементов скрытых слоев можно получить, как взвешенную сумму ошибок последующих слоев. При обучении информация распространяется от низших слоев иерархии к высшим, а оценки ошибок делаются сетью в совокупности.

Ниже на рисунках 2.69–2.74 показаны результаты работы ИНС с функцией РБФ для Савуйского месторождения.

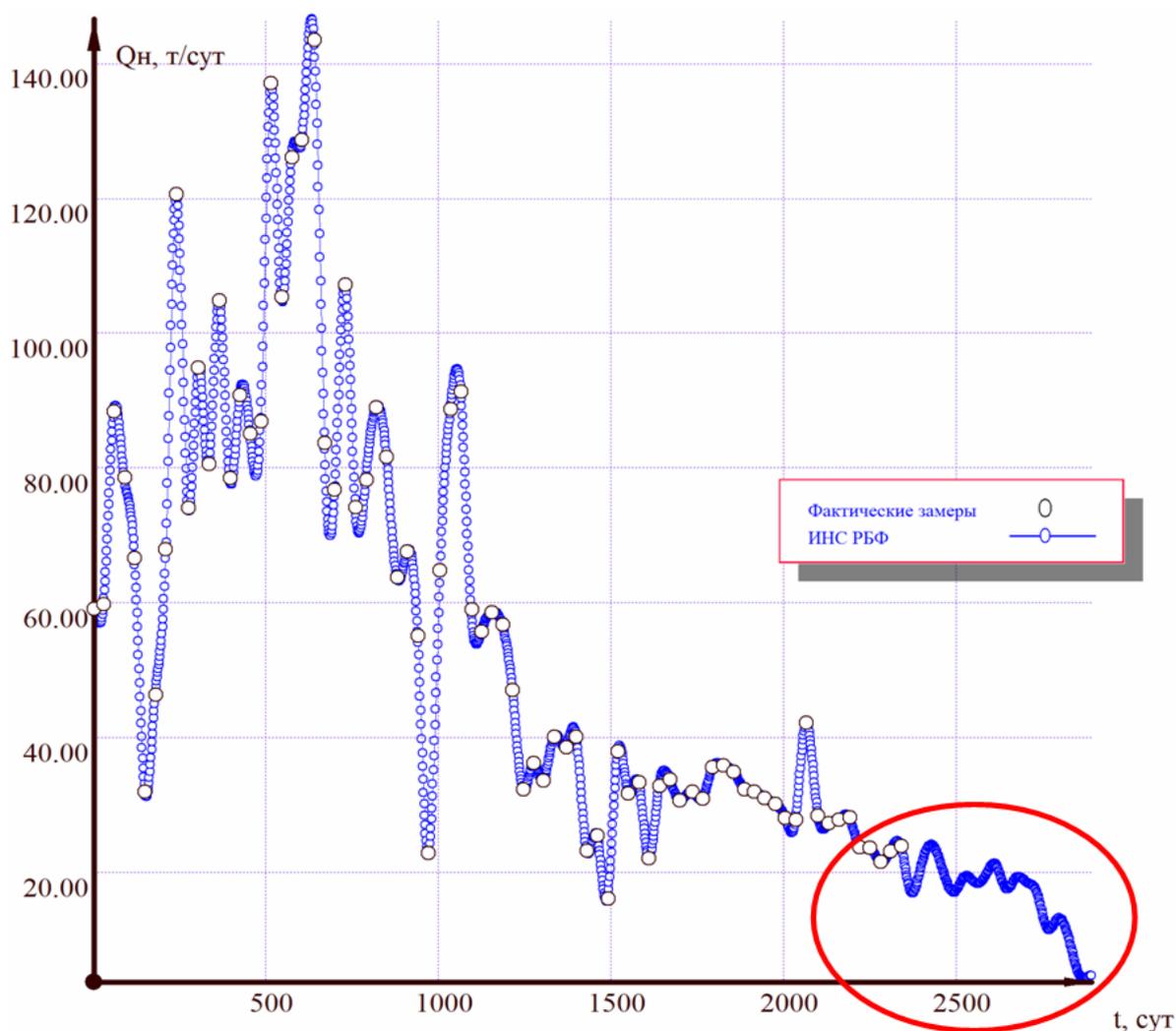


Рис. 2.69. Сравнение результатов расчета дебита нефти скважины №315 Ван-Еганского м/р ИНС функцией РБФ с фактической динамикой (прогноз-экстраполяция ИНС)

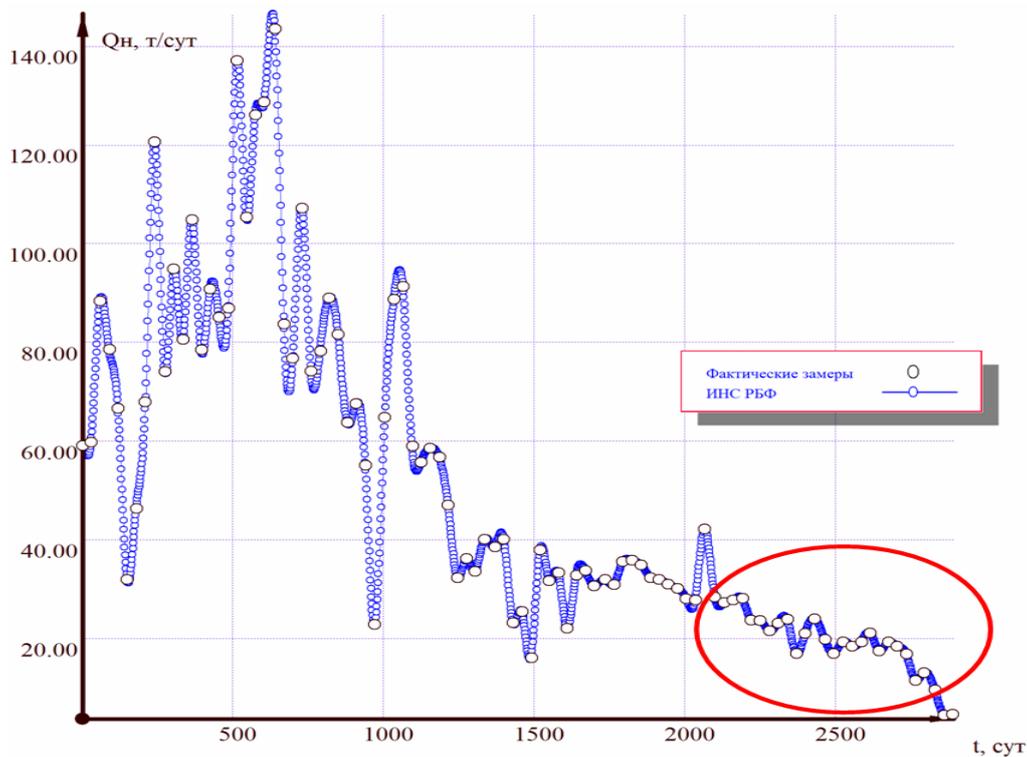


Рис. 2.70. Сравнение результатов прогноза дебита нефти скважины №315 Ван-Еганского м/р ИНС функцией РБФ с фактической динамикой

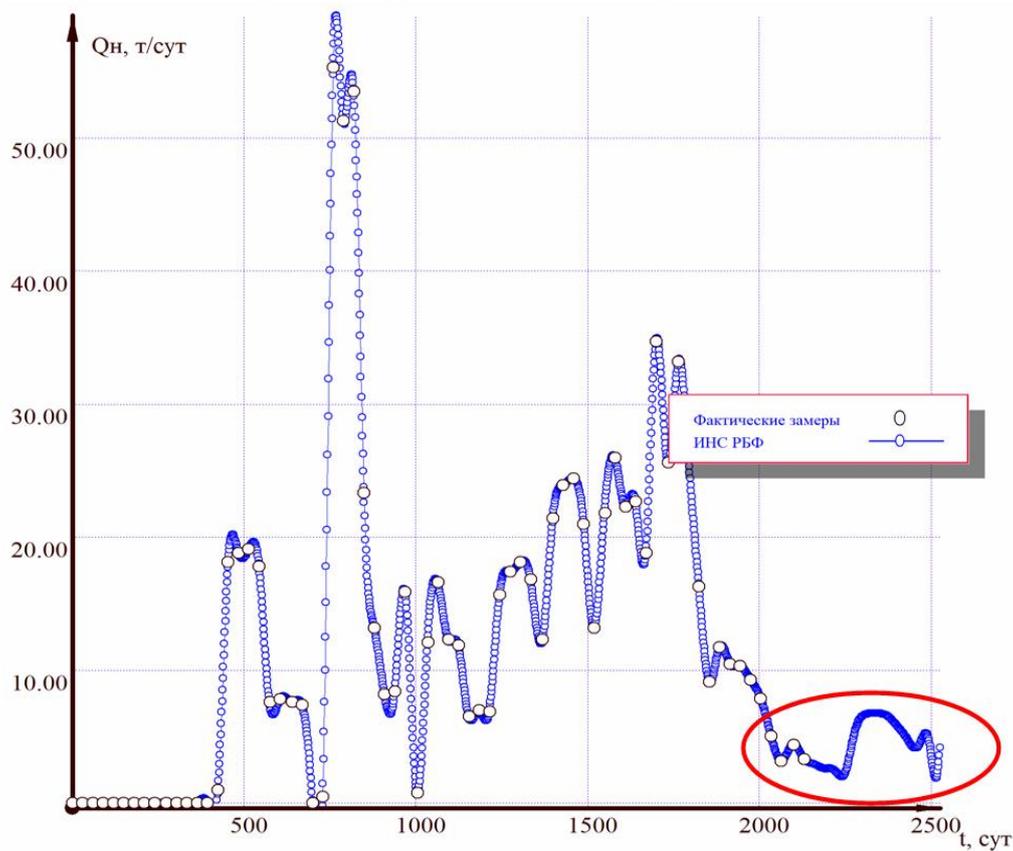


Рис. 2.71. Сравнение результатов расчета дебита нефти скважины №275 Савуйского м/р ИНС функцией РБФ с фактической динамикой (прогноз-экстраполяция ИНС)

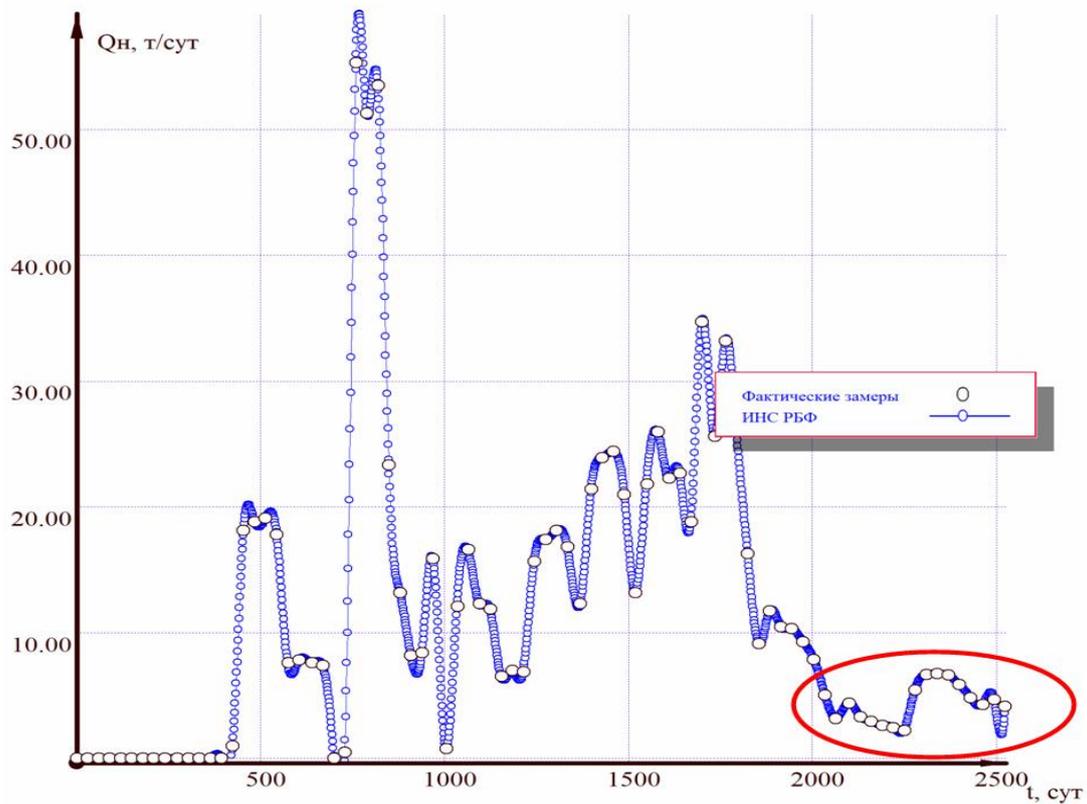


Рис. 2.72. Сравнение результатов прогноза дебита нефти скважины №275 ИНС Савуйского м/р функцией РБФ с фактической динамикой

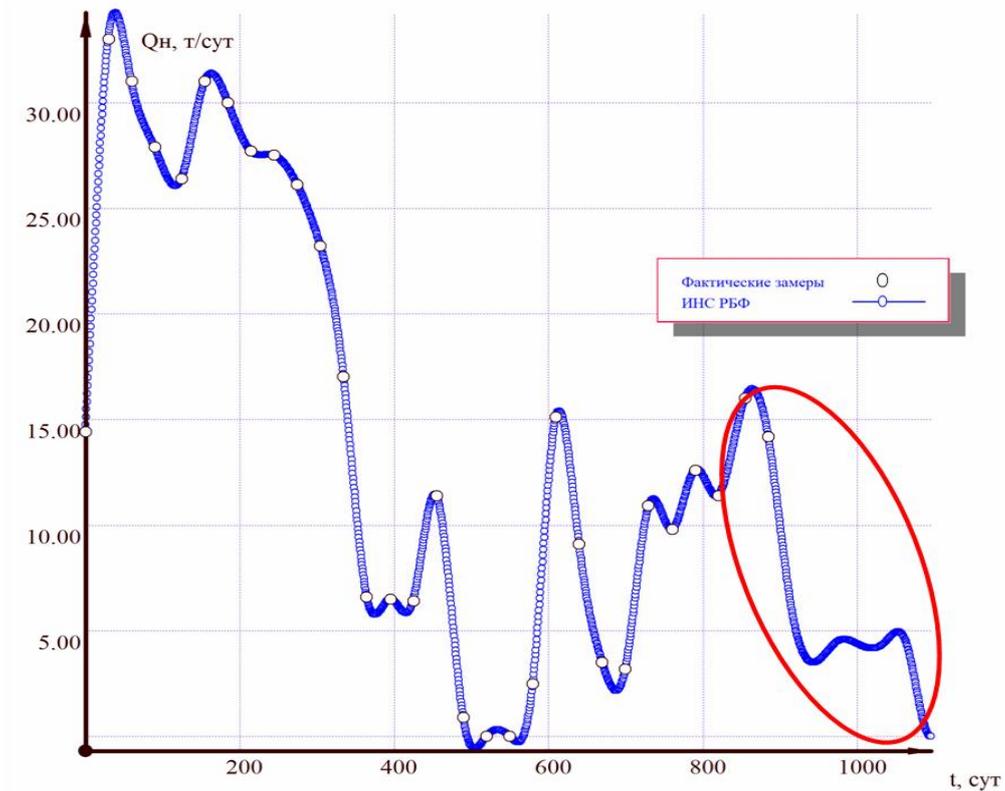


Рис. 2.73. Сравнение результатов прогноза дебита нефти скважины №299 Савуйского м/р ИНС функцией РБФ с фактической динамикой (прогноз-экстраполяция ИНС)

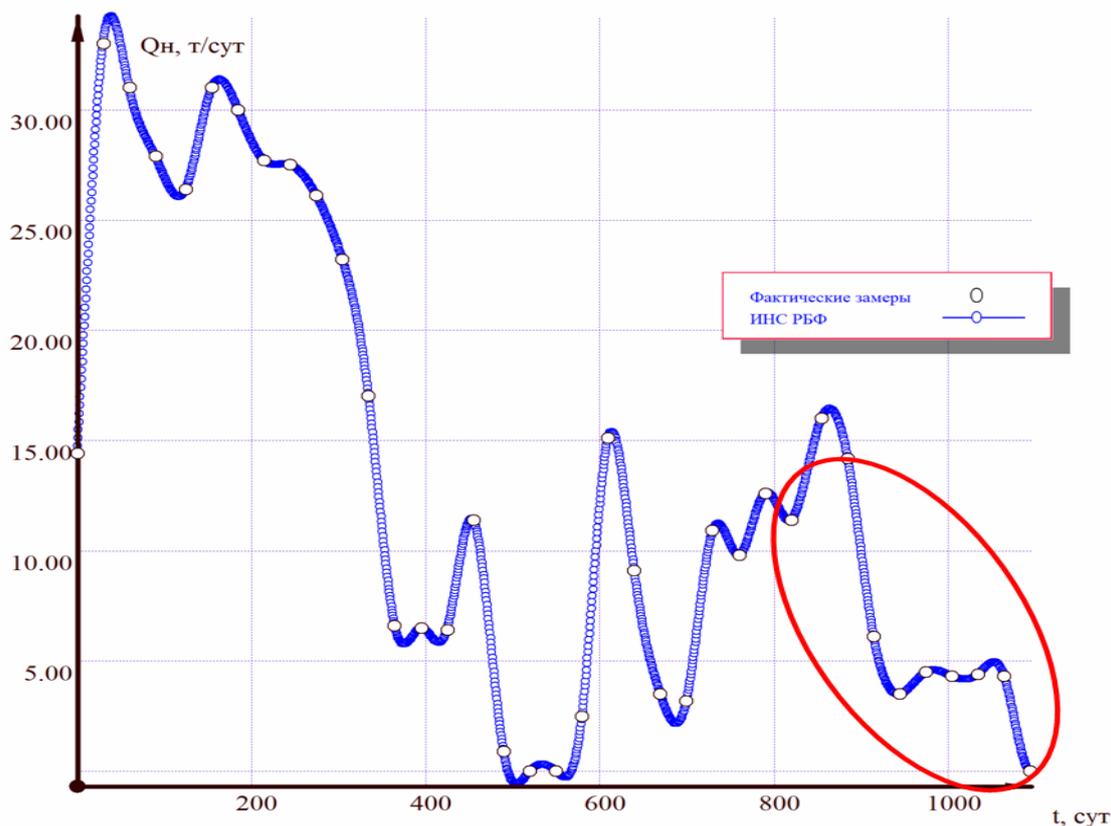


Рис. 2.74. Сравнение результатов расчета дебита нефти скважины №299 Савуйского м/р ИНС функцией РБФ с фактической динамикой

Вычислительные эксперименты, основанные на выбранной архитектуре ИНС – РБФ показали достаточно стабильный прогноз. Топология такой сети характеризуется тем, что количество нейронов в выходном слое, как правило, равно количеству определяемых классов. При этом устанавливается соответствие между выходом нейронной сети и классом, который он представляет. Когда сети предъявляется некий образ, на одном из её выходов должен появиться признак того, что образ принадлежит этому классу.

Способность нейросетей к выявлению взаимосвязей между различными параметрами дает возможность работать с данными большой размерности более компактно, если данные тесно взаимосвязаны друг с другом. Обратный процесс – восстановление исходного набора данных из части информации называется (авто)ассоциативной памятью. Ассоциативная память позволяет также восстанавливать исходный сигнал образ из зашумленных поврежденных входных данных. Применительно к задаче прогноза дебита скважин, вышеописанные особенности выделяют РБФ среди существующих архитектур и дают возможность производить высокоточный прогноз даже при высоком уровне искажения входных данных.

В качестве итога проведенного исследования предлагается алгоритм, который в последующем можно совершенствовать по каждому из блоков.

Алгоритм решения задач применительно к оперативному прогнозу разработки нефтяных месторождений имеет оправдано результативно усложненный порядок.

Вариативность входной информации позволяет системе рассмотреть как можно больше разновидностей подходящих функций и архитектур. Этот пункт очень важен, поскольку, чем больше вариантов связей ИНС будет генерировать, тем больше процент отбора адекватных поставленной задаче архитектур.

В обязательном порядке перспективные сети подвергаются тестированию и при отсутствии требуемых точностных характеристик подвергаются рекуперации. По сути, в предложенном алгоритме, процесс отбора и тестирование является авто адаптацией связей по имеющейся обучающей выборке. Функционирование сети улучшается по мере итеративной настройки весовых коэффициентов в процессе обучения.

Итогом выполнения пунктов алгоритма является “селективная экстракция”, виде обученной архитектуры искусственной нейронной сети, которая по итогам нашей работы доказала работоспособность и эффективность в условиях недостаточного количества исходной информации.

Радиально базисная функция нейронной сети при минимальном наборе параметров обучения с приемлемой точностью позволяет эффективно решать задачи прогноза как суммарного дебита нефти, так дебитов скважин или выделенных фрагментов нефтяного месторождения.

Искусственные нейронные сети по сравнению с известными методами статистики обладают высокой устойчивостью к искажениям в информации, используемой для обучения, что делает их использование для решения задач моделирования технологических показателей разработки уникальными средствами.

При решении задачи аппроксимации суммарного дебита скважин, нейронные сети обладают свойством сглаживания искажения обучающих выборок.

ИНС, применительно к задачам прогнозирования основных показателей разработки, обладают хорошей сходимостью с используемыми на сегодняшний момент гидродинамическими симуляторами, что позволяет получать достаточно точный прогноз быстрее и в условиях обработки искажённых входных данных

Разработанная нейросетевая модель, аппроксимирующая сложную трёхмерную многофазную численную гидродинамическую модель, имеет высокую степень соответствия моделируемому объекту и позволяет прогнозировать среднесуточный дебит нефти с погрешностью менее 10%.

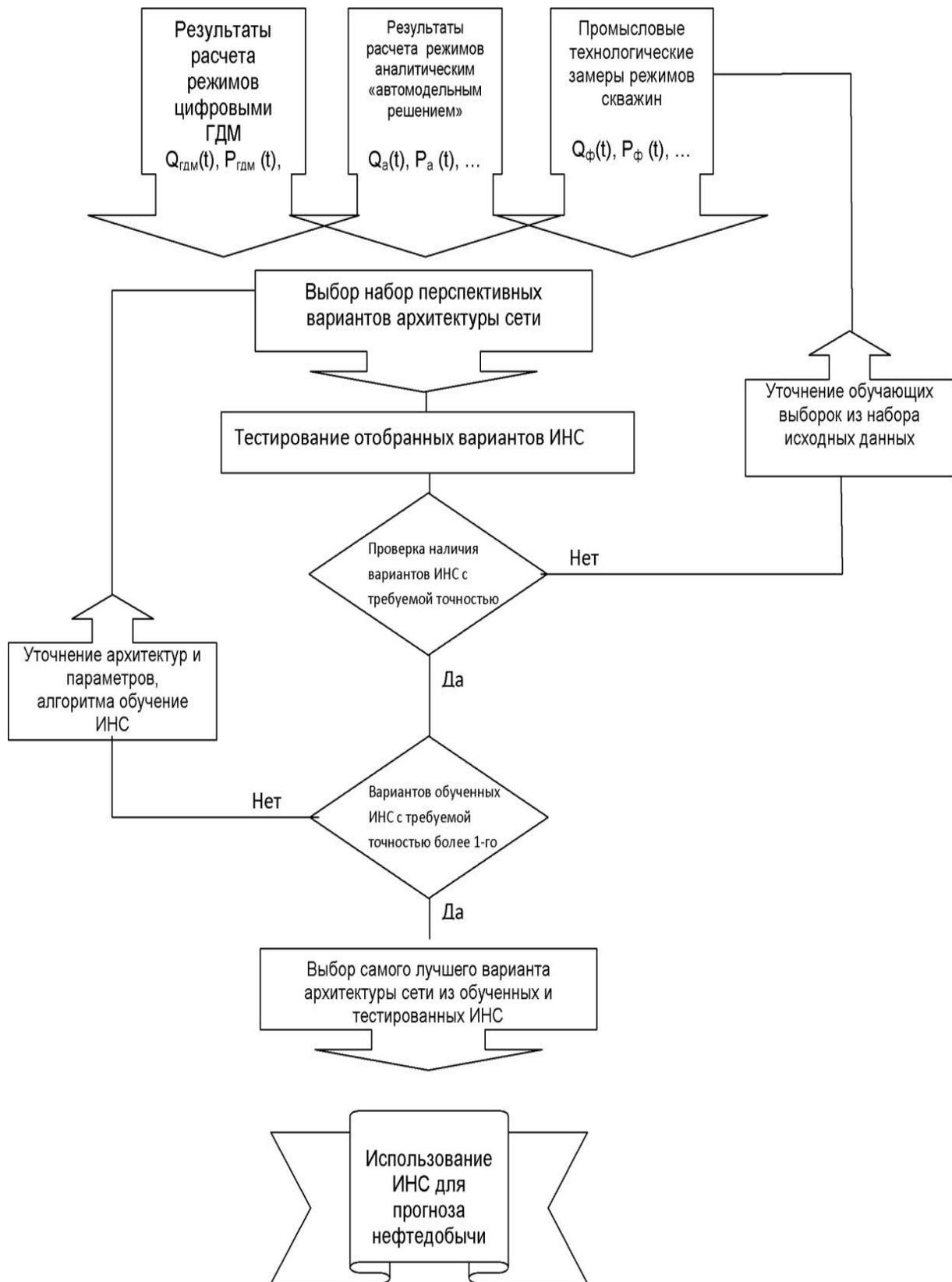


Рис. 2.75. Алгоритм обучения и тестирования ИНС для задач прогноза показателей нефтедобычи

### РАЗДЕЛ 3. КОНЦЕПЦИЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ДЕТЕРМИНИРОВАННЫХ МАТЕМАТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ГИДРОСИСТЕМ

Вначале остановимся на некоторых философских аспектах формирования и применения моделей. В связи с интенсивным развитием междотраслевых подходов к анализу различного рода процессов, все большее количество публикаций посвящено вопросам, выходящим за рамки той или иной науки, развитием которой занимаются авторы. Так ученые физики, математики, техники и технологи отмечают факторы подобия систем и отражают предметы своих исследований в общей модели строения и развития Вселенной. Такое явление связано с тем, что в «матери наук» – философии, наблюдается серьезный вакуум исследований, отражающих комплексные понятия и принципы строения Вселенной и методов ее познания.

На данном этапе развития науки необходимо формирование четкой концепции, которая позволила анализировать природные и техногенные системы единой методологией. В настоящее время эти цели нашли отражение в таких научных направлениях как, синергетика, симметрология, биниология. Большинство из основ данных научных направлений являются результатами развития философии, математики и физики.

Так биниология и симметрология, фактически являются результатами развития и «перерождения» множества восточных и европейских эзотерических и философских учений (в частности диалектики), но, не смотря на очевидную наследственность в идейных основах, данные научные направления существенно уточняют старые учения. Действительно, строгий логический взгляд на широкий спектр систем дает существенно больше ответов, чем многочисленные философские учения, идеи которых зачастую ведут к неопределенностям в картине комплексного мировоззрения, вследствие большой концентрации на деталях во множестве однотипных идеологий и, в большинстве случаев, на описании различных культур в историко-социологическом контексте. Автором данной работы была сделана попытка формирования принципов развития техногенных систем в статье [131].

Рассмотрение природных и техногенных систем в едином методологическом контексте, должно дать уникальный инструмент для построения моделей произвольных систем и, тем самым способствовать интеграции всех научных исследований в комплексной гармоничной картине строения, развития и познания природы.

### 3.1. Общие понятия систем и их моделей

За последние 50 лет понятия модели и моделирования становятся все чаще употребляемыми. В результате чего создается впечатление некоторой мнимой новизны в таком подходе. Однако моделирование не является новым методом познания, а изначально заложено в сознании любого исследователя и, по большей части любого живого существа. Рассмотрим основные понятия и принципы формирования моделей.

Для начала дадим определения понятию система. Известно, что все объекты Вселенной взаимосвязаны, однако при исследовании той или иной системы необходимо четкое выделение ее из общей массы объектов. В связи с этим необходим некий критерий, по которому можно выделить систему из общей массы систем. Такой критерий будем называть признаком системы.

**Признак системы** – это наличие комплекса свойств элементов, определяющих их наблюдаемую взаимосвязь. Таким образом, если какие-либо свойства каждого объекта во множестве зависят от свойств остальных объектов этого множества, то эти объекты принадлежат одной системе и являются ее элементами. Естественно, в объектах могут и не наблюдаться или не рассматриваться свойства, связывающие их с множеством других объектов, которые принадлежат другой системе.

В качестве примера, можно выделить в гидросистемах свойства потока текучей среды: расход, давление, температура, обуславливающие взаимосвязь между элементами системы.

После выделения признака системы, можно дать четкое определение самой системы. **Система** – некоторое множество элементов (объектов) свойства, которых связаны признаком системы.

Порядок и схема взаимосвязи свойств элементов системы определяется структурой системы. Определение структуры позже раскроем более подробно. Итак, перейдем к понятиям модели и моделирования.

Известный и весьма «затасканный» термин моделирование зачастую имеет двоякий смысл: во-первых, это формирование моделей, а во-вторых, использование этих моделей. Что зачастую вызывает неправомерное приравнивание этих понятий. Например, когда в научных работах (чаще в диссертациях) упоминается о создании моделей, на поверку оказывается, что авторами использовались, и были лишь адаптированы (т.е. внесены исходные данные) известные модели.

**Основной целью построения модели** является отражение какой-либо системы по комплексу наблюдаемых показателей, которые относятся к свойствам, связанным признаком системы. Наблюдаемыми показателями могут быть, как физические величины, описывающие процессы, протекающие в системе, так и ощущения, вызванные в результате взаимодействия центральной нервной системы с наблюдаемой системой.

Фактически, началом мотиваций к построению моделей является подражание, вызванное стремлением живых существ к адаптации, т.е. выживанию. Далее у человека это выросло в тенденции к живописи и любым видам творчества. Моделирование есть процесс сопутствующий жизненному циклу всего существующего во Вселенной, и является основным инструментом ее развития.

С целью адаптации к внешним факторам природы живые существа (возможно и так называемые неживые) в течении жизни накапливают и формализуют знания с целью выживания. Знания эти формализуются в сознании в виде представлений об окружающих объектах и их поведении, интегрируясь в мировоззрение.

Наиболее базовыми элементами мировоззрения являются языковые элементы. Например, подумав или сказав какое-либо существительное, вы представляете соответствующий ему объект, внешний облик (форму) и его типовые действия. Углубляясь в цепочку мыслей о данном объекте, вы вспоминаете все больше деталей его строения. Таким образом, языковой элемент – существительное есть модель реального объективного объекта. То же самое касается глаголов – моделей действий. Комплекс языковых объектов складывается из трех основных Элементов: существительное, глагол и прилагательное. Этих элементов достаточно для полноценной передачи информации и формирования субъективных или объективных моделей. Если говорить о конкретном языке, т.е. не о языке, как об инструменте передачи информации и формализации знания, а об эгрегоре культуры народа, то следует отметить, что язык является комплексом стереотипов, т.е. базовых знаний.

Итак, язык это система элементов – символов, каждый из которых является моделью объектов, систем, событий или ощущений. Каждый символ языка определяется группой других символов таким образом, что если попытаться дать четкое определение каждому из них, то можно потеряться в цепочках требуемых определений.

Для построения комплексных наиболее универсальных моделей и научных теорий, необходимо добиваться максимально точных определений используя наиболее фундаментальные символы (термины, которые трактуются однозначно). Примером наиболее удачного языка для построения моделей является математический язык и языки программирования.

В качестве примера неточных языков для передачи информации можно взять любой из народных языков. Рассмотрим пример и дадим определение символу языка – существительное «**путь**».

**Путь** это совокупность дорог соединяющих два места.

Попытаемся дать определения терминов, составляющих предыдущее описание.

**Дорога** – наиболее удобная часть местности для перемещения.

**Место** – зона пространства, отмеченная определенными признаками.

**Совокупность** – объединенное множество.

Далее до бесконечности можно углубляться в разложение терминов, так и не дойдя до фундамента языковой структуры. Как видно, при попытке вычленения терминов мы образуем некую структуру, которая может иметь как древовидный, так смешанный (с циклами) характер. Цикличность структуры возникает тогда, когда определение одного языкового элемента вытекает из другого и наоборот. Все это объясняется нечеткостью в формировании языковых элементов. Такого рода нечеткость, наблюдается (но в меньшей степени) и в научных теориях из-за того, что в фундаменте любой теории лежат принципы и аксиомы, определения которых даются бездоказательно.

На показанных примерах видно, что язык это система. А понятие или определение это часть системы языка, которая может быть раскрыта, так или иначе, в зависимости от субъекта, порождающего определение. Итак, язык есть остов познания, который сформирован базовым треугольником модели (см. рис. 3.1).

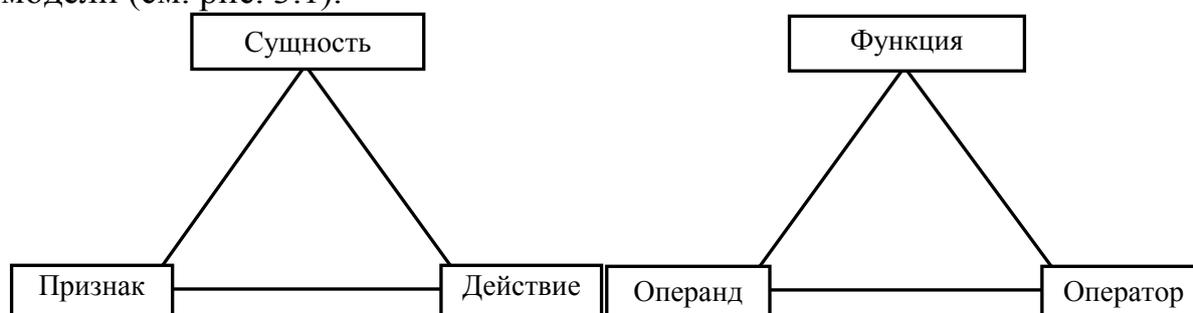


Рис. 3.1. Схема образования языковых элементов

Между каждым углом треугольника есть причинно-следственная связь. Например, причина светлый – признак далее сущность свет – существительное и светить – действие. **Причина**  $\Leftrightarrow$  **Следствие** – единичный безотносительный элемент структуры любой модели.

Доминант формирования причины, с какого либо угла определяется порядком формирования треугольника, т.е. выбор первого наблюдаемого свойства: Признак, Действие или Сущность. Если начинаем с Сущности к Признаку и Действию – дедукция, если с Действия к Признаку и Сущности – индукция и если с Признака в Действие и Сущность – интуиция.

Первый взгляд (не буквально) на объект исследования, вследствие накопленных стереотипов позволяет исследовать так называемую форму объекта.

Форма – есть набор признаков, отражающих объект, например, поверхность, цвет, запах, для моделей, например, гидросистем набор основных признаков – давление, температура, скорость, и др. основные наблюдаемые физические или математические величины и их взаимосвязи.

Переход на следующий уровень познания объекта есть **Суть**, раскрывающая **Форму** в виде системы, т.е. модели взаимосвязей выявленных элементов.

Рассмотрим пример с яблоком. Первое наблюдение выявляет форму объекта. Для выявления его сути необходимо произвести сечение, т.е. его разрезать. В полученном сечении наблюдается новая **Форма**, и выявляются дополнительные свойства и элементы яблока: наличие сердцевины, клетчатки и оболочки. Продолжая делать сечения, каждый раз будет наблюдаться новая **Форма**, позволяющая выявить все большее число элементов и их свойств: элементов клетчатки, оболочки, сердцевины и т.д. Таким образом, для выявления предельной **Сути** при исследовании объекта необходимо произвести бесконечное число сечений. Естественно для перехода на следующий уровень от **Формы** к **Сути** необходимо произвести действие: провести эксперимент (сечение), т.е. осуществить воздействие на объект исследования и зафиксировать результат.

Переход от **Формы** к **Сути** есть шаг познания – **деструкция** (деструктуризация – выделение элементов из системы), а от **Сути** к **Форме** есть шаг творения – **конструкция** (сборка элементов в единую систему).

Например, для познания объекта, его необходимо последовательно «разобрать» (деструктировать, т.е. выявить структуру). Так формируется модель познаваемого объекта или системы. Для творения (создания) объекта на основе его модели необходимо последовательно в обратном порядке его собрать. Схожесть исходного объекта познания и объекта созданного по его модели определяется, как степенью развития познающего и творящего субъекта, так и степенью сложности (развития) познаваемого и творимого объекта.

Поэтапность познания и творчества есть необходимость в формировании адекватных моделей. Например, если познаваемый объект деструктурировать (разобрать) сразу на мельчайшие элементы, то процесс познания зайдет в тупик, так как в ходе такого исследования теряется понимание структуры исследуемого объекта.

Моделирование и творчество (в любой форме) являются схожими процессами и предназначены для отражения одной системы в другой: при моделировании реальная система, отражается в модели, а при творчестве модель отражается в реальной системе.

Моделирование, как уже упоминалось, единственный метод познания и имеет одну меру с обратным ему процессом – творчеством. Это мерой является **отражение**. Т.е. качество системы – модели измеряется в степени отражения моделируемой системы. Так же и качество построения реальной (искусственной) системы в степени отражения ее модели. Иначе говоря, если оперировать философскими категориями, то моделирование есть переход от объективного представления системы к субъективному, а творчество от субъективного представления к объективному. Отличие объ-

ективного представления от субъективного весьма трудно оценить, так как объективность является недостижимой. Система может быть объективной только тогда, когда она отражается во всех других системах идентично.

Интересно отметить, что при построении моделей, в качестве отражаемой системы может быть не только реальная физическая система, но и модель. Так происходит межотраслевой перенос теорий из различных областей познания. Например, модели электрических цепей практически полностью отразились в моделях гидравлических цепей. Естественно, при таком отражении чаще всего изменяется транскрипция и символизм описания моделей, однако в ходе более детальных исследований модели могут быть существенно усовершенствованы и вернуться обратно в отрасль, из которой пришли, но уже в новом качестве. Таким образом, при многократном переносе (отражении) моделей между областями науки и техники происходит их адаптация к более жестким требованиям (условиям), т.е. модели совершенствуются аналогично природным живым системам, которые естественным путем адаптируются к условиям существования. Из сказанного вытекает единая картина эволюции естественных и искусственных систем/моделей.

Основой любых систем и моделей является **структура** или некий внутренний порядок. **Структура** это порядок, определяющий цепи причинно-следственных связей между свойствами элементов системы. Иначе, структура является каркасом внутренней организации системы, а элементом структуры является причинно-следственный переход некой информационной сущности в другое состояние.

**Задачи построения модели** сводятся к установлению взаимосвязей между комплексом причин и следствий отражаемой системы. Для моделей, причинами являются выделенные свойства элементов моделируемой системы, не находящиеся в наблюдаемой взаимосвязи между собой. Т.е. причинные свойства элементов не соответствуют признаку рассматриваемой системы. Например, признаком гидросистемы может являться взаимосвязь гидравлических параметров элементов, а причинными свойствами, в этом случае, будут независимые показатели: технические показатели, трубопроводов, насосных агрегатов, прочностные свойства пластов, и т.п.

Следствиями являются свойства элементов, находящиеся во взаимосвязи между собой, т.е. соответствующие признаку системы. Например, для гидросистем связанными, могут являться свойства потока текучей среды: расходы, давления, температуры, свойства рабочей среды в элементах системы.

Разделение параметров и свойств элементов на причины и следствия весьма условно и зависит от характера наблюдения за исследуемым объектом и условий описания его модели.

Как видно, по сути модели тоже являются достаточно сложными системами и имеют общие признаки с естественными системами. По харак-

теру структуры и свойств элементов, системы различают **обратимые** и **необратимые**.

Обратимой следует считать систему, которая, при воздействии на нее извне действиями-причинами, порождает действия-следствия и наоборот, при воздействии на нее извне действиями-следствиями, порождает действия-причины. Примерами таких систем могут служить, например, генераторы постоянного тока, насосы динамического действия, гидродвигатели и т.п. Модели, будучи системами, также имеют критерий обратимости. Когда причины могут быть заменены на следствия, модели являются обратимыми, тем самым они становятся более универсальными. Зачастую сложные математические модели необратимы, вследствие применения численных методов решения и неоднозначной трактовки функционального описания взаимосвязей между переменными. Например, модель  $y=5x$ , описывающая взаимосвязь двух величин, обратима:  $x=y/5$ , а модель  $y=5x^2$  нет, так как при задании причиной величину  $x<0$  получим  $y>0$ , а при обратном переходе, при задании причиной величину  $y>0$  получим  $x = \sqrt{\frac{y}{5}} > 0$ . Что касается

примера необратимости моделей, по причине применения методов приближенного решения дифференциальных уравнений, то здесь можно вспомнить метод Лапласа.

Любая теория тоже является моделью, т.е. системой, которая также состоит из элементов. Элементами теории являются более простые модели, отражающие элементы исследуемого теорией объекта. Таким образом, модели, как и отражаемые ими системы имеют развитую иерархичную структуру, определяющую взаимосвязь между моделями, входящими в ее состав.

Моделям, как и природным системам свойственны факторы эволюции. Эволюция есть адаптация системы к комплексному взаимодействию с окружающими системами. По мере развития представлений о природных системах также развиваются их модели, становясь все более точными, т.е. отражающими большее количество и качество процессов наблюдаемых в исследуемых системах.

Для упрощения дальнейшего изложения введем понятие факторов моделей. **Факторы модели** (причины) – свойства или параметры элементов отражаемой системы, обуславливающие наблюдаемые в ходе исследования следствия. Например, для гидравлических систем такими параметрами являются независимые от гидравлических режимов свойства элементов – шероховатости, диаметры, длины трубопроводов, характеристики насосных агрегатов, типоразмеры запорной арматуры и т.п. В качестве выделенных следствий в моделях выступают признаки процессов, протекающих в моделируемой системе. Для гидросистем ими являются гидравлические параметры текучей среды в элементах.

Количество факторов модели отражает ее мерность. Ранее такие понятия как одномерная, двумерная и трехмерная модель относились к распределению факторов в пространстве системы. Однако, зачастую, пространственное положение и форма сложных систем не имеют должной сути (например, сети трубопроводов, где больше смысла несет структура системы), поэтому правильнее относить мерность модели к количеству факторов, влияющих на ее состояние. Более того, вследствие наличия в сложных системах множества однотипных элементов, количество факторов должно отражать типизированное множество ключевых параметров. Например, если система представлена сетью из  $M$  однотипных элементов, каждый из которых несет  $N$  факторов влияния на систему, то модель следует считать  $N$ -мерной, а не  $M \times N$ -мерной.

На рис. 3.2 схематично показана схема разделения факторов и признаков модели типичной нефтепромысловой гидросистемы.



Рис. 3.2. Схема распределения факторов и признаков модели нефтепромысловых гидросистем

Как видно из схемы, факторы модели гидросистем и в общем гидросистем нефтяных промыслов объединяют технические и природные свойства элементов гидросистемы, а признаки описывают термобарические и ряд других условий состояния моделируемой системы.

Рассмотрим структурные показатели модели гидросистем. В связи с тем, что модель является системой, объединяющей модели элементов и

модели физических процессов, описывающих взаимосвязь параметров – признаков системы и свойств элементов, интегрированная (общая) модель описывается комплексом причинно-следственных связей. На рис. 3.3 показан пример структуры модели гидросистемы. Как видно из схемы, множество факторов модели разделяются на свойства элементов. Модель каждого элемента есть также система, описывающая взаимосвязь факторов воздействия элемента на процесс, описываемый комплексом параметров, соответствующих признаку системы. Допустим, элемент **В** имеет два независимых от системы параметра  $X$  и  $Y$ . Известно, что эти параметры тем или иным образом влияют на состояние системы, посредством признаков  $M$  и  $N$ . Тогда модель элемента **В** будет описываться взаимосвязью между факторами  $X$ ,  $Y$  и показателями  $M$  и  $N$ . Причем структура внутренних связей моделей, определяет характер этих взаимосвязей. Например, признаки  $M$  и  $N$  могут быть связаны совместно или отдельно с  $X$  и  $Y$ : могут быть описаны функциями  $M=F_m(X,Y), N=F_n(X,Y)$  или  $M=F_m(X), N=F_n(Y)$ , как показано на схеме.

Система взаимосвязей, определяющая порядок взаимодействия моделей элементов, фактически является структурой модели, обычно связанной (ограниченной) законами и принципами сохранения энергии, материального баланса, неразрывности потока и т.п.

В связи с тем, что способы реализации моделей весьма разнообразны, для выявления наиболее эффективных рассмотрим классификацию моделей. На рис. 3.4 представлена, предлагаемая классификация моделей по способу их реализации.

На первом каскаде деления все модели разделяются на два основных типа: физические и математические. Широкий спектр физических моделей представлен физическими системами, отражающими тем или иным образом моделируемые системы. Далее физические модели разделяются на два вида: формально-подобные и структурно-подобные. Первые модели практически не представляют научного интереса и в основном служат инженерным и эстетическим целям. Вторые модели в настоящее время, в связи с развитием электронно-вычислительных машин, несколько утратили актуальность. Однако они могут быть использованы для выявления новых закономерностей, поиск которых в моделируемых системах невозможен.

К моделям этого вида можно отнести различного рода лабораторные и стендовые установки, имитирующие реальные условия работы моделируемой системы и физические системы, процессы которых косвенно отражают процессы, протекающие в моделируемой системе. Последние, в отношении моделирования гидравлических систем, основаны на принципе подобия основных показателей (признаков) гидросистем электрическим системам: перепады давления, давления в узлах и расходы текучей среды в элементах, а также характер их взаимосвязи подобны напряжениям, узловым потенциалам и силам тока.

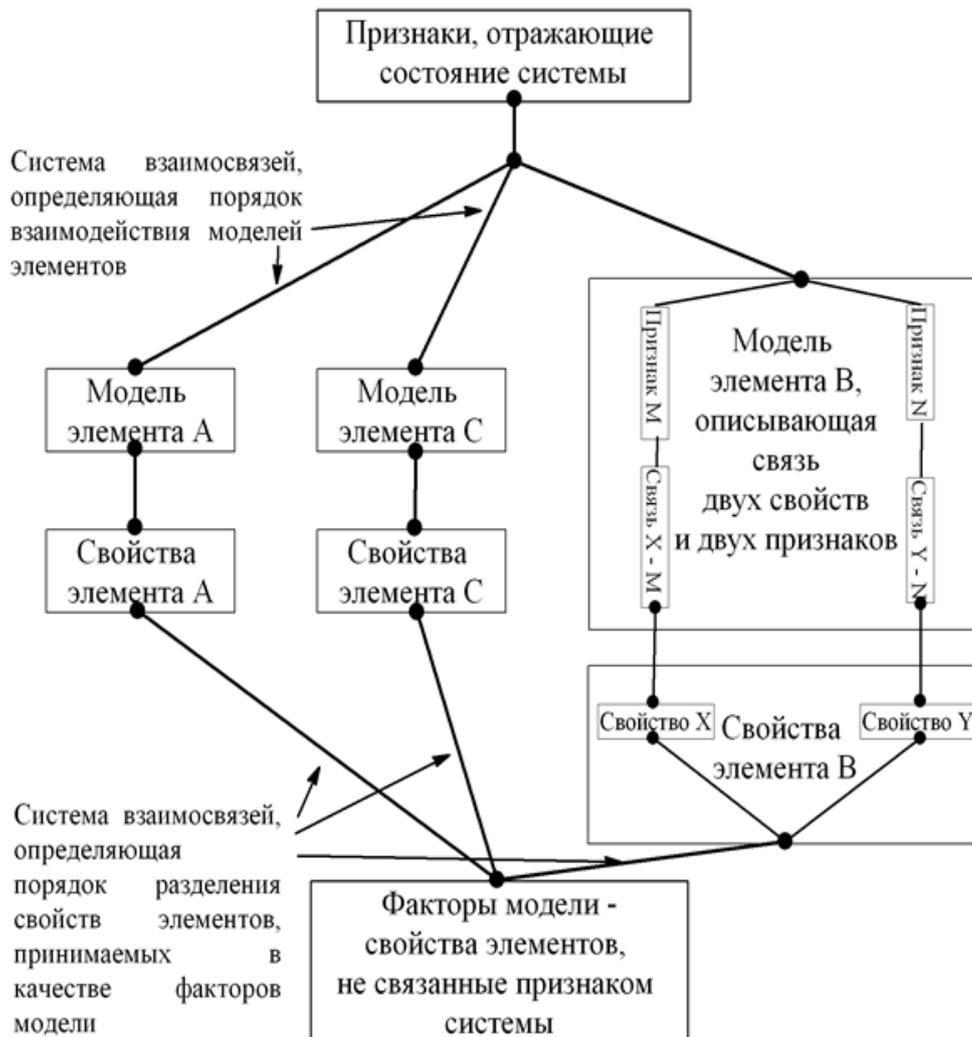


Рис. 3.3. Пример структуры модели

Такие модели сейчас также потеряли свою актуальность ввиду сложности практического применения: невозможности динамического изменения комплекса факторов модели и далеко не всегда адекватному подобию законов электротехники и гидравлики. Особенность физических структурно-подобных моделей заключается в том, что для построения модели необходима сборка физической системы, обычно метрически уменьшенной для удобства работы с ней. Работа с такими моделями весьма неудобна, из-за необходимости в постоянном их перестроении при требуемом изменении факторов и структуры модели

Математические модели являются более простыми в использовании и не требуют больших капитальных затрат на свое создание. Основой таких моделей является математическое описание комплексной взаимосвязи между константами – факторами модели и переменными – признаками модели.

Математические модели подразделяются на два вида: вероятностно-статистические и теоретико-аналитические. Отличия в этих видах заключается в следующем.

Вероятностно-статистические модели не отражают и не описывают физические процессы, протекающие в моделируемой системе, и предназначены для отражения взаимосвязи между факторами и признаками модели безотносительно к анализу природы процессов. Примером таких моделей могут служить стохастические модели.

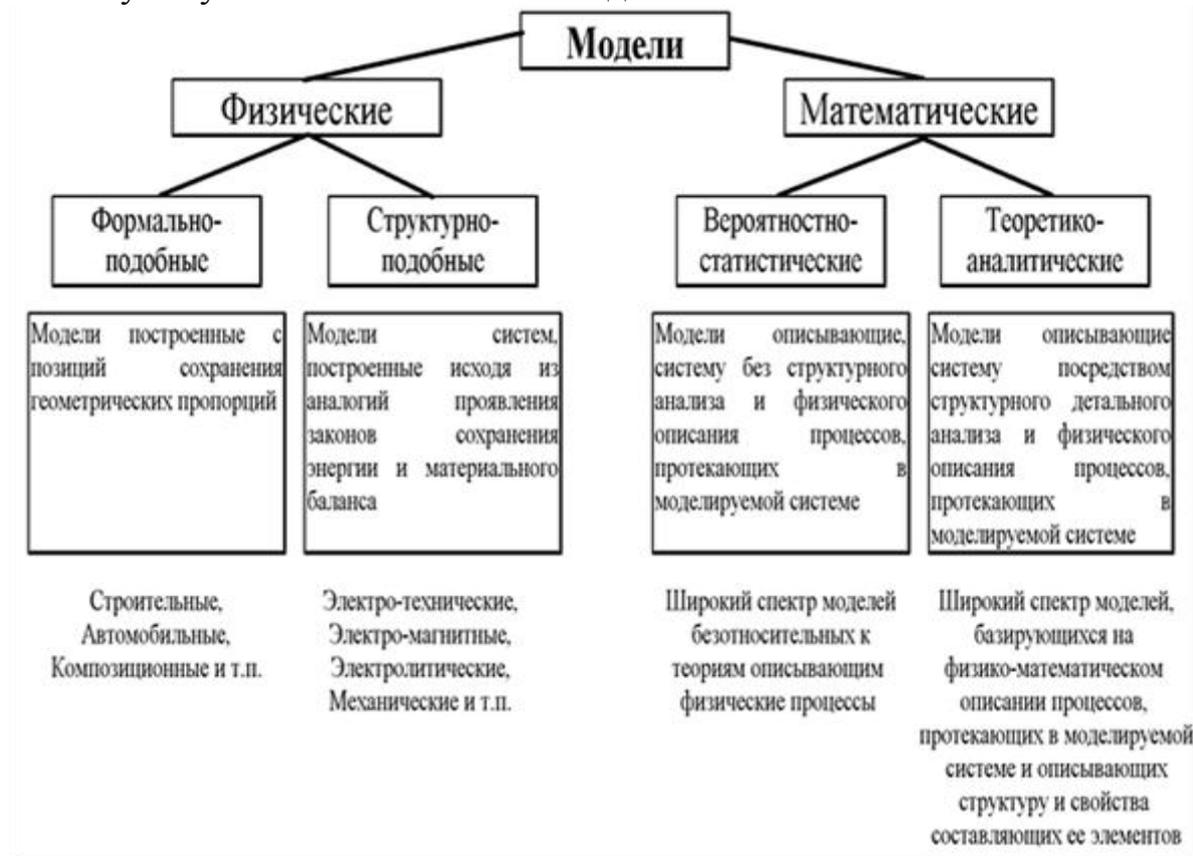


Рис. 3.4. Классификация моделей

Наиболее простым примером такого вида моделей является однофакторная модель – функция  $y=f(x)$ , где фактором может выступать переменная –  $x$ , а признаком переменная –  $y$  и наоборот. Любого рода функциональная зависимость является примером простейших математических моделей. Рассмотрим, например – закон Ома:

$$I = \frac{U}{R}. \quad (3.1)$$

Фактически этот закон является моделью, отражающей взаимосвязь между силой тока, напряжением и сопротивлением. Если положить в качестве известных – факторов модели напряжение и сопротивление, то признаком модели будет сила тока. Выбор в качестве факторов математической модели тех или иных величин, определяет так называемые граничные условия.

Вероятностно-статистические модели можно считать полностью эмпирическими. Например, такие модели как второй закон Ньютона, закон Дарси, Кулона, Ома, закон гравитации и т.п. описывают взаимосвязь между наблюдаемыми параметрами без использования какой-либо теории, а только на основании подтверждения полученных зависимостей экспериментальными данными. Такие модели обязательно входят в состав более сложных – теоретико-аналитических моделей. Последние представляют особый научный и практический интерес, так как интегрируют в себе и систематизируют все знания, полученные в области изучения моделируемых систем.

Апробация этих моделей способствует интенсивному развитию отраслевых и межотраслевых научных направлений, вследствие того, что большая часть теоретических достижений может быть реализована только в виде математических моделей такого вида.

В данной работе рассматриваются вопросы построения и дальнейшего применения математических теоретико-аналитических моделей гидравлических систем. Далее будем их называть просто модели. Ниже рассматриваются наиболее общие отраслевые аспекты построения и использования моделей гидравлических систем.

### **3.2. Проблемы формирования моделей гидросистем и цели их использования**

В предыдущем разделе было отмечено, что целью построения моделей является отражение какой либо системы, а задачи, решаемые при построении моделей, существенно варьируются в зависимости от типа реализации модели. Для рассматриваемых здесь гидравлических систем, сформируем основную цель моделирования.

Основной целью математического моделирования гидросистем является прогнозирование комплексного состояния гидросистемы, выраженное в распределении термобарических условий и гидравлических режимов всех элементов системы, получаемое расчетным путем на основании комплекса факторов модели.

Факторами модели гидросистемы являются не связанные **признаком системы**, свойства элементов, т.е. технические показатели наземной части и геолого-физические свойства пластов.

Практическая ценность применения такой модели заключается в тотальном контроле за работой системы и замене экспериментов над реальной гидросистемой, вычислительными экспериментами. Это позволит точно контролировать систему и планировать мероприятия по ее оптимальному управлению [14,17].

Основными проблемами построения моделей гидросистем являются следующие трудности.

### 1. Проблемы математического описания модели:

- сильно варьирующаяся структура гидросистем;
- огромное число элементов и их свойств, в среднем порядка 100 млн. элементов ГПП и до 20 тыс. элементов наземной части;
- учет множества факторов течения: теплопередача, переход гидравлической энергии в тепловую, изменение свойств текучих сред от давления, состава и температуры, износ трубопроводной арматуры, динамика свойств элементов ГПП;
- учет возникновения аварийных ситуаций: порыв трубопроводов, спонтанный гидравлический разрыв элементов ГПП, режим гидравлического тормоза и гидродвигателя в насосных агрегатах, работа нагнетательных скважин на излив, межпластовые перетоки в стволе скважин;
- учет работы автоматических регулирующих устройств и обратных клапанов.

### 2. Проблемы решения математически описанной модели:

- нелинейность гидравлических систем обуславливает сложности в решении систем уравнений, описывающих модель;
- сильно варьирующиеся гидравлические характеристики элементов гидросистем, препятствуют применению стандартных вычислительных методов;
- большие размерности систем уравнений, в которые входят в явном и неявном виде порядка 10 000 000 различных по характеру функций, обуславливают тенденции к осложнению процесса сходимости итеративных методов;
- зачастую зависимости, описывающие свойства элементов являются сложными и не могут быть описаны алгебраически, вследствие чего в свою очередь они могут быть получены только решением частных уравнений или передаются в табулированном виде;

### 3. Проблемы алгоритмизации и реализации модели на ЭВМ:

- вследствие разнообразия наземных структур гидросистем, состоящих из большого числа элементов, для решения модели необходимы эффективные алгоритмы анализа и подготовки данных для формирования систем уравнений.

Рассмотрим спектр задач, решение которых позволит сформировать полноценную математическую модель гидросистем.

На рис. 3.5 показана блок-схема, отражающая системную взаимосвязь задач по достижению цели построения модели гидросистем.

Решение задач построения модели гидросистем начинается с анализа структуры гидросистем (см. рис. 3.5, п.1), основным методом которого является вычленение элементов, из которых состоят все гидросистемы (см. главу 3). Далее следует классифицировать свойства, особенности и характер влияния элементов и их представителей на систему в целом.

После выявления элементов, необходимо разделить показатели элементов на два множества (см. рис. 3.5, п. 3.1 и п. 3.3): множество **F** – факторов модели, определяемых уникальными свойствами элементов и множество **P** признаков (модели) термогидравлических процессов, протекающих во всех элементах. Распределение свойств между множествами **P** и **F** зависит, во-первых, от предполагаемых наблюдаемыми при вычислительном эксперименте показателей элементов, а во-вторых, от степени влияния тех или иных свойств элементов на процессы, протекающие в них. Например, если предполагается учитывать процессы теплообмена, то множество **P** дополнится температурой в каждом элементе, а множество **F** параметрами теплопередачи и преобразования гидравлической энергии в тепловую.

Таким образом, в зависимости от требуемой точности описания состояния гидросистемы, множества **F** и **P** может включать факторы и признаки, показанные на рис. 3.2.

Следующим этапом является математическое описание моделей элементов (рассматривается в разделе 4.5), которые могут быть описаны алгебраически, численно, фиксированы в виде табулированных функций и т.п. Естественно, качество математического описания моделей элементов существенным образом влияет на точность модели гидросистемы в целом, так как погрешности в моделировании элементов влекут к распространению неточностей в определении состояния всей системы и признаков ее элементов. Выбор математического описания моделей элементов зависит от порядка формирования основной системы уравнений.

Наиболее емкими с точки зрения сложностей при решении, являются задачи объединения моделей элементов в основную систему уравнений (п. 4.2) и определение граничных условий (п. 4.1). Математическое описание данной задачи рассматривается в разделах 4.3, 4.6 и 4.7.

Решение данной задачи сводится к математическому описанию условий взаимодействия моделей элементов таким образом, что бы система уравнений базировалась на основных законах материального и энергетического баланса и принципах, обычно ограничивающих точность модели (например, условие неразрывности потока). При решении этой задачи, обычно сразу, возникает необходимость в выборе граничных условий, которые в свою очередь зависят от выбора множества **P** (см. рис.3.5, п. 4.1). Для гидросистем и систем граничными условиями являются признаки системной связи рассматриваемой модели с моделями не рассматриваемых систем. Фактически, граничные условия описывают наблюдаемые признаки на границах моделируемой системы.

Следующей задачей, определяющей точность и способность модели к решению, является выбор метода численного решения, описанной системы уравнений. Здесь следует отметить, что, зачастую, недостатки в методологии численной математики определяют возможности большинства моделей. Часто ученым приходилось прибегать к множеству допущений на

стадии выделения множеств  $P$ ,  $F$ , а также определения элементов и описания их моделей по причине наличия массы недостатков и ограничений на использование тех или иных методов численного решения. Так моделирование насосных станций и агрегатов в известных моделях сводится к граничным условиям, а описание гидравлических характеристик трубопроводов, запорной арматуры, штуцеров, регуляторов, индикаторных линий скважин к аппроксимирующим зависимостям. Описание предлагаемых численных методов рассматривается в разделах 4.4 и 4.7.

Рассмотрим основные проблемы использования моделей гидросистем.

Основным и неизбежным недостатком рассматриваемых моделей (вид моделей теоретико-аналитические) является огромный объем исходных данных – факторов модели, которые необходимо знать для использования модели в применении к конкретной гидросистеме.

#### 1. Проблемы поиска исходных данных:

- недостаточный контроль технических гидросистем влечет за собой трудности в поиске параметров элементов гидросистем;
- отсутствие возможности прямых замеров геолого-физических свойств элементов ГПП, существенным образом сказывается на точности вычислительных экспериментов;
- косвенные методы исследований ГПП (геофизические и гидродинамические) не позволяют достаточно точно установить распределение геолого-физических свойств;
- нет четкой систематизации мероприятий по реконструкции наземной части гидросистемы.

#### 2. Проблемы решения задач автоматизированного управления:

- сложности в математическом решении задачи поиска технических показателей элементов гидросистем, соответствующих некоторым условиям оптимальности, связаны с ресурсоемким итеративным процессом, включающим в себя процесс постоянного пересчета модели;
- условия оптимальности осложнены тем, что область определения целевой функции ограничена не плоскостями, а поверхностями  $n$ -ого порядка, которые могут быть получены только посредством пересчета всей модели.

Проблема использования модели гидросистемы для неавтоматизированного планирования мероприятий по управлению состоит исключительно в ресурсоемкости вычислительного решения при недостаточно эффективной алгоритмизации.

До сих пор все выше перечисленные трудности являлись серьезным барьером к построению и применению наиболее универсальных моделей гидросистем. Как будет видно далее, в данной работе все описанные трудности преодолены.

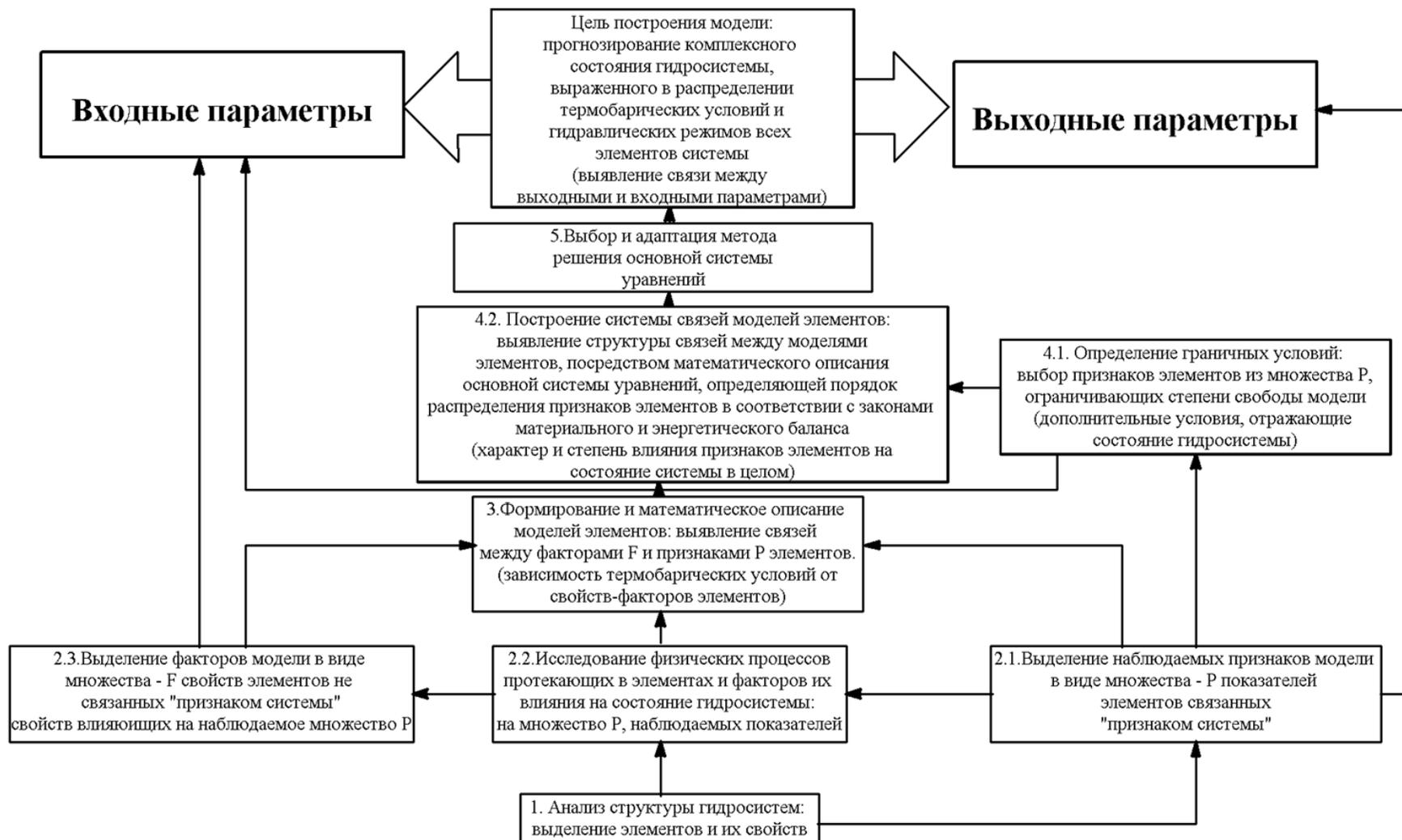


Рис. 3.5. Схема распределения задач построения модели гидросистем

### 3.3. Принципы принятия решений при проектировании и управлении гидравлическими системами на основе моделирования

Суть методологии принятия решений при проектировании и управлении гидросистем с использованием уже построенной универсальной модели сводится к следующему. На первом этапе происходит сбор исходных данных, требуемых для определения факторов модели:

- описание структуры системы;
- технические свойства элементов (геометрия скважин и трубопроводов, характеристики насосных агрегатов и трубопроводной арматуры);
- геометрическое положение узловых соединений;
- геолого-физические свойства пластов;
- геометрия пластов;
- физико-химические свойства рабочих текучих среды;
- начальные (граничные) гидродинамические условия (распределение давления и насыщенностей ГПП, давление в точках отрыва от внешних гидросистем).

На втором этапе необходимо проанализировать и отбраковать некондиционные данные. Отсутствующие параметры следует принять «по умолчанию». По опыту моделирования систем ППД и внутрипромыслового сбора, можно отметить факторы модели с часто наблюдаемыми некондиционными данными: геометрия стволов скважин, вследствие некорректно записанной инклинометрии, геолого-физические свойства пластов, вследствие несоблюдения условий проведения исследований, распределение давлений, вследствие некорректной интерполяции, характеристики насосных агрегатов, вследствие их большого износа.

На третьем этапе необходимо адаптировать модель. Адаптация модели сводится к варьированию исходных данных таким образом, чтобы результаты решения модели максимально соответствовали фактическим замерам вычисляемых величин. Адаптация может быть автоматизированной или выполняться вручную в зависимости от сложности. Естественно, адаптация должна быть ориентирована, прежде всего, на спектр исходных данных имеющих наибольшее влияние на результаты вычисления состояния гидросистемы. В работе [132] был проведен анализ степени влияния различных факторов на результаты моделирования ТГС.

Таковыми факторами являются физико-химические свойства рабочих сред, рабочие характеристики насосных агрегатов, диаметры и шероховатости трубопроводов, фильтрационные свойства пластов в призабойной зоне пласта и распределение пластового давления.

После достаточной адаптации модель становится так называемой «виртуальной копией» моделируемой гидросистемы. Из чего следует, что

любые вычислительные эксперименты над ней отражают реальную систему с требуемой точностью.

После внесения каких-либо изменений в величины факторов (обычно это технические параметры наземной части системы, например, диаметры штуцеров, характеристики насосов или структурные изменения) модели и проведения расчета можно оценить степень и характер мгновенной (или во времени) реакции (т.е. изменение состояния) гидросистемы на соответствующее вмешательство.

Фактически построенная и адаптированная модель гидросистемы позволят посредством проведения  $n$ -го количества вычислительных экспериментов при изменении каких-либо факторов модели, определить взаимосвязь комплекса признаков состояния системы и факторов модели. Эти зависимости будем называть регулировочными кривыми (подробно рассматриваются в шестой главе). Выбрав в качестве управляющих воздействий комплекс факторов, например, коэффициенты коррекции гидравлических характеристик насосов, диаметры штуцеров и трубопроводов, коэффициенты местного сопротивления запорной арматуры, диаметры и глубина перфорационных каналов, коэффициенты теплопередачи и т.п., возможно проведением комплекса вычислительных экспериментов получить регулировочные кривые, которые будут отражать связь признаков состояния системы, например, расходы, давления и температуры в элементах от заданных факторов. На основании использования полученных кривых можно принимать решения по установлению необходимого состояния системы в автоматизированном режиме, если математически описать и решить задачу по нахождению комплекса управляющих факторов по условию соответствия требуемому состоянию системы.

Следует помнить, что при исследовании модели на изменение управляющих факторов, состояние системы будет изменяться неоднозначно при изменении одного из факторов отдельно от других и совместно. Т.е. если исследовать модель гидросистемы на влияние, скажем одного фактора: диаметра штуцера, то регулировочная кривая, описывающая связь расхода в этом штуцере, будет выглядеть не так, как если бы, исследовалось совместное влияние двух факторов: диаметр этого же штуцера, и любого другого. Это подтверждается особенностью сложных систем и их моделей, в которых изменение хотя бы одного фактора, влечет изменение состояния (признаков модели) всех элементов системы.

### **3.4. Обзор известных методов моделирования технических гидравлических систем**

За последние два века комплекс математических моделей гидравлических систем существенно пополнился наукоемкими и практически значимыми моделями. Однако анализ, заложенный в основу этих моделей,

имеет, как правило, или абстрагированный математический характер или сугубо отраслевой.

Основная часть публикаций, посвященных моделированию гидросистем, имеет исключительно абстрагированный математический характер, что вполне очевидно так, как задачи построения и решения модели являются сложными и могут быть решены зачастую специалистами в области математики.

Следствием такого состояния в развитии моделирования гидросистем, стал отрыв исследований от реальных физических элементов, составляющих гидросистемы, и перенос внимания на системные законы и их описание, имеющее в гидросистемах явную общность с электрическими цепями. Доказательством такого положения могут служить показатели многих отечественных моделей систем тепло-, газо- и водоснабжения [4, 5, 9, 12, 50, 113], а также зарубежных САД систем:

- моделирование насосных и компрессорных установок посредством задания фиксированных числовых значений «активных напоров» в узлах схемы, что не соответствует реальному воздействию таких объектов на поток текущей среды;

- приведение структурных схем гидросистем к замкнутому (замкнутому) виду, что приводит к далеко не всегда адекватному сходству гидросистемы с электрическими цепями;

- введение понятия «источников» и «приемников» текущей среды с фиксированными величинами расхода, которые задаются перед моделированием и уводят результаты использования модели от главной цели: «предсказания поведения системы» ввиду того, что эти расходы явно зависят и от внутренних параметров моделируемой гидросистемы;

- рассмотрение схем гидросистем в двумерной сетке без учета участков безнапорного течения жидкости;

- учет регуляторов расхода и давления только с позиции нереального идеализированного случая постоянства регулируемых величин;

- невозможность учета объектов с произвольной гидравлической характеристикой (аварийных режимов насосных агрегатов, скважин и т.п.);

- необходимость знания режима хотя бы в одном объекте ТГС, что также уводит моделирование от главной цели – имитации;

- численные методы решения модели далеко не всегда работоспособны («сходятся») вследствие, большого разброса в показателях проводимости элементов гидросистем;

- отсутствующий специальный анализ структур не позволяет применить более эффективные методы расчета;

- отсутствует возможность учета взаимосвязи технической гидросистемы и ГПП;

– не учитывается переход гидравлической энергии в тепловую: в насосных агрегатах, трубопроводах, штуцерах, узловых соединений и др. местах сопротивлений.

Многие из существующих подходов к анализу и моделированию гидросистем лишены одной части перечисленных признаков, однако содержат другие. Все это связано, прежде всего, с отрывом в анализе от реального «поведения» элементов гидросистем и неадекватно выбранными граничными условиями, которые зачастую имеют зависимости от внутренних параметров, анализируемой системы.

Все ранее известные модели гидросистем моделируют технические гидросистемы (ТГС) не учитывая процессов фильтрации сред в поровом пространстве ГПП.

Как уже говорилось, конструкции и свойства ТГС весьма разнообразны. Рассматривая гидросистемы водоснабжения в различных отраслях, мы видим, с одной стороны, огромное сходство в элементах, составляющих их, а с другой – различия в структуре, параметрах элементов, гидравлических режимах, свойствах сред и других показателях. Такие примеры повсеместны для всего множества гидросистем в различных отраслях.

Сибирским энергетическим институтом (СЭИ) с позиций общей энергетики сформулированы основные принципы создания для ТГС автоматизированных систем: плановых расчетов (АСПР), проектирования (АСП или САПР) и диспетчерского управления (АСДУ). Межотраслевой аспект является целесообразным при изучении отдельных и общих проблем, например, надежности и управляемости сложных физико-технических систем [78, 79, 80, 82 и др.].

Наряду с этим, не менее важными и продуктивными оказываются исследования, связанные с физико-математической общностью задач расчета, оптимизации и управления для какого-либо класса систем, поскольку во многих случаях это дает возможность существенно повысить уровень и эффективность применения математических моделей на ЭВМ.

На данный момент наиболее фундаментальной работой, посвященной подобному межотраслевому научному направлению, которое сформулировано и развивается в СЭИ с 1961 г., является книга А.П. Меренкова и В.Я. Хасилева «Теория гидравлических цепей» (ТГЦ).

Предметом ТГЦ являются общие вопросы математического и алгоритмического обеспечения задач функционирования и оптимального проектирования трубопроводных и других гидравлических систем, характеризующихся произвольными схемами с течением жидкости и газа. Отправной точкой для разработки этой теории служил тот факт, что данные объекты обладают топологической общностью своих расчетных схем, а движение транспортируемой среды в них подчиняется единым законам течения и сетевым законам сохранения массы и энергии.

Аналогичная ситуация наблюдается в системах нефтепромысловых

гидросистемах, которые по сути функционирования подобны системам коммунального водоснабжения с разницей лишь в эксплуатационных показателях и наличием вместо потребителей заводняемых пластов с осложненной характеристикой для ППД и пунктов сбора нефти, подтоварной воды и т.п.

Многообразие гидравлических систем, с одной стороны, а также принципиальная общность математических моделей и алгоритмов для их расчета и оптимизации, с другой, вызвали огромный поток математических и отраслевых работ, во многом дублирующих друг друга. Свидетельством такого положения является и множество наименований этих объектов, фигурирующих в следующей литературе: «энергетические сети» [81], «гидравлические сети» [50, 75, 83, 84], «сетевые системы» [37], «инженерные сети» [38, 39], «производственные сети и системы» [51], «поточковые графы» [40], «системы сетевой структуры» и другие.

Не отрицая правомочность различных подходов, уровней формализации и терминологий, следует отметить, что словосочетание «гидравлические цепи» [96] имеет, с точки зрения правильного отражения основных черт рассматриваемого научного направления, два основных преимущества: 1) оно подчеркивает его некоторую связь с теорией электрических цепей и 2) отмечает важность как математического, так и физического («гидравлического») аспектов исследований. Однако термин «технические гидравлические системы» является более обобщающим и жестко не привязан к теории электрических цепей, т.е. не подразумевает фиктивной замкнутости топологии гидросистем. Ввиду множества отличий между ТГС и электрическими системами, их обобщение в терминологии и подходах моделирования привели к множеству допущений, которые выразились в принудительном **зацикливании** схем ТГС для выражения их подобия электрическим схемам, имитации насосов в виде активных напоров (аналог э.д.с.), потребителей в виде активных нагрузок и т.п.

Для проведения теоретических, методических и алгоритмических разработок по ТГЦ и ее приложениям в СЭИ при его организации В.Я. Хасилевым была создана специальная лаборатория, состоящая из математиков-прикладников и инженеров — специалистов по отдельным типам гидравлических систем. Однако их разработки касаются лишь систем водо-, газо- и теплоснабжения, которые хотя и имеют много общего с технической частью нефтепромысловых гидросистем, но подход к их математическому описанию далеко не полностью совпадает с подходом к нефтепромысловым гидросистемам, так как имеет ряд ограничений, обоснованно подходящих для тепло- и водоснабжения и неприемлемых для моделирования нефтепромысловых гидросистем.

## Теория гидравлических цепей

Вопросы математического описания электротехнических и гидравлических систем, безусловно, имеют общие свойства ряда исходных физико-математических положений. Вместе с тем теория электрических цепей существует уже более 150 л., начиная с работ Ома (1827 г.), Кирхгофа (1847 г.), Гельмгольца (1853 г.) и Максвелла (1873 г.), и уже давно определилась как самостоятельная дисциплина, результаты которой используются в теоретической и прикладной электротехнике, радиотехнике, теории автоматического регулирования и математическом программировании. Что же касается ТГС, то работы обобщающего характера начали интенсивно проводиться лишь с появлением компьютерной техники, хотя можно отметить и отдельные, более ранние публикации.

**Теория электрических цепей** ведет свое начало с работ Г.Ома, который первым поставил изучение электротехнических объектов на математическую основу. Дело не только в том, что ему принадлежит известный закон, устанавливающий пропорциональную зависимость между силой постоянного тока и разностью потенциалов (напряжением). Он ввел и уточнил такие основополагающие понятия, как сила тока, электродвижущая сила (э.д.с.), напряжение, сопротивление [41], а также и термин «цепь», так как название его работы [42] в переводе на русский звучит как «Гальваническая цепь, обработанная математически».

Следующей по времени и по значению является статья Г. Кирхгофа «О решении уравнений, описывающих линейное распределение гальванического тока», опубликованная в 1847 г. [45]. Поскольку в отечественной литературе имеются лишь ссылки на нее (например, в монографиях В.П. Сигорского [46] и Л.А. Крумма [47]), то имеет смысл привести здесь перевод начальной части этой статьи, в которой, собственно, и формулируются знаменитые **законы Кирхгофа**.

«Пусть задана система из  $n$  проводников 1, 2, ...,  $n$ , которые произвольным образом соединены между собой и в каждом из которых имеется своя электродвижущая сила, тогда для определения силы токов  $I_1, I_2, \dots, I_n$  в проводниках можно построить необходимое число линейных уравнений на основе использования следующих двух правил:

1. Если проводники  $k_1, k_2, \dots$  образуют *замкнутую* фигуру и  $w_k$  означает сопротивление проводника  $k$ , а  $E_k$  — электродвижущую силу, имеющую положительную величину в случае ее действия в направлении течения тока  $I_k$ , то  $I_{k_1}, I_{k_2}, \dots$ , взятые положительными в соответствующем направлении

$$w_{k_1} I_{k_1} + w_{k_2} I_{k_2} + \dots = E_{k_1} + E_{k_2} + \dots \quad (3.2)$$

2. Если проводники  $\lambda_1, \lambda_2, \dots$  соединяются в одной точке и те из  $I_{\lambda_1}, I_{\lambda_2}, \dots$ , которые отвечают токам, направленным к этой точке, берутся по-

ложительными, то  $I_{\lambda_1} + I_{\lambda_2} + \dots = 0$ .

Теперь я хочу доказать, что решение уравнений, которые можно выписать для  $I_1, I_2, \dots, I_n$  на основе этих правил, при условии, что система проводников не распадается на несколько независимых друг от друга подсистем, в общем случае может быть выполнено следующим образом.

Пусть  $m$  — число имеющихся точек пересечения, т.е. точек, в которых соединены два или более проводников, и  $\mu = n - m + 1$ , тогда общий знаменатель каждой из величин представляет собой комбинации тех  $\mu$  элементов  $w_{k_1}, w_{k_2}, \dots, w_{k_\mu}$ , из  $w_1, w_2, \dots, w_n$ , которые соответствуют проводникам  $k_1, k_2, \dots, k_\mu$ , обладающим свойством — в случае их удаления — превращать систему проводников в разомкнутую.

Числитель для  $I_\lambda$  представляет собой комбинацию тех  $\mu - 1$  элементов  $w_{k_1}, w_{k_2}, \dots, w_{k_{\mu-1}}$  из  $w_1, w_2, \dots, w_n$ , которые соответствуют проводникам  $k_1, k_2, \dots, k_{\mu-1}$ , обладающим свойством — в случае их удаления — оставлять единственную замкнутую фигуру, в которую входит данный проводник  $\lambda$ . Каждая такая комбинация умножается на сумму электродвижущих сил, действующих в данной замкнутой фигуре».

Далее в статье доказывалось, что « $\mu$  — это минимальное число проводников, которое следует удалить из системы, чтобы разорвать все ее замкнутые фигуры, тогда  $\mu$  будет также и числом независимых уравнений, составляемых на основе правила 1», и выводятся формулы для искомых сил токов.

Описанные правила составления уравнений и стали называться законами (или постулатами) Кирхгофа, причем следует отметить, что во всей литературе первым законом считается тот, который соответствует второму приведенному правилу.

В той же статье Г. Кирхгоф, по существу, впервые предложил и переход к системе независимых переменных в форме контурных токов (аналогичный вывод делается в монографиях Ф. Реза и С. Сили [74], Л.А. Крумма [47]) и фактически ввел в обращение понятие о главных ветвях, удаление которых превращает исходную схему в разомкнутую, т.е. в «дерево».

В 1857 г. Г. Кирхгоф опубликовал следующую статью, посвященную некоторым топологическим представлениям в теории цепей (изложение данной статьи дано в качестве приложения к уже упомянутой книге [74]), в которой, в частности, предлагается метод установления соответствия между схемой цепи и прямоугольной таблицей чисел 0, +1, -1, т.е. вводится матрица соединений (инциденций) ее узлов и ветвей.

К сожалению, нет возможности приводить обзор дальнейших публикаций по теории электрических цепей. Из следующих работ следует отметить теорему Д.К. Максвелла о принципе наименьшего теплового дей-

ствия для электрических цепей. В «Трактате об электричестве и магнетизме» [52] доказано, что «в любой системе проводников, где нет источников э.д.с. и токи отвечают закону Ома, тепло, генерируемое установившимся токораспределением, всегда меньше, чем токами, распределенными любым другим образом, но согласующимися с условиями притекания и вытекания». Эта теорема стала объектом пристального внимания относительно недавно в связи с попытками обобщения результатов теории электрических цепей на нелинейные системы [53, 102, 103]. Кроме того, она лежит в основе физической аналогии и взаимосвязи между задачами математического программирования и токораспределения в электрической цепи [54], а также экстремального подхода к описанию и расчету потокораспределения в различных системах. Именно Максвеллом предложено также и сведение исходной системы уравнений Кирхгофа к уравнениям относительно узловых потенциалов [47].

Широкое использование математических методов в этой области и вообще в теоретической электротехнике в значительной мере было связано с бурным развитием физики и большим практическим значением электрической энергии. Но очевидно и то, что сама возможность их эффективного применения определялась также и линейностью исходных зависимостей, использовавшихся в то время при построении электрических цепей. Поэтому данная теория развивалась, прежде всего, как линейная теория.

Известно, что такие результаты этой теории, как методы контурных токов и узловых потенциалов, принцип суперпозиции и взаимности отдельных решений, теорема об эквивалентном генераторе, преобразование «звезды» в многоугольник, а также обратное его преобразование и другие, являются в конечном итоге следствиями сетевой интерпретации основных положений линейной алгебры.

В современной теории электрических цепей используются, конечно, не только линейная алгебра, но и гармонический анализ, операционное исчисление, интегральные преобразования, теория графов, математическое программирование, вероятностные методы и другие дисциплины. Являясь областью приложений для многих математических результатов, теории электрических цепей оказывала серьезное влияние на их развитие. В качестве примера можно вспомнить, что упомянутые работы Кирхгофа стимулировали создание топологии, изучающей наиболее общие геометрические свойства тел и фигур, а также теории графов. То же самое имело место при создании операционного исчисления.

В области расчетов гидравлических систем сложилось качественно иное положение. Такой общей физико-математической базы, какую представляет для электротехники теория электрических цепей, здесь не было. И одно из главных объяснений этому – нелинейность зависимостей, описывающих гидравлические системы, которая в условиях ручного счета лишала практического смысла разработку их общих математических описаний и

методов расчета.

Вместе с тем отдельным вопросам расчета гидравлических систем посвящались сотни работ, публикуемых в научно-технической литературе с конца 19-го столетия. Среди них немало таких, которые и до сегодняшнего дня сохраняют свое значение. Одними из первых здесь можно считать работы французских и русских горных инженеров по расчету рудничной вентиляции [57, 58 и др.] и работы русских, немецких и американских инженеров-гидравликов по системам водоснабжения [59, 71, 73 и др.].

Необходимость в обобщении имеющихся разработок и их распространении на другие типы систем стала осознаваться лишь с 1930-х годов, когда активно велись исследования по разработке и применению различных аналоговых устройств в виде электрических и, в меньшей мере, гидравлических моделей. С появлением ЭВМ необходимость в систематизации известных и использовании новых методов, а также в различных обобщениях стала особенно остро и вызвала множество статей и монографий. Так, Е. Черри и У. Миллар [53], а также Г. Биркгоф и Д.Б. Диаз предложили некоторые идеи и общие теоремы, относящиеся к «нелинейным энергетическим и механическим системам», и «новые вариационные принципы» для нелинейных систем, которые должны, по их мнению, прийти на смену приведенного выше принципа наименьшего теплового действия, сформулированного Максвеллом для линейного случая.

Книга Г. Кёнига и В. Блекуэлла «Теория электромеханических систем» [55] посвящена «объединению в целях теоретического анализа и синтеза весьма различных по своим свойствам и назначению элементов (электрические машины, электронные, магнитные и другие усилители, гидропреобразователи, гироскопы)», которое авторы основывают «не на применении известного метода аналогий, а на использовании одной из ветвей топологии — теории графов». Речь идет о стремлении выявить «глубокую общность в математическом описании элементов различной физической природы», чтобы обеспечить применение строгих методов и их обоснованное упрощение.

Став на путь систематизации, Г. Кёниг и В. Блекуэлл упорядочивают исходные понятия, обозначения и методические приемы. Ими разбиты все основные величины по способу их измерения на две группы: 1) «продольные» (параллельные) переменные (напряжения, перемещения, углы поворота, изменения давления и температуры), измерение которых требует одновременного подсоединения прибора в двух точках, и 2) «поперечные» (последовательные) — переменные (ток, сила, момент, расход жидкости), которые можно измерить последовательным включением прибора с каждым из элементов системы. Далее они вводят понятие графа электромеханической системы, и обобщаются законы Кирхгофа в виде двух следующих постулатов для контуров и вершин: 1) сумма продольной переменной вдоль контура и 2) сумма поперечной переменной в вершине равняются

нулю. И все содержание книги в методическом плане фактически сводится к рассмотрению (на довольно абстрактном уровне) уравнений ветвей и отсечений, хорд и фундаментальных контуров. Подобная терминология стала применяться и в отечественной литературе [38, 56].

Разработкой и применением математических методов и ЭВМ для расчета и оптимизации электроэнергетических, трубопроводных и других систем сетевой структуры занимались и занимаются множество авторов. Однако в большинстве из них превалирует **илиформальная (математическая) сторона**, когда физическая сущность и принципиальные особенности рассматриваемых задач отходят на второй план, **или сугубо отраслевой аспект**. И в том, и в другом случае имеет место известный ущерб, как для самих исследований, так и для практики.

На этом фоне теория гидравлических цепей (ТГЦ) выделилась именно тем, что она с самого начала строилась и развивалась [96, 72, 60, 27, 62, 63 и др.] как научно-техническая дисциплина, смежная с теорией электрических цепей, и основывающаяся — на некоторых межотраслевых аспектах. Однако Стрекаловым А.В. было установлено, что и этот довольно универсальный подход ТГЦ к расчету ТГС недостаточно адекватен реалиям и физической сущности как систем газо- водоснабжения, так и рассматриваемым гидросистемам.

Тем не менее, основные методы ТГЦ, ориентированные на гидравлические системы в целом и построение для них общей теории, являются хорошей отправной точкой для дальнейших исследований в отдельных ТГС и обеспечивает: единый язык для постановки задач и достаточно строгую базу для применения современных достижений смежных математических и других дисциплин; вполне обоснованную классификацию задач, а также дифференциацию методов их решения в зависимости от целей исследования, типа системы, параметров используемой ЭВМ, качества и количества исходных данных; хотя и не полное, но все-таки достаточно комплексное решение вопросов математического обеспечения задач моделирования трубопроводных сетей.

Здесь следует отметить существенное различие между теорией цепей и теорией графов. Если предметом последней является изучение произвольного множества узлов и отношений между ними как абстрактного математического объекта, то ТГЦ занимается математическим моделированием и изучением реальных физико-технических систем. Теория графов используется при этом как один из вспомогательных инструментов, позволяющих компактно учитывать топологические свойства рассматриваемых объектов.

По мере развития моделей гидросистем [128–130, 132–137] и накопления опыта их использования, стало ясно, что подход ТГЦ к анализу структур и топологии гидросистем не обеспечивает их реальное отражение в моделях. Это происходит из-за того, что ТГЦ продолжает целиком опи-

раться на подход к анализу структур теории электрических цепей, что вынуждает в моделях изменять реальные структуры ТГС, дабы сделать их подобными (удобными для расчетов) электрическим цепям.

В данной работе сочетание математического и вычислительного аспектов с пониманием и учетом физической, инженерной, объектной и системной сущности рассматриваемых задач позволило получить ряд результатов, выходящих за рамки односторонних (по типам гидросистем) исследований. Собственно, одна из основных целей данной работы как раз и состоит в демонстрации целесообразности, а также научно-методической и практической значимости такого научного направления, как «универсальное моделирование гидросистем». Рассмотрим некоторые известные на данный момент принципы моделирования ТГС.

Понятие «цепь» и словосочетания «электрическая цепь», «магнитная цепь», «радиоэлектронная цепь» и др. широко используются в различных областях науки и техники. В теории графов [64, 65, 66, 67] **под простой цепью** понимается маршрут, составленный из конечной последовательности ребер графа и проходящий через различные его вершины. Для ориентированного графа (орграфа) — это соответственно путь из последовательности дуг, в которой ни одна вершина не встречается дважды. Замкнутая же цепь называется циклом (контуром).

С учетом этого электрической или гидравлической цепью следует считать заданную совокупность «маршрутов» (или «путей») для движения электрического тока, жидкости или газа. Более строго электрическая цепь определяется [69] как «совокупность различных устройств и соединяющих их проводников (или элементов электропроводящей среды), по которым может протекать электрический ток». Соответственно **гидравлической цепью** (г. ц.) считается «совокупность устройств и соединяющих их трубопроводов, закрытых или открытых каналов, осуществляющих транспортировку сжимаемых и несжимаемых жидкостей (воды, нефти, газа, воздуха и других)».

Таким образом, г.ц. должна рассматриваться, прежде всего, как модель реальной гидравлической системы и, следовательно, как самостоятельный объект, который можно собрать или мысленно себе представить. Однако чаще всего под г. ц. понимается и собственно **математическая модель**, включающая две составные части: расчетную схему цепи, геометрически отображающую конфигурацию (структуру) изучаемой системы, и картину возможных направлений, смешивания и разделения потоков транспортируемой среды; совокупность математических соотношений, описывающих взаимозависимость количественных характеристик элементов данной схемы, а также законы течения и распределения расходов, давлений и температур (в неизотермическом случае) транспортируемой среды по всем этим элементам и их изменения во времени (при изучении динамических процессов). Например, вместо «математического описания гид-

гидравлической системы в виде модели с сосредоточенными параметрами» можно просто говорить о «г. ц. с сосредоточенными параметрами» или модели ТГС и т.п.

Рассмотрим в некотором роде классификацию элементов, составляющих ТГС, которая предлагается в ТГЦ.

«В любой гидравлической системе различают три ее основные составляющие (подсистемы): 1) **источники давления** или расхода (например, насосные или компрессорные станции, аккумулирующие емкости и др.), обеспечивающие притоки транспортируемой среды и привносящие энергию в систему; 2) **трубопроводную или гидравлическую сеть** (в виде совокупности взаимосвязанных трубопроводов, воздухопроводов и открытых каналов), соединяющую источники со множеством потребителей и доставляющую эту среду; 3) **абонентские подсистемы**)».

Здесь, как видно, в ТГЦ вводится понятие **источника давления**, который ассоциируется в реальности, во-первых, с насосными установками, т.е. устройствами, наращивающими энергию потока текучих сред; во-вторых, с накопительными емкостями, придающими текучей среде некоторый энергетический потенциал. Такой подход кажется несколько притянутым, так как объединение столь разных объектов, как насосы и емкости, в одну категорию является неадекватным.

Также вводится понятие **абонентских подсистем**, выделение которых в обособленную категорию в пределах рассматриваемой ТГС является неприемлемым, так как противоречит одному из правил системного анализа: рассматривать любую систему в отрыве от других подсистем по наиболее независимым от состояния системы признакам. Введение такого понятия ставит резонный вопрос о составе самих **абонентских подсистем**. Таким образом, в постановке ТГЦ теряется универсальность подхода ко всем ТГС. Тем более если авторы ТГЦ пытались разработать универсальный – общий подход к гидросистемам, тогда не понятно, зачем выбирать столь узкий отраслевой термин: **абонентские подсистемы**.

Описанное в ТГЦ деление элементов гидросистем, в общем-то, довольно условно и зависит от целей изучения реальной системы и характера решаемых задач, степени детализации, а также и от режимов ее работы. Например, в качестве потребителей могут рассматриваться как отдельные установки, так и здания или, скажем, кварталы города (в системах водоснабжения) или скважины (в системах ППД). Сеть в одних случаях включает лишь основные магистрали между источниками и укрупненными потребителями, а в других она может отображать и конкретизировать эти связи вплоть до разводящих линий и фактических потребителей. Точно так же и источники могут задаваться вместе со своей «начинкой» (оборудованием) или лишь выходными параметрами. Одни и те же аккумулирующие емкости в системе в режимах их заполнения являются потребителями, а в режимах опорожнения — источниками и т.п. Поэтому такая

классификация не имеет ничего общего с универсальным анализом ТГС, позволяющим адекватно анализировать любые системы вне зависимости от их взаимоотношений.

Что касается иерархии ТГС, то это является отдельным вопросом моделирования. Подсистемы можно рассматривать как отдельные объекты, тем не менее, моделировать их необходимо как части общей гидросистемы, причем состоять они должны из тех же элементов, что и все ТГС.

При математическом моделировании в ТГЦ все эти подсистемы находят соответствующее отражение в **расчетной схеме** цепи, но в несколько притянутом виде. Места расположения источников расхода (притоков) и потребителей (стоков), а также соединений ветвей — в виде узлов (вершин); источники напора (а иногда и расхода) могут относиться как к узлам, так и к ветвям.

Согласно ТГЦ, среди **параметров узлов и ветвей** г. ц. различаются: технические характеристики (диаметры трубопроводов, размеры сечений каналов, длины и гидравлические сопротивления); гидравлические параметры (расходы жидкости на ветвях или в узлах, давления в узлах, изменения давления и температуры на ветвях), описывающие состояние системы в любом из ее режимов работы; граничные условия — варьируемые входные данные (величины притоков и нагрузок, допустимые диапазоны в значениях гидравлических параметров).

Здесь видно, что ТГЦ прибегает к следующему отчуждению моделирования от физической и системной сути ТГС: вводятся фиксированные величины притоков или оттоков, которые не символизируют реальные возможности ТГС (например, в системах ППД величины приемистостей и расхода с водозабора), а отражают те возможности и величины, которые должны были бы быть! Т.е. во входные параметры модели **«насиленно»** вплетаются целевые параметры системы.

Как указывалось ранее, в нефтепромысловых гидросистемах, как и во многих других ТГС, даже при наличии систем телеметрии возможно фиксировать (замерять) расходы на данный момент времени, т.е. контролировать текущее состояние системы. В случае, когда необходимо вмешательство в систему изменением параметров каких-либо элементов (например, диаметров штуцеров, коэффициентов приемистости, врезки дополнительных труб, перекрытия задвижек и т.п.) величины оттока/притока будут изменяться. А как именно? Это и есть задача моделирования. Как видно, в ТГЦ эти величины неизменны перед началом моделирования, и значит, это не позволит имитировать их изменение при смене параметров системы, что является неприемлемым для решения проблем управления гидросистемами.

По мнению сторонников общей ТГЦ «гидравлическая цепь удовлетворяет всем основным требованиям, предъявляемым к моделям [70]: 1) она способна замещать исследуемый и управляемый объект, т.е. реаль-

ную гидравлическую систему, и 2) ее изучение и реализация (с помощью ЭВМ) повышают наши знания о системе и позволяют управлять ее структурой и режимами работы». Однако, как мы видим, это не всегда так.

В ТГЦ вводится вполне адекватная идентификация типов моделей г.ц.: «Математическое моделирование всегда является приближенным, и степень его точности должна согласовываться с целями исследования или управления, количеством и качеством исходных данных, параметрами используемой ЭВМ. В связи с этим точность как физического, так и математического моделирования любой гидравлической системы будет определяться в основном выбором для ее отображения и изучения г.ц. одного из следующих трех типов:

1) **с сосредоточенными параметрами**, когда все технические характеристики узлов и ветвей, а также граничные условия считаются константами, не зависящими от того или иного потокораспределения (такие цепи моделируют реальные системы как системы с изотермическим течением несжимаемой жидкости);

2) **с переменными параметрами**, когда хотя бы часть технических и гидравлических параметров или граничных условий задается в виде функций от искомых величин, так что их фактические значения являются переменными и определяются («регулируются») самим потокораспределением;

3) **с распределенными параметрами** — в случае наиболее строгого описания совместного изменения гидравлических параметров вдоль элементов расчетной схемы.

С математической точки зрения это приводит для установившихся режимов к системам уравнений специальной структуры:

1) из линейных (сетевых) и нелинейных (замыкающих) алгебраических уравнений с постоянными коэффициентами; 2) из уравнений общего характера с переменными коэффициентами и правыми частями и 3) смешанных систем, содержащих подсистемы уравнений в дифференциальной или интегральной форме».

Разберем существующую терминологию ТГЦ. Трудности с терминологией и выбором обозначений, особенно для стыковых научных направлений, общеизвестны. В качестве посильной цели будем руководствоваться лишь стремлением отбора и упорядочения необходимого «рабочего» минимума понятий и символики, используемых в смежных дисциплинах: теории электрических цепей, линейной алгебре, теории графов и гидравлике. При этом отдадим предпочтение техническим терминам и будем считать: «ветвь», а не «ребро» или «дуга»; «узел» вместо «вершины» и т.п.

Приведем сводку исходных понятий и обозначений.

Схема цепи — графическое изображение моделируемой системы, совокупность трех упорядоченных множеств: множества узлов  $J = \{i : j=1, \dots, m\}$ , состоящего из подмножеств потребителей  $J_1$ , источников  $J_2$  и простых точек разветвления на схеме  $J_3$ ; множества ветвей

$I = \{i: i=1, \dots, n\}$ , отображающих заданные парные связи (соединения) между узлами; множества условных знаков, характеризующих тип и специфические особенности объектов. С точки зрения теории графов схема г.ц. — конечный оргграф, дополненный специальными поясняющими знаками, если это требуется. Числа  $m$  и  $n$  называются параметрами г.ц.

Простой контур — конечная и замкнутая последовательность ориентированных ветвей, у которой совпадают только начальный и конечный узлы.

Источники (притоки) и потребители (стоки) — узлы, в которых задано поступление или отбор транспортируемой среды.

Активная (пассивная) ветвь — связь между узлами, содержащая (не содержащая) источник подводимой среды или энергии.

Базисный (опорный) узел — точка на схеме с фиксированным значением потенциала (чаще всего это узел, в котором поддерживается извне атмосферное давление).

Циклическая схема — расширенная связная схема г. ц. без притоков и стоков, полностью отображающая «круговорот» при движении среды в системе. Она может быть получена из исходной схемы **соединением всех ее источников и потребителей дополнительными условными ветвями с одним и тем же опорным узлом.**

Остовное дерево (каркас, или просто дерево) — подсхема без контуров (может совпадать с исходной схемой), соединяющая все узлы и имеющая  $m$  ветвей.

Хорды — главные ветви, не вошедшие в выбранное остовное дерево и дополняющие его до полной схемы.

В четвертой главе автором данная терминология некоторым образом изменена, так как в таком виде она не подходит для универсального моделирования ТГС.

Здесь можно отметить некоторые противоречия в терминологии ТГЦ. Так, контур как замкнутая последовательность ветвей, отражающая так называемый «круговорот», как правило, не существует во множестве реальных ТГС. Действительно, это видно на примере системы газосбора и ее дальнейшего развития в системы газопроводов, в которые газ поступает из пластов, а затем к потребителям, где, в конечном счете, исчезает либо в топках, либо на заводах химической промышленности. Трудно себе представить пути возврата сожженного газа обратно в продуктивные пласты и, тем самым, его круговорот. То же самое происходит в системах водоснабжения: вода, дойдя до потребителя, «исчезает» в системе канализации.



Рис. 3.6. Схема водоснабжающей системы:  
 1 – насосная станция подкачки (НС); 2 – резервуар;  
 3 – потребитель воды; 4 – приток (поступление) воды

Понятие «активная ветвь» является излишним и не дает никакой нужной для моделирования информации (см. главу 4). Также не имеет физического смысла «базисный узел», который **фиктивно внедряется** в структурную схему ТГС. Рассмотрим анализ некоторых ТГС с позиции теории гидравлических цепей.

Трубопроводные и другие гидравлические системы при всем разнообразии их назначения и физико-технических особенностей имеют, как отмечалось выше, аналогичные конфигурации, подчиняются одним и тем же «сетевым постулатам» Кирхгофа. Эта общность отчетливо проявляется при моделировании данных систем и переходе к математическим формулировкам и численным методам решения задач их расчета.

Современные городские водоснабжающие системы (ВСС) в целом подобны по структуре технической части нефтепромысловых гидросистем [13, 15, 132] и являются сложными инженерными сооружениями с несколькими источниками водоснабжения, множеством насосных станций (НС) и регулирующих емкостей. К ним подключается большое число потребителей, аналогично нагнетательным скважинам в нефтепромысловых системах, потребляющих воду (ППД) или «добывающих» нефть (нефтесбор) в различных количествах в соответствии с переменными суточными и годовыми графиками. На рис. 3.6 показана схема ВСС одного

из районов г. Иркутска, имеющая четыре источника поступления воды (притоки), две НС подкачки и три аккумулирующих емкости (резервуары).

Важными транспортными гидравлическими системами водного хозяйства являются каналы различного типа (оросительные, осушительные, энергетические, судоходные, для переброски вод и пр.), предназначенные для подачи, распределения, подвода и отвода большого количества воды. Их можно выделить [16, 17, 18] в частных классификациях в отдельный тип объектов, например, системы многопрофильных каналов, имеющие общие отличительные особенности (характерные профили и поперечные сечения, однотипные аналитические зависимости, описывающие течение воды и т.д.), однако по структуре также подобные ВСС.

Рассмотрим один из примеров представления различных систем в виде г.ц., отметим при этом существенные особенности моделирования с позиции ТГЦ.

Мощными и сложными системами трубопроводного транспорта являются магистральные нефтепроводы [107, 108]. Они состоят из труб большого диаметра (до 1200 мм) протяженностью в тысячи километров, проложенные в несколько ниток со множеством лупингов и перемычек между ними со значительным числом НС, суммарная мощность электроприводов которых измеряется миллионами киловатт, а также сложную автоматику для управления режимами их работы.

Особый класс гидравлических систем составляют газотранспортные и газоснабжающие системы, а также смешанные (с точки зрения состава элементов, осуществляющих транспортировку среды) системы типа «пласт — скважины — газосборная сеть», которые пытались изучать с помощью методов ТГЦ [25, 26, 27, 28, 29]. Принципиальные особенности такого рода систем (в плане их математического моделирования) заключаются в сжимаемости транспортируемой среды и в наличии множества специальных элементов, которые дискретно и по сложным правилам изменяют параметры газа.

Как видно из приведенных примеров, существующая теория гидравлических цепей дает свой вид схем, выражающих реальные ТГС в виде г.ц. Например, слишком часто при выборе схемы г.ц. звучит понятие «фиктивный» (см. рис. 3.7 – 8, 10, 11): г.ц. зачастую далеки от реальных схем ТГС, так как они приводятся к циклическому виду для отражения несуществующего в них явления «круговорота» текучей среды. Как было сказано и в том числе для систем нефтетранспорта, никакого кругооборота в них быть не может. В то же время, помимо фиктивных ветвей, отражающих несуществующие участки сети, вводятся фиктивные притоки и оттоки (см. рис. 3.6 – 3,4), которые символизируют абстрактные потоки, физически не связанные с функционированием самой системы и реально не отражающие взаимосвязи физических процессов, протекающих в ТГС и за ее пределами. При этом величины расхода притоков и оттоков не могут быть адек-

ватны в виде граничных условий.

Также вызывает сомнение в универсальности такого подхода к моделированию пространственных гидросистем и ТГС с безнапорным течением. По видимому, в ТГЦ наблюдается явление весьма абстрактного подхода к моделированию гидросистем больше ориентированного на моделирование сетей трубопроводов. В ТГЦ не уделено достаточно внимания классификации элементов гидросистем, в следствие чего наблюдается некоторым образом отраслевой подход к понятию элементов: абонентские подсистемы, источники давления (тогда можно было бы ввести понятие «приемники давления») и т.п. (Схемы на рис. 3.6 взяты в том виде, в каком приводятся в работе [12]). Далее, рассмотрим краткий обзор существующих методов расчета и моделирования ТГС.

### **Методы ручного расчета гидравлических систем**

Здесь рассматриваются известные методы ручного расчета гидравлических систем, и дается их анализ с точки зрения методик расчета, отличающихся между собой не столько областями приложений, сколько своей сущностью. Здесь целью является, во-первых, показать состояние вопроса и связь результатов, накопленных в различных областях, с содержанием данной работы и, во-вторых, выяснить, в какой мере эти методы могут (или не могут) сохранить свое значение с использованием ЭВМ при моделировании ТГС.

Графические и графоаналитические методы всегда занимали большое место в литературе, они разрабатывались, начиная с позапрошлого века, для расчета, прежде всего, систем водоснабжения. Помимо работ иностранных авторов, этим методам посвящены работы Ф.Е. Максименко [73], М.С. Ясюковича, Е.Б. Батурина и других. Обобщение и развитие графических методов применительно к системам этого рода дано в книге Н.Н. Абрамова [1].

Для расчета напорных конденсатопроводов графический метод использовался в работе Б.Л. Шифринсона. В монографиях С.Ф. Копьева, Л.А. Мелентьева [30], Л.Г. Скрицкого, Е.Я. Соколова, Н.К. Громова и А.Л. Сафонова, Е.П. Шубина и других этот же метод применялся для иллюстрации переменных режимов в тепловых сетях.

Ограниченные возможности графических методов для получения численных результатов, относящихся к сложным системам, очевидны. Тем не менее, они дают большую пользу, благодаря своей иллюстративности, способности показать на простых примерах качественный характер изменения режимов в гидравлических системах.

Среди графических методов следует различать две группы построений. Первая ставит своей непосредственной целью выполнение расчетов потокораспределения, и ее отличительной особенностью является построение сопрягающихся кривых в системе координат «напоры — расходы».

Принципиальная выполнимость таких построений определяется возможностью оценить гидравлические сопротивления отдельных ветвей и общее сопротивление гидравлической системы, отнесенное к тому или иному источнику действующего напора или давления.

Вторая группа используется как в области систем водоснабжения, так и (особенно широко) теплоснабжения. Это построения так называемых «пъезометрических графиков», которые выполняются в системе координат «напоры — длины участков сети». Методическая и иллюстративная роль таких графиков несомненна. Во многих статьях, монографиях и учебниках «пъезометры» мастерски применяются для характеристики установившихся и динамических режимов сетей. Можно сказать, что несколько поколений специалистов воспитывалось, усваивая методику построения и анализ этих графиков. Однако по мере усложнения систем их эффективность явно снизилась.

Для многих ТГС особенно были важны наиболее простые схемы с последовательно-параллельным соединением ветвей при одном источнике «гидравлического питания». Поэтому в большинстве ранних работ предлагались и использовались методы расчета именно таких схем. К ним относятся: метод «эквивалентных отверстий», предложенный в 1873 г. Д. Мюргом [57] и развитый В. Блессом; метод «перемещения единиц объема», описанный П.Н. Каменевым [31]; метод суммирования сопротивлений и проводимостей, использованный Б.Л. Шифринсоном [32], С.Ф. Копьевым, Е.Я. Соколовым и многими другими авторами для расчета переменных режимов в тепловых сетях, а Н.Н. Гениевым [33] — для простых водопроводов.

В алгебраическом отношении указанные методы эквивалентны и основаны на свойстве матрицы соединений такого рода схем, которое позволяет в результате элементарных преобразований сводить ее к единичной строке (или контуру). Это формальное свойство матриц специального вида справедливо для электрических и гидравлических систем, которые определяют линейную природу методов расчета и оптимизации любых систем, имеющих подобные схемы соединений.

Метод, основанный на суммировании сопротивлений и проводимостей, удобен не только для ручных, но и для машинных расчетов потоко-распределения, связанного с отключением и включением отдельных ветвей разветвленной (разомкнутой) сети. Например, он также использовался авторами [34] для анализа гидравлической устойчивости тепловых сетей. Метод линеаризованных преобразований «гидравлического треугольника в звезду» [72] расширяет использование данного метода на более сложные схемы нелинейных систем.

Другие аналитические методы связаны со стремлением получить некоторую формулу, которая выражала бы зависимость между техническими параметрами системы и характеристиками ее режима: гидравлического и

теплового. Они также весьма широко использовались, особенно в области теплофикации и централизованного теплоснабжения. В этой связи следует указать на работы С.Ф. Копьева, С.А. Чистовича, Н.М. Зингера [35] и других. Располагая подобной формулой и варьируя значениями входящих в нее величин, можно исследовать характер изменения режима и получать необходимые выводы. Такого рода формулы, получаемые в результате зачастую весьма громоздких, но простых по существу алгебраических преобразований, выражали решение задачи в радикалах и поэтому требовали, так или иначе, сведения схемы к единичному контуру. Этот подход в условиях, что г.ц. содержит не более двух независимых контуров.

Отдельное место в литературе по аналитическим методам расчета занимают системы центрального водяного отопления из-за особых трудностей, которые связаны с тем, что это вертикальные гидравлические системы, работающие в условиях теплообмена с окружающей средой.

Таким образом, графические и аналитические методы сохраняют свое значение вспомогательных и иллюстративных методов при расчете гидравлических систем простой структуры. Однако их ограниченность очевидна, и единственным способом ее преодоления является обращение к более общим и современным методам математического моделирования с применением ЭВМ.

### **3.5. Применение математических методов и электронно-вычислительных машин для расчета технических гидросистем**

Метод поконтурной увязки перепадов давлений впервые предложен М.М. Андрияшевым и независимо Х. Кроссом. В.Г. Лобачеву принадлежит идея совместной многоконтурной увязки перепадов давления путем построения и решения системы линейных уравнений относительно «увязочных расходов». Х. Кроссом в общем виде сформулированы основные принципы как поконтурной, так и поузловой увязки переменных, описывающих потокораспределение.

Далее показываются вычислительные возможности увязочных методов, и дается краткий аналитический обзор математических методов для расчета трубопроводных систем различного типа и назначения.

Наибольшее распространение в области расчета потокораспределения получили «увязочные методы». Методы поконтурной увязки перепадов давлений и поузловой увязки расходов предназначены для нахождения таких взаимосвязанных расходов на ветвях и давлений в узлах, которые с заданной точностью в отношении расходов и (или) давлений удовлетворяли бы первому и второму законам Кирхгофа.

**Поконтурная увязка перепадов давлений** состоит из следующих этапов:

1. По данным о нагрузках у потребителей выбирается какое-либо начальное приближение для расходов на всех ветвях расчетной многоконтурной схемы, но такое, чтобы во всех узлах соблюдался первый закон Кирхгофа.

2. Для полученных расходов с учетом данных о коэффициентах гидравлического сопротивления вычисляются потери давления на всех ветвях и их суммарные «невязки» во всех независимых контурах. Эти невязки в соответствии со вторым законом Кирхгофа должны быть сведены до нулевых значений.

3. По выявленным невязкам тем или иным образом определяются величины так называемых контурных «увязочных расходов».

4. Каждый увязочный расход «проводится» по всем ветвям своего контура алгебраическим суммированием с расходами, принятыми по начальному приближению. Как будет видно из дальнейшего, фактически на этом этапе решается система однородных (с нулевой правой частью) линейных уравнений первого закона Кирхгофа.

Расходы, полученные на последнем этапе, используются в качестве очередного приближения для начала следующей итерации (п. 2–4) и т.д. вплоть до приближенного (в пределах заданной погрешности) совпадения последовательных значений всех или части искомых величин.

Скорость сходимости алгоритмов данного типа зависит от начального приближения; степени преобладания коэффициентов, относящихся к контурным расходам, над коэффициентами для остальных ветвей и, следовательно, от выбора системы независимых контуров. При этом следует учитывать два важных обстоятельства, вытекающих из бесконечности итерационного процесса для нелинейных цепей:

1) по невязке потерь давления в контурах невозможно судить о погрешности расходов на ветвях, и 2) одна и та же невязка потерь давления для различных систем контуров приводит к различным значениям расходов на ветвях.

Второй увязочный метод – метод поузловой увязки расходов (в таком виде, как он предложен Кроссом [48]) — сводится к следующим операциям:

1) задаются наряду с заранее фиксированными давлениями давления во всех узлах схемы;

2) исходя из них, определяются потери давления и отвечающие им расходы на всех ветвях;

3) для каждого из узлов подсчитывается алгебраическая сумма расходов на примыкающих к нему ветвях, включая нагрузку или приток в данном узле (если они имеются), и в результате выявляются небалансы (невязки) расходов во всех узлах;

4) каждый из этих небалансов делится в каком-то отношении (например, обратно пропорционально гидравлическим сопротивлениям) между ветвями, сходящимися в данном узле, и прибавляется (с соответствующим знаком) к их расходам. Это перераспределяет расходы во всех смежных узлах, что требует нового последовательного обхода всех узлов схемы и выполнения для них п. 3 и 4 до тех пор, пока узловые небалансы расходов не станут меньше заданной погрешности.

Исходя из основной идеи данного метода, на этапе 4 должно корректироваться (по соответствующей формуле, использующей полученные небалансы узловых расходов) давление в каждом из узлов, а далее должны повторяться п. 2-4 и т.д. Приведенный же алгоритм, по мнению автора, выглядит не очень четким в этом отношении, но, главное, он не гарантирует сходимости вычислительного процесса даже для плоских схем.

Что касается метода поконтурной увязки потерь давления Андрияшева-Кросса, то он, благодаря своей относительной строгости, наглядности относительно быстрой сходимости, получил самое широкое распространение и стал основным инструментом гидравлических расчетов и на ЭВМ как за рубежом [49, 109, 110], так и в нашей стране.

В СССР в самом начале 1960-х годов практически одновременно появилось несколько программ, реализующих этот метод. Так, в ВЦ АН СССР и Мосинжпроекте Я.И. Алихашкиным и А.Р. Юшкиным была написана программа для расчета водопроводных сетей на машине «Стрела» [2], при этом основная формула для определения приращения расходов названа формулой Андрияшева. Вишневым К.П. в институте ВОДГЕО была разработана соответствующая программа для ЭВМ «Урал-1» [3], но при этом говорится, что речь идет о методе В.Г. Лобачева. Для расчета кольцевых тепловых сетей в ВТИ им. Ф.Э. Дзержинского были написаны программы: Н.М. Зингером, К.С. Андреевой и Ф.А. Вульманом для «Урала-1» [111] и Н.М. Зингером и М.А. Маханьковой — для «Урала-2».

Кроме того, аналогичные программы для расчета газовых и газосборных сетей описаны в работах А.М. Левина, В.А. Смирнова и А.Я. Черкасовой [112], Е.Р. Ставровского и М.Г. Сухарева [113] и других авторов.

В СЭИ оба увязочных метода были реализованы в ряде программ для БЭСМ-2м с целью сопоставления с другими численными методами и всесторонней опытной проверки их сходимости [4, 5].

Сходимость метода поконтурной увязки потерь давления для плоских схем была доказана, исходя из различных положений, Б.Н. Пшеничным [81], М.Г. Сухаревым [25] и В.Я. Хасилевым [6, 60].

Вместе с тем опытным расчетчикам давно было известно, что иногда данный увязочный метод по каким-то причинам не работает. С началом использования ЭВМ такие случаи, естественно, стали выявляться все чаще,

особенно когда рассчитывались сложные схемы, в которых сопротивления отдельных ветвей отличались друг от друга на несколько порядков (например, в двухтрубных тепловых сетях), и к тому же имелись источники с заданными у них напорами, а не производительностями. Общая характеристика сложившегося положения была дана Ш. Дюбенем на Международном конгрессе по водоснабжению в 1964 г. Он отметил, что со времени появления (обсуждавшейся выше) работы Х. Кросса не достигнуто существенного прогресса в методах расчета кольцевых сетей и что оба увязочных метода имеют одинаковые недостатки, но второй представляется еще менее надежным, чем первый. В этой связи Ш. Дюбен указывает на три существенных момента: 1) очевидную связь увязочных методов с методом Ньютона для решения систем нелинейных уравнений; 2) предпочтительность «последовательной коррекции» (метод Зейделя) перед «одновременной коррекцией», и 3) целесообразность выбора колец, исходя из минимума гидравлического сопротивления трубопроводов. (Аналогичные выводы были одновременно сделаны и В.Я. Хасилевым при разработке и реализации общих методов расчета гидравлических цепей с сосредоточенными параметрами [60, 96]).

В эти же годы число публикаций по поводу увязочных методов не уменьшилось, только центр тяжести переместился на их модификации. Н.У. Койда в работе [7] высказывает новую идею о том, что возможен другой метод расчета, противоположный увязке потерь напора, когда «должен соблюдаться баланс потерь напора по кольцам, что же касается расходов по узлам, то расчетчик должен стремиться получить такое распределение потерь напора по участкам сети, чтобы и он имел место». Ясно, что речь идет о втором методе Кросса.

Метод увязки расходов предлагается также и Ю.И. Максимовым [8, 9]: для каждого узла записывается уравнение баланса, неизвестные расходы газа при этом выражаются через узловые давления и в результате получается система нелинейных уравнений относительно квадратов давлений, которую предлагается решать методом последовательных приближений (без дополнительных разъяснений).

М.П. Васильченко в работе [10] обычный поправочный расход для кольца заменяет полным, равным сумме поправочных расходов всех смежных колец, взятых с «коэффициентами влияния», – это позволяет учитывать взаимное влияние колец.

А.Е. Белан [11], описывая как универсальный метод гидравлического увязочного расчета с помощью введения «итерационных напоров», одновременно предлагает находить поправочный расход не с помощью линеаризованной формулы Андрияшева, а путем точного решения для каждого контура соответствующего квадратного уравнения. Позже такая же рекомендация была дана С. Цоем и Г.К. Рязанцевым [84]. Эта модификация метода поконтурной увязки потерь давления в настоящее время широко и

эффективно используется в различных программах для ЭВМ.

Подводя некоторые итоги развития и применения увязочных методов, можно сказать, что это уникальные по своей простоте и эффективности методы, которые вобрали в себя три основные идеи упрощения и уменьшения трудоемкости вычислительных процессов: линеаризации нелинейных зависимостей; декомпозиции задачи, т.е. сведения ее к более простым «сетевым» операциям и покомпонентной релаксации, когда уменьшение невязок сетевых уравнений производится их последовательной обработкой по отдельным уравнениям и переменным. Такое сочетание являлось в свое время оптимальным, так как давало, быть может, единственную возможность выполнять расчеты потокораспределения даже вручную.

Вместе с тем именно в излишней простоте увязочных методов и в «торможении» ньютоновского процесса (из-за нестроого решения системы линеаризованных уравнений на каждом его шаге) заключаются их ограниченность и недостатки, которые проявляются, конечно, не всегда, но во все более расширяющемся числе случаев. Несмотря на огромное число работ, посвященных этим методам и их модификациям (часть которых охарактеризована выше), большинство их авторов не ставили своей целью раскрыть основное математическое содержание данных методов, их связь с известными методами вычислительной математики и теории электрических цепей.

Одно из объяснений такого положения состоит в том, что подобный математический анализ инженерных (по существу) методов может и должен проводиться с некоторых более общих и формальных позиций, обеспечивающих строгую математическую формулировку и классификацию решаемых задач, а также обоснованное применение общих математических методов.

Как видно из приведенного краткого обзора, на данный момент в ТГЦ сложилась ситуация, когда, с одной стороны, имеет место достаточное количество теоретических исследований, касающихся математического описания моделей г.ц., а с другой – вакуум адекватного анализа именно ТГС, как одного из типов сложных систем. И как следствие такого положения – невозможность адекватного применения существующих методов математического описания и расчета г.ц. к ТГС<sub>ТЕ</sub> – транспорта и передачи энергии, исходя из их существенных отличий от электрических систем.

Что касается систем нефтепромысловых гидросистем, как систем, включающих наземную часть и продуктивные пласты, то можно сказать, что в плане моделирования в фундаментальной литературе они остались незамеченными за исключением работ Стрекалова А.В.: «Системный анализ и моделирование гидросистем поддержания пластового давления» – Тюмень, ИФ «Слово», 2002 г. и «Математические модели гидравлических систем для управления системами поддержания пластового давления» –

### 3.6. Краткий обзор известных моделей гидросистем продуктивных пластов

В настоящее время существует широкий спектр моделей гидросистем продуктивных пластов, которые иначе называются гидродинамическими моделями. В процессе развития задач и методов моделирования одним из этапов являлось построение физических моделей пластов: Рапопорт 1955 г., Гиртсма 1956 г., Перкинс и Коллинз 1960 г., Редфорд 1976 г. и др.

Физические модели пластов подразделяются на электротехнические, электролитические (Ботсет 1946 г., Карплюс 1958 г.) и электромагнитные (Н. К. Корсакова, В. И. Пеньковский, М. И. Эпов) модели. Также физические модели ученые часто разделяют на две категории: а) масштабные и б) элементарные. В первых размеры, свойства пласта и насыщающих его флюидов выбирают в лабораторных условиях таким образом, чтобы соотношения различных сил в пласте и в физической модели были одинаковыми. Получаемые с помощью масштабных моделей результаты «можно непосредственно использовать на моделируемом месторождении. К сожалению, полностью подобные модели изготовить очень трудно или практически невозможно. На элементарных моделях эксперименты проводят с реальными (или смоделированными) пластовыми породами и флюидами, но для отдельных участков моделируемой ГПП. Очевидно, что результаты такого моделирования нельзя «напрямую» использовать на месторождении, однако они могут способствовать изучению основных процессов физики пласта

Вследствие ряда неудобств физических моделей, связанных, прежде всего, с не оперативностью проведения экспериментов над такими моделями и проблемами выявления коэффициентов подобия, данные модели в настоящее время практически утратили свою ценность. Последнее в большей степени связано с тем, что вычислительные возможности ЭВМ существенным образом расширились, тем самым сводя к минимуму эффект от применения физических моделей, вместо которых удобнее использовать математические.

Поэтому в настоящее время наиболее перспективными являются именно математические модели ГПП. Наиболее простые математические модели, широко использовавшиеся на практике до начала развития численных гидродинамических моделей, являются аналитические модели, получаемые путем **точного** решения дифференциальных уравнений относительно распределения давления, насыщенностей, фильтрационно-емкостных свойств и других факторов в конечном или бесконечном пласте.

В области разработки таких моделей хорошо известны работы отече-

ственных ученых: Щелкачева В.Н., Чарного И.А., Лапука Б.Б., Бузинова С.Н., Умрихина, А.П. Телкова, Р.И. Медведского, Булыгина В.Я., Абасова М.Т., Джалилова К.Н., Баренблатта Г.И., Ентова В.М., Рыжика В.М., Басниева К.С., Дмитриева Н.М., Розенберга Г.Д., Кочиной И.Н., Максимова В.М., Боксермана А.А., Желтова Ю.П., Кочешкова А.А., Абасова М.Т. и многих других. Несмотря на широкий спектр таких моделей, каждая из которых способна смоделировать те или иные процессы, протекающие при эксплуатации ГПП, они не являются универсальными, так как область их применения существенно сужается целым рядом ограничений, связанных с условиями описания граничных условий и факторов моделируемых процессов. Т.е. одни модели описывают ГПП в одних условиях, другие в других. Причем количество входных и выходных данных для таких моделей также сильно варьируется в зависимости от типа математического описания, точности и учета тех или иных факторов. Модели такого рода не в состоянии учесть детальную неравномерность распределения проницаемостей, насыщенностей, сжимаемостей и других свойств пласта и флюидов, которые для ГПП сильно варьируются.

Ограничения точных аналитических моделей и развитие возможностей ЭВМ стало отправной точкой к формированию нового более универсального подхода к построению моделей ГПП: численных гидродинамических моделей. Такие универсальные модели, благодаря ряду допущений и разделению ГПП на конечные элементы, позволяют создать модель любого месторождения вне зависимости от распределения геолого-физических свойств в его эксплуатационных объектах (пластах). Несмотря на большое многообразие моделей такого рода, практически все они имеют подобные друг другу допущения, которые в первую очередь связаны с применением методов конечных элементов или методов конечно-разностных схем. В связи с этим им также свойственны некоторые общие недостатки, обуславливающие погрешность моделирования.

На текущий момент известен ряд широко используемых универсальных моделей ГПП, разработке которых посвящены работы отечественных [202, 204, 207, 208, 254], и зарубежных авторов [169, 253]. В связи с тем, что математические модели, решаемые исключительно численными методами вычислительной и дискретной математики с применением алгоритмических – условных переходов, требуют реализации модели в виде программы или программ, то можно сказать, что любая численная гидродинамическая модель является программой, которая реализует математическое описание в том или ином виде.

Так из отечественных программных продуктов, реализующих возможности универсальных моделей ГПП широко известны: Tempest, Техсхема (автор Майер В.П.), SymuLink (авторы Закиров И.С., Закиров С.Н). Из зарубежных продуктов наиболее известным и эффективным является продукт фирмы Shlumberger – Eclipse и его интегратор

GeoQuest.

Единственно необходимо отметить, что явные недостатки, свойственные данным моделям тщательно скрываются от их пользователей, вследствие чего результаты прогноза, основанные на использовании таких моделей, предполагаются и «кажутся» точными. Однако, как показали более детальные исследования, степень доверия таким моделям может быть весьма сомнительной при определенных параметрах, которые могут обострить проявления заложенных в основу численных моделей ГПП допущений.

## РАЗДЕЛ 4. КОМПЛЕКСНАЯ ДЕТЕРМИНИРОВАННАЯ МОДЕЛЬ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ СИСТЕМ

В теории систем и системного анализа существует понятие имитационная модель [118]. Данное понятие является частным, так как введено при построении вероятностно-статистических моделей. Однако исследования путей моделирования намного расширились и выходят далеко за рамки прежнего понимания имитационного моделирования:

**Имитационная модель** есть некоторая система, позволяющая на основании множества факторов, характеризующих внутреннее содержание моделируемого объекта, предсказывать параметры его функционирования.

С появлением электронно-вычислительной техники выбор реализации моделей все больше склоняется к математико-численным, т.е. математическим моделям, разрешенным с помощью алгоритмов и компьютерных программ.

Процесс развития гидравлики тесно связан с поиском гидравлических параметров, их математического отражения и взаимосвязей между ними в отдельных элементах гидросистем. С развитием ТГЦ возникла задача в установлении взаимосвязи таких показателей не только внутри отдельных элементов, но и во всей системе, т.е. между элементами.

Для технической части гидросистем ППД наиболее важно знание расходов закачиваемой в пласт воды, давления на устье и забое во всех нагнетательных скважинах, гидравлическую энергию, затрачиваемую на поддержание пластового давления, гидравлические сопротивления, к.п.д. кустовых и дожимных насосных станций, давления и расходы воды на гребенках, возможные утечки в трубах, заколонные перетоки, факты замерзания потоков воды и т.п. Для гидросистемы продуктивных пластов важно знать динамику распределения пластового давления, насыщенностей, проницаемостей и т.п.

Как мы видим, цели моделирования для разного рода ТГС весьма разнятся. Разнообразие целей моделирования ТГС также объясняется выбираемыми «рамками» моделирования, продиктованными зачастую ограничениями познаний в области гидромеханики и проблемами численного решения поставленных задач. Иначе говоря, эти «рамки» определяют точность моделирования, как упоминалось в разделе 2.2.

Все эти различия в целях порождают несколько видов математических моделей гидравлических систем, учитывающих или не учитывающих:

- фактор времени;
- сжимаемость текучей среды;
- распределение температур потока текучей среды;
- изменение свойств элементов от параметров потока;
- неоднородность текучей среды;
- корпускулярный характер строения текучей среды.

Естественно, «идеальная модель» должна учитывать все приведенные факторы, однако на данном этапе это не представляется возможным: во-первых, из-за невысокой степени изученности данного вопроса; во-вторых, по причине недостаточного развития средств численно-программного счета.

В зависимости от факторов, учитываемых при моделировании, возникает ряд задач, которые приходится решать для построения модели, в соответствии с поставленной целью.

Для построения новой или выбора известной модели гидросистем (МГС) необходимо: отделить факторы, сильно влияющие на ее функционирование, от факторов, оказывающих на нее слабое влияние, а также сопоставить предсказываемые моделью выходные параметры с параметрами, необходимыми для достижения поставленной цели.

Как отмечалось ранее, на данный момент существуют следующие типы МГС и соответствующие им факторы, и процессы учитываемые в моделях:

1. МГС с **сосредоточенными параметрами**, когда все характеристики (параметры) элементов задаются в виде функций от искомым величин и считаются постоянными перед началом моделирования;

2. МГС с **переменными параметрами**, когда хотя бы часть параметров гидросистемы состоит в функциональной зависимости от других параметров и определяется в процессе моделирования;

3. МГС с **распределенными параметрами** – тип наиболее строгого описания, при котором существует совместное изменение гидравлических параметров вдоль элементов системы.

Исходя из приведенных типов моделирования, можно сделать выводы о том, что МГС типа 1 моделируют изотермическое течение несжимаемой текучей среды, а модели типа 3 – течение сжимаемой текучей среды с возможной теплопередачей в элементах системы. Таким образом, в моделях гидросистем с сосредоточенными параметрами факторы сжимаемости текучей среды и изменение температуры в элементах не учитываются. Следовательно, такие модели не могут быть использованы для систем, где сжимаемость текучей среды и теплопередача элементов могут оказать существенное влияние на результаты моделирования. В моделях гидросистем с переменными параметрами (тип 2) учитывается фактор неоднородности потока текучей среды. Такие модели обычно моделируют движение потока одно- или многофазной текучей среды, состав которой постоянно изменяется в зависимости от скорости, давления и температуры потока.

Все три типа моделей отличаются по уровню сложности их реализации и методу математического описания. Например, для моделей с сосредоточенными параметрами, моделирование фактически сводится к простому **потокораспределению**, т.е. нахождению всех расходов и давлений в гидросистеме.

Что касается задач, возникающих при построении моделей с переменными и распределенными параметрами, то их математическое описание связано, прежде всего, с построением систем дифференциальных или приближенных к ним алгебраических уравнений, относящихся к элементам в соответствии физической сущности процесса течения неоднородной текучей среды или теплопередачи, согласно балансу массы и энергии текучей среды.

Математическое и алгоритмическое решение таких задач ограничивается своей видимой простотой только на словах. Реально существует множество проблем, связанных с построением или выбором дифференциальных уравнений, и еще большее множество проблем, связанных с их решением. Поэтому при выборе типа модели следует четко определить необходимость учета в ней тех или иных факторов.

Исходя из того, что все модели ТГС опираются, прежде всего, на законы сохранения массы и энергии, необходимо отметить, что существует множество моделей одного и того же типа (например, модели с сосредоточенными параметрами).

Также существует множество моделей отдельных элементов (например, штуцеров, задвижек, труб), которые по-своему интерпретируют зависимости перепада давления на концах этих объектов от характеризующих их параметров (эффективного диаметра, шероховатости и т.д.).

Модели течения в трубах круглого сечения также имеют неоднозначный характер зависимостей потерь напора на гидравлическое сопротивление от диаметра, шероховатости, расхода и свойств текучей среды. Все существующие модели отдельных элементов гидросистем могут быть по-разному оценены в плане погрешности расчета, поэтому поиск и выбор максимально точных из них является важной и зачастую первостепенной задачей.

Как указывалось ранее, характер задач, возникающих при моделировании гидросистем, прежде всего зависит от выбора цели моделирования и точности создаваемой модели. Однако есть задачи, возникающие при моделировании любых гидросистем, т.е. характерные для любого типа моделей:

- анализ структуры ТГС, процесс выделения из нее отдельных элементов (НТС, КС, АС и т.д.) (см. главу 3);
- подбор оптимальной системы ввода информации о структуре и параметрах объектов/элементов системы;
- поиск максимально точных зависимостей, отражающих физическую взаимосвязь гидравлических параметров потока текучей среды со свойствами элементов (см. раздел 4.5);
- построение оптимальной (в плане наискорейшего решения) системы алгебраических (в случае модели ТГС с сосредоточенными параметрами) или дифференциальных (в случае модели ТГС с распределенными

ми и переменными параметрами) уравнений, отражающих природные процессы в системе и, составляющих ее объектах (см. раздел 4.3);

- поиск наискорейшей схемы решения построенной системы уравнений (см. раздел 4.4);

- нахождение максимально удобной системы реализации модели.

Задачи, соответствующие анализу структуры ТГС, можно разделить на:

- систематизацию множества объектов, входящих в рассматриваемую ТГС, иначе говоря, закрепление за каждым физическим объектом определенного идентификатора;

- разделение объектов по назначению и принципу действия (см. главу 3);

- структурирование множества объектов, т.е. определение порядка связи элементов.

Задачи поиска зависимостей гидравлических параметров потока от внутренних параметров (свойств) объектов ТГС обычно сводятся к так называемому **гидравлическому моделированию**. Под **гидравлическим моделированием** понимается поиск зависимостей параметров, характеризующих поток текучей среды (скорость, давление, состав среды и т.п.), от параметров рассматриваемых объектов. Иначе говоря, здесь речь идет о моделях элементов (см. раздел 2.2).

Для рассмотрения иерархии задач и целей моделирования построим известное в теории системного анализа «дерево задач». На рис. 4.1 представлено дерево задач построения модели гидросистем ППД, дополняющее приведенную ранее схему формирования модели (рис. 2.5).

Данная схема показывает порядок решения задач, поставленных в рамках построения модели, и их зависимость между собой при последовательном достижении главной цели. Как видно из структуры схемы, все возникающие при моделировании задачи можно разделить главным образом на три группы.

1) Первая группа, слева – представлена аналитическими задачами: анализ существующих ГС и их классификация; анализ влияния факторов динамики изменения свойств потока текучей среды на функционирование ГС; выделение элементов, присущих всем ГС; анализ свойств элементов; объектный анализ элементов; гидравлическое моделирование отдельных объектов и элементов ГС.

2) Вторая группа, справа – представлена математическими задачами, связанными с описанием: порядка соединения объектов ГС, т.е. структуры системы; выражения системных законов материального и энергетического балансов; системы уравнений в общем виде.

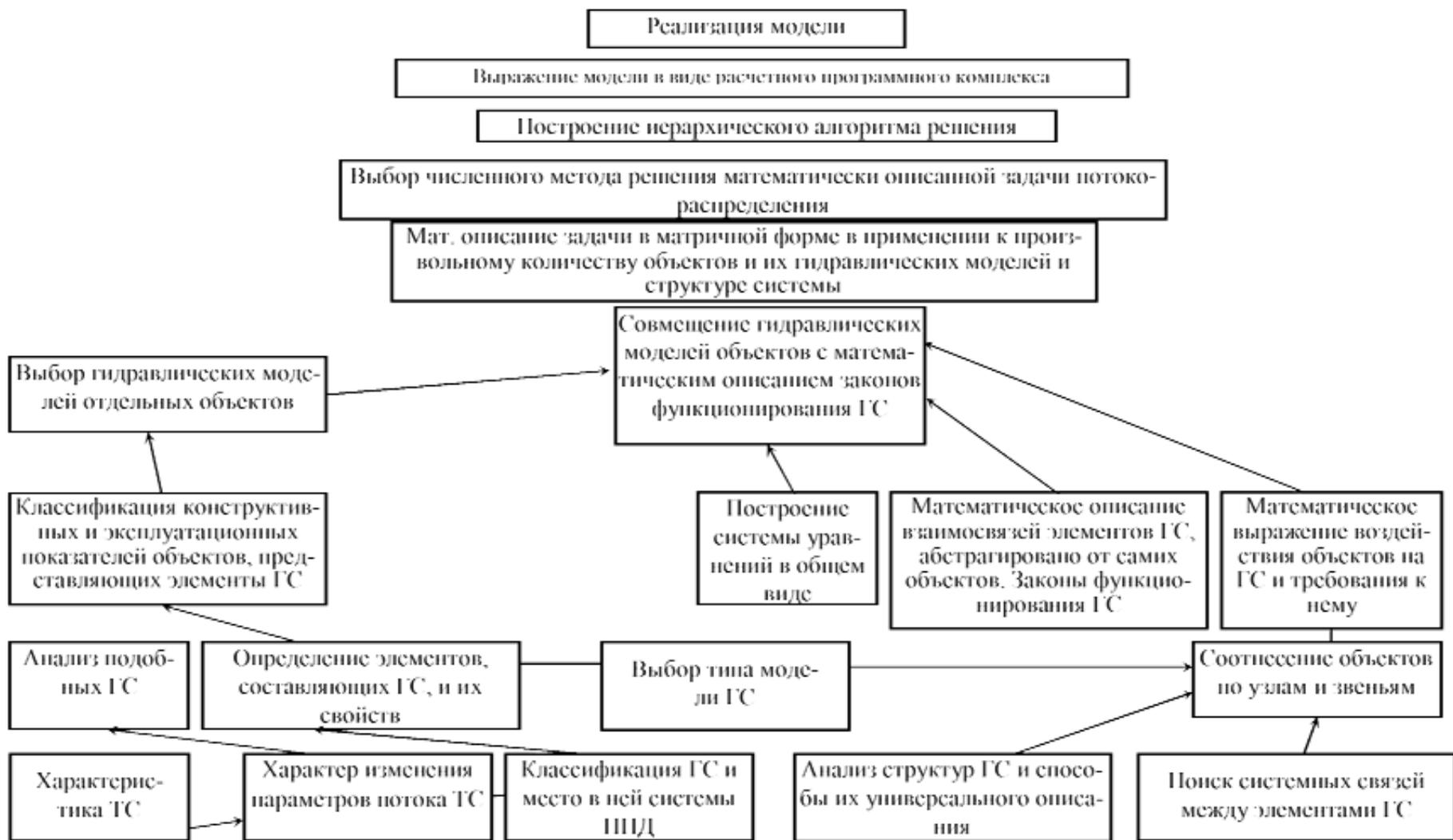


Рис. 4.1. Дерево целей при построении модели ТГС

3) Третья группа, сверху – представлена задачами, объединяющими первые две группы: совмещение гидравлических моделей отдельных объектов с уравнениями в общем виде; математическое описание задачи в матричной форме в применении к произвольному числу объектов системы; выбор численного метода решения поставленных ранее задач; построение алгоритма решения выбранным методом; выражение модели в виде программного комплекса.

Что касается корня дерева, т.е. цели реализации модели, то здесь следует отметить, что при условии чисто теоретической реализации данную схему можно считать завершённой, однако после построения модели возникает ряд задач, связанных с ее адаптацией к конкретным гидросистемам (в частности ППД) и обработкой выходных данных с целью дальнейшего анализа (например, оптимизации).

Как было отмечено, параметрами, регистрируемыми при контроле систем ППД, являются величины расходов и давлений во всех объектах системы. На основании этих базовых величин можно судить уже о других параметрах потока, например, о скорости текучей среды, перепаде давления между отдельными объектами и т.д.

В рамках моделирования гидросистем ППД важно знать комплексный режим ее функционирования. Причем при изменении свойств объектов и структуры системы необходимо знать, как (количественно) она реагирует на это изменением расходов, давлений, температур и других свойств ТС в отдельных элементах. Таким образом, основной задачей моделирования технической части систем ППД в наиболее универсальной постановке является потокораспределение любой произвольно заданной системы ППД, а параметры текучей среды будут являться для данной модели целевыми, т.е. теми, которые необходимо найти. Под произвольно заданной системой ППД понимается система с некоторой (любой) структурой, включающей произвольные объекты, относящиеся к тем или иным элементам ТГС.

Для моделирования ГПП основной задачей является нахождение динамики ФЕС: распределения пластового давления, проницаемостей, пористостей и насыщенностей продуктивных пластов. Следующей задачей является совмещение модели технической части системы ППД и модели ГПП.

Естественно, в процессе моделирования ТГС, находя расходы и давления текучей среды, мы не ставим перед собой целью определить профиль скоростей или распределение давлений в сечении КС, АСГ и т.п. Однако целью ставится нахождение распределения давления, плотности, вязкости и температуры в элементах по их протяженности.

Известно, что свойства элементов и структура ТГС изменяются в ходе ее эксплуатации, а, следовательно, при моделировании должны изменяться и целевые параметры. Не углубляясь в причины этих изменений,

отметим, что наиболее динамично изменяющимися свойствами являются (по нарастанию динамичности):

- структура ТГС (подключение новых объектов КС, АСГ, НТС и т.д.);
- технические свойства УУ и АСГ (обычно обусловлено износом);
- величины, характеризующие сопротивления течению среды в КС;
- пластовые давления.

Рассматривая фактор времени, при идентификации модели (выборе типа модели) следует отметить, что моделирование ТГС лучше проводить на текущее состояние системы, т.е. исходя из постоянства всех перечисленных свойств перед его (моделирования) началом. Однако это не значит, что нельзя моделировать ТГС с переменными во времени свойствами (например, коэффициентами приемистости, пластовыми давлениями и т.п.). В рамках такой модели всегда есть возможность задать или рассчитать функциональные зависимости изменения каких-либо параметров в отдельности или всех сразу и смоделировать ТГС  $n$ -ое количество раз, в соответствии с дискретным аргументом времени. Такого рода функциональные зависимости могут описывать как динамику параметров технических характеристик элементов, так и расчетные граничные условия, обуславливающие связь моделируемой ТГС с какими-либо внешними системами, например – ГПП.

Таким образом, такого рода «отстранение» фактора времени при однократном моделировании в ТГС является абсолютно приемлемым, более того, позволяет избежать резкого роста исходных данных. В противном случае возникнет необходимость в моделировании проявляющихся в технических системах ППД явлений, например таких, как гидравлический удар, связанный с распространением волны давления, моделирование которого без явного учета фактора времени невозможно. Фактор времени имеет огромное влияние при моделировании внутрислоистой межскважинной фильтрации в ГПП, в отличие от технических систем ППД, в которых процессы перераспределения потоков происходят практически безинерционно и в рамках поставленной цели могут не учитываться.

Так как одним из условий описываемой модели является относительная универсальность, то следует учитывать изменение вязкости и плотности жидкости от давления и температуры в элементах ТГС и ГПП.

Необходимо также учитывать распределение температуры в элементах ТГС, вследствие того, что свойства жидкостей достаточно сильно зависят от температуры, а следовательно от нее зависят гидравлические характеристики элементов и результаты потокораспределения. Также учет теплопередачи необходим для выявления замерзающих участков ТГС и соответствующего этому распределения потоков в остальных элементах.

Таким образом, согласно данной идентификации типа модели имеем модель гидросистем **с распределенными параметрами**.

#### 4.1. Формализация задачи комплексного потокораспределения модели гидросистем

В соответствии с поставленной целью и задачами моделирования гидросистем с распределенными параметрами, сформулируем основные задачи комплексного потокораспределения, решение которых соответствует ожидаемым результатам. Для любой системы ППД, состоящей из некоторого, произвольно заданного структурированного множества устройств наземной части и скважин с определенными техническими показателями, а также с определенной структурой и ФЕС гидросистемы продуктивных пластов, найти следующее:

1. Массовые  $M_i$  и объемные  $q_i$  расходы текучей среды во всех объектах, составляющих систему;
2. Давления  $p_j$  во всех узлах структуры ТГС;
3. Перепады давления  $\Delta p_i$  между точками входа и выхода текучей среды во всех элементах ТГС;
4. Плотности  $\rho_i$  и вязкости  $\mu_i$  во всех элементах;
5. Распределение температур во всех элементах;
6. Температуры  $T_j$  во всех узлах структуры ТГС;
7. Величины рассеиваемой на гидравлическое сопротивление и вырабатываемой насосными агрегатами гидравлических мощностей –  $N_i$ ;
8. Обобщенные гидравлические и энергетические показатели гидросистемы, такие как целевая и общая гидравлическая мощность, коэффициент полезного действия системы и т.п.;
9. Динамика распределения пластового давления  $P(x, y, z, t)$  в ГПП;
10. Динамика распределения массовых нефте-  $n^h(x, y, z, t)$  и водонасыщенностей  $n^b(x, y, z, t)$  в ГПП;
11. Динамика распределения открытой пористости  $m^{\text{отк}}(x, y, z, t)$  в ГПП;
12. Динамика распределения абсолютной проницаемости  $k(x, y, z, t)$ ;
13. Динамика приемистостей/дебитов –  $Q_k(t)$  или забойных давлений (в зависимости от выбора граничных условий модели ГПП) –  $P_3(t)$  нагнетательных и добывающих скважинах;
14. Динамика распределения массовых  $M_i(t)$  и объемных  $q_i(t)$  расходов в звеньях ТГС, соответствующих состоянию ГПП;
15. Динамика давлений  $p_j(t)$  и температур  $T_j(t)$  в узлах ТГС, соответствующих состоянию ГПП.

Задачи 1–8 соответствуют модели ТГС, 9–12 модели ГПП, а 13–15 комплексной модели ТГС+ГПП.

Основным ядром – задачей модели ТГС, при решении которой другие могут быть достигнуты значительно проще, являются нахождение расходов текучей среды во всех объектах и давлений во всех точках (узлах)

системы. Как уже упоминалось, эти две задачи объединяются в общепринятом понятии **потокораспределения** [12].

Задачи, возникающие при построении математической численной модели гидросистем, можно разделить на три большие группы:

1. Задачи, которые необходимо решить для построения системы математических зависимостей (уравнений), отражающих взаимосвязь всех элементов системы в соответствии с законами, действующими в любых гидросистемах (см. разделы 4.2, 4.3 и 4.7);

2. Задачи, которые относятся к нахождению неких функций, отражающих воздействие конкретных объектов на текучую среду (поток), в зависимости от их внутренних свойств (факторов) не связанных признаком системы (см. разделы 4.5 и 4.6);

3. Задачи, связанные с поиском способов численного решения 1-й и 2-й задач (см. разделы 4.4, 4.6 и 4.7).

Описание комплексной МГС начнем с модели ТГС, которым свойственен широкий спектр структур и свойств технических устройств.

## 4.2. Топология технических гидросистем

Технические гидросистемы состоят из объектов, относящихся к тем или иным выделенным элементам гидросистем (см. главу 3). Они соединяются в определенном порядке и взаимодействуют посредством текучей среды. Порядок соединения элементов есть **структура** системы, а ее отображение – **структурная схема**.

По аналогии с теорией электрических цепей порядок соединения элементов можно также называть **гидравлической цепью** [45]. Исходя из принятой ранее терминологии, далее будем называть **объектами** реальные устройства, входящие в моделируемую ТГС, а **звеньями** – гидравлические модели этих объектов (устройств), входящие в общую модель ТГС.

Структуры ТГС весьма разнообразны (см. рис. 4.2 и 4.3). Одной из типичных для систем ППД Западной Сибири является структура, имеющая по мимо попутной воды в качестве источников водоснабжения один или несколько естественных водоемов (реки, озера и водонасыщенные горизонты), оборудованных системой водозабора и очистки.

Комплексная МГС должна адекватно учитывать всевозможные вариации структур и варианты систем водозабора. Так, нагнетательные и добывающие пластовую воду скважины должны моделироваться, исходя из их гидравлического воздействия на систему в целом, а способы их вхождения в систему хотя и могут быть произвольными, но должны подчиняться некоторым правилам построения.

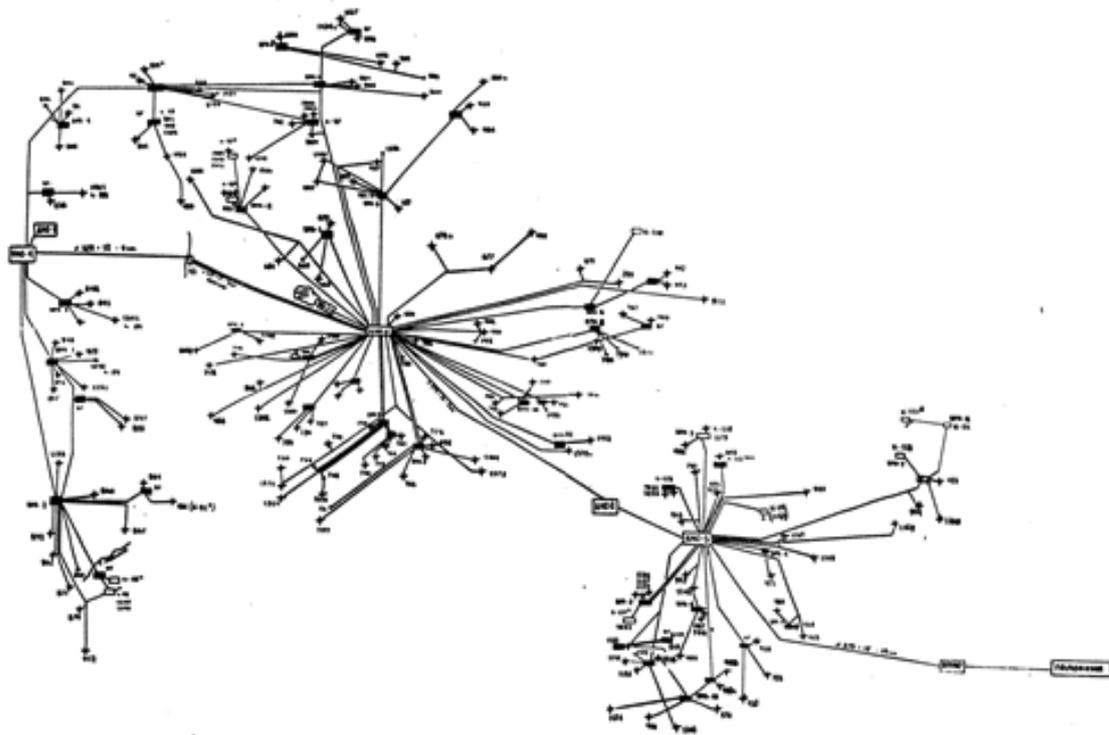


Рис. 4.2. Структура гидросистемы ППД Мортымья-Тетеревского месторождения

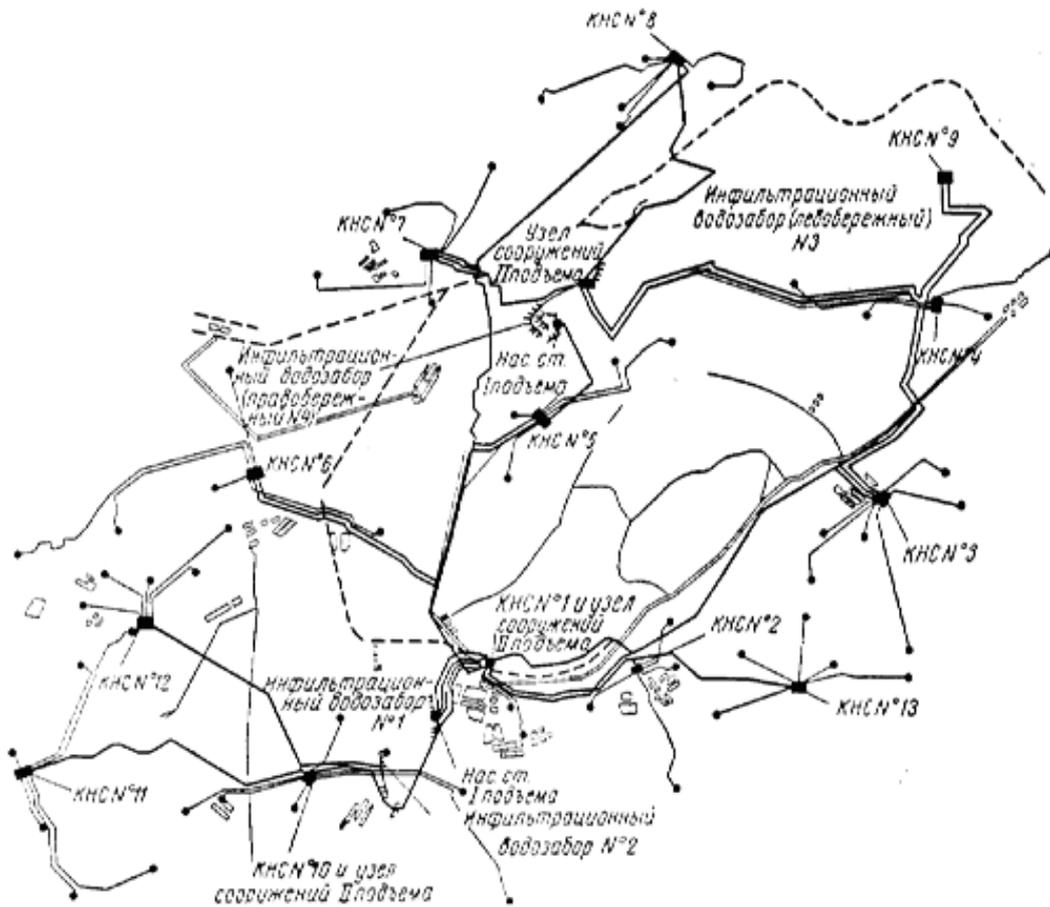


Рис. 4.3. Структура ТГС ППД Туймазинского месторождения

При создании универсальной модели ТГС необходимо четко определить способ описания порядка соединения ее объектов для полномерного отражения схемы взаимодействия звеньев в модели ТГС.

Известно, что первое описание структуры сложных электрических цепей было предложено Кирхгоффом в виде матрицы соединений и матрицы контуров. Впоследствии именно такое описание было унаследовано в теории графов и было названо матрицей инцидентностей или инцидентности. Рассмотрим последовательно способ представления структуры гидросистем.

Под порядком соединения объектов гидросистем или звеньев в модели гидросистем будем понимать некое множество, четко определяющее связи каждого звена в отношении ко всем другим звеньям системы.

Такое множество удобно задать посредством введения понятия узла. Узел – точка соединения звеньев. Возьмем все точки соединения объектов ТГС: места стыковки труб, насосов, задвижек, клапанов; водозаборы; колена; тройники и т.п. Каждому из них присвоим свой уникальный номер и назовем узлом с индексом  $j$ . Далее зафиксируем принадлежность каждого объекта ТГС к выделенным узлам. Тогда логично предположить, что каждому объекту ТГС, будет принадлежать только **два** узла: так называемый узел **начала** –  $b$  и узел **конца** –  $e$ . В свою очередь каждому узлу может принадлежать минимум **одно** звено. Более сложные объекты системы должны состояться из элементарных, т.е. соответствующих этому правилу.

Далее следует отметить важное отличие предлагаемой здесь модели ТГС от существующих ранее, наиболее фундаментальных моделей-прототипов систем тепло [7,22,32,33], водоснабжения [12,34], нефтетранспорта и сбора [107,108].

Существующая теория гидравлических цепей адекватно не учитывает тот факт, что некоторым из узлов может принадлежать менее двух звеньев, так как это противоречит замкнутости структуры ТГС. Ввиду того, что теория гидравлических цепей получила свое начало из теории электрических цепей, она унаследовала и все ее положения структурного и математического анализа. При практически полной аналогии принципов неразрывности и законов сохранения энергии в гидравлических и электрических системах недостатком такой ситуации является то, что структуры ТГС<sub>Т</sub> и ТГС<sub>ТЕ</sub> зачастую (почти всегда) имеет разомкнутый характер (рис. 4.2, 4.3), в отличие от электрических систем, где структура всегда замкнута (см. рис. 4.4).

Как мы видим, в структурах электрических систем к каждому узлу подцеплены не менее 2-х объектов, в то время как структуры гидросистем “Т” (транспортировки текучей среды) разомкнуты, т.е. некоторые из узлов могут иметь только один подцепленный объект. Иначе говоря, в гидросистемах – “Т” имеет место приток и отток текучей среды в систему и из нее.

Так, на рассматриваемом ранее примере (рис. 4.4 и 4.5) видно, что приток и отток из ТГС может осуществляться через НТС (емкости, пласты, водоемы, атмосферу в случае порывов и т.п.). НТС – это единственное место, откуда/куда может осуществляться приток/отток текучей среды из гидросистемы.

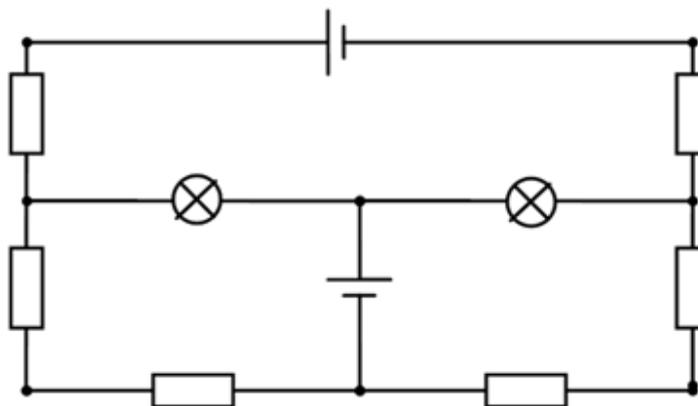


Рис. 4.4. Принципиальная электрическая схема с 2-мя источниками ЭДС, 6-ю сопротивлениями и 2-мя лампами накаливания

По сути, накопители текучей среды, с одной стороны, являются точками, между которыми осуществляется транспортировка текучей среды в системах “Т” и многих других, а с другой стороны являются точками, в которых текучая среда приобретает определенный стабильный энергетический потенциал.

Здесь мы подходим к определению важного свойства узлов МГС. В предлагаемой модели узел может быть **транзитивным**, если к нему присоединено более одного звена, и **активным**, если к нему присоединено не более одного звена.

В случае, когда узел является транзитивным, он выполняет пассивную функцию осуществления связи между объектами системы. В противном случае узел в модели гидросистемы подразумевает накопитель текучей среды, из которого или в который осуществляется течение потока в ТГС или из нее. **Причем значение притока или оттока не является граничным условием, т.е. не задается перед моделированием, а определяется в ходе него на основании внутренних свойств системы.**

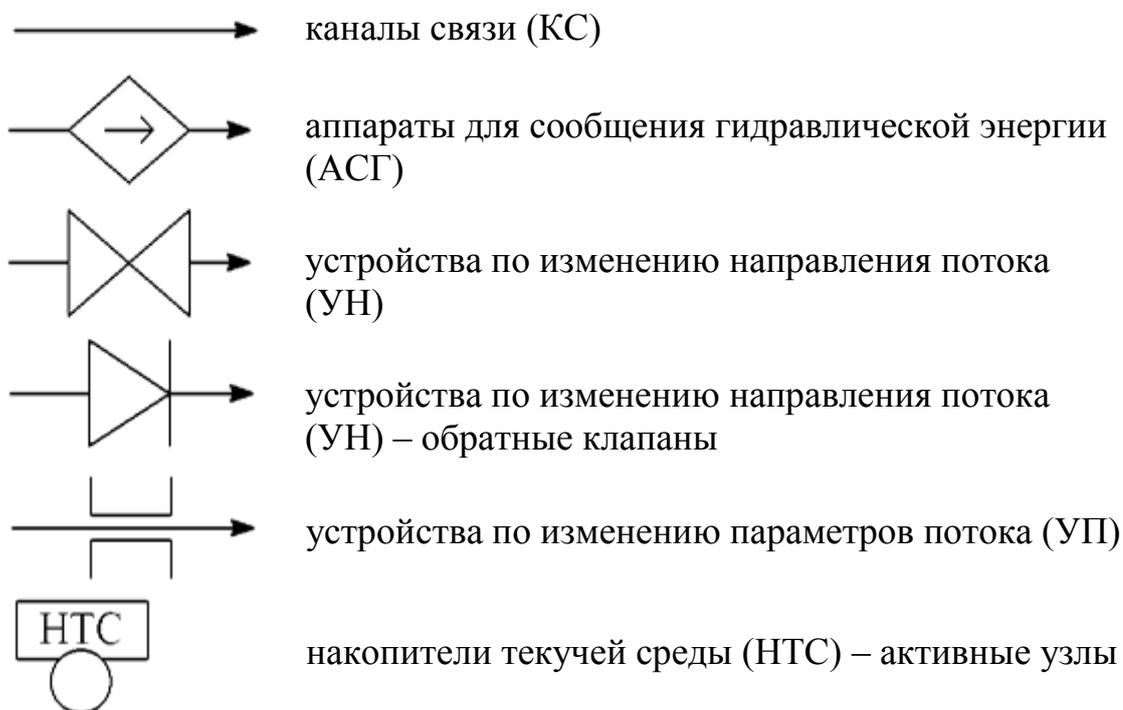
Итак, в отличие от существующей теории гидравлических цепей, где в моделях ТГС («г.ц.») подразумевается замкнутое перемещение текучей среды, автор предлагает не приводить реальную структуру ТГС<sub>Т</sub> к замкнутой. Вместо этого вводится понятие активных узлов, которые, во-первых, являются точками, между которыми происходит перемещение текучей среды внутри ТГС; во-вторых, они задают стабильный (постоянный и известный на момент моделирования) потенциал текучей среды; в-третьих, являются точками отрыва рассматриваемой ТГС от более гло-

бальных гидросистем; и, в-четвертых, определяют пути перемещения текучей среды.

В общепринятой трактовке **контуром электрической или гидравлической цепи [45,12]** является замкнутая последовательность электрических/гидравлических элементов, сквозь которые может протекать электрический ток или гидравлический поток. Так как структура ТГС<sub>Т</sub> имеет разомкнутый характер, и элементом, разрывающим замкнутый цикл перемещения потока, является НТС, отражением которого и является активный узел, в предлагаемой модели ТГС понятие **контуров** исключается, а вместо них вводится понятие **путей** перемещения текучей среды между активными узлами (НТС)[125].

Более того, анализ структур моделей электрических систем посредством выделения замкнутых контуров, носит неопределенный с точки зрения математического описания характер. Рассмотрим электрическую схему на рис. 4.4. Схема представлена 10-ю звеньями и 8-ю узлами. Таким образом, количество неизвестных токов равно 10-и. Т.е. необходимо составить 10 уравнений. Согласно первому правилу можно составить 8 уравнений, а согласно второму 3, так как система контуров должна покрывать все звенья. Как видно, получается 11 уравнений. Согласно Кирхгофу в таком случае необходимо вычеркнуть любое из 8 уравнений баланса токов. Однако, такого рода «хитрости» представляются недостатками и нечеткостями в анализе электрических схем.

Для удобства отражения структурных схем ТГС введем серию обозначений элементов гидросистем безотносительно к представляющим их техническим объектам.



Направления стрелок указывают ориентацию элементов, отраженных звеньями в модели по отношению к узлам.

Здесь даются обозначения только элементов ТГС. Большинство объектов ТГС, относящихся к тем или иным элементам, могут быть сгруппированы в более сложные объекты – подсистемы. Ими, например, являются кустовые насосные станции (КНС), состоящие из АСГ, КС и УН; скважины, состоящие из КС (обсадной колонны, НКТ, перфорационных каналов), возможных АСГ в виде погружных насосов и дренируемой/заводняемой зоны пласта и различных УП и УН.

#### **4.3. Формирование систем уравнений для решения задач потокораспределения в общем виде безотносительно к свойствам элементов**

Сначала рассмотрим наиболее ключевую задачу потокораспределения при установившемся изотермическом течении несжимаемой жидкости.

Распределение расходов и давлений в моделях ТГС<sub>Т</sub> и ТГС<sub>ТЕ</sub> при установившемся движении несжимаемой жидкости описывается, во-первых, линейными соотношениями, аналогичными законам Кирхгофа для электрических схем, и, во-вторых, нелинейными уравнениями связи между перепадами давления на концах звеньев и расходами в них, которые мы будем называть **замыкающими соотношениями или полными гидравлическими характеристиками звеньев**.

Итак, рассматривается ТГС с произвольной структурой, состоящей из  $m$  узлов, из которых  $t$  узлов являются транзитивными,  $n$  звеньев и  $s$  путей возможного перемещения текучей среды между активными узлами. Будем считать, что для каждого звена  $i \in [j_{ib}, j_{ie}]$  (звена  $i$  принадлежащего узлам  $j_{ib}$  и  $j_{ie}$ ), где  $j_{ib}$  и  $j_{ie}$  его начальный и конечный узлы, задан закон гидравлического воздействия, связывающий перепад давления  $\Delta p'_i$  (обусловленный техническими свойствами объекта  $i$ ) на концах звена и установившийся расход  $q_i$ :

$$\Delta p'_i = f_i(q_i) \quad (4.1)$$

Причем надо отметить, что  $f_i(q_i)$  характеризует взаимосвязь перепада давления от расхода только в связи с внутренними техническими параметрами объекта – звена  $i$ . Вид  $f_i(q_i)$  например, зависит от параметров гидравлического сопротивления КС, УУ, АПГ, производительности АСГ и т.д. Однако вид  $f_i(q_i)$  не зависит от геометрического положения звена в пространстве, т.е. не зависит от гидростатического перепада между узлами  $j_{ib}$  и  $j_{ie}$ , так как гидростатический перепад давления не зависит от величины расхода  $q_i$ .

Полный перепад давления на концах звена  $i$  будет зависеть от функции  $f_i(q_i)$  и гидростатического перепада, при условии нахождения ТГС в поле гравитации

$$\Delta p_i = \Delta p'_i - \Delta z_i = f_i(q_i) - \Delta z_i,$$

где  $\Delta z_i$  – гидростатический перепад давления  $\Delta z_i = \rho g(z_{j_{ib}} - z_{j_{ie}})$ , где  $\rho$  – плотность текучей среды,  $g$  – ускорение свободного падения,  $z_{j_{ib}}$  и  $z_{j_{ie}}$  – высоты узлов  $j_{ib}$  и  $j_{ie}$  над уровнем моря или какой-либо отсчетной плоскости перпендикулярной радиусу Земли. Влияние факторов «гидростатического парадокса» не будем принимать во внимание.

Будем считать ориентацию звена заданной после указания номера узла, из которого звено исходит –  $j_{ib}$  и номера узла, в которое звено входит –  $j_{ie}$ .

Величина расхода  $q_i$  сквозь звено  $i$  будет положительной, если направление потока совпадает с ориентацией звена, и отрицательной, если нет.

Однозначность потокораспределения в рассматриваемой модели гидросистем следует из обобщения теоремы Максвелла о принципе наименьшего энергетического воздействия на нелинейные цепи.

Для потокораспределения необходимо описать систему уравнений, связывающих граничные условия и замыкающие отношения относительно неизвестных расходов в звеньях или давлений в узлах. В зависимости от выбора неизвестными тех или других, вытекает два метода, предлагаемых здесь: метод «путевой увязки» и метод «узловой увязки» [139]. Рассмотрим каждый из этих методов.

### **Метод «путевой увязки» потокораспределения**

Согласно данному методу для любого потокораспределения должны выполняться сетевые законы аналогичные законам Кирхгофа. Во-первых, в каждом транзитивном узле  $j$  должен соблюдаться материальный баланс, отвечающий принципу неразрывности (сплошности) потока текучей среды:

$$\sum_{i \in j} q_i = 0, j = 1, 2, \dots, t, \quad (4.2)$$

где слева стоит алгебраическая сумма расходов по всем звеньям, имеющим общий (независимо от того, конечный это или начальный) транзитивный узел  $j$ . Причем, если звено входит в узел знак перед  $q_i$  берется положительным, а если выходит отрицательным. Для активных узлов уравнения материального баланса не записываются.

Расходы потоков могут быть как массовыми, так и объемными. Естественно в зависимости от выбора меры величин расходов, изменятся и вид замыкающих отношений. Например, при учете сжимаемости вид функций

$f_i(q_i)$  существенным образом изменится, а расход должен учитываться, как массовый.

Во-вторых, сумма перепадов давления  $\Delta p'_i$  на концах звеньев, входящих в путь  $r$ , должна быть равна сумме гидростатических перепадов давления на концах звеньев, входящих в этот путь и перепадов, давления между узлом начала пути и узлом конца пути. Как упоминалось ранее, ими являются активные узлы, символизирующие накопители текучей среды (например, река, озеро, пласт), давление в котором задано на момент расчета. Для пути  $r$  можно записать:

$$\sum_r \Delta p'_i = \sum_r f_i(q_i) = P_{rb} - P_{re} + \sum_r \Delta z_i, \quad (4.3)$$

где слева стоит алгебраическая сумма перепадов давления (обусловленных техническими свойствами объектов) на концах звеньев, входящих в путь  $r$ ; справа – разность давлений в активных узлах, образующих путь ( $P_{rb}$  – давление в узле начала обхода пути,  $P_{re}$  – давление в узле конца обхода) и сумма гидростатических перепадов давления на концах звеньев, входящих в путь.

Это уравнение за исключением суммы гидростатических перепадов по физической сущности является аналогией второго закона (правила) Кирхгоффа, но для разомкнутых гидросистем. В (4.3) справа – разность между потенциалами (давлениями) в накопителях текучей среды, образующих путь, а слева – суммы всех депрессий, обусловленных свойствами и расходами жидкости звеньев.

Кирхгоффом были даны выражения для замкнутой электрической цепи, которые впоследствии в том же виде были использованы и в ТГЦ. Как видно, здесь предлагается новая трактовка правила Кирхгоффа для разомкнутых ТГС. В (4.3) справа записывается разность между потенциалами (давлениями) в НТС, а слева – суммы всех депрессий, обусловленных техническими свойствами и расходами в объектах системы, включая АСГ, КС, УУ и т.д. Это является принципиальным, так как до этого справа записывались активные напоры (потенциалы), характеризующие АСГ, а слева – перепады давлений в КС и УУ. Здесь, как мы видим, все объекты ТГС, имеющие взаимосвязь депрессии с расходом, находятся слева, а НТС с фиксированным потенциалом – справа.

Направление «обхода» пути задается выбором одного из пары активных узлов начальным, а другого конечным. Т.е. как и в звеньях, но уже для цепочки от одного НТС до другого.

Поскольку активные узлы отражают элемент НТС, то согласно первому свойству НТС значения  $P_{rb}$  и  $P_{re}$ , характеризующие стабилизированный потенциал текучей среды, должны быть заданы на текущий момент времени (давления в точках возможного притока/оттока – в реках, озерах, емкостях, пластах и т.д.).

Рассмотренных соотношений и сетевых условий достаточно для построения системы уравнений, описывающей потокораспределение. Объединение  $n$  замыкающих отношений (4.1),  $t$  уравнений вида (4.2) и  $c$  уравнений (4.3) приведет к общей системе из  $t+c$  уравнений относительно неизвестных расходов  $q_i$ .

Выписывание уравнений для каждой рассчитываемой гидросистемы является практически нереальным, не говоря уже о возможных при этом ошибках. Поэтому далее вводятся основные матрицы и векторы модели гидросистем, и рассматриваются их линейные преобразования.

Введем вектор  $\bar{Q}$  расходов, вектор перепадов давлений  $\bar{Y}'$ , обусловленных свойствами объектов, вектор полных перепадов давлений  $\bar{Y}$  и вектор  $\bar{Z}$  гидростатических перепадов давлений на концах всех звеньев:

$$\bar{Q} = \begin{bmatrix} q_1 \\ q_2 \\ q_i \\ \vdots \\ q_n \end{bmatrix}; \quad \bar{Y}' = \begin{bmatrix} y_1' \\ y_2' \\ y_i' \\ \vdots \\ y_n' \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta p_1' \\ \Delta p_2' \\ \Delta p_i' \\ \vdots \\ \Delta p_n' \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} f_1(q) \\ f_2(q) \\ f_i(q_i) \\ \vdots \\ f_n(q_n) \end{bmatrix};$$

$$\bar{Z} = \begin{bmatrix} \Delta z_1 \\ \Delta z_2 \\ \Delta z_i \\ \vdots \\ \Delta z_n \end{bmatrix}; \quad \bar{Y} = \begin{bmatrix} y_1 \\ y_2 \\ y_i \\ \vdots \\ y_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta p_1 \\ \Delta p_2 \\ \Delta p_i \\ \vdots \\ \Delta p_n \end{bmatrix} = \bar{Y}' - \bar{Z} = \begin{bmatrix} \Delta p_1' \\ \Delta p_2' \\ \Delta p_i' \\ \vdots \\ \Delta p_n' \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \Delta z_1 \\ \Delta z_2 \\ \Delta z_i \\ \vdots \\ \Delta z_n \end{bmatrix},$$

где  $i$  – номер звена, а  $n$  – количество звеньев в структурной схеме. Вектор  $\bar{P}$  давлений во всех узлах модели,  $j$  – номер узла, а  $m$  – количество узлов в структурной схеме ТГС.

Введем известную в ТГЦ и теории графов матрицу  $A$  соединений  $m$  узлов и  $n$  звеньев, однозначно описывающую структуру системы, безотносительно к конкретным параметрам звеньев и геометрическим координатам узлов. В данной матрице на пересечении строки  $j$ , отвечающей узлу  $j$ , и столбца  $i$ , соответствующего звену  $i$ , помещается элемент:

$$a_{ji} = \begin{cases} 0, & \text{если звено } i \text{ не соединено с узлом } j; \\ -1, & \text{если звено } i \text{ исходит из узла } j; \\ +1, & \text{если узел } i \text{ является для звена } i \text{ конечным.} \end{cases}$$

Для дальнейшего изложения из матрицы  $A$  исключим строки, соответствующие активным узлам. Таким образом, размерность полной матрицы будет  $m \times n$ , а матрицы для расчета  $t \times n$ ;

Введем матрицу путей  $B$ , где на пересечении столбца  $i$ , соответствующего звену  $i$  и строки  $r$ , соответствующей пути  $r$ , помещается элемент:

$$b_{ri} = \begin{cases} 0, & \text{если звено } i \text{ не существует в пути } r; \\ +1, & \text{если звено } i \text{ входит в путь } r \text{ и ориентированно} \\ & \text{согласно обходу этого пути;} \\ -1, & \text{если звено } i \text{ входит в путь } r \end{cases}$$

Запишем систему уравнений в общем матричном виде.

$$\begin{cases} A \times \vec{Q} = 0 \\ B \times \vec{Y}' = \vec{E} + \vec{U} \end{cases} \quad (4.4)$$

Здесь вектор  $\vec{E}$ , составлен из разностей давлений  $P_{rb} - P_{re}$  между активными узлами соответствующего пути  $r$ , а вектор  $\vec{U}$  из гидростатических перепадов между этими активными узлами (это аналогично вычитанию суммы гидростатических перепадов по звеньям).

При построении системы уравнений из матрицы  $A$  исключаются строки соответствующие активным узлам, что необходимо для обеспечения энергетического баланса гидравлических энергий: разность суммы гидравлических энергий в единицу времени поступающих в активные узлы извне и суммы гидравлических энергий в единицу времени исходящих из активных узлов в рассматриваемой гидросистеме, должна равняться сумме гидравлических мощностей  $N_s$  звеньев гидросистемы

$$N_s = \sum_{i=1}^n \Delta p_i q_i = \sum_{i=1}^n f_i(q_i) q_i - \Delta z_i q_i .$$

В развернутом виде система (4.4) имеет вид

$$\begin{array}{|c|} \hline a_{11} \ a_{12} a_{1i} \ \dots \ a_{1n} \\ \hline a_{21} \ a_{22} a_{2i} \ \dots \ a_{2n} \\ \hline \dots \\ \hline a_{j1} \ a_{j2} a_{ji} \ \dots \ a_{jn} \\ \hline \dots \\ \hline a_{r1} \ a_{r2} a_{ri} \ \dots \ a_{rn} \\ \hline \dots \\ \hline a_{c1} \ a_{c2} a_{ci} \ \dots \ a_{cn} \\ \hline \end{array} \times \begin{array}{|c|} \hline q_1 \\ \hline q_2 \\ \hline \dots \\ \hline q_i \\ \hline \dots \\ \hline q_n \\ \hline \end{array} = 0$$

$$\begin{array}{|c|} \hline b_{11} \ b_{12} b_{1i} \ \dots \ b_{1n} \\ \hline b_{21} \ b_{22} b_{2i} \ \dots \ b_{2n} \\ \hline \dots \\ \hline b_{r1} \ b_{r2} b_{ri} \ \dots \ b_{rn} \\ \hline \dots \\ \hline b_{c1} \ b_{c2} b_{ci} \ \dots \ b_{cn} \\ \hline \end{array} \times \begin{array}{|c|} \hline y'_1 \ y'_2 \\ \hline \dots \\ \hline y'_i \\ \hline \dots \\ \hline y'_n \\ \hline \end{array} = \begin{array}{|c|} \hline e_1 \\ \hline e_2 \\ \hline \dots \\ \hline e_i \\ \hline \dots \\ \hline e_c \\ \hline \end{array} + \begin{array}{|c|} \hline u_1 \\ \hline u_2 \\ \hline \dots \\ \hline u_i \\ \hline \dots \\ \hline u_c \\ \hline \end{array} \quad (4.5)$$

Данная система уравнений неоднородна и имеет сходство с методом «поконтурной увязки расходов», однако в системе (4.4), нет структурно-замкнутых контуров, и узлы гидросистемы входят в систему уравнений по-разному: имеется разделение на активные и транзитивные узлы.

Описанная система уравнений является системой нелинейных алгебраических уравнений, которая может быть решена численным методом Ньютона, модифицированным автором, при начальных приближениях  $q_i=0$ . Ограничением на вид функций гидравлических характеристик является только определимость функций на всей числовой плоскости.

Факторами данной модели являются давления во всех активных узлах и заданные зависимости  $f_i(q)$  для всех звеньев модели гидросистемы.

Еще одной особенностью данной системы уравнений, является минимальное количество вхождений в уравнения (4.3) нелинейных замыкающих отношений  $f_i(q_i)$ , что обеспечивает нивелирование основных проблем при решении этой системы уравнений. Это достигается с одной стороны самой постановкой задачи (выбором факторов модели и представлением структуры), а с другой стороны тенденциозным выбором системы путей: по принципу выбора кратчайших путей, охватывающих все звенья. Как выявлено, выбор системы кратчайших путей в матрице  $B$  часто позволяет рассчитывать гидросистемы, даже если они (пути) будут линейно-зависимыми.

В известных ранее моделях таких ограничений больше, что связано с выбором в качестве дополнительных факторов модели: фиксированных оттоков/притоков текучей среды в определенных узлах, что, по мнению автора, является не адекватным для задач имитации гидросистем с достаточной точностью.

Единственным недостатком исходной системы уравнений (4.4) является необходимость поиска системы из  $s$  линейно-независимых путей, что для структурно-сложных систем может оказаться невыполнимо.

Система уравнений (4.4) и способ ее решения автором названы согласно принятой в теории гидравлических цепей традиции методом **«путевой увязки»**.

Как показал опыт, система уравнений (4.4) позволяет решать потоко-распределение произвольных гидросистем с наибольшей вычислительной скоростью и точностью. Такие результаты были получены, благодаря не только особенностям системы (4.4), но и предложенному модифицированному методу Ньютона для решения данной системы уравнений, рассмотренного в разделе 4.4.

Рассмотрим пример формирования системы уравнений, соответствующей методу **«путевой увязки»**. Приведем пример полной матрицы  $A$  для схемы, состоящей из 5 звеньев и 6 узлов (см. рис. 4.5).

Матрица  $A$  будет иметь следующий вид

		i				
		1	2	3	4	5
j	1	-1	0	0	0	0
	2	1	-1	0	1	0
	3	0	1	-1	-1	-1
	4	0	0	0	0	1
	5	0	0	0	1	0
	6	0	0	1	0	0

В каждом столбце матрицы только два ненулевых элемента: 1 и  $-1$ , поэтому сумма всех ее строк дает нулевую строку, что означает их линейную зависимость.

Матрица соединений выполняет ряд взаимосвязанных между собой функций. Во-первых, как уже отмечалось, она представляет порядок соединения объектов рассматриваемой ТГС, т.е. ее структурную схему. Можно считать структуру ТГС заданной, если известна ее полная матрица соединений и наоборот. Таким образом, использование этой матрицы в том или ином математическом описании и в его алгебраическом преобразовании автоматически учитывает конкретные особенности структуры рассматриваемой ТГС.

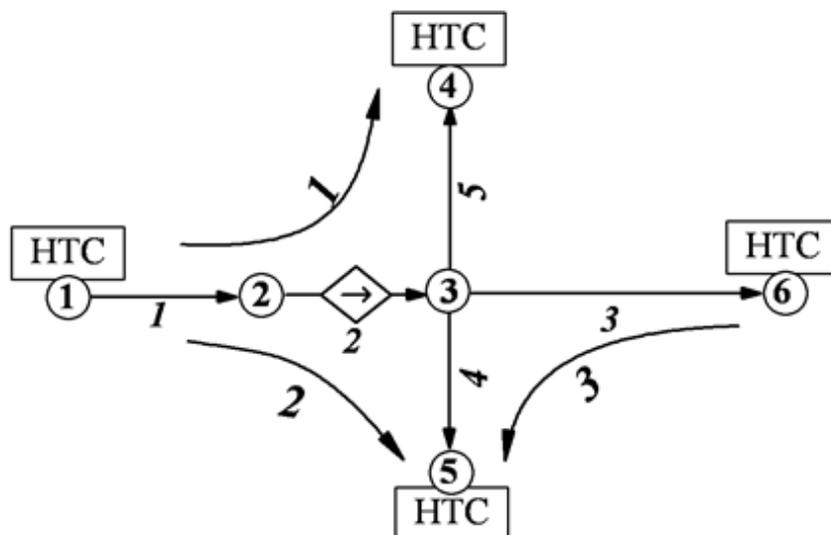


Рис. 4.5. Структурная схема ТГС с четырьмя накопителями текучей среды и одним АСГ. Цифрами указаны номера звеньев, узлов и путей, а стрелками ориентация звеньев и направление обхода путей

Во-вторых, она позволяет дать алгебраическое описание материального баланса сразу во всех узлах, т.е. для структурной схемы в целом. Это следует из того, что каждое из уравнений материального баланса для любого из  $t$  транзитивных узлов можно представить в виде скалярного произ-

ведения строки матрицы  $A$ , соответствующей этому узлу, на один и тот же вектор-столбец  $\bar{Q}$  расходов во всех звеньях. Поясним вышеизложенное на примере транзитивного узла 3 схемы, представленной на рис. 4.5. Для узла 3 имеем:

$$\begin{bmatrix} 0 & 1 & -1 & -1 & -1 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} q_1 \\ q_2 \\ q_3 \\ q_4 \\ q_5 \end{bmatrix} = 0,$$

что после выполнения скалярного произведения дает уравнение материального баланса  $q_2 - q_3 - q_4 - q_5 = 0$ . Для всех узлов (исключая активные) рассматриваемой модели, материальные балансы могут быть представлены в виде произведения выделенных строк матрицы  $A$  на вектор  $\bar{Q}$ :

$$\begin{bmatrix} -1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & -1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & -1 & -1 & -1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} q_1 \\ q_2 \\ q_3 \\ q_4 \\ q_5 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

или кратко

$$A\bar{Q} = 0,$$

причем при построении искомой системы уравнений для рассматриваемого примера из (4.5) следует исключить (т.е. принять нулевыми) строки 1, 4, 5 и 6, соответствующие активным узлам (см. рис. 4.5). В дальнейшем, под произведением  $A\bar{Q}$  следует понимать матрицу  $A$  с нулевыми или отсутствующими строками для активных узлов.

С помощью полной матрицы  $A$  можно в общем виде записать связь между давлениями  $p_j$  во всех транзитивных узлах и их перепадами  $\Delta p_i$  на концах звеньев. Действительно,  $i$ -й столбец  $-A_i$  этой матрицы содержит информацию (в виде двух чисел 1 и  $-1$  на соответствующих местах  $j_{ib}$  и  $j_{ie}$ ) не только о концевых узлах данного звена  $i = [j_{ib}, j_{ie}]$ , но и его ориентации, поэтому

$$\Delta p_i = p_{j_b} - p_{j_e} = -A_i^T \cdot \bar{P}, \quad (4.6)$$

где  $A_i^T \cdot \bar{P}$  – скалярное произведение столбца и транспонированной матрицы соединений  $-A^T$ , записанного как вектор-строка, на вектор-столбец  $\bar{P}$ . Знак « $\leftrightarrow$ » справа необходим для устранения разницы между условиями построения матрицы  $A$ , замыкающими отношениями  $f_i(q_i)$  и вектором гидростатических перепадов  $-\bar{Z}$ , так как последние строятся исходя из разности давления/уровня между входом в выходом из звена, а в матрице соединений элемент, соответствующий узлу начала звена имеет значение  $-1$ .

По отношению ко всем звеньям модели выражение (4.6) даст

$$\bar{Y} = -A^T \bar{P}. \quad (4.7)$$

Для рассматриваемой системы (4.6) это будет выглядеть следующим образом:

$$\begin{matrix} y_1 \\ y_2 \\ y_3 \\ y_4 \\ y_5 \end{matrix} = \begin{matrix} -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & -1 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 1 & 0 & 0 \end{matrix} \times \begin{matrix} p_1 \\ p_2 \\ p_3 \\ p_4 \\ p_5 \\ p_6 \end{matrix} = \begin{matrix} p_1 - p_2 \\ p_2 - p_3 \\ p_3 - p_6 \\ p_3 - p_5 \\ p_3 - p_4 \end{matrix}$$

Матрица соединений, также называемая матрицей инцидентий вершин и дуг ориентированного графа, обладает свойством унимодулярности [64], заключающемся в том, что определитель любой ее квадратной подматрицы равен 0, +1 или -1.

Другой основной матрицей модели является матрица  $B$  путей, которая фиксирует выбранную в модели систему путей. Основными требованиями к формированию данной матрицы являются:

1. Выбранной системой (множеством) путей должны быть покрыты все звенья системы, т.е. сумма модулей элементов матрицы  $B$  в каждом

столбце  $i$  не должна равняться нулю  $\sum_{r=1}^c |b_{ri}| \neq 0$ .

2. Система путей должна включать  $c$  линейно-независимых путей, т.е. в матрице  $B$  в каждой строке  $r$  должен присутствовать хотя бы один ненулевой элемент  $b_{(r, x)}$ , которого нет в остальных строках на пересечении со столбцом  $x$ .

3. При соблюдении условий 1 и 2 желательно выбирать наикратчайшие пути.

В примере гидросистемы (рис. 4.5) просматривается три пути (они пронумерованы цифрами с круговыми стрелками, показывающими заданные направления их обхода). Направления обхода путей задаются посредством указания номеров активных узлов: узлов начала и конца пути.

Для нашего случая соответствующая матрица  $B$  имеет вид

		i				
		1	2	3	4	5
r	1	1	1	0	0	1
	2	1	1	0	1	0
	3	0	0	-1	1	0

Уравнения, второй части системы (4.4) для отдельно взятого пути, могут быть записаны как скалярное произведение вектора-строки матрицы  $B$ , отвечающей этому пути, и вектора-столбца  $\bar{Y}'$ . Для всех путей одно-

временно эти уравнения представляются уже в матричной форме, в следующем виде:

$$\begin{bmatrix} 1 & 1 & 0 & 0 & 1 \\ 1 & 1 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 1 & 0 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} y_1 \\ y_2 \\ y_3 \\ y_4 \\ y_5 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} e_1 = P_{1b} - P_{1B} \\ e_2 = P_{2b} - P_{2B} \\ e_3 = P_{3b} - P_{3B} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} u_1 = \sum_{i \in 1} \Delta z_{i \in 1} \\ u_2 = \sum_{i \in 2} \Delta z_{i \in 2} \\ u_3 = \sum_{i \in 3} \Delta z_{i \in 3} \end{bmatrix}$$

где справа первым стоит вектор  $\bar{E}$ , составленный из разностей давлений  $P_{rb} - P_{re}$  между активными узлами соответствующих пути  $r$ , а вторым стоит вектор  $\bar{U}$  гидростатических перепадов между активными узлами. Или кратко это будет выглядеть так:

$$B \times \bar{Y}' = \bar{E} + \bar{U} \quad (4.8)$$

Вектор  $\bar{U}$  определяется аналогично вектору  $\bar{E}$ :  $u_r$  равен сумме гидростатических перепадов звеньев входящих в соответствующий путь  $r$  со знаком « $\rightarrow$ » или просто разности абсолютных отметок активных узлов, образующих этот путь.

Теперь перейдем к рассмотрению известных в алгебре элементарных преобразований матриц, которые имеют практическое значение при построении и преобразовании расчетных схем моделей ГС и моделей электрических систем.

1. Перестановка (транспозиция) любых двух строк равносильна изменению нумерации узлов (для матрицы  $A$ ) или путей (для матрицы  $B$ ). Транспозиция столбцов изменяет нумерацию звеньев. Эти операции позволяют упорядочить (сгруппировать) расположение нулевых элементов в матрицах и приводить их (если возможно) к тому или иному (например, диагональному) виду.

2. Умножение столбца  $i$  на  $-1$  изменяет ориентацию звена  $i$  на противоположную. Для изменения направлений обхода пути  $r$  следует умножить на  $-1$  строку  $r$  матрицы  $B$ .

3. Сложение (вычитание) строк для матрицы  $A$  приводит к новой линейной комбинации узлов, а для  $B$  – к новой системе путей. Прибавим, к примеру, в матрице  $A$  рассматриваемой гидросистемы первую строку ко второй. Получим новую матрицу  $A'$  и соответствующую схему модели (см. рис. 4.6 – а).

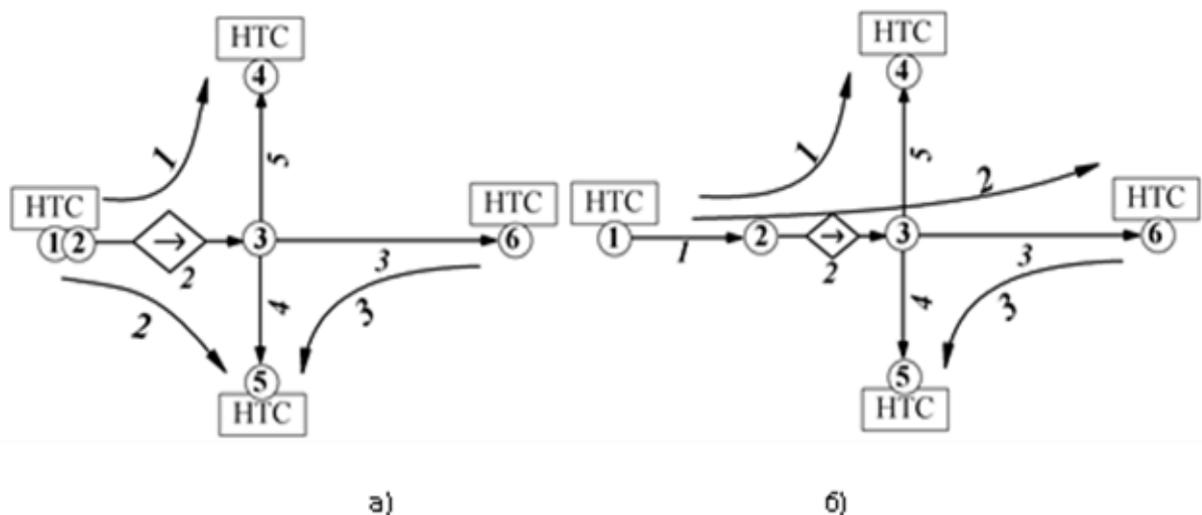


Рис. 4.6. Преобразованная схема МТГС: а – в результате сложения строк в матрице  $A$ ; б – в результате сложения в матрице  $B$

Теперь вычтем из второй строки матрицы  $B$  третью и получим матрицу  $B'$ , соответствующую системе путей, изображенной на рис. 4.6 – б.

$$A' = 1 + \begin{array}{c|ccccc} & \mathbf{i} & 1 & 2 & 3 & 4 & 5 \\ \mathbf{j} & & & & & & \\ 1 & & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 2 & & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 \\ 3 & & 0 & 1 & -1 & -1 & -1 \\ 4 & & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \\ 5 & & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 6 & & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \end{array}$$

Таким образом, для матрицы  $A$  происходит объединение узлов 1 и 2 в один результирующий узел 1+2 в  $A'$ .

$r$	$i$	1	2	3	4	5
1		1	1	0	0	1
2		1	1	1	0	0
3		0	0	-1	1	0

Очевидно, что число таких линейных комбинаций векторов-строк матрицы  $B$  и связанных с ними вариантов систем путей будет очень большим даже для сравнительно простых гидросистем. Вместе с тем среди них можно выделить те, которые принципиально отличаются от всех прочих и являются предпочтительными.

Эффективность описываемого метода «путевой увязки» в основном зависит от матрицы  $B$ . Естественно, выбор системы путей вручную, для произвольных гидросистем невозможен. Поэтому для данного метода

предлагается алгоритм поиска наиболее эффективной матрицы  $B$  (см. раздел 5.6).

Между матрицами и векторами МГС существуют соотношения, которые являются математическим отражением сетевого характера изучаемых ТГС и служат инструментом для преобразования к путевым и узловым величинам. Прежде всего, выясним связь между матрицами соединений и путей, т.е.  $A$  и  $B$ .

Рассмотрим однородную систему уравнений материального баланса:

$$A \cdot \bar{Q} = 0 \quad (4.9)$$

и покажем, что любая строка матрицы  $B$  является ее решением. Действительно, пусть  $a_j^\tau = (a_{j1}, \dots, a_{jn})$  –  $j$ -я строка  $A$  ( $j=1, \dots, m-1$ ), а  $b_r^\tau = (b_{r1}, \dots, b_{rn})$  –  $r$ -я строка  $B$  ( $r=1, \dots, c$ ), где элементы  $a_{ji}$  и  $b_{ri}$  ( $i=1, \dots, n$ ) принимают значения  $0$ ,  $1$  и  $-1$  (как это описано выше).

В случае, когда путь  $r$  не проходит через узел  $j$ , ненулевые элементы  $a_{ji}$  и  $b_{ri}$  имеют обязательно различные номера  $i$ , и потому скалярное произведение  $a_j^\tau b_r^\tau = 0$ . Если же простой путь  $r$  проходит через узел  $j$ , то ему могут принадлежать лишь два звена:  $i_1$  и  $i_2$ , инцидентные данному узлу, и только для них одновременно не равны нулю соответствующие элементы  $a_{ji}$  и  $b_{ri}$ , так что скалярное произведение фактически будет сводиться к сумме двух слагаемых:

$$a_j^\tau = a_{ji_1} b_{ri_1} + a_{ji_2} b_{ri_2} \quad (4.10)$$

Как видно из рис. 4.7, в любом случае прохождения пути через узел  $j$  произведения в правой части (4.10) обязательно имеют различные знаки, так что их сумма равна нулю и потому всегда  $a_j^\tau b_r^\tau = 0$ .

Так как это справедливо для любых  $j$  и  $r$ , то, во-первых,

$$A \cdot b_r = 0; \quad r=1, \dots, c, \quad (4.11)$$

т.е. любая строка матрицы  $B$  (берущаяся здесь как вектор-столбец) удовлетворяет системе (4.9), во-вторых, это может быть записано сразу для всех строк, что приведет к искомому произведению матриц

$$A \cdot B^\tau = 0 \quad (4.12)$$

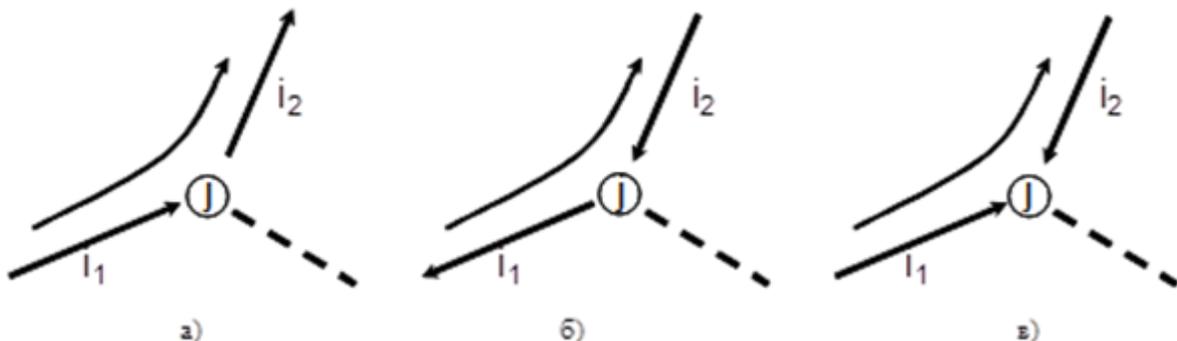


Рис. 4.7. Различные случаи прохождения пути  $r$  через узел  $j$

Эта система состоит из  $n$  уравнений относительно неизвестного вектора  $\bar{Q}$ , причем первая подсистема представлена  $t$  уравнениями вида (4.2), отражающими материальный баланс в  $t$  транзитивных узлах, а вторая подсистема представлена  $c$  уравнениями вида (4.3), отражающими выражение второго закона Кирхгофа для разомкнутых систем.

Отразим структуру и размерности системы (4.4) схематично для обобщения изложенного материала:

$$\begin{array}{c}
 \begin{array}{|c|} \hline t \\ \hline \end{array}
 \begin{array}{|c|} \hline n \\ \hline \end{array} \\
 \begin{array}{|c|} \hline a_{11} & a_{12} & a_{1i} & \dots & a_{1n} \\ \hline a_{21} & a_{22} & a_{2i} & \dots & a_{2n} \\ \hline \cdot & & & & \\ \hline a_{j1} & a_{j2} & a_{ji} & \dots & a_{jn} \\ \hline \cdot & & & & \\ \hline a_{t1} & a_{t2} & a_{ti} & \dots & a_{tn} \\ \hline \end{array}
 \end{array}
 \times
 \begin{array}{|c|} \hline q_1 \\ \hline q_2 \\ \hline \cdot \\ \hline \cdot \\ \hline q_i \\ \hline \cdot \\ \hline \cdot \\ \hline q_n \\ \hline \end{array}
 = 0$$
  

$$\begin{array}{|c|} \hline c \\ \hline \end{array}
 \begin{array}{|c|} \hline b_{11} & b_{12} & b_{1i} & \dots & b_{1n} \\ \hline b_{21} & b_{22} & b_{2i} & \dots & b_{2n} \\ \hline b_{r1} & b_{r2} & b_{ri} & \dots & b_{rn} \\ \hline b_{c1} & b_{c2} & b_{ci} & \dots & b_{cn} \\ \hline \end{array}
 \times
 \begin{array}{|c|} \hline y'_1 \\ \hline y'_2 \\ \hline \cdot \\ \hline \cdot \\ \hline y'_i \\ \hline \cdot \\ \hline \cdot \\ \hline y'_n \\ \hline \end{array}
 =
 \begin{array}{|c|} \hline e_1 \\ \hline e_2 \\ \hline \cdot \\ \hline \cdot \\ \hline e_3 \\ \hline \cdot \\ \hline \cdot \\ \hline e_c \\ \hline \end{array}
 +
 \begin{array}{|c|} \hline u_1 \\ \hline u_2 \\ \hline \cdot \\ \hline \cdot \\ \hline u_3 \\ \hline \cdot \\ \hline \cdot \\ \hline u_c \\ \hline \end{array}$$

С целью более удобной и компактной записи отдельных подсистем уравнений, а также операций над ними (различных подстановок, взятия производных и т.д.), введем следующие обозначения:

$$s(\bar{Q}) = A\bar{Q} = \{s_j(\bar{Q}) = \sum_{i=1}^n a_{ji} q_i = a_j^T \bar{q}\}, \quad j=1,2,\dots,t \quad (4.13)$$

$$v(\bar{Q}) = B\bar{Y}' - \bar{E} - \bar{U} = \{v_r(\bar{Q}) = \sum_{i=1}^n b_{ri} f_i(q_i) - e_r - u_r = \sum_{i=1}^n b_i^T f_i(q_i) - e_r - u_r\}, \quad r=1,2,\dots,c, \quad (4.14)$$

где  $\sum_j u_j$  означают суммирование по всем звеньям  $i$ , инцидентным соответственно транзитивному узлу  $j$  или пути  $r$ ;  $a_j^T$  и  $b_r^T$  – строки  $j$  и  $r$  соответственно матриц  $A$  и  $B$ .

В результате система (4.4) может быть записана также следующим образом:

$$s(\bar{Q})=0, v(\bar{Q})=0. \quad (4.15)$$

Таким образом, имеет систему нелинейных уравнений относительно неизвестных установившихся расходов –  $\bar{Q}$ .

### **Корректность постановки задачи моделирования ТГС**

Решение этого вопроса связано, прежде всего, с пониманием физического смысла задачи и, в конечном счете, зависит от правильности соотношения заданных и искомых величин, от соразмерности степени детализации и агрегирования схемы к качеству и количеству имеющихся исходных данных и от разброса в их величинах.

Система уравнений, представленная выше, рассчитана на один важный, но частный случай. Во-первых, когда задаются давления во всех накопителях текучей среды. В случае, когда задаваемым НТС является река, озеро или какая-либо другая емкость, величину давления задать очень просто и практически возможно это сделать с высокой степенью точности. Например, давление в точке водозабора открытых НТС формируется за счет гидростатического напора, легко определяемого по известной формуле. Точное определение давления в герметичных НТС с анизотропной ВС, какими являются пористые пласты (коллекторы), является уже некоторой проблемой, связанной с необходимостью проведения систематических гидродинамических исследований на неустановившемся режиме фильтрации (в основном снятие кривых восстановления/падения давления). Во-вторых, когда задаются все функции  $f_i(q)$  (модели элементов), описывающие энергетическое влияние элементов. И в-третьих, ни один из расходов  $q_i$  не может быть фиксированным перед началом решения системы, потому что в противном случае сама постановка задачи теряет свой смысл потокораспределения. Это существенным образом отличает данную МТГС от моделей, предлагаемых в ТГЦ и для систем газо- и нефтесбора и др.

**Пример составления системы уравнений.** Рассмотрим прежний пример, схема которого дана на рис. 4.5 (для нее  $m=6$ ,  $n=5$  и  $c=3$ ). Первую группу уравнений материального баланса в транзитивных узлах можно получить посредством скалярного произведения 2-й и 3-й строк матрицы  $A$  на вектор  $\bar{Q}$  и приравнивания их нулю:

$$\begin{aligned} s_2(\bar{Q}) &= q_1 - q_2 = 0, \\ s_3(\bar{Q}) &= q_2 - q_3 - q_4 - q_5 = 0. \end{aligned} \quad (4.16)$$

Запишем теперь вторую группу уравнений, отражающих энергетический баланс:

$$\begin{aligned} v_1(\bar{Q}) &= f_1(q_1) + f_2(q_2) + f_5(q_5) - (P_1 - P_4) - \rho g(z_1 - z_2) = 0, \\ v_2(\bar{Q}) &= f_1(q_1) + f_2(q_2) + f_4(q_4) - (P_1 - P_5) - \rho g(z_1 - z_5) = 0, \\ v_3(\bar{Q}) &= -f_3(q_3) + f_4(q_4) - (P_6 - P_5) - \rho g(z_6 - z_5) = 0. \end{aligned} \quad (4.17)$$

Как видно из (4.17), давления в активных узлах 1, 4, 5, 6 должны быть заданы до решения. Итак, уравнения (4.16) и (4.17) представляют развернутую систему уравнений для рассматриваемой ТГС.

### **Метод «узловой увязки» потокораспределения**

Наиболее часто используемым при моделировании гидросистем, является метод «поузловой увязки» [48] удобный тем, что для записи системы уравнений нет необходимости в анализе структуры, т.е. поиска системы линейно-независимых контуров или путей. Однако, данный метод менее точен и с точки зрения скорости вычислений более медленен, чем известный метод «поконтурной увязки», модификация которого описывалась выше.

Здесь предлагается новый взгляд на постановку задачи, форму записи системы уравнений и метод ее решения. Так как отправной точкой к решению задачи потокораспределения, выбрана схема, когда давления в активных узлах заданы, а приток и отток гидросистемы определяется в процессе решения, система уравнений записывается относительно неизвестных давлений в транзитивных узлах. Основным отличием предлагаемого метода и его математического описания является использование произвольных замыкающих отношений  $f(q)$ , описанных в табулированном виде или полученных в результате решения уравнений моделей элементов, вместо аппроксимирующих зависимостей, которые хотя и удобны в использовании, но являются весьма неточными.

Основой для системы уравнений является материальный баланс в транзитивных узлах, выраженный через зависимости  $q_i = S_i(\Delta p_i)$  расхода в звене  $i$  от перепада давления на его концах. Функция  $S(\Delta p)$  является обратной функции гидравлической характеристики  $f(q)$ , т.е. для ее определения в произвольной точке  $-\Delta p_0$  необходимо в общем случае решить нелинейное уравнение  $f(q) - \Delta p_0 = 0$  относительно неизвестного расхода  $q$ . Так как при использовании моделей КС, УУ, АСГ, посредством нахождения перепада давления на гидравлическое сопротивление в зависимости от расхода, установившегося в них, задающим является расход, то при определении обратной зависимости  $q - \Delta p$  необходимо численно решать уравнение относительно  $q$ , при известном  $\Delta p$ .

Необходимость в численном решении, обусловлена тем, что алгебраически отразить обратную зависимость невозможно хотя бы потому, что зачастую замыкающие отношения  $-f(q)$  задаются «кусочно»: для различных режимов течения разными формулами. В описываемом методе подразумевается точное нахождение обратных зависимостей.

Опишем поэтапно запись основной системы уравнений данного метода. Итак, в каждом транзитивном узле должен выполняться материальный баланс

$$\sum_{i \in j} q_i = 0, j = 1, 2, \dots, t$$

Выразим неизвестные расходы через функции  $q_i = S_i(\Delta p_i)$ , тогда получим

$$\sum_{i \in j} S_i(\Delta p_i) = 0, j = 1, 2, \dots, t.$$

Заменив,  $\Delta p_i = p_{j_{ib}} - p_{j_{ie}}$  получим, уравнения для  $t$  транзитивных узлов, где в каждом уравнении суммируются зависимости  $S_i(\Delta p_i)$  для звеньев, соединенных (смежных) с транзитивным узлом  $j$

$$\sum_{i \in j} S_i(p_{j_{ib}} - p_{j_{ie}}) = 0, j = 1, 2, \dots, t, \quad (4.18)$$

где  $j_{ib}, j_{ie}$  – начальный и конечный узел звена  $i$ .

Причем, давления в транзитивных узлах является неизвестными, а давления в активных узлах константами.

Для отражения влияния гидростатических перепадов в (4.18) необходимо добавить элементы вектора  $\bar{Z}$ :

$$\sum_{i \in j} S_i(p_{j_{ib}} - p_{j_{ie}} + \Delta z_i) = 0, j = 1, 2, \dots, t. \quad (4.19)$$

Величина  $\Delta z_i$  для несжимаемой жидкости является константой, т.е. фактически сдвигает график  $S_i(\Delta p)$  по оси перепада давления (депрессии).

Систему (4.19) перед решением можно привести к классическому виду, после чего окончательно имеем однородную систему нелинейных алгебраических уравнений (СНАУ) относительно неизвестных давлений в транзитивных узлах:

$$\begin{cases} F_1(p_1, p_2, \dots, p_j, p_m) = 0 \\ F_2(p_1, p_2, \dots, p_j, p_m) = 0 \\ \vdots \\ F_j(p_1, p_2, \dots, p_j, p_m) = 0 \\ \vdots \\ F_t(p_1, p_2, \dots, p_j, p_m) = 0 \end{cases}, \quad (4.20)$$

где  $F_j(p_1, p_2, \dots, p_j, \dots, p_m)$  функция зависимости суммы массовых или объемных расходов потоков сходящихся в транзитивном узле  $j$  от давлений в смежных с ним узлах (в том числе и активных). Например, для схемы на рис. 4.5 схема определения функции  $F_3(p_3, p_2, p_4, p_5, p_6)$  для 3-го (транзитивного узла) изображена на рис. 4.8. Как видно, здесь смежными с 3-м узлом являются транзитивный узел 2 и активные узлы 4, 5, 6, а звеньями, обуславливающими взаимосвязь, являются звенья с номерами 2, 5, 4 и 3. Таким образом, отношениями, определяющими  $F_3$ , будут функции  $S_2(p_2 - p_3), S_5(p_3 - p_4), S_4(p_3 - p_5)$  и  $S_3(p_3 - p_6)$ . Причем при определении депрессий, первым

всегда берется давление в узле начала звена согласно его ориентации, а знак перед функциями  $S$  ставится согласно ориентации звена по отношению к транзитивному узлу. Так, для примера на рис. 4.7/1.

$$F_3(p_3, p_2, P_4, P_5, P_6) = S_2(p_2 - p_3 + \Delta z_2) - S_5(p_3 - P_4 + \Delta z_5) - S_4(p_3 - P_5 + \Delta z_4) - S_3(p_3 - P_6 + \Delta z_3). \quad (4.20a)$$

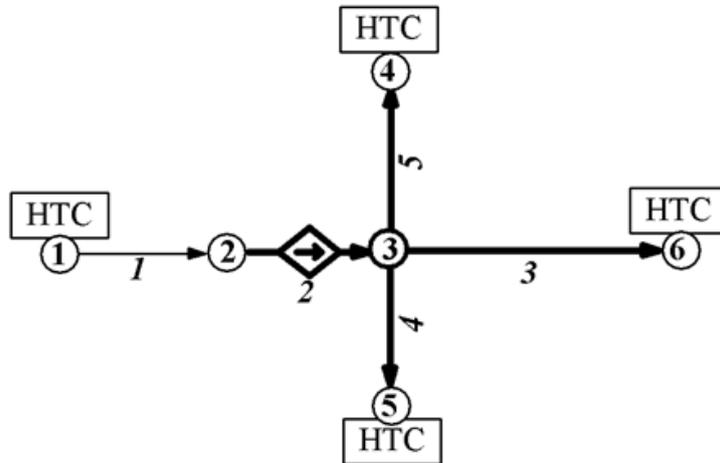


Рис. 4.7/1. Схема определения функции  $F_3(p_3, p_2, P_4, P_5, P_6)$

Рассмотрим пример на рис. 4.7/2, где изображена относительно простая схема гидросистемы. Как видно из схемы, она представлена структурно-связанными 9 звеньями, 2 активными узлами и 6 транзитивными узлами. Структура схемы является цикло-древовидной.

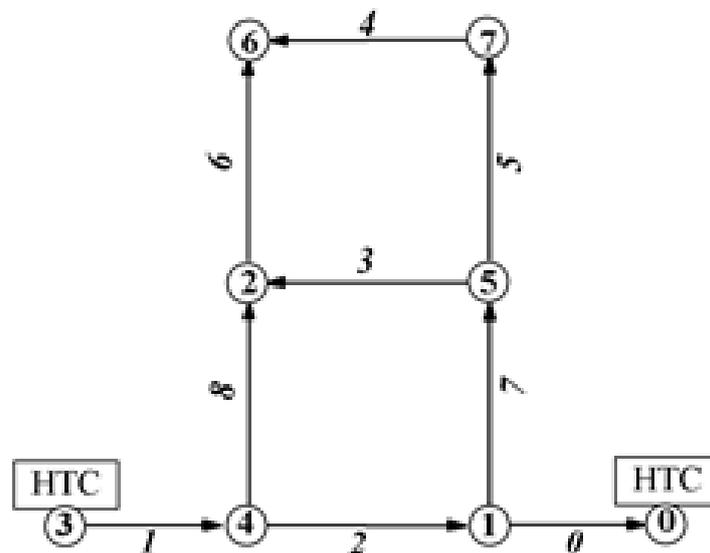


Рис. 4.7/2. Пример схемы ГС

Запишем систему уравнений на основании (4.19) для каждого транзитивного узла

$$\begin{aligned}
1: & -S_0(p_1 - P_0 + \Delta z_0) - S_7(p_1 - p_5 + \Delta z_7) + S_2(p_4 - p_1 + \Delta z_2) = 0 \\
2: & S_3(p_5 - p_2 + \Delta z_3) - S_6(p_2 - p_6 + \Delta z_6) + S_8(p_4 - p_2 + \Delta z_8) = 0 \\
4: & S_1(p_3 - p_4 + \Delta z_1) - S_2(p_4 - p_1 + \Delta z_2) - S_8(p_4 - p_2 + \Delta z_8) = 0 \\
5: & -S_3(p_5 - p_2 + \Delta z_3) - S_5(p_5 - p_7 + \Delta z_5) + S_7(p_1 - p_5 + \Delta z_7) = 0 \\
6: & S_6(p_2 - p_6 + \Delta z_6) + S_4(p_7 - p_6 + \Delta z_4) = 0 \\
7: & S_5(p_5 - p_7 + \Delta z_5) - S_4(p_7 - p_6 + \Delta z_4) = 0
\end{aligned} \tag{4.21}$$

Здесь знак перед функциями  $S$  выбирается исходя из ориентации звеньев в структуре: если звено входит в узел знак «+», если выходит знак «-».

В матрично-векторном представлении система (4.19) будет выглядеть следующим образом относительно вектора неизвестных давлений в транзитивных узлах, связанных с определением  $\bar{Y}'$ .

$$A \cdot \bar{S}(\bar{Y}' + \bar{Z}) = 0, \tag{4.22}$$

а для каждого транзитивного узла  $j$

$$\sum_{i \in j} a_{ji} S_i(p_{j_{ib}} - p_{j_{ie}} + \Delta z_i) = 0, \tag{4.23}$$

где  $\sum_{i \in j}$  – означает суммирование по звеньям инцидентным узлу  $j$ .

Системы (4.19), (4.22) и (4.23) могут быть модифицированы для случая, когда в качестве граничных условий все-таки необходимо задать приток или отток из гидросистемы. В этом случае в правую часть уравнений вместо нуля ставится константа, символизирующая приток, если  $>0$  или отток, если  $<0$ . Если описать вектор притоков/оттоков ТС в узлах

$$\bar{X} = \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ \dots \\ x_j \\ \dots \\ x_m \end{bmatrix},$$

то система (4.22) примет вид

$$A \bar{S}(\bar{Y}' + \bar{Z}) = \bar{X}, \tag{4.24}$$

а система (4.23)

$$\sum_{i \in j} a_{ji} S_i(p_{j_{ib}} - p_{j_{ie}} + \Delta z_i) = x_j. \tag{4.25}$$

В случае, когда необходимо явно указать приток/отток в активных узлах, давления в них становятся так же, как и в транзитивных узлах неизвестными. Для задачи проектирования ТГС такие граничные условия допустимы, однако, для уже существующих гидросистем, при решении задачи по их управлению, такие условия недопустимы, так как в этом случае,

модель не будет отражать истинных реакций системы на изменение свойств ее элементов.

Данный подход к формированию системы уравнений, как и в методе «поузловой увязки», является более универсальным, так как не требует предварительного анализа структуры, однако многократное вхождение в систему уравнений обратных исходным нелинейным замыкающим отношениям порождает проблемы устойчивости и точности ее численного решения.

Вследствие, решения задачи потокораспределения относительно неизвестных расходов, метод «путевой увязки» в явном виде не подходит для нахождения потокораспределения, когда свойства текучей среды зависят от давления. Поэтому для описания комплексного потокораспределения будем использовать метод узловой увязки.

Для описания условий сжимаемости текучей среды необходимо функционально определить зависимость физических свойств среды, влияющих на распределение потоков от давления. Для этого зададимся функциями  $\rho(p)$  – зависимости плотности от давления и  $\nu(p)$  – зависимости кинематической вязкости от давления. Исходя из изменений данных свойств по длине любого звена, функции замыкающих отношений  $f_i(q)$  связывающих перепад давления на концах звеньев и объемный расход, уже не будут достаточными для определения обратных им функций  $S_i(\Delta p_i)$ , так как объемный расход в звене будет изменяться.

Таким образом, для рассматриваемой задачи необходимы другие замыкающие отношения: функции  $S'_i(p_{j_{ib}}, p_{j_{ie}}, z_{j_{ib}}, z_{j_{ie}})$ , связывающие массовый расход  $M_i$ , давления и отметки высот концов звеньев. Подставив данные функции в (4.23) получим систему из уравнений вида

$$\sum_{i \in j} a_{ji} S'_i(p_{j_{ib}}, p_{j_{ie}}, z_{j_{ib}}, z_{j_{ie}}) = 0, \quad (4.26)$$

где  $z_{j_{ib}}, z_{j_{ie}}$  – абсолютные отметки положения узлов начала и конца звена  $i$  относительно отсчетной плоскости.

Если задать вектор абсолютных отметок всех узлов

$$\bar{V} = \begin{pmatrix} z_1 \\ z_2 \\ \dots \\ z_i \\ \dots \\ z_m \end{pmatrix},$$

то в матрично-векторном представлении (4.26) будет

$$A \cdot \bar{S}'(\bar{P}, \bar{V}) = 0. \quad (4.27)$$

Для нахождения зависимостей  $S'_i(p_{jib}, p_{jie}, z_{jib}, z_{jie})$  при формировании модели каждого звена необходимо численно решить уравнение, связывающее массовый расход в звене  $i$  с давлениями на его концах. Прибегнем к вычислительному приему: разделим звено  $i$  на  $N$  частей. Будем нумеровать каждый участок звена индексом  $k$ , начиная от узла начала (см. рис. 4.8).

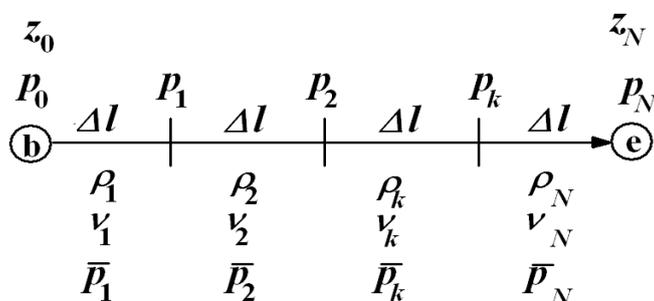


Рис. 4.8. Схема расчета для условий сжимаемости ТС

На каждом малом участке звена –  $\Delta l = \frac{l}{N}$  будем полагать величины плотности и кинематической вязкости постоянными, т.е. независимыми от изменения давления. Рассматривая функцию зависимости перепада давления на участке  $\Delta l$  звена  $i$  от массового расхода в звене  $M_i$ , плотности  $\rho$  и кинематической вязкости  $\nu$  на этом участке в виде функции  $f_i(M_i, \rho, \nu, \Delta l)$  получим следующее соотношение

$$w_i(M_i) = \sum_{k=1}^N f_i(M_i, \rho_k, \nu_k, \Delta l, \Delta z_k) = p_0 - p_N = p_{jib} - p_{jie}, \quad (4.28)$$

где  $M_i = q_{i_k} \rho_k$  – массовый расход в звене равный произведению объемного расхода на участке  $k$  на плотность;  $\rho_k = \rho(\bar{p}_k)$  – средняя плотность на участке  $k$ ;  $\nu_k = \nu(\bar{p}_k)$  – средняя кинематическая вязкость на участке  $k$ ;  $\Delta z_k = \frac{z_0 - z_N}{N} \rho_k g = \Delta l \frac{z_0 - z_N}{l} \rho_k g$  – гидростатический перепад давления на участке  $k$ .

Здесь  $\bar{p}_k = \frac{p_k + p_{k-1}}{2}$  – среднее давление на участке  $k$ . Давления к началу следующего участка определяются последовательно, на основании замыкающих отношений (4.1) (моделей элементов) для несжимаемой ТС:  $p_k = p_{k-1} - f_i(q_{i_k}, \rho_k, \nu_k, \Delta l) + \Delta z_k$ . Величина  $\Delta l$  определяет деление доли энергетического воздействия звена на участки: секции насосных агрегатов, участки трубопроводов и т.п.

Величина  $N$  определяет точность и может быть найдена приближенно по формуле для трубопроводов  $N = 100 \frac{l}{d_a} \bar{\Delta}$ , где  $d_a$  – гидравлический диа-

метр, а  $\bar{\Delta}$  – относительная шероховатость. Также для всей модели  $N$  можно принять с некоторым запасом – равным 1000–10000.

При решении (4.28) в момент нахождения входящей в (4.26–4.27)  $S'_i(p_{jib}, p_{jie}, z_{jib}, z_{jie})$  величины  $p_0, z_0$  и  $p_N, z_N$  являются константами, однозначно определяющими вид зависимости от  $M_i$  слева. Таким образом, функцию  $w_i(M_i)$  посредством численного решения, можно обратить, т.е. решить относительно неизвестных давлений в виде функции  $M_i = S'_i(p_{jib}, p_{jie}, z_{jib}, z_{jie})$ .

Порядок расчета  $w_i(M_i)$  зависит от соотношения направления потока и ориентации звена. Так, при противоположном ориентации звена потоке последовательность расчета  $p_k$  следует начинать с узла – конца звена, так как причинно-следственная связь прослеживается согласно направлению потока. Вследствие такой неоднозначности, вид функций  $S'_i(p_{jib}, p_{jie}, z_{jib}, z_{jie})$  будет несколько изменяться при последовательном приближении потокораспределения в ходе численного решения (4.26–4.27).

Рассмотрим порядок приближенного получения зависимости  $S'_i(p_{jib}, p_{jie}, z_{jib}, z_{jie})$  на примере звена – трубопровода.

В целях упрощения задачи, допустим, что модель (замыкающее отношение –  $\Delta p = f(q)$ ) данного трубопровода в условиях установившегося течения несжимаемой жидкости записывается в виде функции  $\Delta p = 100 \cdot \nu \cdot l \cdot q \cdot e^{100q}$ . Предположим, что данное уравнение относительно  $q$  алгебраически решить невозможно.

Предположим зависимость  $\rho(p) = 1000 + 0.1p$ , а зависимость  $\nu(p) = 0.001 - 0.00001p$ . Разделим наше звено на  $N=4$  частей, помня, что в реальных моделях число  $N$  зависит от степени влияния звена на энергию потока. Допустим, что направление потока соответствует ориентации звена. Исходные данные в табл. 4.1.

Таблица № 4.1

**Исходные величины**

Величина	Ед. изм.	Значение	Величина	Ед. изм.	Значение
$p_0$	МПа	21.0	$l$	м	2000
$p_4$	МПа	10.0	$M_0$	кг/с	10
$z_0$	м	100	$M_1$	кг/с	–
$z_1$	м	10	$M_2$	кг/с	–

В табл. 4.2 приводятся примеры расчета давлений при переходе от участка к участку.

Таблица №4.2

## Пример расчета распределения давлений в звене

Шаг $k=$	Величина	Формула	Значение
1	$\rho_1, \text{кг/м}^3$	$\rho_1 = 1000 + 0.1p_0$	1002,1
	$\nu_1, \text{м}^2/\text{с}$	$\nu_1 = 0.001 - 0.00001p_0$	0,00078
	$q_1, \text{м}^3/\text{с}$	$q_1 = M_0 / \rho_1$	$9,979 \cdot 10^{-3}$
	$\Delta p_1, \text{МПа}$	$\Delta p_1 = 100\nu_1 q_1 e^{100q_1}$	0,398
	$\Delta z_1, \text{МПа}$	$\Delta z_1 = \frac{z_0 - z_N}{N} \rho_1 g \cdot 10^{-6}$	0,221
	$p_1, \text{МПа}$	$p_1 = p_0 - \Delta p_1 + \Delta z_1$	$21,00 - 0,398 + 0,221 = 20,823$
2	$\rho_2, \text{кг/м}^3$	$\rho_2 = 1000 + 0.1p_1$	1002,08
	$\nu_2, \text{м}^2/\text{с}$	$\nu_2 = 0.001 - 0.00001p_1$	0,00079
	$q_2, \text{м}^3/\text{с}$	$q_2 = M_0 / \rho_2$	$9,979 \cdot 10^{-3}$
	$\Delta p_2, \text{МПа}$	$\Delta p_2 = 100\nu_2 q_2 e^{100q_2}$	0,399
	$\Delta z_2, \text{МПа}$	$\Delta z_2 = \frac{z_0 - z_N}{N} \rho_2 g \cdot 10^{-6}$	0,221
	$p_2, \text{МПа}$	$p_2 = p_1 - \Delta p_2 + \Delta z_2$	$20,823 - 0,399 + 0,221 = 20,645$
3	$\rho_3, \text{кг/м}^3$	$\rho_3 = 1000 + 0.1p_2$	1002,07
	$\nu_3, \text{м}^2/\text{с}$	$\nu_3 = 0.001 - 0.00001p_2$	0,00079
	$q_3, \text{м}^3/\text{с}$	$q_3 = M_0 / \rho_3$	$9,979 \cdot 10^{-3}$
	$\Delta p_3, \text{МПа}$	$\Delta p_3 = 100\nu_3 q_3 e^{100q_3}$	0,400

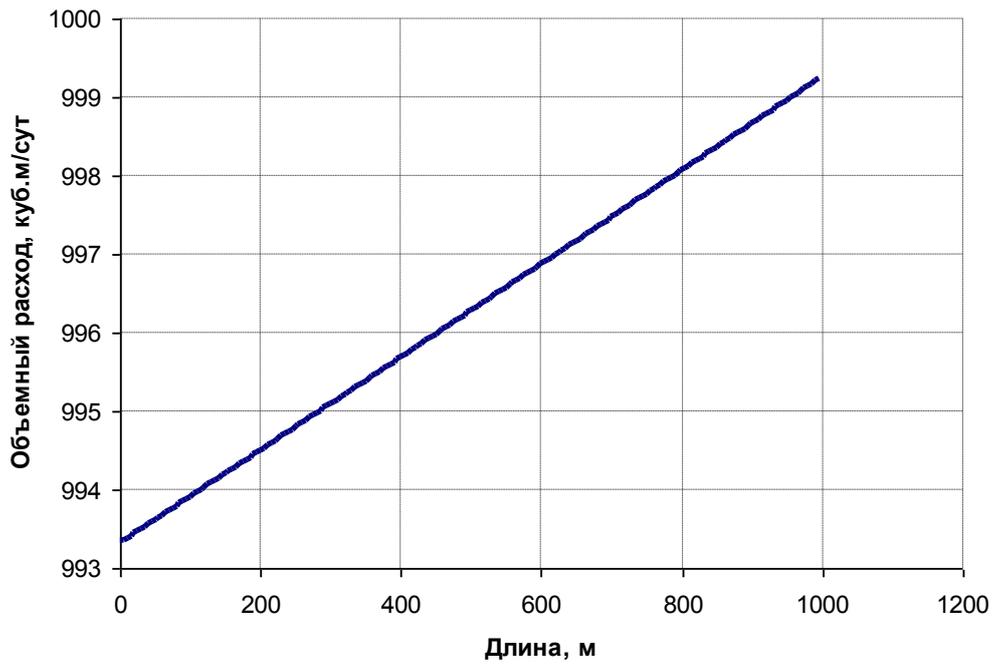
По окончании вычислений при  $k=4$  будет рассчитано давление  $p_{N-1}$  на конце звена. В общем случае, по мере перебора значений  $M$  в определенной области определения, будем иметь зависимость давления на конце звена от массового расхода. Путем численного решения можно получить обратную зависимость: массового расхода от давления на концах звена. Причем, величина одного из давлений (на одном из концов звена) будет константой при одном направлении потока, и неизвестной при противоположном направлении потока. Таким образом, состояние модели –  $S'_i(p_{jib}, p_{jie}, z_{jib}, z_{jie})$  любого элемента при учете сжимаемости будет изменяться в ходе решения основной задачи (4.26–4.27). Т.е. хотя искомая зависимость объединяет 5 величин, однако, вследствие их взаимосвязей, фактически является двумерной. Опыт автора установлено, что такое описание модели течения сжимаемой жидкости не вызывает неустойчивости численного метода решения и удовлетворяет требуемой точности.

Точность решения легко устанавливается параметром  $N$  (детализации вычислительного эксперимента).

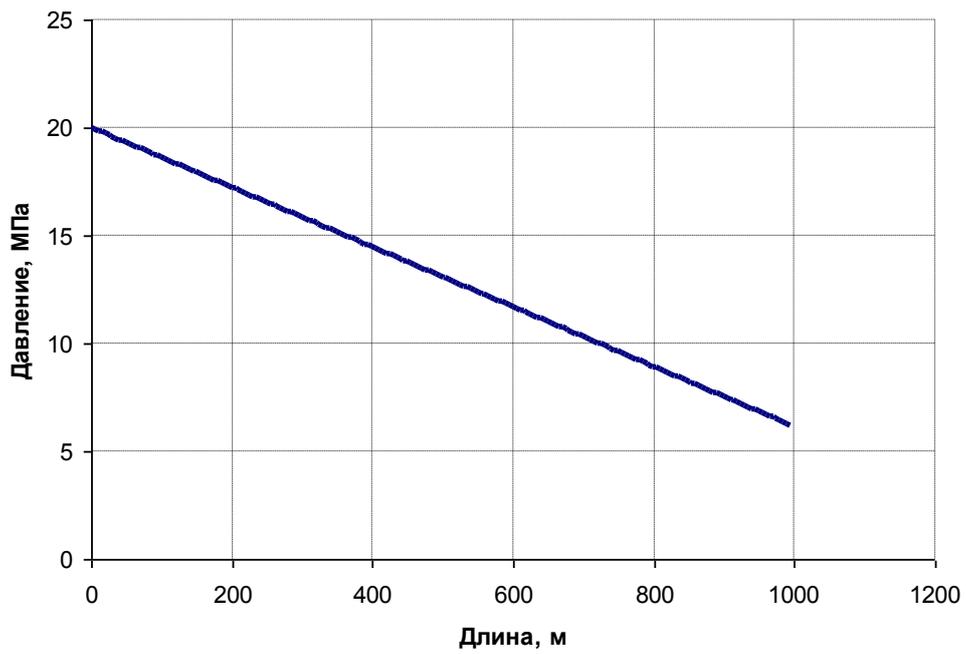
На рис. 4.9 показаны примеры расчетного распределения свойств текучей среды по длине трубопровода с внутренним диаметром  $d_c=50$  мм, длиной  $l=1000$  м и абсолютной шероховатостью  $\Delta_a=0,5$  мм при установившемся течении сжимаемой воды (см. раздел 4.5 – «Модель рабочей жидкости систем поддержания пластового давления») с массовым расходом  $M_i=1000$  т/сут и давлением на входе  $p_{j_{ib}}=20$  МПа.

Рассмотрим математическое описание наиболее сложного типа модели: **неизотермического установившегося течения сжимаемой и несжимаемой жидкости**. Актуальность учета данных условий особенно велика для специализированных тепловых сетей, в расчете которых накоплен значительный потенциал [32, 35, 104, 105, 142, 143]. Однако для систем ППД, в которых факторы теплопередачи имеют место, учет теплового обмена также важен, вследствие необходимости учета изменения свойств ТС и выявления возможных фактов перемерзания участков ТГС.

Допустим для каждого звена  $i$  известно распределение температуры окружающей среды по длине звена  $l$ , описываемое функциональной зависимостью  $H_i(l)$ . Такие зависимости могут быть представлены в произвольном виде: алгебраически, табулированного множества  $[H_k, l_k]$ , в виде констант, интерполяционной зависимостью эмпирических данных и т.д. Предполагается, что теплопередача между текучей средой в звене и окружающей это звено средой [142, 143] происходит под действием перепада температуры потока и окружающей среды и может быть описана для каждого участка  $\Delta l$  звена, исходя из его морфологических свойств (например, площади поверхности контакта сред –  $\psi$ ), свойств материала (например, коэффициент теплопередачи –  $\gamma$ ), свойств текучей среды и перепада температуры между потоком и окружающей средой –  $\Delta t$  в виде функций  $G_i(M_i, \Delta l, \gamma, \psi, \Delta t)$ . Здесь размерность функции  $G$  равна размерности мощности – Вт.

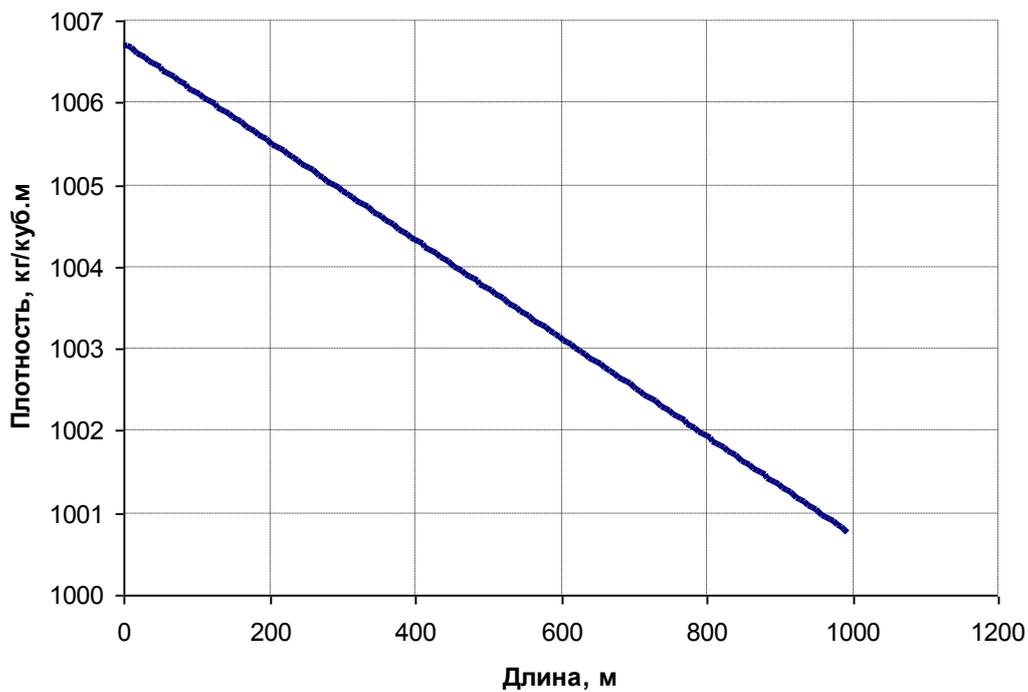


*a)*

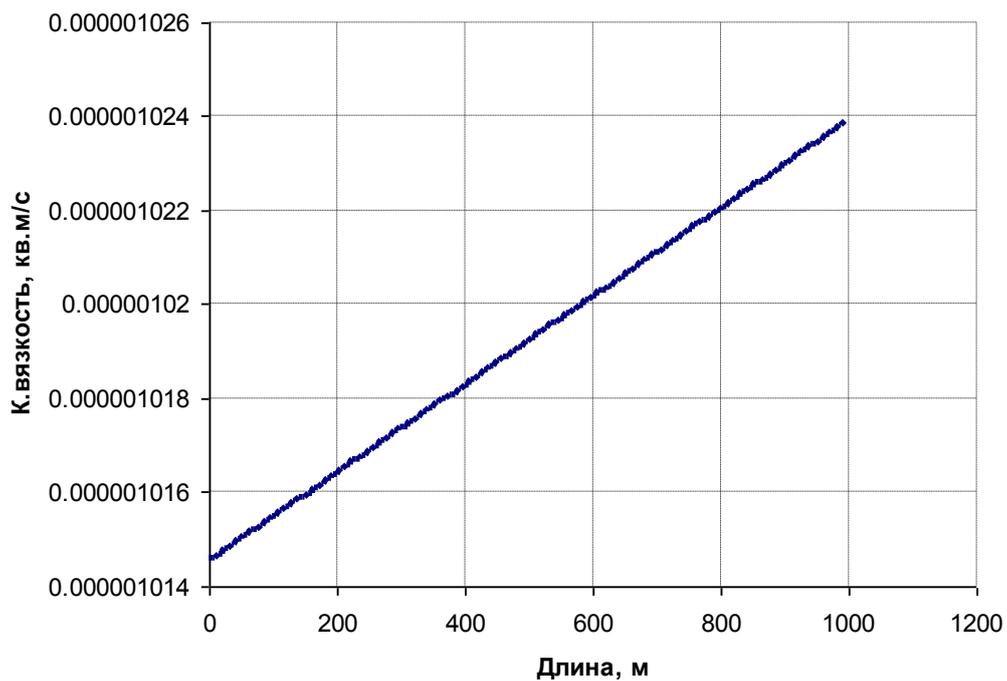


*б)*

Рис. 4.9/1. Распределение параметров потока по длине трубопровода: *a* – объемный расход; *б* – давление



в)



г)

Рис. 4.9/2. Распределение параметров потока по длине трубопровода: в – плотность; г – кинематическая вязкость

Также предполагается, что нагрев потока обусловлен переходом части гидравлической энергии потока в тепловую («гидротермический» переход) вследствие гидравлического сопротивления КС и УУ, а также,

вследствие кинетического воздействия активных элементов АСГ<sub>С</sub> на поток. Для звеньев – элементов КС и УУ гидротермический переход энергии будет описываться, исходя из потерь гидравлической энергии в звене  $i$  на участке  $\Delta l$  для несжимаемой жидкости в единицу времени, как

$$g_i(M_i, \Delta l) = f_i\left(\frac{M_i}{\rho}, \Delta l\right) \frac{M_i}{\rho}, \text{ Вт.} \quad (4.29)$$

Здесь предполагается, что вся гидравлическая энергия переходит тепловую. Если учитывать фактор трансформации гидравлической энергии в вибрационную, звуковую и др. виды энергии, то формулу (4.29) следует преобразовать следующим образом.

$$g_i(M_i, \Delta l) = [1 - \Omega(\omega)] f_i\left(\frac{M_i}{\rho}, \Delta l\right) \frac{M_i}{\rho}, \quad (4.30)$$

где  $\Omega(\omega)$  – функция, описывающая долю рассеиваемой части гидравлической энергии, которая не переходит в тепловую, в зависимости от скорости потока  $\omega$ .

Для определения изменения температуры на концах звена прибегнем к аналогичному сжимаемым ТС (рис. 4.8) приему: разделим звенья на  $N$  участков.

Для участка  $k$  длиной  $\Delta l$  звена  $i$  изменение температуры будет складываться из двух составляющих: рост температуры вследствие гидротермического перехода  $\Delta T_{i_k}^{(g, \Delta l)}$  и рост или падение температуры вследствие передачи тепла между потоком и окружающей средой  $\Delta T_{i_k}^{(m, \Delta l)}$ .

$$\begin{aligned} \Delta T_{i_k}^{(g, \Delta l)} &= \frac{g_i(M_i, \Delta l)}{M_i C_v} = \frac{[1 - \Omega(\omega)] f_i\left(\frac{M_i}{\rho}, \Delta l\right) \frac{M_i}{\rho}}{M_i C_v} = \\ &= \frac{[1 - \Omega(\omega)] f_i\left(\frac{M_i}{\rho}, \Delta l\right)}{\rho C_v}, \end{aligned} \quad (4.31)$$

где  $C_v$  – удельная теплоемкость текучей среды  $\frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$ .

Изменение температуры вследствие теплопередачи с окружающей средой на участке  $k$  длиной  $\Delta l$  звена  $i$

$$\Delta T_{i_k}^{(m, \Delta l)} = \frac{G_i[M_i, \Delta l, \gamma, \psi, \Delta t_k]}{M_i C_v}, \quad (4.32)$$

где  $\Delta t_k = T_k - H_i(l_k)$  – разность температур потока и окружающей среды в звене  $i$  на участке  $k$ . Таким образом, для нахождения температуры потока на участке  $k$  звена  $i$ , необходимо суммировать все приращения температуры на участках  $s$  от 1 до  $k$ :

$$T_{i_k} = T_{i_{j_0}} + \sum_{c=1}^k (\Delta T_{i_c}^{(g, \Delta l)} + \Delta T_{i_c}^{(m, \Delta l)}), \quad (4.33)$$

причем, если полагать постоянство вязкости и плотности, то величина  $\Delta T_{i_k}^{(g,\Delta l)}$  по звену изменяться не будет. Здесь  $T_{i_{jб}}$  – температура в узле (он может быть начальным или конечным для звена), в котором поток входит в звено. Для определения температуры на выходе из звена в (4.33) заменится предел:

$$T_{i_{jэ}} = T_{i_{jб}} + \sum_{k=1}^N (\Delta T_{i_k}^{(g,\Delta l)} + \Delta T_{i_k}^{(m,\Delta l)}). \quad (4.34)$$

Формула (4.33) для трубопроводов может быть выражена через известную формулу без учета гидротермического перехода в зависимости от температуры потока предыдущего участка  $k$

$$T_{i_{k+1}} = T_M + (T_{i_k} - T_M) e^{\frac{-\psi \cdot \gamma}{M_i C_v}}, \quad (4.35)$$

где  $T_M$  – температура окружающей среды звена  $i$  на участке  $k$ ;  $\gamma$  – коэффициент теплопередачи  $\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \text{К}}$ .

Поверхность контакта потока и внешней среды для труб круглого сечения  $\psi = \pi \cdot \Delta l \cdot d_z$ . В этом случае, после замены  $T_M$  на  $H_i(\Delta l \cdot k)$ , зависимость температуры участка  $k$  трубопровода – звена  $i$ , относительно температуры предыдущего участка для несжимаемой жидкости будет выглядеть

$$T_{i_k} = H_i(\Delta l \cdot k) + [T_{i_{k-1}} - H_i(\Delta l \cdot k)] e^{\frac{-\Delta l \cdot \pi \cdot \gamma \cdot d_z}{M_i C_v}} + \Delta T_{i_k}^{(g,\Delta l)} \quad (4.36)$$

Отсюда, после подстановки (4.31) окончательно имеем формулу для определения температуры потока в звене – круглому трубопроводу для несжимаемой жидкости на участке  $k$  относительно участка  $k-1$ :

$$T_{i_k} = H_i(\Delta l \cdot k) + [T_{i_{k-1}} - H_i(\Delta l \cdot k)] e^{\frac{-\Delta l \cdot \pi \cdot \gamma \cdot d_z}{M_i C_v}} + \frac{[1 - \Omega(\omega)] f_i \left( \frac{M_i}{\rho}, \Delta l \right) k}{\rho C_v N}. \quad (4.37)$$

Коэффициент теплопередачи  $\gamma$  предполагаем независимым от свойств потока, однако, при необходимости это можно легко устранить, заменив его функциональной зависимостью от условий течения. Такая модификация никак не изменит общего хода решения.

Для насосных агрегатов гидротермический переход можно учесть как полный переход разности потребляемой механической –  $N_i^{(3)}$  и вырабатываемой гидравлической мощности в тепловую энергию потока:

$$g_i(M_i, \Delta l) = N_i^{(3)} - \left| f_i \left( \frac{M_i}{\rho}, \Delta l \right) \frac{M_i}{\rho} \right|.$$

Так как к.п.д. насоса всегда меньше единицы, величина трансформируемой энергии в единицу времени будет больше нуля, т.е. перекачиваемая жидкость будет нагреваться. Вопрос учета теплопередачи с насосов с внешней средой остается открытым, ввиду большого многообразия конструкций насосных агрегатов. Однако от этого значение описываемой модели сильно не пострадает, потому что теплопередача насосов сравнительно не велика по сравнению с сетью трубопроводов и скважин. Для совместного учета сжимаемости и теплопередачи в звеньях в формулах (4.33, 4.34, 4.36–4.37) член  $\Delta T_{i_k}^{(g, \Delta l)}$  будет переменным по звену, поэтому для нахождения гидравлической энергии, переходящей в тепловую, следует на каждом участке  $\Delta l$  пересчитывать  $g_i(M_i, l_k)$  на основании (4.28), как это показано на примере (см. табл. 4.2). Так, если известны объемные расходы  $q_{i_k}$  и перепады давления  $\Delta p_{i_k}$  на каждом участке  $k$ -звена  $i$ , то (4.30) можно записать в виде

$$g_{i_k}(M_i, l_k) = \left[ 1 - \Omega \left( \frac{q_{i_k}}{\psi} \right) \right] \Delta p_{i_k} q_{i_k}. \quad (4.38)$$

Далее, заменяя последующие формулы, окончательно имеем температуру на участке  $k$  относительно предыдущего участка  $k-1$  для условий течения сжимаемой ТС с установившейся теплопередачей.

$$T_{i_k} = H_i(\Delta l \cdot k) + [T_{i_{k-1}} - H_i(\Delta l \cdot k)] e^{\frac{-\Delta l \cdot \pi \cdot \gamma \cdot d_e}{M_i C_v}} + \frac{1}{M_i C_v} \left[ 1 - \Omega \left( \frac{q_{i_k}}{\psi} \right) \right] \Delta p_{i_k} q_{i_k}. \quad (4.39)$$

Для расчета комплексного потокораспределения при неизотермическом течении сжимаемой или несжимаемой жидкости необходимо совместить потоко- и теплораспределение в системе. Для этого описанные выше зависимости для каждого звена  $i$  интегрируются в функции  $\Delta T_i = \theta_i(M_i, T_{j_0})$ , описывающие перепад температуры  $\Delta T_i$  потока между температурой на входе –  $T_{j_0}$  и выходе из звена. Для примера из (4.39) этой функцией будет

$$\theta_i(M_i, T_{j_0}) = \sum_{k=1}^N \left\{ \begin{aligned} & H_i(\Delta l \cdot k) + [T_{i_{k-1}} - H_i(\Delta l \cdot k)] e^{\frac{-\Delta l \cdot \pi \cdot \gamma \cdot d_e}{M_i C_v}} + \\ & + \frac{1}{M_i C_v} \left[ 1 - \Omega \left( \frac{q_{i_k}}{\psi} \right) \right] \Delta p_{i_k} q_{i_k} \end{aligned} \right\}.$$

Причем здесь при  $k=0$ :  $T_{i_0} = T_{j_0}$ , т.е. температура на входе в звено. Величину удельной теплоемкости также можно описать некоторой функцией от температуры  $C_v(T_{i_k})$ .

Допустим, по всем звеньям известны зависимости  $\theta_i(M_i, T_{j_0})$ , которые соответствующим образом изменяются при изменении направления потока, т.е. опорная температура берется в том узле, из которого поток за-

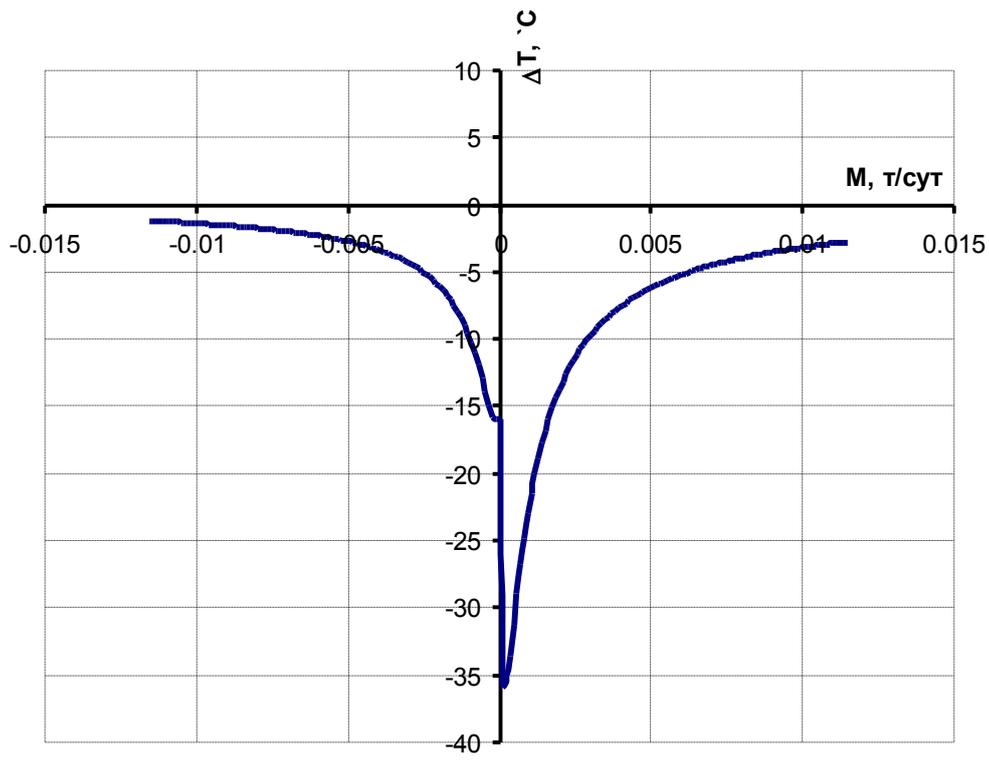
ходит в звено. Тогда задача комплексного потоко- и тепло- распределения сводится к тому, что бы получить такое потокораспределение с учетом влияния температуры на плотность и вязкость ТС, чтобы распределение температур по узлам и звеньям соответствовало распределению давлений, массовых и объемных расходов текучей среды. Это соответствие обуславливается дополнительным замыкающим отношением: зависимостью плотности и вязкости ТС от температуры и давления. Таким образом, функции  $\rho(p, T)$  и  $\nu(p, T)$  являются связующим мостом между потокораспределением и термораспределением, который позволяет получить описываемую модель неизотермического течения.

Замыкающие отношения термораспределения  $\Delta T_i = \theta_i(M_i, T_{j_0})$  по характеру функций могут сильно варьироваться, как вследствие свойств звеньев, так и вследствие заданного распределения температуры окружающей среды –  $H_i(l_i)$  (например, геотермограммы скважин). На рис. 4.9 показаны примеры таких функций, полученных расчетным путем. Как видно из графиков, данные функции сильно варьируются от указанных условий. Так же важно отметить, что определенность таких зависимостей неидеальна, так как невозможно определить величину  $\Delta T_i$  при величине  $M_i=0$ . Однако, эти условия не являются серьезным препятствием к решению поставленной задачи.

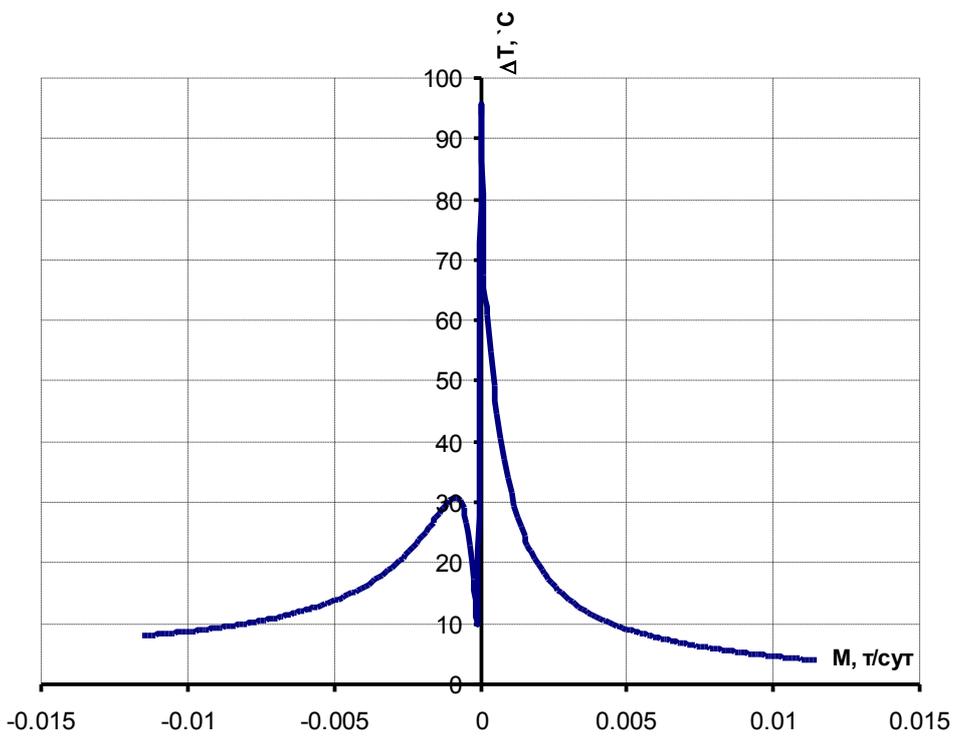
Во избежание возникновения ситуации бесконечного  $\Delta T_i$  при  $M_i=0$ , будем полагать, что при нулевом массовом расходе распределение температуры потока по длине звена будет равно распределению температуры внешней среды, т.е. согласно  $H_i(l_i)$ .

Рассмотрим задачу термораспределения при текущем – найденном потокораспределении. Допустим, после решения (4.26) имеем распределение давлений  $\bar{P}$  и массовых расходов  $\bar{M}$  для всех узлов и звеньев модели. Также заданы граничные условия термораспределения: температуры в активных узлах, в которых происходит приток (при данном потокораспределении) в гидросистему. На основании зависимостей  $\Delta T_i = \theta_i(M_i, T_{j_0})$  для каждого звена  $i$  возможно рассчитать распределение температуры следующим образом.

Вводятся функция температуры  $\tau_j(T_1, T_2, \dots, T_j, \dots, T_m)$ , определяющие на основании  $\Delta T_i = \theta_i(M_i, T_{j_0})$  всех звеньев, зависимость температуры в узле  $j$  от температуры во всех узлах. Причем задающими температуру в узле  $j$  считаются узлы смежные с ним, из которых в узел  $j$  имеет место приток ТС.



a)



б)

Рис. 4.10. Замыкающие отношения термораспределения: *a* – трубопровод с равномерным распределением температуры окружающей среды; *б* – скважина с распределением температуры термограммой

На рис. 4.10 показан пример выбора таких узлов: для определения температуры в узле 4 будут учитываться температуры в узлах 2 и 1. Следовательно, функция температуры будет записываться в виде

$$\tau_4(T_1, T_2) = \frac{|M_2| \cdot [T_1 + \theta_2(M_2, T_1)] + |M_8| \cdot [T_2 + \theta_8(M_8, T_2)]}{M_2 + M_8}. \quad (4.40)$$

Как видно, здесь подразумевается равномерное смешивание потоков с распределением доли температур каждого в соответствии с массовыми расходами потоков пришедших в узел 4 из узлов 1 и 2. Такое допущение предполагает отсутствие потерь тепла при смешивании и постоянство теплоемкости ТС в гидросистеме (рис 4.11).

Направление потоков,  
полученных в результате  
потокораспределения

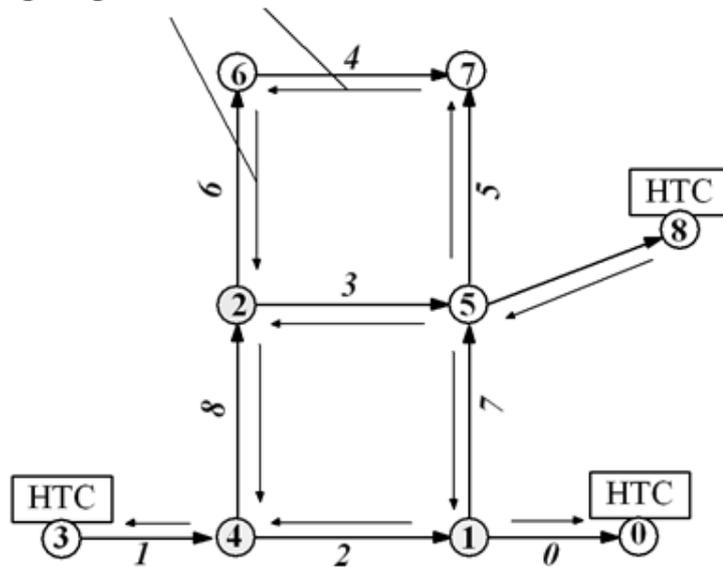


Рис. 4.11. Пример формирования функций  $\tau_j(T_1, T_2, \dots, T_j, \dots, T_m)$

В общем виде (4.40) будет записываться как отношение суммы произведений модулей (не зависимо от направленности потока в отношении ориентации звеньев) массовых расходов в звеньях, связывающих рассматриваемый узел с узлами, из которых притекает ТС на температуры данных узлов и зависимости перепада температуры на концах звеньев к сумме массовых расходов, притекающих в рассматриваемый узел:

$$\tau_j(T_{k1 \in j}, T_{k2 \in j}, \dots, T_{kn \in j}) = \frac{\sum_{k \in j}^n |M_{iek}| \cdot [T_k + \theta_{iek}(M_{iek}, T_k)]}{\sum_{k \in j}^n M_{iek}}, \quad (4.41)$$

где  $k \in j$  — индексы узлов инцидентных узлу  $j$ , из которых в узел  $j$  есть приток;

$i \in k$  – индексы звеньев соединяющих узлы  $k$  и узел  $j$ ;

$n$  – количество узлов инцидентных узлу  $j$ , из которых в узел  $j$  есть приток.

Если в качестве граничных условий в узле  $j$  указан массовый приток  $x_j$  с заданной температурой  $\varepsilon_j$ , то (4.41) изменится добавлением дополнительного члена

$$\tau_j(T_{k1 \in j}, T_{k2 \in j}, \dots, T_{kn \in j}) = \frac{\sum_{k \in j}^n |M_{i \in k}| \cdot [T_k + \theta_{i \in k}(M_{i \in k}, T_k)] + x_j \varepsilon_j}{\sum_{k \in j}^n M_{i \in k} + x_j}. \quad (4.42)$$

На основании заданных функций возможно получить распределение температуры последовательно, начиная с узлов в которых ее возможно рассчитать. Например, для схемы на рис. 4.10, температуру возможно рассчитать в следующей последовательности.

Узел 5, так как в него есть приток из активного узла 8, в котором задана температура. Узел 7, в нем есть приток из узла 5, в котором уже известна температура. Далее узлы 6, 2, 1, 0, 4 и 3.

Последовательное распределение температуры с одной стороны может дать существенную погрешность, а с другой стороны не всегда возможно. Невозможность последовательного распределения температуры связана с определенным потокораспределением, при котором для определения температуры в одном узле нужно знать температуру в другом и наоборот. На рис. 4.12 показан такой пример потокораспределения: для расчета температуры в узле нужно знать температуру в узле 6, для которого нужно найти температуру в узлах 7 и 5, а для нахождения температуры в узле 5 нужно знать температуры в узлах 1 и 2. Т.е. получается «замкнутый круг».

Направление потоков,  
полученных в результате  
потокораспределения

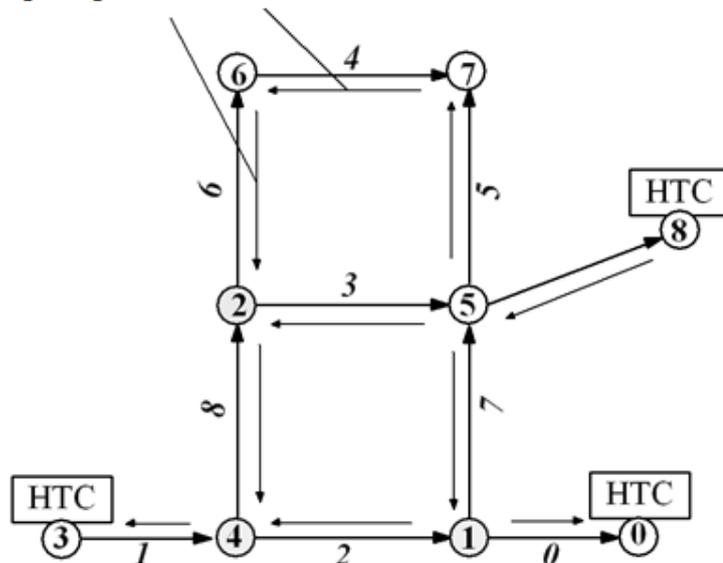


Рис. 4.12. Пример потокораспределения с невозможностью термораспределения

В таких случаях и для получения более точных результатов термораспределения, можно использовать метод простой итерации (см. раздел 4.4) для решения системы нелинейных уравнений

$$\left. \begin{aligned}
 \tau_1(T_{k1 \in 1}, T_{k2 \in 1}, \dots, T_{kn \in 1}) &= \frac{\sum_{k \in 1}^n |M_{i \in k}| \cdot [T_k + \theta_{i \in k}(M_{i \in k}, T_k)] + x_1 \varepsilon_1}{\sum_{k \in 1}^n M_{i \in k} + x_1} \\
 \tau_2(T_{k1 \in 2}, T_{k2 \in 2}, \dots, T_{kn \in 2}) &= \frac{\sum_{k \in 2}^n |M_{i \in k}| \cdot [T_k + \theta_{i \in k}(M_{i \in k}, T_k)] + x_2 \varepsilon_2}{\sum_{k \in 2}^n M_{i \in k} + x_2} \\
 &\vdots \\
 \tau_j(T_{k1 \in j}, T_{k2 \in j}, \dots, T_{kn \in j}) &= \frac{\sum_{k \in j}^n |M_{i \in k}| \cdot [T_k + \theta_{i \in k}(M_{i \in k}, T_k)] + x_j \varepsilon_j}{\sum_{k \in j}^n M_{i \in k} + x_j} \\
 &\vdots \\
 \tau_m(T_{k1 \in m}, T_{k2 \in m}, \dots, T_{kn \in m}) &= \frac{\sum_{k \in m}^n |M_{i \in k}| \cdot [T_k + \theta_{i \in k}(M_{i \in k}, T_k)] + x_m \varepsilon_m}{\sum_{k \in m}^n M_{i \in k} + x_m}
 \end{aligned} \right\} \quad (4.43)$$

относительно неизвестных температур  $T_j$  в узлах.

После определения температур во всех узлах можно рассчитать окончательное термораспределение по звеньям, посредством решения (4.33) для каждого участка.

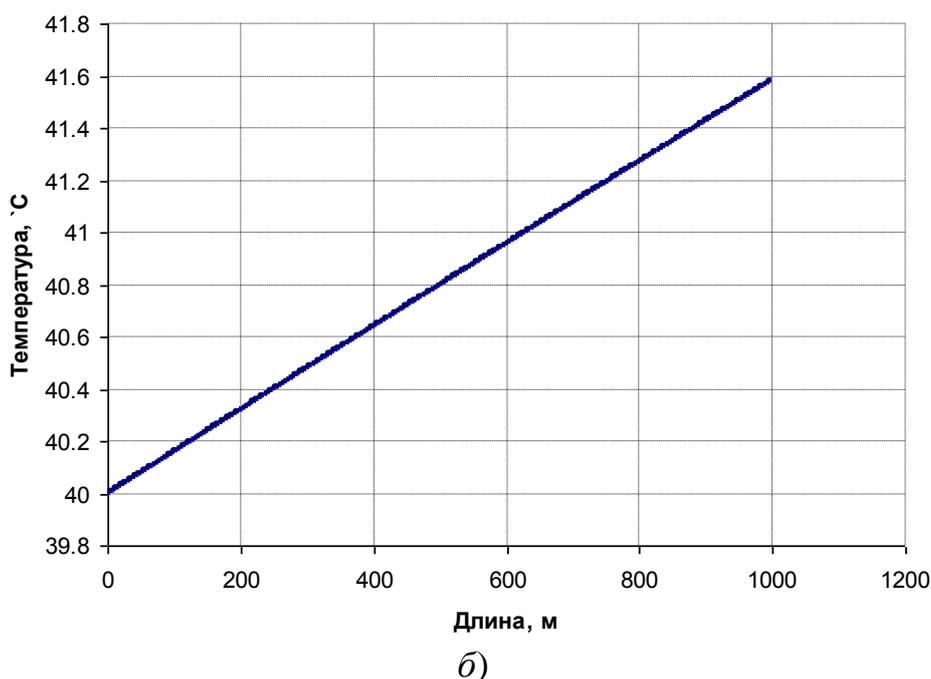
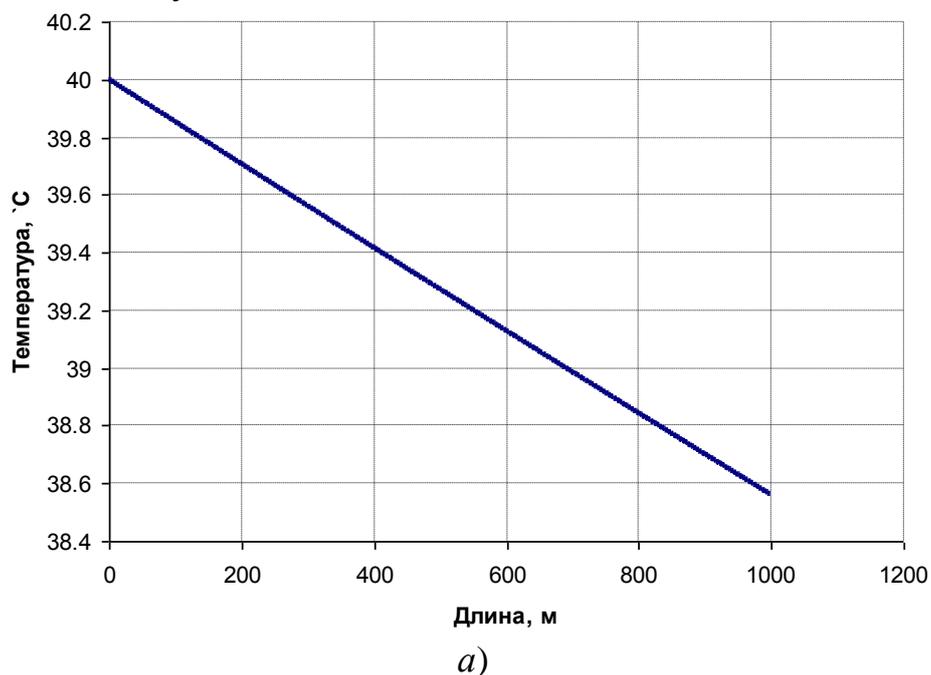


Рис. 4.13. Пример распределения температуры по длине трубопровода:  
а – без учета гидротермического перехода;  
б – с учетом гидротермического перехода

На рис. 4.13 показаны примеры расчетного распределения температуры потока, установившегося в трубопроводе с внутренним диаметром 50 мм, длиной 1000 м и абсолютной шероховатостью 0.5 мм при установив-

шемся течении сжимаемой воды с массовым расходом  $M_i=1000$  т/сут, давлением на входе  $p_{jib}=20$  МПа и температурой на входе  $T_{jib}=40$  °С. Распределение температуры окружающей среды равномерно  $H_i(l_i)=const=4$  °С. Коэффициент теплопередачи  $\gamma=10.51 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2\text{К}}$ . Удельная теплоемкость

$$C_v = 4200 \frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}.$$

Как видно из графика на рис. 4.12 – а, построенного без учета перехода гидравлической энергии потока в тепловую, распределение температуры по длине звена соответствует снижению температуры потока вследствие теплопередачи во внешнюю среду. Однако, если учитывать данный факт, то распределение температуры существенно меняется (см. рис. 4.13 – б): температура по длине растет.

С целью выявления влияния теплопередачи во внешнюю среду рассмотрим распределение температуры того же звена при  $M_i=10$  т/сут с учетом гидротермического перехода (ГТ) (см. рис. 4.14).

Как видно из графиков падение температуры по длине звена имеет нелинейный характер вследствие снижения теплопередачи из-за снижения перепада температур. Скорость падения температуры падает до нуля при сравнении температуры потока и внешней среды. Так как объемный расход и вязкость ТС связаны, то нелинейность проявляется и в зависимостях  $q_{i_k}(l_k)$  и  $v_{i_k}(l_k)$  ( $l_k$  – длина от начала звена до участка –  $k$ ).

Рассмотрим зависимость распределения температуры по тому же звену от изменения массового расхода (см. рис. 4.15).

Как видно из семейства кривых, по мере увеличения  $M_i$  проявление гидротермического перехода увеличивается, а проявление передачи тепла во внешнюю среду падает. Причем, существует такое распределение температур, что охлаждение потока со стороны внешней среды будет полностью компенсироваться нагревом потока вследствие гидравлического трения. Для нашего примера в районе от 500 до 1000 т/сут.

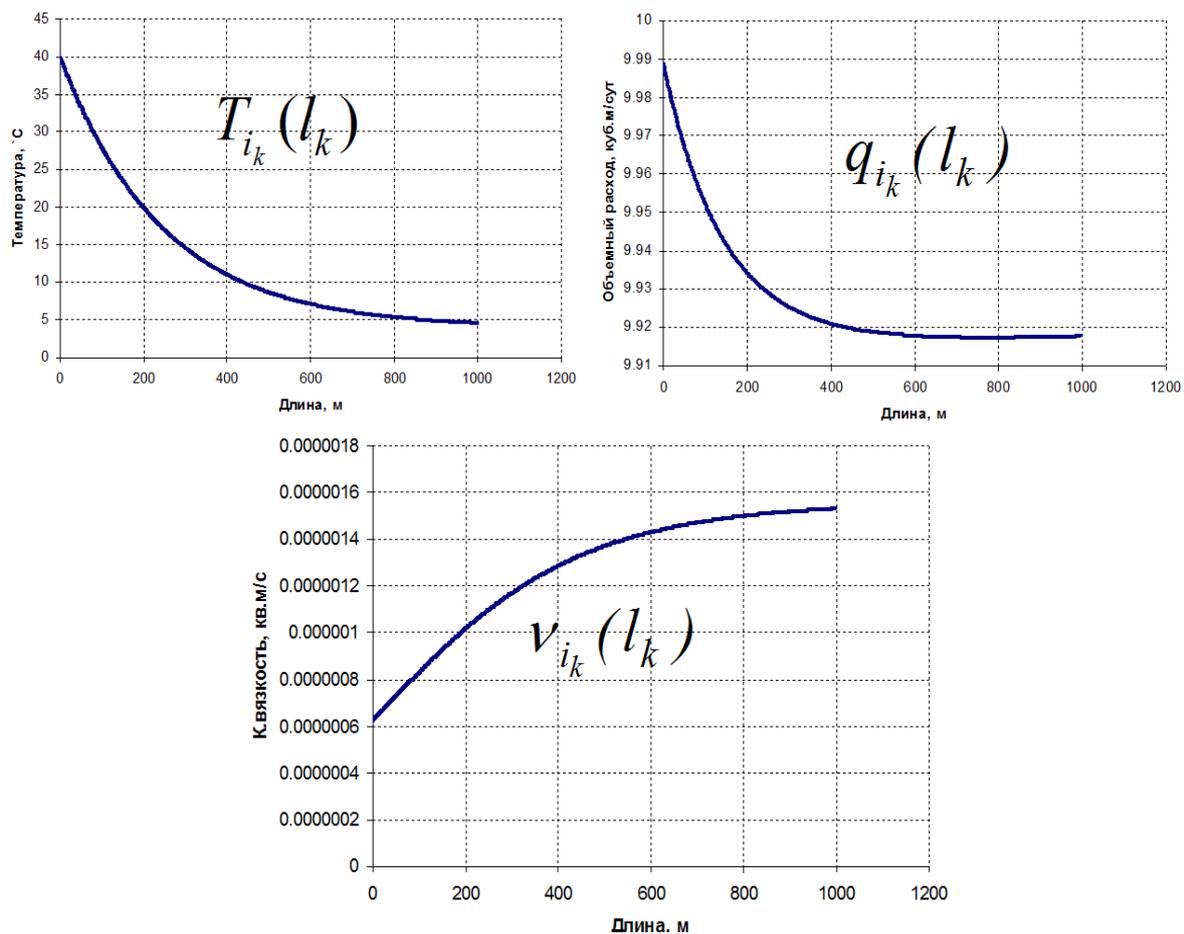


Рис. 4.14. Пример распределения температуры, объемного расхода и кинематической вязкости по длине трубопровода

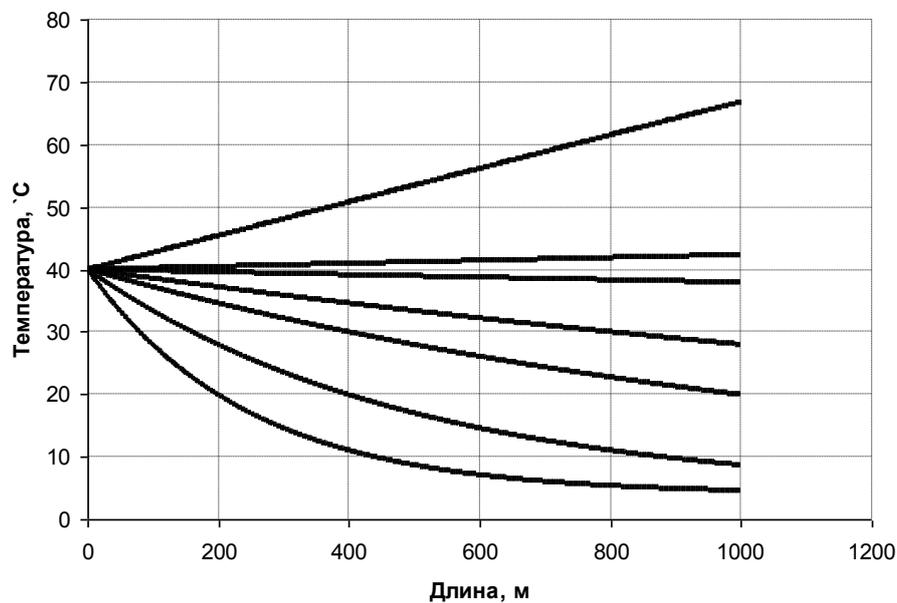


Рис. 4.15. Зависимость распределения температуры по длине трубопровода от массового расхода жидкости: снизу – вверх 10, 20, 50, 100, 500, 1100, 3000 т/сут

### Динамическая модель с распределенными параметрами

Здесь рассматривается задача использования описанных выше моделей для условий, когда необходимо сопряжение модели ТГС с моделью гидросистемы продуктивных пластов (ГПП) (см. разделы 4.6 и 4.7). В связи с тем, что исследование ГПП связано с учетом динамического (т.е. изменяющегося во времени) распределения гидравлических и фильтрационно-емкостных свойств пластовой системы, необходимо учитывать взаимовлияние ГПП и ТГС.

Как было оговорено граничными условиями модели ТГС являются давления в активных узлах, которые так или иначе определяют качественное и количественное потоко- и термораспределение.

Для рассмотрения комплексной модели системы ППД необходимо объединение граничных условий МТГС и модели ГПП. С этой целью для МТГС удобно в наиболее простой схеме рассматривать давление в активных узлах в виде зависимости от времени –  $P(t)$ , которая будет обуславливаться моделью ГПП, а для модели ГПП в качестве граничного условия удобно задать зависимостью  $Q(t)$  приемистости от времени для каждого звена – скважины.

В связи с тем, что при воздействии ТГС на ГПП происходит изменение фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, необходимо также учитывать динамику проводимостей или замыкающих отношений  $f(q)$  для призабойных зон пласта (ПЗП) нагнетательных скважин. Таким образом, следует полагать, что проницаемость ПЗП также должна описываться зависимостью  $k(t)$ , которая будет рассчитываться в модели ГПП на каждом шаге времени.

Описав зависимости

$$P(t) \text{ и } k(t), \quad (4.44)$$

а также ряд функций, описывающих динамику факторов МТГС (структурные изменения, износ АСГ, смена УУ и т.п.) при пересчете комплексного потокораспределения –  $KПР$  во времени будем иметь динамику термогидравлического состояния ТГС в виде комплексных функции  $KПР(t)$ , зависящих, как от внутренних свойств ТГС так и от состояния ГПП. Выбор степени дискретизации фактора времени  $\Delta t$  определяет точность модели и вид моделей скважин, связывающих МТГС и модель ГПП. Более подробно это рассмотрено в разделе 4.7.

Описанные модели установившегося потокораспределения можно использовать также в модели с распределенными параметрами, т.е. с учетом изменения внутренних свойств элементов ГС в зависимости от давления, расхода и температуры. Например, такими устройствами, относящимися к элементу УП, являются гидравлические регуляторы расхода. В зависимости от гидравлического режима установившегося в гидросистеме на данный момент, такие устройства изменяют свое внутреннее состояние некоторым образом с целью изменить гидравлический режим (см. рис. 3.10 –

*a, б*). Текущим состоянием таких устройств будем считать замыкающее отношение  $f_i(q, \zeta_i)$  звена  $i$ , соответствующего модели этого устройства при текущем факторе  $\zeta_i$  внутреннего состояния. Фактором  $\zeta$  могут быть, например, высота запорного элемента над седлом или коэффициент местного сопротивления. Величина  $\zeta$  будет изменяться в зависимости от давления или от расхода и температуры в звене  $i$ . Такую зависимость будем описывать функцией управления по расходу  $-\zeta_i(q)$ , по давлению  $\zeta_i(p)$ , или по температуре  $\zeta_i(T)$ .

Рассмотрим схему определения состояния гидравлических регуляторов и КПП во времени на примере регулятора расхода. Для регуляторов расхода управляющим действием будет функция  $\zeta_i(q)$ , изменяющая внутренне состояние регулятора: степень его влияния на поток ТС.

Для нахождения относительной динамики КПП( $L$ ) необходимо задать начальным состоянием звена–регулятора:  $\zeta_i^{(0)}$  для относительного момента  $L$ .

После нахождения текущего КПП( $L$ ) на момент  $L$  состояние звена  $i$  изменится:  $\zeta_i^{(L)} = \zeta(q_i^{(L)})$ , а следовательно изменится замыкающее отношение  $f_i^{(L)}(q, \zeta_i^{(L)})$ . Далее определяя следующее КПП( $L+1$ ) получим новое состояние регулятора. При расчете КПП на множество моментов, состояние звена–регулятора стабилизируется, а относительная динамика – дискретная зависимость  $\zeta_i(q, L)$  будет являться моделью его взаимодействия с гидросистемой. В связи с тем, что в предлагаемых моделях не учитывается фактор времени распространения гидравлических волн давления в технических гидросистемах, такую динамику следует считать относительной или условной, так как она не может показать изменение состояния ТГС во времени. Однако учет наличия гидравлических регуляторов в таком виде намного более адекватен, чем в моделях с установленными граничными условиями, когда регулируемый параметр является независимой от КПП константой.

Рассмотрим предлагаемые здесь методы численного решения задач комплексного потокораспределения.

#### **4.4. Методы решения задачи комплексного потокораспределения в общем виде**

Большинство математических моделей сложных систем решаются численными методами, которые хотя и дают приближенное решение, но ввиду отсутствия альтернативных подходов, являются единственными.

подавляющее большинство численных методов решения систем нелинейных уравнений сводится к организации так называемого итерационного процесса: процесса последовательных приближений к корню систе-

мы. Для нахождения следующего приближения тем или иным способом отыскивается некоторое приращение, которое прибавляется или вычитается из предыдущего приближения неизвестных.

В зависимости от способа определения данных приращений численные методы отличаются по скорости и устойчивости **сходимости** к требуемому корню. Окончанием итерационного процесса считается выполнение условий, описывающих требуемое достижение решения.

Широкий спектр абстрактных методов численного решения систем нелинейных систем алгебраических уравнений (СНАУ) сводится к двум основным группам: I – методы основанные на линеаризации функций, входящих в систему (например, «простой итерации», «хорд» и Ньютона); II – методы основанные на логических операциях с множеством элементов системы уравнений (метод деления отрезка пополам).

Наиболее эффективными с точки зрения скорости и устойчивости сходимости считаются методы первой группы. Однако их применение зачастую требует адаптации к тому или иному виду СНАУ. Так для решения задачи потокораспределения, в зависимости от вида системы уравнений требуется серьезная доработка методов численного решения. Вследствие того, что СНАУ, описывающие потокораспределение в произвольных ГС насыщены замыкающими отношениями произвольного вида, которые также могут изменяться в зависимости от значений неизвестных непосредственно в итерационном процессе, применение численных методов общего назначения здесь невозможно. Также, недопустима аппроксимация замыкающих отношений типовыми функциями типа  $f(q)=r \cdot q^2$ , как это делалось в известных ранее моделях [4, 6, 12, ...].

В наиболее жесткой, с точки зрения учета массы факторов, постановке задачи комплексного потокораспределения следует полагать, что метод численного решения модели ГС должен быть таким универсальным, что бы скорость и надежность сходимости сочетались с применимостью для всего многообразия структур и свойств элементов произвольных гидросистем.

### **Модель течения несжимаемой и сжимаемой жидкости**

Рассмотрим предлагаемый здесь численный метод решения системы уравнений (4.4). Суть метода сводится к линеаризации части СНАУ – (4.3), описывающих взаимосвязи замыкающих отношений в системе линейно-независимых путей. Основой для предлагаемого метода взят метод Ньютона для систем нелинейных алгебраических уравнений. Причем в предлагаемой модели функции замыкающих отношении  $f(q)$  могут быть описаны в произвольном виде: табулированы, рассчитаны «кусочно», заданы алгебраически в виде формул, аппроксимированы или интерполированы полиномами или сплайн-функциями или получены в результате решения дифференциальных уравнений.

Решение системы (4.4) сводится к последовательному определению приращений  $\Delta q_i$  ко всем неизвестным расходам  $q_i$  вектора  $\bar{Q}$  на каждом итерационном шаге. Очередное приближение к корню системы определяется, следующим образом

$$q_i^{(I+1)} = q_i^{(I)} + \Delta q_i^{(I+1)}, \quad (4.45)$$

где  $I$  – номер итерации.

В отличие от метода Ньютона, сходимость которого обусловлена выбором начального приближения неизвестных  $q_i^{(0)}$ , в предлагаемом методе начальным приближением следует выбрать  $q_i^{(0)} = 0$ .

На каждом итерационном шаге для определения текущих приращений  $\Delta q_i$  неизвестных расходов составляется система линейных алгебраических уравнений (СЛАУ) таким образом, что бы первая часть (уравнения материального баланса) входила в СЛАУ также как и в исходную систему – (4.2), а вторая часть (уравнения сохранения энергии) в виде частных производных замыкающих отношений  $-\frac{\partial f_i(q_i^{(I)})}{\partial q_i^{(I)}}$ . Таким образом, на каждом

шаге –  $I$  решается СЛАУ:

$$J \cdot \Delta \bar{Q} = W, \quad (4.46)$$

где  $J$  – (матрица урезанный Якобиан) матрица размерностью  $n \times n$ , в которой первые  $t$  строк (соответствующих транзитивным узлам) заполняются из строк матрицы соединений  $A$  соответствующих транзитивным узлам, а следующие  $s$  строк есть произведение вектора производных замыкающих отношений всех звеньев на матрицу  $B$  системы путей;  $W$  – вектор правых частей СЛАУ размерностью  $n$ : первая часть вектора ( $t$  строк-элементов) –  $W_j$  соответствует сумме величин текущих приближений расходов  $q_i^{(I)}$  потоков звеньев соединенных с узлом  $j$  (знак перед расходом звена  $i$  берется в соответствие с строкой матрицы  $A_j$ ), а вторая часть вектора –  $W_r$  является суммой значений  $f_i(q_i^{(I)})$  звеньев входящих в путь  $r$ , перепада давлений активных узлов, образующих данный путь, и гидростатического перепада активных узлов данного пути:  $W_r = -\sum_{i \in r} f_i(q_i^{(I)}) + E_r + U_r$ ;  $\Delta \bar{Q}$  – вектор текущих приращений расходов  $\Delta q_i$ . В развернутом виде части данной СЛАУ выглядят следующим образом для узла  $j$  и пути  $r$

$$\begin{cases} \sum_{i \in j} \Delta q_i^{(I+1)} A_{ji} = \sum_{i \in j} q_i^{(I)} A_{ji} \\ \sum_{i \in r} \frac{\partial f_i(q_i^{(I)})}{\partial q_i} \Delta q_i^{(I+1)} = -\sum_{i \in r} f_i(q_i^{(I)}) + E_r + U_r \end{cases}, \quad (4.47)$$

где  $j$  – номера транзитивных узлов, и соответствующие строки матрицы  $A$ ;  $r$  – номера путей между активными узлами, и соответствующие строки мат-

рицы  $B$ .

После решения (4.46) любым подходящим методом решения СЛАУ (например, методом Гаусса) полученные приращения прибавляются к текущим приближениям неизвестных расходов – (4.45). Поиск приращений повторяется до момента достижения точности.

В распространенной инженерной и специализированной литературе по высшей вычислительной математике текущая точность (относительная погрешность) в методе Ньютона определяется следующей зависимостью

$$\varepsilon_i^{(I+1)} = \frac{\Delta q_i^{(I+1)}}{q_i^{(I)}},$$

поэтому при снижении текущего приращения расхода по звеньям до условия

$$\varepsilon_i^{(I+1)} < \alpha \quad (4.48)$$

( $\alpha$  – требуемая минимальная относительная погрешность), процесс считается завершенным.

Однако автором выявлено, что такой классический подход к проверке текущей точности итерационного процесса не является корректным, связано это, прежде всего с тем, что существуют (в качестве исходных данных модели)  $f_i(q_i)$ , имеющие экстремумы, отклоняющие итерационный процесс от правильного решения. В этих случаях текущее приближение  $q^{(I)}$  для некоторых звеньев «западает», т.е. колеблется в районе экстремума (ближайшего к оси абсцисс – расходов). При этом величины текущих приращений могут быть достаточно малыми для выполнения условия (4.48) и, следовательно, решение будет считаться достигнутым, что связано с тем, что «полиэкстремальные» функции могут многократно пересекать ось абсцисс, а следовательно система (4.4) может иметь несколько корней, не все из которых будут являться правильным решением, хотя и условие (4.48) будет выполняться.

Предлагается способ определения текущей погрешности в итерационном процессе по следующим формулам, которые отражают действительные требования к результату решения.

Погрешность и условие соблюдения точности для первой части системы (4.4) будет выглядеть как

$$\gamma_j^{(I)} = \left| \sum_{i \in j} q_i^{(I)} \right| < absQ, \quad (4.49)$$

а для второй части,

$$\text{если } E_r + U_r \neq 0 \quad \varphi_r^{(I)} = \frac{\left| \sum_{i \in r} f_i(q_i^{(I)}) - (E_r + U_r) \right|}{|E_r + U_r|} < \alpha, \quad (4.50)$$

если  $E_r + U_r = 0$

$$\varphi_r^{(l)} = \left| \sum_{i \in r} f_i(q_i^{(l)}) - (E_r + U_r) \right| < absP. \quad (4.51)$$

Здесь  $absQ$ ,  $absP$  – величины расходов и давлений, принимаемые в качестве допущения, как ноль. При соблюдении условий (4.49, 4.50 и 4.51) после решения (4.46) на шаге  $l$  система (4.4) будет считаться решенной. Интегрирующий коэффициент  $\varepsilon^{(l)}$  погрешности текущего приближения можно выразить в виде суммарной невязки перепадов давлений, полученных из числителя (4.50). Этого будет достаточно, так как вид первой части систем (4.4) и (4.47) обуславливает незначительные величины погрешности (связанные только с точностью метода решения СЛАУ) материального баланса, так как соответствует линейному виду.

Как видно, такой способ вычисления текущей погрешности заведомо исключает возникающие ранее «сбои», однако потребует дополнительных ресурсов ЭВМ, так как возникает необходимость постоянного пересчета моделей всех элементов системы (4.4), т.е. функций  $f_i(q)$ .

Еще одним важным моментом адаптации метода Ньютона к поставленной задаче, является способ вычисления частных производных, входящих во вторую часть СЛАУ (4.47), т.е. вычисления выражений

$$\frac{\partial f_i(q_i^{(l)})}{\partial q_i} \text{ для каждого звена } i.$$

Как показал опыт, характер вычисления производных фактически является важнейшим фактором сходимости процесса. Это связано с тем, что существует множество функций, первые производные которых могут принимать нулевые значения в определенных точках (в частности в экстремумах). Например, для функции  $f(q) = q^3$ , первая производная  $f'(q) = 3q^2$  и при  $q=0$  тоже равна нулю. Естественно СЛАУ (4.47) в этом случае будет несовместной. Поэтому здесь рекомендуется конечное выражение для приближенного вычисления производных

$$\frac{\partial f_i(q_i^{(l)})}{\partial q_i} \approx \frac{f_i(q_i^{(l)} + h_i) - f_i(q_i^{(l)})}{h_i}, \quad (4.52)$$

где  $h_i$  – величина смещения по оси расходов звена  $i$ .

Для метода Ньютона часто рекомендуется вычислять величины  $h_i$  на каждой итерации и для каждой функции по следующей формуле

$$h_i = |q_i| \cdot \alpha.$$

Согласно опыту автора, такой подход к корректировке смещения  $h_i$  не только не дает эффекта в большинстве случаев, но и «заводит в тупик» (условия решения не достигаются) процесс сходимости для большинства моделей гидросистем.

Предлагается «алгоритм динамического подбора смещения»  $h_i$  суть, которого сводится к следующим основным положениям.

1. Смещение  $h_i$  выбирается одинаковым для всех замыкающих отношений ( $f(q)$  – моделей элементов гидросистемы).

2. При первой попытке свести итерационный процесс к решению величина  $h$  принимается равной  $0.01 \text{ м}^3/\text{с}$  (т.е. максимально возможным для реальных гидросистем). Для массового расхода можно взять  $10 \text{ кг/с}$  (для жидкостей). Согласно опыту достаточно (для повышения скорости) взять  $h=1 \cdot 10^{-6}$ , чтобы алгоритм долго не подбирал смещение.

3. При достижении критического числа итерации  $I > I_{\max}$ , или при повышении погрешности на очередной итерации, относительно предыдущей  $\varepsilon^{(I+1)} > \varepsilon^{(I)}$ ,  $h$  делится на 10 (установлено экспериментально, что это является лучшим делителем), далее восстанавливается лучшее из найденных приближений  $q_i^{(L)}$  для всех звеньев гидросистемы и процесс решения запускается заново.

4. Для восстановления лучшего приближения ведется история процесса сходимости, т.е. запоминаются на каждой итерации текущие приближения и соответствующие им относительные (4.50), абсолютные (4.49, 4.51) и интегрированные –  $\varepsilon^{(I)}$  погрешности, затем после сортировки массивов по условию увеличения погрешности, выбирается самый первый массив текущих приближений  $q_i^{(0)}$  и соответствующая ему погрешность. Далее итерационный процесс продолжается с новым смещением  $h$  от итерации  $I=1$  с восстановленным приближением  $q_i^{(0)}$  для всех звеньев.

5. Для учета текущей погрешности, величины  $\varphi_r$  и  $\gamma_j$  суммируются, а затем находится их средние арифметические:  $\bar{\varphi} = \sum_{r=1}^c \varphi_r$ ,  $\bar{\gamma} = \sum_{j=1}^t \gamma_j$ . Причем по опыту установлено, что погрешность  $\bar{\gamma}$  всегда на несколько порядков меньше  $\bar{\varphi}$ , и составляет для чисел «с плавающей точкой двойной точности» около  $1 \cdot 10^{-13}$ , что практически соответствует нулю в принятом масштабе используемых величин. Это объясняется тем, что первая часть системы (4.4) линейна, а погрешность связана лишь с неточностью метода решения СЛАУ и вычислениями мат. операций с числами математическим сопроцессором ЭВМ.

На рис. 4.15 показана общая схема, описанного алгоритма численного для метода «путевой увязки».

Подытоживая данный пункт, следует отметить, что такой подбор смещения, сделал практически универсальным адаптированный метод Ньютона для решения системы (4.4) в программном комплексе Hydra'Sym[140].

Рассмотрим метод численного решения потокораспределения для условий формирования системы уравнений (4.26) метода «узловой увязки».

Для решения системы (4.26) можно использовать метод Ньютона, но как показал опыт многих ученых, данный метод не является универсаль-

ным, хотя и при «удачном стечении обстоятельств» показывает хорошую скорость сходимости и точность,

Методом Ньютона итерационный процесс строится посредством линеаризации функция  $F_j$  из (4.20) на каждом шаге для текущего приближения давлений транзитивных узлов в виде СЛАУ.

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\partial F_1(p_1^{(I)}, p_2^{(I)}, \dots, p_j^{(I)}, p_m^{(I)})}{\partial p_1} \Delta p_1^{(I+1)} + \dots + \frac{\partial F_1(p_1^{(I)}, p_2^{(I)}, \dots, p_j^{(I)}, p_m^{(I)})}{\partial p_j} \Delta p_j^{(I+1)} + \dots + \\ + \frac{\partial F_1(p_1^{(I)}, p_2^{(I)}, \dots, p_j^{(I)}, p_m^{(I)})}{\partial p_t} \Delta p_t^{(I+1)} = F_1(p_1^{(I)}, p_2^{(I)}, \dots, p_j^{(I)}, p_m^{(I)}) \\ \vdots \\ \frac{\partial F_j(p_1^{(I)}, p_2^{(I)}, \dots, p_j^{(I)}, p_m^{(I)})}{\partial p_1} \Delta p_1^{(I+1)} + \dots + \frac{\partial F_j(p_1^{(I)}, p_2^{(I)}, \dots, p_j^{(I)}, p_m^{(I)})}{\partial p_j} \Delta p_j^{(I+1)} + \dots + \\ + \frac{\partial F_j(p_1^{(I)}, p_2^{(I)}, \dots, p_j^{(I)}, p_m^{(I)})}{\partial p_t} \Delta p_t^{(I+1)} = F_j(p_1^{(I)}, p_2^{(I)}, \dots, p_j^{(I)}, p_m^{(I)}) \\ \vdots \\ \frac{\partial F_t(p_1^{(I)}, p_2^{(I)}, \dots, p_j^{(I)}, p_m^{(I)})}{\partial p_1} \Delta p_1^{(I+1)} + \dots + \frac{\partial F_t(p_1^{(I)}, p_2^{(I)}, \dots, p_j^{(I)}, p_m^{(I)})}{\partial p_j} \Delta p_j^{(I+1)} + \dots + \\ + \frac{\partial F_t(p_1^{(I)}, p_2^{(I)}, \dots, p_j^{(I)}, p_m^{(I)})}{\partial p_t} \Delta p_t^{(I+1)} = F_t(p_1^{(I)}, p_2^{(I)}, \dots, p_j^{(I)}, p_m^{(I)}) \end{array} \right.$$

Характер способа нахождения частных производных во-многом определяет скорость и качество сходимости метода Ньютона. Здесь частные производные лучше находить в конечно-разностном виде

$$\begin{aligned} \frac{\partial F_j(p_1^{(I)}, p_2^{(I)}, \dots, p_j^{(I)}, p_m^{(I)})}{\partial p_j} &\approx \\ &\approx \frac{F_j(p_1^{(I)}, p_2^{(I)}, \dots, p_j^{(I)} + h_j^{(I)}, p_m^{(I)}) - F_j(p_1^{(I)}, p_2^{(I)}, \dots, p_j^{(I)}, p_m^{(I)})}{h_j^{(I)}}, \end{aligned} \quad (4.53)$$

однако, в отличие от метода «путевой увязки», это далеко не всегда приводит к инвариантной сходимости.

Решив СЛАУ выше любым методом, получаем приращения к текущим приближениям неизвестных

$$p_j^{(I+1)} = p_j^{(I)} + \Delta p_j^{(I)}. \quad (4.54)$$

После переходим к формированию новой СЛАУ –  $(I+1)$ .

Так до тех пор, пока не выполняются условия точности: абсолютного материального баланса в транзитивных узлах

$$\left| \sum_{i \in j} S_i(\Delta p_i) \right| < absQ, j = 1, 2, \dots, t, \quad (4.55)$$

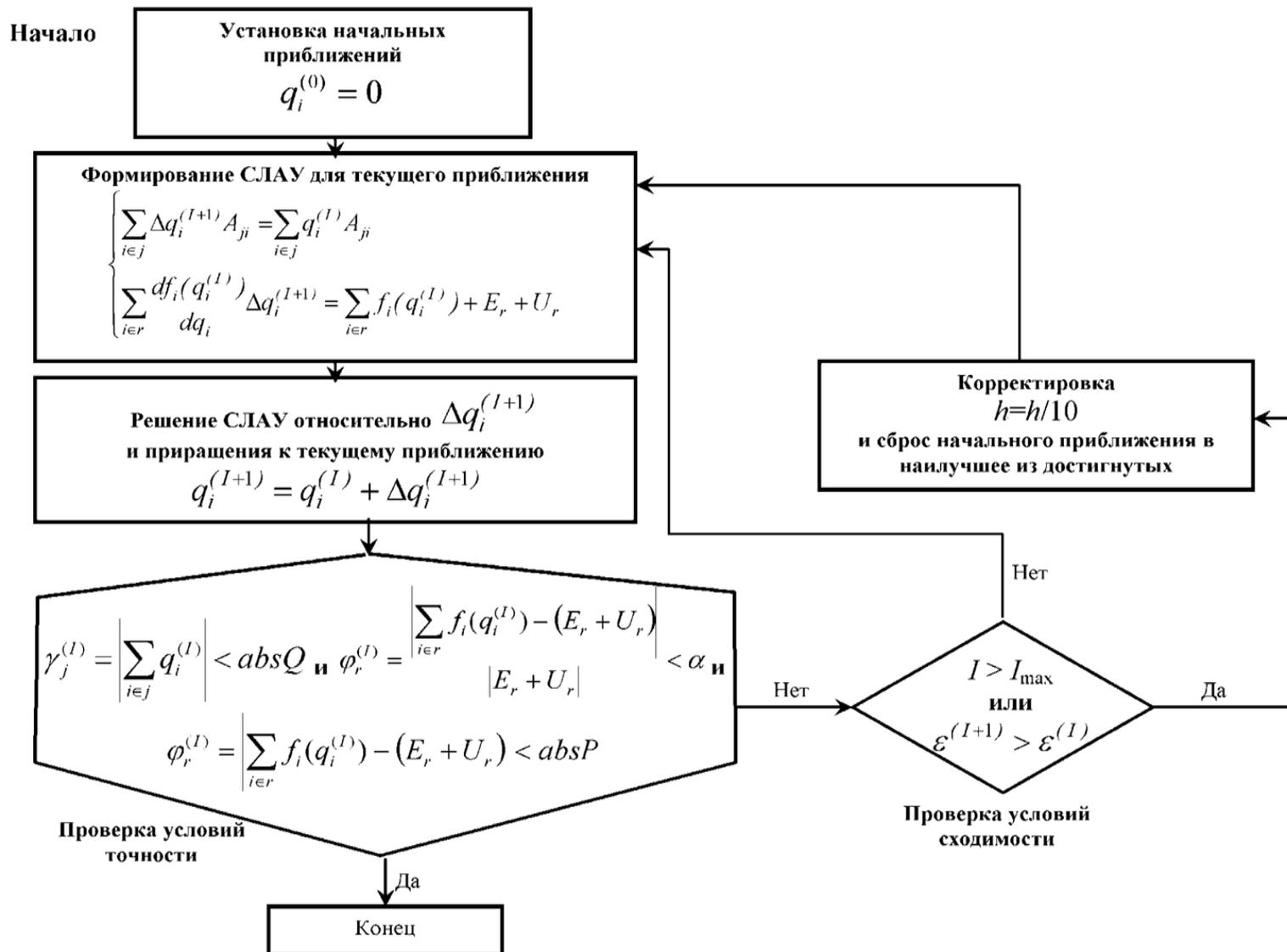


Рис. 4.16. Схема алгоритма численного решения потокораспределения методом «путевой увязки» (АПУН)

и относительного материального баланса

$$\frac{\left| \sum_{i \in j} S_i(\Delta p_i) \right|}{\sum_{i \in j} |S_i(\Delta p_i)|} < \varepsilon, j = 1, 2, \dots, t \quad (4.56)$$

Величина расхода –  $absQ$  принимается в качестве допущения, как ноль (абсолютная погрешность),  $\varepsilon$  – допустимая относительная погрешность, а  $\Delta p_i$  – перепады давлений в звеньях смежных с узлом  $j$ .

На каждом шаге строится матрица Якобиан (частных производных) которая в системе СЛАУ умножается на вектор текущих приращений  $\Delta p_j^{(l)}$  и приравнивается вектору текущих значений функций  $F_j$ . Ниже приводится СЛАУ относительно приращения  $\Delta p_j^{(l+1)}$  для итерации  $l+1$  для решения системы (4.20).

Таким образом, для последовательных решений основной СЛАУ, начальные значения давлений  $p_j^{(0)}$  к первому –  $l=0$  приближению должны быть заданы, а предыдущие  $p_j^{(l)}$  будут рассчитываться. Величины давлений в активных узлах являются константами на всех итерациях

Здесь так же следует отметить, что выбор величины  $h_j^{(l)}$  для вычисления частных производных, определяет качество сходимости.

Вычислять величины  $h_j^{(l)}$  на каждой итерации по следующей формуле

$$h_j^{(l)} = |p_j^{(l)}| \cdot \varepsilon \quad (5.57)$$

как и для предыдущего метода в большинстве случаев эффекта не дает.

По аналогии с рассмотренным ранее методом, здесь предлагается динамичный подбор смещения  $h$ , суть которого сводится к следующим основным положениям.

1. Смещение  $h$  выбирается одинаковым для всех функций  $F_j$ .
2. Вначале  $h$  принимается равным 10000 Па.
3. При достижении критического числа итерации  $l > l_{\max}$ , или при повышении погрешности на очередной итерации, относительно предыдущей  $h$  делится на 10, далее восстанавливается лучшее из найденных приближений  $p_j^{(l)}$  для всех неизвестных давлений.
4. Для восстановления лучшего приближения ведется история процесса сходимости, т.е. запоминаются на каждой итерации текущие приближения и соответствующие им относительные погрешности, по достижении условия 3, итерационный процесс продолжается с новым смещением  $h^{(l+1)} = h^{(l)}/10$  и с восстановленным лучшим приближением  $p_j^{(0)}$ .
5. Для учета текущей погрешности вводятся величины текущих относительной погрешности узлов

$$e_j = \frac{\left| \sum_{i \in j} S_i(\Delta p_i) \right|}{\sum_{i \in j} |S_i(\Delta p_i)|}, j = 1, 2, \dots, t, \quad (4.58)$$

которые суммируются, а затем находится их среднее арифметическое

$$\bar{e} = \frac{\sum_{j=1}^t e_j}{t},$$

показывающее интегрированную относительную погрешность текущей итерации.

При всей кажущейся простоте описанного метода решения далеко не всегда можно получить хорошо сходящийся или вообще сходящийся к решению итерационный процесс.

Далее рассмотрим наиболее эффективные варианты адаптации данного метода к решению СНАУ (4.26).

Важным моментом для расчета потокораспределения является описание замыкающих отношений, входящих в ту или иную формы записи системы уравнений потокораспределения.

Теоретический расчет (моделирование) любого объекта (элемента) гидросистемы сводится к определению перепада давления между входом в объект и выходом из него в зависимости от внутренних свойств объекта. Иначе говоря, целью такого расчета является нахождение зависимости между величиной расхода текущей среды сквозь объект  $q_i$  и перепадом давления на его концах, зависящим от свойств объекта —  $\Delta p'_i = f_i(q_i)$ . Перепад давления  $\Delta p'_i$ , зависящий от внутренних свойств объектов это та часть общего перепада давления, которая имеет зависимость от расхода. Остальная составляющая  $\Delta z_i$  перепада  $\Delta p_i$  не имеет зависимости от расхода, поэтому далее перепад  $\Delta p'_i$  будем обозначать просто  $\Delta p_i$ . Итак,  $\Delta p_i$  есть разность между давлением на входе в звено и давлением на выходе из него, т. е. знак  $\Delta p_i$  строго зависит от ориентации объекта в структуре гидросистемы, его влияния на энергию потока текущей среды и направления течения потока.

К виду функций  $f_i(q_i)$  во всех существующих методах численного решения потокораспределения предъявляются достаточно жесткие требования.

1.  $f_i(0) = 0$ .
2. Первая производная:  $f'_i(q) \neq 0$  на всей области определения функции.
3.  $f_i(-q) = -f_i(q)$ , т.е. должна быть нечетной.

Такие условия невозможно соблюсти для большинства моделируемых элементов гидросистем: труб (в автомодельной области течения, насосов на всех режимах, скважин, запорной арматуры, штуцеров, зон пласта с квадратичным законом фильтрации и т.п.).

В связи с этим в большинстве существующих моделей это ограничение обходится фиктивным учетом таких объектов: описание насосов фиксированным давлением, скважин постоянным оттоком или притоком текущей среды. Все эти допущения уводят нас от главной цели адекватной имитации гидросистемы.

Такие, принимаемые учеными допущения связаны, прежде всего, с недостаточной универсальностью математических методов решения систем нелинейных уравнений.

Как уже отмечалось, основным методом решения систем нелинейных алгебраических уравнений является метод Ньютона, который имеет ряд существенных недостатков.

1. Сходимость метода определяется точностью начального приближения, т.е. при недостаточно точном (трудно заранее сказать какой точности будет достаточно) определении начального приближения метод даже «не пытается» сходиться.

2. Линеаризация функций имеющих экстремумы в районе текущего приближения приводит к бесконечному итерационному процессу.

3. Для надежной сходимости метода необходим достаточно точный алгоритм выбора шага  $h$  при численном определении частных производных замыкающих отношений в методе путевой увязки

$$f'_i(q_i) = \frac{f_i(q_i + h) - f_i(q_i)}{h} \quad \text{и} \quad \text{функций} \quad F'_j(p_1^{(i)}, p_2^{(i)}, \dots, p_j^{(i)}, p_m^{(i)}) = \frac{F_j(p_1^{(i)}, p_2^{(i)}, \dots, p_j^{(i)} + h, p_m^{(i)}) - F_j(p_1^{(i)}, p_2^{(i)}, \dots, p_j^{(i)}, p_m^{(i)})}{h} \quad \text{в методе узловой увязки.}$$

4. Невозможно получить сходящийся к решению процесс, если существует большой разброс условных проводимостей звеньев.

5. Невозможно получить сходящийся к решению процесс, если в структуре гидросистемы имеются элементы с замыкающими отношениями, функции которых по-разному ведут себя при  $q < 0$  и  $q > 0$ , например, обратные клапаны.

6. Несовместимо с решением наличие закрытых задвижек (со сверхбольшим сопротивлением) на выкидной линии насосных агрегатов.

Рассмотрим наиболее распространенные формы гидравлических характеристик (замыкающих отношений) элементов гидросистем (рис. 4.17).

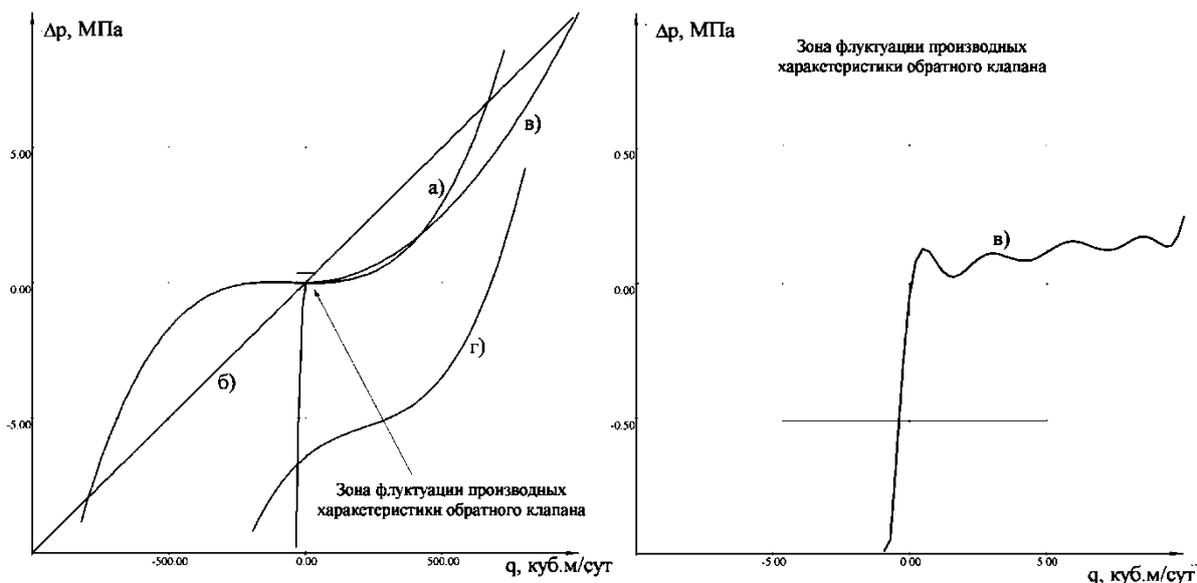


Рис. 4.17. Типовые гидравлические характеристики (замыкающие отношения) элементов гидросистем:

*а* – трубопровод; *б* – элемент пласта (ячейка); *в* – обратный клапан

Как видно из рис. 4.17, функции гидравлических характеристик по большей части нелинейны, а например, для трубопроводов  $f'_{\partial\partial}(0) = 0$ . Особенно сложными для решения являются характеристики обратных клапанов (рис. 4.16 – *в*), знак первых производных которых изменяется многократно в районе  $q=0$ .

Как видно из системы (4.20), при ее решении необходим поиск функций  $F_j(p_1, p_2, \dots, p_j, \dots, p_i)$ , сложенных функциями  $S_i(\Delta p_i)$  или  $S'_i(p_{jib}, p_{jie}, z_{jib}, z_{jie})$ , которые в свою очередь являются решением уравнений  $f_i(q_i) - \Delta p_i = 0$  относительно  $q_i$  в том, или ином виде.

Для выявления характера функций  $F_j(p_1, p_2, \dots, p_j, \dots, p_i)$  построим кривую функции  $F_2(p_2, p_4, p_5, p_6)$  при изменении  $p_2$  и постоянных остальных давлениях:  $p_5 = \text{const} = 0, p_4 = \text{const} = 0, p_6 = \text{const} = 0$ .

Данный распространенный вид для функций  $F_j(p \dots)$  вызывает у хорошо известного метода Ньютона трудности в сходимости при произвольном начальном приближении величин давлений транзитивных узлов. На рис. 4.18 также показан пример проблемы сходимости метода Ньютона для подобных функций, при нулевом начальном приближении, из которого видно, что при попадании текущего приближения в зоны кривой с близкими или равными значениями первой производной решение не может быть достигнуто. В дополнении к вышеописанному недостатку метода Ньютона, следует также отметить, что при нахождении частных производных локально, т.е. в соответствии с величиной конечного приращения аргумента  $h$  или алгебраически (что не всегда возможно), текущее приближение не-

известного к корню, получаемое на их основе, может оказаться дальше, чем предыдущее.

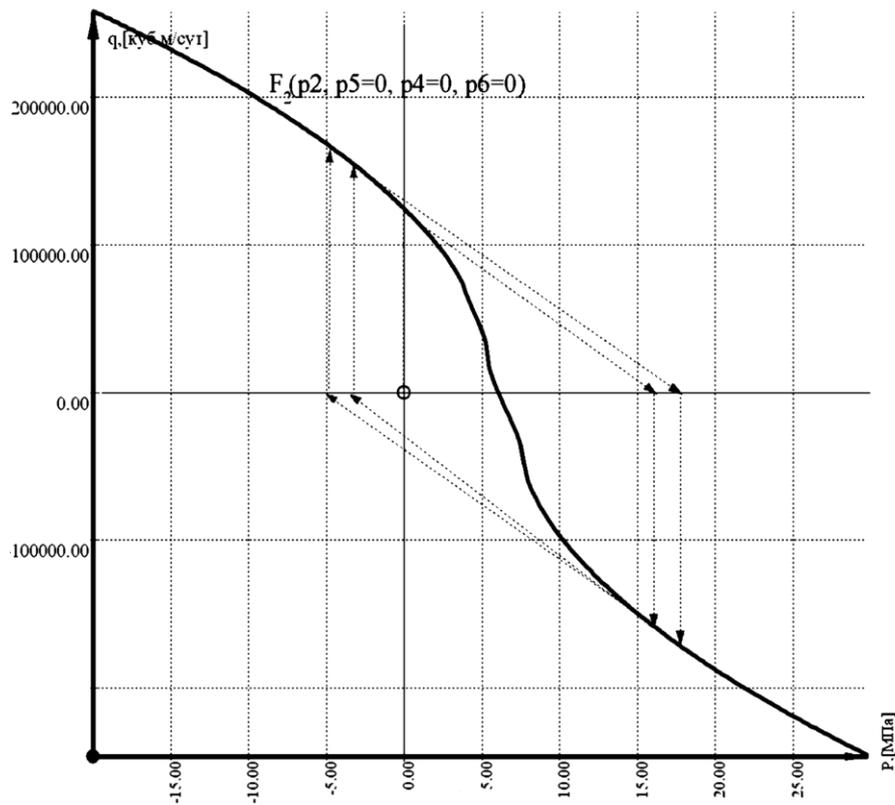


Рис. 4.18. Гидравлическая характеристика узла 2

В связи с вышесказанным для решения системы (4.26) требуется выбор и адаптация известных методов решения СНАУ к условиям данной задачи потокораспределения.

Ниже предлагаются два метода решения систем нелинейных алгебраических уравнений, которые позволят снять большинство ограничений на вид замыкающих отношений  $f_i(q_i)$  и структурных особенностей гидросистем.

Здесь предлагаются модификации (или адаптации) метода Ньютона, названные **фрагментарной линеаризацией**, незначительно повышающей надежность сходимости метода Ньютона и **адаптивной линеаризацией**, являющиеся практически панацеей для решения систем нелинейных уравнений в плане надежности и скорости сходимости итерационного процесса последовательных приближений.

Рассмотрим способ **фрагментарной линеаризации**, суть которого сводится к предварительной обработке исходных замыкающих отношений  $f(q)$  или  $s(\Delta p)$  (в зависимости от исходной системы уравнений) таким образом, чтобы получить достаточно четкую сходимость. Для этого итоговые функции должны:

1. быть линеаризованы до начала итерационного процесса;

2. в областях определения аргумента, где заведомо не может быть корня, первые производные (касательные) должны быть направлены в начало координат.

3. в зонах четности первой производной исходной гидравлической характеристики  $f(q) - f'(q < q_L) = f'(q > q_R)$  или производной обратной ей функции  $S(\Delta p) - S'(\Delta p < \Delta p_L) = S'(\Delta p > \Delta p_R)$  линеаризованные функции должны иметь различные величины производных: искусственно создаются флуктуации производных во избежание проблемы на рис. 4.18, где четность производной проявляется при  $p_L = -5$ ,  $p_R = 15$ .

На рис. 4.19 показан пример фрагментарной линеаризации функции  $S_3(\Delta p_3)$ .

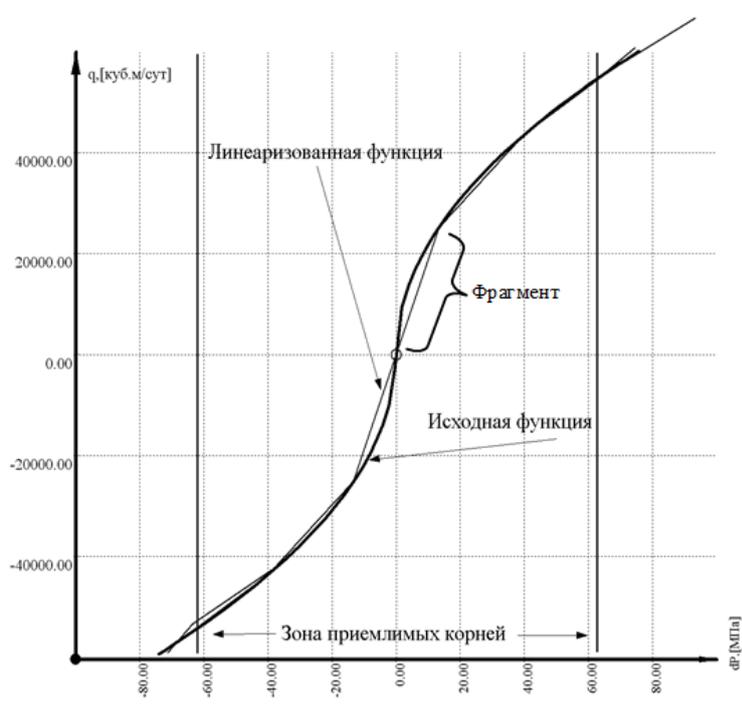


Рис. 4.18. Пример фрагментарной линеаризации

Как видно из рис. 4.19, вне зоны приемлемых корней касательные направлены в начало координат, а в зонах четности первых производных —  $S'(\Delta p < \Delta p_L) = S'(\Delta p > \Delta p_R)$  касательные имеют разные углы.

В зависимости от требуемой точности, функции замыкающих отношений могут быть линеаризованы более или менее плотными фрагментами. Здесь детально не рассматриваются вопросы практического применения данного способа в связи с тем, что алгоритмизация настолько сложна (это связано с наличием множества логических процедур), что рассматривать ее в данной работе не имеет смысла.

Более удачным способом адаптации является адаптивная линеаризация. Суть метода сводится, к использованию при расчете в методе «путе-

вой увязки», вместо частных производных  $\frac{\partial f_i(q_i^{(I)})}{\partial q_i}$ , их конечные выражения вида

$$\frac{f_i(q_i^{(I)} + H^{(I)}) - f_i(q_i^{(I)} - H^{(I)})}{2H^{(I)}},$$

где  $H^{(I)}$  – величина, задаваемая для всех неизвестных константой (для текущей итерации), которая охватывает область определения всех неизвестных в районе текущего приближения каждой.

Вместо функций  $f_i(q_i)$  на каждой итерации  $I$ , как при численном решении СНАУ метода «путевой увязки», так и при решении (4.26) методом «узловой увязки», используется их линейное преобразование  $f_i^L(q_i^{(I)})$ :

$$f_i^L(q_i^{(I)}) = \frac{f_i(q_i^{(I)} + H^{(I)}) - f_i(q_i^{(I)} - H^{(I)})}{2H^{(I)}} q_i^{(I)} + f_i(0) \quad (4.59)$$

или для условия течения сжимаемой ТС

$$f_i^L(M_i^{(I)}) = \frac{f_i(M_i^{(I)} + H^{(I)}) - f_i(M_i^{(I)} - H^{(I)})}{2H^{(I)}} M_i^{(I)} + f_i(0)$$

$$\text{причем } H^{(I+1)} = H^{(I)} / D,$$

где  $D$  – параметр сходимости, который чем больше, тем меньше скорость сходимости, но больше стабильность. Оптимальными значениями  $D$  с точки зрения автора, является  $D \in [1.5, 3]$ . Если в итерационном процессе  $I > I_{max}$  и не достигается требуемая точность, то восстанавливается лучшее приближение  $q_i^{(0)}$  или  $p_j^{(0)}$  и величина  $H^{(I)}$  корректируется с меньшим, чем ранее (в итерации с наилучшем запомненным приближением) значением  $D$ .

Для решения задачи (4.26) используется тот же прием с функциями  $f_i(q)$ . Таким образом, они линейризуются и уже, будучи линейризованными, используются на следующих этапах вычислений текущей итерации в виде (4.59).

Применение такого рода линейризации, позволяет избежать постоянного решения (на каждой итерации) нелинейных уравнений  $f(q) - \Delta p = 0$  для нахождения функций  $q = S(\Delta p)$ , они будут описываться линейным соотношением

$$S_i^{(I)}(\Delta p_i) = \frac{\Delta p_i - f_i(0)}{1} \frac{2H^{(I)}}{f_i(q_i^{(I)} + H^{(I)}) - f_i(q_i^{(I)} - H^{(I)})} \quad (4.60)$$

или для условия течения сжимаемой ТС

$$S_i^{(I)}(\Delta p_i) = \frac{\Delta p_i - f_i(0)}{1} \frac{2H^{(I)}}{f_i(M_i^{(I)} + H^{(I)}) - f_i(M_i^{(I)} - H^{(I)})}$$

Такого рода прием относится и к нахождению функций  $S'_i(p_{jib}, p_{jie}, z_{jib}, z_{jie})$ , вычисление которых основано на расчетах  $f_i(q)$ , и, следовательно, подразумевает замену их на (4.59).

Особенно важно, что для решения задачи (4.26) после нахождения нового приближения, необходимо рассчитать, соответствующие ему значения расходов  $q_i$ , для того чтобы провести линеаризацию (4.59) и (4.60) к началу следующей итерации.

Таким образом, для решения (4.26), адаптивная линеаризация необходима лишь для основных замыкающих отношений, т.е. гидравлических характеристик  $f_i(q)$ . Начальное приближение данного способа метода (4.52) лучше выбрать нулевым, т.е.  $p_j^{(0)} = 0$ .

На рис. 4.20 показан пример решения одного нелинейного уравнения  $f(q)=0$  с использованием адаптивной линеаризации с параметром  $D=3$ .

Метод адаптивной линеаризации сочетает в себе высокую скорость сходимости метода Ньютона и высокую надежность сходимости при нулевом первом приближении, аналогично методу деления отрезка пополам («бисекций») с исключением требования к охвату области корня величиной  $H^{(l)}$ .

На рис. 4.21. Приведена схема алгоритма численного решения поточкораспределения для условий течения сжимаемой ТС с применением адаптивной линеаризации.

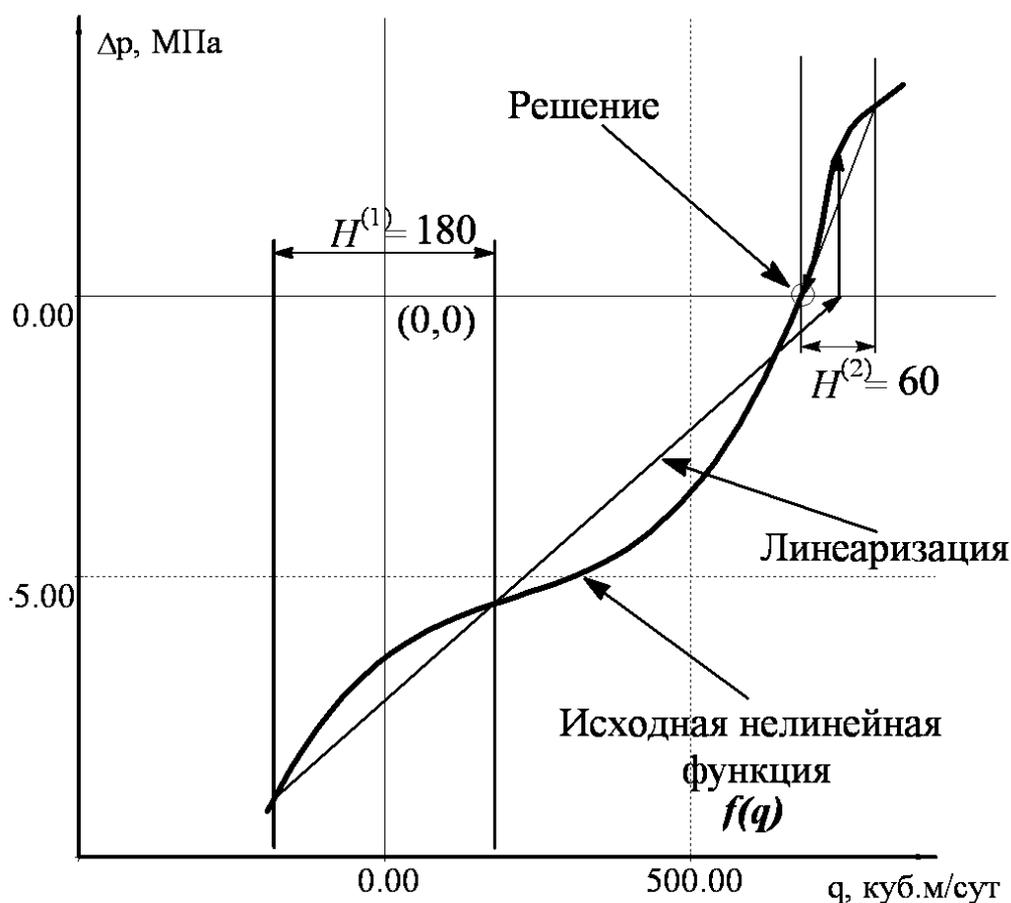


Рис. 4.20. Сходимость метода адаптивной линеаризации для примера решения нелинейного уравнения  $f(q)=0$

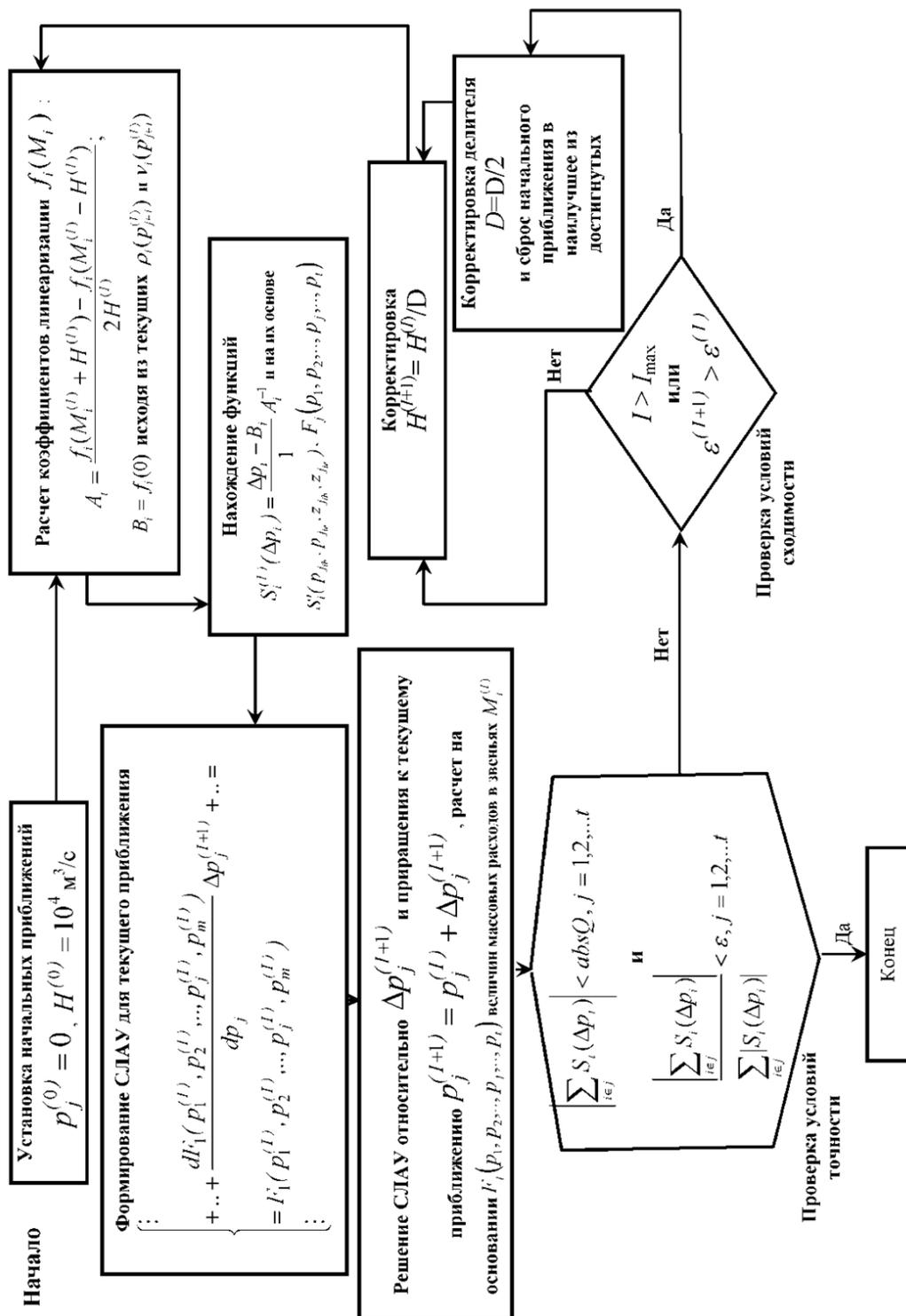


Рис. 4.21. Схема алгоритма адаптивной линеаризации для метода «узловой увязки» условия течения сжимаемой ТС (АЛУС)

### Модель неизотермического течения

Расчет комплексного потокораспределения неизотермического течения сводится к последовательным потокораспределениям в виде решения (4.4) алгоритмом «АПУН» или (4.22) алгоритмом «АЛУС» при заданном текущем приближении термораспределения. Расчет потокораспределения

повторяется до тех пор, пока не выполнится условие точности: соответствие потокораспределения с термораспределением с условиями распределения свойств ТС во всех звеньях модели, зависящих от температуры и давления –  $\rho(p,T)$  и  $\nu(p,T)$ .

Рассмотрим алгоритм численного решения комплексного потокораспределения с условием неизотермического течения сжимаемой ТС.

Изначально заданными величинами являются температуры в активных узлах, где в результате расчета потокораспределения к текущему приближению может быть выявлен приток.

Процесс последовательных приближений комплексного потокораспределения строится также итеративно. На каждом шаге  $J$  пересчитывается потокораспределение, на основании которого также методом последовательных приближений определяется распределение температуры.

На текущем шаге приближении  $J$  распределения температуры в качестве основных неизвестных будем полагать глобальное распределение температуры в транзитивных и активных (где в результате расчета потокораспределения к текущему приближению –  $J$  выявлен отток из гидросистемы) узлах –  $T_j^{(J)}$ .

Согласно (4.43) температура в узле  $j$  на шаге  $K+1$  будет описываться соотношением метода простой итерации

$$T_j^{(J)(K+1)} = \tau_j(T_1^{(J)(K)}, T_2^{(J)(K)}, \dots, T_j^{(J)(K)}, \dots, T_m^{(J)(K)}). \quad (4.61)$$

Итерационный процесс завершается, если для всех искомым температур выполняется условие

$$\left| T_j^{(J)(K+1)} - T_j^{(J)(K)} \right| < absT, \quad (4.62)$$

где  $absT$  – абсолютная требуемая точность температуры, например 0,001 °C.

Таким образом, расчет термораспределения (4.61) на каждом шаге  $J$  описывается итерационным алгоритмом, вложенным в основной алгоритм комплексного потокораспределения. После такого распределения температуры, соответствующего потокораспределению  $J$ , определяется распределение температуры по звеньям в соответствии с (4.33) и всем вытекающим зависимостям.

Далее к следующему шагу  $J+1$  термораспределение  $T_j^{(J+1)}$  считаем известным, согласно которому определяем новое потокораспределение. Процесс повторяется до тех пор, пока не выполнится условие для каждого узла

$$\left| T_j^{(J+1)} - T_j^{(J)} \right| < absT \quad (4.63)$$

и для всех узлов

$$\sum_{j=1}^m \left| T_j^{(J+1)} - T_j^{(J)} \right| < ST, \quad (4.64)$$

где  $ST$  – суммарная абсолютная точность по всей системе, например  $0,05$  °С.

Необходимо также отметить, что если после нахождения термораспределения обнаруживается факт замерзания ТС в любом из звеньев, т.е.

$$T_{j_{i0}}^{(J)} + \theta_{i \in j} (M_{i \in j}, T_{j_{i0}}^{(J)}) < T_{кр}, \quad (4.65)$$

где  $T_{j_{i0}}^{(J)}$  – температура на входе в звено;  $T_{кр}$  – температура замерзания ТС.

Если условие (4.65) выполняется для звена  $i$ , то в этом звене задается кинематическая вязкость  $\nu_i = 10000$  м<sup>2</sup>/с (что соответствует практически не текучей среде), процесс расчета переходит к потокораспределению. Для описания перемерзших звеньев следует различать температуру в узлах начала и конца от температуры в начале звена и его конце. Это связано с тем, что звено может быть замерзшим, а в его узлах могут быть подключены другие звенья, в которых перемерзания потока может и не быть (см. рис. 4.22).

На рис. 4.23 показана схема алгоритма численного решения задачи комплексного потокораспределения. Параметр  $\Phi$  (начальное приближение искомых температур) может быть установлен в пределах от  $T_{кр}$  до  $T_{кипения}$ , например  $\Phi = 10$  °С.

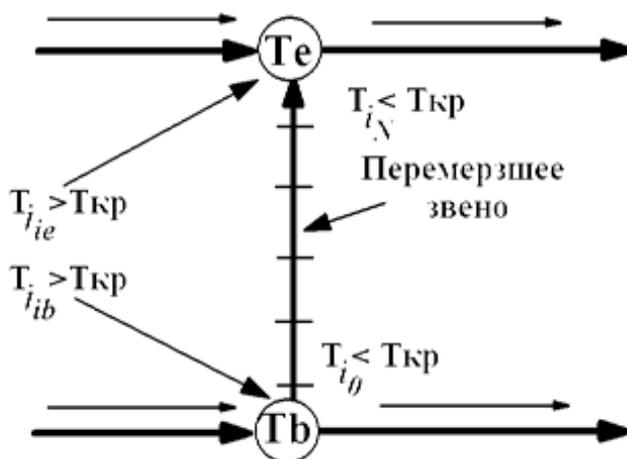


Рис. 4.22. Перемерзание потока в звене

При обнаружении факта перемерзания в звене, алгоритм проверяет, было ли обнаружено перемерзания на предыдущих приближениях, и если такого не было, то алгоритм изменяет статус только этого звена, не проверяя остальные. Это связано с тем, что возможно, что перемерзание этого звена могло изменить картину потокораспределения, которая может показать на следующем приближении совершенно другое термораспределение.

Как видно из схемы алгоритма расчет состояния регулирующих устройств УП<sub>с</sub> сводится к последовательным приближениям КПР с учетом

изменения фактора внутреннего состояния регулятора от расхода жидкости, установившегося к данному приближению –  $\zeta_i(q_i)$ .

Момент завершения алгоритма описывается условием абсолютной погрешности  $abs\zeta$  определения фактора  $\zeta_i$ . Значение  $abs\zeta_i$  может быть выбрано в соответствии с требуемой точностью и условий работы каждого звена–регулятора  $i$ . Например, для регулятора расхода, работающего посредством воздействия на поток ТС дросселированием, величина  $abs\zeta_i$  может быть принята в 0,00001 м для фактора  $\zeta_i$ – положение затвора или диаметр диафрагмы.

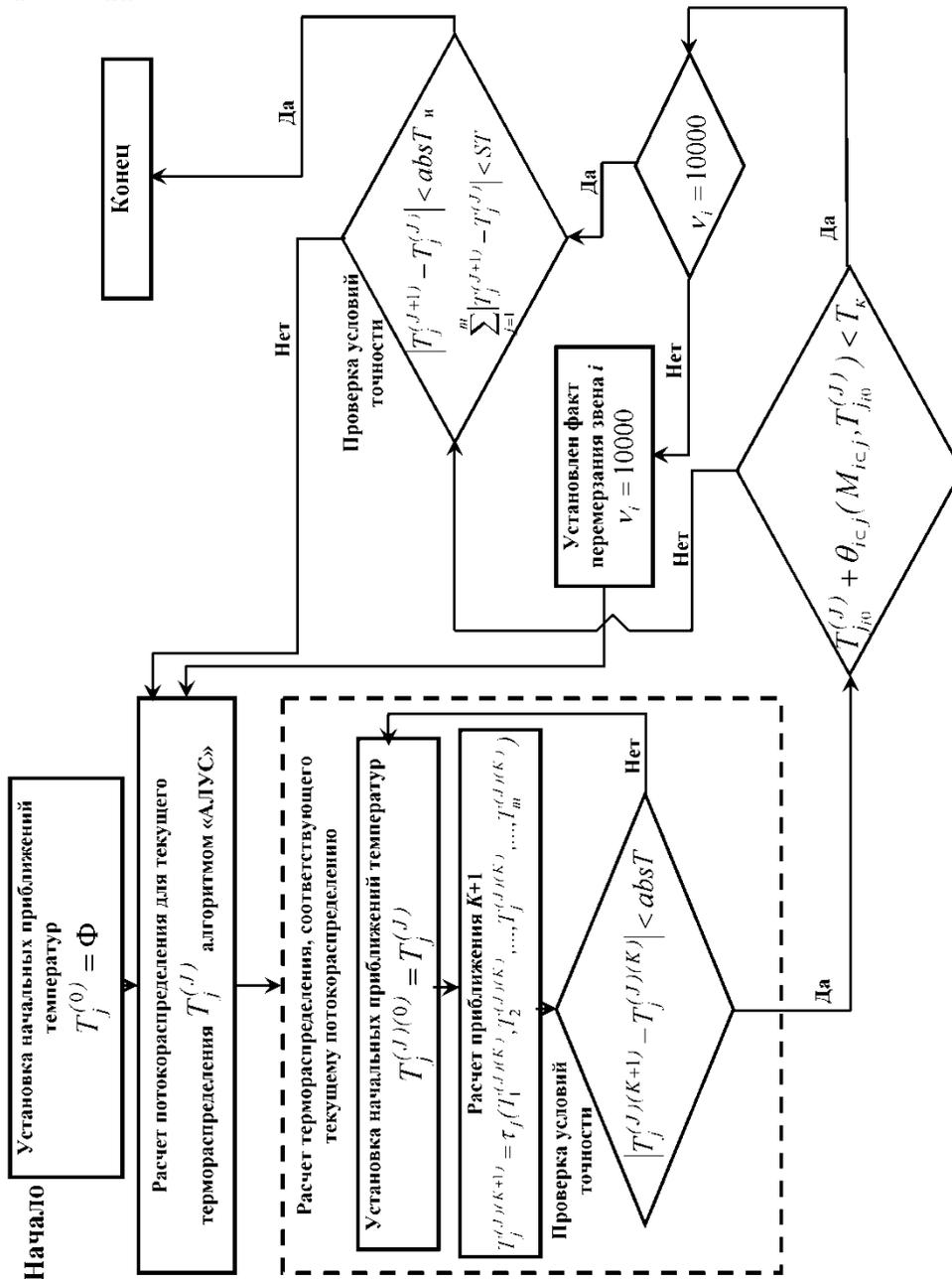


Рис. 4.23. Алгоритм «АКПР» комплексного поточкораспределения (КПР)

#### 4.5. Модели элементов технических и природных гидросистем

Элементом моделей неизотермического течения несжимаемых ТС являются зависимости вязкости и плотности от давления и температуры, которые необходимо рассчитывать при решении комплексного потокораспределения. Рассмотрим модели ТС на примере жидкости – воды для систем ППД.

##### **Модель рабочей жидкости систем поддержания пластового давления**

Известно, что основные физические свойства жидкостей и газов – плотность и вязкость зависят от термобарических условий, т.е. зависят от давления и температуры.

Для воды, используемой в системах ППД, автором предлагается эмпирическая формула определения плотности воды в зависимости от давления и температуры

$$\rho(p, T) = 1000.26 - 0.009T^{1.837-0.000213p} + 0.4306p, \quad (4.66)$$

где  $p$  – давление ТС, МПа;  
 $T$  – температура ТС, °С;  
 $\rho$  – плотность, кг/м<sup>3</sup>.

Полученная поверхность имеет сумму квадратов отклонений по экспериментальным точкам равную 28.6 (кг/м<sup>3</sup>)<sup>2</sup> и относительное среднеарифметическое отклонение 0.38 %

Полученная поверхность имеет сумму квадратов отклонений по экспериментальным точкам равную 0.12 (мм<sup>2</sup>/с)<sup>2</sup> и относительное среднеарифметическое отклонение 0.88 %.

Интервалом применимости формул (4.66, 4.67) является температура в пределах от 0 до 99 °С и давление от 0.1 до 100 МПа.

Рассмотрим задачу, стоящую в нахождении функций  $f_i(q)$ , отражающих воздействие конкретных объектов ГС и/или их частей  $f_i(q, \Delta l)$  на энергию пропускаемого ими потока, в зависимости от их внутренних свойств не связанных **признаком системы**.

Для определения кинематической вязкости предлагается следующая формула

$$\nu(p, T) = 0.1846 + \frac{1.5778}{e^{0.03131T}} - p \frac{0.00138}{T^{0.238}}, \quad (4.67)$$

где  $p$  – давление ТС, МПа;  
 $T$  – температура ТС, °С;  
 $\nu$  – мм<sup>2</sup>/с.

### **Модель объектов, описываемая посредством явного задания полной гидравлической характеристики**

Гидравлическое моделирование отдельных объектов (конкретных устройств, представляющих элементы) ГС в рамках поставленной задачи сводится к определению перепада давления между входом в звено (или его части) и выходом из него в зависимости от технических (внутренних природных) свойств – параметров объекта. Иначе говоря, целью такого моделирования является нахождение зависимости  $\Delta p'_i = f_i(q_i)$  между величиной объемного расхода текучей среды сквозь звено  $i$  (объект ТГС) –  $q_i$  и перепадом давления на его концах, зависящей от некоторых параметров звена, несвязанных признаком системы. Перепад давления  $\Delta p'_i$ , зависящий от таких параметров звеньев/объектов это та часть общего перепада давления, которая имеет зависимость от расхода. Остальная составляющая  $\Delta z_i$  перепада  $\Delta p_i$  не имеет зависимости от расхода, и поэтому рассматриваться в данном разделе не будет, поэтому далее перепад  $\Delta p'_i$  будем обозначать просто  $\Delta p_i$ . Итак,  $\Delta p_i$  есть разность между давлением на входе в звено  $i$  и давлением на выходе из него, т. е. знак  $\Delta p_i$  строго зависит от ориентации звена, его влияния на энергию потока текучей среды и направления течения потока.

В зависимости от свойств объекта кривые  $f(q)$  могут иметь различные формы, которые, прежде всего, зависят от характера воздействия объекта на текучую среду и значений тех или иных его геометрических или физических параметров.

На рис. 4.24 представлены некоторые формы функции  $f(q)$ .

Все объекты, представляющие те или иные элементы гидросистем с позиции влияния на энергию проходящего сквозь них потока текучей среды можно разделить на две группы:

1– объекты, изменяющие энергию потока в положительную сторону, такими объектами являются АС.

2 – объекты, отнимающие энергию потока, такими объектами являются УУ, КС и АП.

Эти группы в полной мере отражаются в полной гидравлической характеристике, т.е. в функциях  $\Delta p_{b-e}=f(q)$ . Ранее под гидравлической характеристикой элементов гидросистем было принято понимать лишь часть линий  $f(q)$ , описывающих рабочий режим, причем, например, для труб гидравлической характеристикой связывался перепад давления между входом и выходом с расходом потока ( $q>0$ ), а для насосов перепад давления между выходом и входом с расходом ( $q>0$ ). Если выделение рабочей характеристики насосных агрегатов еще можно понять, то для КС, УУ это понятие не может быть применено, ввиду того, что они действуют в обоих направлениях, т.е. при  $0<q<0$ .

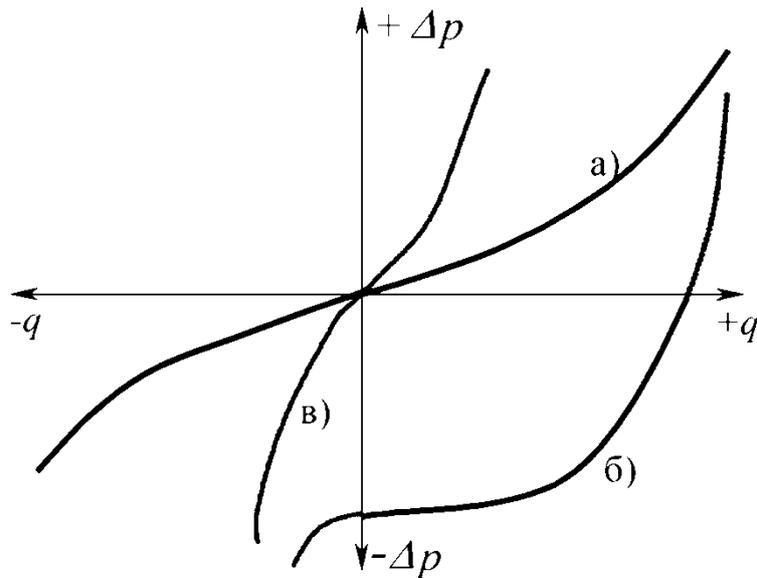


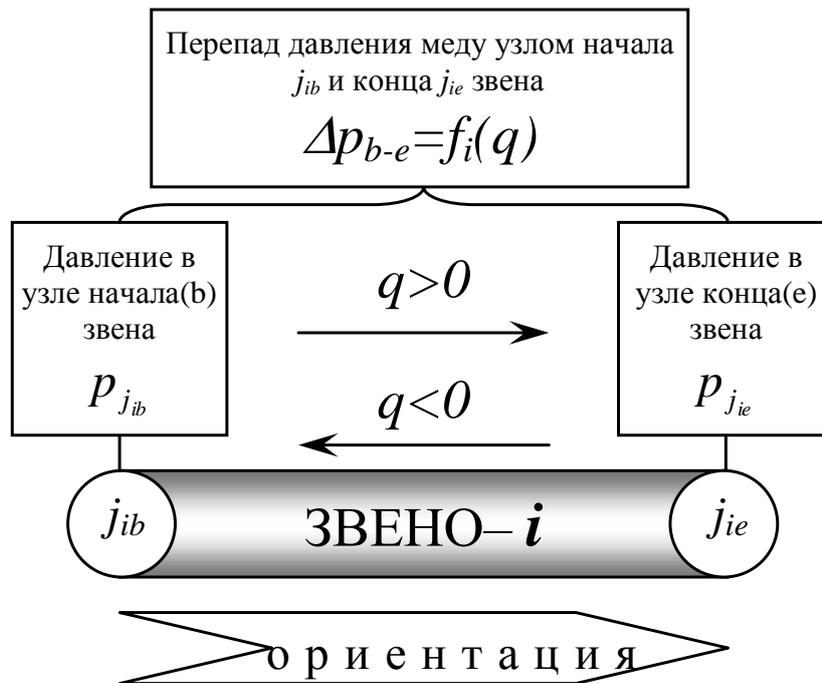
Рис. 4.24. Некоторые формы функций  $f(q)$  для различных объектов ТГС:  
*a* – объект «труба»; *б* – объект «насос», электропитание включено;  
*в* – объект «насос», электропитание выключено

Необходимо определить наиболее универсальный подход к моделированию всех элементов гидросистем, который позволит рассчитывать замыкающие отношения  $\Delta p_{b-e}=f(q)$  максимально приближено общенергетическим и физическим аспектам работы различных объектов ГС. На рис. 4.24 показаны примеры «полных» гидравлических характеристик типичных объектов ТГС.

Рассмотрим наиболее распространенный объект ТГС – «труба». Как видно из рис. 4.24 и схемы фиг. 4.1, при совпадении направления потока с ориентацией звена он имеет положительный знак, т.е. поток заходит в трубу со стороны узла начала трубы –  $j_b$ , и вследствие того, что все КС отнимают энергию потока (из-за гидравлических сопротивлений), давление в узле конца трубы –  $j_e$  будет меньше чем в  $j_b$ .

Отсюда следует, что перепад давления  $\Delta p_{b-e}$  будет положительным, а кривая  $f(q)$  при  $q>0$  лежит в первой четверти числовой плоскости  $\Delta p-q$  (см. рис. 4.24–*a*). При этом потребляемая гидравлическая мощность, рассеиваемая звеном

$$N = \Delta p_{b-e} q \Rightarrow N > 0. \quad (4.68)$$



Фиг.4.1. Схема определения замыкающих отношений  $f(q)$  произвольного объекта звена МТГС

Если направление потока не совпадает с ориентацией звена ( $q < 0$ ), то поток входит в звено из узла конца –  $j_{ie}$  и, теряя давление в звене, выходит в узел начала  $j_{ib}$  с давлением меньше давления в  $j_{ie}$ . Таким образом, перепад давления  $\Delta p_{b-e}$  будет отрицательным, а потребляемая гидравлическая мощность звена будет положительной, что подтверждает адекватность рассматриваемой  $f(q)$  физике процесса.

Перейдем к более сложному объекту – «насос». Согласно своей ориентации, при нормальном режиме работы АСГ создает условия, в которых при совпадении направления потока с ориентацией звена давление в узле  $j_{ib}$  всегда меньше давления в узле  $j_{ie}$ , и следовательно величина  $\Delta p_{b-e} < 0$ . Потребляемая гидравлическая мощность «насоса» в таком режиме будет отрицательной (т.е. насосный агрегат не потребляет, а вырабатывает гидравлическую мощность). В ТГС при авариях возможны случаи, при которых направление потока в насосных агрегатах (даже с подводом энергии) может быть противоположно их ориентации. При этом  $q < 0$ , а давление в узле  $j_{ib}$  так же, как и при рабочем режиме, меньше чем в  $j_{ie}$ , а кривая  $f(q)$ , описывающая данный режим располагается в третьей четверти. Потребляемая гидравлическая мощность звена в этом случае будет больше нуля. Т.е. насосный агрегат работает на режиме «гидравлического тормоза» (см. далее объект «насос»). Существует еще один режим работы насосных агрегатов, который описывается продолжением рабочей части  $f(q)$  в первую четверть плоскости  $\Delta p - q$ . Здесь описывается случай превышения величины расхода  $q$  над максимальной производительностью насосного агрегата, при

этом  $q > 0$ , а давление в узле  $j_{ib}$  больше давления в  $j_{ie}$ . В этом режиме потребляемая звеном гидравлическая мощность положительна.

Из вышеизложенного следует, что предлагаемый порядок построения эмпирических или теоретических гидравлических характеристик  $f(q)$  любых объектов ГС, помимо четкой формализации при построении наиболее универсальной модели гидравлических систем, дает единый и эффективный подход к анализу свойств элементов ГС, а также позволяет проводить адекватную энергетическую оценку функционирования объектов без необходимости знания их технических и природных характеристик.

Рассмотрим общую методологию наиболее универсального описания функций  $f(q)$  по табулированным эмпирическим зависимостям перепада давления и расхода жидкости.

Что касается необходимых формальных требований к виду  $f(q)$ , отвечающих наиболее общим физическим свойствам установившегося течения жидкости, а также исходным положениям математического моделирования ГС, то они сводятся к единственному условию:

**непрерывности и желательной гладкости**, т.е. существования непрерывных производных  $f'(q)$  на всей числовой оси  $-\infty < q < +\infty$ ;

При расчете потокораспределения ГС наиболее часто возникающей задачей определения  $f(q)$ . Допустим, что у нас имеется информация о форме данной функции в виде множеств числовых значений  $x_i$ , соответствующих расходу  $q$  и  $y_i$ , соответствующих перепаду давления  $\Delta p_{b-e}$  в некоторых  $n$  точках, т.е.  $i=0, 1, 2, \dots, n-1$ .

Тогда для нахождения  $f(q)$  в точке  $q=X$  следует произвести, аппроксимацию или интерполяцию имеющихся данных полиномом  $m$ -й степени ( $P_m$ ), где  $m$  может быть меньше либо равно количеству точек  $n$ , в которых заданы  $x_i$  и  $y_i$ . Известно, что процесс интерполяции  $m$ -й степени для  $m \gg 3$  отнимает у ЭВМ не допустимо много времени, при условии многократной повторяемости таких расчетов. Более того, при интерполяции полиномом высокой степени мы получаем серьезные биения функции между заданными точками (см. рис. 4.25/1).

Здесь предлагается упрощенная схема определения  $f(q)$ , благодаря применению которой существенно экономится время счета на ЭВМ, что очень важно при решении потокораспределения крупных ГС.

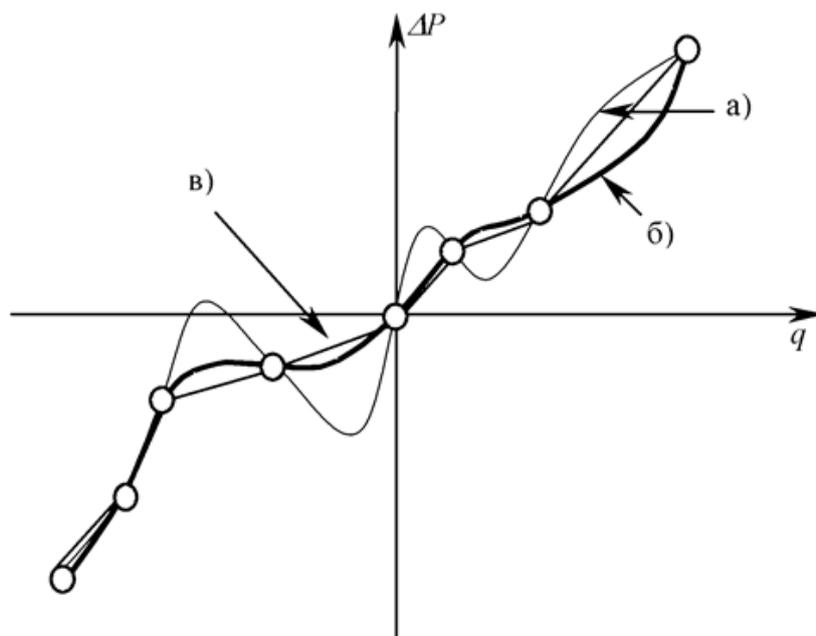


Рис. 4.25/1. Интерполирование  $f(q)$  по произвольно разбросанным в плоскости  $\Delta p - q$  точками: а – пример интерполяции ( $P_8$ ); б – пример интерполяции по предлагаемой схеме ( $P_3$ )

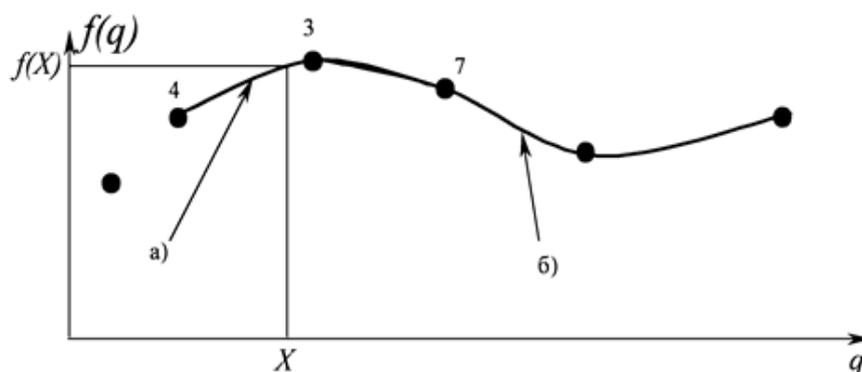


Рис. 4.25/2. Пример интерполяции по предлагаемой схеме: а – степень локальной интерполяции –  $2(P_2)$ ; б – степень локальной интерполяции –  $3(P_3)$

Отличие данной схемы от схемы, применяемой при обычной интерполяции, заключается в интерполяции не всего объема точек  $(x_i, y_i)$ , а только тех, которые входят в определенный интервал, выбранный в зависимости от  $X$ , и степени локальной интерполяции. Под локальной интерполяцией понимается интерполяция между необходимой частью всех заданных точек. Данная схема имеет некоторое сходство с интерполированием сплайнами, однако здесь нет необходимости решать систему уравнений для условий равенства производных, что существенно экономит ресурсы ЭВМ.

Рассмотрим пример, продемонстрированный на рис. 4.25/2. Функция  $f(q)$  представлена произвольным количеством точек, разбросанных на числовой плоскости  $\Delta p - q$ . Для определения значения  $f(q)$  в некоторой точке  $X$

при выбранной квадратичной локальной интерполяции выбираются 3 ближайшие к ней точки, опираясь на которые путем интерполяции полиномом  $P_2$  находится искомое значение  $f(X)$ . Опорные точки выбираются следующим образом: число  $X$  попадает между двумя точками с номерами, например, 4 и 3, и так как степень интерполяции равна 2, то выбирается следующая за ними точка, например, с номером 7. Таким образом, интерполируется участок от точки 4 до точки 7.

Процесс последовательного нахождения значений  $f(q)$  при  $x_0 < q < x_{n-1}$  будет сопровождаться постепенной сменой опорных точек. Что касается локальной интерполяции  $P_3$ , то выбор интервалов происходит аналогично  $P_2$  с той лишь разницей, что к трем уже имеющимся опорным точкам ( $P_2$ ) добавляется еще одна.

Применение такой схемы нахождения  $f(q)$  объясняется тем, что форма типовых функций весьма разнообразна, начиная от простой для трубопроводов и штуцеров и заканчивая достаточно сложной для регуляторов расхода и насосных агрегатов. Поэтому предлагаемая схема оказывается в такой ситуации незаменимой с точки зрения экономии машинного времени и для большинства функций  $f(q)$  является предпочтительней применения сплайнов.

В отличие от сплайнов, недостатком данной схемы является вероятность возникновения мест «узловых стыков», когда значение частной производной  $\frac{\partial f}{\partial q}(x_i)$  в  $x_i$  изменяется при смене интервала выбора точек. Однако для количества дискретных значений более 10 данная схема удовлетворяет точности расчета. Тем не менее, условие точности можно соблюсти, интерполировав исходный массив точек по предлагаемой схеме полиномом  $P_3$ , а преобразовать в регулярную сетку. Это позволит избежать проблем сходимости в процессе решении основной системы уравнений.

Иначе данную задачу можно решить посредством аппроксимации или интерполяции заданного массива точек полином  $m$ -й степени.

Рассмотрим наиболее универсальный метод аппроксимации методом наименьших квадратов полиномом  $m$ -й степени  $Q_m(x) = a_0 + a_1x + \dots + a_mx^m$ .

Для этого зададим постоянные коэффициенты

$$\begin{aligned} S_k &= x_0^k + x_1^k + \dots + x_n^k, \quad k = 0, 1, 2, \dots \\ t_k &= x_0^k y_0 + x_1^k y_1 + \dots + x_n^k y_n \end{aligned} \quad (4.69)$$

Преобразуя систему  $(m+1)$  уравнений и используя эти обозначения, получим

$$\begin{cases} a_0 S_0 + a_1 S_1 + \dots + a_m S_m = t_0 \\ a_0 S_1 + a_1 S_2 + \dots + a_m S_{m+1} = t_1 \\ a_0 S_2 + a_1 S_3 + \dots + a_m S_{m+2} = t_2 \\ \dots \\ a_0 S_m + a_1 S_{m+1} + \dots + a_m S_{2m} = t_m \end{cases} \quad (4.70)$$

систему линейных уравнений относительно неизвестных коэффициентов  $a_0, a_1, \dots, a_m$ .

Решая данную систему, например методом Гаусса получим коэффициенты полинома заданной степени. Причем при выборе степени полинома  $m$  равной количеству исходных точек  $n$  получим интерполяцию, т.е. точное прохождение функции  $Q_m(x)$  через  $n$  заданных точек.

Данный метод позволяет находить полином любой степени, однако, слишком большое значение  $m$  серьезно замедлит расчет и приведет к непредсказуемому поведению  $f(q)$  (см. рис. 4.28–а).

Как показывает опыт аппроксимации и интерполяции эмпирических гидравлических характеристик, поведение функции  $f(q)$  за пределами  $(x_0, x_{n-1})$  отражается наиболее адекватно при условии нечетности степени полинома.

Далее мы подробно остановимся на моделировании отдельных объектов (элементов) ТГС при условии течения несжимаемой жидкости исходя из теоретического многофакторного определения полных гидравлических характеристик – функции  $f(q)$ .

Для распространения описываемых далее моделей на условия неизотермического течения сжимаемой жидкости можно использовать следующий численный прием приближенного определения  $f_i(M_i)$ , который, в общем, был рассмотрен ранее.

Для определения зависимости перепада давления на концах звена при текущем термораспределении на каждом участке  $k$  звена  $i$  полагать постоянство объемного расхода  $q_{i_k}$ , давления  $p_{i_k}$ , температуры  $T_{i_k}$ , вязкости  $\nu_{i_k} = \nu(p_{i_k}, T_{i_k})$  и плотности  $\rho_{i_k} = \rho(p_{i_k}, T_{i_k})$ . Тогда суммарный перепад давлений на концах звена будет складываться из перепадов давления на каждом из  $N$  участков

$$\begin{aligned} p_{j_{ib}} - p_{j_{ie}} &= f_i(M_i) = \\ &= \sum_{k=1}^N \frac{f_i[q_i, \nu(p_{i_k}, T_{i_k}), \rho(p_{i_k}, T_{i_k})] + \Delta z_{i_k} \cdot \rho(p_{i_k}, T_{i_k})g}{N}, \end{aligned} \quad (4.71)$$

где  $\Delta z_{i_k}$  – гидростатически перепад на участке  $k$  звена  $i$ .

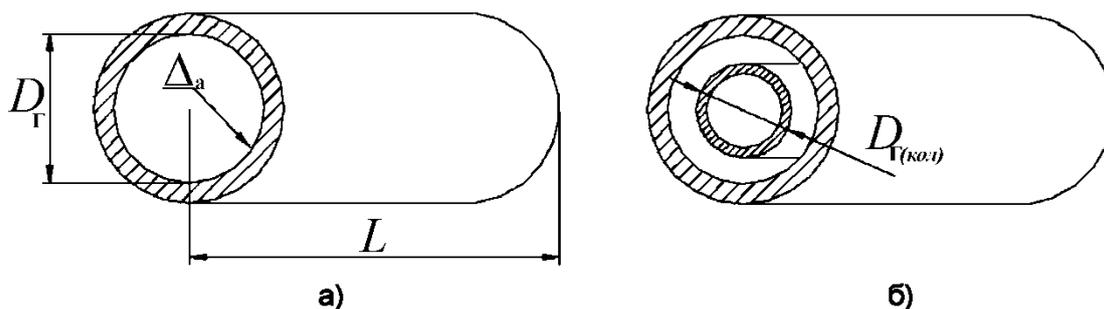
Разумеется под функцией  $f_i(q_i)$  понимается зависимость перепада давления от объемного расхода при изотермическом течении несжимаемой

ТС, а под  $f_i(M_i)$  зависимость перепада давления от массового расхода при изотермическом или неизотермическом течении сжимаемой ТС. Таким образом, эти функции различны, а использование в уравнениях и формулах одинакового символа –  $f$  конкретизируется аргументом: если  $q_i$ , то имеется в виду изотермическое течение несжимаемой ТС, а если  $M_i$ , то имеется в виду течение сжимаемой жидкости с возможным учетом термораспределения. Характер определения и использования этих замыкающих отношений зависит от вида системы уравнений, как это показано ранее.

### Модели трубопроводов

Трубы используются в ТГС повсеместно, и могут являться частью более сложных объектов, таких как, например, «скважина». Точное моделирование данного объекта является очень важным и зачастую решающим ввиду его доминирующего количества в ТГС.

В предлагаемой модели под «трубой» понимается элемент ГС – канал связи, у которого в качестве изолирующей искусственной или естественной системы используется твердый непроницаемый корпус цилиндрической формы (см. фиг.4.2).



Фиг.4.2. Сечения объекта «труба»: а - простая цилиндрическая труба; б – кольцевая труба (труба в трубе), течение по кольцевому и центральному

Необходимость в выделении двух типов данного объекта объясняется спецификой систем ППД. Как отмечалось ранее, объект «труба» входит в состав более сложного объекта «скважина». Известно, что при закачке воды в пласт со сравнительно небольшими приемистостями (до 500 м<sup>3</sup>/сут), используются насосно-компрессорные трубы (НКТ). Однако может возникнуть необходимость в обеспечении приемистости свыше 500–1000 м<sup>3</sup>/сут, тогда закачка по НКТ влечет за собой большие потери на гидравлическое сопротивление (свыше 5.0 МПа), поэтому следует использовать совместную прокачку воды, как по НКТ, так и по затрубному пространству (фиг. 4.2 – б).

Рассмотрим наиболее распространенный тип объекта «труба» – труба цилиндрического сечения (фиг.4.2 – а).

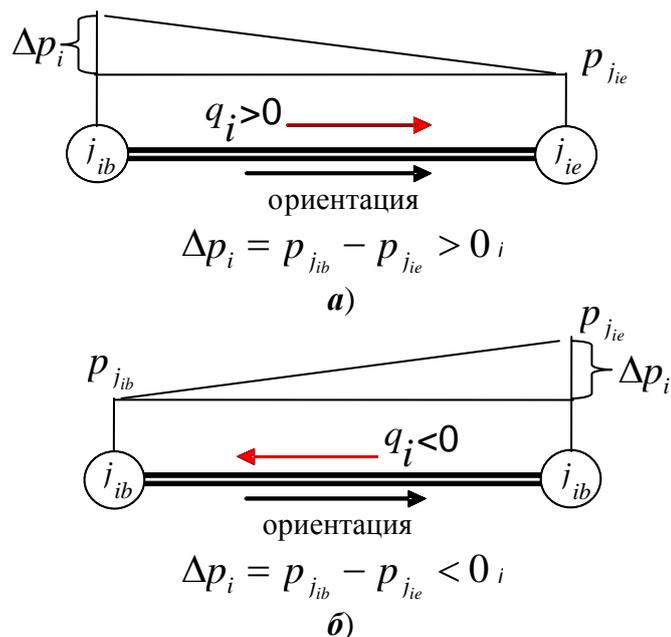


Рис. 4.26. Объект «труба»: а –  $q_i > 0$ ; б –  $q_i < 0$

Гидравлическое моделирование различного рода труб в основном сводится к определению так называемых потерь напора на гидравлическое сопротивление в зависимости от формы, гидравлического диаметра –  $D_r$ , абсолютной шероховатости –  $\Delta_a$  и длины –  $L$ . Иначе говоря, в зависимости от своих морфологических свойств, трубы могут оказывать существенное и несущественное влияние на энергию потока (см. рис. 4.26).

Уровень воздействия труб на энергию потока выражается в величине потерь давления на гидравлическое сопротивление в звене  $i$ :  $\Delta p_i = \Delta p_{mp} = p_{j_{ib}} - p_{j_{ie}}$  (см. рис. 4.27).

Для труб соотношение между потерей давления на гидравлическое сопротивление, скоростью потока жидкости, внутренним диаметром, длиной и шероховатостью определяется известной в гидромеханике формулой Дарси-Вейсбаха:

$$\Delta p_{mp} = \lambda \frac{L}{D_r} \frac{\rho \omega^2}{2}, \quad (4.72)$$

где  $\rho$  – плотность жидкости, протекающей сквозь трубу;  $D_r = \frac{4F}{\Pi}$  – гидравлический диаметр ( $F$  – площадь поперечного сечения трубы,  $\Pi$  – периметр сечения трубы);  $\lambda$  – коэффициент гидравлического сопротивления;  $\omega$  – скорость движения потока.

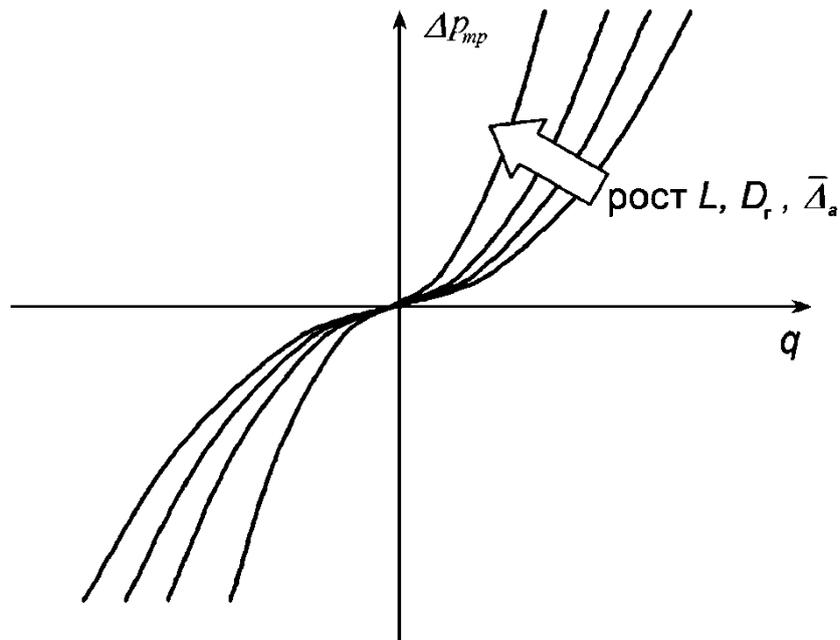


Рис. 4.27. Типовая зависимость  $\Delta p_{mp} = f_{mp}(q)$  для объекта «труба»

Для того, чтобы зависимость по формуле Дарси-Вейсбаха соответствовала требованиям к виду функции  $f(q)$  ее вид необходимо изменить следующим образом

$$\Delta p_{mp} = \lambda \frac{L}{D_r} \frac{\rho |\omega| \omega}{2}, \quad (4.73)$$

т.е. здесь знак скорости потока  $\omega$  совпадает со знаком расхода  $q$ .

Основная сложность в определении  $\Delta p_{mp}$  по данной формуле заключается в нахождении коэффициента  $\lambda$ , так как его величина определяется функцией двух параметров:

$$\lambda = f(Re, \bar{\Delta}),$$

где  $\bar{\Delta} = \frac{\Delta_a}{D_r}$  – относительная шероховатость;

$$Re = \frac{\omega D_r}{\nu} \text{ – критерий Рейнольдса;}$$

$\nu$  – коэффициент кинематической вязкости;

Зависимость коэффициента сопротивления  $\lambda$  от  $Re$  и  $\bar{\Delta}$ , установленная опытами для стабилизированного течения в круглых трубах с равномерной зернистой шероховатостью, указывает на существование трех основных режимов (областей) течения потока [85, 119] (см. рис. 4.28).

Первый режим, называемый ламинарным, относится к малым значениям чисел  $Re$  (до  $Re \approx 2000$ ) и характеризуется тем, что шероховатость не оказывает никакого влияния на величину  $\lambda$ . По закону Гагена-Пуазеля:

$$\lambda = \frac{64}{Re}. \quad (4.74)$$

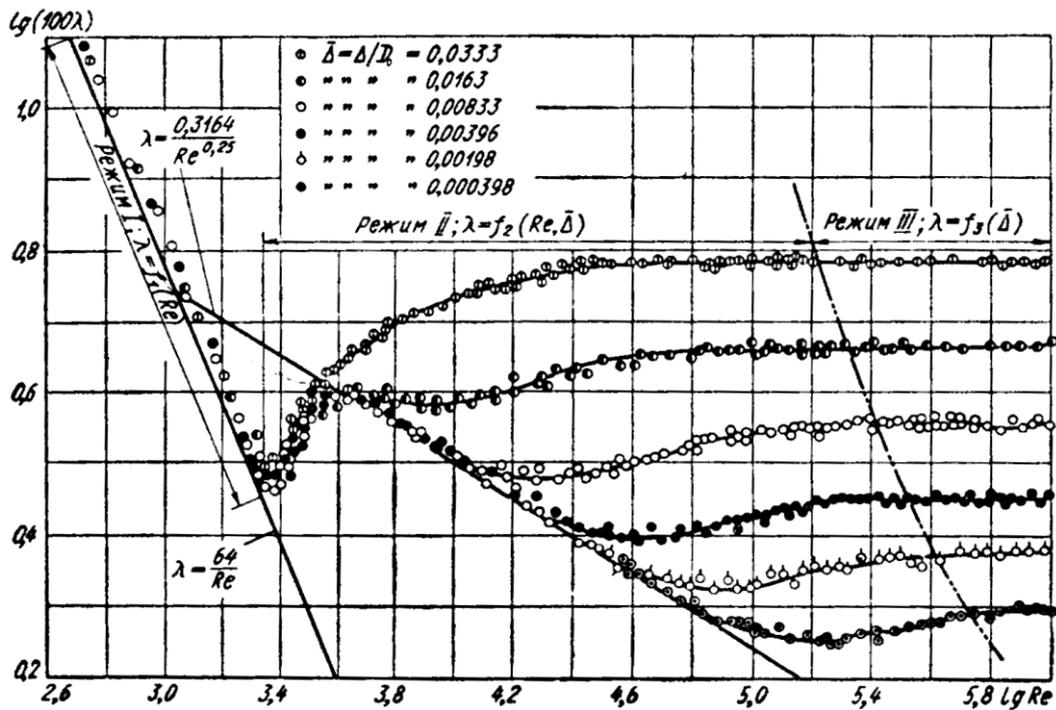


Рис. 4.28. Зависимость коэффициента сопротивления от  $Re$ , для труб с равномерно зернистой шероховатостью

Второй режим, называемый переходным и охватывает три участка кривых сопротивления для равномерно-зернистой шероховатости:

а) Участок, относящийся к переходной области между ламинарным и турбулентным течениями (примерно в пределах  $Re=2000 - 4000$ ). В этой области коэффициент сопротивления быстро растет с увеличением числа  $Re$ . Вместе с тем коэффициент  $\lambda$  продолжает оставаться одинаковым для различных значений относительной шероховатости.

б) Участок, для которого кривые сопротивления труб с различной шероховатостью совпадают с кривой Блазиуса для гладких труб:

$$\lambda = \frac{0.3164}{Re^{0.25}}. \quad (4.75)$$

Закон сопротивления по последней формуле справедлив в тем меньшем интервале чисел  $Re$ , чем больше  $\bar{\Delta}$ .

в) Участок, для которого кривые сопротивления труб с различной шероховатостью расходятся между собой, отходя от прямой, получаемой по формуле (4.75). При этом коэффициенты сопротивления в определенных интервалах чисел  $Re$  (в этих интервалах значений  $Re$  возрастание  $\lambda$  прекращается) тем больше, чем значительнее  $\bar{\Delta}$ .

Третий режим, называемый квадратичным или режимом вполне шероховатого трения, а также режимом турбулентной автотельности, характеризуется тем, что коэффициенты сопротивления для каждой величины шероховатости становятся постоянными и практически не зависящими от числа  $Re$ .

Существуют три числа  $Re$ , ограничивающие четыре области течения жидкости.

Определим эти числа

$$Re_0 = 754 \exp\left(\frac{0.0065}{\bar{\Delta}}\right), \quad (4.76)$$

$$Re_1 = 1160 \left(\frac{1}{\bar{\Delta}}\right)^{0.11}, \quad (4.77)$$

$$Re_2 = 2090 \left(\frac{1}{\bar{\Delta}}\right)^{0.0635}. \quad (4.78)$$

При  $Re < Re_0$  действует закон Гагена-Пуазеля формула (4.74).

При  $Re_0 < Re < Re_1$  и  $\bar{\Delta} \geq 0.007$ :

$$\lambda = 4.4 Re^{-0.595} \exp\left(-\frac{0.00275}{\bar{\Delta}}\right). \quad (4.79)$$

При  $Re_1 < Re < Re_2$ :

$$\lambda = (\lambda_2 - \lambda^*) \exp\left[-(0.0017[Re_2 - Re])^2\right] + \lambda^*, \quad (4.80)$$

где при  $\bar{\Delta} \leq 0.007$   $\lambda^* = \lambda_1$ ;

при  $\bar{\Delta} > 0.007$   $\lambda^* = \lambda_1 - 0.0017$ ;

коэффициенты  $\lambda_1$  и  $\lambda_2$ , соответствующие границам  $Re_1$  и  $Re_2$ ;

при  $\bar{\Delta} \leq 0.007$   $\lambda_1 = 0.032$ ;

$$\text{при } \bar{\Delta} > 0.007 \quad \lambda_1 = 0.0775 - \frac{0.0109}{\bar{\Delta}^{0.286}}; \quad (4.81)$$

$$\text{при } \bar{\Delta} \leq 0.007 \quad \lambda_2 = 7.244(Re_2)^{-0.643}; \quad (4.82)$$

$$\text{при } \bar{\Delta} > 0.007 \quad \lambda_2 = \frac{0.145}{\bar{\Delta}^{-0.244}}. \quad (4.83)$$

Формулы с (4.79) по (4.83) были предложены Самойленко [85].

Для режима течения жидкости, соответствующего  $Re > Re_2$ , воспользуемся формулой Кольбрука-Уайта:

$$\lambda = \frac{1}{\left[2 \lg\left(\frac{2.51}{Re \sqrt{\lambda}} + \frac{\bar{\Delta}}{3.7}\right)\right]^2}. \quad (4.84)$$

Данная формула была принята основной как в России, так и за рубежом при проектировании ТГС и получила теоретическое обоснование, данное Альтшулем.

С использованием последней и выше перечисленных формул, соответствующих режимам от  $Re_0$  до  $Re_2$ , автором была получена серия полномерных зависимостей  $\lambda(Re, \Delta_0)$  при  $\Delta_0 = \bar{\Delta}$ , отраженных на рис. 4.29 и 4.30. Решение (4.84) проводилось численно методом хорд.

Полученные зависимости хорошо аппроксимируют фактические кривые в области переходного режима (см. рис. 4.28, 4.29).

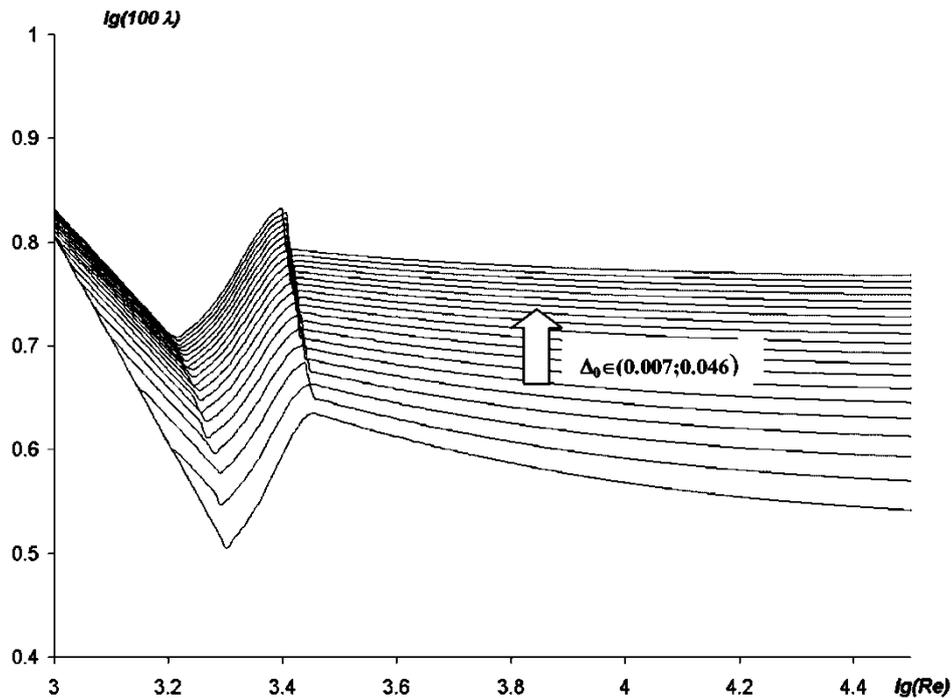


Рис. 4.29. Расчетная зависимость коэффициента сопротивления для неравномерно-зернистой шероховатости

В настоящее время при определении потерь давления на гидравлическое сопротивление в круглых трубах в уже существующих моделях ТГС водо- и газоснабжения принимается во внимание только автомодельная область. Иначе говоря, расчет  $\Delta p$  опирается только на формулу (4.84), а чаще на приближенную формулу Альтшуля<sup>1</sup> [86]:

$$\lambda = 0.11 \left( \bar{\Delta} + \frac{68}{Re} \right)^{0.25} \quad (4.85)$$

Стоит отметить, что такой подход является неприемлемым для определения  $\lambda$ , так как критерий Рейнольдса изменяется в широких пределах, и не учет всех трех режимов течения может повлечь за собой существенную погрешность определения  $\Delta p_{тр}$  и потокораспределения в целом.

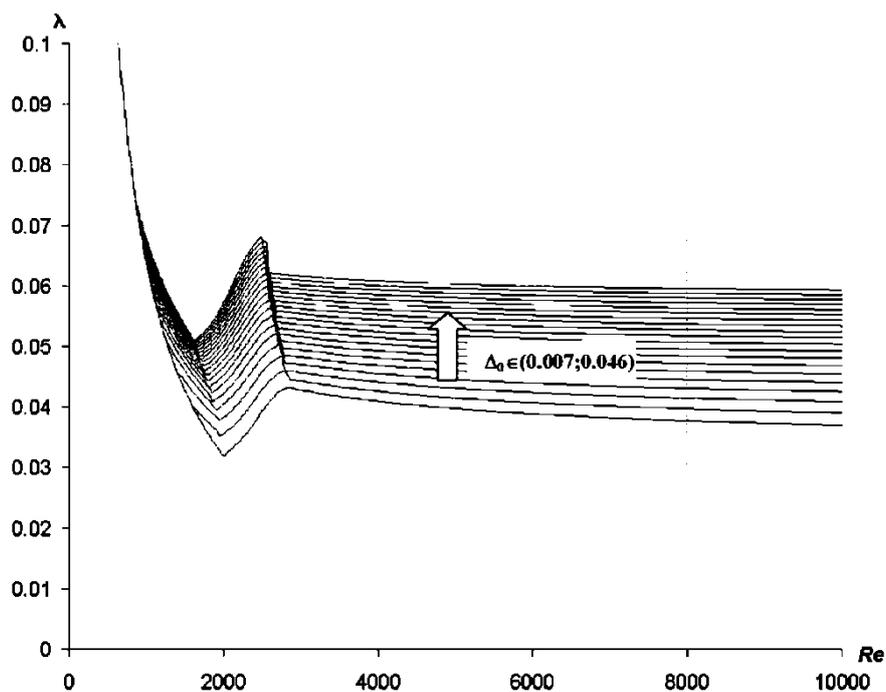


Рис. 4.30. Расчетная зависимость коэффициента сопротивления ( $Re, 0$ ) для неравномерно-зернистой шероховатости

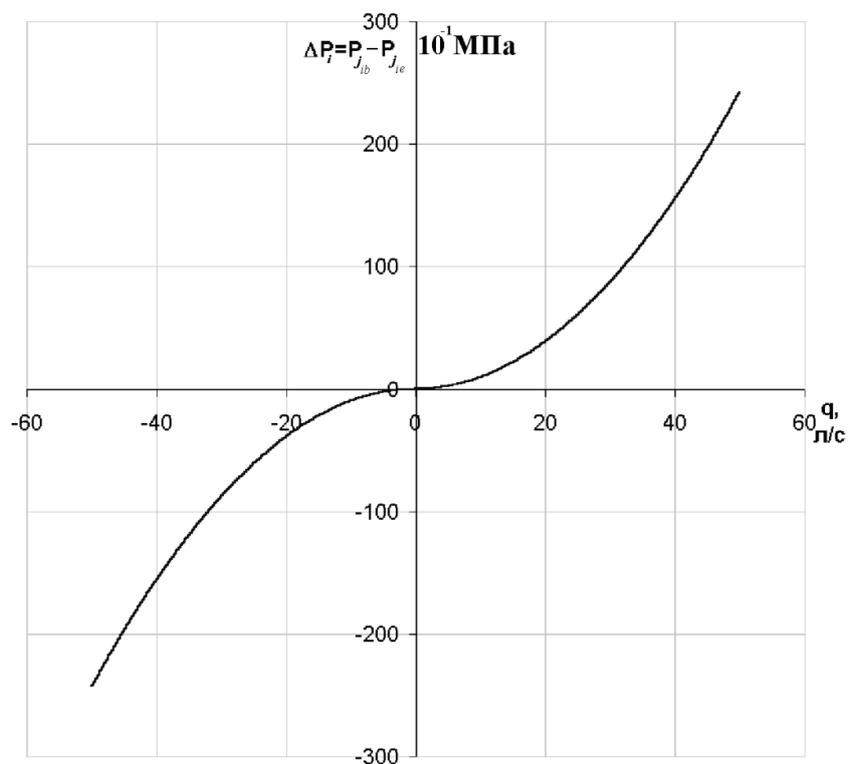


Рис. 4.31. Зависимость  $\Delta p_{тр} = f(q)$  для трубы круглого сечения с неравномерно зернистой шероховатостью:  $D_{г}=50$  мм,  $a=0.5$  мм,  $L=100$  м

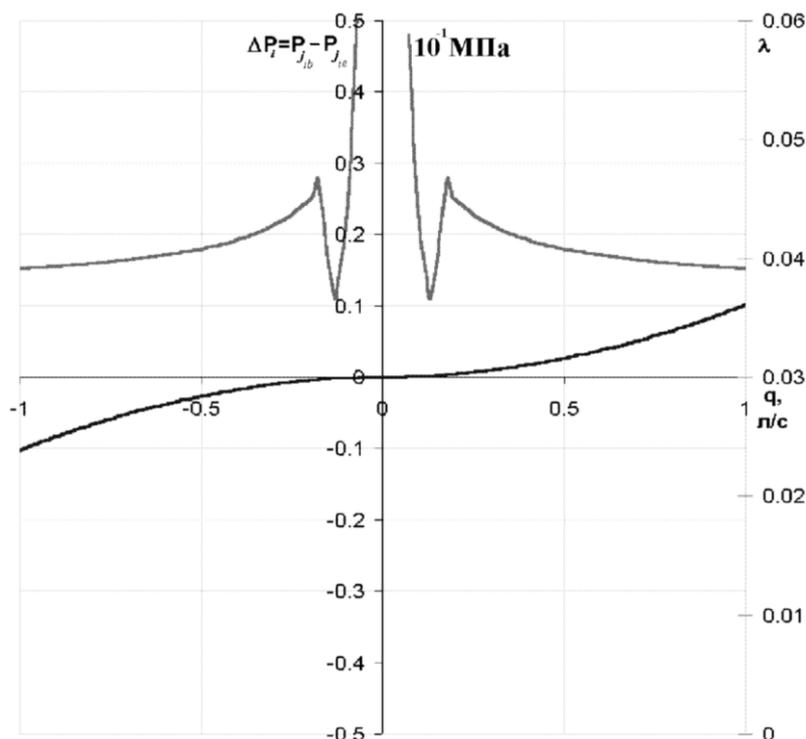


Рис. 4.32. Зависимость  $\Delta p_{\text{тр}} = f(q)$  для трубы круглого сечения с неравномерно зернистой шероховатостью:  $D_{\text{г}}=50$  мм,  $a=0,5$  мм,  $L=100$  м

Как видно, переходный режим для такой трубы принадлежит области расходов: от  $q \approx 0,12$  л/с до  $q \approx 0,4$  л/с (см. рис. 4.32), что соответствует  $10,4$  м<sup>3</sup>/сут и  $34,6$  м<sup>3</sup>/сут соответственно. Для труб НКТ, применяемых в конструкции добывающих и нагнетательных скважин систем ППД, где величины закачек (отборов) воды сравнительно невелики (до  $100$  м<sup>3</sup>/сут) и внутренний диаметр более  $0,06$  м, будет иметь место ламинарный или переходный режимы течения, учет которых при моделировании НКТ положительно скажется на точности результатов моделирования ТГС в целом.

На рис. 4.31 и 4.32 видны кривые  $\Delta p_{\text{мп}} = f(q)$ , располагающиеся в 1-й и 3-й четвертях числовой плоскости. Это соответствует требованиям к виду функции  $\Delta p = f(q)$  звена и не противоречит физической сути.

Действительно, если направление потока соответствует ориентации звена, тогда  $\omega > 0$  и  $\Delta p > 0$ , так как давление на входе в трубу больше, чем на выходе из нее.

В связи с тем, что при «кусочном» определении зависимости коэффициента  $\lambda$  от  $Re$  и  $\bar{\Delta}$  влечет за собой потерю гладкости функции  $f(q)$ , автором предлагается воспользоваться аппроксимирующей зависимостью:

$$\lambda = \frac{64}{Re} + 0.11 \left( A \cdot \bar{\Delta} + \frac{68}{Re} \right)^{0.38} + 0.0047, \quad (4.86)$$

где 
$$A = \frac{0.002}{\bar{\Delta}} - \frac{0.261}{\bar{\Delta}^{0.5}} + \frac{2.0}{\bar{\Delta}^{0.25}} - \frac{112 \cdot 10^{-8}}{\bar{\Delta}}.$$

Рассмотрим следующий тип объекта «труба»: кольцевая труба (см. фиг.4.2 – б).

При моделировании кольцевой трубы так же, как и для цилиндрической трубы находится коэффициент гидравлического сопротивления  $\lambda_{кол}$ , определяющийся на всей числовой оси  $Re$  и  $\Delta_a$ :

$$\lambda_{кол} = k_n \lambda, \quad (4.87)$$

где  $\lambda$  – коэффициент гидравлического сопротивления труб круглого сечения при тех же числах  $Re$ ;

$k_n$  – поправочный коэффициент, учитывающий влияние кольцевой формы сечения трубы.

Для ламинарного и переходного режима  $Re < Re_2$

$$k_n = \frac{1 - \left(\frac{d}{D_0}\right)^2}{1 + \left(\frac{d}{D_0}\right)^2 + \frac{1 - \left(\frac{d}{D_0}\right)^2}{\ln\left(\frac{d}{D_0}\right)}}, \quad (4.88)$$

где  $d$  – внешний диаметр малой трубы;  $D_0$  – внутренний диаметр большой трубы.

Для чисто турбулентного режима  $Re > Re_2$

$$\lambda_{кол} = \left(\frac{0.02}{D_0} + 0.98\right) \left(\frac{1}{\lambda} - 0.27 \frac{d}{D_0} + 0.1\right). \quad (4.89)$$

Как уже говорилось, в нагнетательных скважинах шельфовых месторождений, где объемы закачки превышают 1500 м<sup>3</sup>/сут, эффективно применяется одновременная закачки воды по НКТ и затрубному пространству. Поэтому вполне очевидна задача определения  $\Delta p_{тр}$  при совместном течении потоков по центральной трубе и кольцевому пространству. Особенность данной задачи заключается в том, что расход жидкости поступающей в звено разделяется на два потока:  $q_1$  – расход жидкости в центральной трубе,  $q_2$  – расход жидкости по кольцевому пространству. Таким образом, потери напора в кольцевом пространстве и центральной трубе

$$\Delta p_{тр}^{кол} = \lambda_{кол} \frac{L}{D_{Г(кол)}} \frac{\rho |\omega_2| \omega_2}{2} \quad \text{и} \quad \Delta p_{тр} = \lambda \frac{L}{d_0} \frac{\rho |\omega_1| \omega_1}{2}, \quad (4.90)$$

где  $D_{Г(кол)} = \frac{0.25(D_0^2 - d^2)}{D_0}$  – гидравлический диаметр кольцевого пространства;  $d_0$  – внутренний диаметр центральной трубы.

Исходя из принципа неразрывности и закона сохранения энергии, составим систему уравнений относительно неизвестных расходов  $q_1$  и  $q_2$

$$\begin{cases} q_1 + q_2 = q \\ f_1(q_1) = \Delta p, \text{ причем } f_1(q_1) = f_2(q_2) = f(q) = \Delta p. \\ f_2(q_2) = \Delta p \end{cases} \quad (4.91)$$

Здесь функции  $f_1(q_1)$ ,  $f_2(q_2)$  находятся по формулам (4.90) и выражают зависимости расхода  $q_2$  и  $\Delta p_{mp}^{кол}$  в кольцевом пространстве, и расхода  $q_1$  и  $\Delta p_{mp}$  центральной трубы в отдельности. Упростив систему (4.91) имеем

$$\begin{cases} q_1 + q_2 = q \\ f_1(q_1) = f_2(q_2) \end{cases}, \quad (4.92)$$

а заменив  $q_2 = q - q_1$  имеем одно уравнение

$$f_1(q_1) = f_2(q - q_1), \quad (4.93)$$

где  $q$  является известной константой, а  $q_1$  неизвестной.

Данное уравнение можно решить методом «бисекций», «хорд» или Ньютона. Найдя  $q_1$ , определяется перепад давления  $\Delta p = f_1(q_1)$ , таким образом, при различных  $q$ , решая (4.93) имеем искомую функцию полной характеристики звена  $\Delta p = f(q)$ .

Трубы, как и любой КС потребляют гидравлическую энергию, рассеиваемую на трение, поэтому согласно (4.68) гидравлическая мощность потребляемая трубами (каналами связи).

$$N_{КС} = \Delta p_{b-e} q = f_{КС}(q) q > 0. \quad (4.94)$$

### Модели насосных агрегатов

В предлагаемой автором модели объектами гидросистем, представляющими элемент АСГ (аппарат для сообщения гидравлической энергии), могут быть любые насосы, устанавливаемые на кустовых и дожимных насосных станциях или в любом другом месте схемы ГС.

Звено модели, характеризующее насосный агрегат должно задаваться его **полной рабочей характеристикой**:  $\Delta p_{АСГ} = f_{АСГ}(q)$ . Под рабочей характеристикой АСГ принято понимать кривую, описывающую зависимость между напором и расходом жидкости, создаваемым насосом в рабочем интервале значений расхода, т.е. при  $0 < q < Q_{max}$ .

Как известно, насосы кинетического действия имеют «мягкую» рабочую характеристику. Рассмотрим такую кривую на примере центробежного насоса (см. рис. 4.33).

Как упоминалось ранее, характеристика насоса в таком виде не является достаточной при моделировании ГС в наиболее универсальной постановке. Перестроим ее в принятой ранее координатной плоскости.



Рис. 4.33. Типовой вид рабочей характеристики центробежного насоса (АСГ<sub>СТР</sub>)

На рис. 4.33 показан график искомой зависимости  $\Delta p_{АСГ_{СТР}} = f_{АСГ_{СТР}}(q)$ , причем часть линии, находящаяся во второй четверти, соответствует рабочей характеристике насоса, перестроенной в данных координатах. Из графика видно, что при  $0 < q < Q_{max}$  значения  $\Delta p = p_{j_{ib}} - p_{j_{ie}} < 0$ . Это значит, что давление на входе в насос меньше, чем на выходе из него, что соответствует реальной картине эксплуатации АСГ. Максимальная разность между  $p_{j_{ib}}$  и  $p_{j_{ie}}$  в пределах  $0 \leq q \leq Q_{max}$  соответствует точке  $q=0$ , а минимальная – точке  $Q_{max}$ , что аналогично общепринятому пониманию рабочей характеристики. Случай превышения значения  $q$  над  $Q_{max}$  описывается кривой  $f_{АСГ_{СТР}}(q)$  в 1-й четверти, форма этой линии определяется работой насоса в условиях превышения расхода прокачиваемой жидкости над максимальным. Как видно из графика, при этом  $f_{АСГ_{СТР}}(q) > 0$ , что свидетельствует о превышении давления на входе в насос –  $p_{j_{ib}}$  над давлением на выходе из него –  $p_{j_{ie}}$ .

В «правильно» построенной схеме ТГС такая ситуация практически невозможна, однако эта ситуация может проиграться при аварийном режиме или ошибочном построении схемы. К данной ситуации может привести установка одних насосных агрегатов, превышающих производительность перед другими, или установка насосного агрегата с недостаточной производительностью в фонтанирующих скважинах (по причине высокого пластового давления).

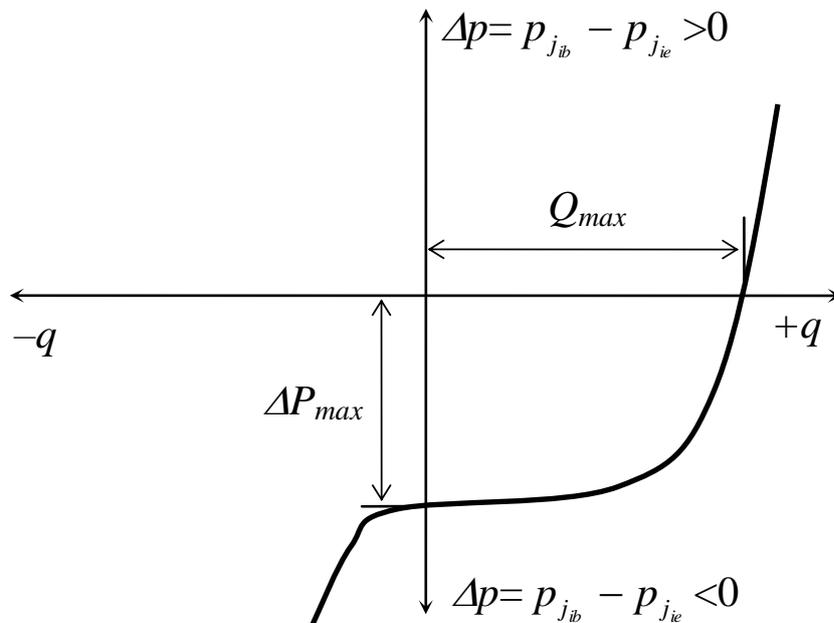


Рис. 4.34. Типовая полная гидравлическая характеристика насосов АСГ<sub>СТР</sub>

Кривая  $f_{АСГ_{СТР}}(q)$  в 3-й четверти описывает случай обратного течения жидкости, т.е. против ориентации насоса –  $q < 0$ . Такой режим работы насоса возможен только при  $p_{jie} > p_{jib}$ , причем  $p_{jib} - p_{jie} < -|\Delta P_{max}|$ , т.е. давление на выходе из насоса  $p_{jie}$  больше давления, сформированного суммой давления  $p_{jib}$  и максимально возможного перепада давления  $\Delta P_{max}$  (см. рис. 4.34). Ситуация такого рода может возникнуть по одной из следующих причин:

- снижение производительности насоса ввиду его износа, т.е. падение значения  $\Delta p_{max}$ , а следовательно сжатие всей рабочей характеристики по оси давлений, вследствие чего давление в выкидном коллекторе превышает сумму  $p_{jib} + \Delta P_{max}$  рассматриваемого насоса;

- превышение давления на устье группы заводняемых скважин над давлением на выкиде насосного агрегата при локальной системе заводнения;

- состояние насосных агрегатов в схеме ТГС соответствует последовательному соединению с противоположной ориентацией при превышении производительности одного насоса над другим.

Участки кривой  $f_{АСГ_{СТР}}(q)$  в первой и третьей четвертях отражают сопротивление на гидравлическое трение и перераспределение скоростей внутри насоса на нерабочих режимах работы.

Как видно из графика на рис. 4.35, кривая характеристики для струйных насосов также асимметрична относительно начала координат в отличие от кривых, характеризующих трубопроводы и ряд УП. Вообще, асим-

метричное относительно начала координат расположение кривой функции  $f(q)$  и прохождение ее через вторую четверть означает, что характеризуемый объект может привносить энергию в гидросистему, т.е. принадлежит элементу АСГ. Т.е. гидравлическая мощность, потребляемая АСГ при  $0 < q < Q_{max}$  согласно (4.68)

$$N_{АСГ} = \Delta p_{b-e} q < 0, \quad (4.95)$$

а при  $0 > q$  и  $q > Q_{max}$

$$N_{АСГ} = \Delta p_{b-e} q > 0. \quad (4.96)$$

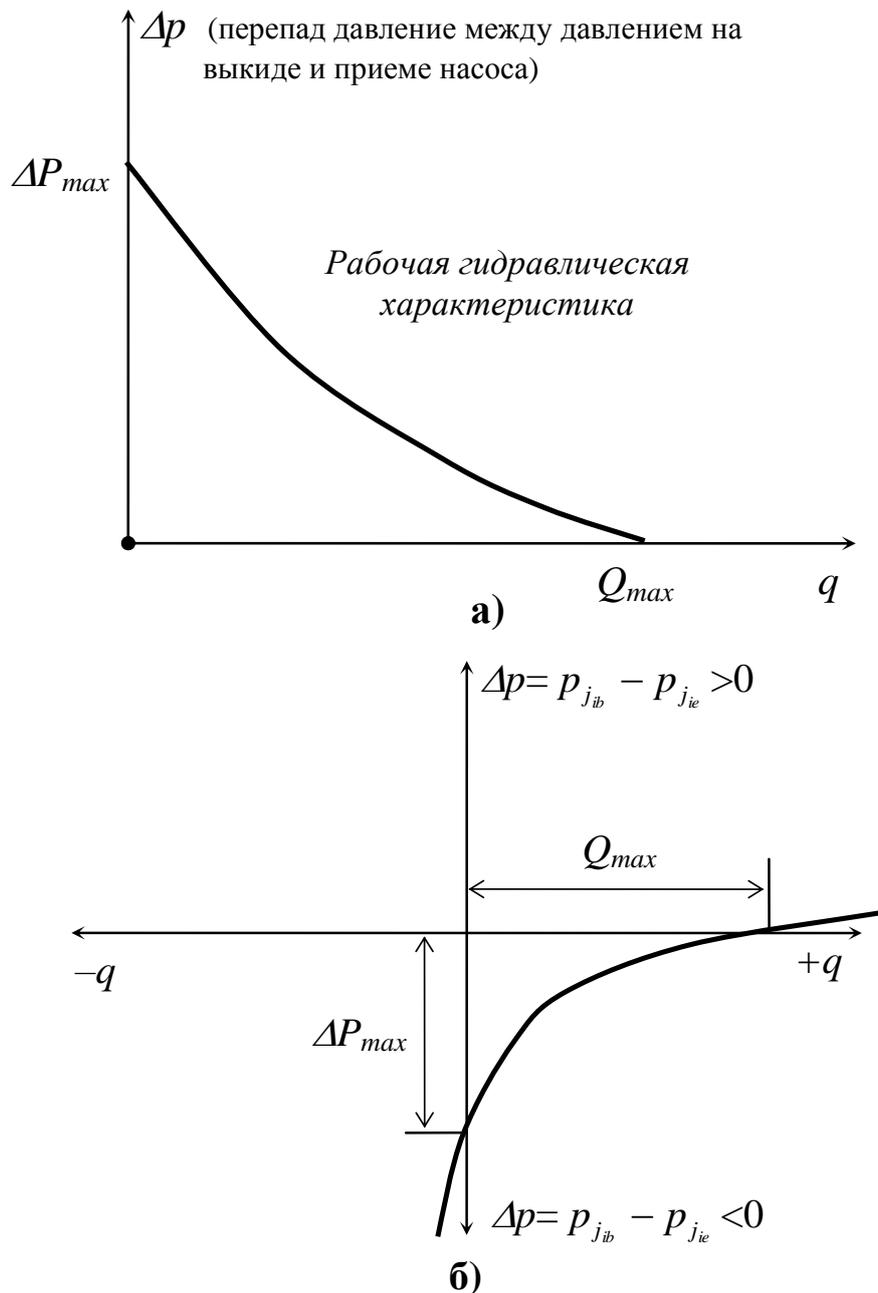


Рис. 4.35. Характеристики струйного насоса: а – рабочая характеристика; б – полная характеристика

На кривой полной характеристики  $f_{АСГ}(q)$  особый интерес представляют участки в первой и третьей четвертях числовой плоскости. Здесь мы лишь рассмотрели факторы, образующие тенденцию образования форм и направлений этих участков для насосов типа АСГ<sub>СТР</sub>. Насосы ЦНС, применяемые в системах ППД, относятся к АСГ<sub>СТР</sub> и являются обратимыми, как и все АСГ<sub>С</sub>. Рассмотрим рабочую и полную гидравлическую характеристики еще одного, часто применяемого в качестве насоса 1-го водоподъема систем ППД, струйного насоса (см. рис. 3.35).

Для струйных насосов также имеются две нерабочие области расходов:

1)  $q > Q_{max}$ , при котором давление на приеме насоса больше давления на выкиде, что связано с потерями гидравлической энергии на смешивание потоков рабочей жидкости с жидкостью активного элемента;

2)  $q < 0$ , при котором давление на выкиде насоса повышается свыше максимально создаваемого им на рабочем режиме. Причины возникновения таких ситуаций подобны описанным выше: для АСГ<sub>СТР</sub>. Однако характер аварий для струйных насосов несколько иной. Так, в случае роста перепада давления в насосе АСГ<sub>СТР</sub> выше  $\Delta P_{max}$  обратное вращение активного элемента невозможно при включенном электропитании двигателя. Для струйных же насосов будет существовать такое давление на выкиде, при котором жидкость активного элемента сменит направление течения на противоположное.

В ТГС в качестве АСГ иногда применяются поршневые и плунжерные насосы. Эти АСГ соответствуют типу АСГ<sub>В</sub> вытеснения (силового действия) и ввиду наличия клапанного механизма не являются обратимыми. Отсутствие обратимости и жесткость рабочей характеристики существенно отличают эти насосы от АСГ<sub>С</sub>.

С точки зрения практического применения МТГС для систем ППД, из всех АСГ здесь следует отметить насосы ЦНС, наиболее часто применяемые в системах ППД. Поэтому далее речь пойдет именно о них. Что касается моделирования других АСГ, то в универсальной МТГС следует учитывать максимально широкий спектр устройств, однако в этой работе осветить большой спектр моделей АСГ не представляется возможным.

Рассмотрим определение полной гидравлической характеристики ЦНС на различных режимах.

Форма кривой  $f_{ЦНС}(q)$  во второй четверти определяется путем испытания насосов на стендовых установках завода-изготовителя, в парке ремонта или на месте установки с помощью байпасов (см. рис. 4.36) посредством изменения режимов варьированием гидравлического сопротивления на выкиде насосного агрегата.

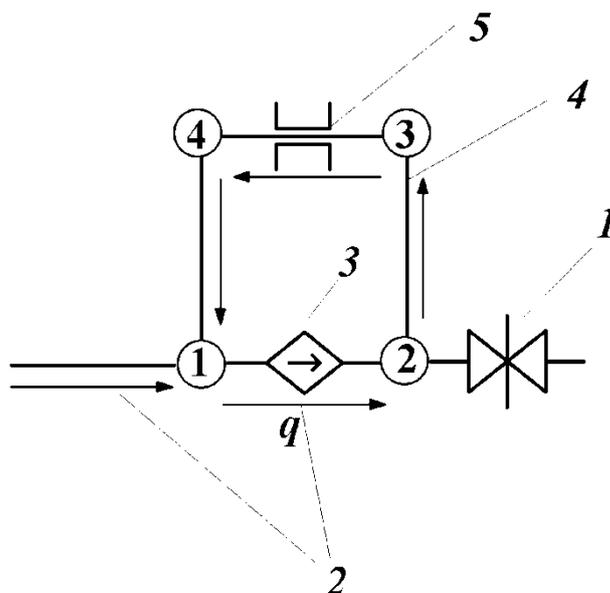


Рис. 4.36. Схема испытания насосов АСГС на месте установки: 1 – закрытая задвижка в коллекторе насосной станции; 2 – направления потоков; 3 – испытываемый АСГ; 4 – байпас-линия; 5 – дросселирующая арматура (УП)

Испытания насосов происходит на стендовой установке.

Манометрический напор определяется по формуле:

$$H_m = h_m + h_e + \Delta h \quad (4.97)$$

Здесь  $h_m$  – напор по манометру;  $h_e$  – разрежение по вакуумметру;  $\Delta h$  – вертикальное расстояние от места установки манометра и вакуумметра до оси насоса.

Расход замеряется либо объемным способом, либо счетчиком. Потребляемую мощность измеряют мотор-весами или ваттметром.

Мощность на валу насоса равна:

$$N = \eta_э N_э \quad (4.98)$$

Здесь  $\eta_э$  – к.п.д. электродвигателя;  $N_э$  – электрическая мощность на клеммах электродвигателя.

$$\text{Общий к.п.д. насоса } \eta = \frac{q \Delta p}{N},$$

где  $N$  – мощность на валу насоса;  $\Delta p$  – перепад давления между выкидом и приемом насоса.

При испытании мощность насоса может быть также определена, как

$$N = M \cdot \omega, \quad (4.99)$$

где  $M$  – крутящий момент на валу двигателя, определяемый с помощью мотор-весов;  $\omega$  – угловая скорость.

Полученные величины  $q$ ,  $\Delta p$ ,  $N$ ,  $\eta$  дают возможность построения рабочей характеристики при постоянной частоте вращения ротора насоса.

В условиях завода-изготовителя снятие рабочей характеристики насоса не составляет особых осложнений. Для снятия рабочей характери-

стики в условиях места работы насоса, необходимо предусмотреть наличие обходной линии (байпаса) в коллекторе насосной станции, с помощью которой можно перепускать поток из выкида испытываемого насоса в его прием. При этом на любом участке этой линии должна быть установлена дросселирующая арматура, позволяющая варьировать сопротивление в выкиде. В зависимости от сопротивления в элементе в насосе будет устанавливаться различный расход  $q$  и как следствие различного перепада давления между узлами 1 и 2 (рис.4.36). Таким образом можно снять рабочую характеристику не извлекая насос из ТГС для оценки степени его работоспособности. В процессе работы любого насоса, будь этот насос силового или кинетического действия, имеет место износ различных его частей, вследствие чего рабочая характеристика видоизменяется.

В настоящее время в ремонтных службах месторождений Западной Сибири не предусмотрены стендовые установки для испытания, обкатки и снятия характеристики центробежных секционных насосов, а следовательно, нет возможности снимать рабочие характеристики насосов после их ремонта для оценки качества ремонта.

С точки зрения моделирования наземной части систем ППД, точность отражения текущей характеристики АСГ в функции  $f_{АСГ}(q)$  является одним из решающих факторов точности модели. Соответственно отсутствие такой установки не позволяет надеяться на адекватные результаты моделирования в длительно эксплуатирующихся ТГС, а также не позволяет оценивать качество отремонтированного насоса и определять момент снятия ЦНС с места эксплуатации на ремонт.

Существует методика теоретического построения рабочей характеристики электроцентробежных насосов по одному известному режиму. Таким режимом является  $q=0$  и  $\Delta p_{max}$ , т.е. режим работы насоса при полностью закрытой выкидной задвижке.

Однако точность такого определения функции  $f_{ЦНС}(q)$  может оказаться недостаточной, особенно при значительной степени износа насосного агрегата, обуславливающей значительную потерю в коэффициенте полезного действия за счет гидравлических утечек и износа рабочих колес.

Здесь назревает два основных способа определения рабочей части функции  $f_{ЦНС}(q)$ .

1. Снятие рабочей характеристики в условия кустовой насосной станции.

2. Определение рабочей характеристики в условиях централизованных баз производственного обслуживания (ЦБПО).

Сначала рассмотрим второй способ. Здесь Стрекаловым А.В. предлагается использовать стендовую установку для снятия рабочей характеристики ЦНС. Особенность такой установки состоит в том, что до и после ремонта ЦНС устанавливается на специальную раму непосредственно в ЦБПО и приводится в действие электродвигателем мощностью, на порядок

меньше мощности натурального электродвигателя, причем с номинальным напряжением 380 В вместо 6000 В. В процессе испытания и обкатки снимается так называемая модельная характеристика. Затем модельная характеристика с помощью специально разработанного алгоритма преобразуется в натурную (реальную) характеристику ( $\Delta p - q, N - q, \eta - q$ ), где  $q$  – расход жидкости,  $N$  – механическая мощность на валу двигателя, потребляемая насосом,  $\eta$  – суммарный к.п.д., включающий в себя механический, гидравлический и объемный, а также дисковый к.п.д., который соответствует трению переднего и заднего диска рабочего колеса о жидкость.

Теория устанавливает следующие законы подобия центробежных насосов:

1) для подобных режимов центробежных насосов подача пропорциональна первой степени частоты вращения ротора:

$$\frac{q_m}{q_n} = \frac{n_m}{n_n} \left( \frac{D_m}{D_n} \right)^3, \quad (4.100)$$

где  $q_m$  – расход модельного насоса;  $q_n$  – расход натурального насоса;  $n_m$  – частота вращения ротора модельного насоса;  $n_n$  – частота вращения ротора натурального насоса;  $D_m, D_n$  – типоразмер модельного и натурального насосов.

2) для подобных режимов работы центробежных насосов напор прямо пропорционален квадрату частоты вращения ротора и квадрату линейного размера:

$$\frac{\Delta p_m}{\Delta p_n} = \left( \frac{n_m D_m}{n_n D_n} \right)^2; \quad (4.101)$$

3) для подобных режимов работы центробежных насосов мощность, потребляемая насосом, пропорциональна кубу частоты вращения и пятой степени линейного размера и плотности жидкости:

$$\frac{N_m}{N_n} = \left( \frac{n_m}{n_n} \right)^3 \left( \frac{D_m}{D_n} \right)^5 \frac{\rho_m}{\rho_n}. \quad (4.102)$$

Записанные соотношения справедливы при равенстве к.п.д. модельного и натурального насосов:  $\eta_m = \eta_n$ . Т.е. насосы с равными к.п.д. имеют подобные режимы. Соотношения, устанавливаемые законами подобия, являются приближенными, так как равенство к.п.д. двух насосов можно получить только в идеальном случае.

Законы, устанавливающие зависимости подачи напора и мощности одного и того же насоса от частоты вращения ротора при его работе на одной и той же жидкости, называются законами пропорциональности. При  $D_m = D_n, \rho_m = \rho_n$ :

$$\frac{N_i}{N_j} = \left( \frac{n_i}{n_j} \right)^3, \frac{\Delta p_i}{\Delta p_j} = \left( \frac{n_i}{n_j} \right)^2, \frac{q_i}{q_j} = \frac{n_i}{n_j}. \quad (4.103)$$

Законы подобия справедливы при одинаковой кинематической вязкости текучей среды модельного и натурального насосов. В нашем случае вязкости жидкостей двух насосов имеют одинаковые значения, так как оба насоса перекачивают воду.

На предлагаемой стендовой установке сначала должна сниматься модельная характеристика насоса, а затем эта модельная характеристика будет пересчитываться в натурную согласно законам подобия и поправок, включающих изменения к.п.д. между подобными насосами.

Как уже было показано, известный в теории пересчет основан на предположении равенства к.п.д. модельного и натурального насосов, хотя в действительности  $\eta_m \neq \eta_n$ . Это связано в основном с тем, что:

1) все типоразмеры при проектировании насосов рассчитаны на номинальную частоту вращения ротора, поэтому при снижении частоты и производительности к.п.д. уменьшается;

2) объемные утечки жидкости через лабиринтные уплотнения с уменьшением частоты вращения ротора снижаются, а гидравлический к.п.д. увеличивается;

3) гидравлическое трение рабочих колес о жидкость (дисковое трение) снижается с уменьшением частоты вращения ротора;

4) механическое трение (в сальниках и подшипниках) увеличивается с уменьшением частоты вращения ротора.

В связи с этими факторами для адекватного пересчета необходимо знать серию неких поправочных коэффициентов  $K_z$ ,  $K_m$ ,  $K_M$ , показывающих взаимосвязь между соответствующими составляющими к.п.д. модельной и натурной характеристик.

Нетрудно предположить практическую невозможность выделения отдельных составляющих к.п.д., а следовательно и поправочных коэффициентов к ним.

Предлагается метод пересчета модельных характеристик в натурные, суть которого состоит в снятии нескольких модельных характеристик на предлагаемой стендовой установке с помощью тиристорного преобразователя (или какого-либо вариатора) и модельного двигателя. За этим следует математическая обработка полученных кривых с целью определения серии коэффициентов, отражающих тенденцию к изменению этих кривых в зависимости от частоты вращения ротора. И, наконец, экстраполяция каждого из этих коэффициентов и построение по ним реальной характеристики.

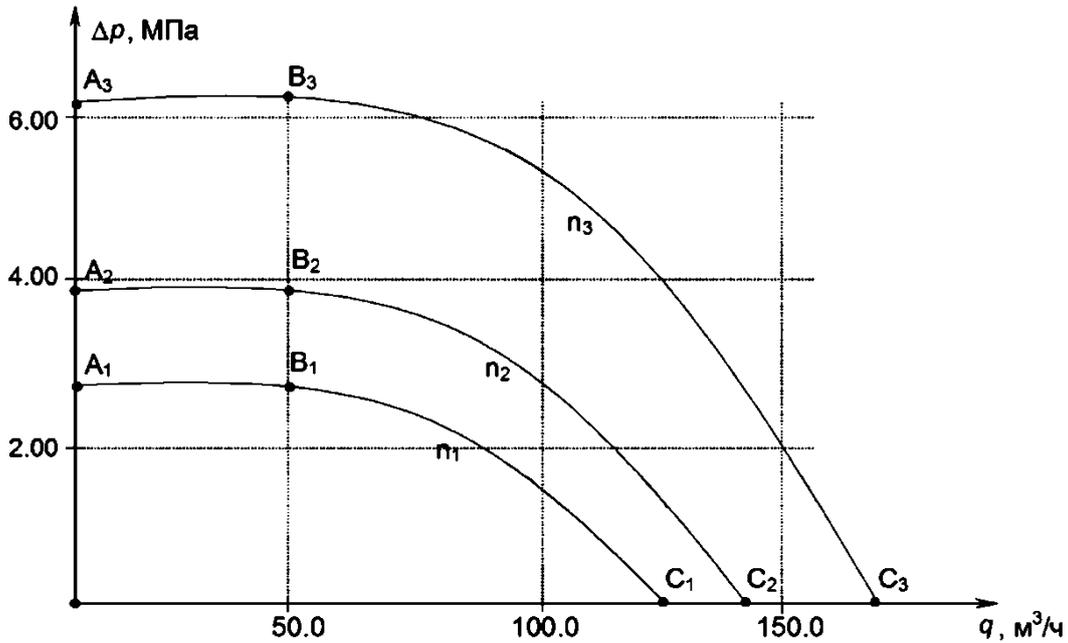


Рис. 4.37. Модельные характеристики насоса ЦНС–180–1800 на частотах вращения вала:  $n_1=1500$ ,  $n_2=1100$ ,  $n_3=850$

Рассмотрим этот метод более подробно. На рис. 4.37 показан пример снятых модельных характеристик на всем положительном спектре расходов насоса ЦНС–180–1800 по предлагаемому методу.

Найдем интерполяционные коэффициенты каждой из этих кривых по их характерным точкам  $A_1, B_1, C_1, \dots, A_3, B_3, C_3, \dots$ . Количество точек определяет точность дальнейших расчетов.

Уравнением интерполяции выберем полином 2-й степени вида

$$y = ax^2 + bx + c. \quad (4.104)$$

В зависимости от выбора количества характерных точек степень полинома будет меняться. Однако, как показывает опыт, наиболее подходящим является выбор трех базовых точек и соответственно полином 2-й степени, так как это наиболее приближенно к законам подобия.

Запишем системы уравнений, соответствующие каждому значению частоты вращения ротора –  $n$ .

$$\begin{cases} \Delta p_{A_1} = a_1 q_{A_1}^2 + b_1 q_{A_1} + c_1 \\ \Delta p_{B_1} = a_1 q_{B_1}^2 + b_1 q_{B_1} + c_1 \text{ для } n_1, \\ \Delta p_{C_1} = a_1 q_{C_1}^2 + b_1 q_{C_1} + c_1 \end{cases} \quad (4.105)$$

$$\begin{cases} \Delta p_{A_2} = a_2 q_{A_2}^2 + b_2 q_{A_2} + c_2 \\ \Delta p_{B_2} = a_2 q_{B_2}^2 + b_2 q_{B_2} + c_2 \text{ для } n_2 \\ \Delta p_{C_2} = a_2 q_{C_2}^2 + b_2 q_{C_2} + c_2 \end{cases} \quad (4.106)$$

$$\begin{cases} \Delta p_{A_3} = a_3 q_{A_3}^2 + b_3 q_{A_3} + c_3 \\ \Delta p_{B_3} = a_3 q_{B_3}^2 + b_3 q_{B_3} + c_3 \text{ для } n_3. \\ \Delta p_{C_3} = a_3 q_{C_3}^2 + b_3 q_{C_3} + c_3 \end{cases} \quad (4.107)$$

Разрешив каждую систему относительно коэффициентов  $a_i$ ,  $b_i$  и  $c_i$ , получим таблицу коэффициентов корреляции (см. табл. 4.3)

**Таблица №4.3**

**Коэффициенты корреляции «модельных кривых»**

$n=$	$a_i=$	$b_i=$	$c_i=$
1500	-0.00024846	0.01022308	6.21000000
1000	-0.00026790	0.01339505	3.82000000
850	-0.00027520	0.01256000	2.73000000

Данные коэффициенты позволят построить полученные характеристики без эмпирических зависимостей с достаточной степенью точности. Потому они являются достаточными для определения тенденции изменения кривых модельных характеристик в зависимости от частоты вращения ротора насоса.

Для нахождения реальной характеристики необходимо найти, по крайней мере, три ее характерные точки. Для этого эмпирически выберем три факторических (от правильности выбора опорных точек зависит точность результата) значения расхода. В нашем случае предлагается выбрать  $q_1=0$ ,  $q_2=50$ ,  $q_3=125$  м<sup>3</sup>/ч.

Полученные зависимости  $\Delta p_i = f_i(q) = a_i q^2 + b_i q + c_i$  имеют вид

$$\Delta p_1 = f_1(q) = -0.00024846q^2 + 0.01022308q + 6.21000000$$

$$\Delta p_2 = f_2(q) = -0.00026790q^2 + 0.01339505q + 3.82000000$$

$$\Delta p_3 = f_3(q) = -0.00027520q^2 + 0.01256000q + 2.73000000$$

Для  $q_1$  зависимость перепада давления от частоты вращения ротора при постоянном расходе

$$\Delta p_{q_1} = f_{q_1}(n) = 0.000002484615n^2 + 0.000485n + 1.347115384615,$$

для  $q_2$ :

$$\Delta p_{q_2} = f_{q_2}(n) = 0.000001723077n^2 + 0.00132n + 0.243076923077,$$

для  $q_3$ :

$$\Delta p_{q_3} = f_{q_3}(n) = 0.000000846154n^2 + 0.00355n - 3.628846153846.$$

Графики этих зависимостей показаны на рис. 4.37.

По указанным зависимостям, подставляя рабочую частоту вращения вала  $n=3000$  об/мин натурального насоса, находим значения перепада давления в точках  $q_1$ ,  $q_2$  и  $q_3$ :  $q_1=0$ ;  $\Delta p_{q_1}=22,5$ ;  $q_2=50$ ;  $\Delta p_{q_2}=19,8$ ;  $q_3=125$ ;  $\Delta p_{q_3}=16,8$ .

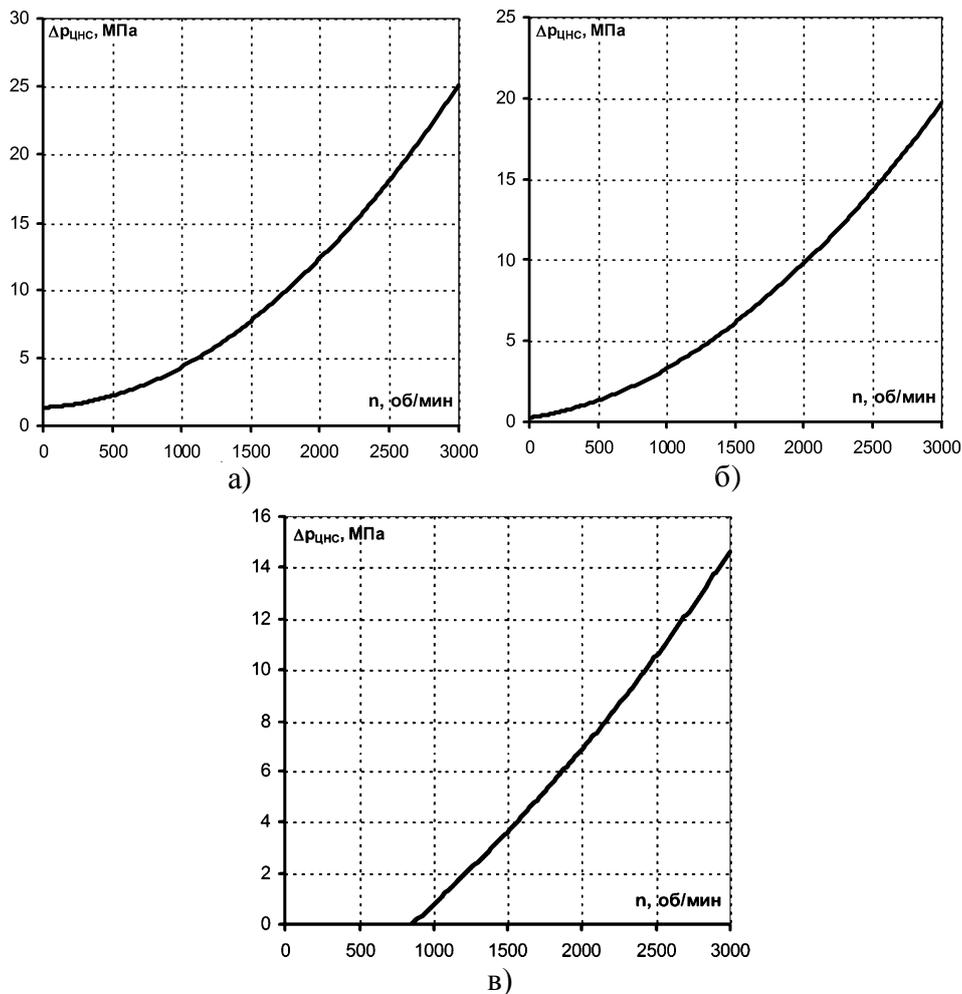


Рис. 4.38. Графики зависимостей давлений от частоты вращения

По этим точкам теми же приемами интерполяции строим искомую кривую рабочей характеристики при частоте 3000 об/мин. В нашем случае полином результирующей характеристики будет

$$\Delta p_{\text{цнс}} = f_{\text{цнс}}(q) = -0.00006 \cdot q^2 - 0.0117 \cdot q + 22.5.$$

Из алгоритма описанного метода видно, что выбор характерных точек на каждом этапе является одним из ключевых моментов. Если выбрать менее характерные точки, например, в одной области расходов или частот, то форма кривых может сильно измениться и не отразить реальную характеристику.

Для более достоверного пересчета рекомендуется после получения коэффициентов последнего полинома найти точку  $M$ , соответствующую максимальному к.п.д., и нанести на плоскость построения. Для этого (см. рис. 4.39) по модельным кривым к.п.д. находим точки  $M_i$ , соответствующие максимальным к.п.д. для каждой частоты  $n_i$ , и находим зависимости  $\Delta p_{M_i} = f_{PM}(n)$  и  $q_{M_i} = f_{QM}(n)$  для точек  $M_i$ . После экстраполируем по найденным зависимостям значения расхода и давления в искомой точке  $M$  на натурной характеристике.

Следующей уточняющей точкой будет служить точка  $C$ , только здесь мы строим зависимость  $q_c = f_{qc}(n)$  и так же, как и для точки  $M$ , экстраполируем ее на натурную характеристику.

Полученные точки  $q_1, q_2, q_3, M$  и  $C$  позволяют построить уточненную натурную характеристику посредством аппроксимации или кусочной интерполяции полиномом 2-й или 3-й степени.

Уточненная характеристика наиболее близка к оригиналу, а формула соответствующего полинома  $P_2$  выглядит, как

$$\Delta p_{цнс} = f_{цнс}(q) = -0.00011q^2 - 0.002q + 22.5.$$

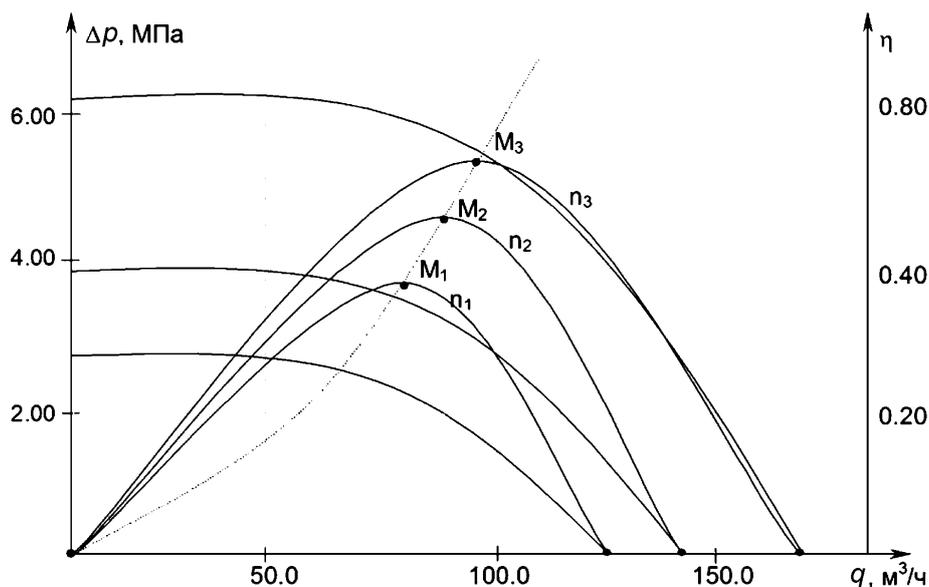


Рис. 4.39. Модельные характеристики  $\Delta p(q), \eta(q)$

Применяя показанный метод, появляется возможность снимать рабочие характеристики таких насосов непосредственно на месте их ремонта, что позволит наиболее точно моделировать их функционирование в ТГС.

Конечно, в описанном методе присутствуют явные недостатки связанные с необходимостью эмпирически выбирать факторические точки. В качестве дополнительных условий повышения точности экстраполяции, в зависимости от условий эксплуатации (износа) ЦНС из интерполирующих полиномов можно исключить определенные члены несовместимые с теоретическими основами подобия. Например, для интерполяции зависимости  $q_c = f_{qc}(n)$  лучше использовать полином первой степени, а для интерполяции  $\Delta p_{q_1} = f_{q_1}(n)$  лучше использовать «усеченный полином» —  $f_{q_1}(n) = a_1 n^2$ .

Кривая полной характеристики в первой и третьей четвертях не входит в рабочую характеристику насоса, поэтому ее не принято снимать при испытании насосов на заводе-изготовителе. Однако в известной работе А.А. Ломакина было отмечено, что снятие характеристик вне зоны рабо-

чих режимов также важно для полноты знаний о функционировании центробежных насосов и, как было отмечено ранее, необходимо для адекватного моделирования этих объектов. К сожалению, на данный момент большинство объектов АСГ не изучено с позиции аварийных режимов работы, поэтому вопрос о поведении насосов вне рабочих режимов мы будем рассматривать на примере одноколесного центробежного насоса, тем более, что есть все основания полагать, что тенденция поведения кривой полной характеристики мультимодульных АСГ<sub>СТР</sub> соответствует моноמודульным АСГ<sub>СТР</sub>.

Логично было бы предположить, что форма кривой  $f_{ЦНС}(q)$  в первой четверти должна соответствовать продолжению кривой рабочей характеристики в область положительного перепада давлений между входом и выходом из насоса. Такая ситуация структурно показана на схеме рис. 4.40.

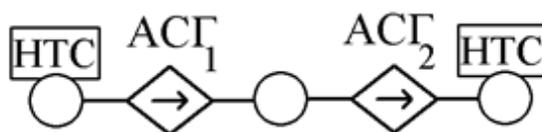


Рис. 4.40. Участок ТГС, в котором возможен нерабочий режим АСГ<sub>2</sub>

Ситуация превышения максимума рабочего расхода жидкости через АСГ<sub>2</sub> может возникнуть при существенном превышении производительности АСГ<sub>1</sub> над АСГ<sub>2</sub> ( $\Delta p_{АСГ_1} \cdot q > \Delta p_{АСГ_2} \cdot q$ ), т.е. при росте давления на приеме АСГ<sub>2</sub> и выкиде АСГ<sub>1</sub> выше давления на выкиде АСГ<sub>2</sub>. При этом АСГ<sub>2</sub> будет работать как устройство, создающее гидравлическое сопротивление потоку жидкости, при этом передающее поглощаемую энергию потока на вал двигателя, т.е. работая, в некотором смысле как гидродвигатель (АПГ).

А.А. Ломакиным была предложена так называемая круговая характеристика центробежного насоса, неявно отражающая характер взаимодействия насоса с ТГС на нерабочих режимах. В предыдущих работах Стрекаловым А.В. диаграммы Ломакина А.А. были пересчитаны в полные гидравлические характеристики АСГ<sub>С</sub> в относительной системе координат (рис.4.41).

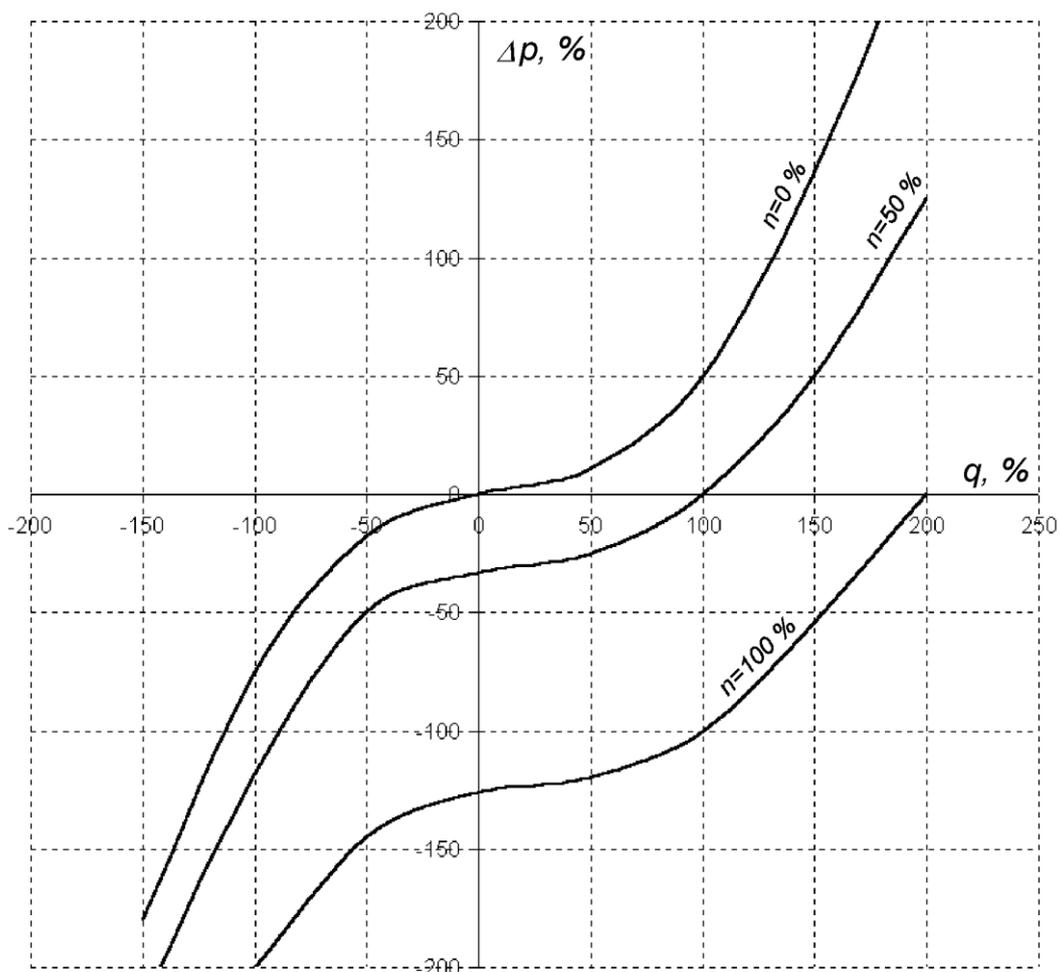


Рис. 4.41. Характеристики одноколесного центробежного насоса в координатах  $\Delta p$  [%] –  $q$  [%]

На рис. 4.41 показаны кривые полных характеристик рассмотренного А.А. Ломакиным одноколесного центробежного насоса в относительных единицах: процентах перепада давления и расхода от номинала. Такое построение позволит для начала оценить формы кривых без обращения к конкретным значениям расхода. В связи с различием в определении  $\Delta p$  кривые, полученные из диаграммы А.А. Ломакина, отражены относительно оси расхода, что соответствует связи математического описания модели с физическим смыслом.

При включенном электропитании двигателя в первой четверти наблюдается процесс рассеивания (диссипации) гидравлической энергии потока, а форма кривой соответствует продолжению рабочей характеристики в область положительных значений  $\Delta p$ . Причем кривая здесь тем круче, чем меньше частота вращения вала.

В третьей четверти также наблюдается процесс рассеивания энергии потока для  $n > 0$  с той лишь разницей, что это происходит при значительно меньших величинах расхода. Это связано, прежде всего, с тем, что работа АСГ направлена против потока. Кривая здесь также является продолжени-

ем рабочей характеристики, однако в точке пересечения с осью давлений имеет место перегиб.

В отсутствие подвода энергии АСГ создает сопротивление потоку, и кривая полной характеристики перемещается в первую и третью четверти, проходя через начало координат. В этом случае форма кривой  $f_{АСГ_{стр}}(q)$  близка к моделям КС и УУ, однако она асимметрична относительно начала координат из-за различия сопротивлений при прокачке жидкости в одну и другую стороны.

Исходя из поставленной задачи гидравлического моделирования, кривой  $f_{ЦНС/ЭЦН}(q)$  достаточно для описания элемента МТГС – АСГ.

Формы участков полной характеристики в первой и третьей четвертях не могут претендовать на точную количественную оценку в связи с разнообразием конструктивных особенностей АСГ<sub>стр</sub>. Однако они качественно характеризуют поведение таких АСГ вне рабочих режимов.

Помимо перечисленных вариантов аварийных режимов работы может возникнуть ситуация обратного вращения вала насосов типа ЦНС по причине отключения их электродвигателей от питания. В этом случае форма полной характеристики близка к кривой  $n=0$  с той лишь разницей, что в данном случае она может быть немного менее крутой по отношению к оси давления, вследствие вовлечения рабочих колес в движение потоком ТС. Точность моделирования в этом случае зависит от дальнейших исследований в данной области. Однако и теперь есть возможность с достаточной точностью моделировать аварийную ситуацию «обратного вращения вала» ЦНС.

### **Модели устройств по управлению потоком текучей среды**

Рассмотрим устройства для изменения направления потока текучей среды. С точки зрения гидравлического моделирования УУ можно выделить два основных типа моделей: управляемых извне: “ $\tau$ ” – устройств; самодействующих: “ $\sigma$ ” – устройств.

Модели первых относительно просты: форма кривой  $\Delta p = f_{УУ}(q)$  близка к симметричной относительно начала координат, а крутизна зависит от степени гидравлического сопротивления при прямом и обратном направлении потока.

Модели вторых зачастую сложнее, так как они отражают внутреннее непостоянство конструкции, технических параметров УУ. Иначе говоря, в то время как в конструкции управляемых УУ не предусматривается изменение внутренних параметров в зависимости от давления или расхода, в самодействующих УУ такая зависимость имеет место. Это и является особенностью моделирования УУ данного типа. Фактически в условиях описываемой модели моделирование большинства самодействующих УУ возможно при построении динамических моделей (см. раздел 4.3 «Динамиче-

ская модель с распределенными параметрами»). Если считается нецелесообразным моделировать динамику КПР (комплексного потокораспределения) и внутренних свойств  $УУ_{\sigma}$ , то можно прибегнуть к ряду допущений, которые позволят избежать решение самой сложной задачи – КПР динамической модели.

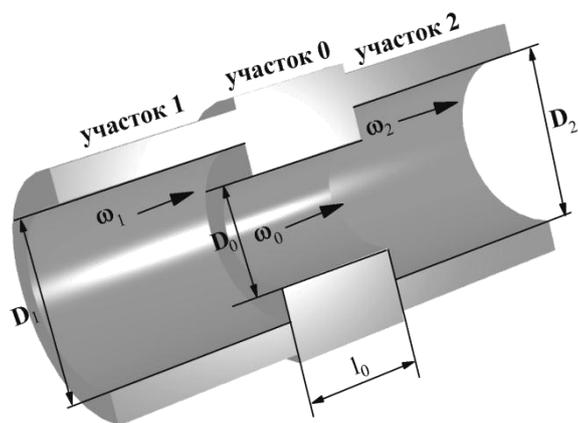
Влияние самодействующих  $УУ$ , с изменяющимися техническими (внутренними) параметрами, на ТГС может быть также рассчитано посредством использования модели установившегося потокораспределения посредством установления взаимосвязи между потокораспределением и данными параметрами (см. главу 6).

Управляемые и самодействующие устройства могут относиться к УН или УП, поэтому сначала рассмотрим управляемые, а затем самодействующие  $УУ$ .

Управляемые запорные устройства относятся к элементам гидросистем УН и УП. Вид “ $\tau$ ” устройств для перекрытия потока текучей среды представлен массой технических решений. Однако существует ряд наиболее часто используемых в системах ППД устройств в качестве управляемых  $УУ$ .

**Дросселирующие устройства** относятся к УП, так как тем или иным образом изменяют гидравлические параметры потока, а во-вторых, могут изменяться под действием внешних систем (смена типоразмеров). Наиболее распространенными техническими объектами УП для систем ППД являются различного рода штуцеры.

Основной целью применения штуцеров является управление распределением потоков. Принцип действия штуцеров состоит в создании определенного гидравлического сопротивления потоку посредством его деформации: внезапно сжимая и расширяя его сечение (см. фиг. 4.3). В описываемой модели под штуцерами понимаются любые устройства, действующие по принципу сужения (при этом форма сечения постоянна), а затем расширения потока текучей среды, т.е. к штуцерам также приравниваются диафрагмы, где длина участка сужения ничтожно мала.



Фиг. 4.3. Общая схема штуцера

Для определения потерь давления на гидравлическое сопротивление такого вида дросселирующих устройств необходимо определить потери давления на каждом участке отдельно: участке внезапного сужения потока 1–0, участок течения потока с постоянным сечением 0 и участок расширения потока 0–2.

Из гидромеханики известно, что при внезапном расширении поперечного сечения круглого КС возникают так называемые потери на «удар». Коэффициент местного сопротивления удара в случае равномерного распределения скоростей по сечению узкого канала и турбулентного течения ( $Re = \omega D_0 / \nu > 10^4$ ) зависит только от отношения площадей узкого и широкого сечений  $F_0/F_2$  (степени расширения  $n = F_2/F_0$ ) и вычисляется по формуле Борда-Карно

$$\zeta_m^p = \frac{\Delta p_m^p}{\frac{\rho \omega_0^2}{2}} = \left(1 - \frac{F_0}{F_2}\right)^2. \quad (4.108)$$

Суммарный коэффициент сопротивления участка с внезапным расширением

$$\zeta_p = \zeta_m^p + \zeta_{mp}^p \quad (4.109)$$

где

$$\zeta_{mp}^p = \frac{\Delta p_{mp}^p}{\frac{\rho \omega_2^2}{2}} = \lambda \frac{l_2}{D_2}, \quad (4.110)$$

( $l_2$  – длина участка 2,  $\lambda$  – коэффициент гидравлического трения, определяемый аналогично, как для труб круглого сечения).

В широком сечении при внезапном расширении образуется струя, отделенная от остальной среды поверхностью раздела, которая распадается и свертывается в мощные вихри (см. рис. 4.42). Длина участка  $l_2$ , на котором происходит вихреобразование, постепенное разворачивание вихрей и полное растекание потока по сечению, составляет примерно  $8 - 12D_2$  ( $D_2$  – гидравлический диаметр широкого сечения). Потери на удар при внезапном расширении связаны с указанным вихреобразованием на участке  $l_2$ .

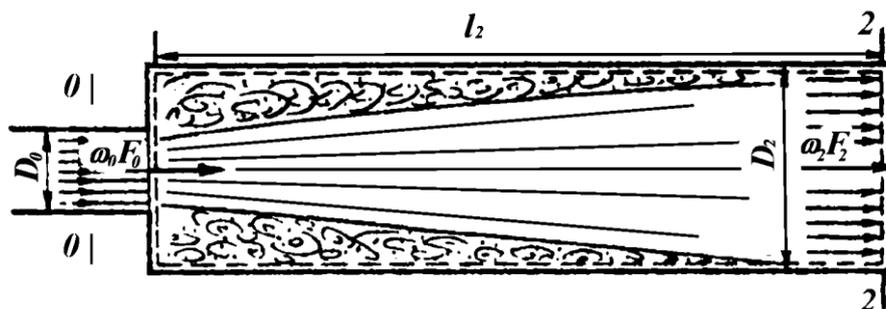


Рис. 4.42. Схема движения потока при внезапном расширении

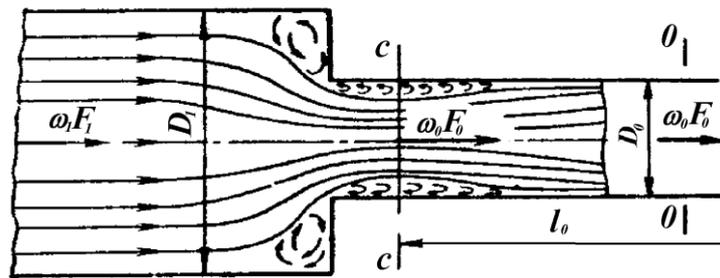
В реальных условиях распределение скоростей на участке перед внезапным расширением, как правило, не бывает равномерным. Это обстоя-

тельство существенно повышает потери по сравнению с вычисленными по формуле (4.108).

При внезапном сужении сечения явление деформации потока в основном аналогично тому, которое имеет место при внезапном расширении. Только в данном случае эти потери проявляются главным образом при расширении струи, сжатой после входа из широкого канала в узкий (сечение  $c-c$ , см. фиг. 4.4), до полного сечения узкого канала (участок 0).

Коэффициент местного сопротивления при внезапном сужении для  $Re > 10^4$  может быть приближенно определен по формуле, предложенной И.Е. Идельчиком:

$$\zeta_m^c = \frac{\Delta p_m^c}{\frac{\rho \omega_0^2}{2}} = 0.5 \left( 1 - \frac{F_0}{F_2} \right)^{3/4}. \quad (4.111)$$



Фиг. 4.4. Схема движения потока при внезапном сужении

Суммарный коэффициент сопротивления участка с внезапным сужением

$$\zeta_c = \zeta_m^c + \zeta_{mp}^c, \quad (4.112)$$

где

$$\zeta_{mp}^c = \frac{\Delta p_{mp}^c}{\frac{\rho \omega_0^2}{2}} = \lambda \frac{l_0}{D_0}. \quad (4.113)$$

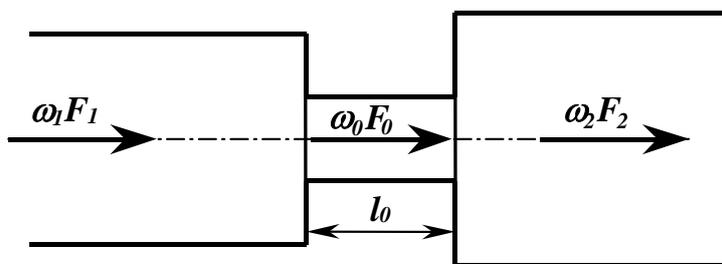
( $l_0$  – длина прямого участка 0 после сужения).

Перейдем к наиболее известным моделям, выбранным при построении рассматриваемой МТГС.

**1. Штуцер с острой кромкой на входе.** На фиг. 4.4 показана схема входа потока в штуцер.

По данной схеме для определения потери давления  $\Delta p_m^c$  на местное сопротивление при внезапном сужении потока с сечением  $F_1$  до сечения  $F_0$ :

- для  $Re > 10^4$  может быть принята формула И.Е. Идельчика (4.111);
- для  $Re < 10^4$  (ламинарный и переходный режимы течения) воспользуемся функциональной эмпирической зависимостью между  $\zeta_m^c$  и  $F_0/F_1$  (см. рис. 4.43).



Фиг 4.5. Схема штуцера с острой кромкой на входе

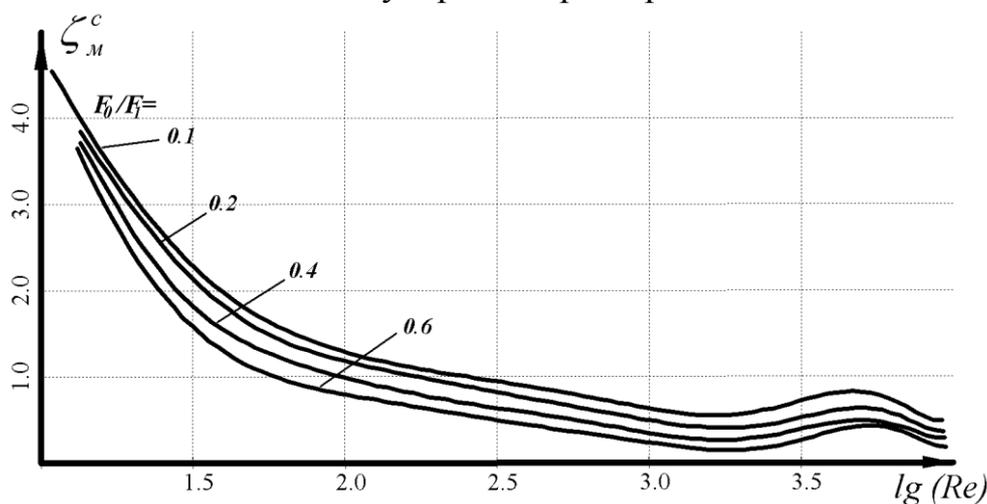


Рис. 4.43. Графики зависимости коэффициента местного сопротивления  $\zeta_{mp}^c$  от  $F_0/F_1$  для различных  $Re$

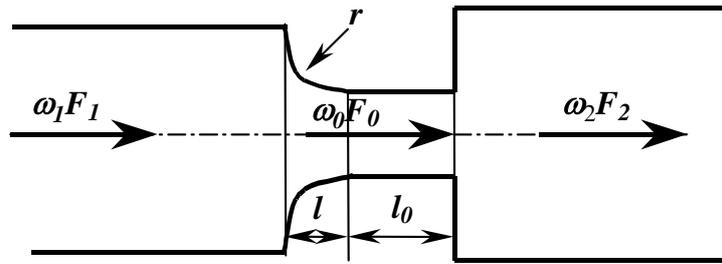
Для определения коэффициента  $\zeta_{mp}^c$  и потерь давления  $\Delta p_{mp}^c$  на гидравлическое трение на узком участке  $l_0$  воспользуемся формулой (4.113). Для определения коэффициента  $\zeta_{mp}^p$  местного сопротивления на внезапное расширение потока с сечением  $F_0$  до сечения  $F_2$

- при  $Re > 10^4$  воспользуемся формулой (4.108);
- при  $Re < 10^4$  (ламинарный и переходный режимы течения) функциональная эмпирическая зависимость  $\zeta_{mp}^p = f(F_0/F_2)$ .

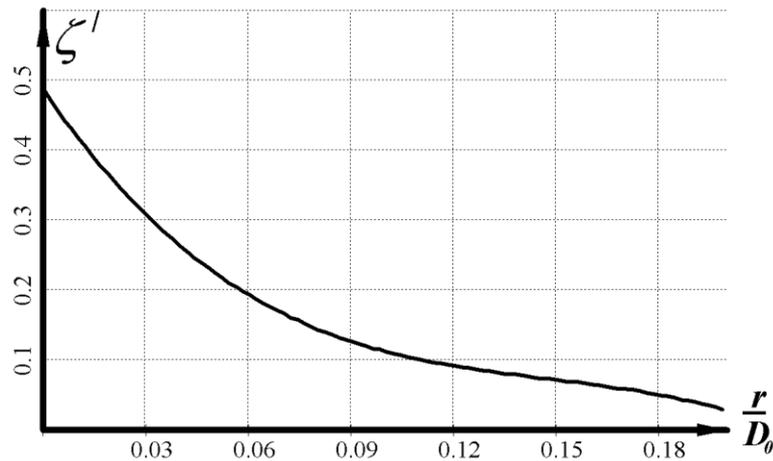
**2. Штуцер с закругленной кромкой на входе** (см. фиг. 4.6). Данная модель штуцера отличается от предыдущей тем, что для определения  $\zeta_{mp}^c$  вместо формулы (4.59) используется следующая формула:

$$\zeta_{mp}^c = \zeta^l \left( 1 - \frac{F_0}{F_1} \right)^{3/4}, \quad (4.114)$$

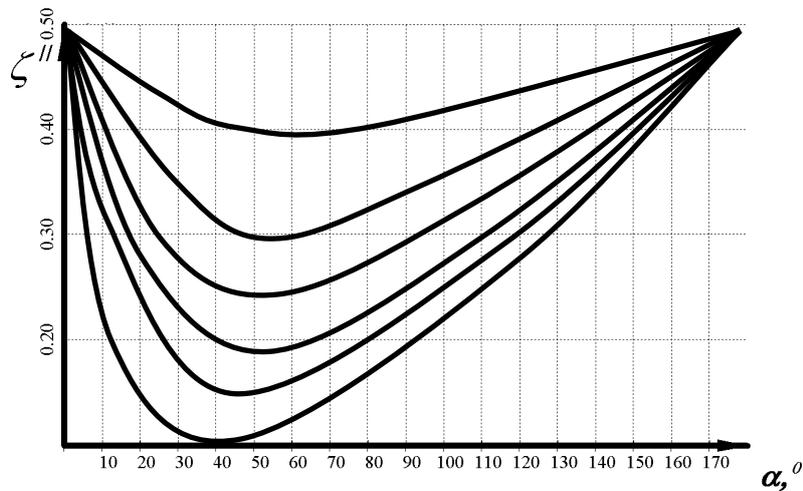
где  $\zeta^l = f(l/D_0)$  – функциональная эмпирическая зависимость (рис.4.45–а).



Фиг. 4.6. Схема штуцера с закругленной кромкой



а)

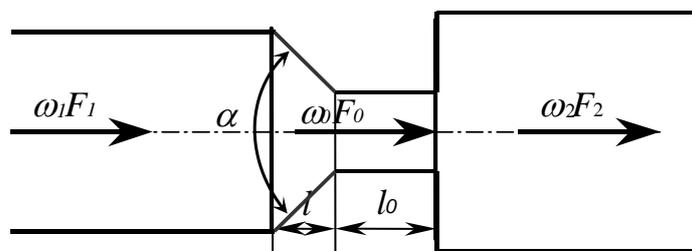


б)

Рис. 4.44. Зависимость коэффициентов местного сопротивления: а –  $\zeta'$  для штуцера с закругленными кромками на входе от  $r/D_0$ ; б –  $\zeta''$  для штуцера с конической кромкой на входе от  $l/D_0$  угла  $\alpha$

### 3. Штуцер со срезанной под углом $\alpha$ кромкой на входе (фиг.4.7)

В описываемой модели автор для подсчета коэффициента местного сопротивления удара полагает распределение скоростей в потоке равномерным или неравномерным.



Фиг. 4.7. Схема штуцера с конической кромкой

Данная модель штуцера в процессе сужения потока в коническом сечении описывается зависимостью  $\zeta''$  (см. рис. 4.44–б). В остальном порядок определения сопротивлений аналогичен предыдущей модели.

Теоретическое определение зависимости  $\Delta p_{ум}(q)$  состоит в определении коэффициентов местного (и гидравлического трения) сопротивления для отдельных участков и нахождении общего перепада давления на сопротивление в штуцере по следующей формуле

$$\Delta p_{ум} = f_{ум}(q) = \frac{\rho}{2} (\zeta_M^P \omega_0^2 + \zeta_{mp}^P \omega_2^2 + \zeta_M^C \omega_0^2 + \zeta_{mp}^C \omega_0^2). \quad (4.115)$$

Как видно при таком определении перепада давления не учитывается сопротивление гидравлического трения на участке 1–0, т.е. данный участок входит в объект/звено присоединенный к штуцеру слева.

**Управляемая запорная арматура** относится к элементу УН. Суть моделирования такого рода объектов сводится к определению гидравлических потерь на трение и местное сопротивление. Степень влияния запорной арматуры на энергию потока текучей среды в основном определяется ее конструкцией. В результате проведенного в главе 3 анализа УУ было выяснено, что существенные отличия с точки зрения влияния на поток имеют подклассы золотниковой (“А”) и клапанной (“В”) запорной арматуры.

Форму кривой функций  $f_{УН}(q)$  в основном определяет коэффициент местного сопротивления

$$\zeta = 2 \frac{\Delta p}{\rho \omega^2}, \quad (4.116)$$

Коэффициент сопротивления запорных устройств зависит от их конструкции и конфигурации внутренних элементов, определяющих степень искривления потока и постоянство сечения, а качество выполнения рабочих поверхностей определяет степень гидравлического трения.

Геометрические параметры ЗА зачастую не изменяются пропорционально размеру проходного сечения, поэтому при изменении диаметра этого сечения полное геометрическое подобие не сохраняется. Кроме того, относительная шероховатость корпуса, седел и затвора тем больше, чем меньше их размеры.

Гидравлическое сопротивление каждого объекта УН зависит от положения затвора относительно седел. Однако сравнение различных объек-

тов УН при максимально открытом сечении показывает, что подкласс “А” имеет много меньший показатель гидравлического сопротивления в сравнении с подклассом “В”.

На рис. 4.45 показаны линии тока в некоторых запорных устройствах. Из схемы видно, что искривление линий тока весьма значительно для устройств подкласса “В”, так как их затворы всегда находятся в потоке и оказывают на него гидравлическое сопротивление (см. рис. 4.45 – б, в, г). Что касается устройств подкласса “А”, то при полностью открытом сечении воздействие затвора на поток весьма незначительно (см. рис. 4.45 – а).

Применяемые в ТГС водоснабжения, газо- и нефтепроводах, в системах ППД устройства по изменению направления могут находиться внутри схемы ТГС или на ее концах, т.е. перед накопителями текучей среды, что также оказывает влияние на сопротивления, оказываемые запорной арматурой.

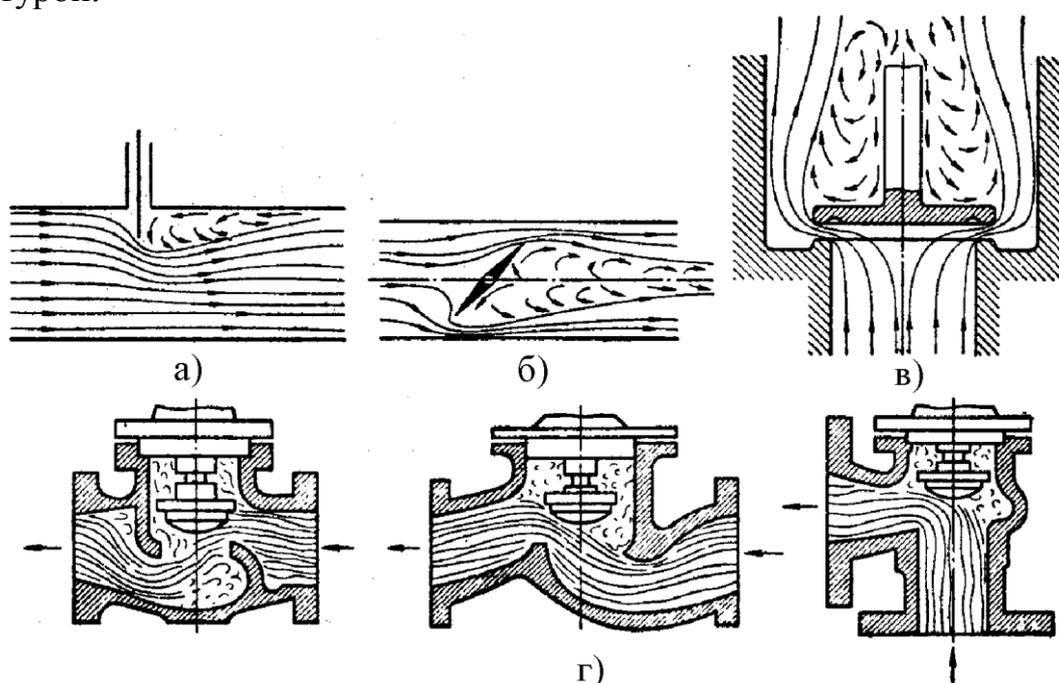


Рис. 4.45. Линии тока для некоторых запорных устройств

При движении потока сквозь УН также существуют три характерных режима течения: ламинарный, переходный и турбулентный. Поэтому для повышения точности моделирования функции  $f_{УН}(q)$  необходимо рассчитывать исходя из зависимости  $\zeta = f(Re)$ . Ввиду многообразия управляемых УН здесь мы не будем останавливаться на расчете их полных гидравлических характеристик. В целом кривая  $f_{УН}(q)$  имеет форму схожую с кривой полной гидравлической характеристики для каналов связи, за исключением асимметрии относительно оси давлений и расходов.

**Самодействующие запорные устройства** относятся к элементам УН и УП. Вид “ $\sigma$ ” устройств для перекрытия и регулирования параметров потока текучей среды представлен широким спектром конструкций [89].

### 1. Обратный клапан.

Характер воздействия обратных клапанов на энергию потока можно определить обобщенной формой кривых  $f_{o.к.}(q)$  (см. рис. 4.46).

Как видно из графика  $f_{o.к.}(q)$ , кривая проходит через начало координат, однако, в отличие от управляемых УУ, она имеет ярко выраженную асимметричность крутизны в сторону оси давлений. В идеальном случае, когда клапан обеспечивает надежное запираение обратного ( $q < 0$ ) потока, форма кривой в третьей четверти должна соответствовать прямой, совпадающей с осью давлений. Такой вид функции с одной стороны противоречит условию описания замыкающих отношений, а с другой стороны не отражает практические аспекты эксплуатации обратных клапанов. Используемые в системе ППД обратные клапаны типа КОП при небольших сроках эксплуатации не полностью запирают обратный поток в связи низким эксплуатационным ресурсом.

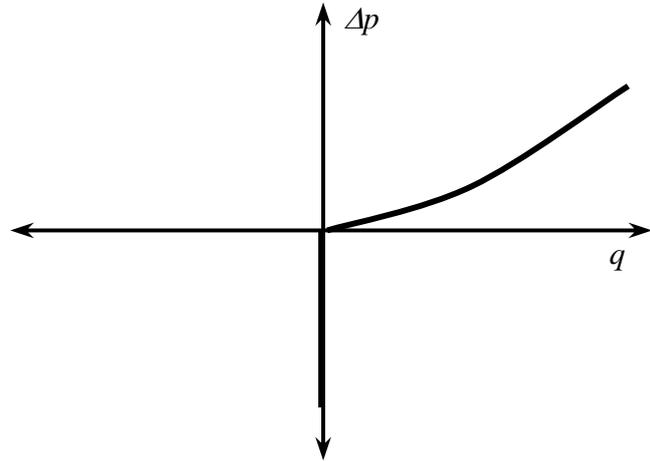


Рис. 4.46. Кривая гидравлической характеристики обратного клапана (идеальный случай)

Причем такая ситуация в принципе не является аварийной. Если же конструкция обратного клапана обеспечивает полное запираение потока, тогда в зонах отсутствия потока и в условиях температуры окружающей среды ниже  $T_{кр}$  (точка замерзания) происходит замерзание трубопроводов, что может влечь их порыв. Поэтому для предотвращения таких аварий в затворе клапана даже делают технологическое отверстие, которое обеспечивает значительный обратный расход ( $q < 0$ ) и трубопроводы не замерзают.

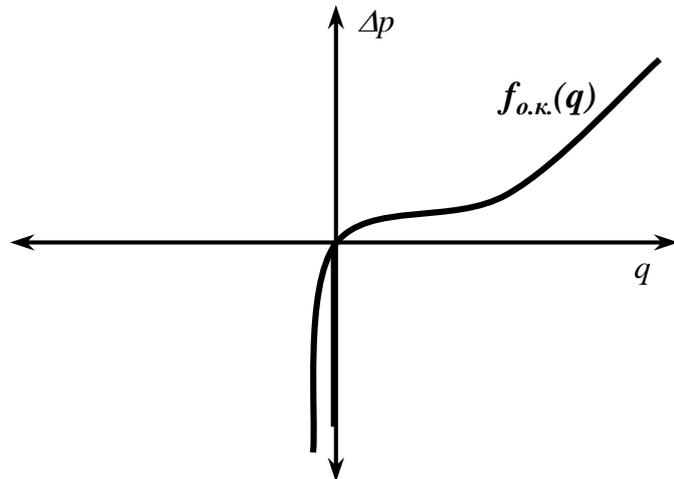


Рис. 4.47. Кривая полной гидравлической характеристики обратного клапана

Таким образом, наиболее адекватной физическому смыслу действия обратного клапана является функция гидравлической характеристики, кри-

вая которой показана на рис. 4.47. Она выражает собой разность гидравлических сопротивлений, создаваемых потоку при его прямом и обратном направлениях.

В данном случае функция является гладкой и строго возрастающей. Часть кривой в первой четверти отражает гидравлические сопротивления при прямом движении потока и может быть построена по известному коэффициенту местного сопротивления. Что касается участка в третьей четверти, то здесь кривая отражает скорее не количественный, а качественный характер воздействия обратного клапана, т.е. сопротивление в технологическом отверстии. В идеальном случае, когда обратный клапан полностью перекрывает поток коэффициент местного сопротивления при  $q < 0$   $\zeta \rightarrow \infty$ , при этом кривая вырождается в прямую, совпадающую с осью давлений, однако не теряющую связь между  $q$  и  $\Delta p$  при бесконечно малых изменениях  $-dq$ .

Для практического использования функции  $f_{o.k.}(q)$  в МТГС, кривую в третьей четверти можно получить, задав коэффициент  $\zeta$  настолько большим, насколько этого требует точность, и позволяют величины  $h$ ,  $H$ , подставляемые вместо  $dq_i$  при нахождении частных производных при линеаризации функций  $f(q)$ . Величина  $\zeta$  при  $q < 0$  должна быть тем больше, чем выше интервал разброса расходов.

### Регулятор расхода жидкости.

На рис. 4.48 показан общий принцип действия регуляторов расхода. Он состоит из корпуса – 1 с заключенной в нем запирающей парой – 2 (активный + пассивный элементы), приводной части – 3 и «датчик» – 4, необходимый для связи между состоянием части – 2 и регулируемым гидравлическим параметром, например расходом жидкости. В зависимости от расхода и скорости потока на датчик – 4 оказывается различное воздействие, которое регистрируется и вырабатывается некоторое воздействие приводной части – 3 на запирающую пару – 2.

Схема воздействия на затвор с помощью датчика – 4 и приводной части – 3 настроена так, чтобы с помощью пары – 2 поддерживать номинальный расход, посредством воздействия на поток в регуляторе и ТГС в целом.

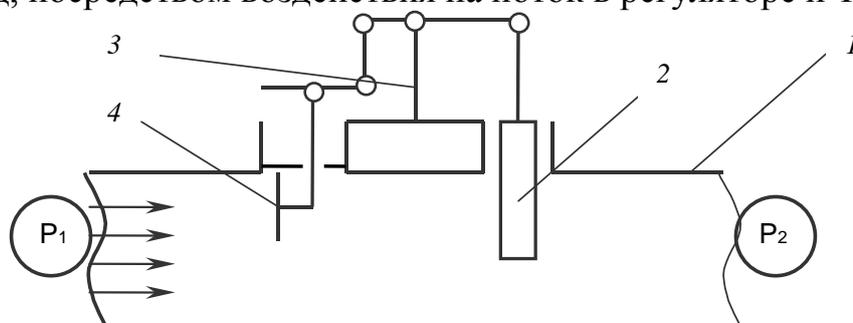


Рис. 4.48 Принципиальная схема регулятора расхода

Как видно из схемы, действие данного устройства относится к избирательному дросселированию потока текучей среды. Избирательность заключается в том, что дросселирование потока происходит только при превышении расхода текучей среды выше установленного значения при прямом направлении потока. Что касается энергетического воздействия на обратный поток, то оно является побочным, т.е. конструкцией не учитывается, и в зависимости от особенностей устройства может быть большим или меньшим. При обратном потоке регулятор расхода будет оказывать отрицательное энергетическое действие, связанное с неизбежным для таких УП несовершенством конструкции. В нормальном режиме работы, т.е. при прямом направлении потока с расходом  $q < Q_p$ , регулятор также не будет оказывать целенаправленного действия на энергию потока, т.е. зависимость перепада давления от расхода будет близка к прямой, параллельной оси расходов. При росте значения расхода выше  $Q_p$  датчик – 4 и привод – 3 приводят в движение затвор, тем самым создавая гидравлическое сопротивление потоку.

Для адекватного учета действия таких устройств на ТГС необходимо рассчитывать КПП с учетом изменения коэффициента местного сопротивления запирающей пары – 2 в зависимости от расхода жидкости, установившегося на текущее состояние регулятора (см. раздел 4.3 «Динамическая модель с распределенными параметрами»). Однако, как отмечалось модели регуляторов расхода и давления можно учесть с некоторым допущением в виде постоянной гидравлической характеристики  $f_{p.p.}(q)$ : зависимости перепада давления от расхода установившегося в регуляторе будет выглядеть как кривая с крутизной к оси давления.

Кривая такого замыкающего отношения для регуляторов расхода будет состоять из трех частей. Первая часть символизирует гидравлические сопротивления при обратном потоке, в этом случае регулятор не оказывает целенаправленного воздействия на энергию потока текучей среды, а сопротивление вызвано его конструкцией. Вторая часть также отражает отрицательное нецеленаправленное воздействие на энергию потока при его прямом направлении, которое также вызвано несовершенством конструкции. Третья часть кривой показывает активное (целенаправленное) воздействие на поток, вызванное его дросселированием, посредством перемещения запирающего элемента. Как видно из графика, активное отрицательное воздействие на энергию потока происходит после достижения значения регулируемого расхода  $Q_p$ . Естественно, до того как это значение достигнуто, воздействие на поток не будет иметь желаемого результата.

На рис. 4.49 показана кривая  $\Delta p = f_{p.p.}(q)$  полной характеристики регулятора расхода. Как видно из кривой, активное воздействие на поток данный УП осуществляет в зоне  $q > Q_p$ , а при снижении расхода, даже при полном открытии затвора, регулятор не в состоянии обеспечить установленное значение  $Q_p$ . Регулятор расхода в ТГС не может обеспечить точный

расход  $Q_p$ , однако, с определенной степенью точности способен его удерживать при достаточном давлении на входе потока.

Такая форма кривой  $f_{p,p}(q)$  необходима только для моделирования регуляторов расхода в рамках модели установившегося течения: крутизна участка после  $Q_p$  определяет точно сть и качество регулирования расхода, но не отражает характер воздействия регуляторов при неустановившемся течении. Для наиболее приближенного к реальности моделирования в дифференциальной форме с учетом неустановившихся процессов в ТГС (гидроудары, гидроволны и т.п.) оценка влияния регуляторов расхода и давления становится по настоящему адекватным их физическому действию. Однако ограничения рассматриваемой модели позволяют наиболее адекватно учесть работу различных гидравлических регуляторов только при использовании «динамической модели».

Такие допущения допустимы с точки зрения точности желаемых результатов и снимают отягощение модели, обусловленное сложно извлекаемыми на практике исходными данными.

Существует еще ряд специфических самодействующих устройств, осуществляющих регулирование давления и расхода текучей среды, которые могут быть учтены в модели установившегося течения с расширением ее до динамической или без. Например, регуляторы давления, могут быть смоделированы только в динамической модели.

Регуляторы постоянного перепада давления могут быть смоделированы в рамках установившегося течения посредством задания полной характеристики. В идеальном случае это прямая, параллельная оси расходов

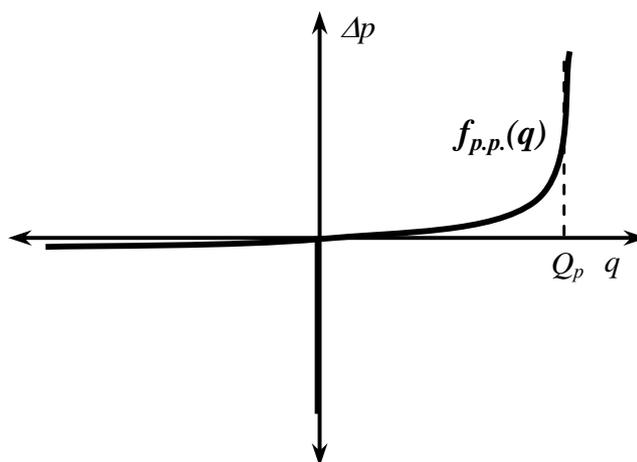


Рис. 4.49. Кривая полной гидравлической характеристики регулятора расхода

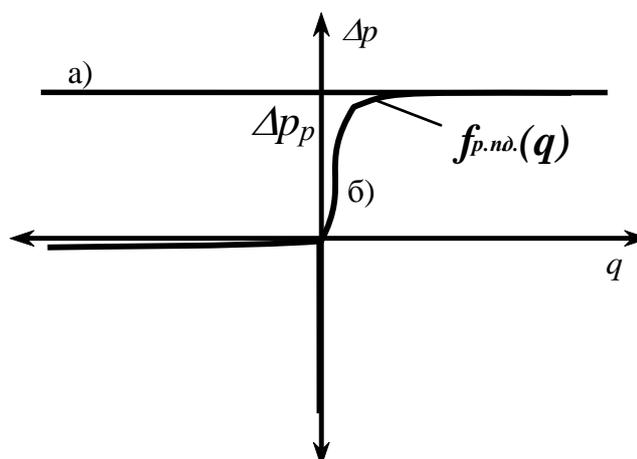


Рис. 4.50. Полная гидравлическая характеристика регулятора постоянного перепада давления: а – идеальный случай; б – реальный случай, функция  $f_{p,nd}(q)$  в МТГС

и пересекающая ось давлений в соответствующей регулируемому перепаду точке (см. рис. 4.50).

Сопоставление реальной и идеальной характеристик регулятора постоянного перепада давления аналогично регуляторам расхода. Т.е. регулятор постоянного перепада не может адекватно работать при  $q < 0$ , а асимптотический участок достигается относительно расхода не мгновенно.

Из приведенного материала ясно, что прежние варианты моделирования не отражают реальной картины функционирования гидравлических элементов и соответственно ТГС в целом. Особенно это касается АСГ, НТС, УУ. Что касается различного рода регуляторов, то здесь стоит отметить, что пока они редко или почти не используются в **системах ППД Западной Сибири**, однако их применение уже назрело задачами регулирования приемистостей и давления нагнетания в системах заводнения. Применение регуляторов расхода и давления решает множество задач управления в системах ППД. Но, к сожалению, эксплуатационные показатели существующих регуляторов далеки от совершенства, а их техническо-эксплуатационные показатели далеко не идеальны и препятствуют их применению в жестких условиях эксплуатации систем ППД.

Для гидросистем сложной структуры, представленной сетью трубопроводов, множеством насосных агрегатов, трубопроводной арматуры и скважин актуальной является задача оптимального управления комплексным или частными гидравлическими параметрами (давлениями и расходами жидкости). Суть известных способов решения данной задачи, в большинстве гидросистем нефтяных промыслов, сводится к варьированию технических показателей гидросистемы таким образом, чтобы обеспечить заданные технологией гидравлические параметры в наиболее ответственных участках гидросистемы. На примере гидросистем поддержания пластового давления (ППД) это режимы закачки в каждой скважине нагнетательного фонда.

Штуцеры и дросселирующая трубопроводная арматура в системах ППД устанавливается, как на блоках гребенки при лучевой схеме, так и непосредственно на скважинах при кольцевой или смешанной схеме, и в дополнение также непосредственно на кустовой насосной станции (КНС) (в виде запорной арматуры золотникового подкласса – “А”). Данные устройства с одной стороны служат для установления заданного расхода жидкости (для нагнетательных скважин), а с другой, для стабилизации давления (для КНС и устья нагнетательной скважины).

С точки зрения срока эксплуатации и стабильности воздействия на гидросистему штуцеры, изготовленные из керамики, являются наиболее эффективными, однако их использования при автоматическом управлении невозможно. В качестве элемента – 2 (см. рис. 4.51) для автоматического управления гидравлическими параметрами предлагается использовать УУ

типа “Г” подкласса “В” вида “τ” (управляемые УУ с нетелескопическим движением затвора клапанного подкласса).

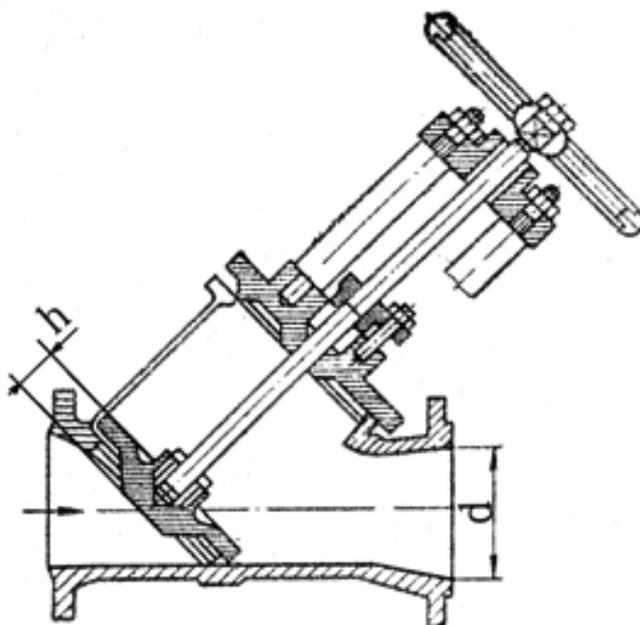


Рис. 4.51. Типовая клапанная запорная арматура

Основная проблема управления гидросистемой заключается в следующем: при изменении технического показателя в одном объекте (запорная арматура, насосы, скважины и т.п.) влечет изменение гидравлических параметров во всех объектах гидросистемы [148].

На первой стадии необходимо оценить взаимосвязь между степенью дросселирования в трубопроводной арматуре и расходом или давлением жидкости в ней же для того, чтобы понять характер влияния технического состояния дросселирующей арматуры (например, положения запирающего элемента) на расход жидкости в данной арматуре.

Рассматриваемым фактором внутреннего состояния регулятора будет положение затвора над седлом  $h$ , а постоянным фактором диаметр проходного сечения  $d$ . Рассмотрим влияние ЗА – УУ<sub>ИВТО2</sub> (рис. 4.51) на ТГС.

Затвор (активный элемент) в виде тарели или конуса – перемещающегося возвратно-поступательно параллельно или под углом к оси потока ТС в корпусе арматуры.

Известен ряд исследований показывающих зависимость перепада давления (между входом и выходом данного устройства), высотой затвора над седлом и диаметром проходного сечения –  $\Delta p = P_{ex} - P_{вых} = f_{pp}(q, h, d)$ . Здесь такие зависимости рассматриваются, как аппроксимирующие экспериментальные данные этих исследований, полученных при пропускании сквозь данную арматуру воды. Приведем две из них:

$$f_{pp}(q, h, d) = A \cdot q |q| \cdot \rho \frac{8}{h^2 (\pi d)^2}, \quad (4.117)$$

где  $A = 0.51$ .

$$f_{PP}(q, h, d) = \left( 2.7 - 0.8 \frac{d}{h} + 0.14 \frac{d^2}{h^2} \right) \rho q^2 \frac{8}{(\pi d^2)^2}, \quad (4.118)$$

где  $\rho$  – плотность жидкости, кг/м<sup>3</sup>;  $q$  – расход жидкости, м<sup>3</sup>/с;  $h$  – высота затвора над седлом, м;  $d$  – диаметр поперечного сечения, м.

Рассмотрим поверхность зависимости по формуле (4.118) при  $d=0.1$  м,  $\rho = 1000 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$ . Как видно из рис. 4.52 зависимость перепада давления от расхода жидкости носит квадратичный, а от высоты затвора над седлом суб-гиперболический характер.

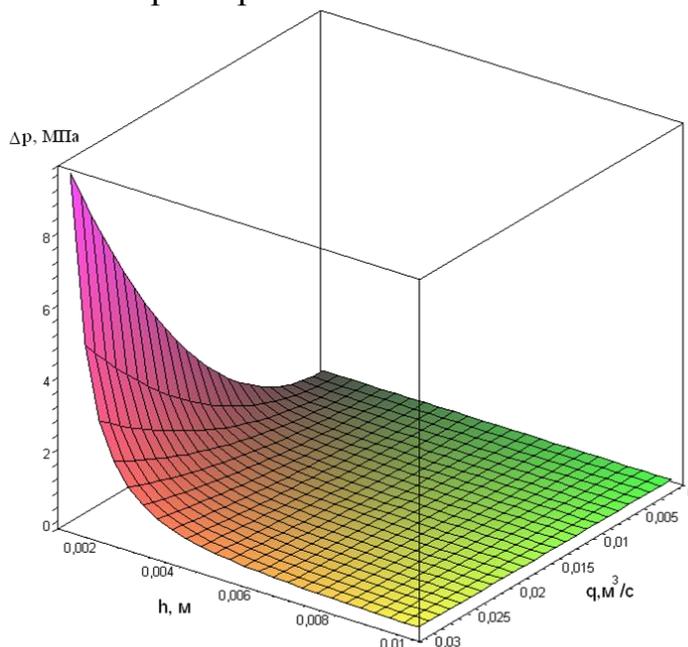


Рис. 4.52. Поверхность зависимости  $\Delta p = P_{ex} - P_{вых} = f_{PP}(q, h, d)$

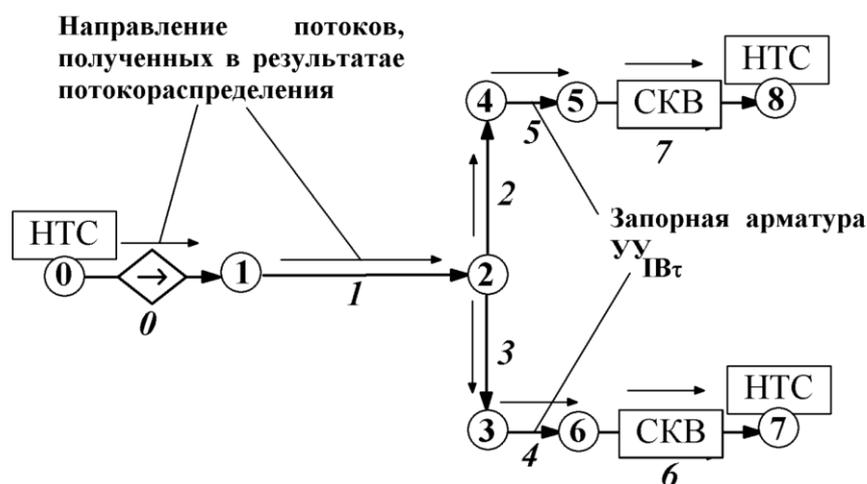


Рис. 4.53. Пример гидросистемы ППД с установленной на двух ветках клапанной дросселирующей арматурой – звенья 4, 5: узлы 7 и 8 – точки входа в заводняемые пласты

Рассмотрим влияние фактора  $h$  данной запорной арматуры стоящей в гидросистеме на расход жидкости в этой арматуре, т.е. в звеньях – 4 и 5 (рис.4.53). Для этого проведем вычислительные эксперименты, воспользовавшись описанной ранее моделью (алгоритм «АПУН»).

В табл. 4.4 табулированы полученные значения, а на рис. 4.54. показан график кривой, описывающей зависимость расхода в звене 4 от фактора  $h$  одной установленных запорных арматур при  $d=\text{const}$ .

Таблица №4.4

**Зависимость расхода в запорной арматуре и давления на ее концах от положения затвора**

$h_4, \text{ м}$	$q_4, \text{ м}^3/\text{сут}$	$P_3, \text{ кгс/см}^2$	$P_6, \text{ кгс/см}^2$
0.0000001	1.2	222.9	15.54
0.00001	4.1	222.9	16.6
0.00005	63.3	222.4	43.6
0.0001	174	221.4	94.3
0.00015	259.3	220.63	133.34
0.0002	314.9	220.1	158.8
0.00035	390.5	219.36	193.51
0.0005	416.4	219.1	205.45
0.0006	424.9	219.02	209.34
0.0009	436.1	218.9	214.53
0.002	443.5	218.83	217.98
0.1	445	218.82	218.81

Аналогичный вид имеет данная зависимость для любых по сложности и показателям ТГС. Данная зависимость может быть положена в основу закона управления, как для систем автоматического управления (например, телемеханики), так и для автономных регуляторов расхода, в которых следует использовать данную запорную арматуру в качестве дроселирующего элемента.

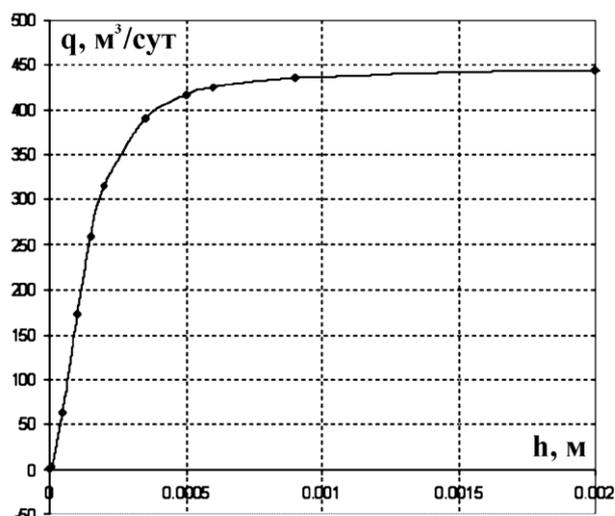


Рис. 4.54. График зависимости расхода в звене 4 от фактора –  $h$  для клапанной запорной арматуры

Ниже предлагается ряд коэффициентов и зависимостей, комплексно описывающих гидросистему в отношении регулятора расхода, где в каче-

стве запирающего элемента используется УУ<sub>ИВТ</sub>. Запишем формулы, аппроксимирующие зависимость расхода жидкости от степени воздействия на поток со стороны дросселирующего элемента.

Для штуцеров, в которых управляющим фактором является диаметр

$$q = f(d) = - \frac{(\chi d^3 - \sqrt{\chi^2 d^6 - 4\varphi d(A + \Delta)}) d^2}{2\varphi} \quad (4.119)$$

где  $\chi \approx 2 \cdot 10^8$  – коэффициент гибкости гидросистемы,  $\frac{\text{Па} \cdot \text{с}}{\text{м}^3}$ .

Для запорной арматуры клапанного типа (рис.4.51) в зависимости от высоты затвора –  $h$  и диаметра проходного сечения –  $d$

$$q = f_{pp}(d, h) = \frac{25\chi h^2 d^4 + 5\sqrt{h^4 25\chi^2 d^8 - \varphi(h^4 270Ad^4 + \Delta(h^4 270d^4 - 80d^5 h^3 + 14d^6 h^2)) - 14A(d^6 h^2 + 80d^5 h^3)}}{\varphi(135h^2 - 40dh + 7d^2)}, \quad (4.120)$$

для диаметра  $d=0.1$  м

$$q = f_{pp}(h) = \frac{0.25\chi h^2 - 0.25\sqrt{h^4 \chi^2 + \varphi(-1.08 \cdot 10^5 h^4 (A + \Delta) + 3200h^3 (A - \Delta) - 56h^2 A + 56\varphi h^2 \Delta)}}{\varphi(13500h^2 - 400h + 7)} \quad (4.121)$$

где  $\varphi \approx [1..10]$  – коэффициент износа,  $\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$ .

Зависимости (4.119–4.121) могут быть использованы для формирования закона управления автоматического регулятора расхода жидкости, основанного на управлении микропроцессорным контроллером (PLC), который, посредством алгоритма анализа позволит адаптироваться к износу рабочих элементов дросселирующей арматуры  $\varphi$  и остальной части гидросистемы –  $\Delta$ ,  $\chi$ ,  $A$ , что позволит ему надежно функционировать в условиях агрессивно-абразивной среды длительной время (до 3 лет) без обслуживания. Процесс работы в таких регуляторах будет аналогичен схеме на рис. 4.48, а закон управления будет корректироваться сопоставлением теоретической кривой (4.120) или (4.121) с фактическими показателями, которые будут регистрироваться на датчике – 4 и датчике в управляющем механизме – 3 (для определения фактора  $h$ ). Таким образом по мере накопления регистрируемых данных ( $h_0, q_0, h_1, q_1, \dots$ , и так далее) математически будут подбираться коэффициенты  $\Delta$ ,  $\chi$ ,  $A$ ,  $\varphi$ , отражающее состояние запорной пары – 2 и гидросистемы в целом. Т.е. закон управления будет постоянно уточняться.

Применение такого рода регуляторов существенно упростит процесс управления целевыми параметрами любой ТГС, но ни в коем случае не исключает необходимость в их моделировании.

В заключение рассмотрим аспект влияния устройств по управлению потоком на энергию потока текучей среды. Гидравлическая мощность, рассеиваемая как управляемой, так и самодействующей запорной арматурой (УН, УП)

$$N_{3A} = f_{3A}(q)q, \quad (4.122)$$

где  $f_{3A}(q)$  – гидравлические характеристики устройств УН и УП.

Потребляемая мощность таких устройств всегда больше нуля, т.е. аналогично КС как при  $q>0$ , так и при  $q<0$ . Далее для всех дросселирующих объектов, т.е. УП:  $N_{УП} = f_{УП}(q)q$ , и для объектов перекрывающих поток, т.е. УН:  $N_{УН} = f_{УН}(q)q$ .

### **Влияние узловых соединений на результаты расчета потокораспределения гидросистем**

Как упоминалось выше, узловые соединения из существующей или проектируемой ТГС переносятся в модель виде узлов. В рассматриваемой МТГС узел несет в себе информацию о давлении и геометрическом положении точки соединения остальных элементов ГС, тем самым, определяя пространственную и структурную ориентацию отдельных объектов и структуру всей ТГС.

Объекты, ассоциируемые с системным понятием узла в ТГС, включают различного рода узловую арматуру: колена с различными диаметрами и кривизной, тройники с различным углом отвода, крестовики различных конструкций, места сварки и т.п.

Цель отражения узловых соединений в МТГС продиктована их влиянием на энергию потока текучей среды.

Все узловые соединения оказывают хотя и несущественное, но отрицательное влияние на гидравлическую энергию потоков. Т.е. имеют рассеиваемую гидравлическую мощность  $N_{уз}>0$ .

Это влияние можно разделить на три основные составляющие:

- потери давления на местное сопротивление в результате искривления потока;
- потери давления на гидравлическое трение;
- потери давления на смешивание потоков, при условии расчленения или смешивания потоков.

Все три составляющие входят в коэффициент местного сопротивления (КМС)  $\xi$ , который по третьему пункту будет иметь зависимость от отношения скоростей разделяющихся или смешивающихся потоков.

Многообразие форм узловой арматуры не позволяет привести здесь массу табличного и графического материала, описывающего их коэффициенты местного сопротивления. При построении или адаптации предлагаемой МТГС можно не учитывать потери гидравлической энергии в узлах, так как степень их влияния на потокораспределения мала по сравнению с остальными элементами ГС.

### **Модели нагнетательных и водозаборных скважин**

Наиболее интересным для рассмотрения объектом ТГС в рамках моделирования систем ППД является скважина, так как, с одной стороны, скважины существенно влияют на потокораспределение в ТГС, а с другой стороны, обуславливают гидравлическую взаимосвязь с гидросистемой заводняемых пластов (далее ГПП) (рис.4.55).

Объект «скважина» относится к КС (по классификации элементов ГС). Однако при эксплуатации нефтяных месторождений оборудование скважин может изменяться в зависимости от цели и способа их эксплуатации.

Так, для:

- добывающих фонтанирующих и нагнетательных скважин конструкция может быть представлена отрезком трубы, спущенным от устья до забоя, и некими системами на устье и забое, создающими дополнительное сопротивление потоку текучей среды (фонтанная арматура, и отверстия перфорации на эксплуатационном забое);
- нагнетательных скважин, где закачка воды ведется как по НКТ, так и по затрубному пространству, конструкция представляется более сложной: труба в трубе с отдельным течением потоков текучей среды с системами на устье и забое;
- добывающих механизированных скважин, конструкция которых осложняется установкой механизированного оборудования, и в таком случае скважина также не может являться отдельным элементом – КС, а будет подсистемой рассматриваемой ТГС.

Как видно из перечисленных примеров, нагнетательные скважины систем ППД фактически являются элементами КС, в то время как скважины, эксплуатирующиеся механизированным способом, являются подсистемами и поэтому должны выстраиваться из элементов ГС (КС и АСГ). Помимо этого эксплуатация нагнетательной скважины может быть осложнена наличием утечек сквозь негерметичности колонны, совместной закачкой или заводнением нескольких пластов. В этом случае скважина не может считаться просто каналом связи и должна рассматриваться тоже как подсистема.

В предлагаемой модели под «скважиной» понимается сложный объект ТГС, состоящий из системы КС, АСГ, НТС и зоны нагнетания эксплуатируемого (заводняемого) пласта. Под зоной нагнетания понимается прилегающая к скважине зона пласта, ограниченная, с одной стороны, условно цилиндрической поверхностью с радиусом дренирования (в случае радиального оттока/притока),

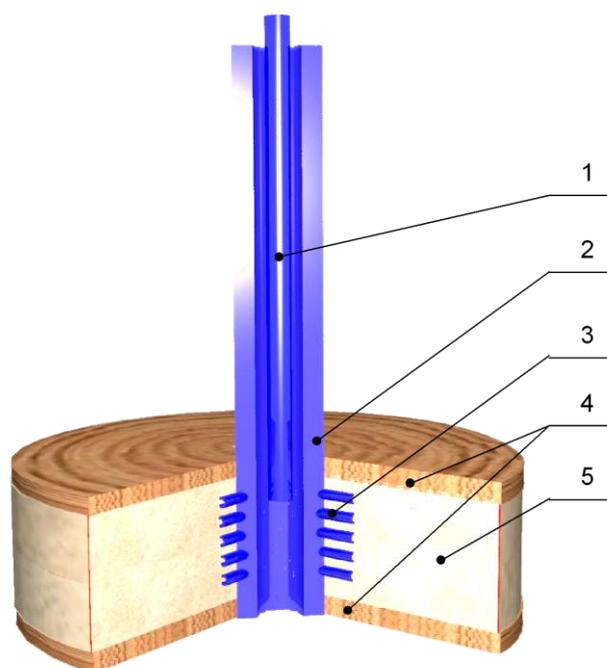


Рис. 4.55. Нагнетательная скважина, тип – 1: 1 – НКТ; 2 - Эксплуатационная колонна; 3 – каналы перфорации; 4 – кровля и подошва пласта; 5 – пласт

а с другой стороны – сверху и снизу непроницаемыми пластами. Термин «зона нагнетания пласта» хотя и относится к нагнетательным скважинам, однако с точки зрения универсального подхода – нагнетательная и добывающая скважина могут изменять свой смысл в зависимости от свойств наземной (ТГС) или подземной (ГПП) частей системы заводнения. Например, при снижении производительности или отключении насосных агрегатов нагнетательная скважина может работать на излив, т.е. как условно добывающая. В дальнейшем вместо понятий зон дренирования (ДЗП) или нагнетания (ЗНП) будем понимать более широкое понятие – зона воздействия скважины на пласт или просто зона воздействия скважины (ЗВС). В зависимости от требуемой точности определения установившегося поточкораспределения в ТГС не изменяющегося в течение некоторого времени  $\Delta t$  при использовании динамической модели, когда описывается динамика (4.44), размеры ЗВС будут тем меньше, чем меньше  $\Delta t$ .

Если рассматривается МТГС независимо от модели ГПП, то радиус ЗВС для каждой скважины звена  $i$  должен задаваться исходя из длительности установившегося течения в ЗВС: постоянства давления на границе ЗВС каждого пласта  $-P_{i_{на}}(t) = const$  и постоянства проницаемости каждого пласта  $-k_{i_{на}}(t) = const$ . Так как с течением времени ЗВС растет, то использование МТГС отдельно от модели ГПП является некоторым приближением.

Ниже рассматривается ряд формул, предложенных Р.И. Медведским и К.С. Юсуповым, которые описывают взаимосвязь между временем уста-

новившегося течения  $\Delta t$  и радиусом контура ЗВС, на котором в течение времени  $\Delta t$  стабилизируется пластовое давление.

Время работы на режиме или так называемый период стабилизации режима  $\Delta t$  может быть установлен по фактическим данным эксплуатации скважин путем фиксации времени прекращения изменения забойных давлений и дебитов, а также может быть рассчитано по формуле для радиального притока

$$\Delta t = 0.34 \frac{R_k^2}{\chi}, \quad (4.123)$$

где  $\Delta t$  – время стабилизации, ч;

$\chi$  – коэффициент пьезопроводности,  $\text{см}^2/\text{с}$ ;

$R_k$  – радиус контура ЗВС (нагнетания или дренирования), м.

Радиус области ЗВС при работе скважины с дебитом или приемистостью  $Q$  рассматриваемого пласта определяется зависимостью

$$R_k = R_\delta \sqrt{\frac{Q}{Q + 0.5Q_\delta}}, \quad (4.124)$$

где  $R_\delta$  – среднеарифметическое расстояние до соседних скважин, м;

$Q_\delta$  – суммарный дебит/приемистость соседних скважин, т/сут.

Для разведочных и поисковых скважин, удаленных от множества других, радиус контура ЗВС можно рассчитать по формуле

$$R_k \approx 1.78 \sqrt{\chi \Delta t}, \quad (4.125)$$

где  $\Delta t$  – время работы на установившемся режиме, с.

Так как установившееся потокораспределение предполагает неизменность области ЗВС:  $R_k = \text{const}$ , то время, необходимое для наступления установившегося состояния можно определить также из выражения, характеризующегося изменением давления при пуске скважины с постоянным расходом в пласте (при больших  $\Delta t$ ):

$$p_c - p_{\text{ЗВС}}(\Delta t) = \frac{q\mu}{2\pi kh} \left( \ln \frac{R_k}{r_c} - 1.283 \cdot e^{-5.784 \frac{\chi \Delta t}{R_k^2}} \right), \quad (4.126)$$

где  $q$  – установившийся расход в ЗВС;

$r_c$  – радиус скважины;

$p_{\text{ЗВС}}(\Delta t)$  – зависимость давления на контуре ЗВС от времени;

$p_c$  – забойное давление;

$\mu$  – динамическая вязкость.

Таким образом, для достижения практически установившегося состояния достаточно, чтобы выполнялось условие

$$1.283 \cdot e^{-5.784 \frac{\chi \Delta t}{R_k^2}} \leq 0.01 \cdot \ln \left( \frac{R_k}{r_c} \right). \quad (4.127)$$

Для стабилизации режима работы при известных величинах  $R_k, r_c$  и  $\frac{\chi t}{R_k^2}$  необходимо время –  $t_{cm} \geq 2.75 \frac{R_k^2}{\chi} 10^{-4} \left[ 0.66 - 0.7 \ln \left( \frac{R_k}{r_c} \right) \right]$ , [час].

Если модель скважины используется в МТГС совместно с моделью ГПП, то нахождение  $R_k$  исключается, так как ЗВС будет охватывать пласт в пределах прилегающих к эксплуатационным забоям элементов пласта.

Рассмотрим модели скважин с учетом описанных величин.

Здесь предлагается несколько моделей нагнетательных и водозаборных скважин для установившегося однофазного течения ТС: три схемы воздействия скважин на систему ППД в зависимости от их конструкции и параметров эксплуатации.

Вначале рассмотрим наиболее простую распространенную схему конструкции нагнетательной скважины – «тип 1» (см. рис. 4.55) на примере звена  $i$ , отражающего модель скважины. Как видно из рис. 4.55, объект «скважина» (тип 1), представлен НКТ – 1, спущенными от точки устья до точки забоя (или выше него), обсадной колонной – 2, каналами перфорационных отверстий – 3, ЗВС вскрытого пласта – 5 и изолирующими его пластами – 4. Таким образом, данная схема является подсистемой от узла  $j_{ib}$  (устья) до узла  $j_{ie}$  (накопителя текучей среды – пласта за контуром ЗВС).

Для рассматриваемого нами самого распространенного случая эксплуатации нагнетательных скважин, когда закачка воды в пласт – 5 осуществляется только по НКТ, и влияние обсадной колонны исключается, схема воздействия (моделирования) звена «скважина» будет выглядеть следующим образом (см. рис. 4.56). Поток жидкости из узловое соединения (узла – «фонтанная арматура») с давлением  $p_{j_{ib}}$  и расходом  $q_i$  поступает в рассматриваемое звено  $i$ , где, проходя через насосно-компрессорные трубы, теряет часть давления  $\Delta p_{НКТ}$  за счет гидравлического сопротивления в НКТ и часть давления  $\Delta p_{КОЛ}$  в колонне (от конца НКТ до забоя) и достигает точки забоя с давлением  $p_z = p_{j_{ib}} - \Delta p_{НКТ} - \Delta p_{КОЛ} + \Delta z_i$  ( $\Delta z_i$  – гидростатический перепад давления от узла  $j_{ib}$  до точки забоя), затем, проходя через перфорационные каналы, теряет  $\Delta p_{ПЕРФ}$  на местные сопротивления в них и поступает в пласт с давлением  $p_{зк} = p_{j_{ib}} - \Delta p_{НКТ} - \Delta p_{КОЛ} + \Delta z_i - \Delta p_{ПЕРФ}$ , где, преодолевая сопротивление фильтрации со стороны пласта, достигает контура ЗВС с давлением  $p_{j_{ie}}$ . Разность забойного давления  $p_z$  и давления на контуре ЗВС –  $p_{j_{ie}}$ , иначе называемого пластовым давлением, есть репрессия:  $\Delta p_{ЗВС} = p_z - P_{пл} = p_z - p_{j_{ie}}$ . Ввиду невозможности спуска манометра за обсадную колонну, т.е. непосредственно в пласт, величина репрессии включает в себя потери давления на местные сопротивления в перфорационных ка-

налах  $\Delta p_{\text{ПЕРФ}}$  и призабойной зоне пласта. Зависимость  $\Delta p_{\text{ЗВС}} = f_{\text{ЗВС}}(q)$  в принципе аналогична так называемым индикаторным линиям.

Исходя из постановки задачи гидравлического моделирования отдельных объектов ТГС, моделирование скважин сводится к нахождению зависимости между величиной расхода  $i$ -го звена –  $q_i$  и перепада давления на концах этого звена  $\Delta p_i = f(q_i) = p_{j_{ib}} - p_{j_{ie}}$ .

Как видно, для вычисления этой зависимости необходимо решить две задачи:

1) найти зависимость потери давления на гидравлическое сопротивление в НКТ (от узла  $j_{ib}$  до точки конца НКТ) и колонне (от конца НКТ до точки забоя) от величины расхода в звене, геометрических параметров НКТ:  $\Delta p_{\text{НКТ}} = f_{\text{НКТ}}(q_i, D_{\text{НКТ}}, L_{\text{НКТ}}, \Delta_{\text{НКТ}})$ ,  $\Delta p_{\text{КОЛ}} = f_{\text{КОЛ}}(q_i, D_{\text{КОЛ}}, L_{\text{КОЛ}}, \Delta_{\text{КОЛ}})$  (см. рис. 4.57), аналогично моделированию трубопроводов, но с учетом структуры оборудования и условий эксплуатации;

2) найти зависимость репрессии/депрессии от величины расхода, параметров вскрытия и коллекторских свойств ЗВС:  $\Delta p_{\text{ЗВС}} = f_{\text{ЗВС}}(q_i, \Sigma_{\text{вскрытия}}, \Sigma_{\text{пласта}})$ .

Для нахождения  $\Delta p_{\text{НКТ}}$  и  $\Delta p_{\text{КОЛ}}$  воспользуемся моделью трубопроводов. Параметры, необходимые для вычисления  $\Delta p_{\text{НКТ}}$ , будут аналогичны: внутренний диаметр  $D_{\text{НКТ}}$ , длина  $L_{\text{НКТ}}$  и абсолютная шероховатость  $\Delta_{\text{НКТ}}$ , с возможным добавлением коэффициентов местных сопротивлений в местах

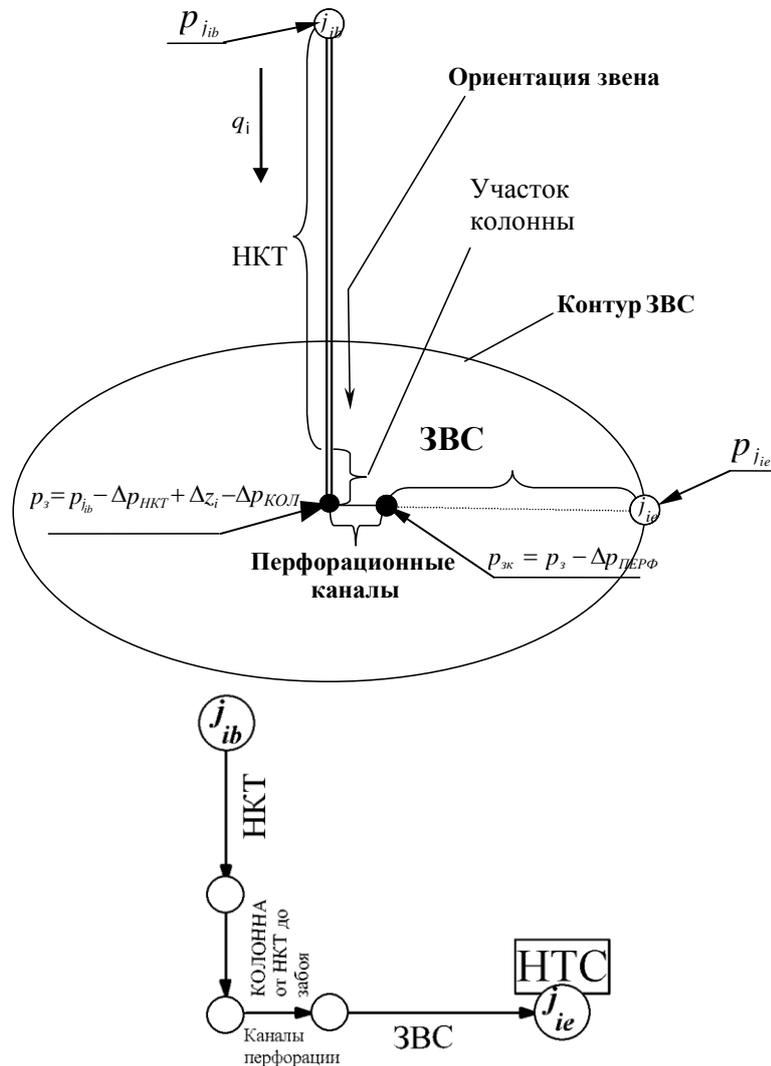


Рис. 4.56. Схема моделирования звена «скважина» – тип 1

скручивания. Здесь важно понимать под  $\Delta p_{НКТ}$  и возможный общий перепад давления в случае одновременной закачки по НКТ и колонне.

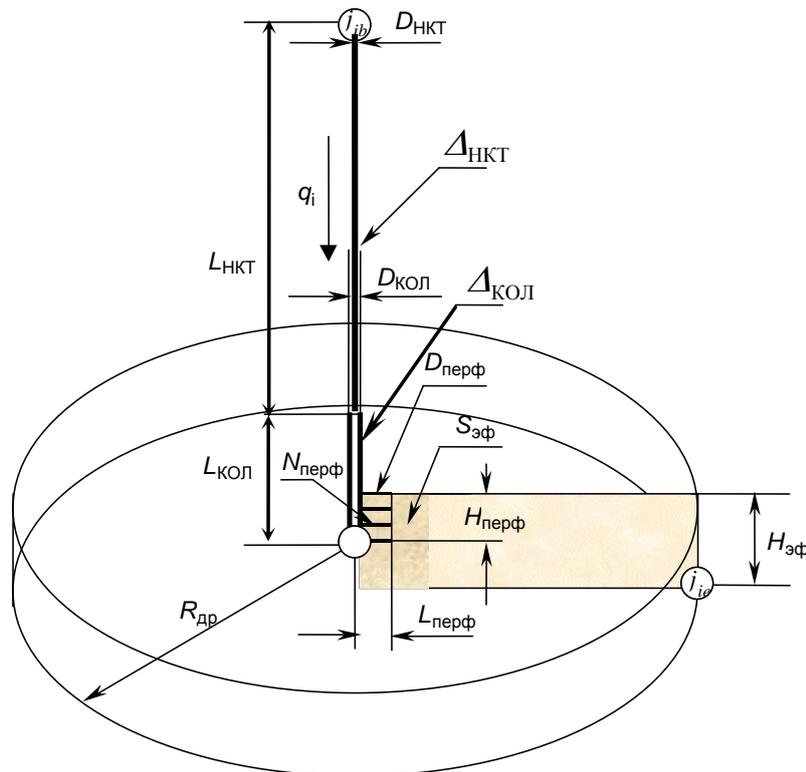


Рис. 4.57. Параметры модели объекта «скважина» тип 1

Полагая положение забоя задаваемым геометрическим положением точки вскрытия пласта (середины интервала перфорации) –  $z_{пл}$ , делаем заключение о том, что гидростатический перепад давления от точки  $j_{ib}$  до точки забоя задается разницей между величинами абсолютных отметок (АО) над уровнем моря:  $\Delta z_i = \rho g (z_{j_{ib}} - z_{пл})$ . Следует отметить, что длина –  $L_{НКТ}$  может отличаться от разности АО. Это связано как со спуском НКТ не до забоя, так и с возможной кривизной ствола скважины.

Из вышесказанного следует, что первая задача для типа 1 не вызывает особых затруднений.

Так как, начиная с точки забоя до контура ЗВС, моделирование всех типов моделей скважин не имеют отличий, рассмотрим основные отличия в моделировании гидросистемы от устья до забоя.

Как видно из схемы на рис. 4.58 – а, во втором типе модели к КС – НКТ добавляется КС колонна, а следовательно, перепад давления на гидравлическое сопротивление рассчитывается, исходя из их параллельного соединения, как показано ранее для КС.

В типе 3 (см. рис. 4.58–б) моделирование осложняется наличием в колонне отверстия с некоторым условным диаметром, которое позволяет жидкости частично протекать в некоторый пласт, лежащий на глубине повреждения и имеющий некоторое пластовое давление  $P_u$ . Условный диа-

метр повреждения помимо гидравлических сопротивлений на местное сопротивление так же характеризует фильтрационные возможности пласта.

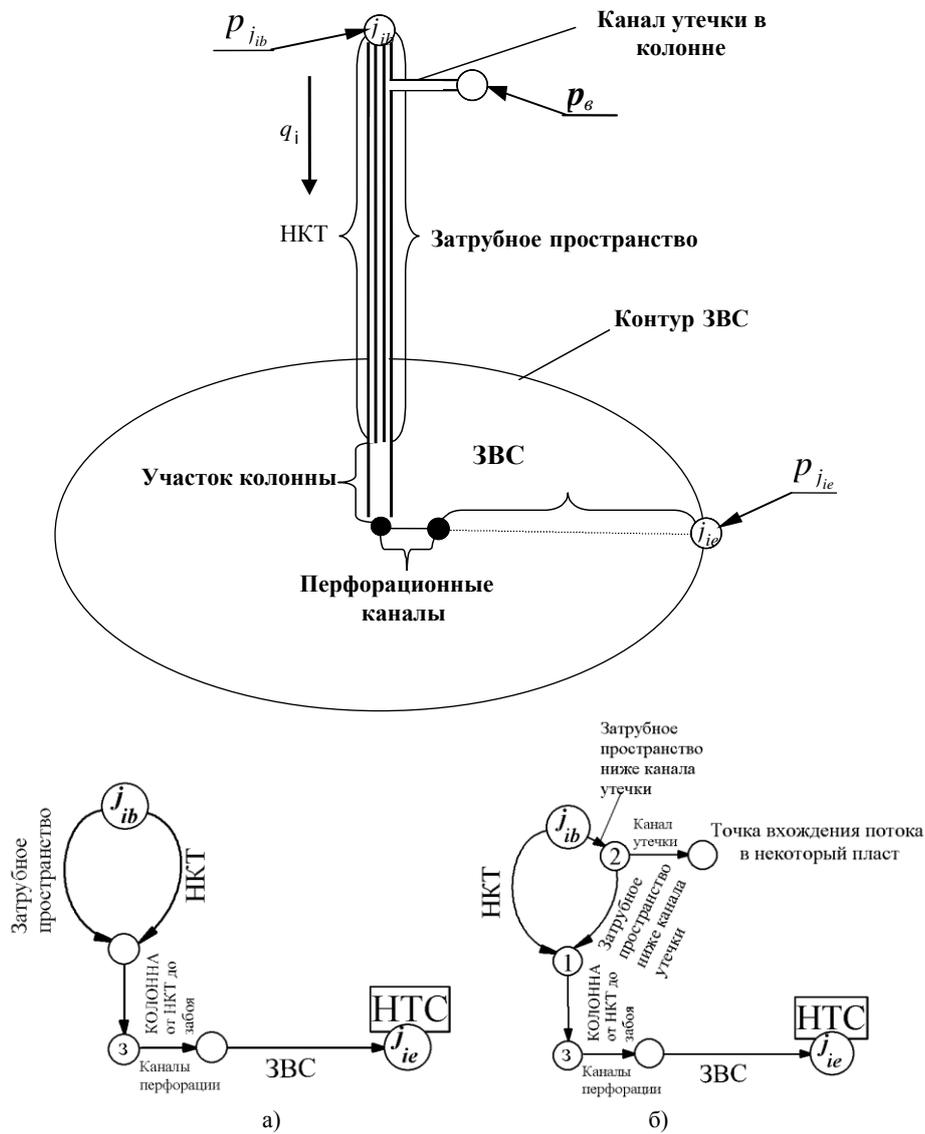


Рис. 4.58. Схема моделирования звена «скважина» тип 2 и 3: а – совместная закачка без учета утечек (тип 2); б – совместная закачка с учетом утечек (тип 3)

Как видно из представленной схемы для 2-го, 3-го и 4-го (см. рис. 4.59) типов модели, объект «скважина» должен быть расширен до некоторой подсистемы элементов ГС (КС, НТС), причем так, чтобы структура этой подсистемы постоянно не отражалась в общей схеме МТГС во избежание ее излишнего загромождения и замедления расчета. Т.е. гидравлическая характеристика (замыкающее отношение) должна быть уже рассчитана по тем же системным законам, но без участия неизвестных гидравлических параметров подсистемы в основной системе уравнений. Иначе говоря, при моделировании сложносоставных объектов – подсистем функция  $f(q)$  формируется как результат отдельного решения потокорас-

пределения с соответствующими граничными условиями, связывающими подсистему с моделью остальной системы.

Рассмотрим второй, третий и четвертый типы модели скважин. Тип 2 учитывает совместную закачку воды через НКТ и колонну (см. рис. 4.58 – а). Тип 3 – наличие утечек через негерметичности колонны, при совместной закачке и отсутствии пакера (см. рис. 4.58 – б). Тип 4 аналогичен типу 3, но учет установленного на конце НКТ пакера с закачкой только по НКТ (рис.4.59).

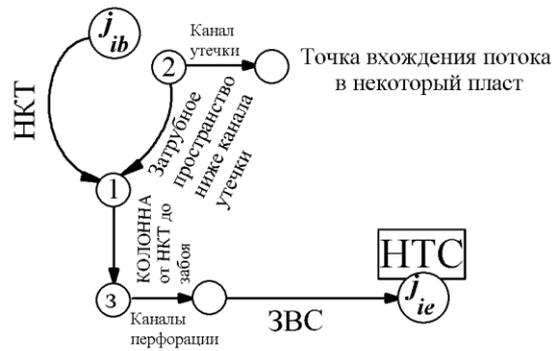


Рис. 4.59. Схема модели для типа 4 с установленным пакером и наличием утечек через негерметичности колонны

Для водозаборных скважин предлагается структура модели, показанная на рис. 4.60. Из схемы видно, что исходная схема на рис. 4.56 модифицируется подключением звена – насоса между звеном – НКТ и звеном – колонна. Ориентация звена противоположная ориентации НКТ, колонны и ЗВС.

Далее систему оборудования скважины, включающей НКТ, колонну, канал утечки, насосный агрегат будем называть подсистемой ТГС и обозначать – ТС. В структуре модели скважин она будет гидравлически соединять узел устья и точку эксплуатационного забоя скважины. Взаимосвязь перепада давления между устьем и забоем будем описывать функцией  $f_{TC}(q_i)$ , которая может быть получена расчетным путем посредством решения потокораспределения в рассматриваемой подсистеме и сопоставления расхода  $q_i$  перепада давления  $P_{j_{ib}} - P_3$ .

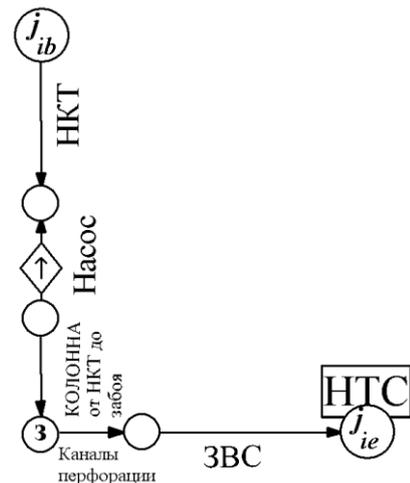


Рис. 4.60. Схема модели для типа 5 для скважин оборудованных насосным агрегатом

Рассмотрим порядок расчета потокораспределения в структуре данных моделей и функций  $P_{j_{ib}} - P_3 = f_{TC}(q_i)$  отражающих работу оборудования скважин для различных типов. Для этого введем ряд обозначений.

Участок колонны от нижней части НКТ до забоя будем обозначать звеном  $kz$ . Затрубное пространство на участке от канала утечки до нижней части НКТ обозначим звеном  $zt$  (также, если канал утечки отсутствует –

затрубное пространство от устья до конца НКТ). Канал утечки будет звеном  $u$ . Затрубное пространство выше канала утечки – звено  $ku$ . Давление в точке вхождения потока в некоторый пласт из канала утечки –  $P_u$ . Звено, соответствующее насосу обозначим как  $as$ .

Функции замыкающих отношений (гидравлических характеристик) будем считать определенными согласно методике для трубопроводов (см. в данном разделе «Модели трубопроводов»). Канал утечки также будем рассматривать в виде трубопровода с некоторым сечением (диаметром).

**1. Скважина с прокачкой по НКТ – тип 1.** В данном типе вследствие последовательного соединения звеньев (см. рис. 4.56), функция  $f_{TC}(q_i)$  получается простым суммированием

$$f_{TC}(q_i) = f_{HKT}(q_i) + f_{kz}(q_i). \quad (4.128)$$

**2. Водозаборная скважина – тип 5.** Для данного типа также имеет место последовательное соединение звеньев (см. рис. 4.60), и функция

$$f_{TC}(q_i) = f_{HKT}(q_i) - f_{as}(q_i) + f_{kz}(q_i). \quad (4.129)$$

Как видно из формулы гидравлическая характеристика насоса входит с отрицательным знаком, вследствие противоположной ориентации его звена.

**3. Скважина с совместной закачкой по НКТ и затрубному пространству – тип 2.** Для описания потокораспределения в данной подсистеме необходимо составить систему уравнений для участка от устья до нижней части НКТ

$$\begin{cases} f_{zt}(q_{zt}) = f_{HKT}(q_{HKT}) \\ q_i = q_{zt} + q_{HKT} \end{cases}, \quad (4.130)$$

из которой можно найти  $q_{zt}$  и искомая функция

$$f_{TC}(q_i) = f_{zt}(q_{zt}) + f_{kz}(q_i). \quad (4.131)$$

**4. Скважина с совместной закачкой по НКТ и затрубному пространству с учетом утечек через негерметичность колонны – тип 3.** Запишем систему для потокораспределения в подсистеме на рис. 4.60–б методом узловых увязки.

$$\begin{cases} -S_{ku}(p_{j_b} - p_2) - S_{HKT}(p_{j_b} - p_1) = q_i \\ S_{ku}(p_{j_b} - p_2) - S_u(p_2 - P_u) - S_{zt}(p_2 - p_3) = 0 \\ S_{zt}(p_2 - p_1) + S_{HKT}(p_{j_b} - p_1) - S_{kz}(p_1 - p_3) = 0 \end{cases} \quad (4.132)$$

Решая данную систему относительно неизвестных давлений  $p_{j_b}, p_1, p_2$  для различных  $p_3$  получим искомую зависимость  $f_{TC}(q_i) = p_{j_b} - p_3$ .

**5. Скважина с прокачкой по НКТ с учетом утечек через негерметичность колонны – тип 4.** Запишем систему уравнений для потокораспределения в подсистеме на рис. 4.59.

$$\begin{cases} S_{HKT}(p_{jib} - p_1) - S_{kz}(p_1 - p_3) + S_{zt}(p_2 - p_1) = 0 \\ -S_{HKT}(p_{jib} - p_1) = q_i \\ -S_{zt}(p_2 - p_1) - S_u(p_2 - P_u) = 0 \end{cases} \quad (4.133)$$

Решая данную систему относительно неизвестных давлений  $p_{jib}, p_1, p_2$  для различных  $p_3$  получим искомую зависимость  $f_{TC}(q_i) = p_{jib} - p_3$ .

Для моделей типа 4 и 3 забойное давления  $p_3$  при решении потоко-распределения во всей МТГС определяется относительно пластового давления и замыкающих отношений для вскрытых скважиной пластов, определение которых будет рассмотрено ниже.

Решение второй задачи является более сложным и в предлагаемой МТГС, в зависимости от имеющихся данных, может происходить различными путями. Это будет показано ниже на примере нахождения  $f(q)$  для многопластовых систем.

Случай моделирования установившейся фильтрации в многопластовых системах является более общим случаем моделирования утечек [126].

Рассмотрим варианты моделирования объекта «скважина» от точки забоя до контура ЗВС, т.е. нахождение зависимости  $p_3 - p_{jk} = f_{ЗВС}(q_i)$  для условий использования МТГС для определения установившегося КПР в течение времени  $\Delta t$ .

Наиболее общей схемой описания  $f_{ЗВС}(q_i)$  являются эмпирические гидравлические характеристики ЗВС – полные индикаторные линии, связывающие перепад между давлением на эксплуатационном забое и давлением на контуре ЗВС с установившимся расходом.

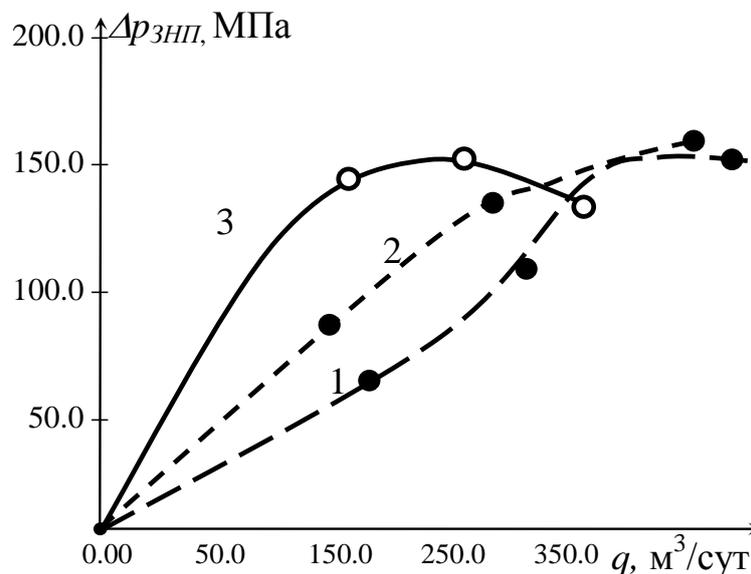


Рис. 4.61. Индикаторные линии скважин Северо-Даниловского месторождения на режиме закачки: 1 – скв. 6227,20.12.86; 2 – скв. 7364, 3 – скв.6277; 20.12.92

В этом случае  $f_{звс}(q_i)$  задается фактическими данными гидродинамических исследований на установившихся режимах фильтрации, т.е. индикаторной линией. При этом решение поставленной задачи сводится к интерполяции или аппроксимации экспериментальных точек.

Рассмотрим более подробно данный случай на примере ряда индикаторных линий Северо-Даниловского месторождения (см. рис. 4.61).

Искомая функция  $f_{звс}(q_i)$  в виду естественного преобладания забойного давления  $p_z$  при положительном  $q_i$  в первой четверти числовой плоскости должна иметь форму, соответствующую форме общепринятых индикаторных линий нагнетательных скважин.

Однако она также должна охватывать и спектр дебитов  $q_i < 0$  (третья четверть). Такое требование к виду искомой функции, прежде всего, объясняется возможностью возникновения расхода  $q < 0$ , т.е. оттока из скважины по причине превышения пластового давления над забойным.

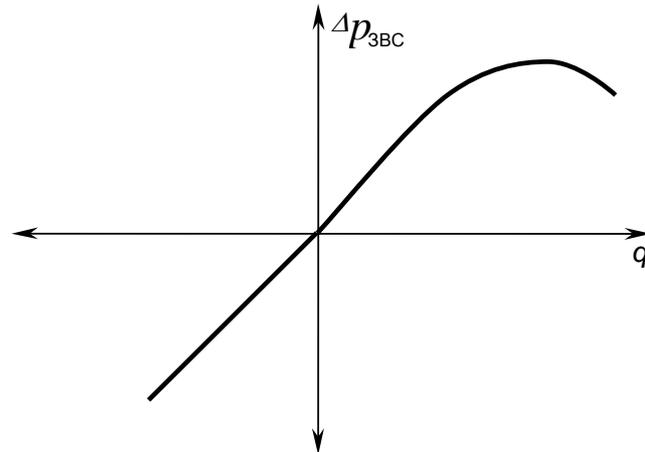


Рис. 4.62. Функция  $\Delta p_{звс} = f(q)$  для скважины 6227 Северо-Даниловского месторождения

Такая ситуация часто возникает при отключении или недостаточной гидравлической мощности кустовой насосной станции, осуществляющей подачу воды в данную скважину. Особенно часто данная ситуация проявляется в залежах с аномально высоким пластовым давлением или в зонах залежи с перекомпенсацией отбора.

Таким образом, идеальной, с точки зрения информативной емкости, следует считать индикаторную линию, охватывающую как весь спектр приемистостей, так и весь спектр дебитов (рис.4.62). На текущий момент такие индикаторные линии строить не принято. Вместо этого индикаторные линии строятся для режима закачки и добычи отдельно.

Исходя из имеющихся место фактов перетоков как между газовыми и нефтяными, так и между нагнетательными скважинами, автор предлагает строить совмещенные, т.е. «**полные индикаторные линии**» (ПИЛ) для режимов отбора и закачки в целом. Такое представление является, во-первых, более полным с точки зрения информативности; во-вторых, более правильным с точки зрения анализа формы кривой; и, в-третьих, **обязательным** для универсального математического описания моделей скважин и систем ППД.

При наличии данных по индикаторным линиям, соответствующим обоим режимам эксплуатации, нахождение  $f_{ЗВС}(q_i)$  сводится к вынесению (объединению) обеих (для ЗНП и ДЗП) кривых на одну числовую плоскость  $\Delta p-q$ , причем величины дебитов в соответствии с принятой жесткой ориентацией звена «скважина» (от устья до пласта) должны браться со знаком « $\leftarrow$ », а величины закачек со знаком « $\rightarrow$ ». Так как искомое значение  $\Delta p_{ЗВС} = p_z - p_{je}$ , то значение репрессии при  $q > 0$  должно быть со знаком « $\rightarrow$ », а значение депрессии при  $q < 0$  – со знаком « $\leftarrow$ » (см. рис. 4.81).

На рис. 4.63 представлена кривая  $f_{ЗВС}(q)$  для скважины 6227 Северо-Даниловского месторождения, полученная на основе двух индикаторных линий в области отборов и закачек в режиме линейного закона фильтрации.

По данным систематических замеров приемистостей, динамических и статических устьевых давлений обычно определяют коэффициент приемистости  $K = q / \Delta p_{ЗНП}$ , отражающий искомую зависимость для линейного характера фильтрации.

Известно, что коэффициент приемистости (в случае добычи коэффициент продуктивности) отражает взаимосвязь между величиной приемистости  $q$  и репрессией  $\Delta p_{ЗВС}$ :

$$\Delta p_{ЗВС} = \frac{q}{K} \quad (4.134)$$

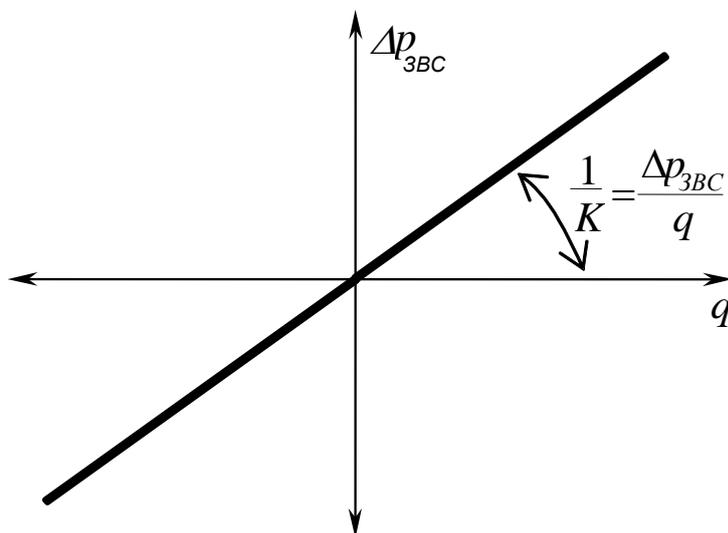


Рис. 4.63. График функции  $\Delta p_{ЗВС} = f_{ЗВС}(q)$ , найденной по формуле (4.134)

Для нелинейных и даже линейных законов фильтрации полученная кривая/прямая в первой (область закачек) и в третьей (область отборов) четвертях числовой плоскости будет иметь различную форму. Это объясняется, прежде всего, тем, что при снятии индикаторных линий в области отборов в качестве фильтруемого флюида выступают вода, нефть, газ, и

интервал изменения дебитов ограничивается пластовым давлением, не позволяющим скважине работать с дебитом свыше определенной величины. При снятии индикаторной линии в области закачек флюидом является вода, и такое ограничение в величинах репрессии отсутствует, что позволяет изменять приемистость в широких пределах. Ввиду этих факторов предпочтение при нахождении фильтрационных коэффициентов следует отдавать индикаторным кривым, снятым в более широких пределах расходов и в наиболее вероятном спектре расхода ( $q < 0$  или  $q > 0$ ). В случае переноса в третью четверть эмпирической индикаторной линии снятой на режимах отбора нефти, депрессии необходимо пересчитать с учетом того, что в полной индикаторной линии предполагается и отбор и закачка одного флюида, т.е. воды. Итак, кривые зависимости репрессии от расхода во всем спектре будем называть «полными индикаторными линиями» (ПИЛ).

Рассмотрим варианты, когда известны: индикаторные кривые нагнетательных скважин только в области закачек, отдельные коэффициенты, характеризующие фильтрацию в том или ином направлении, гидродинамические параметры пласта, индикаторные линии, отражающие заводнение каждого из вскрытых пластов и т.п.

Полагая, что закон фильтрации соответствует линейному закону Дарси, нахождение  $f_{ЗВС}(q)$  будет сводиться к вычислению  $\Delta p_{ЗВС}$  по формуле (4.134).

Рассмотрим определение полной индикаторной линии по результатам обработки данных гидродинамических исследований на установившихся режимах фильтрации.

В результате обработки данных гидродинамических исследований на установившихся режимах фильтрации часто имеет место квадратичный закон фильтрации и соответствующие ему коэффициент приемистости  $K$  и фильтрационный коэффициент  $B$ .

Согласно формуле В.Н. Щелкачева, граница применимости линейного закона фильтрации [87] выражается в безразмерном критерии:

$$Re = \frac{10}{m^{2.3}} \frac{\omega \sqrt{k}}{\nu}, \quad (4.135)$$

где  $k$  – коэффициент проницаемости;  
 $m$  – коэффициент открытой пористости;  
 $\omega$  – скорость фильтрации.

Критические значения  $Re$ , отвечающие этой формуле, заключены в интервале:

$$Re_{кр} \in [1, 12] \quad (4.136)$$

Как видно из формулы (4.136), для скважины с фиксированными значениями  $k$  и  $m$  выход за пределы линейного закона фильтрации напрямую зависит от скорости фильтрации  $\omega$ , а так как площадь фильтрации –

величина постоянная во времени, то и от величины  $q$  (приемистости/дебита).

Иначе говоря, при значениях  $|q| > q_{кр}$  линейная форма функции  $f_{ЗВС}(q)$  будет переходить в нелинейную, которая для идеализированных пластов будет иметь квадратичный характер.

Такой вариант индикаторной линии подразумевает следующую математическую формулировку:

$$\Delta p_{ЗВС} = \frac{q}{K} + B|q|q \quad (4.137)$$

Коэффициент  $B$  символизирует квадратичный закон фильтрации и, как видно из (4.137), влияет на форму индикаторной линии тем больше, чем больше значение  $q$ .

На рис. 4.64 изображены возможные формы искомой зависимости  $f_{ЗВС}(q)$ .

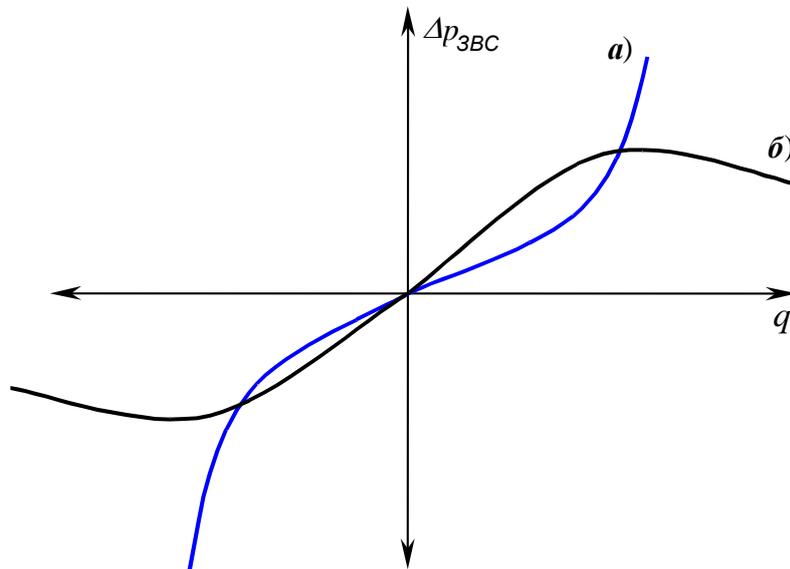


Рис. 4.64. Графики функций  $f_{ЗВС}(q)$ , найденных по формуле (4.137):  
 $a - B > 0$ ;  $б - B < 0$

Как видно из рис. 4.64, формы индикаторных линий, полученных по формуле (4.137), могут быть двух видов: при  $B > 0$  – ярко выраженный квадратичный закон фильтрации, символизирующий «турбулентность» фильтрационных потоков в поровых каналах, и инерционные силы (т.е. изменение направления фильтрационных токов в поровых каналах), либо совместное проявление этих факторов; при  $B < 0$  – нелинейный закон фильтрации, отражающий образование техногенных или раскрытие природных трещин, расширение поровых каналов, а также формирование промывов в ЗВС или в заколонном пространстве, вследствие чего гидравлические сопротивления фильтрации снижаются. Естественно, в области отборов такое значение  $B$  маловероятно, поэтому наиболее правильно описывать ПИЛ поинтервально, но учитывать в модели скважины целиком.

$$\frac{kH_{эф}}{\mu} = \frac{Q}{4\pi i}, \quad (4.138)$$

Рассмотрим нахождение ПИЛ по известным параметрам эксплуатируемого объекта и скважины для случая заводнения одного пласта

Допустим, что по данным гидродинамических, лабораторных и геофизических исследований задаются величины проницаемости  $k$ , эффективной толщины  $H_{эф}$ , скин-эффекта призабойной зоны  $S_{эф}=S_2$ , характера вскрытия (данные о вскрытии и перфорации) пласта. В данном случае нахождение  $f_{ЗВС}(q)$  представляется наиболее сложным с теоретической точки зрения.

Такой вариант определения  $f_{ЗВС}(q)$  является наименее предпочтительным, так как при неизвестной ПИЛ приходится строить ее теоретически, т.е. без учета множества природных факторов, в частности температурных, деформационных явлений, фазового перехода и т.п. Однако использование данного подхода позволяет с достаточной степенью точности прогнозировать влияние скважин на ТГС на стадии проектирования.

Основные параметры, необходимые для нахождения теоретической зависимости  $f_{ЗВС}(q)$  для скважины с одним объектом заводнения показаны на схеме рис. 4.65.

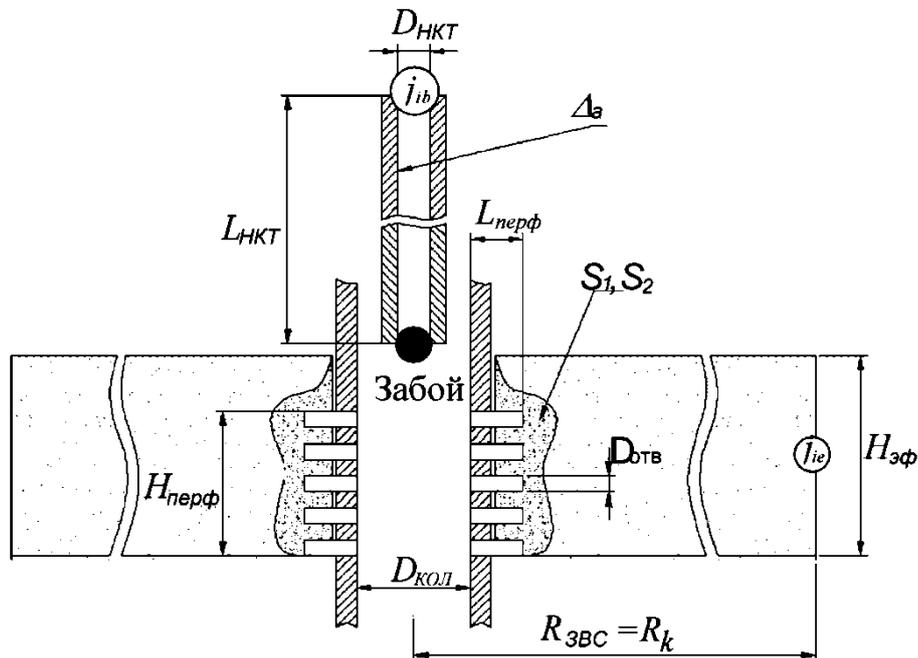


Рис. 4.65. Схема параметров скважины для теоретического определения  $f_{ЗВС}(q)$

Этими параметрами являются:

– эффективная толщина пласта  $H_{эф}$ , определяемая по данным геофизических исследований;

- проницаемость пласта  $k$ , определяемая из статистической обработки данных гидродинамических исследований;
- радиус ЗВС  $R_k$ ;
- коэффициент  $S_I$ , отражающий нерадиальный характер движения жидкости в ЗВС;
- коэффициент  $S_2$ , отражающий изменение проницаемости ПЗП по отношению к проницаемости кудаленной части пласта.
- перфорированная толщина  $H_{перф}$ : высота ЗВС, подвергшаяся перфорации;
- глубина проникновения каналов перфорации  $L_{перф}$ ;
- диаметр перфорационных отверстий  $D_{отв}$ ;
- внутренний диаметр колонны  $D_{КОЛ}$ .

Известные на данный момент гидродинамические методы исследования скважин и пластов позволяют оценить только общие сопротивления  $\square p_{ЗВС}$  в перфорированной части ствола скважины, зачастую не разделяя их между собой.

Как известно, в идеальной скважине при установившейся радиальной фильтрации, соответствующей линейному закону Дарси, величина может быть найдена по формуле Дюпюи, которая в нашем случае будет выглядеть так:

$$\Delta p_{ЗВС} = \frac{q\mu}{2\pi k H_{эф}} \ln \left( 2 \frac{R_k}{D_{КОЛ}} \right) \quad (4.139)$$

где  $\mu$  – коэффициент динамической вязкости, а величину  $R_k$  (радиус ЗВС) можно принять согласно формулам (4.123–4.127). Здесь в качестве радиуса скважины условно взята половина диаметра колонны.

Реальные скважины имеют свойства, существенно отличающиеся от идеальной скважины. Отличие реальной скважины от идеальной обычно выражается коэффициентом  $S_I$ , отражающим дополнительные сопротивления в призабойной зоне пласта (ПЗП). Тогда формула (4.139) для реальной скважины будет иметь вид

$$\Delta p_{ЗВС} = \frac{q\mu}{2\pi k H_{эф}} \left[ \ln \left( 2 \frac{R_k}{D_{КОЛ}} \right) + S_I \right] \quad (4.140)$$

Коэффициент  $S_I$  отражает в (4.140) дополнительные сопротивления в ЗВС, возникающие в непосредственной близости от ствола скважины, т.е. в ее призабойной зоне (ПЗП). В зарубежной литературе  $S_I$  назван «скин-фактором».

Величина  $S_I$  является суммой следующих коэффициентов, обуславливающих сопротивления в ПЗП:

- коэффициент  $S$ , отражающий степень несовершенства скважины по степени  $C_1$  и характеру  $C_2$  вскрытия;

– коэффициент  $S_1$ , отражающий нерадиальный характер движения жидкости в ПЗП, связанный с образованием пробок из твердых примесей и глины, а также отложением солей;

– коэффициент  $S_2$ , отражающий изменение проницаемости ПЗП по отношению к проницаемости  $k$  дренируемой зоны пласта.

Таким образом

$$S_t = C_1 + C_2 + S_1 + S_2 \quad (4.141)$$

Коэффициенты  $C_1$  и  $C_2$  могут быть определены по кривым Щурова (см. рис. 4.63) или по аппроксимирующим их зависимостям предложенным Р.И. Медведским и К.С. Юсуповым:

$$C_1 \approx 7.86 \left( 0.3 \left( \ln \left( \frac{H_{перф}}{H_{эф}} \right) \right)^2 - 0.25 \ln \left( \frac{H_{перф}}{H_{эф}} \right) \right) \cdot \left( 0.03 + 0.14 \ln \left( \frac{H_{эф}}{D_\kappa} \right) + 0.04 \left( \ln \left( \frac{H_{эф}}{D_\kappa} \right) \right)^2 \right) \quad (4.142)$$

$$C_2 \approx 3.58 \left( 0.34 - 0.3 \ln \left( \frac{L_{перф}}{D_\kappa} \right) + 0.17 \left( \ln \left( \frac{L_{перф}}{D_\kappa} \right) \right)^2 \right) \cdot \left( 2.07 - 1.64 \ln(N \cdot D_\kappa) + 0.41 \cdot [\ln(N \cdot D_\kappa)]^2 \right) \cdot \left( 0.3 - 0.24 \ln \left( \frac{D_{омб}}{D_\kappa} \right) + 0.01 \left( \ln \left( \frac{D_{омб}}{D_\kappa} \right) \right)^2 \right) - 1 \quad (4.143)$$

где  $N$  – количество отверстий на погонный метр.  $D_\kappa \approx D_{кол}$ .

Коэффициент  $C_1$  можно определить по формуле

$$C_1 = \frac{1.727 \left( 1.32 - \sqrt{1.07 - \lg \sqrt{k_z / k_r}} \right)}{N(0.0066 \cdot D_{омб}^{4.5} + 1.033)} (1.01 D_{омб}^{-1.82} + 1),$$

где  $k_z / k_r$  – отношение проницаемости поперек к проницаемости вдоль напластования.

Коэффициент  $C_2$  можно определить по формуле М.М.Глоговского

$$C_2 = \left( \frac{H_{эф}}{H_{перф}} - 1 \right) \left( \frac{1}{1 - \frac{D_\kappa}{2H_{эф}}} \ln \left[ \frac{H_{эф}}{R_\kappa} \right] - 1 \right)$$

или А.М. Пирвердяна  $C_2 = \frac{H_{эф}}{H_{перф}} \left( 2 \frac{1.6H_{эф}}{D_\kappa} - \ln \frac{H_{перф}}{H_{эф}} \right)$ .

Нахождение коэффициентов  $S_1$  и  $S_2$  представляет определенную трудность.

Известный метод определения параметров ЗВС и скин-фактора  $S_t$  основан на обработке кривой изменения давления (КИД) в скважине после стационарного режима или запущенной с постоянным дебитом. По наклону асимптотического участка кривой к оси натурального логарифма времени находят параметры гидропроводности и проницаемости ЗВС (рис. 4.66):

$$\frac{kH_{эф}}{\mu} = \frac{Q}{4\pi i}, \quad (4.144)$$

где  $i$  – первая производная давления по логарифму времени равная тангенсу угла  $\alpha$  наклона асимптоты графика КИД в координатах  $P_3(t) - \ln(t)$ , откуда проницаемость –

$$k = \frac{Q}{4\pi i} \frac{\mu}{H_{эф}}, \quad (4.145)$$

пьезопроводность –

$$\chi \approx \left( \frac{D_{КОЛ}}{2} \right)^2 \frac{1}{2.25} e^i \quad (4.146)$$

и скин-фактор  $S_t$  –

$$S_t = \frac{1}{2} \left[ \frac{P_3(t)}{i} - \ln \left( 9 \frac{\chi}{D_k^2} \right) - \ln(t) \right], \quad (4.147)$$

где  $t$  – любое значение времени после выхода КИД на асимптоту.

Как мы видим, при обработке данных наиболее распространенного вида гидродинамических исследований – снятия КИД (чаще всего употребляется как кривая восстановления давления – КВД для добывающих или падения давления – КПД для нагнетательных скважин), можно определить согласно (4.141) скин-фактор  $S_t$ , зная величины коэффициентов  $C_1$ ,  $C_2$  и сумму  $S_1 + S_2$ . Естественно, фактические значения  $S_1$  и  $S_2$  определить по таким видам исследования отдельно невозможно. Поэтому в предлагаемой модели скважин в МТГС они могут учитываться исходя из их суммы.

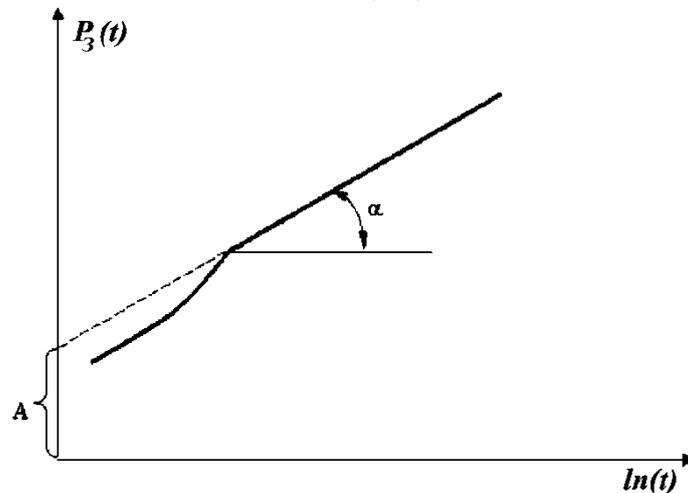


Рис. 4.66. Пример кривой изменения давления

В дополнении к коэффициентам несовершенства скважин, в ЗВС протекают процессы связанные с деформацией порового пространства, а следовательно и с изменением проницаемости в зависимости от перепада давления между текущим и начальным пластовым давлением [101, 141].

В связи с вышеуказанной формула (4.140), описывающая установившийся приток будет иметь вид

$$q = \frac{2\pi k_0 H_{эф}}{\mu \left[ \ln \left( 2 \frac{R_k}{D_{КОЛ}} \right) + S_t \right]} \exp \left[ n(P_{nl} - P_0) \right] \frac{1 - \exp(n\Delta p_{ЗВС})}{n} \quad (4.148)$$

Данное уравнение требует численного решения относительно  $\Delta p_{ЗВС}$  для нахождения функции ПИЛ –  $f_{ЗВС}(q)$ .

Одним из наиболее важных факторов моделирования скважин является учет совместного притока или оттока из пластов, эксплуатирующихся или заводняющихся в одной скважине. По причине экономии на строительстве нагнетательных скважин в системах ППД существует множество скважин, осуществляющих одновременную закачку в несколько геологических объектов (пластов). Такое положение требует учета, при моделировании этих скважин, факторов распределения расходов жидкости по пластам, в том числе, и учет возможных межпластовых перетоков в стволе скважины.

В случае, когда скважиной вскрыты несколько пластов участок от эксплуатационного забоя до контура ЗВС является подсистемой КС – пластов и участков колонны, и поэтому следует учитывать потокораспределение в данной подсистеме при построении модели скважины. Рассмотрим схему скважины, вскрывшей нескольких геологически изолированных (по вертикали) пластов, например, пласты *A*, *B* и *C* (см. рис. 4.67). Далее во всей работе, под скважиной, вскрывшей более одного пласта, подразумеваются пласты, **изолированные в ЗВС по вертикали**. Каждый из пластов имеет свои фильтрационные, геометрические и гидравлические свойства и параметры:

- эффективные толщины  $H_{эф}^A, H_{эф}^B, H_{эф}^C$ ;
- проницаемости  $k^A, k^B, k^C$ ;
- радиусы ЗВС  $R_k^A, R_k^B, R_k^C$ ;
- скин-факторы  $S_t^A, S_t^B, S_t^C$ ;
- перфорированные толщины  $H_{перф}^A, H_{перф}^B, H_{перф}^C$ ;
- абсолютные отметки (АО) кровли  $z_{\hat{\rho}}^A, z_{\hat{\rho}}^B, z_{\hat{\rho}}^{\tilde{N}}$  и подошвы  $z_{\hat{\rho}}^A, z_{\hat{\rho}}^B, z_{\hat{\rho}}^{\tilde{N}}$ ;
- длина колонны между пластами *A* и *B* –  $L_2$ ;
- длина колонны между пластами *B* и *C* –  $L_3$ ;
- длина колонны между нижней точкой НКТ и пластом *A* –  $L_1$ ;
- глубины проникновения отверстий перфорации  $L_{перф}^A, L_{перф}^B, L_{перф}^C$ ;
- диаметры отверстий перфорации  $D_{перф}^A, D_{перф}^B, D_{перф}^C$ ;
- пластовые давления  $P_{nl}^A = P_1, P_{nl}^B = P_2, P_{nl}^C = P_3$ .

Исходя из поставленной ранее задачи нахождения функции  $f_{ЗВС}(q)$ , в данном случае необходимо найти некоторую функцию  $f(q)$ , отражающую процесс одновременной фильтрации жидкости по всем вскрытым пластам

(A, B и C). Причем глубина точки эксплуатационного забоя берется в соответствии с расположением верхнего заводняемого пласта, в данном случае пласта A.

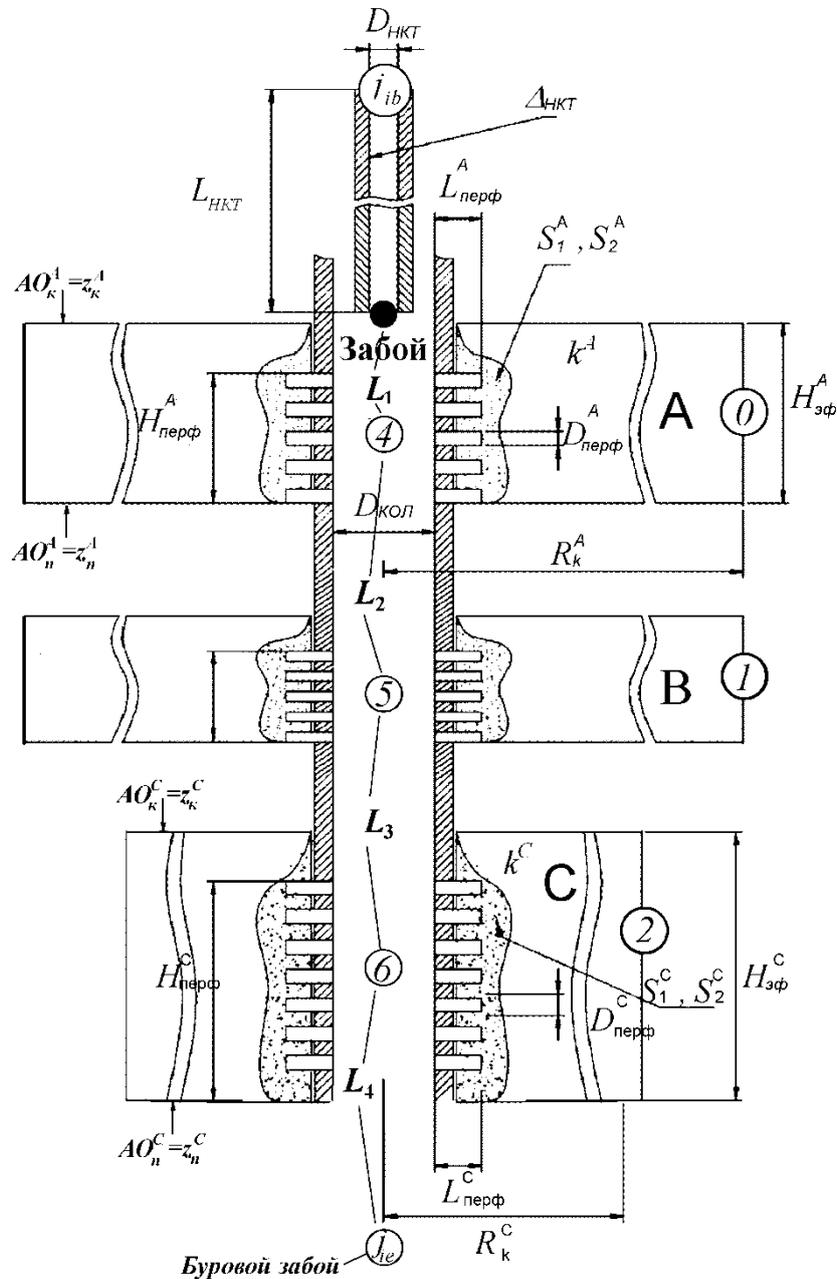


Рис. 4.67. Схема параметров определения  $f_{ЗВС}(q)$  для трех пластов (A, B и C)

Как видно из рис. 4.67 и соответствующей структурной схемы, скважина, вскрывшая более одного пласта, является довольно сложной подсистемой МТГС. Иначе говоря, представление объекта «скважина» на участке «забой – контур ЗВС» в таком случае должно расширяться до некоторой подсистемы.

В отличие от моделирования скважины, вскрывшей один пласт, в данном случае, как говорилось ранее, следует найти такую функцию  $f(q)$ ,

которая отражала бы совместную фильтрацию в трех пластах ( $A$ ,  $B$ , и  $C$ ). Такой функцией будет зависимость перепада давления между точкой забоя (нижняя точка НКТ) и узлом  $j_{ie}$  (нижней точки скважины) с некоторым давлением (которое будет зависеть от воздействия ТГС на скважину) от расхода  $q$  по стволу скважины  $\Delta p = p_3 - p_{j_{ie}} = f_{ЗОМС}(q)$ .

Эту функцию будем называть замыкающим отношением многопластовой скважины – ЗОМС, так как в себе она будет отражать совместную фильтрацию во всех вскрытых пластах при учете перетоков в колонне. Нахождение зависимости  $f_{ЗОМС}(q)$  позволит, во-первых, моделировать объект «скважина» в общей системе, не расширяя его до подсистемы множества объектов с несколькими НТС, а следовательно количество уравнений в общей системе резко сокращается; во-вторых, выяснить характер взаимодействия нескольких пластов при их одновременной эксплуатации; и в третьих, получить распределение расходов в колонне между пластами.

Для нахождения  $f_{ЗОМС}(q)$  необходимо построить структурную схему подсистемы «забой–узел  $j_{ie}$ »

Ранее в работе [132] предполагалась иная постановка задачи, однако и та и другая версия моделирования не являются взаимоисключающими.

Как видно из рис. 4.68, структурная схема данной подсистемы состоит из 8 узлов и 7 звеньев, причем узлы 0, 1 и 2 находятся на контурах ЗВС каждого пласта, узел  $j_{ie}$  находится на буровом забое, причем в общей МТГС он является активным. Давления в узлах для каждого из пластов равны пластовым давлениям  $P_{пл}^A$ ,  $P_{пл}^B$  и  $P_{пл}^C$  соответственно. Расход жидкости по стволу скважины обозначим через  $q$  (расход сквозь звено  $i$ ), а расходы по пластам  $A$ ,  $B$  и  $C$  как  $q_0$ ,  $q_1$  и  $q_2$ .

Здесь для нахождения перепада давления между точкой забоя и узлом  $j_{ie}$  мы будем опираться, прежде всего, на полученные любым из перечисленных выше способов зависимости ПИЛ –  $f_A(q)$ ,  $f_B(q)$  и  $f_C(q)$ . Они мо-

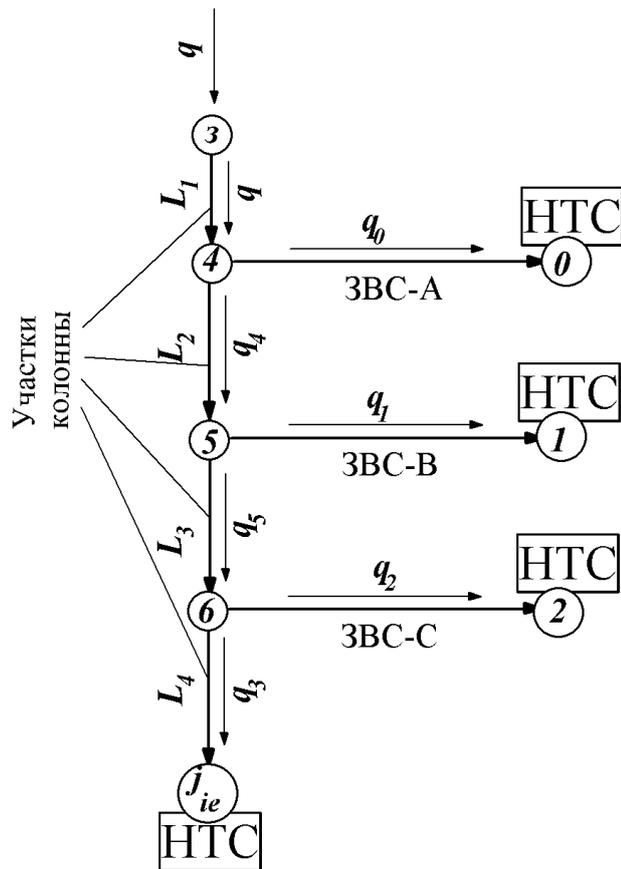


Рис. 4.68. Структурная схема подсистемы скважины, вскрывшей три пласта:  $A$ ,  $B$  и  $C$

гут быть получены как в результате обработки данных ГДИ [184, 220] на установившихся отборах для каждого пласта при гидроизоляции других, так теоретически по фильтрационным, геометрическим и фильтрационным параметрам пластов.

Положим, что функции ПИЛ пластов включают общее несовершенство вскрытия для каждого из пластов в отдельности от других пластов, т.е.  $\Delta p_{ЗВС} = p_4 - P_{nl}^A = f_A(q)$  и т.д. Ориентацию звеньев, символизирующих пласты, будем брать от забоя к контуру ЗВС. Так как на участке от узла – 3 до узла 4 расход постоянен, будем описывать потокораспределение от узла 4.

Составим систему уравнений материального и энергетического баланса аналогично уравнениям (4.2) и (4.3):

$$\left\{ \begin{array}{l} q - q_0 - q_4 = 0 \\ q_4 - q_1 - q_5 = 0 \\ q_5 - q_2 - q_3 = 0 \\ -f_A(q_0) + f_4(q_4) + f_5(q_5) + f_3(q_3) = P_{nl}^A - p_{j_{ie}} + \frac{z_n^A + z_{\kappa}^A}{2} - z_{j_{ie}} \\ -f_B(q_1) + f_5(q_5) + f_3(q_3) = P_{nl}^B - p_{j_{ie}} + \frac{z_n^B + z_{\kappa}^B}{2} - z_{j_{ie}} \\ -f_C(q_2) + f_3(q_3) = P_{nl}^C - p_{j_{ie}} + \frac{z_n^C + z_{\kappa}^C}{2} - z_{j_{ie}} \end{array} \right. \quad (4.149)$$

где  $z_{j_{ie}}$  – АО узла  $j_{ie}$ . Выразим для пласта  $A$ :  $q_0 = q - q_4$ , тогда

$$\left\{ \begin{array}{l} q_4 - q_1 - q_5 = 0 \\ q_5 - q_2 - q_3 = 0 \\ -f_A(q - q_4) + f_4(q_4) + f_5(q_5) + f_3(q_3) = P_{nl}^A - p_{j_{ie}} + \frac{z_n^A + z_{\kappa}^A}{2} - z_{j_{ie}} \\ -f_B(q_1) + f_5(q_5) + f_3(q_3) = P_{nl}^B - p_{j_{ie}} + \frac{z_n^B + z_{\kappa}^B}{2} - z_{j_{ie}} \\ -f_C(q_2) + f_3(q_3) = P_{nl}^C - p_{j_{ie}} + \frac{z_n^C + z_{\kappa}^C}{2} - z_{j_{ie}} \end{array} \right. \quad (4.150)$$

Выразим для пласта  $B$ :  $q_1 = q_4 - q_5$ , тогда

$$\left\{ \begin{array}{l} q_5 - q_2 - q_3 = 0 \\ -f_A(q - q_4) + f_4(q_4) + f_5(q_5) + f_3(q_3) = P_{nl}^A - p_{j_{ie}} + \frac{z_n^A + z_{\kappa}^A}{2} - z_{j_{ie}} \\ -f_B(q_4 - q_5) + f_5(q_5) + f_3(q_3) = P_{nl}^B - p_{j_{ie}} + \frac{z_n^B + z_{\kappa}^B}{2} - z_{j_{ie}} \\ -f_C(q_2) + f_3(q_3) = P_{nl}^C - p_{j_{ie}} + \frac{z_n^C + z_{\kappa}^C}{2} - z_{j_{ie}} \end{array} \right. \quad (4.151)$$

Выразим для пласта  $C$ :  $q_2=q_5-q_3$ , тогда окончательно имеем СНАУ:

$$\begin{cases} -f_A(q-q_4)+f_4(q_4)+f_5(q_5)+f_3(q_3)=P_{nl}^A-p_{j_{ie}}+\frac{z_n^A+z_k^A}{2}-z_{j_{ie}} \\ -f_B(q_4-q_5)+f_5(q_5)+f_3(q_3)=P_{nl}^B-p_{j_{ie}}+\frac{z_n^B+z_k^B}{2}-z_{j_{ie}} \\ -f_C(q_5-q_3)+f_3(q_3)=P_{nl}^C-p_{j_{ie}}+\frac{z_n^C+z_k^C}{2}-z_{j_{ie}} \end{cases} \quad (4.152)$$

относительно неизвестных  $q_3, q_4, q_5$  расходов в колонне между пластами. Решив (4.152) и раскрывая из (4.149–4.151) неизвестные расходы по пластам  $q_0, q_1, q_2$  получим полное потокораспределение в рассматриваемой подсистеме, а искомая функция  $\Delta p = p_3 - p_{j_{ie}} = f_{30MC}(q)$  для найденного потокораспределения будет

$$\begin{aligned} \Delta p &= p_3 - p_{j_{ie}} = f_{30MC}(q) = \\ &= f_{kz}(q) + f_4(q_4) + f_5(q_5) + f_3(q_3) + z_3 - z_{j_{ie}} \end{aligned} \quad (4.153)$$

где  $z_3$  – АО нижней точки НКТ, функции  $f_{kz}(q), f_4(q), f_5(q)$  могут быть рассчитаны аналогично трубопроводам,  $f_3(q)$  – описывает сверхбольшое сопротивление (например,  $f_3(q)=10^7 \cdot q^2$ ) при течении в сторону бурового забоя. В связи с последним  $q_3 \approx 0$ , и следовательно значение постоянной давления в активном узле –  $p_{j_{ie}}$  не окажет влияния на потокораспределение.

Решение (4.152) можно построить аналогично алгоритму «АПУН».

Альтернативным способом моделирования подсистемы «забой–ЗВС» при многопластовой эксплуатации ГПП является структура модели показанной на рис. 4.69.

В отличие от предыдущей модели, здесь следует найти такую функцию  $f(q)$ , которая бы в более явном виде отражала совместную фильтрацию в трех пластах ( $A, B$ , и  $C$ ). Такой функцией будет зависимость перепада давления между точкой забоя и

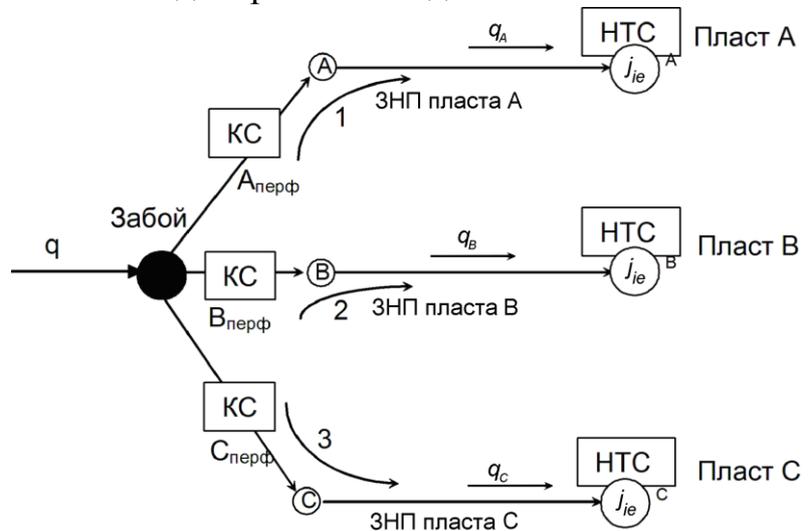


Рис. 4.69. Структурная схема ТГС скважины, вскрывшей три пласта:  $A, B$  и  $C$  без учета распределения потоков в колонне

узлом  $j_{ie}$  с некоторым постоянным давлением (возьмем пластовое давление среднего пласта  $B$ ) от расхода  $q$  по стволу скважины. Так как здесь не учитываются потери в колонне, то под точкой забоя будем полагать середину

между верхним интервалом перфорации пласта  $A$  и нижним интервалом перфорации нижнего пласта  $C$ .

Эту функцию будем называть «**обобщенной индикаторной линией**» (ОИЛ) [126, 144, 145, 146], так как в себе она будет отражать совместную фильтрацию во всех вскрытых пластах и позволит получить теоретическую ОИЛ скважины, вскрывшей  $n$ -е количество пластов с различными полными индикаторными линиями, т.е. функциями типа  $f_{ЗВС}(q)$  для каждого вскрытого пласта в отдельности. Отличие ОИЛ от ЗОМС заключается в отсутствии узла бурового забоя скважины, а распределение потоков происходит исходя из параллельного структурного соединения звеньев ЗВС каждого из пластов (см. рис. 4.68).

Как видно из рис. 4.69, структурная схема данной подсистемы состоит из 7 узлов и 6 звеньев, причем узел  $j_{ie}$  находится одновременно на контурах дренирования всех трех пластов. Фактически при нахождении ОИЛ будем иметь ввиду, что под опорным давлением понимается пластовое давление среднего пласта, хотя им может быть пласт с наилучшими фильтрационными свойствами. Под опорным давлением также можно предполагать известное по ГДИ пластовое давление, полученное при исследовании многопластовых скважин. В этом случае наиболее сильно проявляется энергетика пласта с наилучшими фильтрационно-емкостными свойствами.

Для нахождения перепада давления между точкой забоя и опорным давлением (например, узлом  $j_{ie}$  пласта  $B$ ) мы будем опираться, как и ранее на известные зависимости  $f_A(q)$ ,  $f_B(q)$  и  $f_C(q)$ .

Ниже расходы в пластах будем обозначать  $q_A, q_B$  и  $q_C$ . Составим систему уравнений материального и энергетического баланса аналогично уравнениям (4.2) и (4.3) без учета гидростатических перепадов:

$$\begin{cases} q - q_A - q_B - q_C = 0 \\ f_A(q_A) - f_B(q_B) = P_{nl}^B - P_{nl}^A \\ f_C(q_C) - f_B(q_B) = P_{nl}^B - P_{nl}^C \end{cases} \quad (4.154)$$

Из первого уравнения, выразив расход пласта  $C - q_C$  перейдем к системе из 2-х уравнений:

$$\begin{cases} q - q_A - q_B - q_C = 0 \\ f_A(q_A) - f_B(q_B) = P_{nl}^B - P_{nl}^A \\ f_C(q - q_A - q_B) - f_B(q_B) = P_{nl}^B - P_{nl}^C \end{cases} \quad (4.155)$$

Разрешив эту систему уравнений относительно  $q_A$  и  $q_B$  любым численным методом, получим соответствующее расходу  $q$  по стволу скважины, который является здесь константой. Иначе говоря, для каждого значения  $q$  имеются некоторые  $q_A, q_B$  и  $q_C$ , удовлетворяющие системе (4.154).

Для найденного из (4.155) значения  $\Delta p_{ЗВС}^B = f_B(q_B)$  можем записать:

$$\Delta p_{звс} = f_{ОИЛ}(q) = \Delta p^B_{звс} = f_B(q_B). \quad (4.156)$$

Функции ПИЛ по пластам показаны на рис.4.70.

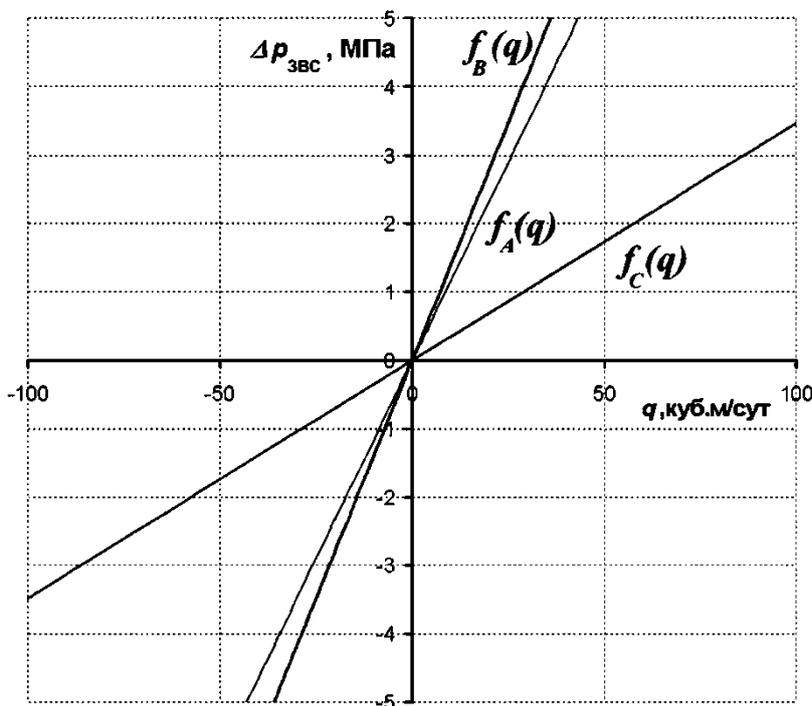


Рис. 4.70. Полные индикаторные линии скважины по пластам  $A$ ,  $B$  и  $C$  ( $q > 0$  – приток в пласт,  $q < 0$  – отток из пласта)

Перебирая значения  $q$  в заданных пределах, будем иметь кривую функции  $p_z - P_{nl}^B = f_{ОИЛ}(q)$ , что и является решением поставленной задачи.

Помимо расчета самой ОИЛ в зависимости от дебита (или приемистости) скважины  $q$  можно также найти из (4.154) величины расходов по каждому из пластов –  $q_A$ ,  $q_B$  и  $q_C$ .

Рассмотрим два примера расчета обобщенной индикаторной линии. Сначала положим, что функции  $f_A(q)$ ,  $f_B(q)$  и  $f_C(q)$  имеют линейный характер, т.е. установившаяся фильтрация по всем пластам соответствует закону Дарси.

На рис. 4.70 показана функция ОИЛ. Как видно из графика ОИЛ не проходит через начало координат. Из данного теоретического обоснования следует важный вывод, изменяющий общепринятый «классический» взгляд на анализ индикаторных линий: **в скважинах эксплуатирующих более одного пласта, при их межпластовой гидравлической изоляции практически всегда (за исключением, когда пластовые давления одинаковы для всех пластов в зоне влияния скважины) не проходят через начало координат.**

Соответствующие данной ОИЛ кривые притока по пластам показаны на рис. 4.71.

Для получения ОИЛ проходящей через начало координат необходимо, чтобы опорное давление было выбрано таким образом, что бы ОИЛ сместилась вдоль оси репрессий до совмещения с точкой (0,0).

При проведении ГДИ на установившихся режимах отбора/закачки в координатах  $p_3-q$  такое опорное пластовое давление отсекается на оси давлений, поэтому независимо от количества вскрытых скважиной пластов индикаторная линия будет проходить через точку (0,0). Однако полученное таким образом пластовое давление является осредненным для системы, вскрытых пластов.

В случае когда, опорным давлением выбирается давление, полученное по результатам интерпретации ГДИ на неустановившихся режимах отбора/закачки (КВД, КПД и т.п.) [184, 193], ОИЛ в той или иной степени не будет проходить через точку (0,0), за исключением равенства пластовых давлений во вскрытых пластах.

Показанные на рис. 4.72 зависимости  $q_A=F_1(q)$ ,  $q_B=F_2(q)$  и  $q_C=F_3(q)$ , построены на основании решения системы (4.154) исходя из следующих величин  $P_{пл}^A = 19,0$  МПа,  $P_{пл}^B = 20,5$  МПа,  $P_{пл}^C = 23,0$  МПа.

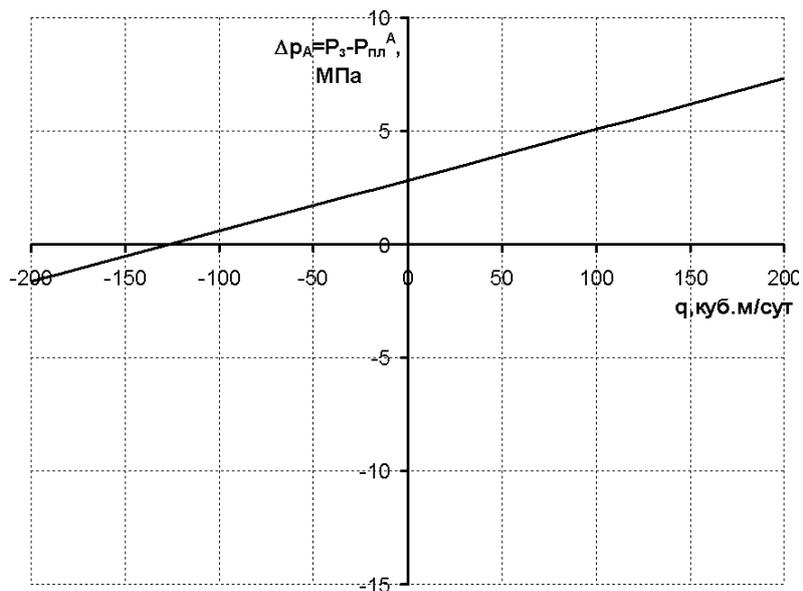


Рис. 4.71. Функция обобщенной индикаторной линии: зависимость перепада давления между забоем и пластовым давлением «опорного пласта» –  $A$  и расходом жидкости в стволе скважины выше точки забоя

Здесь следует обратить особое внимание на следующие моменты.

1. При  $q=0$  (нулевом расходе в стволе скважины выше забоя) пласт  $C$  дренируется, так как  $q_C < 0$ , а остальные пласты испытывают приток с его стороны, так как  $q_B$  и  $q_A$  больше нуля.

2. В первой четверти числовой плоскости, когда все расходы по пластам положительны, происходит закачка жидкости через ствол скважины, потоки делятся между всеми пластами в зависимости от их фильтрационных свойств, определенных функциями  $f_A(q)$ ,  $f_B(q)$ ,  $f_C(q)$  и пластовых давлений.

3. Существуют такие расходы в стволе скважины  $q$ , при которых один из пластов не эксплуатируется (при закачке не заводняется, при отборе не дренируется).

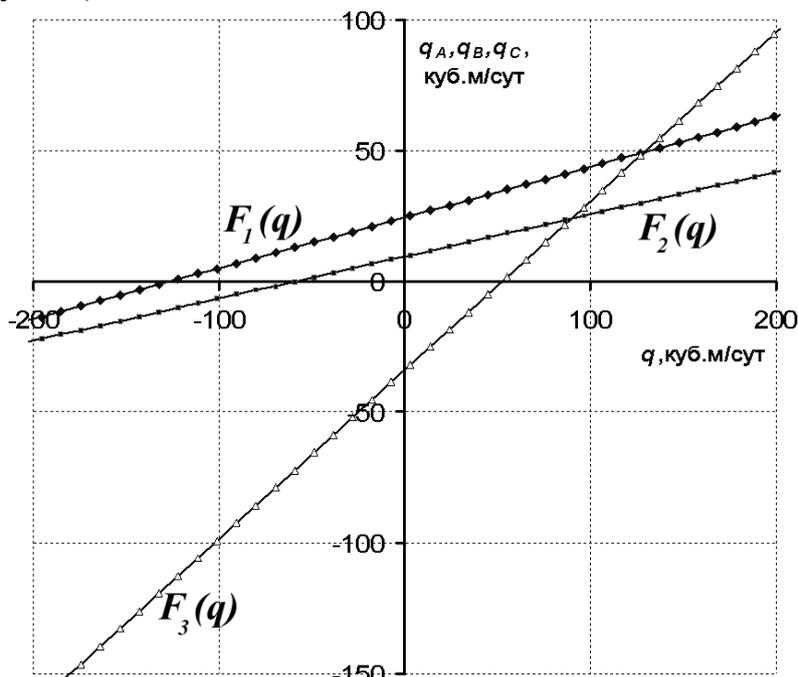


Рис. 4.72. Зависимости расхода жидкости в пластах от расхода жидкости в стволе скважины

Рассмотрим результаты решения аналогичной задачи, но в случае, когда функции ПИЛ –  $f_A(q)$ ,  $f_B(q)$  и  $f_C(q)$  соответствуют двучленному закону фильтрации (см. рис. 4.73).

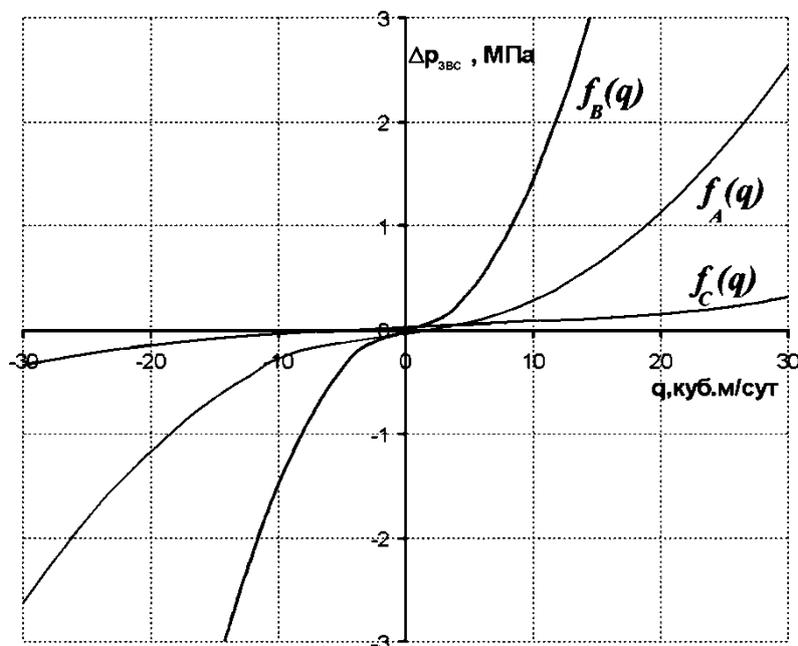


Рис. 4.73. Полные индикаторные линии скважины по пластам  $A$ ,  $B$  и  $C$  ( $q > 0$  – приток в пласт,  $q < 0$  – отток из пласта)

Остальные показатели оставим прежними. По результатам расчета на рис. 4.73 приводятся зависимости  $q_A=F_1(q)$ ,  $q_B=F_2(q)$ ,  $q_C=F_3(q)$ .

Как видно из рис. 4.74– б, нелинейный вид функций ПИЛ каждого из пластов интегрируется в ОИЛ, делая ее кривую сложной формы.

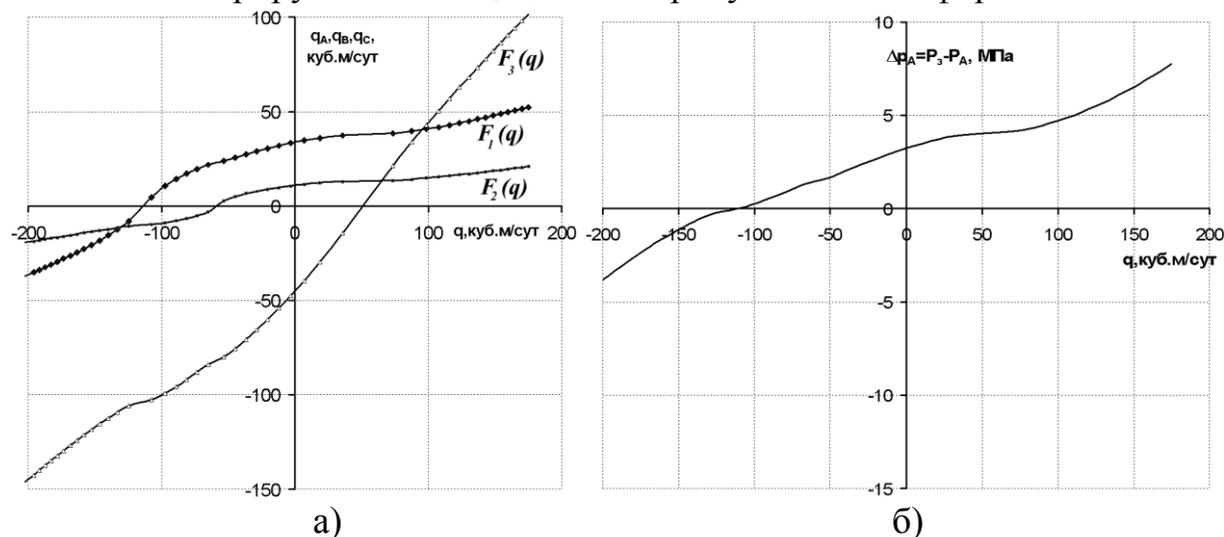


Рис. 4.74. Нелинейный закон фильтрации: *а* – зависимости расхода жидкости в пластах от расхода жидкости в стволе скважины; *б* – функция ОИЛ: зависимость перепада давления между забоем и пластовым давлением «опорного пласта» –  $A$  и расходом жидкости в стволе скважины выше точки забоя

Сформулируем основные выводы анализа ОИЛ, полученной вычислительными экспериментами над МТГС.

1. В скважине, вскрывшей несколько гидродинамически-изолированных пластов с различными характеристиками, существует пластовое взаимовлияние (которое тем сильнее, чем больше различия фильтрационных свойств). Такое взаимовлияние распространено на большинстве месторождений, поскольку пластов (пропластков), объединенных в один эксплуатационный объект и имеющих при этом одинаковые характеристики практически нет.

2. Нельзя не учитывать гидравлическое взаимовлияние пластов внутри ствола скважины при выборе режима их работы, так как в большинстве случаев оно является негативным и препятствует получению желаемых показателей закачки (добычи) жидкости по каждому пласту в отдельности.

3. С помощью ОИЛ возможно наиболее достоверно рассчитать и оценить поведение многопластовой системы.

4. При проведении гидродинамических исследований на неустановившихся режимах нельзя не учитывать тот факт, что при перекрытии ствола скважины на устье, всегда (за исключением равномерного распределения пластового давления) существуют перетоки между пластами, ко-

торые вносят существенные погрешности при определении пусть даже осредненных фильтрационных свойств пластовой системы. Таким образом, для повышения точности оценки фильтрационных параметров пластов по результатам ГДИ, необходимо обеспечить невозможность переток между пластами, посредством гидравлической изоляции исследуемого объекта от всех остальных.

5. При анализе результатов ГДИ на установившихся режимах отбора/закачки следует учитывать, что получаемая по ним индикаторная линия, во-первых, скрывает нелинейность фильтрации по каждому пласту (пропластку) и, во-вторых, в общем случае не должна проходить через начало координат.

Для разъяснения вопроса о том, каким образом  $f_{\text{ОИЛ}}(q)$  отражает совместную работу нескольких пластов, рассмотрим более простой случай, когда скважиной вскрыты два пласта, а для большей наглядности решение системы вида (4.154) приведем графически. Исключим из нашего примера пласт  $C$ , тогда система (4.154) сведется к двум уравнениям

$$\begin{cases} q - q_A - q_B = 0 \\ f_A(q_A) + P_{nl}^A - P_{nl}^B = f_B(q_B) \end{cases} \quad (4.157)$$

Выражая из первого уравнения  $q_B$  и подставляя его во второе уравнение, имеем

$$f_A(q_A) + P_{nl}^A - P_{nl}^B = f_B(q - q_A) \quad (4.158)$$

Полученное уравнение можно решить графически. Для этого, в качестве примера, возьмем две полные индикаторные линии  $f_A(q)$  и  $f_B(q)$ , полученные по скважине 5302 Северо-Даниловского месторождения для пластов  $T_1$  и  $T_2$  соответственно.

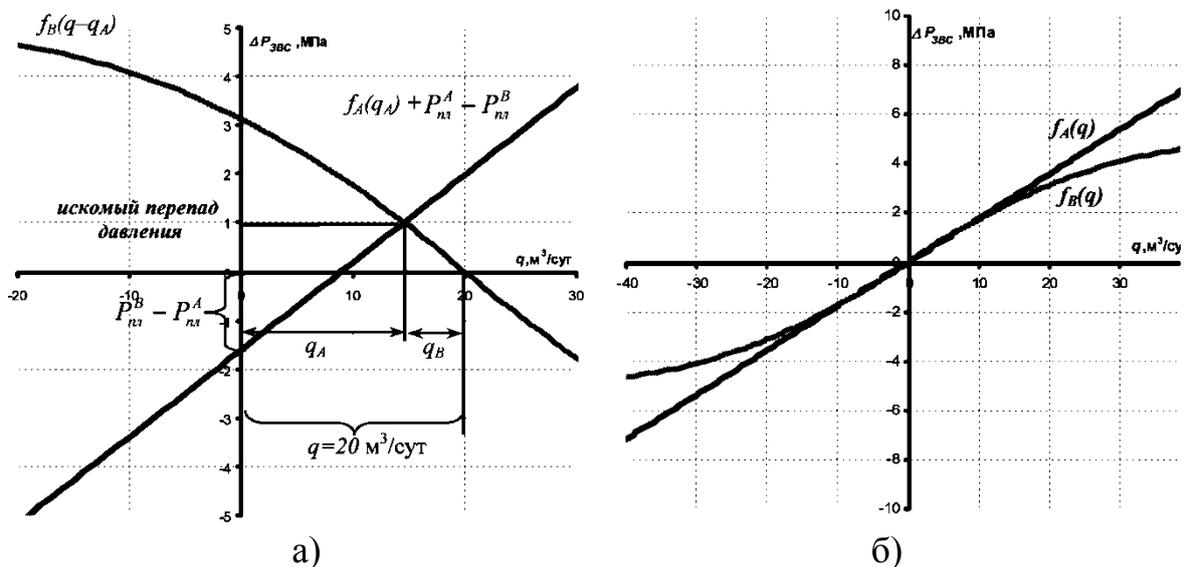


Рис. 4.75. Графическое решение уравнения: а – само решение; б – функции  $f_A(q)$  и  $f_B(q)$  для пластов  $T_1$  и  $T_2$  скважины 5302 Северо-Даниловского месторождения

Для удобства зададим их коэффициентами продуктивности  $K_A=5,6$  м<sup>3</sup>/(сут·МПа),  $K_B=5,1$  м<sup>3</sup>/(сут·МПа) и фильтрационными коэффициентами  $B_A=0,00001$ ,  $B_B=-0,002$ , полученными на основании обработки данных ГДИ для квадратичного закона фильтрации. Данные индикаторные линии были получены в зоне положительных расходов, т.е. на режимах закачки, и аппроксимированы квадратичным законом фильтрации.

Как видно на рис. 4.75–б, кривые продолжают и в 3-й четверти числовой плоскости. Хотя их форма в этой зоне расходов по данным ГДИ неизвестна ввиду того, что она не представляет особого количественного интереса, будем полагать, что она соответствует форме кривых в первой четверти.

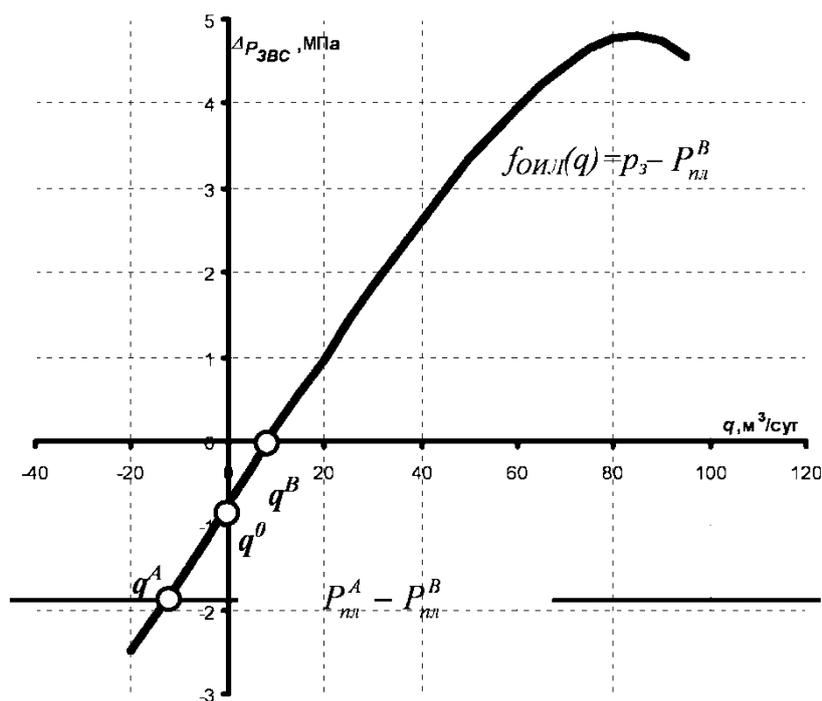


Рис. 4.76. Обобщенная индикаторная линия  $f_{oil}(q)$  для двух пластов  $T_1$  и  $T_2$  скважины 5302 Северо-Даниловского месторождения

По данным снятия кривых падения давления в соседних скважинах (5303, 5306, 5304) для пластов  $T_1$  и  $T_2$  пластовые давления  $P_{пл}^A=18,9$  МПа и  $P_{пл}^B=20,5$  МПа.

Как видно из уравнения (4.158), при его графическом решении необходимо для каждого заданного значения  $q$  в одной системе координат ( $P-q$ ) построить графики  $f_A(q_A)$  и  $f_B(q-q_A)$ , откладывая по оси расходов неизвестный  $q_A$ . Причем кривая функции  $f_A(q_A)$  должна быть перенесена вдоль оси давлений относительно нуля на величину разности между пластовым давлением пласта  $A$  и пласта  $B$  (рис. 4.75):  $P_{пл}^A - P_{пл}^B = 18,9 - 20,5 = -1,6$  МПа. Результат графического решения для  $q=20$  м<sup>3</sup>/сут представлен на рис. 4.95.

Как видно из рисунка, точка пересечения кривых функций  $f_A(q_A)$  и  $f_B(q-q_A)$  и есть решение системы (4.157). Опуская перпендикуляр из этой точки на ось расходов получим искомый расход  $q_A=14,3 \text{ м}^3/\text{сут}$ , а из первого уравнения системы (4.157) найдем расход  $q_B=q-q_A=5,7 \text{ м}^3/\text{сут}$ . Перебирая значение  $q$  в необходимом диапазоне, получим зависимость  $f_{\text{ОИЛ}}(q)$  – ОИЛ, кривая которой отображена на рис. 4.76. Из ОИЛ видно, что в результате наложения параметров двух пластов  $T_1$  и  $T_2$  с различными продуктивностями и пластовыми давлениями полученная ОИЛ, во-первых, становится асимметричной относительно оси расходов и оси давлений; во-вторых, приобретает новую форму, отличную от ПИЛ для каждого из пластов в отдельности.

Рассмотрим более подробно сетевой (системный) смысл полученной ОИЛ. Изображенная на рис. 4.76 ОИЛ хотя и является обобщающим решением системы (4.157), однако она не позволяет судить о величинах расходов через ЗВС каждого из пластов. Поэтому при моделировании мы будем исходить непосредственно из решения (4.157), позволяющего определять значения  $q_A$  и  $q_B$ , в то время как ОИЛ позволит нам вписаться в общую модель ТГС.

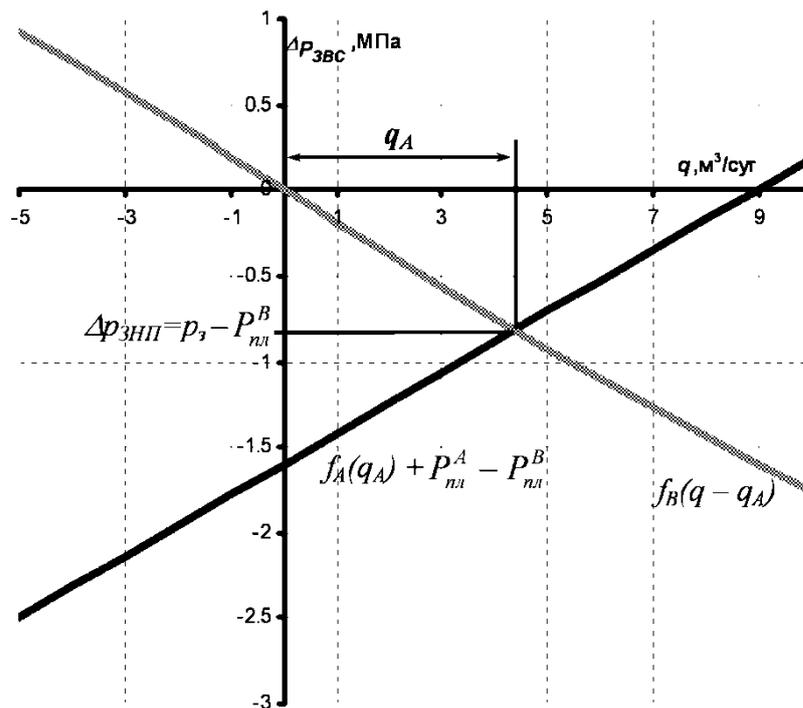


Рис. 4.77. Графическое решение уравнения (4.158) для точки случая, когда кривые пересекаются при  $q=0$  (точка  $q^0$ )

Рассмотрим, как образуются характерные точки ОИЛ в процессе графического решения (4.158). Первой такой точкой является  $q^0$  при  $q=0$  и соответствующая ей точка пересечения кривых на рис. 4.77.

Как мы видим, при  $q=0$  абсцисса точки пересечения кривых показывает величину расхода  $q_A=3,7 \text{ м}^3/\text{сут}$  пласта  $A$ . Так как  $q=0$ , то величина

$q_B = q - q_A < 0$  и равна  $-3,7$  м<sup>3</sup>/сут, что соответствует направлению потока в пласте  $B$  против ориентации звена ЗВС. Согласно первому уравнению (4.157) в данном случае фильтрация происходит из пласта  $B$  в пласт  $A$  (так называемые межпластовые перетоки в эксплуатационной колонне) с расходом  $3,7$  м<sup>3</sup>/сут при перекрытой скважине.

Теперь рассмотрим точку  $q^A$  ( $q = q^A$ ), которой соответствует точка пересечения кривых, лежащая на оси давлений.

В точке  $q^A$  значение абсциссы на рис. 4.78 равно нулю, и следовательно величина расхода  $q_A = 0$  м<sup>3</sup>/сут. Расход  $q_B = qi$  так как точка  $q^A$  характеризует отбор жидкости, то  $q_B < 0$ . Иначе говоря, поток в пласте  $A$  отсутствует и объясняется это тем, что давление на забое становится равным пластовому давлению  $P_{пл}^A$ , т.е.  $p_{ЗВС}^A = 0$ . Такой случай показывает значение дебита (так как  $q < 0$ ) скважины  $q$ , при котором будет дренироваться только один пласт, причем с большим давлением.

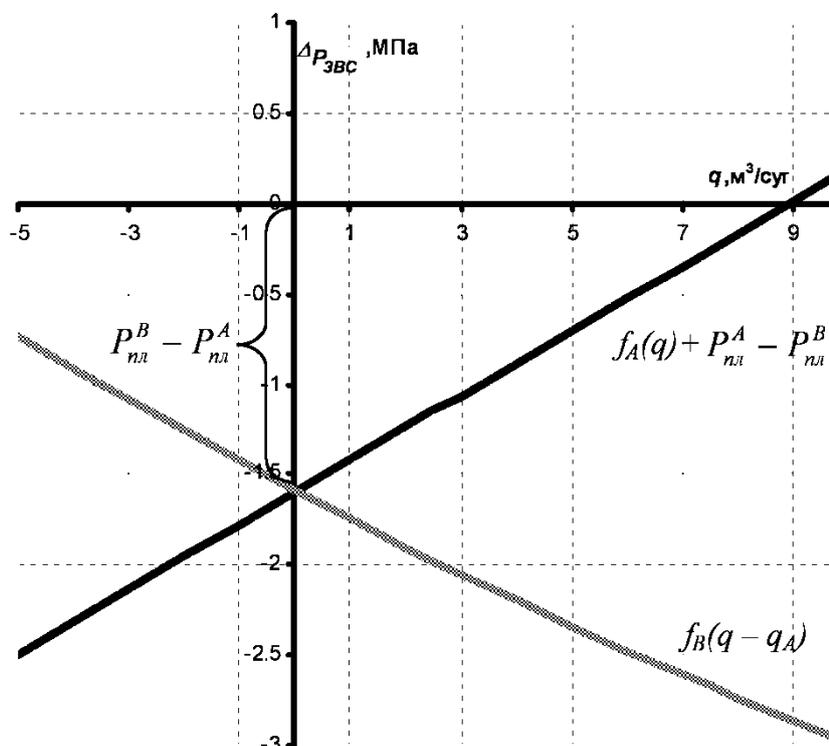


Рис. 4.78. Графическое решение уравнения (4.51) для случая, когда кривые пересекаются в точке, лежащей на оси давлений (точка  $q^A$ )

Следующей характерной точкой является и соответствующая ей точка пересечения кривых (см. рис. 4.79).

В точке  $q^B$  значение ординаты равно нулю, и  $q_A = q = 9,2$  м<sup>3</sup>/сут откуда следует, что  $q_B = 0$ . Т.е. в данном случае поток в пласте  $B$  отсутствует, что объясняется тем, что давление на забое становится равным пластовому давлению  $P_{пл}^B$ . Данный случай аналогично предыдущему

показывает такое значение закачки (так как  $q > 0$ ) скважины, при котором флюид будет принимать только один пласт, причем с меньшим пластовым давлением.

Рассмотренный пример и три характерные точки ОИЛ, качественно и количественно отражают совместную фильтрацию двух пластов в критические режимах работы скважины. Итак, этими режимами являются:

1.  $q = q^0 = 0$ : режим остановки скважины, когда в ее стволе поток отсутствует, при этом пласт с меньшим пластовым давлением дренирует пласт с большим пластовым давлением;
2.  $q = q^A$ : режим отбора, при котором не дренируется один пласт – А, причем с наименьшим пластовым давлением;
3.  $q = q^B$ : режим закачки, при котором фильтрация не происходит в пласте – В с наибольшим пластовым давлением.

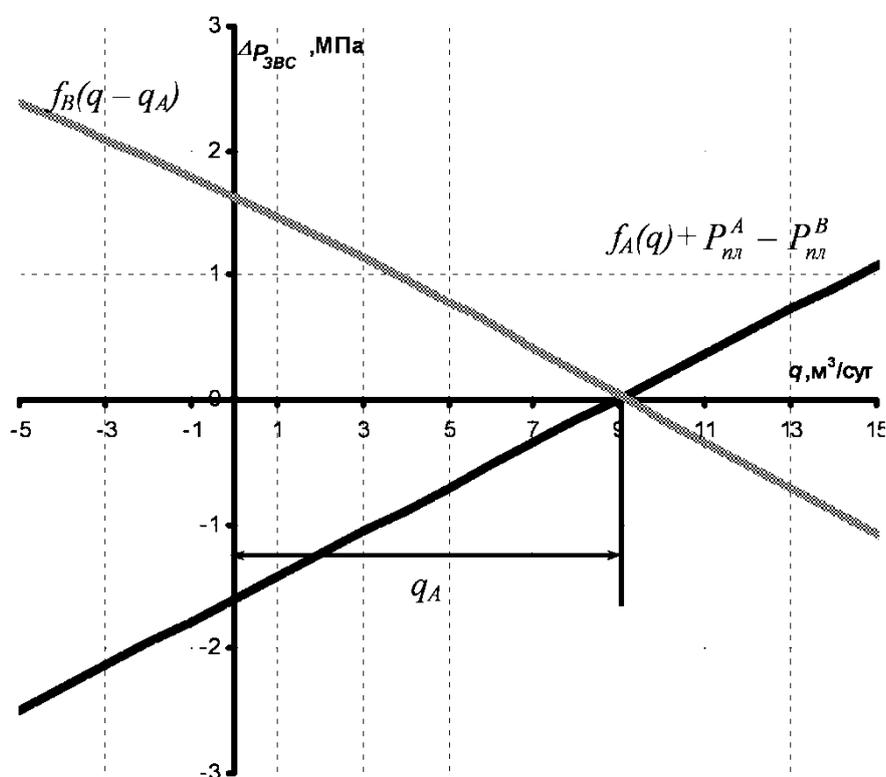


Рис. 4.79. Графическое решение уравнения (4.51) для случая, когда точка пересечения кривых лежит на оси расходов (точка  $q^B$ )

Кривая полученной ОИЛ является более пологой (растянутой вдоль оси расходов), чем полные индикаторные линии для каждого из пластов. При криволинейном характере индикаторных линий отдельных пластов ОИЛ может иметь еще более сложный вид, т.е. больше локальных вогнутостей/выпуклостей.

Распределение пластового давления по вертикали имеет решающее значение для охвата заводнением нескольких изолированных пластов/пропластков с близкими гидродинамическими показателями.

При эксплуатации скважины, вскрывшей два и более пластов, необходимо подбирать значение забойного давления так, чтобы все вскрытые пласты эксплуатировались с номинальными расходами.

Одним из важнейших выводов данного теоретического анализа является то, что при длительном заводнении многопластовых систем или трещинно-поровых коллекторов, необходимо периодически изменять режим закачки с целью вовлечения новых пропластков, так как длительное заводнение на постоянном режиме приводит к быстрому росту и стабилизации давления на контурах ЗВС принимающих пластов вскрытых скважиной. Эффективность совместной эксплуатации и заводнения пластов месторождения не вызывает сомнений, однако для грамотного управления нагнетанием воды и отбором нефти требует более детальных исследований и соответствующего оборудования для проведения ГДИ и регулирования режимов работы пластов. Поэтому задачи теоретического построения индикаторных кривых (ПИЛ или ОИЛ) являются все более актуальными [144, 213].

Приведенный анализ расчета ОИЛ нагнетательных скважин полностью распространяется и на добывающие скважины. Причем данный подход при должном описании позволяет находить оптимальный режим эксплуатации скважины с целью равномерного заводнения или дренирования. Посредством варьирования глубиной, количеством и диаметром перфорационных каналов можно, например, добиться выравнивания профилей приемистости.

По мере усложнения вида индикаторных линий отдельных пластов ОИЛ может приобретать еще более непредсказуемые формы и соответствующий им неопределенный характер воздействия скважины на системы ППД и нефтесбора.

Фактические индикаторные линии «не проходящие через начало координат» обусловлены тем, что при исследовании скважин посредством снятия кривых восстановления давления имеет место определение пластового давления осредненного между всеми вскрытыми изолированными пластами. Причем фактор осреднения связан с проявлением гидродинамической активности одного из пластов с наибольшим коэффициентом пьезопроводности. Поэтому при выходе КВД на линию с нулевой производной, создается видимость полного восстановления. Однако, как показывают опыты длительного снятия КВД (или КПД) в скважинах с совместной эксплуатации более одного пласта и трещинно-поровых коллекторах КВД имеет более одного участка параллельного оси времени, что свидетельствует о дискретности в проявлении активности пластов и различиях в пластовых (давлениях на контурах ЗВС) давлений.

Таким образом, при снятии индикаторных линий и отсутствии движения жидкости в верхней части ствола скважины давление на забое

будет ниже пластового давления, определенного по КВД, вследствие межпластовых перетоков.

При наиболее адекватном моделировании следует сосредоточиться на рассмотрении скважин, вскрывших более одного пласта с известными индикаторными линиями для каждого из них. Причем форму индикаторных линий следует полагать сложной: с возможными перегибами и экстремумами (см. рис. 4.74–б, 4.76), отражающими раскрытие природных и образование техногенных трещин, а также образование промывов в ГПП и заколонном пространстве.

Не менее важна и обратная задача: определения полных индикаторных линий отдельных пластов по эмпирически полученной ОИЛ. Однако такого рода разделение факторов влияния каждого из пластов не является однозначным и требует специальных геофизических и гидродинамических исследований.

Рассмотрим некоторые факторы формирования эмпирических индикаторных линий нагнетательных скважин.

В системе комплексного контроля разработки контроль за состоянием ЗВС нагнетательных и добывающих скважин занимает одно из первых мест.

Характер зависимости репрессии от расхода жидкости, протекающей между точкой забоя и контуром ЗВС, взаимосвязан с целым комплексом параметров: фильтрационные свойства пласта, размеры и форма ЗВС, характер гидравлической связи ствола скважины с ЗВС, деформационные процессы в пласте [189, 195] и т.п.

Эффективность гидравлической связи скважины с ЗВС зависит от первичного и вторичного вскрытия. В результате вскрытия пласта скважиной большинство из них становятся несовершенными, что непременно сказывается на значении коэффициента продуктивности/приемистости и форме ПИЛ.

Кроме того, в процессе эксплуатации фильтрационные параметры ЗВС, такие как проницаемость, гидропроводность и пьезопроводность постоянно изменяются, причем, как показывает практика, зачастую ухудшаются вследствие закупоривания порового пространства механическими примесями и улучшаются вследствие образования трещин.

Факторами, влияющими на изменение коэффициента приемистости/продуктивности скважин, являются:

- физико-литологические;
- физико-химические;
- термобарические;
- механические свойства.

Коллекторские свойства определяются минералогическим составом и структурой порового пространства. Одной из важных физико-литологических причин снижения проницаемости при вскрытии пластов

на пресном буровом растворе, а также заводнения пласта с целью поддержания пластового давления пресными водами является разбухание глинистого материала.

К физико-химическим факторам снижения коэффициента приемистости скважин относятся эмульсообразования, отложение парафина, солей и асфальтеносмолистых веществ в поровых каналах пород в период эксплуатации скважины на режиме отбора.

К термобарическим факторам относятся изменения температуры и давления пласта, что приводит к активизации физико-химических процессов изменения фильтрационно-емкостных свойств пород и флюидов. Снижение температуры в ЗВС сказывается на увеличении вязкости фильтруемого флюида. Существенное снижение пластового давления приводит к уменьшению проницаемости пласта вследствие упругих и упругопластических деформаций пористой среды. Рост давления нагнетания приводит к образованию трещин и каналов высокой гидропроводности в ЗВС и заколонном пространстве.

Основными причинами изменения фильтрационных параметров ЗВС нагнетательных скважин являются:

1. Закупорка ЗВС твердыми частицами, присутствующими в закачиваемой жидкости.

2. Раскрытие естественных и образование техногенных трещин в ЗВС в результате превышения давления нагнетания –  $p_3$  до некоторой критической величины  $p_3^{kp}$  (сеть микротрещин) или росте репрессии до некоторой величины  $\Delta p_{кр}$  (сеть макротрещин).

3. Образование каналов высокой проводимости в заколонной части скважины, вследствие экранирования удаленной от скважины зоны пласта давлением сформированным в ПЗП.

Что касается второго пункта, то здесь можно с уверенностью сказать, что в поровых, трещинно-поровых и трещиноватых пластах, имеют место дополнительные обстоятельства эксплуатации скважин, которые существенным образом искажают линейную форму ПИЛ.

Одними из наиболее весомых причин, обуславли-

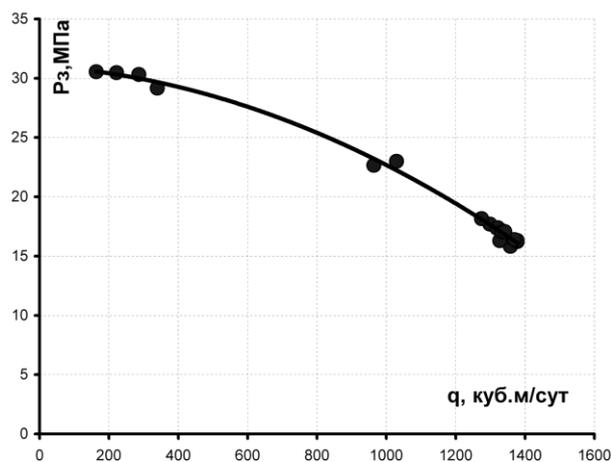


Рис. 4.80. Индикаторная линия скважины 1045 Северо-Покурского месторождения на 01.05.2007

вающих нарушения линейного закона фильтрации является упруго-пластические (прочностные) свойства заводняемых коллекторов. Что особенно важно, закон фильтрации в данном случае не может быть адекватно описан двучленной формулой (4.137). При нагнетании воды, помимо перечисленных последствий в призабойных зонах, могут иметь место более глобальные изменения пласта, такие как образование трещин, разрушение порового пространства или эффект «схлопывания», промывание «ручейковых» (идея и термин высказаны Р.И. Медведским в работе) зон коллектора вследствие выноса породы и изменения характера насыщения, упругая и пластическая деформации и т.п. Данные изменения вызывают как обратимые, так и необратимые воздействия на ЗВС, что отражается на эмпирически полученных индикаторных линиях.

Рассмотрим наиболее показательный пример нелинейных индикаторных линий, получаемых для нагнетательных скважин на месторождениях Западной Сибири.

Как видно на рис. 4.80 кривая индикаторной линии имеет четкий экстремум в районе  $q=120 \text{ м}^3/\text{сут}$ , выше которого величина репрессии начинает падать. Это может быть связано как с факторами образования несмыкающихся трещин, так и с факторами заколонных перетоков.

Данные обстоятельства в целом свойственны системам ППД Западной Сибири. Это связано с тем, что для компенсации отбора и падения пластового давления приходится нагнетать большие объемы воды при высоких забойных давлениях, так как количество нагнетательных скважин существенно меньше добывающих. Вследствие высоких давлений в ПЗП формируется барьер высокого давления, который является предпосылкой к нахождению потоком пути наименьшего сопротивления: к пластам выше или ниже лежащим с природным пластовым давлением близким к гидростатике по заколонному пространству. Такое положение также способствует большому градиенту давления и напряженности пласта между забоем контуром ЗВС и зоной пониженных давлений – напряженностей пласта в окрестности добывающих скважин.

В данной работе предпринята попытка выявить предпосылки к наиболее обоснованному теоретическому описанию ПИЛ, характеризующей нелинейный закон фильтрации, при условиях нагнетания воды в области высоких давлений и образования техногенных, или открытие естественных трещин пласта.

Во многих научных работах [257–262] техногенным фактором трещинообразования в нагнетательных скважинах является критическое давление нагнетания. Однако распределение пластового давления в зоне потенциально возможного трещинообразования является дополнительным фактором распространения трещин, так как пластовое давление является косвенным критерием напряженности пласта. Т.е. давление насыщающих поровое пространство пласта текучих сред практически эквивалентно

напряжению породы пласта, а следовательно распределение пластового давления в той или иной мере соответствует распределению напряжений пласта. Установлено, что направление распространения трещин зависит от формы и характера напластования геологических объектов. Однако при прочих равных условиях распространение трещин происходит от зон с повышенного напряжения к зонам пониженного напряжения. Вследствие чего, порог давления нагнетания, превышение которого ведет к образованию трещин макротрещин, правильнее понимать как критическую репрессию, так как помимо горного давления и прочностных свойств коллектора на процесс трещинообразования влияние оказывает текущее распределение пластового давления. Т.е. если коллектор находится в дополнительно напряженном состоянии, под действием пластового давления, то для изменения его структуры (разрушения) понадобится давление в точках нагнетания больше, чем, если бы он был «релаксирован».

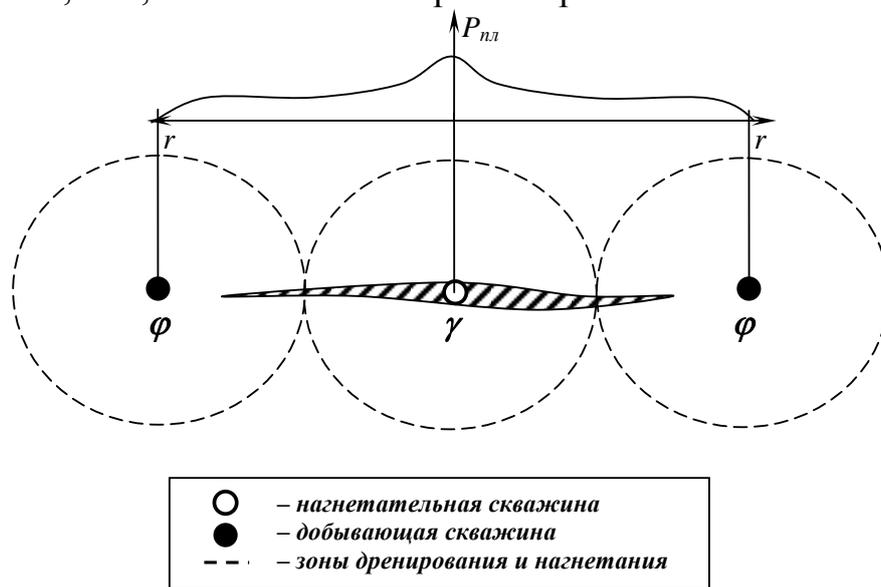


Рис. 4.81. Схема трещинообразования между нагнетательной и добывающими скважинами

В таком случае, при нагнетании жидкости в пласт с репрессией выше критической происходит образование трещин, направление которых соответствует максимальному градиенту напряжений, т.е. градиенту пластового давления. Например, при интенсивном нагнетании воды с высокой репрессией (выше критической) происходит образование как локальных (в рамках призабойной зоны вследствие  $p_3 > p_3^{кр}$ ) так и крупных трещин в направлении добывающих скважин с зонами пониженного пластового давления (см. рис. 4.81).

После образования таких (крупных) трещин у соответствующей нагнетательной скважины расширяется ЗВС, причем при достаточной производительности КНС приемистость увеличивается, формируя высокое

давление на концах трещины, тем самым, продолжая ее распространение. Таким образом, если после образования трещины продолжать нагнетание с тем же давлением, то трещина будет продолжать расти вплоть до полного прорыва к забою добывающей скважины.

Хотя скважина является подсистемой и состоит из множества элементов, с точки зрения энергетического действия она представлена несколькими каналами связи между устьем и заводняемыми пластами:

1. Насосно-компрессорные трубы;
2. Эксплуатационная колонна (в случае совместной закачки);
3. Зоны воздействия скважины на пласт.

Все три типа элементов оказывают сопротивление потоку и поэтому потребляют (рассеивают) его гидравлическую мощность. Для технической подсистемы на участках НКТ и колонны

$$N_{TC} = f_{НКТ}(q_{НКТ})q_{НКТ} + f_{zt}(q_{zt})q_{zt} + f_{kz}(q_{kz})q_{kz} + \sum_{k=1}^{m-1} f_k(q_k)q_k + f_{АСГ}(q_{НКТ})q_{НКТ}, \quad (4.159)$$

где  $k$  – номер участка колонны между пластами (см. рис. 4.68– $L_2, L_3$ );  
 $m$  – количество пластов, вскрытых скважиной;  
 $f_{АСГ}(q)$  – функция полной гидравлической характеристики погружного насоса, которая учитывается, если скважина является водозаборной.

Гидравлическая мощность, потребляемая при фильтрации в ЗВС для каждого пласта

$$N_{ЗВС-j} = f_{ЗВС-j}(q_j)q_j, \quad (4.160)$$

где  $j$  – номер пласта.

Суммарная рассеиваемая гидравлическая мощность в скважине будет равна

$$N_{СКК} = f_{НКТ}(q_{НКТ})q_{НКТ} + f_{zt}(q_{zt})q_{zt} + f_{kz}(q_{kz})q_{kz} + f_{АСГ}(q_{НКТ})q_{НКТ} + \sum_{k=1}^{m-1} f_k(q_k)q_k + \sum_{j=1}^m f_{ЗВС-j}(q_j)q_j \quad (4.161)$$

Величина  $N_{СКВ}$  не учитывает дополнительную (в скважинах она существенна) гидравлическую мощность скважины, обусловленную гидростатическими перепадами давления между устьем, забоем и контурами ЗВС скважины. Далее, будет подробно освещаться вопрос о влиянии гидростатических перепадов в звеньях на потребляемую ими мощность.

Рассмотренные модели скважин наиболее подходят для использования МТГС в косвенной связи с моделью ГПП, так как контуры ЗВС выбираются исходя из некоторого постоянства потокораспределения. Для описания моделей скважин при условии прямой связи с моделью ГПП элементы ЗВС будут моделироваться иначе: в соответствии с текущим (ко време-

ни  $t$ ) состоянием распределения давлений, проницаемостей и насыщенностей в модели ГПП.

Далее рассмотрим модели элементов гидросистемы продуктивных пластов, которые входят в предлагаемую модель ГПП.

### Модели элементов гидросистемы продуктивных пластов

Элемент, входящий во все гидросистемы – «каналы связи» (КС) может быть представлен, как техническими устройствами (трубопроводами, открытыми каналами и т.п.), так и природными образованиями. В частности продуктивные или насыщенные флюидами пласты, представляющие НТС с анизотропной вмещающей средой, для детализации внутренних процессов, могут быть представлены системой КС. В данном случае наиболее элементарными (мелкими) КС пластов являются поровые каналы. Модели поровых каналов могут быть описаны в точном соответствии с их природными свойствами, аналогично сетям криволинейных трубопроводов переменного сечения (см. рис.4.81).

Так, модели поровых каналов можно описать теми же замыкающими отношениями – гидравлическими характеристиками  $\Delta p = f(q)$ , а структуру коллектора матрицей инцидентий.

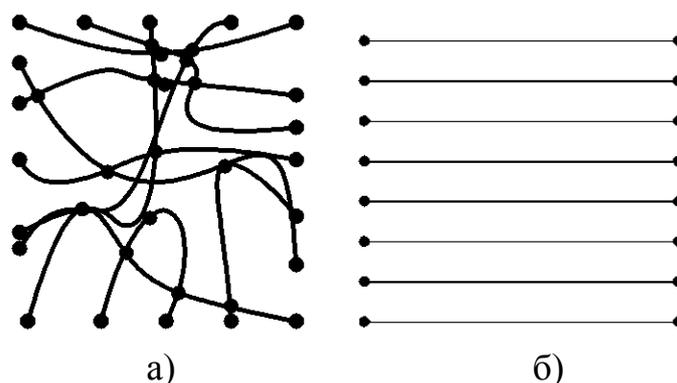


Рис. 4.82. Модели элемента пласта: а – структура элемента порового пласта в сечении; б – трубчатая модель элемента порового пласта в сечении

Ранее предпринимались попытки описания коллектора в виде модели параллельных трубок тока (см. рис. 4.82–б). Однако такая модель соотношений поровых каналов не отражает их структурных связей, вследствие чего расчет макропараметра – проницаемости ведется на основании количества трубок, их шероховатостей и диаметров. Причиной непригодности такой модели является однозначная взаимосвязь модельной открытой пористости, определяемой количеством и диаметром трубок, с расчетной проницаемостью. Многочисленными исследованиями установлено, что чаще всего такой зависимости в природе не наблюдается, за исключением некоторых исследований кернов (см. рис. 4.83), результаты которых также не отражают четкой зависимости.

Такая зависимость видимо не прослеживается, вследствие формирования той или иной структуры поровых каналов. Действительно при оди-

наковом количестве, длине и диаметре поровых каналов (трубок тока) во множестве образцов породы, может наблюдаться различные соотношения проницаемости и пористости, вследствие уникальности структур поровых каналов в каждом образце. В связи с этим, в моделях коллекторов невозможно построение модели взаимосвязи между микроструктурой и свойств поровых каналов с макропараметрами (коэффициент проницаемости и открытой пористости).

Рассмотрим характер влияния структуры поровых каналов на параметр проводимости модели образца керна, моделируемого аналогично модели ТГС сетью трубопроводов малого сечения определенной структуры, причем, варьируя структурой сети, будем сохранять суммарный объем, длину и диаметры труб, посредством декомпозиции звеньев.

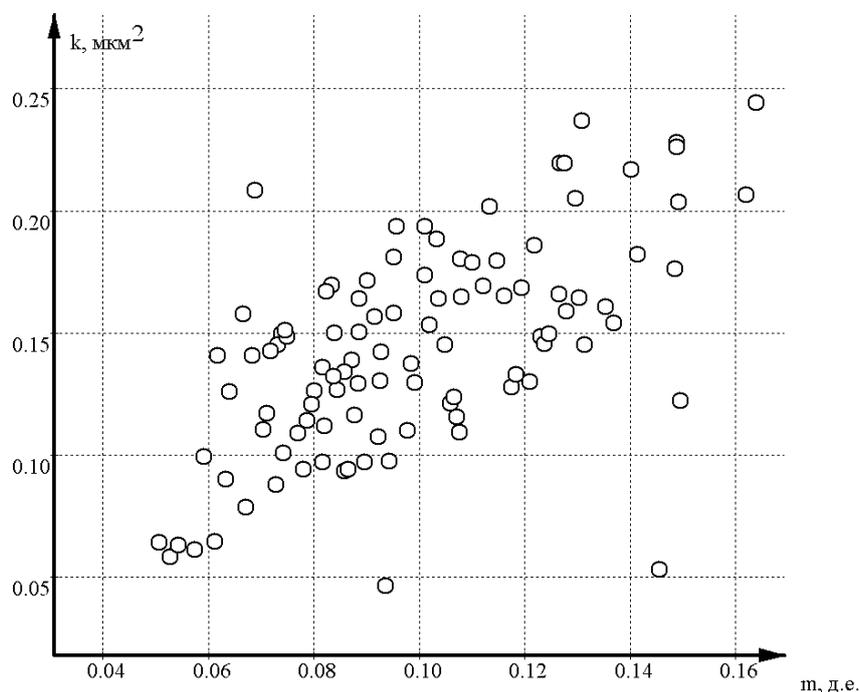


Рис. 4.83. Экспериментальные точки зависимости коэффициента проницаемости от открытой пористости Северо-Покурского месторождения пласт АВ<sub>1-2</sub>

Вычислительными экспериментами установим зависимость перепада давления на гранях образца от установившегося расхода. Таким образом, для каждой структуры получим кривую гидравлической характеристики образца  $\Delta p = f(q)$ , связывающую перепад давления на двух гранях от суммарного расхода ТГС сквозь образец от одной грани до другой. По углу наклона кривой  $\Delta p = f(q)$  к оси расхода будем определять гидросопротивление –  $R$ , а по обратной ему величине  $\varepsilon = \frac{1}{R}$  проводимость. Условно зададим для всех трубок поровых каналов – 5 (рис.4.84) диаметр  $d_5=0,001$  м, длину  $L=0,01$  м и абсолютную шероховатость  $\Delta_a=0,0004$  м.

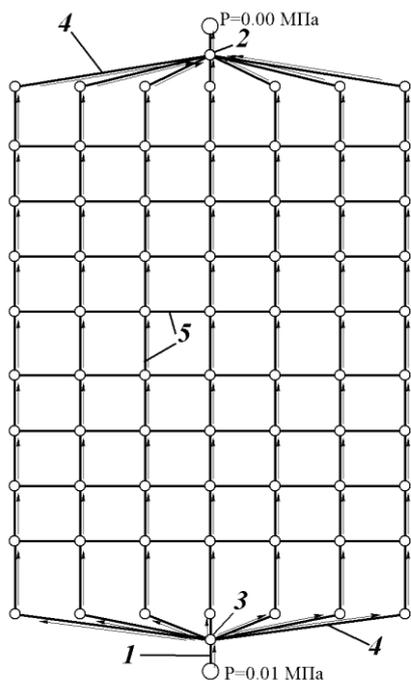


Рис. 4.84. Структура 1 образца модели ядра в сечении и соответствующее потокораспределение

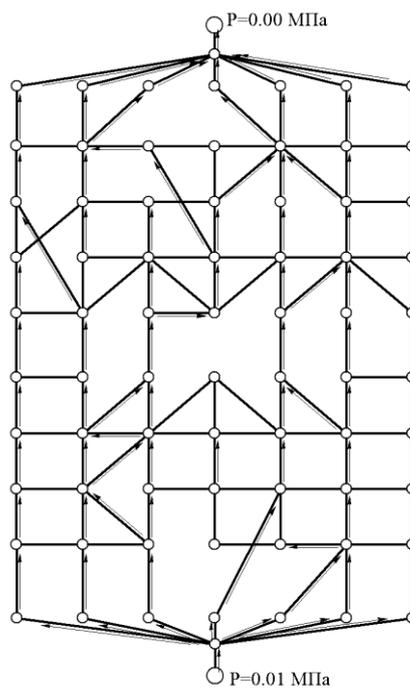


Рис. 4.85. Структура 2 образца модели ядра в сечении и соответствующее потокораспределение

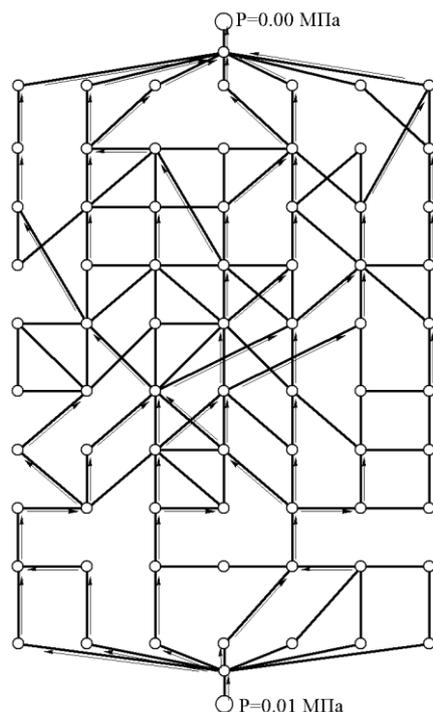


Рис. 4.86. Структура 3 образца модели ядра в сечении и соответствующее потокораспределение

Суммарный объем КС будет постоянным для всех моделей на рис. 4.84–4.86. Точки физического пересечения каналов показаны точками.

Для удобства проведения вычислительных экспериментов сведем потоки на выходе и входе в образец поровыми каналами в один коллектор с давлением с одной стороны в 0,01 МПа, а с другой стороны в 0,00 МПа. Изменяя сопротивление на первом участке – 1 (рис. 4.84) при входе потока, получим несколько установившихся расходов ТС и соответствующих им перепадов давления между узлом – 3 и узлом – 2. В качестве текучей среды возьмем воду. Во избежание воздействия трубок – 4 на потокораспределение модели сети, их сопротивление зададим малым по сравнению с трубками поровых каналов:  $d_4=0,01$  м.

После проведения вычислительных экспериментов имеем три функции  $\Delta p = f(q)$  связывающие перепад давления на гранях образца и расход, установившийся между ними. На рис. 4.84 показаны графики данных функции. Из графиков видно, что угол наклона кривых существенно изменяется для различных структур модели зерна при постоянном суммарном объеме поровых каналов. Это связано с возникновением в структурах на рис. 4.87 и рис. 4.88 так называемых перегруженных участков и узлов смешивания потоков.

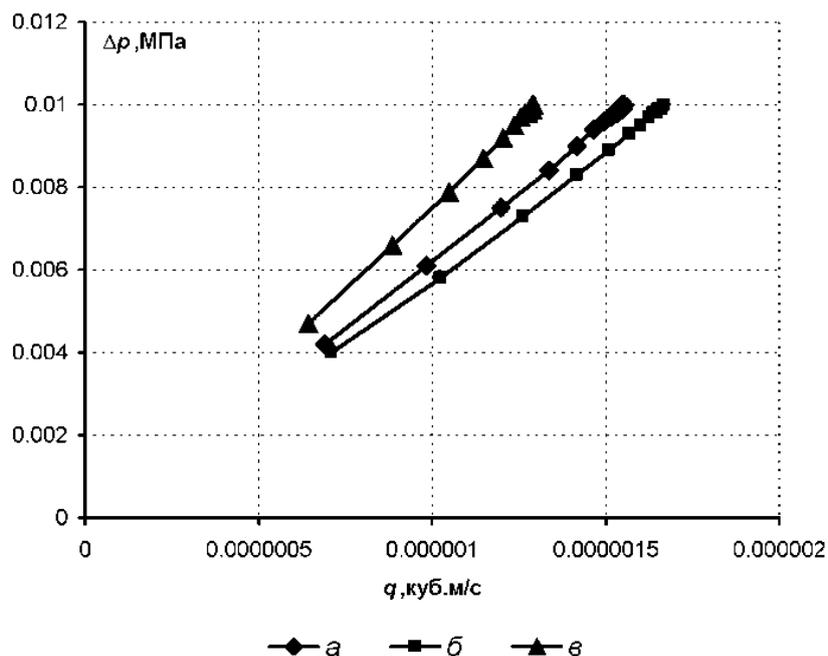


Рис. 4.87. Зависимости перепада давления при установившемся расходе через модель зерна: а – структура 1; б – структура 2; в – структура 3

Конечно, чисто теоретически это подтверждает отсутствие зависимости проницаемости от пористости, однако, что наиболее интересно показывает зависимость макропараметра проницаемости от структурных особенностей порового пространства, которое так или иначе может быть оце-

нено для различных пород коллекторов. Тем не менее, уникальность структуры порового пространства для образцов керна, сложенных одними и теми же породами, предопределяет отсутствие явной зависимости проницаемости от пористости. Если бы была возможность исследования структуры поровых каналов, то моделирование элементов пластов, стало бы существенно точнее.

Ввиду отсутствия возможности исследования такого детального строения пластов, приходится довольствоваться макро-описанием их отдельных частей: учитывая детальность строения пласта, приходится обобщать свойства поровых каналов в макроэлементах – ячейках.

Для такого обобщения Дарси выявлена закономерность

$$\Delta p = f(q) = \mu \frac{L}{kF} q, \quad (4.162)$$

отражающая взаимосвязь между структурой поровых каналов и их свойствами в виде макропараметра проницаемости –  $k$ , а также на его основе, отражающая зависимость перепада давления  $\Delta p$  необходимого для установившегося течения жидкости с динамической вязкостью  $\mu$  и расходом  $q$  через образец порового коллектора с заданной площадью сечения –  $F$  и длиной –  $L$ . Данная закономерность зачастую не подтверждается фактом для особых условий фильтрации, например при больших расходах (см. формулу 4.135), и реологических свойствах ТС, а распространение данной закономерности на дифференциальную форму записи

$$\frac{dp}{dl} = \mu \frac{\omega}{k}, \quad (4.163)$$

где  $dl$  – бесконечно малая длина элемента пласта;  $dp$  – бесконечно малый перепад давления при средней скорости потока –  $\omega$ , является безосновательным, так как эксперимент Дарси проводился на конечном образце. Использование закона Дарси для бесконечно малых элементов коллектора не отражает микропараметров его поровых каналов и структурных особенностей их взаимодействия, вследствие чего они не могут быть описаны макропараметром проницаемости  $k$ .

Потери гидравлической энергии при фильтрации ТС через породу связаны с несколькими факторами.

1. Потери давления вследствие многократной деформации потоков в поровых каналах.
2. Потери давления на смешивание и разделения потоков с различными микро скоростями.
3. Потери давления при трении потоков о стенки поровых каналов.
4. Потери давления при внутреннем трении молекул ТС и кластеров жидкостей.
5. Потери давления вследствие капиллярного взаимодействия молекул ТС и стенок поровых каналов.

6. Привнесение в поток ТС механических частиц, формирующих поровые каналы (породы).

Все перечисленные факторы, согласно Дарси интегрируются в коэффициенте проницаемости, который является мерой обратной степени влияния элемента породы на гидравлическую энергию фильтруемого через нее потока ТС:  $k = \frac{1}{\lambda}$ , где  $\lambda$  – удельное гидравлическое сопротивление породы.

Вследствие перечисленных факторов при фильтрации ТС сквозь пористую среду гидравлическая энергия потока частично переходит в тепловую энергию породы и самого потока.

Таким образом, законом Дарси можно описать воздействие на ТС только конечных макроэлементов пласта – ячеек. Размеры ячеек определяют с одной стороны степень детализации процессов, а с другой структуру их внутренней организации и порядок вхождения в общую модель.

С некоторым приближением, элемент пласта можно представить структурной пространственной решеткой, составленной из более мелких элементов (например, трубок, см. рис. 4.89). Такая структура может подойти для моделей идеальных грунтов с равномерной компоновкой, таких как, например, грунт Сликтера. Реальные пористые и поровотрещиноватые породы имеют сложную неравномерную структуру и могут быть отражены моделями микроэлементов (размерами ячеек до  $10 \text{ мкм}^3$ ) с неравномерной структурой, например, как это показано на рис. 4.89.

Если определить граничными условиями равномерность распределения давления на гранях элементов пласта, то можно выстроить глобальную структуру ГС, составленную из подсистем, которые тоже будут структурно описаны, аналогично глобальной структуре. Таким образом, назревает

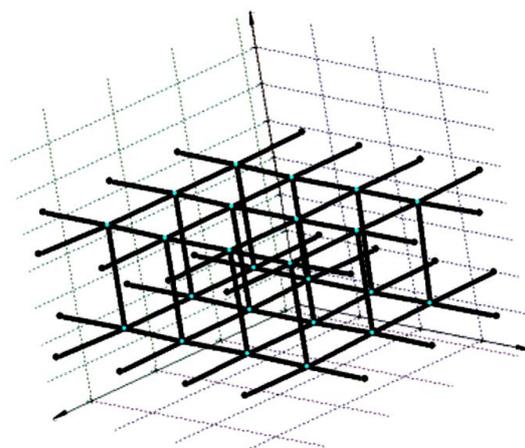


Рис. 4.88. Структура элемента порового пласта

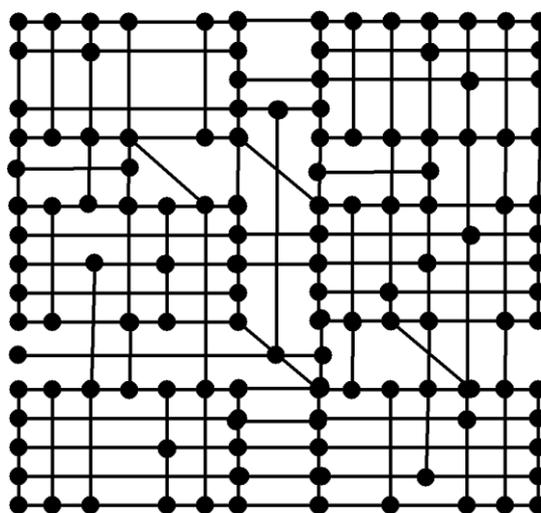


Рис. 4.89. Структура элемента порового пласта в сечении

иерархия в структуре, отражающая взаимосвязь между элементами моделируемого пласта различного уровня и пространственной детализации. На рис. 4.90 отражен пример однородной иерархичной структуры модели пласта, из которой видно как объединяются микроэлементы (например, размером до  $10 \text{ мкм}^3$ ) в макроэлементы (например, размером  $100 \dots 1000000 \text{ мкм}^3$ ) и так далее. Необходимость в таком способе описания элементов обусловлена невозможностью детального описания всего объема пласта, поэтому приходится прибегать к приемам приближенной передачи взаимосвязи между элементами. При использовании такого приема нет необходимости в решении задачи потокораспределения одной крупной системой уравнений. Для нахождения потокораспределения достаточно распределить потоки в структуре макроэлементов, а при необходимости детализации распределения потоков в более мелких элементах, достаточно, относительно найденного глобального потокораспределения решить задачу потокораспределения в нужном микроэлементе, при этом описав граничные условия, связывающие модель микроэлемента и модель макроэлементов.

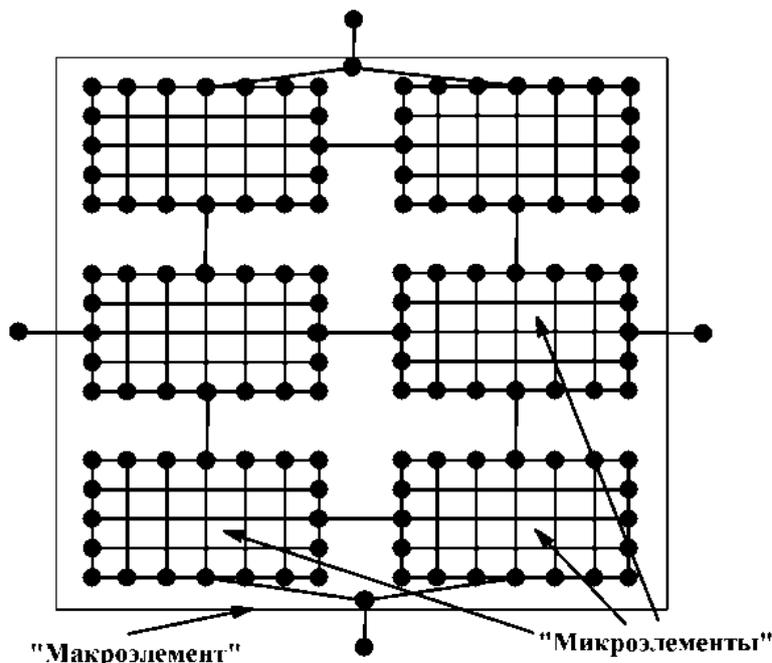


Рис. 4.90. Структура взаимосвязей элементов порового пласта в сечении

Рассмотрим описание модели элемента пласта – ячейки, представленной в виде объемного прямоугольного параллелепипеда, ограничивающего форму и размеры определенной части пласта (см. рис. 4.90).

Для удобства дальнейшего описания и вследствие явного подобия закона Дарси закону Ома, будем понимать под гидравлическим сопротивлением ячейки  $i$  пласта между определенной парой граней, отношение

$$R_i^{(S)} = \frac{\Delta p_{Si}}{q_{Si}}, \left[ \frac{\text{Па} \cdot \text{с}}{\text{м}^3} \right] \quad (4.164)$$

где  $S$  – ось, вдоль которой рассматривается течение в элементе;  
 $\Delta p_{Si} = p_{Sib} - p_{Sie}$  — перепад давления на противоположных гранях ячейки вдоль оси  $S$ ;  
 $q_{Si}$  – объемный расход ТС вдоль оси  $S$ .

Таким образом, замыкающее отношение, соответствующее линейному закону течения Дарси вдоль оси  $S$  в ячейке  $i$  будет

$$\Delta p_{Si} = f_{Si}(q_{Si}) = \mu \frac{L_{Si}}{k_i^{(S)} F_{Si}} q_{Si} = R_i^{(S)} q_{Si}, \quad (4.165)$$

где  $L_{Si}$  – длина ячейки  $i$  вдоль оси  $S$ .  
 $F_{Si}$  – площадь сечения ячейки  $i$  перпендикулярно оси  $S$ .  
 Сопротивление согласно (4.162)

$$R_i^{(S)} = \mu \frac{L_{Si}}{k_i^{(S)} F_{Si}}, \quad (4.166)$$

где  $k_i^{(S)}$  – абсолютная проницаемость породы ячейки  $i$  вдоль оси  $S$ .

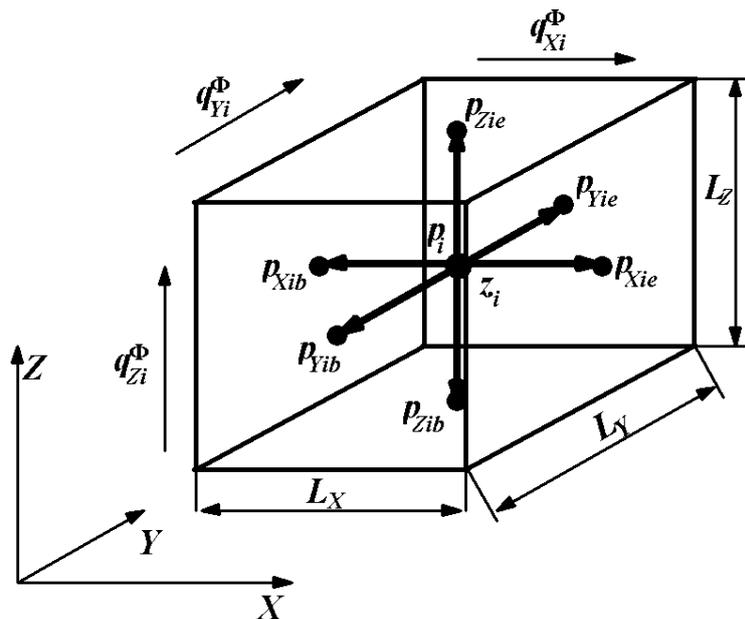


Рис. 4.91. Схема модели элемента пласта

Направления фильтрации ТС будем условно полгать только вдоль осей  $X$ ,  $Y$  и  $Z$ .

С учетом двухкомпонентной фильтрации (например воды и нефти), согласно относительным проницаемостям сопротивление фильтрации компонента  $\Phi$  вдоль оси  $S$  ячейки  $i$  будет

$$R_i^{(S,\Phi)} = \mu_{\Phi i} \frac{L_{Si}}{k_{\Phi i} \cdot k_i^{(S)} F_{Si}}, \quad (4.167)$$

где  $\bar{k}_{\Phi i}$  – относительная проницаемость компонента  $\Phi$ ;  
 $\mu_{\Phi i}$  – динамическая вязкость компонента  $\Phi$  в ячейке  $i$ .

При учете одновременной фильтрации воды и нефти примем допущение о невозможности смешивания компонентов и движении этих сред по различным поровым каналам в ячейке. Если полагать постоянство плотности и вязкости в пределах ячейки для каждого компонента, то для определения сопротивлений необходимо описать зависимости вязкости и плотности от давления для каждого компонента относительно давления в центре ячейки:  $\mu_{\Phi}(p_i)$  и  $\rho_{\Phi}(p_i)$ .

При формировании моделей элементов пласта необходимо установить зависимость массового расхода каждого компонента –  $\Phi$ , истекающего из центра ячейки с давлением  $p_i$  через каждую грань  $U$  –  $m_i^{\Phi, U}$  в зависимости от давлений на гранях ячейки  $p_{Sib}$  и  $p_{Sie}$ . По аналогии с **полными гидравлическими характеристиками**, такие зависимости будем описывать функциями  $s_i^{\Phi, Si}(\Delta p)$ , в которых в качестве аргумента выступает перепад давления между давлением в центре ячейки –  $p_i$  и давлением на ее грани –  $p_{SiU}$ . Где  $U$  – имеет два состояния  $b$  или  $e$ , соответствующие грани ячейки противоположные по оси  $S$ , например грань начала –  $b$ , и грань конца  $e$ .

Грани ячейки будем обозначать через индекс ячейки  $i$ , ось  $S$  и узлы (грани) начала –  $b$  и конца ячейки –  $e$  противоположные по оси  $S$ . Таким образом, модель ячейки структурно будет состоять из 6 звеньев и 7 узлов (см. рис. 4.92).

Основными замыкающими отношениями для ячеек будут зависимости массового расхода компонента  $\Phi$ , истекающего (или притекающего) с каждой грани ячейки от перепада давления для каждого направления фильтрации

$$m_i^{\Phi, SiU} = s_i^{\Phi, Si}(p_i - p_{SiU} + \Delta z_i^{SiU}) = \frac{p_i - p_{SiU} + \Delta z_i^{SiU}}{r_i^{(S, \Phi)}},$$

$$\text{где } r_i^{(S, \Phi)} = \frac{1}{2} \frac{R_i^{(S, \Phi)}}{\rho_{\Phi}(p_i)} = \frac{1}{2} \mu_{\Phi}(p_i) \frac{L_{Si}}{\bar{k}_{\Phi i} \cdot k_i^{(S)} F_{Si} \rho_{\Phi}(p_i)} \quad (4.168)$$

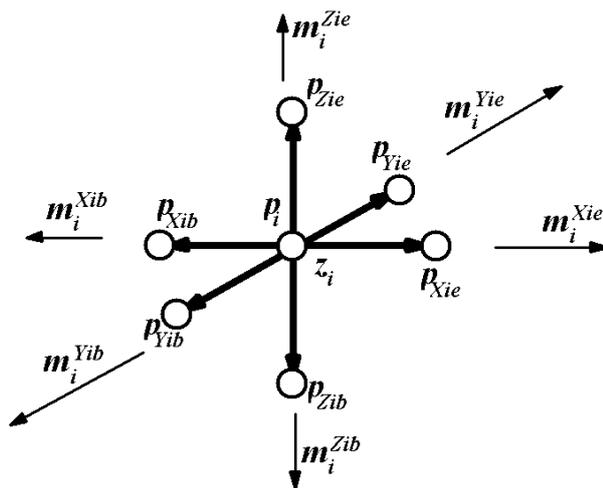


Рис. 4.92. Структура модели ячейки (конечного элемента) пласта

– приведенное гидравлическое сопротивление течению вдоль оси  $S$ ,  $\left[ \frac{\text{Па} \cdot \text{с}}{\text{кг}} \right]$ ;  
 $\Delta z_i^{SiU} = g \rho_\phi(p_i) (z_i - z_i^{SiU})$  – гидростатический перепад давления между центром ячейки и гранью  $U$ .

При соответствии фильтрации закону Дарси функции  $s_i^{\phi, Si}(p_i - p_{SiU} + \Delta z_i^{SiU})$  можно, в общем, определить согласно известному сопротивлению, полученному из (4.169)

$$s_i^{\phi, Si}(\Delta p) = \frac{\Delta p}{r_i^{(S, \phi)}}, \quad (4.169)$$

где  $\Delta p$  – перепад давления между давлением в центре ячейки и давлением на ее грани  $SiU$ .

Так как гидростатический перепад имеет место только по оси  $Z$ , далее для удобства изложения мы опустим данный фактор.

Наличие в (4.168) сомножителя  $-\frac{1}{2}$  подразумевает течение ТС от центра ячейки – узла  $p_i$  к граням, вследствие чего сопротивление потоку делится пополам, так как расстояние течения от центра до грани равно половине размера ячейки. Далее относительную проницаемость ячейки будем обозначать просто  $\bar{k}_\phi$ , а абсолютную проницаемость ячейки  $k^{(S)}$ , учитывая, что они относятся к каждой ячейке  $i$ . Тоже самое, для текущей ячейки  $i$  площадь фильтрации обозначим  $F_S$ , а длину  $L_S$ .

Подставив (4.169) в (4.168), и вместо  $F_S$ , соответствующие площади фильтрации получим для каждой грани ячейки по осям  $X$ ,  $Y$  и  $Z$  шесть направлений течения компонентов.

Для оси  $X$ :

$$m_i^{\phi, Xib} = s_i^{\phi, Xi}(p_i - p_{Xib}) = 2 \frac{(p_i - p_{Xib}) \bar{k}_\phi \cdot k^{(X)} L_Y L_Z}{\mu_\phi(p_i) L_X} \rho_\phi(p_i) \cdot$$

$$m_i^{\phi, Xie} = s_i^{\phi, Xie}(p_i - p_{Xie}) = 2 \frac{(p_i - p_{Xie}) \bar{k}_\phi \cdot k^{(X)} L_Y L_Z}{\mu_\phi(p_i) L_X} \rho_\phi(p_i) \cdot$$

Для оси  $Y$ :

$$m_i^{\phi, Yib} = s_i^{\phi, Yi}(p_i - p_{Yib}) = 2 \frac{(p_i - p_{Yib}) \bar{k}_\phi \cdot k^{(Y)} L_X L_Z}{\mu_\phi(p_i) L_Y} \rho_\phi(p_i) \cdot$$

$$m_i^{\phi, Yie} = s_i^{\phi, Yie}(p_i - p_{Yie}) = 2 \frac{(p_i - p_{Yie}) \bar{k}_\phi \cdot k^{(Y)} L_X L_Z}{\mu_\phi(p_i) L_Y} \rho_\phi(p_i) \cdot$$

Для оси  $Z$ :

$$m_i^{\phi, Zib} = s_i^{\phi, Zi}(p_i - p_{Zib}) = 2 \frac{(p_i - p_{Zib}) \bar{k}_\phi \cdot k^{(Z)} L_X L_Y}{\mu_\phi(p_i) L_Z} \rho_\phi(p_i) \cdot$$

$$m_i^{\phi, Zie} = s_i^{\phi, Zie}(p_i - p_{Zie}) = 2 \frac{(p_i - p_{Zie}) \bar{k}_\phi \cdot k^{(Z)} L_X L_Y}{\mu_\phi(p_i) L_Z} \rho_\phi(p_i) \cdot$$

Вследствие того, что фильтрационные свойства коллекторов существенно образом изменяются в зависимости от давления, необходимо иметь в виду и этот фактор. Если учесть изменение абсолютной проницаемости от давления согласно (4.148), то замыкающие отношения изменятся следующим образом

$$m_i^{\Phi, SiU} = s_i^{\Phi, Si}(p_i - p_{SiU}) = 2 \frac{(p_i - p_{Sib}) \bar{k}_\Phi \cdot k_0^{(S)} e^{n(p_i - p_i^0)} F_S}{\mu_\Phi(p_i) L_S} \rho_\Phi(p_i), \quad (4.170)$$

где  $n$  – коэффициент изменения проницаемости от давления;

$k_0^{(S)}$  – начальная абсолютная проницаемость при начальном пластовом давлении  $-p_i^0$  вдоль оси  $S$ .

Описанные отношения соответствуют линейному закону фильтрации каждого компонента. Если предполагается учесть нарушение линейного закона, которое наблюдается при высоких скоростях фильтрации, то (4.168 и 4.170) будут использоваться для нахождения  $s_i^{\Phi, Si}(\Delta p)$   $\Delta p < \Delta p_{кр}$ , где  $\Delta p_{кр}$  – перепад давления соответствующий точке перехода в нелинейный закон фильтрации, который может быть определен согласно критическому числу  $Re_{кр} \in [1..12]$ .

Для описания фильтрации не соответствующей линейному соотношению перепада давления и массового расхода будем использовать функцию  $\sigma_i^{\Phi, Si}(\Delta p)$ , которая необходима для определения массового расхода компонента  $\Phi$  при  $\Delta p > \Delta p_{кр}$ . Таким образом, закон фильтрации в ячейке в зависимости от направления потоков будет составным, а функцией, отражающей такой закон, будем называть

$$\begin{aligned} \zeta_i^{\Phi, Si}(\Delta p) &= s_i^{\Phi, Si}(\Delta p) \text{ при } \Delta p < \Delta p_{кр}, \\ \zeta_i^{\Phi, Si}(\Delta p) &= \sigma_i^{\Phi, Si}(\Delta p) \text{ при } \Delta p > \Delta p_{кр}. \end{aligned} \quad (4.171)$$

Требованием к зависимости  $\sigma_i^{\Phi, Si}(\Delta p)$  будет выполнение следующие условий.

1. Равенство первых производных на границе перехода линейного закона в нелинейный (точка  $\Delta p_{кр}$ ):

$$\sigma_i^{\Phi, Si}(\Delta p_{кр}) = s_i^{\Phi, Si}(\Delta p_{кр}). \quad (4.172)$$

2. Равенство функций в точке  $\Delta p_{кр}$ :

$$\sigma_i^{\Phi, Si}(\Delta p_{кр}) = s_i^{\Phi, Si}(\Delta p_{кр}). \quad (4.173)$$

На рис. 4.93 показан пример составной функции  $\zeta_i^{\Phi, Si}(\Delta p)$ .

В качестве примера для описания нелинейного закона фильтрации возьмем следующую зависимость

$$\sigma(\Delta p) = B \Delta p^\rho + A, \quad (4.174)$$

где  $\varphi$ ,  $B$  и  $A$  – фильтрационные коэффициенты, причем  $\varphi$  свободный коэффициент, а  $A$  и  $B$  определяются исходя из условий (4.172–4.173).

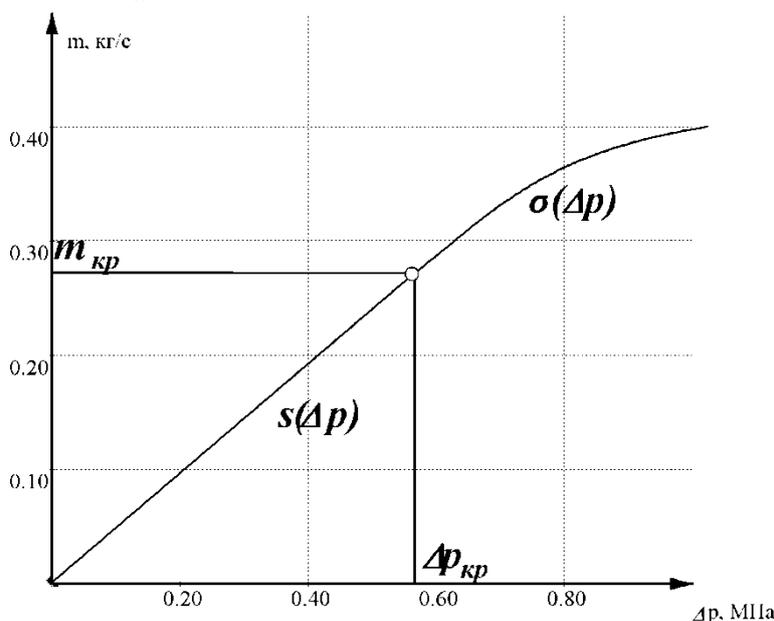


Рис. 4.93. Функция составного закона фильтрации

Для выполнения условий (4.172) и (4.173) необходимо решить систему из двух уравнений. С целью упрощения изложения введем следующие обозначения. Для линейных отношений закона фильтрации запишем (4.168) в виде

$$s(\Delta p) = \alpha \Delta p, \quad (4.175)$$

где

$$\alpha = \frac{1}{r_i^{(s,\varphi)}} \quad (4.176)$$

– фильтрационный коэффициент для линейного закона.

Система уравнений в общем виде имеет вид.

$$\begin{cases} s(\Delta p_{кр}) = \sigma(\Delta p_{кр}) \\ s'(\Delta p_{кр}) = \sigma'(\Delta p_{кр}) \end{cases} \quad (4.177)$$

а относительно неизвестных коэффициентов  $A$  и  $B$  для рассматриваемого примера нелинейного закона фильтрации согласно (4.174) будет

$$\begin{cases} \alpha \Delta p_{кр} = B \Delta p_{кр}^\varphi + A \\ \alpha = \varphi B \Delta p_{кр}^{(\varphi-1)} \end{cases} \quad (4.178)$$

$$\text{Отсюда } B = \frac{\alpha}{\varphi \Delta p_{кр}^{(\varphi-1)}} \text{ и } A = \alpha \Delta p_{кр} - \frac{\alpha}{\varphi \Delta p_{кр}^{(\varphi-1)}} \Delta p_{кр}^\varphi.$$

Подставив данные коэффициенты в (4.174) получим нелинейный закон фильтрации

$$\sigma(\Delta p) = \frac{\alpha}{\varphi \Delta p_{кр}^{(\varphi-1)}} \Delta p^\varphi + \alpha \Delta p_{кр} - \frac{\alpha}{\varphi \Delta p_{кр}^{(\varphi-1)}} \Delta p_{кр}^\varphi, \quad (4.179)$$

причем прямая линейного закона  $s(\Delta p)$  будет плавно переходить в кривую  $\sigma(\Delta p)$ , описанную (4.179), так как фильтрационные коэффициенты связаны коэффициентом  $\alpha$  линейного закона  $s(\Delta p)$ . Свободный коэффициент –  $\varphi$  отражает характер нелинейного закона (см. рис. 4.94).

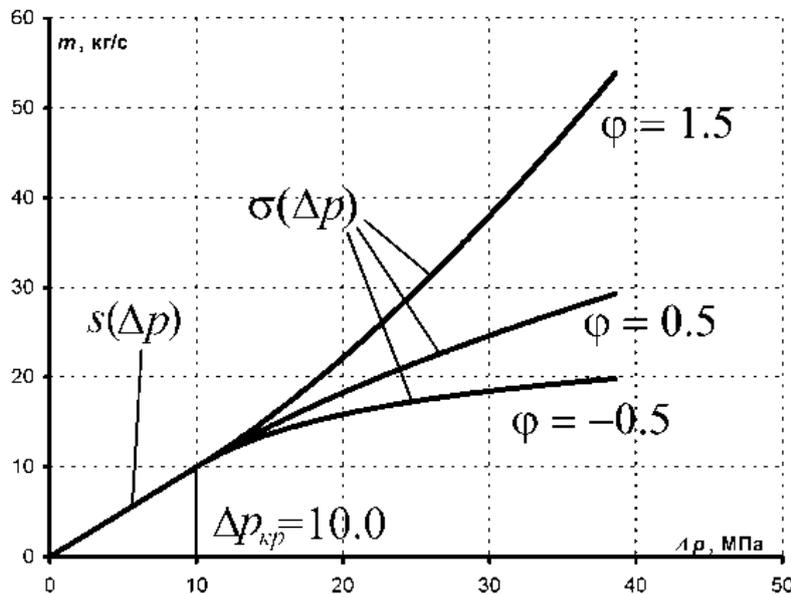


Рис. 4.94. Составной закон фильтрации для различных коэффициентов  $\varphi$  при  $\alpha=1$

Для определения точки –  $\Delta p_{kp}$  перехода линейного закона в нелинейный, будем исходить из критического массового расхода –  $M_i^{\phi, SiU}$  в ячейке  $i$  вдоль оси  $S$  от центра к грани  $U$ , определяемого линейным соотношением

$$M_i^{\phi, SiU} = s_i^{\phi, Si}(\Delta p_{kp}) = 2 \frac{\Delta p_{kp} \cdot \bar{k}_{\phi} \cdot k^{(S)} F_S}{\mu_{\phi}(p_i) L_S} \rho_{\phi}(p_i), \quad (4.180)$$

Для нахождения критического массового расхода в ячейке  $i$  вдоль оси  $S$  из формулы (4.135) после подстановки зависимостей плотности  $\rho_{\phi}(p_i)$  и динамической вязкости  $\mu_{\phi}(p_i)$  от давления, фазовой проницаемости  $k = \bar{k}_{\phi} \cdot k^{(S)}$  по оси  $S$  и скорости в виде отношения массового расхода к площади фильтрации и плотности, имеем критерий фильтрации

$$Re_{kp} = \frac{M_i^{\phi, SiU}}{\rho_{\phi}(p_i) F_S} \frac{10 \sqrt{\bar{k}_{\phi} k^{(S)}}}{(m^{omk})^{2.3} \frac{\mu_{\phi}(p_i)}{\rho_{\phi}(p_i)}}, \quad (4.181)$$

соответствующий точке массового расхода  $M_i^{\phi, SiU}$  – нарушения линейного закона фильтрации, выше которого нарушается линейное соотношение перепада давления и расхода ТС. Здесь  $m^{omk}$  – открытая пористость.

Отсюда критический массовый расход в ячейке

$$M_i^{\phi, Si} = \frac{\text{Re}_{kp} F_S (m^{\phi})^{2.3} \mu_{\phi}(p_i)}{10 \sqrt{\bar{k}_{\phi} k^{(S)}}}. \quad (4.182)$$

Совместив (4.182) и (4.180) приравниванием правых частей, получим уравнение

$$\frac{\text{Re}_{kp} F_S (m^{\phi})^{2.3} \mu_{\phi}(p_i)}{10 \sqrt{\bar{k}_{\phi} k^{(S)}}} = 2 \frac{\Delta p_{kp} \cdot \bar{k}_{\phi} \cdot k^{(S)} F_S}{\mu_{\phi}(p_i) L_S} \rho_{\phi}(p_i), \quad (4.183)$$

откуда выразим  $\Delta p_{kp}$ , соответствующий точке (см. рис. 4.94) нарушения закона Дарси

$$\Delta p_{kp} = \text{Re}_{kp} \frac{(m^{\phi})^{2.3} \mu_{\phi}(p_i)^2 L_S}{20 (\bar{k}_{\phi} \cdot k^{(S)})^{1.5} \rho_{\phi}(p_i)}. \quad (4.184)$$

Таким образом, при расчете функций составного закона фильтрации  $\zeta_i^{\phi, Si}(p_i - p_{SiU})$ , если  $p_i - p_{SiU} > \Delta p_{kp}$ , то расчет массового расхода следует проводить по функции  $\sigma_i^{\phi, Si}(\Delta p)$ , а если  $p_i - p_{SiU} \leq \Delta p_{kp}$ , то по функции  $s_i^{\phi, Si}(\Delta p)$ .

Далее под замыкающими отношениями, описывающими энергетическое воздействие ячейки в различных направлениях фильтруемых компонентов, будем понимать функции  $\zeta_i^{\phi, Si}(\Delta p)$ . Особенно важно отметить, что  $\zeta_i^{\phi, Si}(\Delta p)$  должна быть нечетной функцией, т.е.  $\zeta_i^{\phi, Si}(\Delta p) = -\zeta_i^{\phi, Si}(-\Delta p)$ . Поэтому при нахождении зависимости (4.179) необходимо понимать под  $\Delta p_{kp}$  модуль перепада давления, а вид  $\sigma(\Delta p)$  должен численно приводиться к нечетному виду:

$$\sigma(\Delta p) = \frac{\alpha}{\varphi \Delta p_{kp}^{(\varphi-1)}} \Delta p^{\varphi} + \alpha \Delta p_{kp} - \frac{\alpha}{\varphi \Delta p_{kp}^{(\varphi-1)}} \Delta p_{kp}^{\varphi} \quad \text{при } \Delta p > 0$$

$$\sigma(\Delta p) = - \left( \frac{\alpha}{\varphi \Delta p_{kp}^{(\varphi-1)}} |\Delta p|^{\varphi} + \alpha \Delta p_{kp} - \frac{\alpha}{\varphi \Delta p_{kp}^{(\varphi-1)}} \Delta p_{kp}^{\varphi} \right) \quad \text{при } \Delta p < 0$$

Для учета двухкомпонентной фильтрации необходимо описать зависимость относительной проницаемости каждого компонента от насыщенностей ими порового пространства, данные зависимости обычно устанавливаются эмпирически и реже теоретически. Степень влияния изменения фазовых проницаемостей в зависимости от насыщенности фаз на результаты расчета перетока между элементами ГПП огромна и неточность описания данных зависимостей чревата большими погрешностями моделирования. Особенно сильно неточность расчета относительных или фазовых проницаемостей сказывается при учете совместной фильтрации в трещинах и поровом пространстве.

Если обозначить коэффициент насыщенности компонента  $\Phi$  в ячейке  $i$  как  $n_{\Phi i}$ , то относительные проницаемости будут представлены функциями

$$\bar{k}_{\Phi i} = \beta_{\Phi}(n_{\Phi i}) \quad (4.185)$$

для каждого компонента, где в качестве аргумента выступает текущая насыщенность компонента в ячейке. На рис. 4.95 показан пример таких функций для воды и нефти. Из графиков на рис. 4.95 видно, что с ростом насыщенности одного компонента падает относительная проницаемость другого. Причем при насыщенности одного из компонентов ниже определенной величины относительная проницаемость этого компонента равна нулю, т.е. фильтрации не происходит. Это объясняется капиллярными явлениями в поровых каналах: при достижении некоторой минимальной насыщенности компонента в поровом пространстве его фильтрация невозможна вследствие того, что молекулы компонента связаны взаимодействием с молекулами породы. Доли нефти или воды, неизвлекаемые из порового пространства, иногда называют «погребенными» или остаточными.

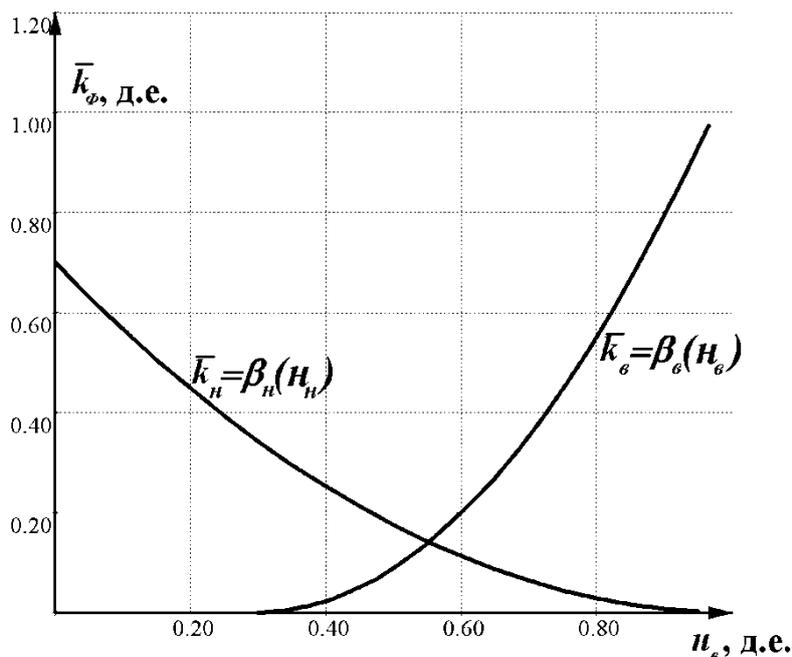


Рис. 4.95. Пример зависимостей относительных проницаемостей воды и нефти от насыщенности воды

Рассмотренные выше задачи относятся к моделированию фильтрационных процессов, которые отражаются в виде замыкающих отношений  $\zeta_i^{\Phi, Si}(\Delta p)$  при установившейся фильтрации в течение некоторого времени  $\Delta t$ . Здесь следует также учитывать некоторый перепад давления, ниже которого фильтрации компонента  $\Phi$  не происходит, т.е.  $\zeta_i^{\Phi, Si}(\Delta p) = 0$  при  $|\Delta p| < \Delta p_{Sk}^{\Phi}$ , где  $\Delta p_{Sk}^{\Phi}$  — перепад давления между центром и гранью ячейки по

оси  $S$ , при котором и выше которого возможна фильтрация компонента  $\Phi$ . Необходимость учета данного фактора продиктована капиллярными силами и возможными реолигическими свойствами компонентов.

Следующим процессом, рассматриваем при моделировании элементов пласта, является процесс деформации породы и порового пространства в зависимости от притока и оттока компонентов из ячейки, т.е. изменение емкостных свойств ячейки в зависимости от притока или оттока масс компонентов.

Допустим, на данный момент времени известны массовые расходы потоков, истекающих из ячейки  $i$  со всех ее граней. Причем, так как рассматриваются перепады давления между центром и гранями ячейки, если  $m_i^{\Phi, SiU} > 0$ , то происходит истечение компонента  $\Phi$  из ячейки по направлению оси  $S$  с грани  $U$ , а если  $m_i^{\Phi, SiU} < 0$ , то приток в ячейку извне через эту грань в этом направлении. Таким образом, суммарное приращение массы компонента  $\Phi$  в ячейке  $i$  будет равно сумме произведений всех массовых расходов  $m_i^{\Phi, SiU}$  за время  $\Delta t$  по всем шести граням (так как приток  $m_i^{\Phi, SiU} < 0$ , то приращение массы со знаком « $\leftarrow$ »):

$$J_i^{\Phi} = - \sum_{\substack{S=X,Y,Z \\ U=b,e}}^6 \Delta t \cdot m_i^{\Phi, SiU} \quad (4.186)$$

Вследствие деформации породы и компонентов при  $J_i^{\Phi} > 0$  порода и компоненты будут сжиматься, а при  $J_i^{\Phi} < 0$  разжиматься, при этом будет изменяться их плотность и занимаемый объем в соответствии с коэффициентами сжимаемости (см. рис. 4.96).

В зависимости от учета факторов изменения или постоянства объема ячейки  $V$  и объема занимаемого компонентами, модель деформационных процессов в ячейке может иметь четыре вида.

1. Исходя из постоянства объема ячейки и постоянства объема порового пространства, рассчитывается изменение давления в ячейке вследствие приращения массы некоторой одной сжимаемой жидкости.

2. Исходя из постоянства объема ячейки и изменения объема порового пространства, рассчитывается изменение давления в ячейке вследствие приращения массы некоторой одной сжимаемой жидкости.

3. Исходя из постоянства объема ячейки и изменения объема порового пространства, рассчитывается изменение давления в ячейке вследствие приращения масс нескольких сжимаемых текучих сред.

4. Подразумеваемая непостоянство объема ячейки и объема порового пространства, рассчитывается изменение давления в ячейке вследствие приращения масс нескольких сжимаемых текучих сред.

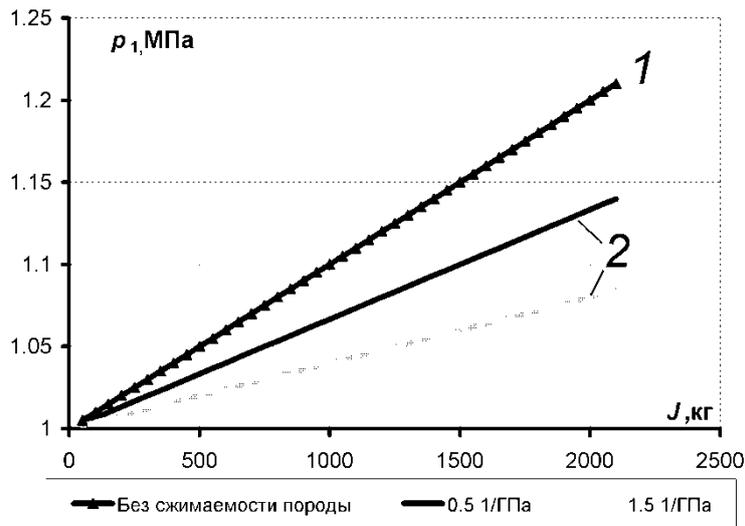
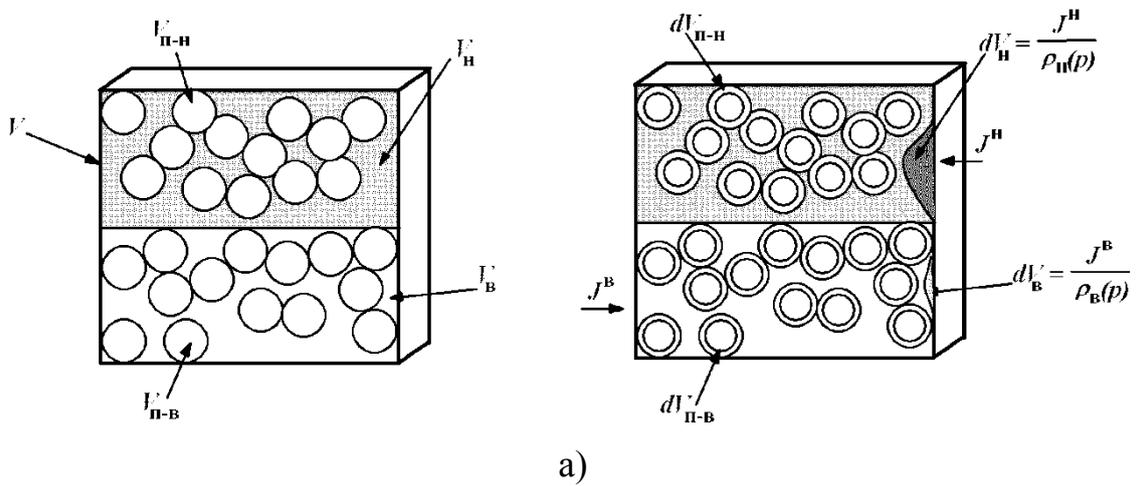


Рис. 4.96. Схема притока объемов двух компонентов при деформации: *a* – схема деформации породы в ячейке; *б* – зависимость давления от притока массы ТС, *1* – без учета деформации породы, *2* – с учетом деформации породы

Для дальнейшего изложения зададимся коэффициентами сжимаемости для каждого компонента –  $w_\phi$ , породы –  $w_n$  и объемами, занимаемыми породой –  $V_n$  и каждым компонентом –  $V_\phi$ .

Для упруго-сжимаемых сред известно соотношение

$$dV = -dp \cdot w \cdot V, \quad (4.187)$$

где  $w$  – сжимаемость вещества,  $\text{Па}^{-1}$ ;

$dp$  – изменение давления;

$dV$  – изменение объема;

$V$  – объем, занимаемый до изменения давления.

Первая модель является наиболее простой:

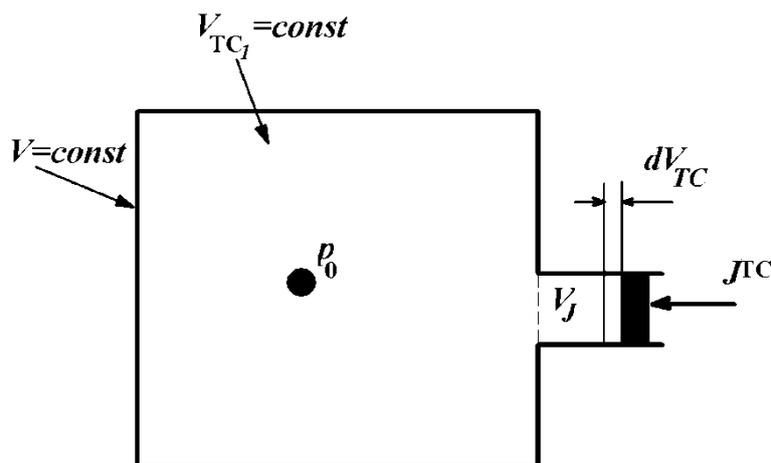


Схема 1. Простая модель ТС

Так как объем, занимаемый ТС в ячейке постоянен –  $V = const$ , то можно записать дифференциальное уравнение

$$dp = -\frac{1}{w_{TC}} \frac{dV_{TC}}{V_{TC}}, \quad (4.188)$$

где  $w_{TC}$  – сжимаемость текучей среды, которая притекает в ячейку.  
 $dV_{TC}$  – приращение объема ТС при привнесении массы  $dJ_{TC}$ .

После интегрирования имеем

$$\int_{p_0}^{p_1} dp = -\frac{1}{w_{TC}} \int_{V_{TC1} + V_J}^{V_{TC1}} \frac{dV_{TC}}{V_{TC}}, \quad (4.189)$$

$$p_1 - p_0 = -\frac{1}{w_{TC}} \ln \left( \frac{V_{TC1}}{V_{TC1} + V_{JTC}} \right), \quad (4.190)$$

где  $p_0$  – давление до притока массы;

$p_1$  – давление после притока массы;

$V_{JTC} = \frac{J_{TC}}{\rho_{TC}(p_0)}$  – объем, занимаемый массой –  $J_{TC}$  текучей среды, поступающей (или истекающей) в ячейку при давлении  $p_0$ ;

$V_{TC1}$  – объем ТС, занимаемый в ячейке, до и после.

Для такой модели зависимость плотности ТС от давления следует принять

$$\rho_{TC}(p) = \rho_n e^{-w_{TC}(p_n - p)},$$

где  $p_n$  – давление в нормальных условиях (например атмосферное или начальное пластовое);

$\rho_n$  – плотность ТС при давлении  $p_n$ .

Так как  $V_{TC1} = const$ , то он определяется согласно текущей пористости и объему ячейки

$$V_{TC1} = V \cdot m^{омк}. \quad (4.191)$$

Таким образом, имеем формулу для определения давления в ячейке при притоке массы ТС:

$$p_1 - p_0 = -\frac{1}{w_{TC}} \ln \left( \frac{V \cdot m^{омк}}{V \cdot m^{омк} + \frac{J^{ТС}}{\rho_n e^{-w_{TC}(p_n - p_0)}}} \right). \quad (4.192)$$

Вторая модель деформации учитывает изменение объема занимаемого ТС в ячейке и как следствие изменение объема породы при постоянном объеме ячейки:

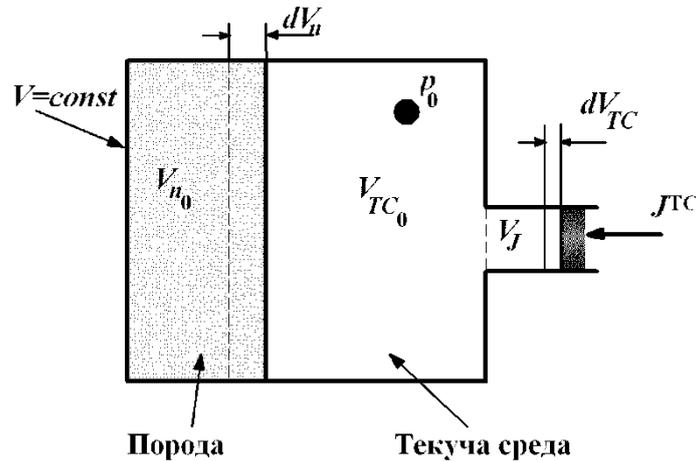


Схема 2. Модель деформации учитывает изменение объема

Давление внутри ячейки следует считать передаваемым мгновенно во все ее части. Тогда деформация породы при «вдавливании» ТС будет происходить согласно уравнению

$$dV_n = -dp \cdot w_n \cdot V_n, \quad (4.193)$$

а текучей среды согласно уравнению

$$dV_{TC} = -dp \cdot w_{TC} \cdot V_{TC}. \quad (4.194)$$

Отсюда после интегрирования имеем систему

$$\begin{cases} p_1 - p_0 = -\frac{1}{w_n} \ln \left( \frac{V_{n_1}}{V_{n_0}} \right) \\ p_1 - p_0 = -\frac{1}{w_{TC}} \ln \left( \frac{V_{TC_1}}{V_{TC_0}} \right) \end{cases}. \quad (4.195)$$

Заменяя

$$V_{TC_1} = V - V_{n_1}, \quad (4.196)$$

$$V_{TC_0} = V \cdot m^{омк} + V_J = V \cdot m^{омк} + \frac{J^{ТС}}{\rho_n e^{-w_{TC}(p_n - p_0)}} \quad (4.197)$$

и

$$V_{n_0} = V - V \cdot m^{омк} \quad (4.198)$$

получим систему относительно неизвестного давление  $p_1$  и объема породы  $V_{i_1}$

$$\begin{cases} p_1 - p_0 = -\frac{1}{w_n} \ln \left( \frac{V_{n_1}}{V - V m^{омк}} \right) \\ p_1 - p_0 = -\frac{1}{w_{TC}} \ln \left( \frac{V - V_{n_1}}{V \cdot m^{омк} + \frac{J^{TC}}{\rho_n e^{-w_{TC}(p_n - p_0)}}} \right) \end{cases}. \quad (4.199)$$

Приравняв правые части, получим одно уравнение, относительно объема породы  $-V_{i_1}$  после «вдавливания» массы  $J_{TC}$ :

$$\frac{1}{w_{TC}} \ln \left( \frac{V - V_{n_1}}{V \cdot m^{омк} + \frac{J^{TC}}{\rho_n e^{-w_{TC}(p_n - p_0)}}} \right) = \frac{1}{w_n} \ln \left( \frac{V_{n_1}}{V - V \cdot m^{омк}} \right). \quad (4.200)$$

Решив данное уравнение численным методом Ньютона для решения нелинейного уравнения (он идеально подходит для этого уравнения при начальном приближении  $V_{n_1} = V_{n_0}$ ) получим объем породы  $V_{n_1}$ , из которого нетрудно найти давление  $p_1$  и пористость

$$m^{омк} = \frac{V - V_{n_1}}{V}. \quad (4.201)$$

На рис. 4.96 – б, показаны графики зависимости давления от массы притока ТС для модели недеформируемой породы – 1 и деформируемой породы – 2 при  $w_{TC}=1 \cdot 10^{-9}$  Па<sup>-1</sup>,  $V=20000$  м<sup>3</sup>,  $m^{отк}=0,5$ ,  $\rho_i=1000$  кг/м<sup>3</sup>,  $p_n=p_0=1 \cdot 10^6$  Па,  $w_{п}=0,5 \cdot 10^{-9}$  Па<sup>-1</sup> и  $w_{п}=1,5 \cdot 10^{-9}$  Па<sup>-1</sup>.

Если принять модель деформации с притоком одной ТС или ТС, являющейся смесью воды и нефти, то среднюю сжимаемость для совместной фильтрации нефти и воды можно определить следующим образом. Если  $J^{TC} = J^u + J^s > 0$  (приток в ячейку), то

$$w_{TC} = dsV \cdot (d_n w_n + d_g w_g) + (1 - dsV)(n_n^0 w_n + n_g^0 w_g).$$

Если  $J^{TC} < 0$  (отток из ячейки), то  $w_{TC} = n_n^0 w_n + n_g^0 w_g$ . Также придется вычислить плотность смещанной ТС в нормальных условиях –  $\rho_n$ , если  $J^{TC} = J^u + J^s > 0$ , то  $\rho_n = dsV \cdot [d_n \rho_n^u + d_g \rho_n^g] + (1 - dsV)[n_n^0 \rho_n^u + n_g^0 \rho_n^g]$ , а если  $J^{TC} < 0$  (отток из ячейки), то  $\rho_n = n_n^0 \rho_n^u + n_g^0 \rho_n^g$ , где  $\rho_n^u$ ,  $\rho_n^g$  – плотности нефти и воды при давлении  $p_n$  (в нормальных условиях).

Величина  $dsV$  равна отношению массы притекающей или истекающей ТС к массе, уже находящейся в ячейке:  $dsV = \frac{|J^{TC}|}{M_0^{TC}} = \frac{|J^g + J^u|}{M_0^g + M_0^u}$ . Величины  $d_n$  и  $d_v$  являются массовыми долями нефти и воды в притоке –  $J^{TC}$ :

$d_e = \frac{J^e}{J^e + J^n}$ ,  $d_n = \frac{J^n}{J^e + J^n}$ .  $n_e^0$ ,  $n_n^0$  – насыщенности воды и нефти в ячейке до притока/оттока. Для более точного учета совместной деформации двух компонентов (вода и нефть) и породы в третьей модели предполагается следующая расчетная схема:

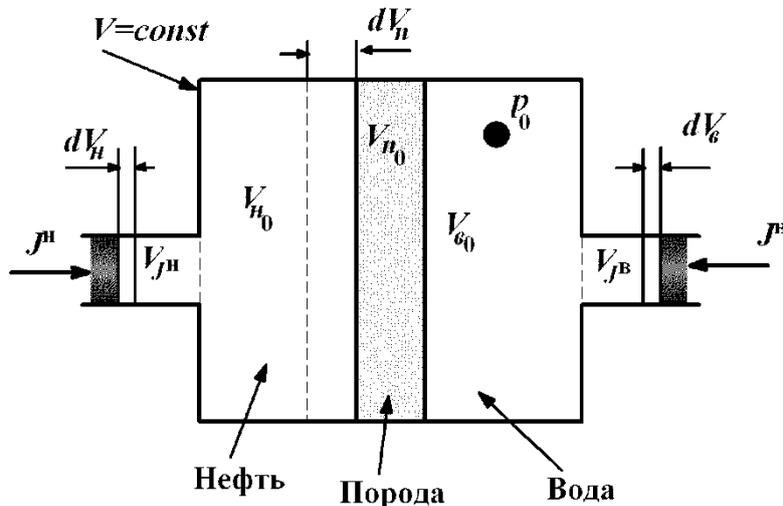


Схема 3. Модель совместной деформации двух компонентов Аналогично предыдущей модели запишем систему уравнений:

$$\left\{ p_1 - p_0 = -\frac{1}{w_n} \ln \left( \frac{V_{n_1}}{V_{n_0}} \right), p_1 - p_0 = -\frac{1}{w_n} \ln \left( \frac{V_{n_1}}{V_{n_0}} \right), p_1 - p_0 = -\frac{1}{w_e} \ln \left( \frac{V_{e_1}}{V_{e_0}} \right) \right.$$

После подстановки вместо объемов компонентов до притока/оттока

$$V_{\phi_0} = V \cdot m^{омк} \cdot n_{\phi} \quad (4.202)$$

имеем систему

$$\left\{ \begin{aligned} p_1 - p_0 &= -\frac{1}{w_n} \ln \left( \frac{V_{n_1}}{V - V \cdot m^{омк}} \right) \\ p_1 - p_0 &= -\frac{1}{w_n} \ln \left( \frac{V_{n_1}}{V \cdot m^{омк} \cdot n_n + \frac{J^n}{\rho_{n-n} e^{-w_n(p_n - p_0)}}} \right) \\ p_1 - p_0 &= -\frac{1}{w_e} \ln \left( \frac{V_{e_1}}{V \cdot m^{омк} \cdot n_e + \frac{J^e}{\rho_{n-e} e^{-w_e(p_n - p_0)}}} \right) \end{aligned} \right. \quad (4.203)$$

Подразумевая, что  $V = V \cdot m^{омк} \cdot n_e + V \cdot m^{омк} \cdot n_n + V_{n_1}$  заменим

$$V_{n_1} = V - V_{e_1} - V_{n_1}, \quad (4.204)$$

тогда

$$\left\{ \begin{array}{l} p_1 - p_0 = -\frac{1}{w_n} \ln \left( \frac{V_{n_1}}{V - V \cdot m^{омк}} \right) \\ p_1 - p_0 = -\frac{1}{w_h} \ln \left( \frac{V - V_{e_1} - V_{n_1}}{V \cdot m^{омк} \cdot H_h + \frac{J^h}{\rho_{h-h} e^{-w_h(p_h - p_0)}}} \right) \\ p_1 - p_0 = -\frac{1}{w_e} \ln \left( \frac{V_{e_1}}{V \cdot m^{омк} \cdot H_e + \frac{J^e}{\rho_{h-e} e^{-w_e(p_h - p_0)}}} \right) \end{array} \right. \quad (4.205)$$

Упростив данную систему до двух уравнений относительно объема породы и объема воды, получим

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{1}{w_n} \ln \left( \frac{V_{n_1}}{V - V \cdot m^{омк}} \right) = \frac{1}{w_h} \ln \left( \frac{V - V_{e_1} - V_{n_1}}{V \cdot m^{омк} \cdot H_h + \frac{J^h}{\rho_{h-h} e^{-w_h(p_h - p_0)}}} \right) \\ \frac{1}{w_n} \ln \left( \frac{V_{n_1}}{V - V \cdot m^{омк}} \right) = \frac{1}{w_e} \ln \left( \frac{V_{e_1}}{V \cdot m^{омк} \cdot H_e + \frac{J^e}{\rho_{h-e} e^{-w_e(p_h - p_0)}}} \right) \end{array} \right. \quad (4.206)$$

Решив (4.206) относительно неизвестных методом Ньютона аналогично (4.200), получим искомые объемы породы и компонентов, откуда нетрудно определить текущее давление и открытую пористость.

Как видно в моделях 1–3 объем породы до притока/оттока равен разности объема ячейки  $V$  и суммы объемов занимаемых компонентами ТС, а объем ячейки считается постоянным и независимым от притока/оттока масс компонентов и давления. Объем порового пространства складывается из объемов, занимаемых компонентами, причем будем полагать, что каждый компонент насыщает различные поровые каналы, при этом, не смешиваясь между собой.

Таким образом, объем закрытых поровых каналов включается в объем породы  $V_n$ , а сжимаемость породы должна учитывать сжимаемость флюидов, заключенных в закрытых поровых каналах совместно со сжимаемостью самой породы.

Объемы, занимаемые компонентами в ячейке до притока масс, можно найти исходя из текущих насыщенных  $H_{\phi}^0$  и открытой пористости  $m_{\phi}^{омк0}$

$$V_{\phi_0} = V \cdot H_{\phi}^0 \cdot m^{омк0}. \quad (4.207)$$

Объем породы до притока/оттока будет

$$V_{n_0} = V(1 - m^{омк0}), \quad (4.208)$$

а после притока

$$V_{n_1} = V(1 - m^{омк1}) \Rightarrow m^{омк1} = \frac{V - V_{n_1}}{V}$$

Для определения общего объема открытых поровых каналов будем использовать формулу

$$V_c = \sum_{k=1}^N V_k = V \cdot m^{омк}, \quad (4.209)$$

где  $k$  – компонент ТС;

$N$  – количество компонентов.

Новыми значениями масс, компонентов в ячейке будут

$$M_1^{\phi} = M_0^{\phi} + J^{\phi}. \quad (4.210)$$

Новые значения насыщенных получим из соотношения относительно новых масс компонентов

$$H_{n_1}^h = \frac{M_1^h}{M_1^h + M_1^g}, \quad (4.211)$$

$$H_{n_1}^g = \frac{M_1^g}{M_1^h + M_1^g}. \quad (4.212)$$

Необходимость в нахождении насыщенных согласно отношению масс продиктована необходимостью в соблюдении точности материального баланса, которая может быть существенно ухудшена, если вместо (4.211–4.212) брать объемные соотношения, так как численное решение при больших  $V$  и  $t$  может оказаться неудовлетворительным, хотя и будет более быстрым с точки зрения скорости расчетов на ЭВМ.

Новым давлением в ячейке будет давление  $p_1$  из решения (4.191), (4.199) или (4.205).

В заключение стоит отметить, что описанное решение задач энергетического влияния элемента пласта и деформации порового пространства отражает ячейки прямоугольной формы, а точность решения будет тем больше, чем меньше соотношение  $\frac{\Delta t}{V}$ .

Далее под изменением давления в ячейке –  $\Delta p_i$  в зависимости от величины притока или оттока компонентов –  $J_i^g, J_i^h$ , текущего давления –  $p_i^0$

(до притока/оттока), текущих масс компонентов  $M_i^g, M_i^h$  в ячейке  $i$  будем понимать замыкающие отношения в виде функций

$$p_i - p_i^0 = \Delta p_i = \lambda_i [J_i^g, J_i^h, M_i^g, M_i^h, p_i^0]. \quad (4.213)$$

Данные функции могут быть получены расчетным путем для каждой ячейки  $i$ , посредством вычета из полученного согласно (4.191, 4.199 или 4.205) давления в ячейке  $p_i$  величины  $p_i^0$ .

Изменение открытой пористости в ячейке  $\Delta m_i^{omk}$  в зависимости от величины притока или оттока компонентов –  $J_i^g, J_i^h$ , текущего давления –  $p_i^0$ , текущих масс компонентов  $M_i^g, M_i^h$  в ячейке  $i$  и текущей открытой пористости  $m_i^{omk0}$  будем описывать замыкающими отношениями в виде функций

$$m_i^{omk} - m_i^{omk0} = \Delta m_i^{omk} = \nu m_i [J_i^g, J_i^h, M_i^g, M_i^h, p_i^0, m_i^{omk0}].$$

Данные функции определяются расчетным путем, посредством вычета из полученной величины  $m_i^{omk1}$  согласно (4.209) величины открытой пористости –  $m_i^{omk0}$  до притока/оттока.

Наиболее интересным фактором моделирования элементов пласта является процесс гидравлического разрыва, который может возникать при тех или иных условиях фильтрации и распределения ФЕС в ГПП. Так как в рассматриваемой модели ГПП, необходим учет процессов неустановившегося течения с учетом изменения проницаемостей и насыщенностей во времени и в зависимости от потокораспределения между элементами пласта, то необходимо учесть не только факторы деформации породы и порового пространства, но факторы дискретного изменения фильтрационных свойств в ячейках в зависимости от текущего распределения гидравлических параметров.

Для учета дискретного изменения гидравлического сопротивления ячеек будем использовать коэффициент  $z_i^{Si}$  для коррекции замыкающих отношений  $\zeta_i^{\Phi, Si}(\Delta p)$ , который будет отражать изменение проводимости ячейки в различных направлениях в зависимости от градиентов давления по осям  $S \in [X, Y, Z]$ . Таким образом, функциями замыкающих отношений  $\zeta_i^{\Phi, Si}(\Delta p)$  с учетом дискретного изменения проводимости будут  $\xi_i^{\Phi, Si}(\Delta p) = z_i^{Si} \cdot \zeta_i^{\Phi, Si}(\Delta p)$ . Необходимость в такого рода коррекции замыкающих отношений  $\zeta_i^{\Phi, Si}(\Delta p)$ , соответствующих фильтрации при равномерном распределении ФЕС по объему ячеек, обусловлена факторами формирования техногенных трещин при заводнении. На многих месторождениях Западной Сибири системы ППД вводятся в эксплуатацию с большим (до 10 лет) опозданием, вследствие чего для компенсации падения давления и отбора жидкости приходится нагнетать воду под большим давлением нагне-

тания (38–57 МПа), которое создает условия для спонтанного гидроразрыва [167, 261].

По мнению автора и многих ученых, проблема постепенного формирования трещин и каналов высокой проводимости в направлении от нагнетательных скважин к добывающим, связана с высоким давлением нагнетания, которое приходится создавать для компенсации отбора в нагнетательных скважинах, количество которых существенно меньше добывающих. Вследствие высоких давлений в элементах пласта, входящих в зоны воздействия нагнетательных скважин, формируются существенные градиенты давлений, предполагающие нагрузку на породы, слагающие пласт в данных зонах. В связи с этим, макроэлементы пласта разрушаются именно из-за высоких перепадов давления между условными поверхностями, геологически отделяющими отдельные части пласта (например, прожилки иных пород, тектонические нарушения, барьеры давления и т.п.). Дополнительным фактором формирования трещин в зонах нагнетания также является запоздалый запуск закачки, вследствие чего пластовое давление может быть сильно снижено, что обуславливает тенденцию в направлении трещин от нагнетательных скважин к добывающим.

В технике известно, что гидравлически разгруженный образец материала не может быть разрушен даже высоким давлением, если давление, оказываемое на его поверхности, одинаково и распространяется на все точки его объема. Однако если сбросить давление на одной из поверхностей, то вследствие неравномерного распределения напряженности в материале, может возникнуть разрушение образца трещиной от части с высоким давлением в части с низким давлением. При равномерном распределении прочности материала по его объему, направление трещины будет соответствовать кратчайшему пути от точки наивысшего давления в точку наименьшего давления. Причем в зависимости от свойств материала, потенциальная скорость распространения трещины предопределяет тенденцию к формированию сети трещин аналогично принципам потокораспределения: трещина, как и поток ТС идет по пути наименьшего сопротивления.

Далее процесс формирования трещин будем описывать согласно гипотезе о том, что при равномерном распределении напряженностей скелета и прочностных свойств пласта, обусловленных условиями его залегания, направление разрыва определяется наибольшим градиентом пластового давления, превышающим критический градиент разрыва.

Таким образом, для элемента пласта произвольной формы, с равномерным распределением прочностных свойств, направление распространения трещины определяется прямой от точки с наивысшим давлением к точке с наименьшим давлением, т.е. вектор максимального градиента давления (при одинаковых длинах). При этом плоскость трещины определяется вторым вектором равным меньшему градиенту давления, а раскрытие

трещины будет происходить в направлении вектора перпендикулярного предыдущим при условии превышения давления внутри трещины над давлением по обе стороны от трещины настолько, чтобы деформировать породу. На рис. 4.97 показан пример модели распространения трещины в ячейке.

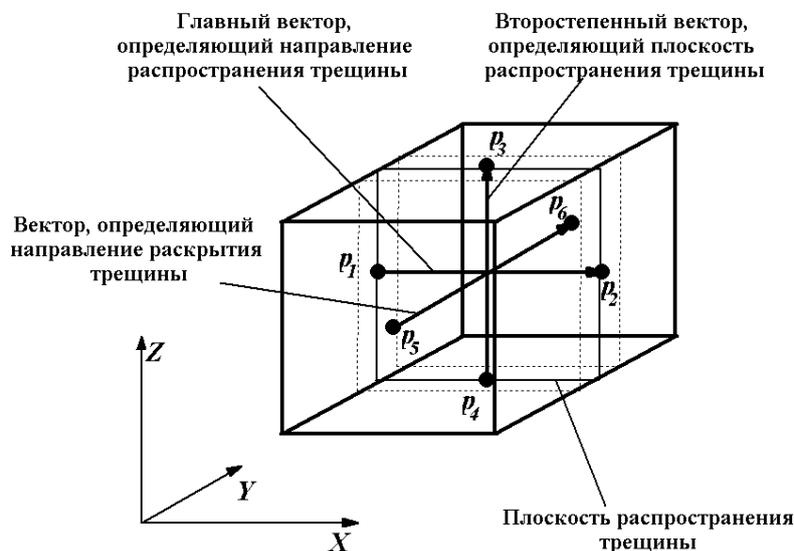


Рис. 4.97. Модель характера распространения трещины в элементе пласта с равными длинами сторон

Как видно из рис. 4.96 наибольшим градиентом давления будет  $p_1 - p_2 > \Delta p_r$  причем  $p_1 > p_2$ , что предопределяет главный вектор распространения трещины. Вторым вектором, формирующим плоскость трещины является градиент давления  $p_4 - p_3 > \Delta p_r$  и наконец вектором определяющим раскрытие трещины является третий вектор-градиент  $p_5 - p_6 > \Delta p_r$ . Причем можно предположить, что формирование трещины происходит дискретно: сначала формируется практически одномерная трещина вдоль главного вектора, затем вследствие перераспределения давлений происходит распространение трещины в плоскости согласно второму вектору, а потом раскрытие трещины согласно третьему вектору. Так же следует полагать, что если распределение давлений на этих стадиях формирования трещины равномерно, то форма трещины будет в виде прямоугольно параллелепипеда, если форма элемента пласта такая же. Однако природные условия фильтрации ТС при формировании трещины предопределяют распределение давлений  $p_m$  внутри трещины неравномерным: давление от начала трещины снижается к ее концам, поэтому степень раскрытия трещины в различных направлениях будет зависеть от градиентов давления между давлением внутри трещины и окружающей ее породы –  $(p_m - p)$ . Т.е. дальнейшее раскрытие трещины невозможно, если  $(p_m - p) < \Delta p_r$ , где  $\Delta p_r$  – перепад давления необходимого для гидравлического разрыва.

Таким образом, форма природной трещины будет скорее соответствовать форме на рис. 4.98.

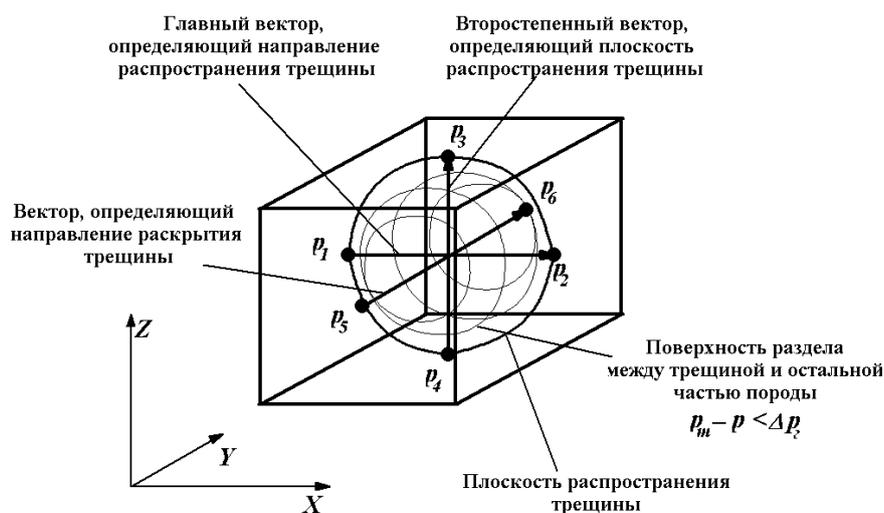


Рис. 4.98. Форма трещины близкая к природной

Вследствие формирования на гранях элемента пласта различных давлений, распространение трещины может происходить в трех основных плоскостях, при условии равномерного распределения давления на каждой грани. Однако возможно также формирование трещин в иных плоскостях, например, по плоскости вектора от точки 3 к точке 5 и вектора от точки 5 к точке 1 при соответствующем распределении давлений на гранях. Так же возможно формирование «полутрещин» и «четвертьтрещин»: от центра к периферии и наоборот.

Учитывая хотя и конечные, но малые размеры ячеек (например, 0,5×0,5×0,5 м) при моделировании трещинообразования будем полагать, что все трещины ячейке будут иметь прямоугольную форму. Также будем иметь ввиду, что возможен обратный процесс: смыкание трещины при условии, когда давление внутри трещины будет меньше давления в окружающей породе, т.е. давление в центре ячейки меньше давлений на гранях по оси перпендикулярной плоскости трещины.

Сформулируем основные положения моделирования трещинообразования в некотором элементе породы – ячейке прямоугольной формы согласно высказанной гипотезе. Примем ряд допущений: 1 – возможно формирование только вертикальных трещин в направлении двух перпендикулярных плоскостей – XZ, YZ; 2 – трещины могут формироваться от центра ячейки к одной из ее граней (полутрещины), при выполнении условия для ее формирования вдоль оси S (S=X или S=Y) (см. рис.4.100–4.101)

$$gp_i^{(S-e)} = 2 \frac{|p_i - p_{S-e}|}{L_S} > gp_c^{(S)} \quad (4.214)$$

и противоположном направлении

$$gp_i^{(S-b)} = 2 \frac{|p_i - p_{S-b}|}{L_S} > gp_z^{(S)}, \quad (4.215)$$

где  $gp_i^{(S-e)}$ ,  $gp_i^{(S-b)}$  – текущие модули градиентов давления между давлением центра ячейки  $i$  и давлениями на ее гранях ( $e$  – вдоль оси,  $b$  – против оси), находящихся по направлению и против оси  $S$ ,  $gp_z^{(S)} \approx 2 \frac{|\Delta p_z|}{L_S}$  – предельный градиент разрыва ( $L_S$  – линейный размер ячейки по оси  $S$ ).

Описание предельного градиента, выше которого происходит разрыв в направлении какой-либо оси  $S$  необходимо, так как прочностные свойства породы могут быть неодинаковыми в различных направлениях. Величина  $gp_z^{(S)}$  будет зависеть, как от прочностных свойств породы, так и от напряженностей сформированных литологическими условиями. Далее употребляя  $gp_z$  будем полагать градиент разрыва относящийся к соответствующему направлению. Будем считать  $gp_z$  известным для всех направлений и ячеек модели ГПП.

В зависимости от текущих давлений на гранях ячейки  $p_{Xe}$ ,  $p_{Xb}$ ,  $p_{Ye}$ ,  $p_{Yb}$  и выполнения условий (4.217–4.218) в ячейке могут быть образованы трещины в нескольких комбинациях (см. рис. 4.101), т.е. совместные трещины. Как видно из схем на рис. 4.101 в модели формирования трещин предполагается возможность одновременного формирования трещин из центра ячейки к периферии – схема 5–15. При моделировании трещин возможно использования условий (4.217–4.218) в двух вариантах: 1 – разрыв происходит во всех направлениях, где выполняются данные условия; 2 – разрыв происходит в направлении максимального из всех градиентов давления, соответствующих данным условиям.

Раскрытость трещины будем описывать толщиной в зависимости от текущего перепада давления –  $\Delta p_{S_1}$  согласно некоторой функции  $H(\Delta p_{S_1}, A_1, D, A_0)$ , где  $D$  – коэффициент раскрытия трещины, зависящий от характера деформации ячейки и размеров ячейки, 1/Па;  $A_0$  – минимальная толщина трещины, при смыкании, образующаяся вследствие остаточной деформации, м;  $A_1$  – коэффициент раскрытия трещины, зависящий от упругости породы ячейки, м/д.е.;  $\Delta p_{S_1}$  – перепад давления между давлением в центре ячейки и средним давлением на гранях, противоположных по оси  $S_1$ :  $\Delta p_{S_1} = p_i - \frac{p_{S_1-e} + p_{S_1-b}}{2}$ , причем  $S_1 \perp S$  (т.е.  $S_1$  перпендикулярна направлению трещины).

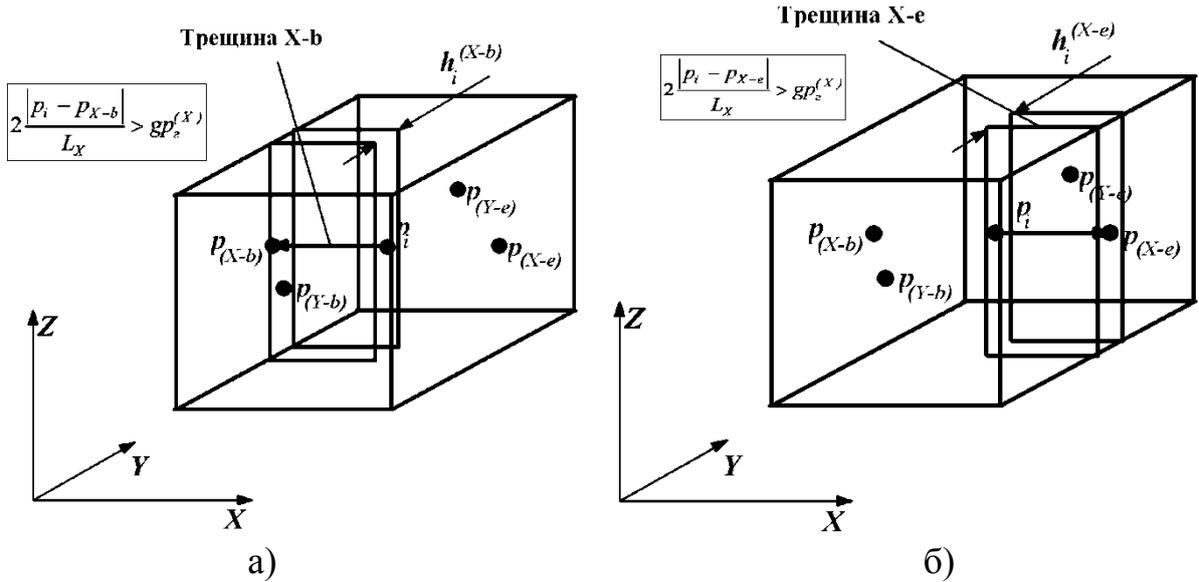


Рис. 4.99. Возможные вариации образования полутрещин в ячейке: *a* – полутрещина от центра до грани *b* вдоль оси *X*; *б* – полутрещина от центра до грани *e* вдоль оси *X*

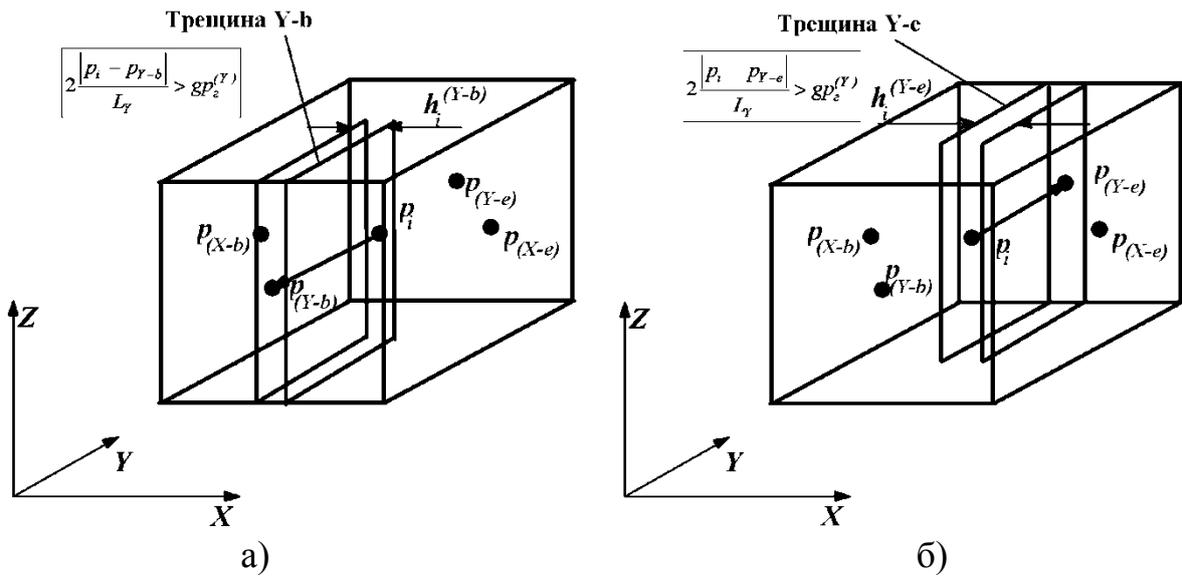


Рис. 4.100. Возможные вариации образования полутрещин в ячейке: *a* – полутрещина от центра до грани *b* вдоль оси *Y*; *б* – полутрещина от центра до грани *e* вдоль оси *Y*

В качестве функции  $H(\Delta p_{S_1}, A_1, D, A_0)$  можно использовать зависимость для каждого пласта, входящего в модель:

при  $\Delta p_{S_1} > 0$

$$h_{S-U} = H(\Delta p_{S_1}, A_1, D, A_0) = A_1 \ln(\Delta p_{S_1} \cdot D + 1) + A_0, \quad (4.216)$$

а при  $\Delta p_{S_1} < 0$

$$h_{S-U} = H(\Delta p_{S_1}, A_1, D, A_0) = A_0 \text{ (смыкание).}$$

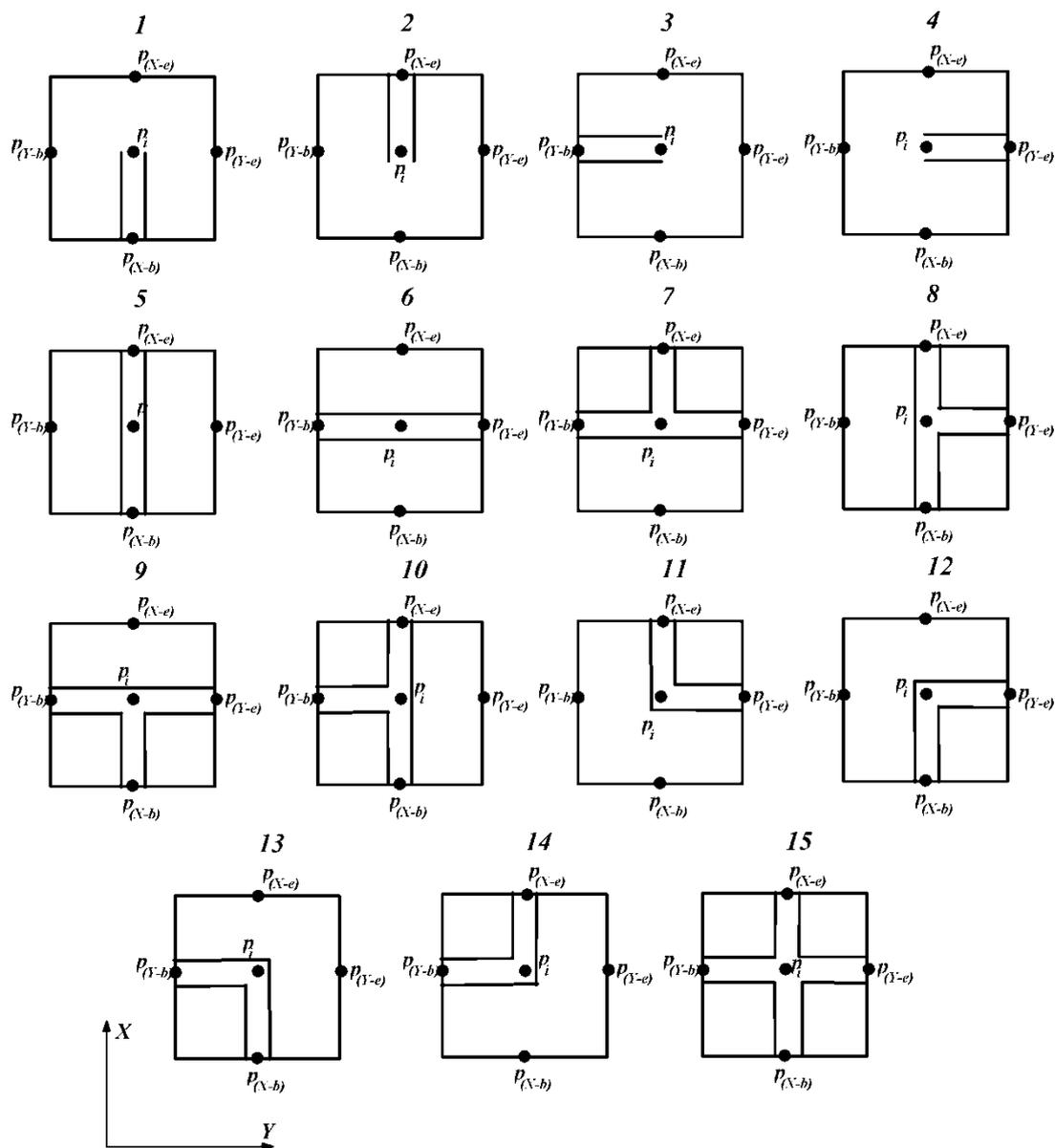


Рис. 4.101. Возможные комбинации полутрещин в ячейке при совместном выполнении условий (4.217) и (4.218)

Вследствие возникновения в ячейке трещин в различных направлениях, сопротивление фильтрации каждого компонента также изменится. Т.е. при возникновении в ячейке  $i$  трещины толщиной  $h_{iS-U}$  в направлении оси  $S_k$  грани  $U$ , сопротивление фильтрации компонента  $\Phi$  через ячейку от центра до этой грани изменится в соответствии с параллельным соединением проводников – поровой части и сопротивления трещины. Причем для нахождения сопротивления трещины, следует учитывать направление рассматриваемой фильтрации, так как в зависимости от направления (например, от центра влево или вправо, вверх или вниз) сопротивление трещины будет рассчитываться по-разному.

Например, для притока/оттока из центра ячейки к грани  $b$  по оси  $X$

$$R_{i_{mp}}^{(X-b,\Phi)} = \mu_{\Phi}(p_i) \frac{1}{2} \frac{L_X}{\bar{k}_{\Phi i} \cdot k_{mp} h_{iX-b} L_Z}, \quad (4.217)$$

где  $k_{mp}$  – абсолютная проницаемость трещины.

Сопротивление фильтрации трещины, для грани  $b$  аналогично (4.220), а по оси  $Y$  грани  $b$

$$R_{i_{mp}}^{(Y-b,\Phi)} = \mu_{\Phi}(p_i) \frac{1}{2} \frac{L_Y}{\bar{k}_{\Phi i} \cdot k_{mp} h_{iY-b} L_Z}. \quad (4.218)$$

Проницаемость трещин будем считать одинаковой во всех направлениях. При наличии таких вертикальных трещин также изменится сопротивление фильтрации по оси  $Z$ , при этом сопротивление трещины будет складываться исходя из параллельного течения во всех (максимум четыре) полутрещинах по вертикали

$$\frac{1}{R_{i_{mp}}^{(Z,\Phi)}} = \frac{1}{R_{i_{mp}}^{(Z,X-b,\Phi)}} + \frac{1}{R_{i_{mp}}^{(Z,X-e,\Phi)}} + \frac{1}{R_{i_{mp}}^{(Z,Y-b,\Phi)}} + \frac{1}{R_{i_{mp}}^{(Z,Y-e,\Phi)}}, \quad (4.219)$$

где

$$\begin{aligned} R_{i_{mp}}^{(Z,X-b,\Phi)} &= \mu_{\Phi}(p_i) \frac{1}{2} \frac{L_Z}{\bar{k}_{\Phi i} \cdot k_{mp} h_{iX-b} L_Y / 2}, \\ R_{i_{mp}}^{(Z,X-e,\Phi)} &= \mu_{\Phi}(p_i) \frac{1}{2} \frac{L_Z}{\bar{k}_{\Phi i} \cdot k_{mp} h_{iX-e} L_Y / 2}, \\ R_{i_{mp}}^{(Z,Y-b,\Phi)} &= \mu_{\Phi}(p_i) \frac{1}{2} \frac{L_Z}{\bar{k}_{\Phi i} \cdot k_{mp} h_{iY-b} L_X / 2}, \\ R_{i_{mp}}^{(Z,Y-e,\Phi)} &= \mu_{\Phi}(p_i) \frac{1}{2} \frac{L_Z}{\bar{k}_{\Phi i} \cdot k_{mp} h_{iY-e} L_X / 2}. \end{aligned} \quad (4.220)$$

Получив сопротивления трещин по направлениям, для нахождения общего сопротивления фильтрации в ячейке  $i$  вместо (4.167), согласно параллельному соединению получим сопротивление для каждого направления

$$R_i^{(S-U,\Phi)} = \frac{R_{i_{mp}}^{(S-U,\Phi)} \cdot \frac{1}{2} R_i^{(S,\Phi)}}{R_{i_{mp}}^{(S-U,\Phi)} + \frac{1}{2} R_i^{(S,\Phi)}}, \quad (4.221)$$

где  $R_i^{(S,\Phi)}$  – сопротивления, полученные согласно (4.167). Наличие множителя  $1/2$  обусловлено тем, что сопротивление рассчитанное из (4.169) соответствует сопротивлению на полный размер ячейки.

После нахождения сопротивлений ячейки из (4.224) для совместной фильтрации компонента  $\Phi$  по трещинам и поровому пространству, дальнейший расчет, начиная с (4.169) предполагает замену в формулах при расчете функций  $s_i^{\Phi, Si}(\Delta p)$ : замену сопротивлений полученных из (4.169), сопротивлениями, полученными из (4.224).

Далее функции замыкающих отношений, совместно учитывающие модели трещин и нарушение закона Дарси будем обозначать  $\xi_i^{\Phi, SiU}(\Delta p)$ , функции которых описывают взаимосвязь между массовым расходом компонента  $\Phi$  и перепадом давления между давлением в центре ячейки и давлением на грани  $U$  вдоль оси  $S$ . Вследствие изменения условий (4.217–4.219) вид данных функций при возникновении трещин будет изменяться дискретно. Коэффициент изменения проводимости ячейки  $i$  в направлении оси  $S$  будет равен отношению зависимости массового расхода компонента с учетом образования трещины (4.217–4.224) к той же зависимости, но без учета образования трещин при текущем  $\Delta p$ :  $z_i^{Si} = \frac{\xi_i^{\Phi, Si}(\Delta p)}{\zeta_i^{\Phi, Si}(\Delta p)}$ .

В заключение следует отметить, что для моделирования процессов трещинообразования необходимо проведение экспериментов на образцах керна для получения более точных зависимостей (4.219). В шестой главе будет показано, что приведенный выше подход к моделированию трещинообразования теоретически доказывает факты постепенного (длительного в зависимости от расстояний между скважинами) формирования сети макротрещин в ГПП от нагнетательных скважин к добывающим. Действительно, трещины при прочих равных будут распространяться от зон с высоким давлением в зоны с низким давлением, однако, когда речь идет о больших расстояниях, то заранее нельзя сказать, сколько времени необходимо для формирования такой трещины, так как изначальное направление трещинообразования не будет зависеть от давления в удаленных зонах и, поэтому трещина от нагнетательной скважины может направиться в противоположную сторону. Так как дальнейшая передача давления будет происходить намного более интенсивно по трещине с большой гидропроводностью, то ориентации трещины, скорее всего не будет связана с работой удаленных добывающих скважин. Что же касается реальных условий эксплуатации систем заводнения, то вследствие того, что расстояния между нагнетательными и добывающими скважинами могут быть относительно невелики, направления трещин будут избирательными согласно распределению пластового давления. Причем, по образовавшейся в ПЗП нагнетательной скважины даже короткой трещине, давление будет передаваться достаточно быстро и без больших потерь, что обуславливает ее дальнейшее распространение. Показанный выше подход к моделированию и гипотеза о формировании трещин носит более показательный характер, нежели дает количественную оценку данному явлению. Однако при эмпирически правильно подобранной зависимости (4.219) данная модель трещинообразования в ЗВС систем ППД может оказаться эффективной.

#### 4.6. Геологическая модель – источник исходных данных для модели ГПП

Отправной точкой к адаптации универсальных гидродинамических моделей месторождений к ГПП, служит построение их геологических моделей, которые описывают распределение свойств пластовой системы необходимые в качестве исходных данных для модели ГПП. Такими свойствами в основном являются:

- абсолютные проницаемости пород коллекторов по направлениям  $X$ ,  $Y$  и  $Z$ ;
- нефти, воды и газонасыщенности;
- начальные или текущие пластовые давления;
- коэффициенты открытой пористости;
- коэффициенты песчаности или отношения эффективной толщины к полной толщине пластов;
- абсолютные отметки кровли и подошвы пластов.

Полноценная геологическая модель подразумевает описание геолого-физических свойств пластов, объединенных ГПП в системе трех координат  $X$ ,  $Y$  и  $Z$ . Таким образом, геологическая модель фактически систематизирует обработанные данные геофизических и гидродинамических исследований, посредством восстановления геометрии геологических объектов и распределения по их объему фильтрационно-емкостных, а также ряд других физических свойств, необходимых для формирования замыкающих отношений и начальных условий моделей элементов пласта.

В настоящее время существует множество методик построения геологических моделей на основании интерпретированных данных ГДИ и ГИС (геофизических исследований), однако все они основаны на численных методах интерполяции и аппроксимации.

**Интерполяция** в математике – это отыскание промежуточных значений величины по некоторым известным её значениям. Например, отыскание значений функции  $f(x)$  в точках  $x$ , лежащих между точками (узлами интерполирования)  $x_0 < x_1 < \dots < x_n$ , по известным значениям  $y_i = f(x_i)$  (где  $i = 0, 1, \dots, n$ ). В случае если  $x$  лежит вне интервала, заключённого между  $x_0$  и  $x_n$ , аналогичная задача называется задачей экстраполяции. При простейшей линейной интерполяции значение  $f(x)$  в точке  $x$ , удовлетворяющей неравенствам  $x_0 < x < x_1$ , принимают равным значению

$$y = \frac{x - x_0}{x_1 - x_0} [f(x_1) - f(x_0)] + f(x_0) \quad (4.222)$$

линейной функции, совпадающей с  $f(x)$  в точках  $x = x_0$  и  $x = x_1$ . Задача интерполяции со строго математической точки зрения является неопределённой: если про функцию  $f(x)$  ничего неизвестно, кроме её значений в точках  $x_0, x_1, \dots, x_n$ , то её значение в точке  $x$ , отличной от всех этих точек, остаётся **совершенно произвольным**. Задача интерполяции приобретает опреде-

лѐнный смысл, если функция  $f(x)$  и её производные подчинены некоторым неравенствам

$$|f(x) - y| \leq \frac{M}{2}(x - x_0)(x - x_1) \quad (4.223)$$

Более сложные интерполяционные формулы имеет смысл применять лишь в том случае, если есть уверенность в достаточной «гладкости» функции, т.е. в том, что она обладает достаточным числом не слишком быстро возрастающих производных.

Кроме вычисления значений функций, интерполяция имеет и другие многочисленные приложения (например, при приближённом интегрировании, приближённом решении уравнений, в статистике при сглаживании рядов распределения с целью устранения случайных искажений).

Таким образом, задача интерполяции сводится к нахождению коэффициентов заданной (которой определяется метод) функции таким образом, чтобы кривая или поверхность проходила через заданные точки [147].

При выборе того, или иного метода возникает ряд проблем, связанных с адекватностью выбора метода, с помощью которого возможно получить наиболее достоверную геологическую модель. Суть проблемы состоит в том, что тот или иной вид функции может частично повторять природную суть отражаемого (в модели) объекта или не повторять ее совсем. Однако правильность выбора функции (метода интерполяции) можно проверить только при получении дополнительных данных.

В дальнейшем под геологической моделью (будь то, геометрия пласта или распределение фильтрационно-емкостных свойств) будем подразумевать функцию  $P=f(x,y)$  связывающую параметр  $P$  и координаты  $x$  и  $y$ , где  $P$  – может быть абсолютной отметкой (если восстанавливается геометрия) или, например, проницаемостью (если восстанавливается распределение проницаемости по простиранию пласта в плоскости  $X-Y$ ).

На данный момент развития методологии интерполяции, аппроксимации и экстраполяции существует также проблема представления и хранения информации, описывающей взаимосвязь между значениями функции и ее аргументов.

Существует два основных способа представления функций:

1. аналитическое представление;
2. сеточное представление («табулированные» функции).

Аналитическое представление функции имеет преимущество по сравнению с сеточным представлением: компактность хранения и точность воспроизведения (отражения) значений функции в зависимости от значений аргументов. Такой способ представления функции используется повсеместно во всех теориях для описания различных моделей поведения природных объектов. Однако для отражения форм природных объектов в настоящее время, данный способ представления функции применить не возможно, ввиду отсутствия возможности описания одной (пусть даже

сложной) формулой такую взаимосвязь. Все равно, что описать форму человека в виде формулы.

В связи с этим, для представления геологических моделей используется второй способ: сеточное представление функции.

Суть данного способа состоит в хранении значений функции в точках равномерно распределенных по областям определения аргументов.

Сеточное представление функций является универсальным, однако имеет ряд недостатков.

1. Необходим большой объем информации для хранения данных, причем тем больший, чем больше требуемая точность. Наиболее часто используемой сеткой для интерполяции поверхностей кровли и подошвы пластов, является сетка  $100 \times 100 - 300 \times 300$ . Использование более плотной сетки является информационно емким: для сетки  $500 \times 500$ , объем информации составляет  $500 \times 500 \times 3$  значения  $\times 8$  байт/значение и равно 6000000 Байт на хранение поверхности кровли или подошвы. Допустим ГПП состоит из 5 пластов. Для построения геологической модели по каждому из пластов необходимо хранить и обрабатывать поверхности кровли, подошвы, распределения абсолютной проницаемости, пластового давления, открытой пористости, нефтенасыщенности, водонасыщенности, газонасыщенности и песчанности (7 величин геолого-физических свойств и 2 величины для координат кровли и подошвы). Для распределения фильтрационно-емкостных (ФЕС) свойств по объему пластов их распределение необходимо описать также по вертикали – отдельными поверхностями для каждого слоя. Допустим, количество слоев для каждого пласта составляет 10, тогда общее количество поверхностей будет

$$N_{нов} = (n_L \cdot n_\phi + 2)n_{пл},$$

где  $n_L$  – количество слоев для распределения ФЕС по объему;

$n_\phi$  – количество величин ФЕС;

$n_{пл}$  – количество пластов в ГПП.

Тогда объем информации необходимый для хранения и использования геологической модели будет определяться зависимостью

$$V_I = N_{нов} \cdot G_X \cdot G_Y \cdot 3 \cdot V_{value} = (n_L \cdot n_\phi + 2)n_{пл} \cdot G_X \cdot G_Y \cdot 3 \cdot V_{value}, \quad (4.224)$$

где  $V_I$  – объем информации, байт;

$G_X$  – количество точек сетки по  $X$ ;

$G_Y$  – количество точек сетки по  $Y$ ;

$V_{value}$  – количество байт для хранения одного числа, (4, 8 или 10).

Причем множитель 3 означает хранение трех координат, что необходимо для геологических моделей, пласты которых имеют разные границы области определения  $X$ – $Y$ . Если границы одинаковы, тогда сомножитель 3 можно исключить. Если  $G_X = G_Y = 500$ , то

$$V_l = (10 \cdot 7 + 2) \cdot 5 \cdot 500 \cdot 500 \cdot 3 \cdot 8 = 2160000000 \text{ Байт} = 2059.9 \text{ МБайт.}$$

Из приведенного расчета следует, что использование сетки  $500 \times 500$  практически невозможно, так как работа ЭВМ с таким объемом информации будет недопустимо медленной. Поэтому наиболее часто используемой сеткой является  $100 \times 100$ , а объем информации для нашего примера составляет

$$V_l = (10 \cdot 7 + 2) \cdot 5 \cdot 100 \cdot 100 \cdot 3 \cdot 8 = 86400000 = 82.39 \text{ МБайт.}$$

Такой объем информации вполне приемлем для обработки и хранения на ЭВМ широкого спектра. Однако расстояние между соседними значениями аргументов  $X$  и  $Y$  может достигать  $50\text{--}250$  м, что ведет к значительным погрешностям отражения поверхностей для пластов с большими перепадами интерполируемых параметров.

2. Невозможность точного прохождения поверхности или линии через заданные (исходные для интерполяции) точки во всех случаях, кроме совпадения дискретных (сеточных) значений аргументов с исходными значениями.

3. При использовании и/или отображении функции требуется равномерная линеаризация каждого участка  $x_i\text{--}x_{i+1}$ ,  $y_j\text{--}y_{j+1}$ , (приведение к плоскости, ограниченной парой треугольников), что не позволяет точно отразить форму поверхности в зонах с резкими перепадами интерполируемого параметра ( $P$ ).

Рассмотрим часто применяемые методы интерполяции.

В ходе исследования выявлено, что погрешность построения поверхности функции, на основе нелинейной интерполяции исходных данных, связана с двумя основными факторами:

- полученная поверхность проходит вблизи (не пересекает) исходных точек, а в ряде случаев, удалена от них на значительное расстояние.
- в сетке поверхности присутствуют необоснованные скачки значений функции, т.е. интерполируемого параметра –  $P$ .

Для оценки качества того или иного метода введем следующие параметры: среднее относительное отклонение ( $\lambda_{cp}^{отн}$ ), коэффициент неровности ( $k$ ), относительный коэффициент неровности ( $k_{отн}$ ).

В табл. 4.6 показаны результаты сравнительного анализа методов интерполяции для выбранных данных (табл. 4.5). Согласно полученным данным и визуальному анализу напрашиваются следующие виды погрешностей.

**Ошибка удаленности точек.** Выявлено, что во всех методах, за исключением методов построения с помощью триангуляции Делоне полученная поверхность не пересекает исходных точек.

Для того чтобы определить причины возникновения такой погрешности, рассмотрим подробнее процесс построения интерполяционной по-

верхности. Для наглядности изложения будем использовать систему двух координат, а методом построения – сплайн.

Таблица 4.5

**Исходные точки – координаты точек пересечения кровли пласта**

Y, м	X, м	Z=A O, м
0	0	-1500
1000	0	-1500
1000	1000	-1500
0	1000	-1500
500	500	-1300
300	300	-1200
700	500	-1350
100	200	-1600
900	900	-1400
400	700	-1300
350	660	-1350
210	450	-1360
950	350	-1400
770	570	-1370

Согласно цели интерполяции, как видно из рис. 4.102 – а, происходит соединение исходных точек некой плавной линией (например, сплайном). Полученная кривая точно проходит через исходные точки. Для сечеточного представления (хранения) область определения аргумента на оси  $X$  разбивается на равные интервалы (см. рис. 4.102 – б), а точки пересечения интерполирующей функции  $f(x)$  с вертикальными лучами, соединяются отрезками прямых линий. Таким образом, получается результирующая (конечная) сеточная функция –  $f_c(x)$ . Естественно, и как видно, из рис. 4.102 – б, она сильно отличается от результата интерполяции рис. 4.102 – а, и не проходит через исходные точки, так как выбранное значение  $G_x$  не удовлетворяет условию точности, однако, как отмечалось выше такое условие трудно выполнить из-за большого объема информации.

Единственный способ повышения точности результатов интерполяции состоит в уплотнении координатной сетки настолько насколько это возможно для выполнения условия требуемой точности, или же следует отказаться представления искомой интерполирующей функции в равномерной сетке: необходимо табулировать интерполирующую функцию в неравномерной сетке так, чтобы координаты исходных точек в плоскости  $X$ – $Y$  совпадали с координатами сетки.

Таблица №4.6

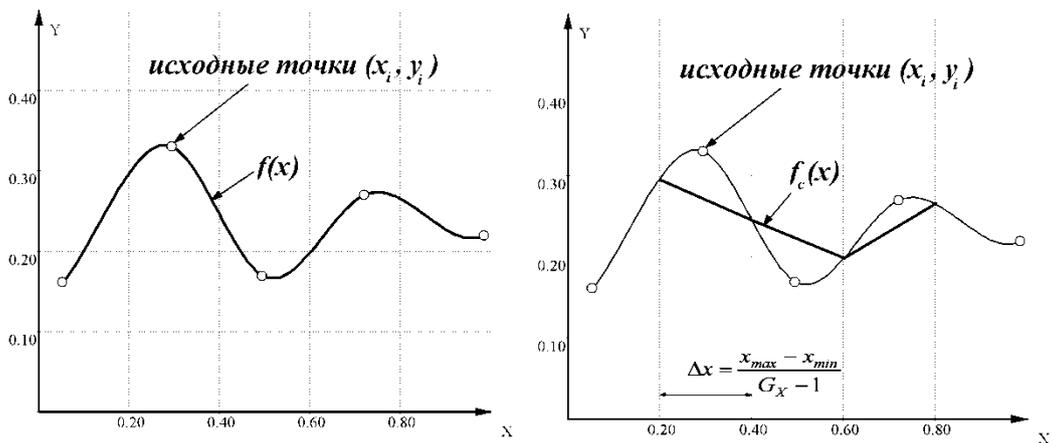
## Сравнительные показатели методов интерполяции

Название метода	Среднее относительное отклонение, $\bar{\lambda}_{cp}, \%$	Коэффициент неровности к плоскости, $k$ , д.е.	Относительный коэффициент неровности $k_{отн}$ , д.е.	Площадь полученной поверхности, $F_I$ , м <sup>2</sup>
Radial Basis (Surfer)	1,469	1,079	0,824	1079880
Inverse-Distance (Surfer)	0,0737	1,107	0,844	1107064
Krigging (Surfer)	5,357	1.111	0.848	1111388
Гептоид(HS)	0,5380	1,124	0.8574	1124068
Пентоид (HS)	0,4153	1.173	0.8947	1172923
С-ППС-w/o-cos (HS)	2,957	1,214	0,925	1212528
Линейная интерполяция (неравномерная сетка) (HS)	0	1,247	0.951	1246830
С-ППСА (HS)	1,182	1,293	0,986	1293002
MinimumCurvature (Surfer)	0,1725	1,321	1.01	1328920
ModifiedShepard (Surfer)	0,01842	1,539	1.17	1539337
Nearest Neighbor (Surfer)	0	1,613	1.23	1612756

При построении геологических моделей зачастую используется метод постепенного уплотнения сетки: в первом приближении выбирается сетка с малой плотностью  $G_x$ , затем, выбирая в качестве исходных точек предыдущую сеточную функцию –  $f_c(x)$  (рис. 4.102– в), увеличивают плотность сетки до  $G_{IX}$  и получают следующее приближение –  $f_1(x)$ , которое также переводят в сеточное представление –  $f_{1c}(x)$ . Данный способ, как видно из рис. 4.102–в, ведет к еще большим отклонениям от исходных точек.

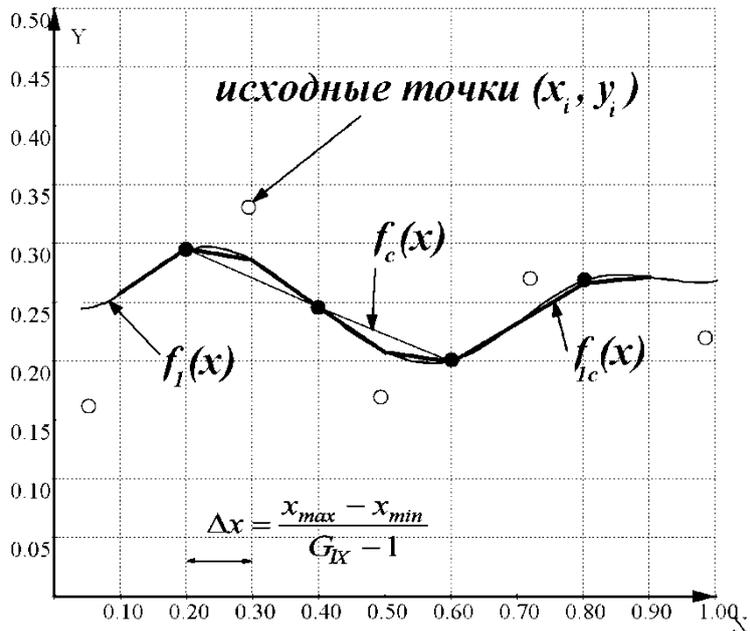
Данный способ связан с негативным фактором увеличения объема данных, необходимых для хранения поверхности и, соответственно, с невозможностью динамичного ее отображения с помощью имеющихся компьютерных средств: размер сетки по каждой оси будет равен количеству отличающихся координат исходных точек по этой оси. Например, если имеется в качестве исходных данных координаты точек вскрытия пластов по 1000 скважинам, то размеры неравномерной сетки будут в общем случае  $1000 \times 1000$ , что недопустимо для эффективного использования такой поверхности:

$$V_I = (10 \cdot 7 + 2) \cdot 5 \cdot 1000 \cdot 1000 \cdot 3 \cdot 8 \approx 8239 \text{ МБайт.}$$



а)

б)



в)

Рис. 4 102. Построение поверхности по сетке координат оси  $X$ : *a* – исходная интерполирующая кривая; *б* – переход к сеточному представлению; *в* – повторная интерполяция с уплотненной сеткой

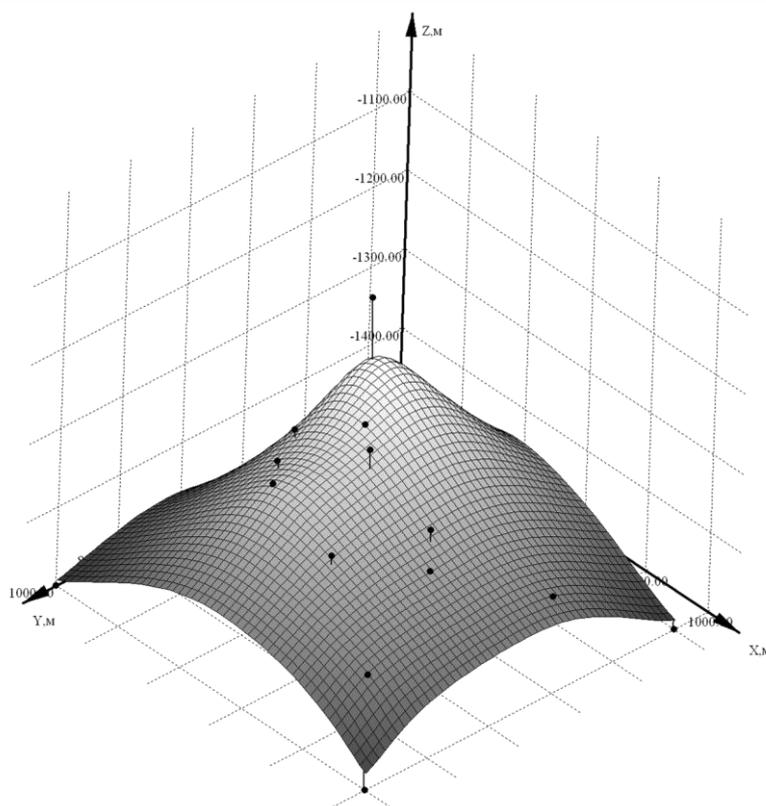


Рис. 4.103. Построение поверхности методом RadialBasis

Таким образом, при преобразовании  $f(x,y)$  в  $f_c(x,y)$  происходит неизбежная ошибка. Описываемая погрешность может быть также связана не только с сеточным представлением поверхностей, но и с особенностями самого метода интерполяции, т.е. поиска  $f(x,y)$ . Зачастую методы интерполяции подменяются методами аппроксимации, что для описания кровли или подошвы пластов неприемлемо.

Рассмотрим ряд примеров интерполяции точек поверхности кровли гипотетического пласта с сеткой  $50 \times 50$ . На рис. 4.103 показан пример часто возникающей погрешности интерполяции связанной с эффектом чрезмерного сглаживания, т.е. фактически результаты решения соответствуют аппроксимации, а не интерполяции. Исходные точки отмечены черными или белыми точками, а интерполирующая сеточная поверхность плоскостями, ограниченными линиями.

Другим негативным фактором интерполяции является чрезмерные отклонения от среднего значения функции.

**Чрезмерные биения экстремумов функции** связаны с большой «степенью свободы» интерполяционного метода, и соответствующей ему функции  $f(x,y)$  (например, полином  $n$ -й степени).

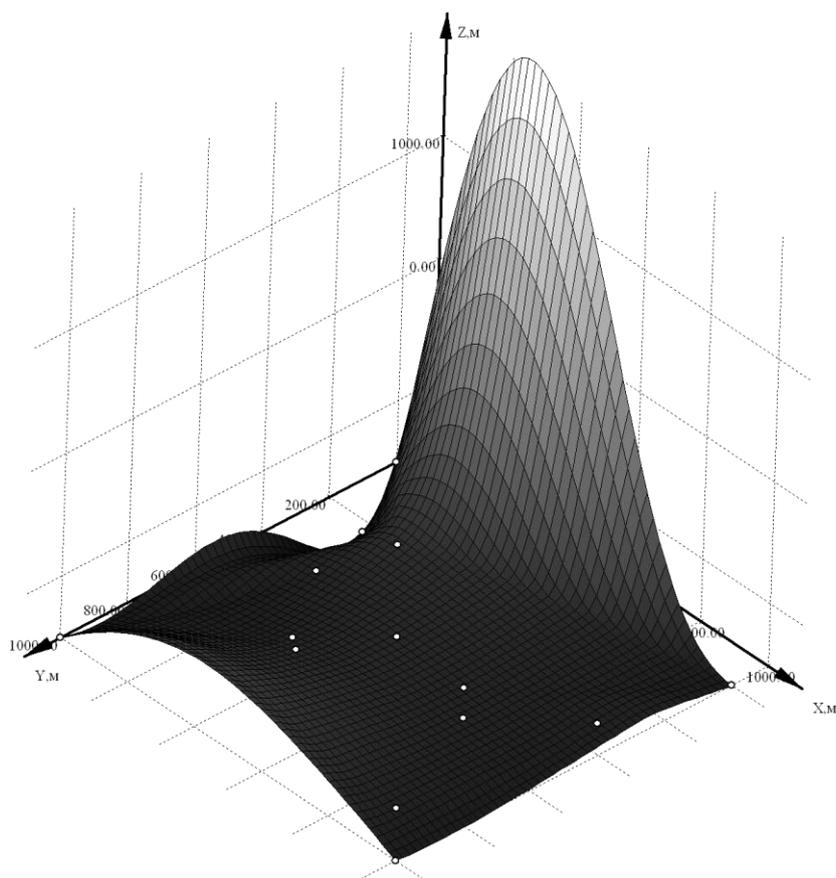


Рис. 4.104. Интерполирующая поверхность, построенная методом Акима

На рис. 4.104 представлена поверхность, построенная с помощью метода, разработанного японским ученым Акимой. В сетке поверхности наблюдаются многочисленные возвышенности и углубления, происхождение которых связано с применением полинома  $n$ -й степени в функции  $f(x,y)$  и соответственно с алгоритмом, лежащим в основе метода. Так же негативным фактором является большое отклонение экстремума поверхности:  $z_{max}=2419$  м. Положительным свойством данного метода является малое отклонение интерполирующей поверхности от исходных точек, которое связано только с недостатками сеточного представления.

В ходе анализа выявлено, что аналогичные результаты возникают во многих методах интерполяции. Проанализируем основные параметры, позволяющие сравнить качество рассматриваемых методов и алгоритмов.

Один из введенных показателей, по которому проводилось сравнение – среднее относительное отклонение ( $\bar{\lambda}_{cp}$ ) исходных точек от полученной поверхности по значениям функции.

Для расчета  $\bar{\lambda}_{cp}$  проведем через каждую из  $n$  исходных точек луч  $Sn$  (см. рис. 4.105) параллельный оси  $Z$ . Затем находим координаты точки  $s_t$ , лежащей на интерполирующей поверхности («В») в точке пересечения с лучом  $Sn$ . По известным координатам этой и исходной точки находится

длина отрезка  $ss_t$ , которая является искомым абсолютным отклонением  $-\lambda$ .  
 Затем вычисляется среднее отклонение  $\lambda_{\text{cp}}$ :

$$\lambda_{\text{cp}} = \frac{\sum \lambda_n}{n}. \quad (4.225)$$

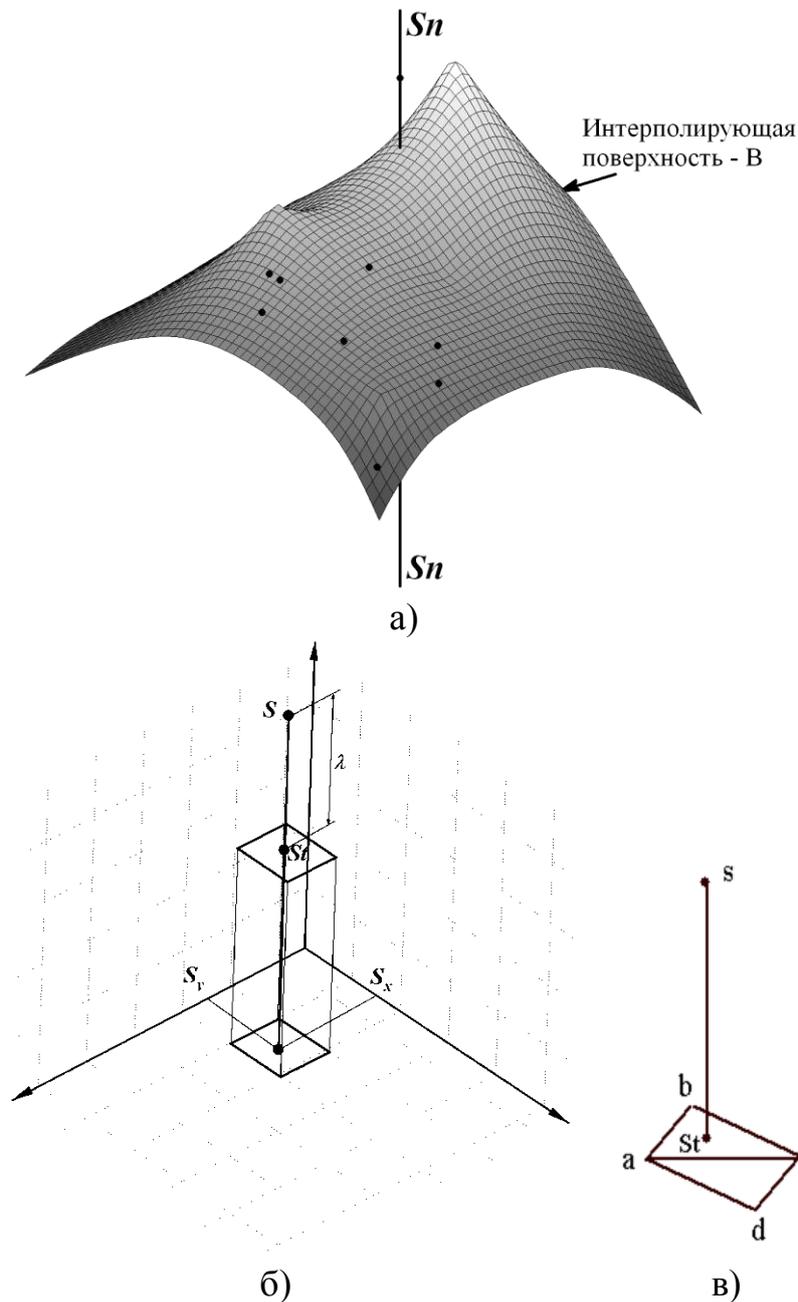


Рис. 4.105. Алгоритм определения среднего относительного отклонения  $\bar{\lambda}_{\text{н}\delta}$  исходных точек от полученной поверхности по значениям  $Z$

Недостающей для расчета величиной является значение координаты  $Z$  точки  $S_t$ . На первый взгляд можно предположить, что полученная поверхность «В» составлена прямоугольниками, учитывая при этом и прямоугольную структуру сетки, однако, каждый такой «прямоугольник» разбит

на два треугольника (рис. 4.105 – в). Алгоритм, заложенный в программу (входит в состав [140]) анализа качества интерполяции проверяет все треугольники на факт пересечения лучом  $S$ , отыскивая, таким образом, в какой именно треугольник попадает искомая точка.

Чтобы предотвратить возможные неточности при сравнении поверхностей с несовместимыми значениями функции (например, у одной поверхности значения  $Z$  исходных точек изменяется в пределах от 0 до 10 м, а у другой – от 0 до 1000 м) необходим относительный параметр – среднее относительное отклонение  $\bar{\lambda}_{cp}$ :

$$\bar{\lambda}_{cp} = \frac{\lambda_{cp}}{z_{max} - z_{min}} \cdot 100\%, \quad (4.226)$$

где  $z_{min}$  – минимальное значение координаты  $Z$  исходных точек;  $z_{max}$  – максимальное значение координаты  $Z$  исходных точек.

Данные коэффициенты позволяют без визуальной оценки отразить характер и качество интерполяции тем или иным методом.

Вследствие того, что геометрия пластовой системы достаточно сложна, оценить качество того или иного метода визуально проблематично. Поэтому зачастую возникают ошибки при выборе метода интерполяции, поверхность которого визуально может быть оценена как удовлетворительная, а фактически может не выполнять ряд ключевых условий. Такие условия обычно отражают природную суть геометрии геологических объектов или физическую суть процессов, протекающих в ГПП, что особенно касается распределения насыщенностей и давлений в пластах.

В большей части случаев неточности прогноза показателей разработки, полученного на основании использования моделей ГПП, связаны именно с неточным, а зачастую с огромными погрешностями, распределением ФЕС пластов, входящих в систему разработки и эксплуатации месторождения.

Поэтому рассматриваемый анализ качества методов интерполяции, в конечном счете необходим для повышения точности моделей ГПП.

Для оценки степени кривизны (искажения) поверхности, полученной после интерполяции, введем параметр неровности –  $k$ :

$$k = \frac{F_1}{F_0}, \quad (4.227)$$

где  $F_1$  – площадь получившейся сеточной поверхности,

$F_0$  – площадь проекции этой поверхности на плоскость  $X$ – $Y$  (площадь горизонтальной плоскости, ограниченной минимальными и максимальными значениями координат точек сеточной поверхности по  $X$  и  $Y$ ).

Коэффициент  $k$  может принимать значения больше или равно единице, так как нелинейная или линейная поверхность будет всегда иметь пло-

щадь больше единицы, за исключением случая, когда она является плоскостью параллельной  $X-Y$ .

Однако коэффициент неровности не дает объективных результатов вследствие того, что неровность поверхности также определяется положением исходных точек, поэтому для оценки качества метода интерполяции следует ввести относительный коэффициент неровности, рассчитываемый относительно площади поверхности, полученной методом триангуляции Делоне (см. рис. 4.106):

$$k_{отн} = \frac{F_1}{F_{Делоне}} . \quad (4.228)$$

Значение данного коэффициента может быть, как меньше, так и больше единицы. Для сглаженных аппроксимирующих поверхностей данный коэффициент будет меньше единицы, а для хорошо интерполируемых нелинейных поверхностей будет больше единицы. Чем меньше  $k_{отн}$  тем, более сглаженный вид имеет поверхность. Минимальное значение коэффициента достигается тогда, когда площадь поверхности соответствует площади плоскости параллельной  $XU$ :

$$k_{отн} = \frac{F_0}{F_{Делоне}} \quad (4.229)$$

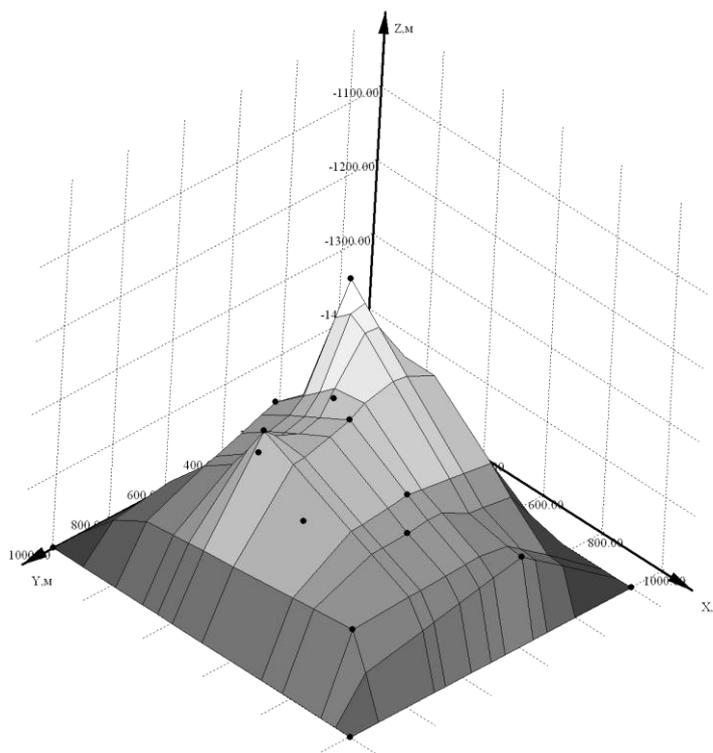


Рис. 4.106. Интерполяция методом триангуляция Делоне

Для нахождения площади поверхностей находятся и суммируются площади всех производных треугольников, например для треугольника **abc**:

$$S_{abc} = \sqrt{P \cdot (P - ab) \cdot (P - bc) \cdot (P - cd)}, \quad (4.230)$$

где  $P$  – полупериметр треугольника  $abc$ ;  
 $ab, bc, cd$  – длины сторон треугольника, например

$$ab = \sqrt{(a_x - b_x)^2 + (a_y - b_y)^2 + (a_z - b_z)^2},$$

где  $a_x, a_y$  и  $a_z$  – координаты соответствующих точек по осям.

Поскольку исходные точки для сравнения всех методов взяты одни и те же, в табл. 4.6 от метода к методу мы наблюдаем взаимосвязанное изменение параметров среднего и среднего относительного отклонения.

Таким образом, можно классифицировать все представленные методы построения поверхностей по способу обработки данных на четыре типа:

1. Вариации метода триангуляции (линейная интерполяция).
2. Тенденциозное стремление к плоским горизонтальным поверхностям.
3. Нелинейная интерполяция.
4. Нелинейная аппроксимация.

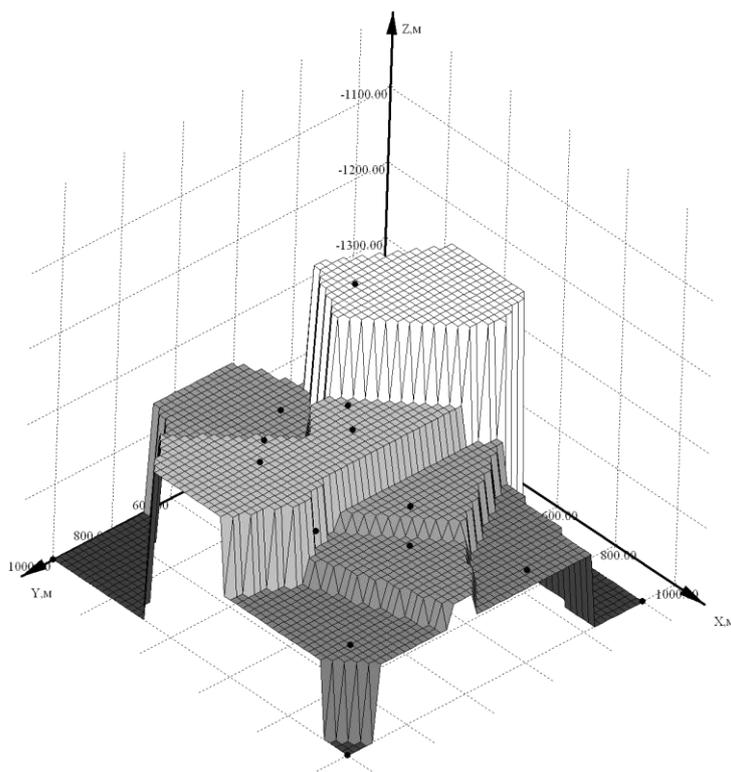


Рис. 4.107. Построение трехмерной поверхности методом NearestNeighbor

К первому типу относятся методы: триангуляции Делоне в равномерной и неравномерной сетке, Ко второму типу – Nearest Neighbor. К третьему типу относятся: ППС-w-cosMinimalCurvature и InverseDistance, П-ППСА, MidifiedShepard, С-ППСА, метод Аким. К четвертому типу отно-

сятся: RadialBasis, Krigging, П-ППС-w/o-cos и С-ППС-w/o-cos, П-ППС-w-cos и С-ППС-w-cos, Пентоид и Гептоид

Методы четвертого типа лучше применять для распределения ФЕС вследствие того, что исходные точки не являются точными, поэтому допускается сглаживающая аппроксимация. Методы третьего и первого типа можно применять для формирования геометрии пластов. Третий тип методов для построения геологических моделей применять не желательно.

Методы первого типа хотя и не показывают гладких поверхностей, но и не дают непрогнозируемого поведения интерполирующей функции в пространстве между исходными точками. Несмотря на непрезентабельный вид поверхностей, полученных триангуляцией, они являются наиболее адекватными для формирования геометрии пластов, так как в них отсутствуют перегибы в зонах между исходными точками. Разумеется, триангуляционные методы и метод NearestNeighbor показывают в приведенном сравнении (табл. 4.6) неплохие результаты, но полученная с их помощью форма поверхности далека от природной вследствие малого числа образующих плоскостей, с выраженными угловыми соединениями. Из приведенных методов наиболее эффективными, с точки зрения точности интерполяции и приемлемости для формирования геометрии пластов, являются (по мере убывания): Линейная интерполяция (неравномерная сетка) (HS); Nearest Neighbor (Surfer); Akima (HS); ModifiedShepard (Surfer); П-ППС-w-cos (HS); П-ППСА (HS).

Основное свойство самого точного метода заключается в том, что сетка полученной поверхности является неравномерной, и подобрана таким образом, что проходит через исходные точки, с образованием в них сеточных узлов. В отличие от первого метода, все остальные имеют равномерные сеточные поверхности и поэтому их отклонения от исходных точек (за исключением метода NearestNeighbor) отличны от нуля.

Наиболее эффективными для интерполяции/аппроксимации ФЕС являются: Radial Basis (Surfer); Inverse-Distance (Surfer); Krigging (Surfer); Гептоид(HS); Пентоид (HS); С-ППС-w/o-cos (HS); Линейная интерполяция (неравномерная сетка) (HS).

Как видно из списков линейная интерполяция с неравномерной сеткой подходит, как для формирования геометрии, так и для распределения ФЕС.

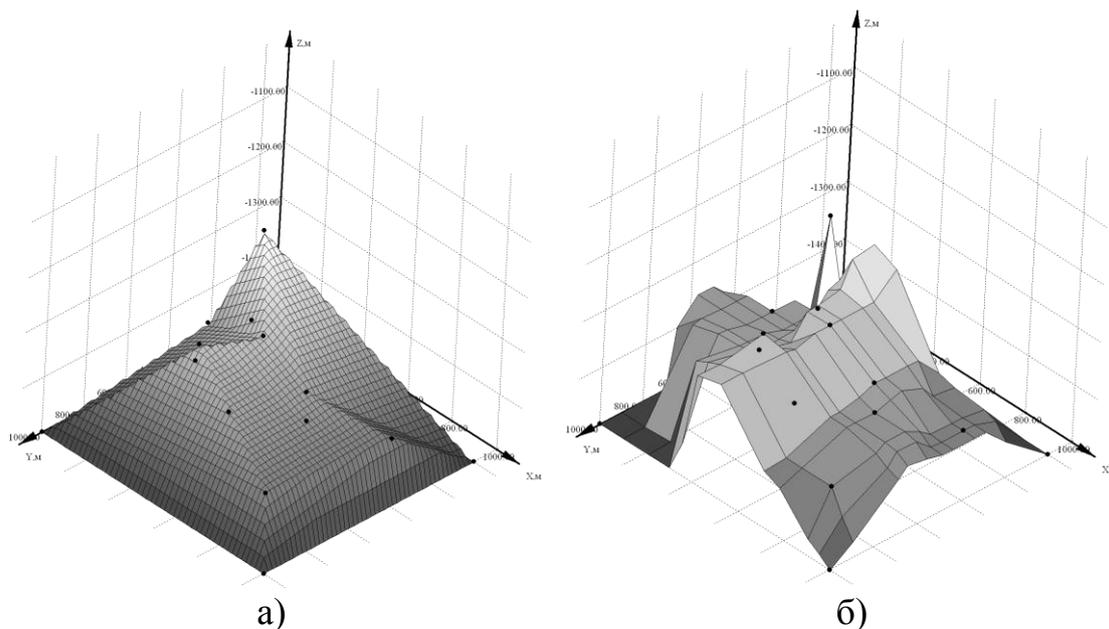


Рис. 4.108. Интерполирующая поверхность: *a* – методом триангуляции с приведением к равномерной сетке; *б* – ППС-w-cos (авторский алгоритм, неравномерная сетка)

В большинстве проектных и научно-исследовательских институтов Западной-Сибири, для построения геологических моделей наиболее часто используется метод Krigging'a. Однако, как показывает вышеприведенный анализ, данный метод нельзя применять для построения геометрии пластов и в большинстве случаев для распределения ФЕС, так как данный метод сильно сглаживает интерполирующую поверхность с подтягиванием «конусов» к исходным точкам (см. рис. 4.110). Последнее также касается, но в меньшей степени метода InverseDistance.

С точки зрения применимости интерполяционных методов, лучшими из них будут те, у которых: 1. среднее относительное отклонение максимально приближено к нулю; 2. коэффициент неровности максимально мал. Т.е. существует проблема выбора метода под ту или иную задачу построения геологической модели. Универсальным является метод триангуляции Делоне, однако форма его поверхностей является грубой. Что касается остальных методов, то выбор того, или иного метода зависит от конечного вида поверхности и степени отражения в ней некоторой природной сути или сути физического процесса (например, распределения пластового давления).

В заключение анализа выделим основные проблемы использования методов интерполяции. Неточность построенной на основе нелинейной интерполяции поверхности связана с двумя основными факторами: полученная поверхность проходит вблизи (не пересекает) исходных точек, а в ряде случаев, удалена от них на значительное расстояние; в сетке поверх-

ности присутствуют необоснованные скачки значений интерполируемого параметра.

Анализ рассмотренных методов, установил, что лучшие результаты показывают наиболее универсальные – триангуляционные методы линейной интерполяции с неравномерной сеточной поверхностью.

После завершения построения геологической модели на основании полученной геометрии и распределения ФЭС пластов, можно описать исходные данные модели ГПП в виде свойств ячеек (элементов пласта) – абсолютных проницаемостей, насыщенностей, давлений и открытых пористостей. Для определения среднего значения параметров в ячейке, значения, полученные из геологической модели, некоторым образом усредняются между точками на гранях каждой ячейки. Например, для пластового давления ячейки  $i$

$$\begin{aligned}
 P_{i \in l \in c} = & f_{P_{c,l}}(x_i, y_i) + f_{P_{c,l}}\left(x_i + \frac{1}{2}L_X, y_i + \frac{1}{2}L_X\right) + \\
 & + f_{P_{c,l}}\left(x_i + \frac{1}{2}L_X, y_i - \frac{1}{2}L_X\right) + f_{P_{c,l}}\left(x_i - \frac{1}{2}L_X, y_i + \frac{1}{2}L_X\right) + \\
 & + f_{P_{c,l}}\left(x_i - \frac{1}{2}L_X, y_i - \frac{1}{2}L_X\right),
 \end{aligned}
 \tag{4.231}$$

где  $c$  – индекс пласта;  $l$  – номер слоя пласта  $c$ ;  $P$  – параметр (пластовое давление);  $i$  – номер ячейки, принадлежащей пласту  $c$  и слою  $l$ ;  $f_{P_{c,l}}$  – интерполирующая функция распределения давления по пласту  $c$ , в слое  $l$ , по площади залегания (в плоскости  $X$ – $Y$ ).

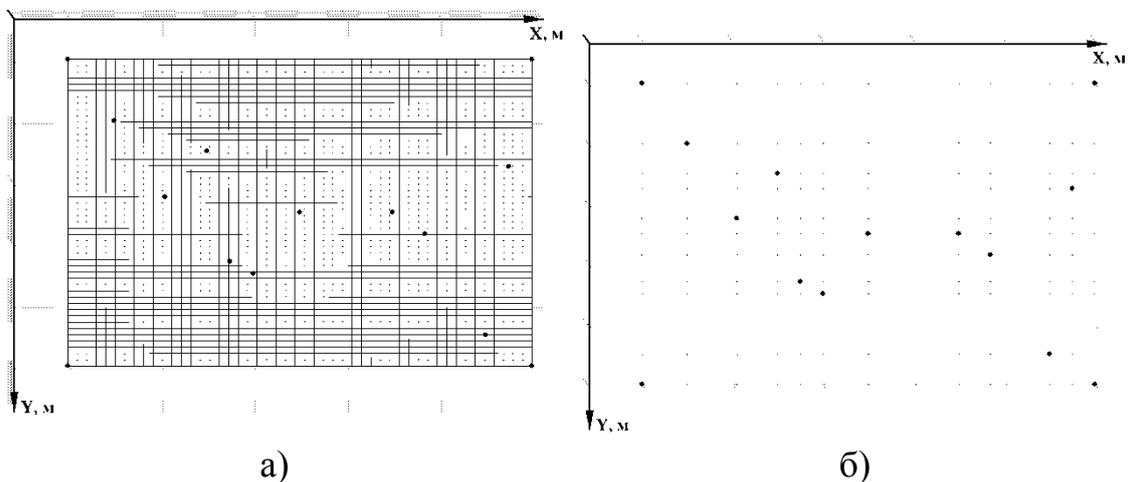


Рис. 4.109. Проекция сетки интерполирующей поверхности на плоскость  $X$ – $Y$ : а – всех рассматриваемых методов с равномерной сеточной поверхностью; б – всех рассматриваемых методов с неравномерной сеточной поверхностью

Для всех  $F_{\text{Делоне}} = 1310984 \text{ м}^2$ .

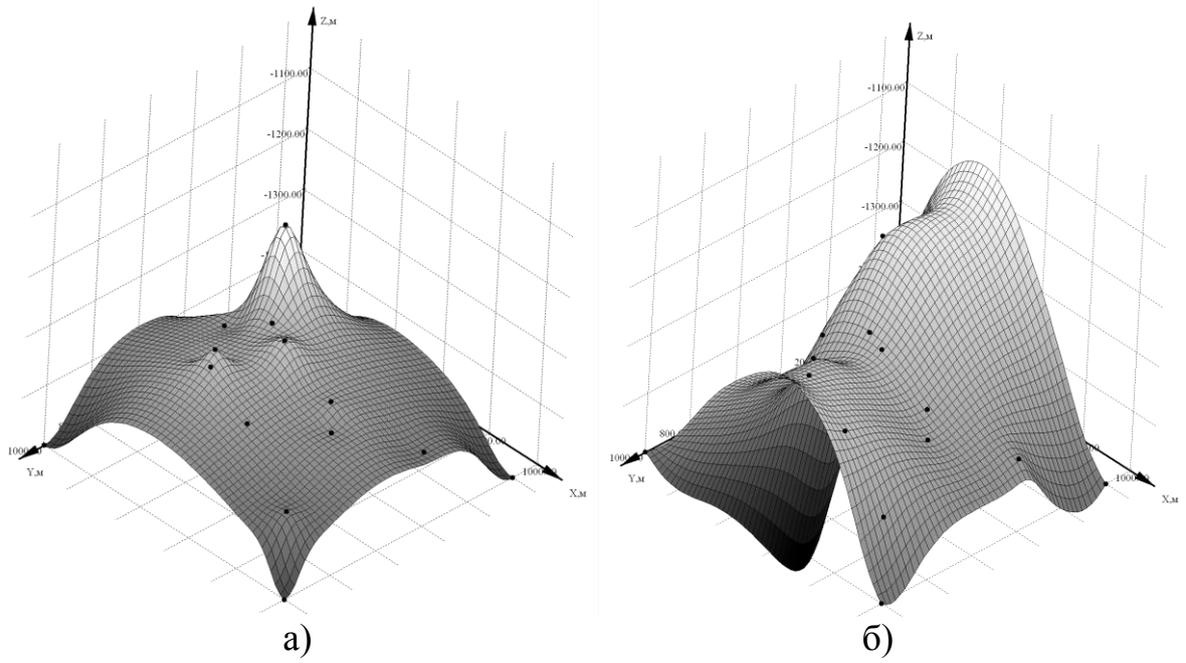


Рис. 4.110. Интерполирующая поверхность: *a* – методом InverseDistance; *б* – методом MinimumCurvature

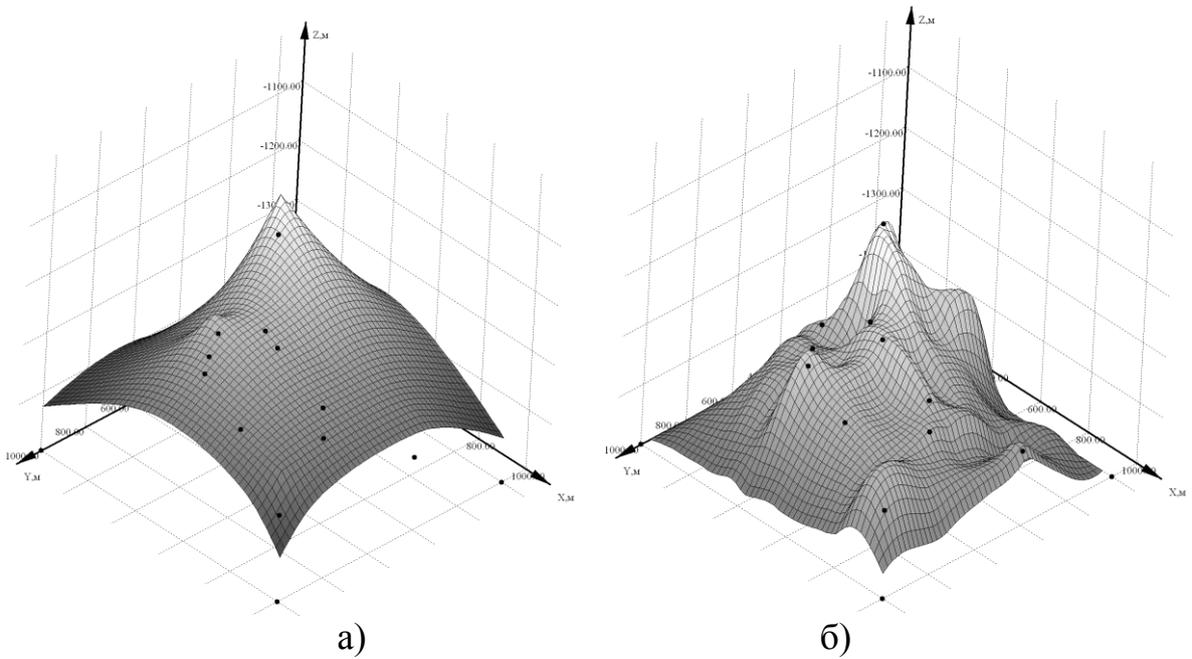


Рис.4.111. Интерполирующая поверхность: *a* – методом Krigging; *б* – методом П-ППСА (авторский)

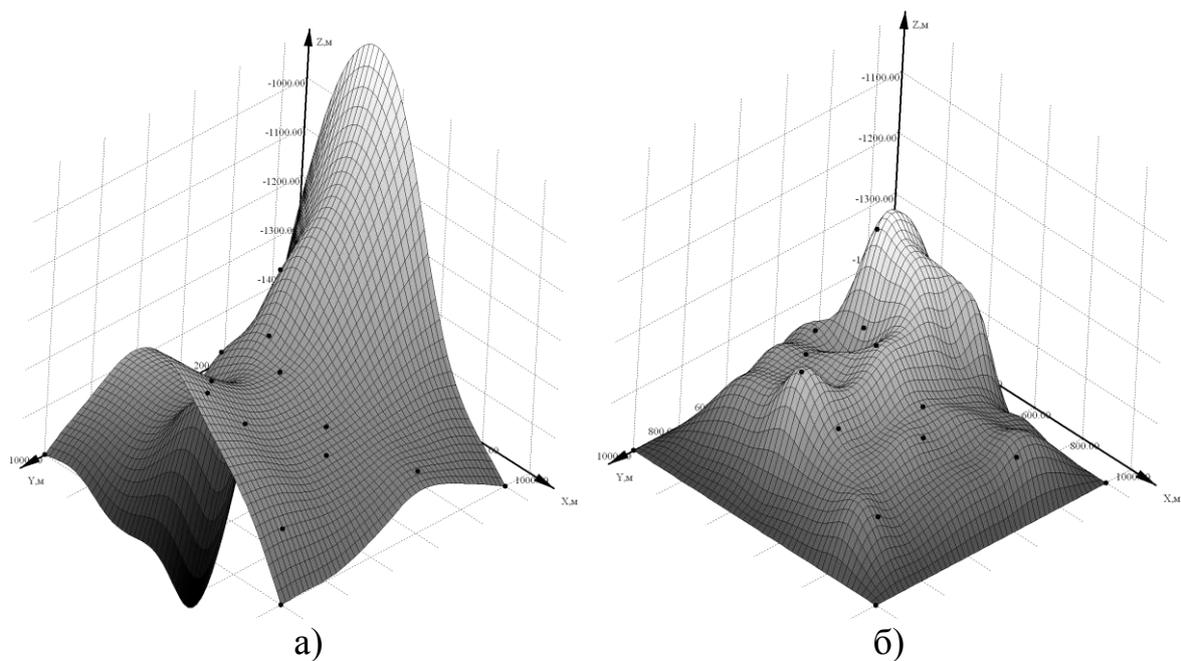


Рис. 4.112. Интерполирующая поверхность: *а* – методом Modified Shepard; *б* – методом С–ППСА (авторский)

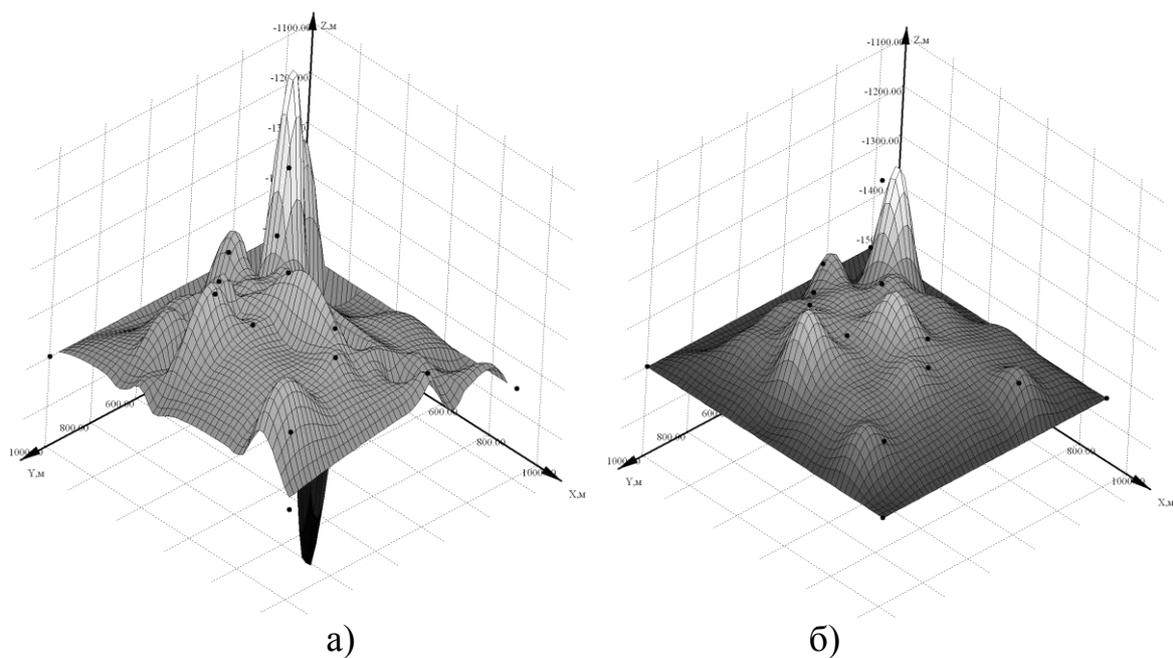


Рис.4.113. Интерполирующая поверхность: *а* –методом П-ППС-w/o-cos (авторский); *б* – методом С-ППС-w/o-cos (авторский)

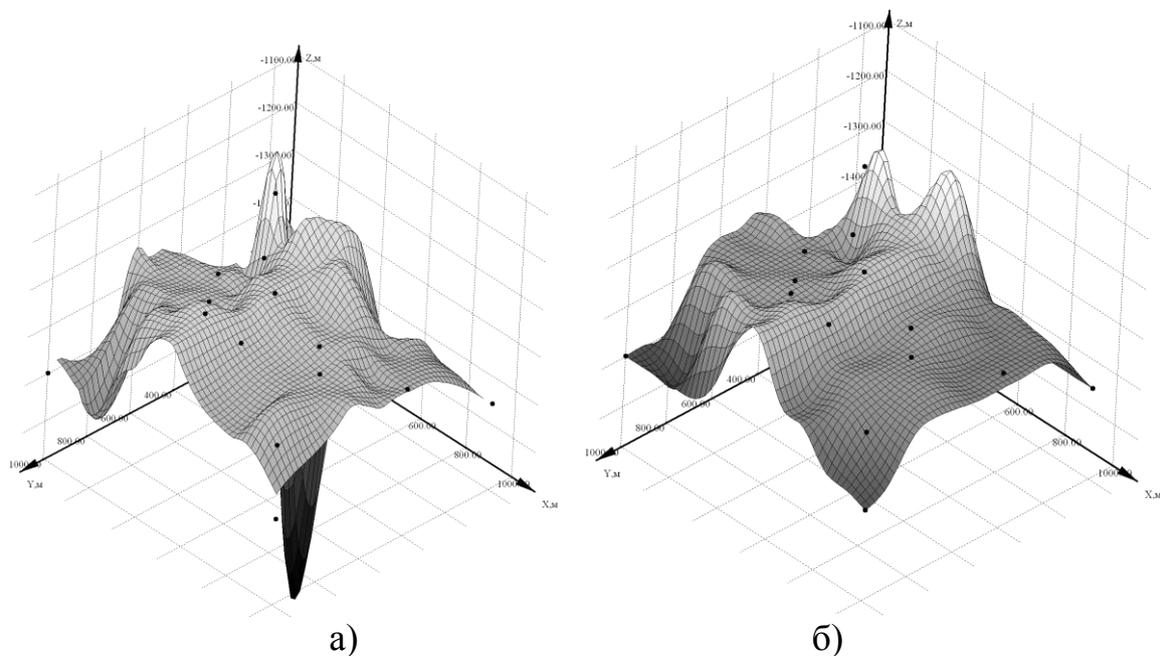


Рис.4.114. Интерполирующая поверхность: *а* –методом П-ППС-w-cos (авторский); *б* – методом С-ППС-w-cos (авторский)

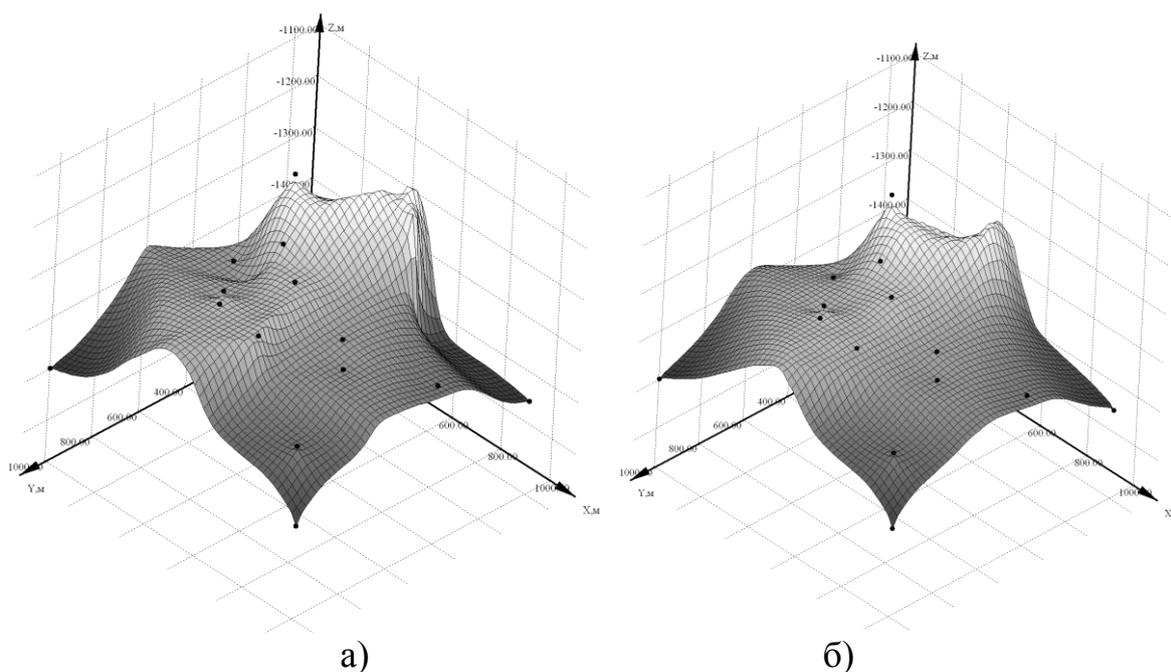


Рис. 4.115. Интерполирующая поверхность: *а* – методом Пентоид (авторский); *б* – методом Гептоид (авторский)

В ходе исследований автором данной работы был разработан и реализован в программном расчетном комплексе (ПРК) HydraSym ряд новых методов интерполяции, которые можно применить для построения геологических моделей. Примеры использования этих методов были приведены выше. Здесь мы остановимся на основной идее методов и их математическом описании.

## 1. Методы Гептоид, Пентоид и их вариации.

Идея данных методов состоит в следующем. Пусть известны  $n$  исходных точек в трехмерном пространстве –  $X_k, Y_k, Z_k$ . Задача сводится к поиску точек поверхности лежащих в области определения  $[X_{min}, X_{max}]$ ,  $[Y_{min}, Y_{max}]$ . Причем искомые точки принимают дискретные значения по осям  $X$  и  $Y$  в соответствии с размерностью равномерной сетки

$$\Delta x = \frac{X_{max} - X_{min}}{G_X - 1}, \quad x_j = \Delta x \cdot j + X_{min}, \quad j = 0..G_X - 1 \quad (4.232)$$

$$\Delta y = \frac{Y_{max} - Y_{min}}{G_Y - 1}, \quad y_i = \Delta y \cdot i + Y_{min}, \quad i = 0..G_Y - 1, \quad (4.233)$$

где  $i$  – индекс точки по оси  $Y$ ;

$j$  – индекс точки по оси  $X$ .

Для оценки степени влияния исходной точки  $(X_k, Y_k)$  на искомую –  $(x_j, y_j)$  определим расстояние между ними в плоскости  $X-Y$

$$R_k = \sqrt{(x_j - X_k)^2 + (y_j - Y_k)^2}. \quad (4.234)$$

Сформируем множество расстояний  $M = [R_0, R_1, \dots, R_k, \dots, R_{n-1}]$  составленного из расстояний  $R_k$  и отсортируем элементы множества по возрастанию и выделим из него подмножество  $E$  полученного из  $M$  посредством взятия первых  $N$  элементов.

Далее в качестве константы, определяющей ту или иную вариацию метода (Пентоид – 5, Гептоид – 7 и т.д.) возьмем количество точек влияния  $N$ .

Максимальное расстояние от исходных точек, соответствующих выборке в множестве  $E$ , до искомой будет величина

$$SR = E_0 = \max(E_d), \quad d = 0..N - 1. \quad (4.235)$$

Нормируем множество  $E$  по максимальному расстоянию  $SR$  и получим относительное расстояние:

$$\bar{R}_d = \frac{E_d}{SR}. \quad (4.236)$$

Для получения вариации характера влияния исходных точек введем функцию распределения относительного расстояния

$$w_d = (\bar{R}_d)^\alpha, \quad (4.237)$$

где  $\alpha$  – константа, для примеров на рис. 4.137,  $\alpha = 0,033$ .

Тогда коэффициент влияния исходной точки

$$\beta_d = \frac{1}{2} \cos(w_d \cdot \pi) + \frac{1}{2}. \quad (4.238)$$

Суммируя все  $\beta_d$  получим коэффициент выравнивания

$$\varepsilon = \sum_{d=0}^{N-1} \beta_d, \quad (4.239)$$

на основании которого нормируем полученные коэффициенты (4.242)

$$\beta'_d = \frac{\beta_d}{\varepsilon}. \quad (4.240)$$

Таким образом, координата  $Z$  искомой точки  $(x_j, y_i)$  будет определяться суммой произведений коэффициентов (4.244) на, соответствующие им координаты  $Z_d$  исходных  $N$  точек множества  $E$ :

$$z_{i,j} = \sum_{d=0}^{N-1} \beta'_d \cdot Z_d. \quad (4.241)$$

Итак, последовательность вычислений выглядит следующим образом. Для каждой искомой точки  $i, j$  определяется множество из  $N$  исходных точек с минимальными расстояниями в плоскости  $X-Y$  в соответствии с (4.239). Затем последовательно корректируются коэффициенты, отражающие степень влияния каждой исходной точки на искомую, в зависимости от расстояния (4.240–4.244). После чего находится координата  $Z$  искомой точки (4.245). Перебирая величины  $x_j, y_i$  получим сеточную поверхность.

Коэффициент  $\alpha$  определяет крутизну интерполирующей поверхности вблизи экстремумов (в районе исходных точек), а коэффициент  $N$  степень близости получаемой поверхности к исходным точкам. В частности при  $N=n$ , получаемая поверхность соответствует крайней степени аппроксимации. Величина  $N$  может принимать только целые значения в пределах  $[3..n]$ .

**2. Методы ППС и их вариации.** Основой для всех вариаций данного метода является формирование поверхности в неравномерной сетке таким образом, чтобы линии сетки проходили через все исходные точки в проекции на плоскость  $X-Y$ . Ввиду сложности изложения алгоритма рассмотрим только общую идею метода.

Поиск искомой координаты  $z_{i,j}$  осуществляется некоторым осреднением координат  $z_m$  пересечения луча  $S$  параллельного оси  $Z$ , проходящего через точку  $(x_j, y_i)$  и  $M$  треугольников, образованных исходными точками, в которых есть пересечение луча  $S$  (см. рис. 4.116).

Допустим, имеется четыре исходных точки, образующие в различных комбинациях четыре треугольника, которые пересекаются лучом  $S$ , проходящим через искомую точку  $(x_j, y_i)$ . В общем случае общее количество треугольников может отличаться от количества треугольников  $M$ , которые пересекаются лучом  $S$ . Для примера на рис. 4.116 координата искомой точки может быть определена по простой формуле

$$z_{i,j} = \frac{z_{S_1} + z_{S_2} + z_{S_3} + z_{S_4}}{4}, \quad (4.242)$$

где  $z_{S_1}, z_{S_2}, z_{S_3}$  и  $z_{S_4}$  – координаты  $Z$  точек пересечения луча  $S$  и треугольников  $ABC, BCD, ACD, ABD$ .

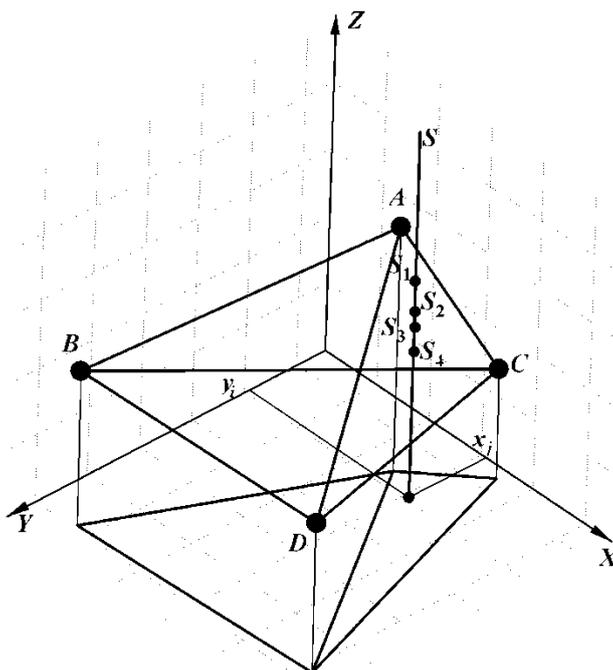


Рис. 4.116. Нахождение координаты  $Z$  искомой точки  $(x_j, y_i)$  для  $n=4$  исходных точек

С целью учета степени влияния («веса») исходных точек от расстояния до искомой точки в методах с префиксом  $w$ -cos используется следующий алгоритм (см. рис. 4.117).

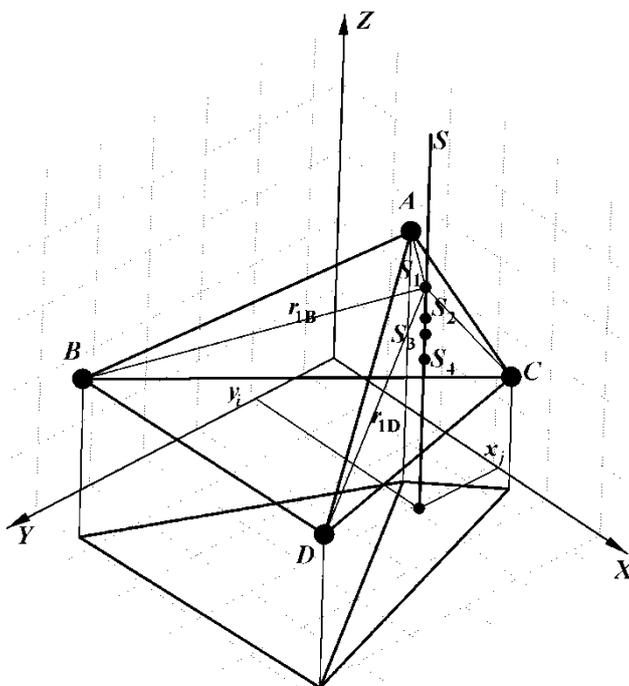


Рис. 4.117. Нахождение координаты  $Z$  искомой точки  $(x_j, y_i)$  для  $n=4$  исходных точек с учетом расстояний

В качестве основы для распределения «весов» координат  $z_{S_1}, z_{S_2}, z_{S_3}$  и  $z_{S_4}$  используется расстояние от этих точек до исходных:  $r_{1B}, r_{1C}, r_{1A}, r_{1D}$  и т.д. Например, для точки  $S_1$  определим относительные расстояния:

$$e_A = \frac{r_{1A}}{r_{\max}}, e_B = \frac{r_{1B}}{r_{\max}}, e_C = \frac{r_{1C}}{r_{\max}}, e_D = \frac{r_{1D}}{r_{\max}}$$

где  $r_{\max}$  – максимальное расстояние от точки  $S_1$  до точек  $A, B, C$  и  $D$ .

Для распределения «весов» воспользуемся следующей формулой (пример, для точки  $A$ )

$$ke_A = \left[ \frac{1}{2} \cos(e_A \pi) + \frac{1}{2} \right]^\alpha, \quad (4.243)$$

где  $\alpha$  – некоторый коэффициент распределения.

Далее определим сумму относительных расстояний

$$K_E = ke_A + ke_B + ke_C + ke_D \quad (4.244)$$

и сумму произведений относительных расстояний на координаты исходных точек

$$S_E = z_A \cdot ke_A + z_B \cdot ke_B + z_C \cdot ke_C + z_D \cdot ke_D, \quad (4.245)$$

где  $z_A, z_B, z_C$  и  $z_D$  – координаты  $Z$  исходных точек.

Далее для определения координаты  $Z$  искомой точки аналогично находятся модифицированные координаты  $Z$  всех остальных точек пересечения луча  $S$  с треугольниками и подставляются в (4.245) вместо  $z_{S_1}, z_{S_2}, z_{S_3}$  и  $z_{S_4}$ .

Методы с префиксом в начале названия метода – «С-» и «П-» отличаются от описанных способом разуплотнения или уплотнения неравномерной сетки до равномерной. В методах С-ППС-w/o-cos и С-ППС-w-cos используется трехмерный сплайн-функция, а в методах П-ППС-w-cos и П-ППС-w/o-cos используется трехмерный «кусочный» полином-функция 3-й степени.

Методы С-ППСА и П-ППСА основаны на двухэтапной интерполяции: сначала вычисляется триангуляционная поверхность по неравномерной сетке (см. рис. 4.108 – б), а затем происходит расчет интерполяции сплайн-функцией («С») или «кусочным» полиномом 3-й степени («П») для приведения неравномерной сетки к равномерной.

Использование уплотнения неравномерной сетки до равномерной сплайн-функциями или «кусочным» полиномом является достаточно эффективным, когда количество исходных точек много меньше размеров равномерной сетки  $n \ll G_x$  и  $n \ll G_y$ . В противном случае, когда  $n > G_x$  и  $n > G_y$ , применение разуплотнения неравномерной сетки до равномерной является не эффективным и, по большей части, не правильным. Последнее обстоятельство сужает область применения рассмотренных методов – ППС.

#### **4.7. Унифицированная гидродинамическая модель месторождения**

Под гидродинамической моделью месторождения будем понимать модель гидросистемы продуктивных пластов (ГПП), включающей все геологические объекты, гидравлически объединенные в единую гидравлическую систему, посредством скважин или других геолого-физических условий (например, окна слияния, водонасыщенные горизонты, пласты с краевой водой и т.п.). Универсальной моделью ГПП считается математически описанная и алгоритмизированная модель, позволяющая посредством указания ряда исходных величин (факторов модели) адаптировать ее к любой ГПП. Факторами модели ГПП обычно являются геолого-физические свойства элементов пласта, определяемые согласно геологической модели и граничные условия: режимы работы скважин и начальные значения насыщенных, пористостей и проницаемостей.

**Проблемы формирования и использования унифицированных гидродинамических моделей возникают** несмотря на широкое распространение так называемых 3D – гидродинамических численных моделей. Их показатели все еще далеки от идеальных. Проблемы формирования и использования таких моделей широко освещаются в научных и практических работах, в частности [169, 204, 212].

Основные проблемы, возникающие при математическом описании гидродинамических моделей ГПП, связаны, прежде всего, с тем, что вследствие невозможности аналитического описания функций распределения ФЕС по объему, невозможно математически описать неустановившееся потокораспределение в дифференциальной или аналитической форме для ГПП с неравномерным распределением ФЕС. По этой причине современные модели ГПП описываются численно, т.е. с рядом допущений. Обычно этими допущениями являются.

1. Описание системы уравнений в конечно-разностном виде:

а) принятие времени  $\Delta t$ , в течение которого потокораспределение и свойства элементов ГПП считается постоянным;

б) принятие конечных размеров элементов пласта (ячеек), и описание их формы в виде фигуры ограниченной плоскостями или простыми поверхностями второго порядка;

2. Векторы потоков между элементами пласта могут быть строго сонаправлены с осями  $X$ ,  $Y$  и  $Z$ .

3. Распределение давления внутри объема элементов пласта в явном виде не учитывается, а изменение давления, связанное с объемом элементов, пористостью, сжимаемостью породы и флюидов принимается условно для центра фигуры элементов пласта.

Большинство универсальных гидродинамических моделей ГПП используют именно такие допущения и обычно отличаются математическим описанием гидравлических характеристик ячеек пласта, процессов смещения фаз, деформации породы, реологических свойств ТС, скважин и др. факторов.

В ходе испытаний ряда моделей (Eclipse, Tempest и Техсхема) посредством варьирования исходных данных выявлено, что погрешности прогнозирования с использованием таких моделей ГПП связаны со следующими основными факторами.

1. Неточности в исходных данных  $\approx 60\text{--}80\%$ :

а) погрешности в определении исходных точек по результатам лабораторных, геофизических и гидродинамических исследований скважин и пластов для построения геологических моделей (см. разделы 5.2 и 5.3)  $\approx 40\text{--}50\%$ ;

в) неточности лабораторных исследований флюидов,  $\approx 3\text{--}5\%$

б) погрешности при построении геологических моделей с использованием методов интерполяции  $\approx 15\text{--}20\%$ ;

в) погрешности связанные с переходом от геологической модели к свойствам элементов пласта, например  $\approx 2\text{--}5\%$ ;

2. Неточности расчета неустановившегося потокораспределения  $\approx 20\text{--}40\%$ :

а) погрешности связанные с выбором приращения времени  $\Delta t \approx 5\text{--}10\%$ ;

б) погрешности связанные с выбором размеров элементов ячеек  $\approx 15\text{--}30\%$ .

3. Выбор той или иной неявной численной схемы решения вплоть до  $20\%$ .

Проценты показывают долю каждой погрешности в общей погрешности прогнозирования. Вычислительные эксперименты ставились на одной из описанных в разделе 2.5 модели, представленной одним пластом, отражающим пласт АВ<sub>1(3)</sub> Северо-Покурского месторождения. Общая погрешность –  $\delta$  вычислялась исходя из относительного отклонения результатов расчета коэффициента нефтеизвлечения (КИН) ко времени 10 лет от базового расчетного КИН, соответствующего «базовому набору» параметров модели и распределению ФЕС:  $\delta = \frac{|КИН_6 - КИН_t|}{КИН_6}$ , где  $КИН_6$  – базовый

расчетный КИН, соответствующий «базовому набору» параметров модели (объему ячеек –  $V$  и приращению времени  $\Delta t$ ) и распределению ФЕС;  $КИН_t$  – расчетный КИН, соответствующий измененным свойствам ячеек или параметрам модели. Т.е. «базовый набор» исходных данных и параметров модели, условно считается правильными. Вариации распределения ФЕС рассчитывалась посредством генерирования случайных приращений в пре-

делах  $\pm 30\%$  от базового распределения ФЕС модели. Объем всех ячеек модели ГПП считался одинаковым –  $V_i=V$ .

Во избежание наложения погрешностей, вариация каждого свойства или параметра модели производилась отдельно, т.е. при возвращении к базовому набору варьировался следующий параметр.

Что касается первого вида погрешностей, то здесь следует отметить, что они являются наиболее весомыми и, к сожалению не устранимыми посредством коррекции математического описания самой модели ГПП. Второй вид погрешностей с точки зрения анализа качества моделей ГПП наиболее интересен, так как посредством настройки размеров ячеек и величины приращения времени можно настроить модель на наиболее точное решение. На рис. 4.118 показаны примеры зависимостей  $\delta(\Delta t)$ ,  $\delta(\bar{V})$ ,  $\delta(I)$ , где  $\bar{V}$  – относительный объем ячеек равный отношению объема ячеек к объему пласта,  $I$  – интервал случайной вариации ФЕС в % от базовых величин.

Разумеется, вид функций на рис. 4.118 будет отличаться для различных наборов базовых ФЕС, положения и режимов работы скважин (они не варьировались). Однако они отражают общий характер взаимосвязи результатов расчета с параметрами и факторами модели. По-видимому, такого рода зависимости будут наблюдаться для большинства моделей ГПП, основанных на конечно-разностном выражении элементов пласта (в виде ячеек). В частности подобные зависимости наблюдаются и для предлагаемой здесь модели ГПП.

Размеры ячеек для всех моделей, построенных на основании замены бесконечно-малых приращений конечными величинами, являются основным источником погрешности, так как все допущения связаны именно с тем, что размеры ячеек должны быть весьма малыми.

Однако, при уменьшении размеров ячеек, во-первых, резко растет нагрузка на ЭВМ (зависимость третьей степени), а во-вторых, необходимо, резко снижать параметр  $\Delta t$ , так как за большее время, приток или отток из ячейки может не обеспечиваться объемом ячейки и содержащихся в ней флюидов.

Например, если размеры ячейки составляют  $100 \times 100 \times 1$  м, то  $\Delta t$  при максимальном притоке/оттоке  $J=1000$  кг/сут можно принять порядка нескольких суток, а при размерах  $10 \times 10 \times 1$  м  $\Delta t$  может быть не более 2–4 ч. Таким образом, размеры ячеек и приращение времени являются связанными параметрами, а зависимость нагрузки на ЭВМ от средних размеров ячеек по осям будет близка к функции шестой степени (например  $A \cdot L^6$ , где  $L$  – средний размер ячейки, а  $A$  – некоторый коэффициент).

Такая взаимосвязь имеет значение для явных схем решения, которые хотя и менее устойчивы, но более точны в жестких постановках и с часто меняющимися граничными условиями.

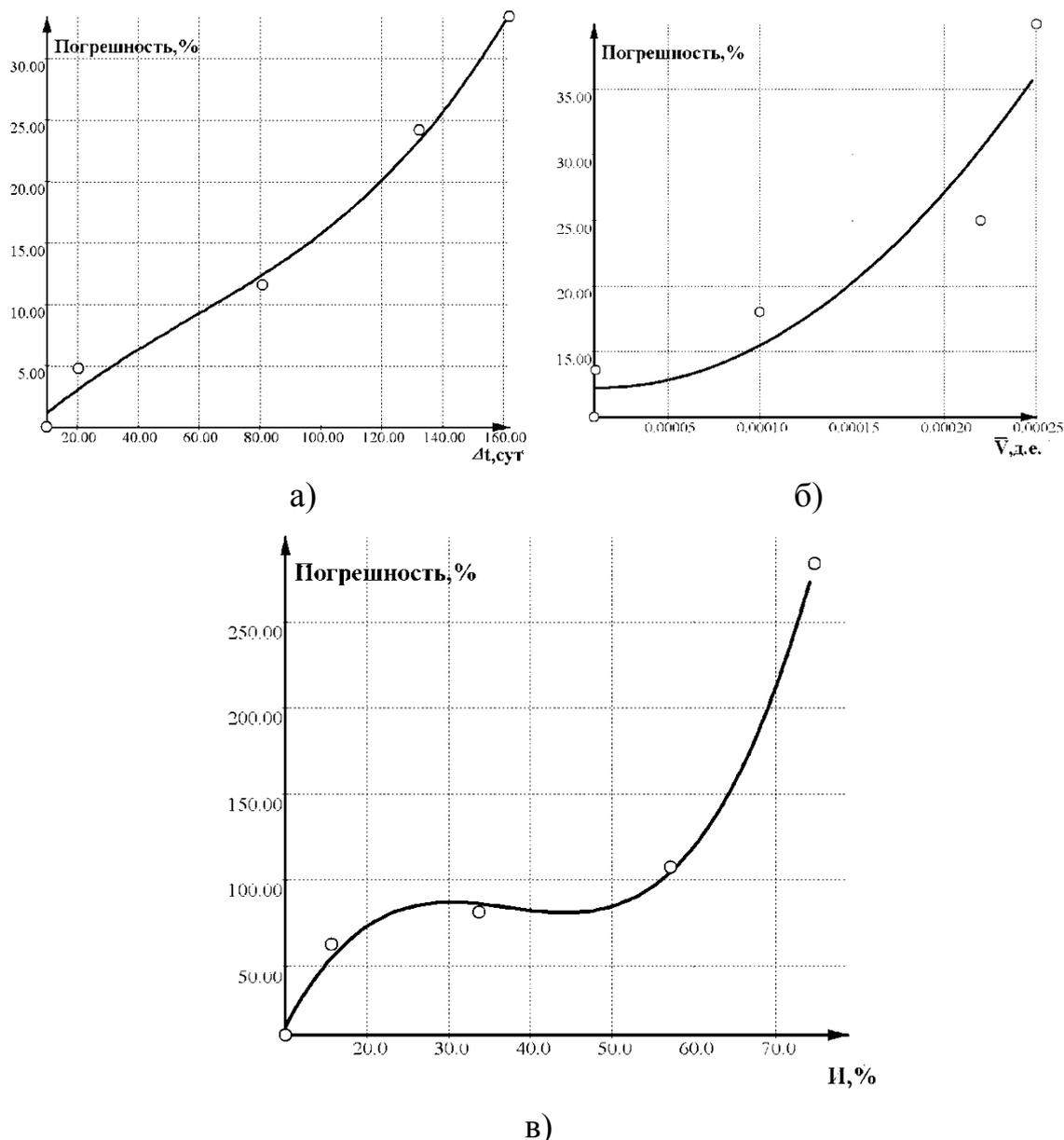


Рис. 4.118. Зависимости погрешностей модели ГПП от вариации: *a* – приращения времени; *б* – относительного объема ячеек; *в* – вариации ФЕС

Во избежание большой нагрузки на ЭВМ в большинстве моделей используются различные приемы (хитрости), скрывающие погрешности моделирования. К таким приемам относятся:

- разбиение базовых ячеек на более мелкие там, где происходит интенсивный приток/отток (в основном в районе скважин);
- при обнаружении невозможности соблюдения материального баланса при перетоках между ячейками, приращение времени делится до тех пор, пока материальный баланс (масса, находящихся в ячейке флюидов –  $M_i^\phi$  достаточна для обеспечения полученного оттока) или закон сохранения энергии (деформация породы и компонентов соответствует положительной величине давления) может быть соблюден.

Первый прием достаточно эффективен и не приводит к серьезному наращиванию погрешности при допустимом приращении времени. Однако вследствие измельчения ячеек в районе скважин, требуется соответствующее уменьшение приращения времени так, чтобы соблюдался материальный баланс, причем с некоторым запасом (т.е. непредельным истощением ячейки или расширением порового пространства до  $\frac{1}{3} \dots \frac{1}{2}$  объема ячейки). Что же касается второго приема, то здесь можно с уверенностью сказать о неприемлемости такого подхода. Допустим ячейка  $i$ , в которой рассчитан суммарный приток воды –  $\sum m_i^e = 1000$  кг/сут, имеет размеры  $V_i = 10 \times 10 \times 1$  м, а приращение времени  $\Delta t = 1$  сут, тогда очевидно энергетический баланс не может быть обеспечен: грубо говоря, такая масса –  $J_i^e = \sum m_i^e \cdot \Delta t$  в ячейку «не влезет». Тогда согласно второму приему величина  $\Delta t$  будет уменьшаться делением на некоторую постоянную (чаще всего пополам) до тех пор, пока  $J_i^e < B \cdot V$  (где  $B$  – некоторый коэффициент). Выполнение материального баланса может быть проверено для условий оттока из ячейки:  $|J_i^\Phi| < M_i^\Phi - M_i^{\Phi_0}$ , где  $M_i^{\Phi_0}$  – остаточные запасы компонента  $\Phi$  в ячейке  $i$ . Естественно, что соблюдение данных условий будет при максимально возможной величине  $\Delta t$ . Очевидно, что такой прием может привести к существенным погрешностям вследствие того, что параметр  $\Delta t$ , во-первых, адаптируется к ячейкам с наибольшим притоком и оттоком, а во-вторых, обуславливает неравномерное приращение времени при расчете неустановившегося потокораспределения в пласте. Последнее делает потокораспределение между ячейками модели ГПП не равноценным по точности для различных отметок времени. По мнению автора, параметр  $\Delta t$  должен устанавливаться до начала расчета в зависимости от потенциальных перетоков между ячейками, их объемов, сжимаемостей и пористостей для всей модели ГПП на весь период расчетного времени. Это хотя бы позволит контролировать и управлять точностью расчета. Ниже этот вопрос будет рассмотрен более подробно.

### **Модель внутрипластовой нестационарной фильтрации нефти и воды для использования совместно с моделью технических гидросистем поддержания пластового давления**

Предлагаемая здесь модель ГПП представляет собой математико-численную модель, реализованную в ПРК Hydra'Sym. Основной предпосылкой к описанию данной модели является известный в моделировании подход: структурное разделение гидросистемы продуктивных и заводняемых пластов на конечные элементы линейной формы – ячейки. Визуально модель ГПП, состоящая из  $S$  пластов, каждый из которых разбит по вертикали на  $L_s$  слоев, по горизонтали вдоль оси  $X$  на  $n_x$ , а вдоль оси  $Y$  на  $n_y$

ячеек равных размеров выглядит аналогично рис. 4.141. Ячейки будем индексировать следующим образом:  $c=0..C-1$  – номер пласта,  $l=0..Ls-1$  – номер слоя,  $k=0..ny-1$  – номер по оси  $Y$ ,  $j=0..nx-1$  – номер по оси  $X$ .

Как видно из схемы на рис. 4.119 размеры ячеек в плоскости  $X-Y$  одинаковы для всей модели:

$$L_X = \frac{X_{max} - X_{min}}{nx}, \quad L_Y = \frac{Y_{max} - Y_{min}}{ny}. \quad (4.246)$$

Размеры ячеек по вертикали не одинаковы вследствие изменения толщины пласта, и определяются из интерполирующих поверхностей кровли и подошвы пласта с индексом  $c$

$$L_{Z,c,l,k,j} = \frac{1}{4 \cdot Ls} \left[ \begin{array}{l} f_{\kappa_c}(X_{min} + L_X \cdot j, Y_{min} + L_X \cdot k) + \\ + f_{\kappa_c}(X_{min} + L_X \cdot [j+1], Y_{min} + L_X \cdot k) + \\ f_{\kappa_c}(X_{min} + L_X \cdot j, Y_{min} + L_X \cdot [k+1]) + \\ + f_{\kappa_c}(X_{min} + L_X \cdot [j+1], Y_{min} + L_X \cdot [k+1]) - \\ - f_{n_c}(X_{min} + L_X \cdot j, Y_{min} + L_X \cdot k) - \\ - f_{n_c}(X_{min} + L_X \cdot [j+1], Y_{min} + L_X \cdot k) - \\ - f_{n_c}(X_{min} + L_X \cdot j, Y_{min} + L_X \cdot [k+1]) - \\ - f_{n_c}(X_{min} + L_X \cdot [j+1], Y_{min} + L_X \cdot [k+1]) \end{array} \right], \quad (4.247)$$

где  $f_{\kappa_c}$  – функция, интерполирующая абсолютные отметки кровли пласта  $c$ ;  $f_{n_c}$  – функция, интерполирующая абсолютные отметки подошвы пласта  $c$ .

Глобальный индекс ячейки определяется следующим образом

$$i = ny \cdot nx \cdot Ls \cdot c + ny \cdot nx \cdot l + nx \cdot k + j, \quad (4.248)$$

где  $i = 0..nx \cdot ny \cdot Ls \cdot C - 1$ .

Далее под индексом  $i$  будем полагать его расшифровку (4.252). Структурная взаимосвязь ячеек определяется индексацией, т.е. ячейка  $(c, l, k, j)$  структурно связана (т.е. возможен переток) с ячейками этого же пласта  $(c, l, k, j+1)$ ,  $(c, l, k, j-1)$ ,  $(c, l, k+1, j)$ ,  $(c, l, k-1, j)$ ,  $(c, l+1, k, j)$ ,  $(c, l-1, k, j)$ . Если ячейка находится на верхней  $(c, l=0, k, j)$  или нижней  $(c, l=L-1, k, j)$  границе пласта, то она также может быть связана с ячейками смежного пласта сверху (если таковой есть) –  $(c-1, l=L-1, k, j)$  или снизу –  $(c+1, l=0, k, j)$ .

Геометрическое положение ячеек по вертикали определяется величиной  $z_i$ , соответствующей абсолютной отметке (высоте над уровнем моря) центра ее фигуры и определяется согласно интерполирующей кровлю функции –  $f_{\kappa_c}$  и длине ячейки по оси  $Z$  (высота ячейки):

$$z_{i(c,l,k,j)} = \frac{1}{4} \left[ \begin{array}{l} f_{\kappa_c}(X_{min} + L_X \cdot j, Y_{min} + L_X \cdot k) + \\ + f_{\kappa_c}(X_{min} + L_X \cdot [j+1], Y_{min} + L_X \cdot k) + \\ f_{\kappa_c}(X_{min} + L_X \cdot j, Y_{min} + L_X \cdot [k+1]) + \\ + f_{\kappa_c}(X_{min} + L_X \cdot [j+1], Y_{min} + L_X \cdot [k+1]) \end{array} \right] - \frac{1}{2} l \cdot L_{Z,c,l,k,j}.$$

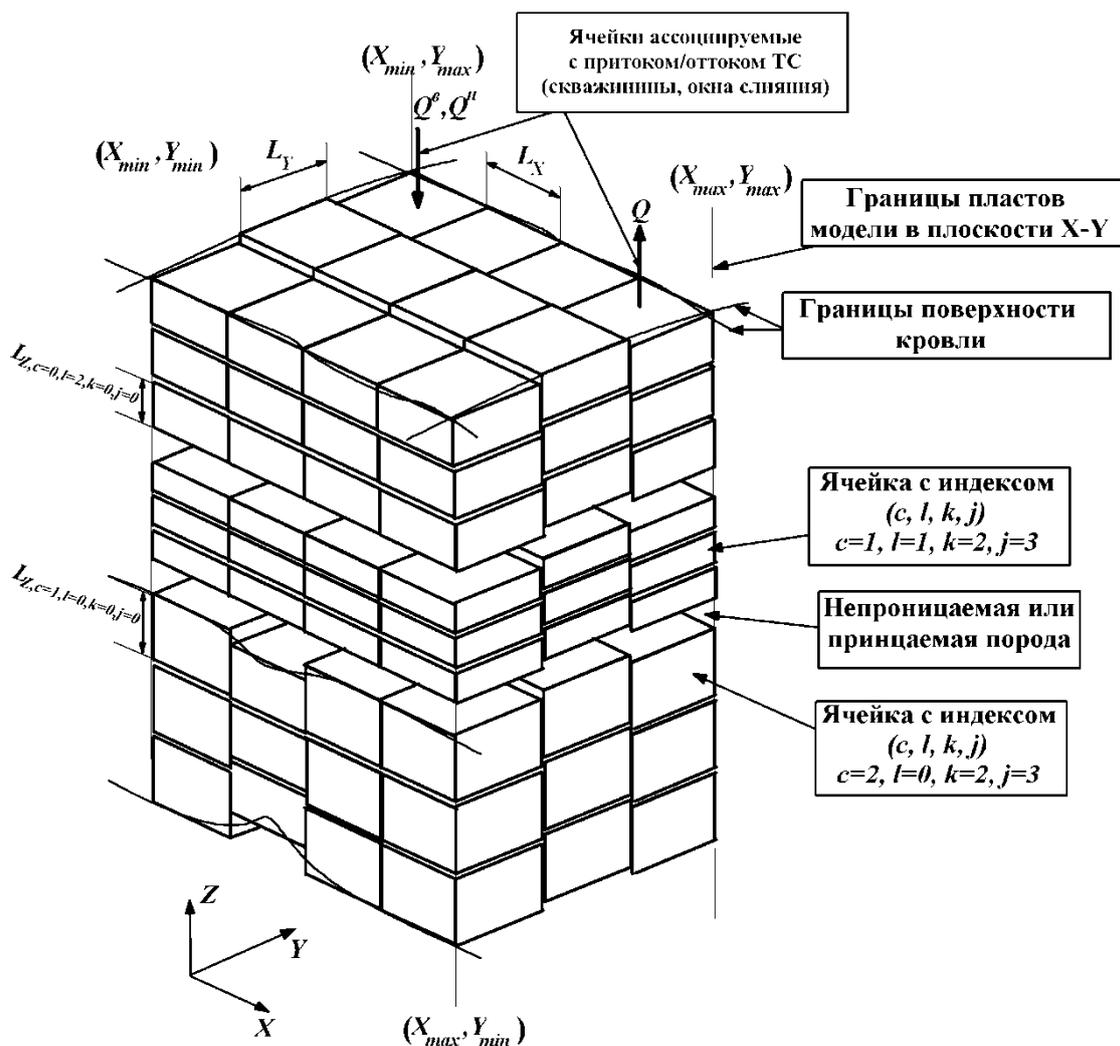


Рис. 4.119. Визуальное представление модели ГПП, состоящей из трех пластов, разбитых по вертикали на 4 слоя, по оси X на 4 ячейки, по оси Y на 3 ячейки

На рис. 4.119 (сверху) показаны ячейки, ассоциированные со скважинами или окнами слияния, через которые осуществляется приток или отток компонентов во внешнюю ГС. Для таких ячеек динамику притока/оттока будем описывать зависимостями массового расхода от времени:  $Q_i^e(t)$  для воды и  $Q_i^h(t)$  для нефти. Эти функции будут одними из основных граничных условий.

Начальными условиями для времени  $t=0$  (до техногенного воздействия на ГПП) являются величины пластовых давлений в ячейках –  $P_{t=0,i}$ , абсолютные проницаемости в ячейках по координатным осям –  $k_{t=0,i}^{(X)}, k_{t=0,i}^{(Y)}, k_{t=0,i}^{(Z)}$ , открытые пористости в ячейках  $m_{t=0,i}^{omk}$  и насыщенности компонентов в ячейках  $H_{6_{t=0,i}}, H_{H_{t=0,i}}$ . Данные факторы определяются из интерполирующих функций соответствующих описываемому параметру аналогично (4.249).

Например, для определения абсолютной проницаемости вдоль оси  $X$  пласта  $c$  слоя  $l$  в ячейке  $i$

$$k_{t=0,i(c,l,k,j)}^{(X)} = \frac{1}{4 \cdot L_S} \left[ \begin{array}{l} f_{k_{c_l}}(X_{\min} + L_X \cdot j, Y_{\min} + L_X \cdot k) + \\ + f_{k_{c_l}}(X_{\min} + L_X \cdot [j+1], Y_{\min} + L_X \cdot k) + \\ f_{k_{c_l}}(X_{\min} + L_X \cdot j, Y_{\min} + L_X \cdot [k+1]) + \\ + f_{k_{c_l}}(X_{\min} + L_X \cdot [j+1], Y_{\min} + L_X \cdot [k+1]) \end{array} \right], \quad (4.249)$$

где  $f_{k_{c_l}}$  – функция, интерполирующая абсолютную проницаемость пласта  $c$  в слое  $l$  вдоль оси  $X$ . Обычно проницаемости по осям  $X$  и  $Y$  принимаются одинаковыми.

Для описания динамики свойств ГПП в ячейках необходимо описать множество  $T$  точек времени, соответствующих последовательному приращению  $\Delta t$ . Элементы множества будут точки времени  $[t_0, t_1, t_2, \dots, t_I, \dots, t_{Im}]$  такие что

$$t_{I+1} = t_I + \Delta t, \quad (4.250)$$

где  $I$  – индекс соответствующий номеру расчета установившегося потокораспределения в течение времени  $\Delta t$ .

Для описания, установившегося в течение времени  $\Delta t$ , потокораспределения, при известных на данный момент давлениях в ячейках, необходимо определить величины притоков/оттоков во всех ячейках. Для этого согласно зависимостям  $\xi_i^{\Phi, Si}(\Delta p)$  следует определить величины массовых расходов компонентов истекающих (или притекающих) из ячейки. На рис. 4.120 отображена схема определения массовых расходов в ячейке  $i(c, l, k, j)$  относительно прилегающих к ней ячеек.

Для вычисления массового расхода, истекающего с грани  $U$  по оси  $S$  ячейки  $i$  компонента  $\Phi$  необходимо решить нелинейное уравнение относительно неизвестного давления на грани между ячейками –  $p_{SiU}$ .

$$i = ny \cdot nx \cdot Ls \cdot c +$$

$$+ ny \cdot nx \cdot l + nx \cdot k + j$$

$$p_{c,l,k,j} > p_{c,l-1,k,j} \quad p_{c,l,k,j} < p_{c,l+1,k,j}$$

$$p_{c,l,k,j} > p_{c,l,k,j+1} \quad p_{c,l,k,j} < p_{c,l,k-1,j}$$

$$p_{c,l,k,j} > p_{c,l,k+1,j} \quad p_{c,l,k,j} < p_{c,l,k,j-1}$$

$$m_{Xib}^{\Phi} < 0 \quad m_{Xie}^{\Phi} > 0$$

$$m_{Zib}^{\Phi} < 0 \quad m_{Zie}^{\Phi} > 0$$

$$m_{Yib}^{\Phi} < 0 \quad m_{Yie}^{\Phi} > 0$$

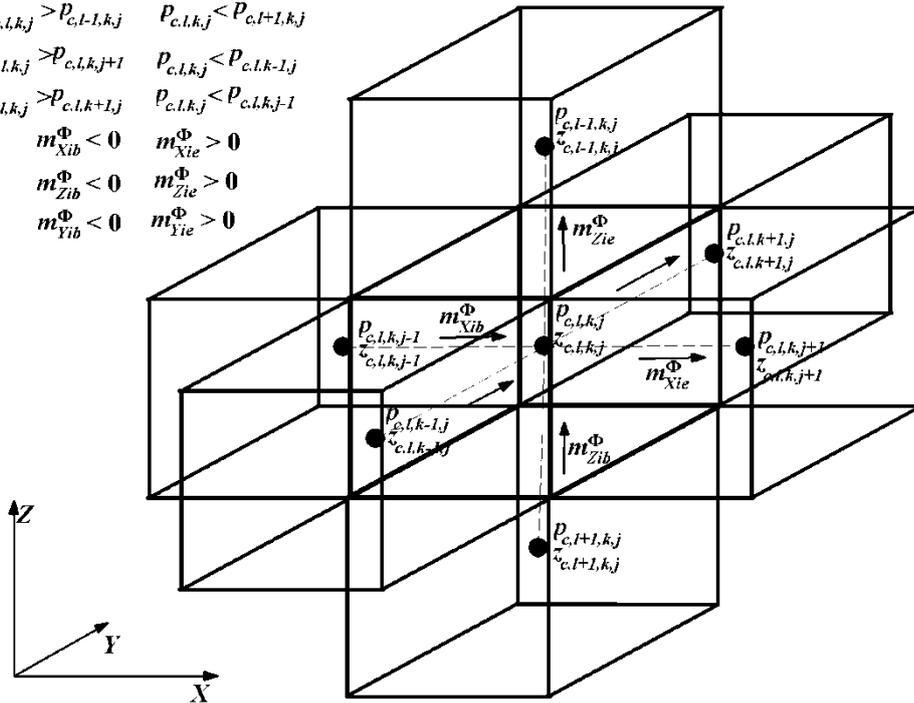


Рис. 4.120. Пример определения массовых расходов компонента  $\Phi$  в ячейке  $i$

Например, для фильтрации вдоль оси  $X$  должно выполняться равенство массовых расходов компонентов, истекающих из ячейки  $(c, l, k, j)$  и притекающих в смежную ячейку  $(c, l, k, j+U)$

$$\xi_{c,l,k,j}^{\Phi, X(c,l,k,j)} \left( p_{c,l,k,j} - p_{XiU} + \frac{\rho_{\Phi}(p_{c,l,k,j})g(z_{c,l,k,j} - z_{c,l,k,j+U})}{2} \right) =$$

$$= \xi_{c,l,k,j+U}^{\Phi, X(c,l,k,j+U)} \left( p_{XiU} - p_{c,l,k,j+U} + \frac{\rho_{\Phi}(p_{c,l,k,j+U})g(z_{c,l,k,j+U} - z_{c,l,k,j})}{2} \right), \quad (4.251)$$

где  $\xi_{c,l,k,j}^{\Phi, X(c,l,k,j)}$  – замыкающее отношение: зависимость массового расхода компонента  $\Phi$  ячейки  $(c, l, k, j)$  при фильтрации вдоль оси  $X$ ;

$\xi_{c,l,k,j+U}^{\Phi, X(c,l,k,j+U)}$  – замыкающее отношение: зависимость массового расхода компонента  $\Phi$  смежной по грани  $U$  ячейки  $(c, l, k, j+U)$  при фильтрации вдоль оси  $X$ ;

$U$  – инкремент, отражающий смещение индекса ячейки и может принимать значения  $+1$  и  $-1$  в зависимости от рассматриваемой по оси смежной ячейки (для оси  $X$  слева  $-1$ , а справа  $+1$ ).

Уравнение (4.251) можно решить численным методом Ньютона или методом «хорд». Наиболее подходящим для решения (4.251) является метод «адаптивной линеаризации» (см. выше). Получив из решения (4.251)

неизвестное давление на грани  $p_{XiU}$  находим массовый расход компонента через грань  $XiU$

$$m_{XiU}^{\Phi} = \xi_{c,l,k,j}^{\Phi,X(c,l,k,j)} \left( p_{c,l,k,j} - p_{XiU} + \frac{\rho_{\Phi}(p_{c,l,k,j})g(z_{c,l,k,j} - z_{c,l,k,j+U})}{2} \right). \quad (4.252)$$

Особенно важно отметить следующее условие решения (4.251). Дело в том, что характер насыщения смежных ячеек при определенных условиях может быть таким, что величина относительной проницаемости по одному из компонентов равна нулю в одной ячейке, а в смежной с ней может быть отличной от нуля. В этом случае решение (4.251) приводит неизвестное давление  $p_{XiU}$  к равному давлению в одной из ячеек (например, если относительная проницаемость компонента  $\Phi$  в ячейке  $(c, l, k, l+U)$  равна нулю, то  $p_{XiU} = p_{c,l,k,j}$ ), поэтому перед решением этого уравнения необходимо убедиться, что выполняются условия

$$\left| \xi_{c,l,k,j+U}^{\Phi,X(c,l,k,j+U)} (\Delta p_{Xk}^{\Phi}) \right| > 0$$

и

$$\left| \xi_{c,l,k,j}^{\Phi,X(c,l,k,j)} (\Delta p_{Xk}^{\Phi}) \right| > 0,$$

где  $\Delta p_{Xk}^{\Phi}$  – некоторый минимальный перепад давления, при котором возможна фильтрация компонента  $\Phi$  вдоль оси  $X$  равный произведению градиента давления начала фильтрации на половину длины ячейки вдоль оси  $S$ :

$$\Delta p_{S_k}^{\Phi} = \frac{1}{2} dp_{S_k}^{\Phi} L_S.$$

В частности, величина  $dp_{S_k}^{\Phi}$  в работе названа **начальным градиентом давления**. Далее  $dp_{S_k}^{\Phi}$  будем называть градиентом сдвига компонента. Таким образом, если условие фильтрации не выполняется хотя бы в одной из смежных ячеек, то следует считать отсутствие перетока между ячейками, т.е. для примера (4.252)  $m_{XiU}^{\Phi} = 0$  для соответствующей грани –  $U$  и смежных с этой гранью ячеек. Даже если полагать присутствие компонента в обеих ячейках, то, при текущем перепаде давления по оси  $S$ , если  $|\Delta p_S^{\Phi}| < \frac{1}{2} dp_{S_k}^{\Phi} L_S$ , то фильтрация происходить не будет:  $\xi_i^{\Phi,S}(\Delta p_S^{\Phi}) = 0$ . Соблюдение такого условия необходимо также для учета реологических свойств компонентов.

Можно предусмотреть приближенный способ определения перетока масс компонентов между ячейками, если течение соответствует линейному виду замыкающих отношений  $\xi(\Delta p)$ : 1 – с учетом сложения сопротивлений фильтрации по каждой из пары ячеек и компоненту – **зависимая проницаемость**; 2 – без учета сложения сопротивлений фильтрации по каждой

ячейке – **независимая проводимость**. На рис. 4.121– *а* и *б* показана схема расчета массового перетока компонента –  $\Phi$ .

Для зависимой проводимости, если  $\overline{k_1^\Phi} = 0$ , то  $r_1^{(S,\Phi)} = \infty \approx 1 \cdot 10^{20} \left[ \frac{\text{Па} \cdot \text{с}}{\text{кг}} \right]$ , и если  $\overline{k_2^\Phi} = 0$ , то  $r_2^{(S,\Phi)} = \infty \approx 1 \cdot 10^{20} \left[ \frac{\text{Па} \cdot \text{с}}{\text{кг}} \right]$ , отсюда  $m_{S,1-2}^\Phi = m_{S,2-1}^\Phi = 0$ . При этом, если не выполняются условия выше, то сопротивления ячеек складываются при определении суммарного сопротивления, из которого и перепада давления определяется массовый расход между ячейками, через соответствующую грань

$$m_{S,1-2}^\Phi = -m_{S,2-1}^\Phi = \frac{P_1 - P_2}{r_1^{(S,\Phi)} + r_2^{(S,\Phi)}}.$$

Для независимой проводимости выбор сопротивления зависит от того, в какой из пары ячеек давление выше. Если  $P_1 > P_2$ , то

$$m_{S,1-2}^\Phi = -m_{S,2-1}^\Phi = \frac{P_1 - P_2}{2r_1^{(S,\Phi)}},$$

а если  $P_1 < P_2$ , то

$$m_{S,1-2}^\Phi = -m_{S,2-1}^\Phi = \frac{P_1 - P_2}{2r_2^{(S,\Phi)}}.$$

Также, если  $P_1 > P_2$  и  $\overline{k_1^\Phi} = 0$ , то  $m_{S,1-2}^\Phi = m_{S,2-1}^\Phi = 0$  и если  $P_1 < P_2$  и  $\overline{k_2^\Phi} = 0$ , то  $m_{S,1-2}^\Phi = m_{S,2-1}^\Phi = 0$ .

Для схемы на рис. 4.120 при нулевой фазовой проницаемости любой из пары ячеек фильтрация считается нулевой, а для схемы на рис. 4.120 – *б* фильтрация невозможна только тогда, когда в ячейке с наибольшим давлением фазовая проницаемость равна нулю, при этом проводимость половины второй ячейки считается равной проводимости половины первой.

Такие способы определения перетока между ячейками подходят для условия соблюдения линейного закона фильтрации.

Если  $m_{xU}^\Phi > 0$ , то отток из ячейки  $(c, l, k, j)$  и приток в ячейку  $(c, l, k, j+U)$ . Аналогичным образом определяются расходы по остальным направлениям и граням рассматриваемой ячейки.

Так как модель ГПП ограничена по вертикали и горизонтали, то при отсутствии смежной ячейки массовый расход не вычисляется для соответствующих граней. Это касается ячеек границ пласта:  $j=nx-1, k=ny-1$  и  $l=Ls-1$ .

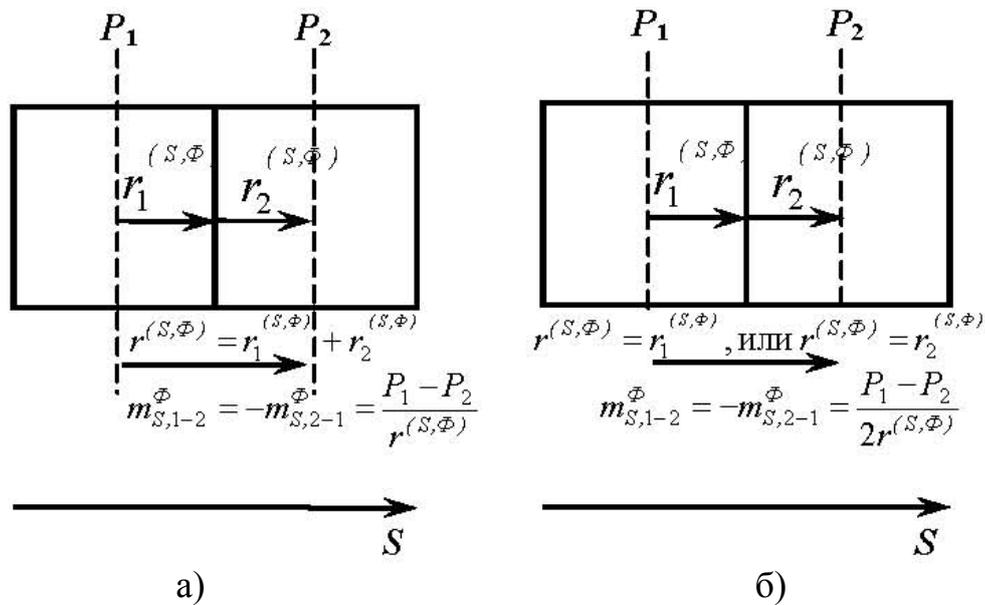


Рис. 4.121. Схема приближенного расчета перетока между ячейками  $i=1$ ,  $i=2$ : *a* – зависимая проводимость; *б* – независимая проводимость

После определения всех массовых расходов, соответствующих текущему потокораспределению –  $I$ , вычисляются давления через описанные ранее функции изменения давления и открытой пористости при притоке/оттоке из ячеек:

$$p_{t_{i+1},i} = p_{t_i,i} + \lambda_i [J_{t_i,i}^g + Q_i^g(t_i), J_{t_i,i}^h + Q_i^h(t_i), M_{t_i,i}^g, M_{t_i,i}^h, p_{t_i}]; \quad (4.253)$$

открытые пористости

$$m_{t_{i+1}}^{omk} = m_{t_i}^{omk} + \nu m_i [J_{t_i,i}^g + Q_i^g(t_i), J_{t_i,i}^h + Q_i^h(t_i), M_{t_i,i}^g, M_{t_i,i}^h, p_{t_i}, m_{t_i}^{omk}]; \quad (4.254)$$

массы компонентов

$$\begin{aligned} M_{t_{i+1},i}^{\Phi} &= J_{t=t_i,i}^{\Phi} + Q_i^{\Phi}(t_i) + M_{t=t_i,i}^{\Phi} = \\ &= Q_i^{\Phi}(t_i) - \sum_{\substack{S=X,Y,Z \\ U=b,e}}^6 \Delta t \cdot m_i^{\Phi, SiU} + M_{t=t_i,i}^{\Phi}; \end{aligned} \quad (4.255)$$

и насыщенности (для двухкомпонентной фильтрации вода+нефть)

$$H_{ht_{i+1},i} = \frac{M_{t_{i+1},i}^h}{M_{t_{i+1},i}^h + M_{t_{i+1},i}^g} \quad H_{gt_{i+1},i} = \frac{M_{t_{i+1},i}^g}{M_{t_{i+1},i}^h + M_{t_{i+1},i}^g} \quad (4.256)$$

компонентов в каждой ячейке согласно рассчитанным из (4.256 и 4.186) суммарным оттокам/притокам (см. раздел 4.5. «Модели элементов гидросистемы продуктивных пластов»).

Далее проверяются условия трещинообразования (4.217–4.224) и вычисляются корректирующие коэффициенты  $\zeta_{t_{i+1},i}^{Si}$ .

Таким образом, к следующему потокораспределению  $I+1$  имеем новые свойства ячеек: давления, открытые пористости, абсолютные проница-

емости, насыщенности компонентов (вода+нефть), массы, плотности и вязкости компонентов, сосредоточенных в ячейках и корректирующие коэффициенты, которые отражают условия трещинообразования. Следовательно, к следующему расчету соответствующему времени  $t_{I+1}$  замыкающие отношения  $\xi_i^{\phi, Si}$  будут иными.

Далее процесс переходит к следующему потокораспределению для следующего момента времени (4.254). Процесс повторяется до тех пор, пока  $I < Im$ .

Из (4.257–4.259) видно, что приращение масс компонентов включает граничные условия, описанные функциями притока/оттока  $Q_i^{\phi}(t)$ . Такое описание подходит для внедрения в модель окон слияния и источников пластовой воды, компенсирующих отборы жидкостей добывающих скважин. Вследствие того, что скважины могут вскрывать более одного пласта или более одной ячейки, необходимо учитывать потокораспределение между стволом скважины и ячейками пласта, прилегающими к стволу. Также необходимо учитывать, что описание граничных условий в добывающих скважинах связано с описанием не  $Q_i^{\phi}(t)$ , а функций суммарного отбора текучей среды  $-Q_i(t)$ , так как состав отбираемой жидкости будет зависеть от текущих насыщенностей компонентов в смежных со стволом скважины ячейках и вскрытых скважиной ячейках. Для нагнетательных скважин можно описать граничные условия в виде функций  $Q_i^{\phi}(t)$ , так как при притоке ТС извне состав определяется внешней гидросистемой. Описание граничных условий в виде  $Q_i^{\phi}(t)$  или  $Q_i(t)$  будем называть граничными условиями притока/оттока – «по расходу». Так же можно предусмотреть граничные условия – «по давлению», соответствующие описанию скважин в виде зависимостей забойного давления (в точке эксплуатационного забоя верхнего пласта) от времени –  $P_i(t)$ . В этом случае предполагается, что приток и отток из ячеек определяется согласно перепаду давления между  $P_i(t)$  и давлениями смежных ячеек.

На рис. 4.122 показана схема расчета потокораспределения на примере вертикальной нагнетательной скважины, вскрывшей 3 пласта для граничных условий «по расходу». Вследствие того, что направление ствола скважины может быть произвольным, в первом приближении будем считать положение ствола скважины параллельным одной из осей координат. Для расчета потокораспределения между ячейками, пересекающимися стволом скважины и смежными с ними: для вертикальной скважины это ячейки слева, справа, спереди и сзади, а для горизонтальной слева, справа, сверху, снизу или спереди, сзади, сверху, снизу, необходимо описать в виде модели ТГС с активными узлами в смежных ячейках, и транзитивными узлами по стволу скважины. Звеньями такой модели будут гидравлические характеристики участков эксплуатационной колонны или открытого ство-

ла вдоль направления скважины – 1, половины ячеек смежных со стволом – 2 и участки фильтрации от ствола скважины к граням смежных ячеек – 3 (см. 4.123 – а). На рис. 4.123 – а показан фрагмент структуры рассматриваемой гидросистемы (рис. 4.123) для верхнего пласта в отношении потоко-распределения между стволом скважины и смежными с ней ячейками по некоторой оси  $S$  (для вертикальной скважины  $S$  будет соответствовать осям  $X$  и  $Y$ ). Так как в любом случае, структура должна отражать потокораспределение между ячейками ствола и смежными ячейками, то общая структура модели будет схематично выглядеть так, как показано на рис. 4.123 – б.

Из рис. 4.122–4.123 видно, что модель соответствует задаче потоко-распределения ТГС, которая решается методом «узловой увязки» алгоритмом «АЛУС» и с той лишь разницей, что гидравлические характеристики каждого звена будут определяться для смежных ячеек – 2 согласно функциям замыкающих отношений  $\xi^{\phi, S}$ , соответствующих ячеек для текущего давления и насыщенностей в них. Для описания гидравлических характеристик  $s_c$  для каждого участка ствола скважины – 1 можно воспользоваться формулой Дарси-Вейсбаха. Схему моделирования скважин можно упростить исключением смежных ячеек, полагая давление в НТС модели ТГС равным пластовому давлению на гранях ячеек, вскрытых стволом.

Для расчета гидравлических характеристик, описывающих фильтрацию компонента от ствола скважины (от центра ячейки-скважины) до ее граней вдоль оси  $S$  можно использовать следующую зависимость для раздельной фильтрации от ствола скважины с диаметром  $D_{КОЛ}$  до грани прямоугольной ячейки – 3.

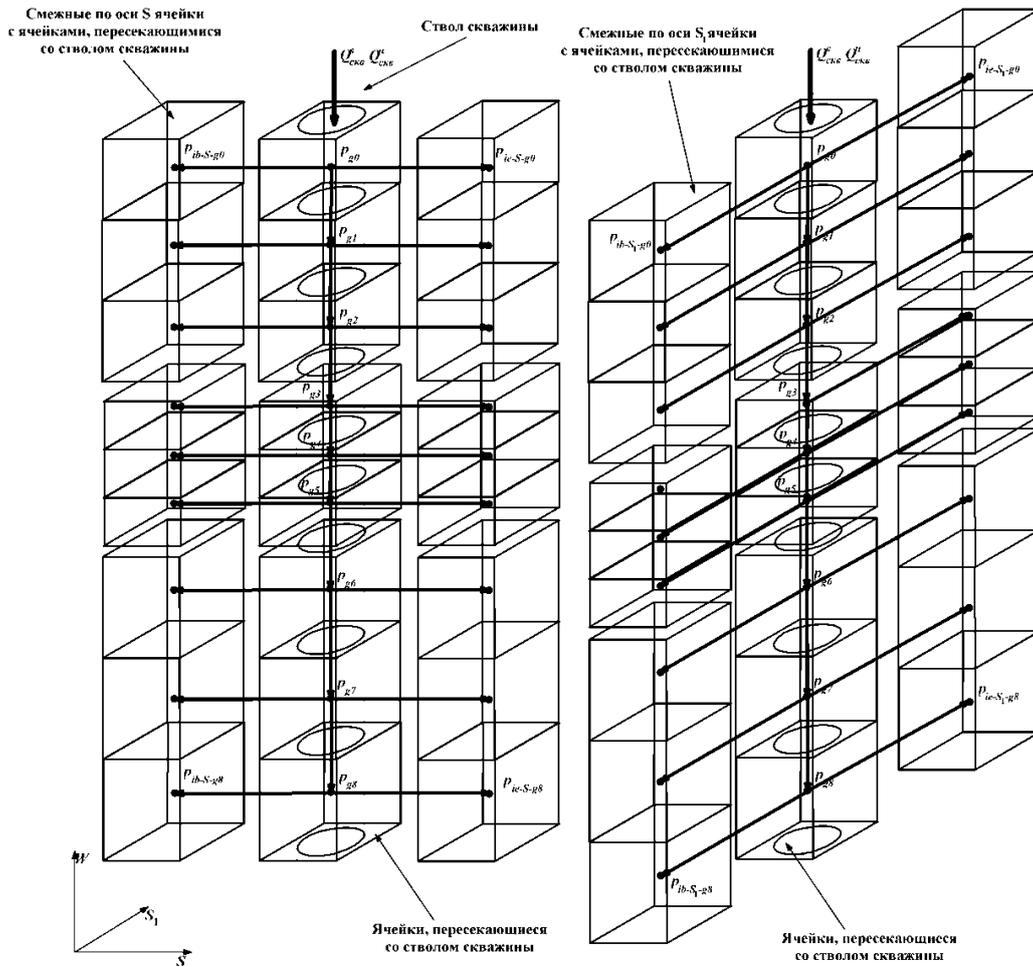


Рис. 4.122. Схема модели скважины в модели ГПП для потокораспределения в окрестности эксплуатационного забоя (скважина вертикальная  $W=Z$ ,  $S=X$ ,  $S_1=Y$ )

Запишем уравнение притока, согласно закону Дарси:

$$p - p_{SU} = \frac{1}{2} \frac{\mu_{\Phi}(p)}{\bar{k}_{\Phi} k^{(S)} L_{S_1}} \frac{m^{\Phi} L_S}{\rho_{\Phi}(p) L_W} \int_{\frac{1}{2} D_{КОЛ}}^{L_S} \frac{dl}{l}, \quad (4.257)$$

где  $p$  – давление в стволе скважины в точках  $g_0, g_1 \dots$ ;  $p_{SU}$  – давление на одной из пары граней ячейки вдоль оси  $S$ ;  $dl$  – приращение расстояния от центра ячейки к периферии;  $l$  – расстояние от центра ячейки;  $m^{\Phi}$  – массовый расход компонента;  $L_W$  – длина ячейки по оси  $W$ ;  $L_S$  – длина ячейки по оси  $S$ ;  $L_{S_1}$  – длина ячейки по оси  $S_1$ ;  $W$  – ось ствола скважины;  $S_1 \perp S \perp W$ .

В итоге после интегрирования имеем

$$p - p_{SU} = \frac{1}{2} \frac{\mu_{\Phi}(p)}{\bar{k}_{\Phi} k^{(S)} L_{S_1}} \frac{m^{\Phi} L_S}{\rho_{\Phi}(p) L_W} \ln \left( 2 \frac{L_S}{D_{КОЛ}} \right). \quad (4.258)$$

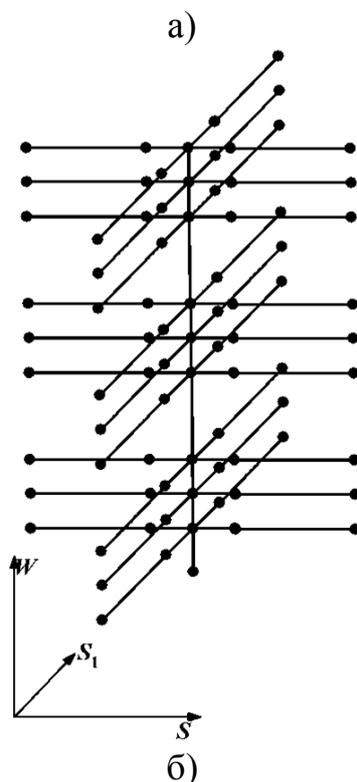
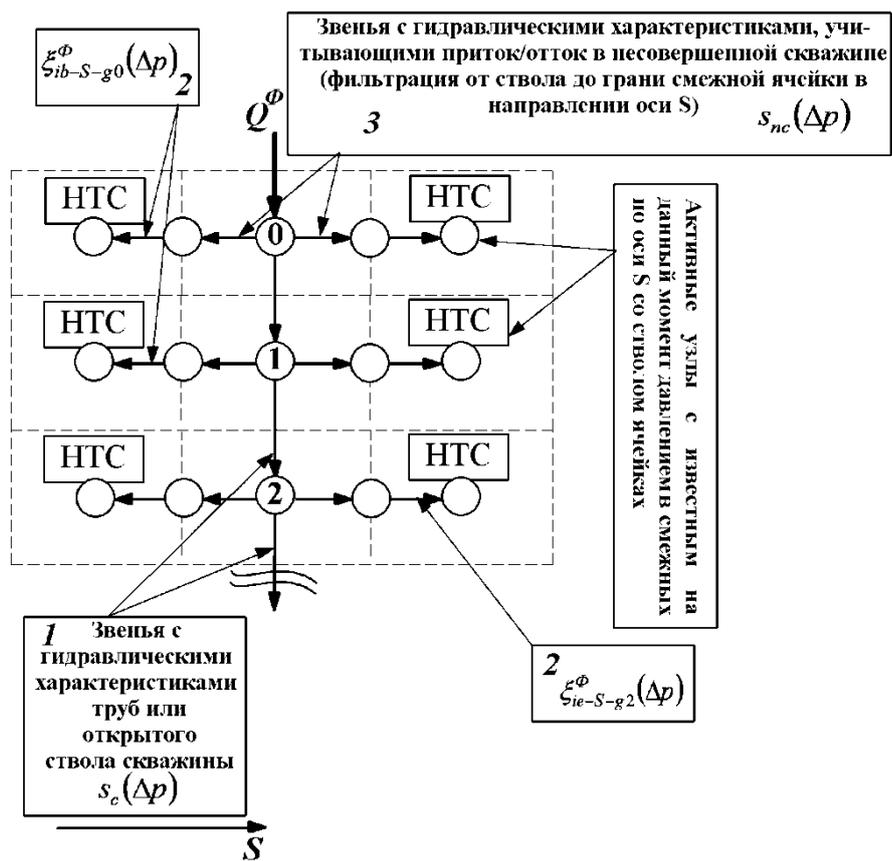


Рис. 4.123. Модель гидросистемы для потокораспределения между скважиной и ячейками пластов модели ГПП (граничное условие – «по расходу»): а – фрагмент структуры в плоскости  $W-S$  верхнего пласта; б – общий вид структуры

Для учета дополнительных сопротивлений в каналах перфорации в (4.258) внесем изменение добавлением коэффициента дополнительного сопротивления  $S_t$ , который может быть принят большим (порядка 10 тыс.), если необходимо описать отсутствие фильтрации в определенной части ствола (например, если нет перфорации). После подстановки этого коэффициента будем иметь окончательно

$$m^\Phi = s_{nc}(p - p_{SU}) = 2 \frac{\rho_\Phi(p) L_w L_{S_1} (p - p_{SU}) \bar{k}_\Phi k^{(S)}}{\mu_\Phi(p) L_S \left[ \ln \left( 2 \frac{L_S}{D_{КОЛ}} \right) + S_t \right]}. \quad (4.259)$$

Таким образом, сопротивление фильтрации будет

Разумеется, вместо (4.259) можно использовать и функции  $\xi^{\Phi,S}$ , полученные согласно общей модели ячеек при том, что диаметр ствола много меньше размеров ячейки. В этом случае также адекватно будут учитываться факторы изменения абсолютной проницаемости от давления и гидравлического разрыва в ячейках ствола скважины.

При расчете потокораспределения между скважиной и ячейками ГПП необходимо учитывать уравнения (4.251) и соответствующие условия его применимости, так как ячейки пласта в зависимости от текущих насыщенных будут по-разному принимать закачиваемые компоненты. Поэтому функции замыкающих отношений  $\xi^{\Phi,S}$  в смежных ячейках и функции  $s_{nc}$  должны быть объединены согласно последовательному соединению звеньев (см. 4.123 – а) аналогично (4.251):

$$\xi^{\Phi,S}(p - p_{SU}) = s_{nc}(p_{SU} - p). \quad (4.260)$$

Если  $|\xi^{\Phi,S}(\Delta p_{Xk}^\Phi)| = 0$ , то следует принять  $\xi^{\Phi,S}(\Delta p) = A \cdot \Delta p$ , где  $A$  – ко-

эффициент сверхнизкой проводимости, например  $A = 1 \cdot 10^{-8} \frac{\text{кг}}{\text{с} \cdot \text{Па}}$ .

Структура модели скважины, показанная на рис. 4.122–4.123 не учитывает изменения давления в ячейках ствола вследствие ее деформации так, как сумма расходов в узлах g-1, g-2.. равна нулю. Поэтому вместо такой структуры можно также использовать структуру без участия смежных ячеек, основываясь на том, что давление на гранях ячеек ствола равно среднему давлению в ячейке –  $p_i$ , а давление в центре ячейки будет равно давлению в узлах g-1, g-2... , т.е. забойному давлению.

Следующим важным моментом при расчете потокораспределения между скважиной и ГПП является учет возможного двухкомпонентного течения – вода+нефть. Так как текущие среды находятся в одном состоянии, то течение в стволе скважины можно рассчитывать как единую смешанную среду (эмульсию) или отдельно. В последнем случае модель потокораспределения будет разделена на две структуры (см. рис. 4.123 – б),

каждая из которых будет описывать, в соответствии с гидравлическими характеристиками  $s_c(\Delta p)$ , раздельное течение компонентов в стволе скважины, при этом площадь сечения ствола должна быть разделена в долях, соответствующих составу текучей среды в каждом звене. К сожалению, здесь нет возможности подробно описать такую задачу потокораспределения. Поэтому в качестве допущения можно предположить течение смешанной среды с осредненной плотностью и динамической вязкостью в стволе скважины или для нагнетательных скважин приток только одного компонента – вода.

Для добывающих скважин модель потокораспределения подобна схеме на рис. 4.122–4.123 с той лишь разницей, что в качестве граничного условия задается массовый отбор (отток) смешанной среды –  $Q(t)$ . Причем течение компонентов до узлов  $g-1, g-2\dots$  происходит раздельно, а затем происходит смешивание, поэтому структура несколько изменяется, так как характеристики течения для компонентов различны (см. рис. 4.124). Звенья, соответствующие течению компонентов в смежных со стволом ячейках, будут структурно сходиться в узлах ствола  $g-1, g-2\dots$  так, что будет происходить смешивание их масс и дальнейшее совместное течение. Хотя и описанная ранее задача потокораспределения не учитывает в явном виде течения среды, состоящей из более одного компонента, однако описание гидравлических характеристик учитывает произвольные свойства текучих сред. Поэтому описав свойства компонентов (вязкость и плотность) в звеньях, соответствующих их течению, можно рассчитать потокораспределение в прежней постановке задачи.

Структура МТГС скважин, соответствующая граничным условиям – «по давлению» имеет на одно звено и один узел больше элементов. В такой модели верхний узел соответствует активному узлу с давлением, принимаемым согласно заданной динамике забойного давления, а гидравлическая характеристика соединенного с ним звена, имеет некоторое весьма малое сопротивление. Получаемое потокораспределение в структуре на рис. 4.124 позволяет рассчитать долю нефти и воды согласно текущим притокам и оттокам в ячейках-ствола скважины по направлениям осей  $S$ : полученные массовые расходы  $m_i^{n,S}, m_i^{e,S}$  компонентов в звеньях-ячейках  $i$  (см. рис. 4.124) суммируются по каждому компоненту и делятся на суммарный массовый отбор. Так для вертикальной скважины доля компонента  $\Phi$  в общем отборе будет

$$\delta^\Phi = \frac{\sum_{i=1}^N m_i^\Phi}{Q}, \quad (4.261)$$

где  $N$  – количество ячеек, вскрытых скважиной;  $m_i^\Phi$  – суммарный по осям и граням массовый расход компонента  $\Phi$ .

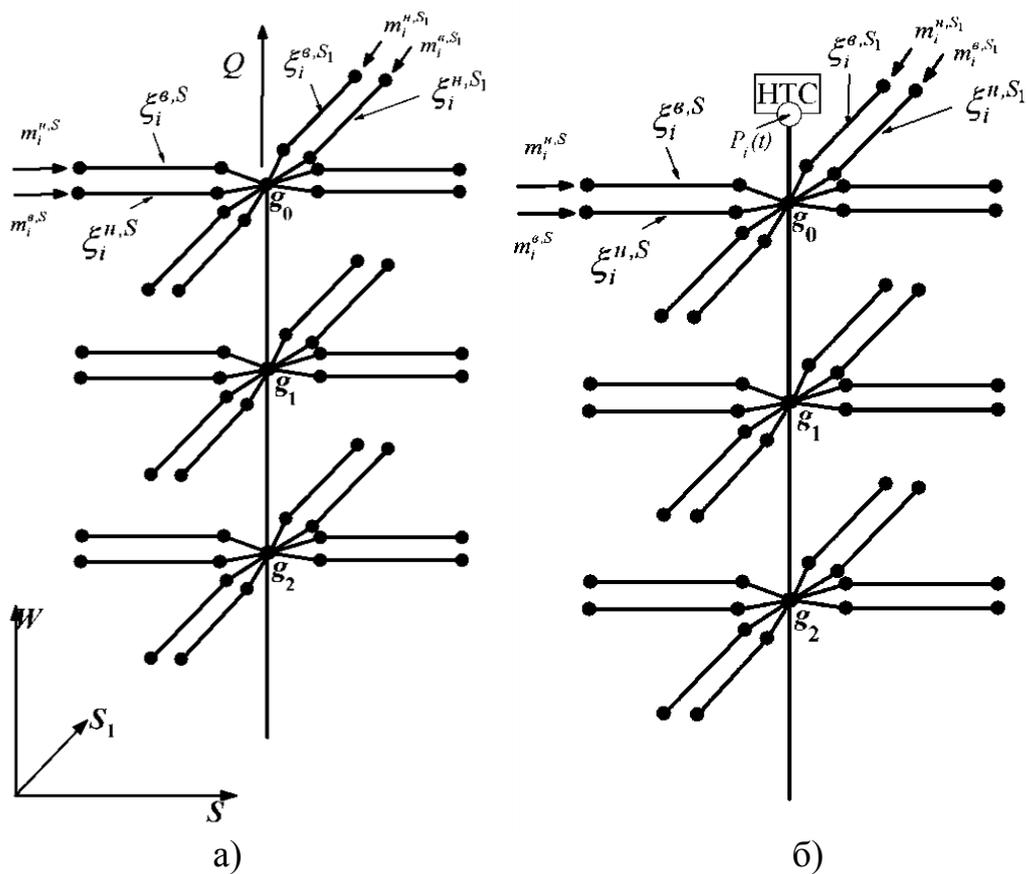


Рис. 4.124. Фрагмент структуры модели потокораспределения добывающей скважины (модель добывающей скважины в модели ГПП):  
 а – для граничных условий «по расходу»;  
 б – для граничных условий по давлению

Так как ориентация звеньев выбрана согласно схеме на рис.4.123–а, то при массовом расходе в звене  $i - m_i^{\Phi} < 0$  будет приток в ствол скважины. Величина отбора  $Q < 0$ . В связи с тем, что условия поставленной задачи потокораспределения допускают возможность межпластовых перетоков в стволе скважины, то возможны оттоки  $- m_i^{\Phi} > 0$  из ствола скважины скажутся на доле компонента в общем отборе в сторону уменьшения.

В заключение описания модели скважин следует уточнить, что предлагаемые здесь модели не учитывают факторов поэтапного (между звеньями) смешивания компонентов при потокораспределении в стволе скважины. Однако такое допущение не окажет существенного влияния на результаты расчета, так как гидравлические потери в эксплуатационной колонне при внутреннем диаметре более 100 мм, небольших длинах (до 100–200 м) и больших объемных расходах (до 1000–1500 м<sup>3</sup>/сут) малы: порядка 0,01–0,03 МПа.

В описываемой модели ГПП нет явного решения системы уравнений, описывающих материальный баланс, так как расчет давлений в ячейках является неявным, а расчет потокораспределения между ячейками базируется на текущем распределении давлений. Однако материальный баланс полностью выдерживается, посредством решения (4.251) для всех ячеек несвязанных со скважинами и решения потокораспределения для моделей скважин. Вычислительные эксперименты, поставленные на описанной модели ГПП, показали неточность соблюдения материального баланса не более  $1 \cdot 10^{-4}$  кг. Неточность материального баланса вычислялась посредством суммирования текущих масс компонентов во всех ячейках и величин оттоков/притоков компонентов, заданных граничными условиями  $Q_i^g(t) \cdot \Delta t$ ,  $Q_i^h(t) \cdot \Delta t$  и  $Q_i(t) \cdot \Delta t$  с сопоставлением с начальными массами компонентов в ячейках –  $M_{t=t_0,i}^h$ ,  $M_{t=t_0,i}^g$ . Это подтверждает принятую в предлагаемой модели схему описания материального баланса, которая позволила разгрузить ЭВМ примерно в 2–3 раза, по сравнению с постановкой и решением задачи явного потокораспределения решением системы уравнений, и получить возможность эффективного моделирования ГПП с ячейками малого размера при их общем количестве в модели ГПП порядка 500 млн.

Посредством применения особого подхода к хранению и обработке информации в авторском ПРК Hydra'Sym количество ячеек может достигать даже порядка 10 млрд.

Материальный баланс в описываемой модели поддерживается определенным алгоритмом – порядком распределения массовых расходов между смежными ячейками. Рассмотрим общую схему распределения потоков на шаге  $I$  при известных на данный момент времени  $-t_I$  давлениях во всех ячейках.

На рис. 4.125 показана схема порядка распределения потоков между смежными ячейками пласта с индексом  $c=0$ . Согласно (4.251–4.252) для каждой пары смежных ячеек возможно найти массовый расход перетока компонента  $\Phi$  между этими ячейками. Для соблюдения баланса масс необходимо, чтобы масса притекающих в данную ячейку компонентов компенсировалась оттоком из смежных ячеек, в том числе из ячеек, смежных со скважиной и вскрытых скважиной.

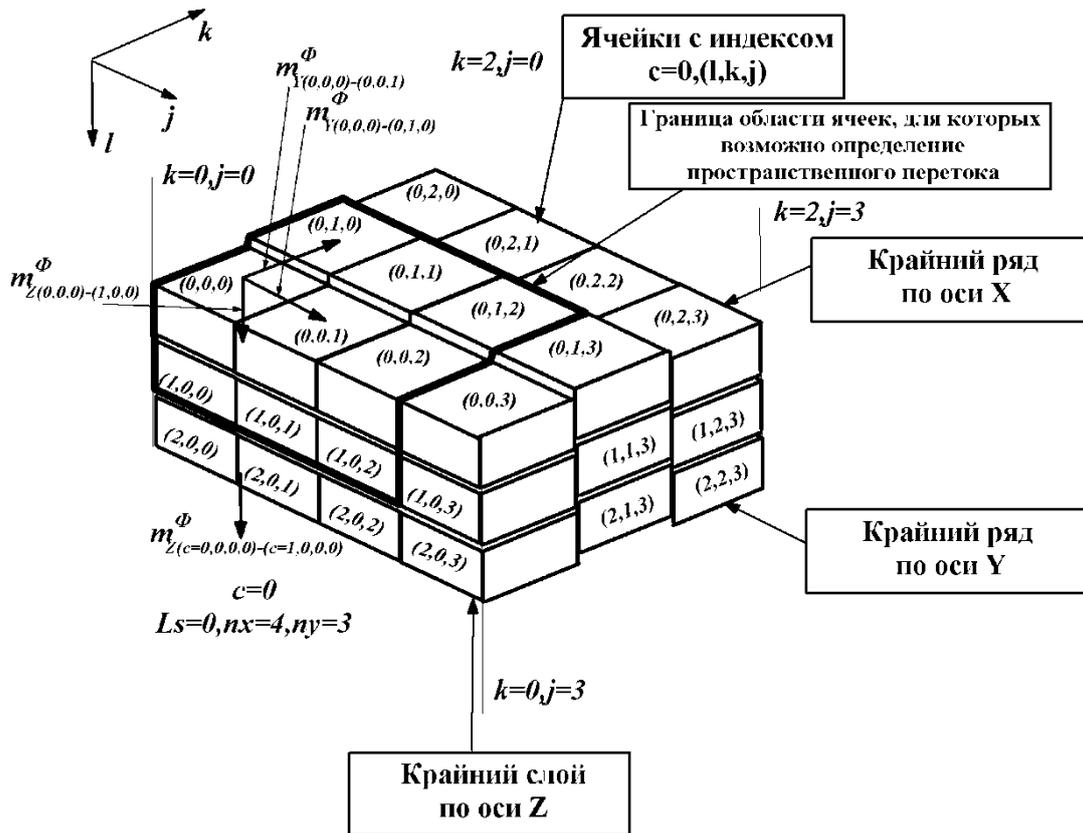


Рис. 4.125. Порядок расчета массовых расходов между ячейками пласта

Массовые расходы в ячейках смежных со скважинами будем считать найденными в первую очередь, согласно расчету потокораспределения в схеме МТГС аналогично рис. 4.124. Далее по приоритету, начиная с верхнего слоя  $l=0$ , определяем переток между смежными ячейками по оси  $X$ , инкрементируя индекс  $j$  до тех пор, пока  $j < nx$ , по оси  $Y$ , инкрементируя индекс  $k$  до тех пор, пока  $k < ny$  и по слоям инкрементируя индекс слоя  $l$  до тех пор, пока  $l < L$ . Причем, при нахождении перетока между смежными ячейками, например  $(0,0,0)$  и  $(0,0,1)$  полученный массовый расход записывается для ячейки  $(0,0,0)$ , а с противоположным знаком для ячейки  $(0,0,1)$ .

Таким образом, массовый расход (рис. 4.125) истекает из  $(0,0,0)$  и притекает в  $(0,0,1)$ . Начальное суммарное приращение массы в каждой ячейке  $J_i^{\Phi}$  до начала расчета потокораспределения приравнивается нулю, а по мере определения массовых расходов приращивается для каждой ячейки

$$J_i^{\Phi} = J_i^{\Phi} - m_i^{\Phi} \Delta t.$$

Для крайних рядов по осям  $X$  и  $Y$  массовые расходы определяются для крайнего ряда по  $Y$  только вдоль оси  $X$ , а для крайнего ряда по  $X$  только по оси  $Y$  и если  $l < Ls-1$ , то вдоль оси  $Z$ .

Для крайнего слоя массовые расходы определяются вдоль осей  $X$  и  $Y$  при условии, что  $j < nx-1$  и  $k < ny-1$ . Таким образом, в крайней ячейке: ( $l-$

$1,ny-1,nx-1$ ) массовый расход уже не рассчитывается, так как перетоки из этой ячейки определены ранее при нахождении массовых расходов по оси  $X$  от ячейки  $(l-1,ny-1,nx-2)$ , по оси  $Y$  от ячейки  $(l-1,ny-2,nx-1)$  и по оси  $Z$  от ячейки  $(l-2,ny-1,nx-1)$ . Для всех ячеек слоя  $l=Ls-1$  определяются перетоки между нижним слоем пласта  $c=0$  и верхним слоем пласта  $c=1$  по оси  $Z$ .

Рассмотрим порядок расчета для примера на рис.4.125.

**1.** Этап – сброс. Приравнивание для всех ячеек текущих притоков массы  $J_i^\phi = 0$ . Приращение в соответствии с заданными граничными условиями для ячеек (не скважин), где указан приток/отток: компонентов  $J_i^\phi = Q_i^\phi(t_l) \cdot \Delta t$ .

**2.** Этап – потокораспределение в скважинах. Расчет потокораспределения между смежными со стволами скважин ячейками на основании известных  $Q_i^\phi(t_l)$  для нагнетательных и  $Q_i(t_l)$  для добывающих скважин или динамики забойного давления –  $P_i(t_l)$ . После чего в смежных со скважинами ячейках будет изменены значения  $J_i^\phi$  в соответствии с полученным потокораспределением и величинами притоков/оттоков массы в смежных ячейках или в ячейках ствола скважины (в зависимости от выбранной модели скважины: с учетом или без учета смежных со стволом ячеек).

**3.** Этап – распределение потоков между всеми ячейками модели. Начинаем с угла  $c=0, l=0, k=0, j=0$ . Определяем согласно замыкающим отношениям и (4.251–4.252) перетоки между текущей и смежными на индекс вперед ячейками по осям:  $(c=0, l=0, k=0, j=1)$ ,  $(c=0, l=0, k=1, j=0)$  и  $(c=0, l=1, k=0, j=0)$ .

**3.1.** Определяем перетоки и приращения масс компонентов, переходя по индексу  $j$  и в соответствие с выполнением условий индексации.

Если  $j < nx-1$ , то вдоль оси  $X$

$$m_{X(l,k,j)-(l,k,j+1)}^\phi \quad (4.262)$$

и приращение массы текущей и смежной ячейки

$$J_{(l,k,j)}^\phi = J_{(l,k,j)}^\phi - m_{X(l,k,j)-(l,k,j+1)}^\phi \Delta t, \quad (4.263)$$

$$J_{(l,k,j+1)}^\phi = J_{(l,k,j+1)}^\phi + m_{X(l,k,j)-(l,k,j+1)}^\phi \Delta t. \quad (4.264)$$

Если  $k < ny-1$ , то вдоль оси  $Y$

$$m_{Y(l,k,j)-(l,k+1,j)}^\phi \quad (4.265)$$

и приращение массы

$$J_{(l,k,j)}^\phi = J_{(l,k,j)}^\phi - m_{Y(l,k,j)-(l,k+1,j)}^\phi \Delta t, \quad (4.266)$$

$$J_{(l,k+1,j)}^\phi = J_{(l,k+1,j)}^\phi + m_{Y(l,k,j)-(l,k+1,j)}^\phi \Delta t. \quad (4.267)$$

Если  $l < Ls-1$ , то вдоль оси  $Z$

$$m_{Z(l,k,j)-(l+1,k,j)}^\phi \quad (4.268)$$

и приращение массы

$$J_{(l,k,j)}^{\Phi} = J_{(l,k,j)}^{\Phi} - m_{Z(l,k,j)-(l+1,k,j)}^{\Phi} \Delta t, \quad (4.269)$$

$$J_{(l+1,k,j)}^{\Phi} = J_{(l+1,k,j)}^{\Phi} + m_{Z(l,k,j)-(l+1,k,j)}^{\Phi} \Delta t. \quad (4.270)$$

Инкрементируем индекс  $j$  до тех пор, пока  $j < nx$  и переходим к вычислениям (4.263–4.270). Далее пройдя ячейки  $(0,0,0)$ – $(0,0,nx-1)$  переходим к следующему ряду по индексу  $k$ .

**3.2.** Инкрементируем индекс  $k$  до тех пор, пока  $k < ny$  и устанавливаем индекс  $j$  в ноль, после чего повторяем п. 3.1 пока  $j < nx$ . Пройдя ячейки  $(0,0,0)$ – $(0,ny-1,nx-1)$  переходим к следующему ряду по индексу  $l$ .

**3.3.** Инкрементируем индекс  $l$  до тех пор, пока  $l < Ls$  и устанавливаем индексы  $k, j$  в ноль, после чего повторяем 3.2 пока  $l < Ls$ . В последнем слое  $l=Ls-1$  рассчитываем массовый расход между пластами.

Если  $c < C-1$ , то

$$m_{Z(c,l,k,j)-(c+1,l,k,j)}^{\Phi} \quad (4.271)$$

и приращение массы

$$J_{(c,l,k,j)}^{\Phi} = J_{(c,l,k,j)}^{\Phi} - m_{Z(c,l,k,j)-(c+1,l,k,j)}^{\Phi} \Delta t, \quad (4.272)$$

$$J_{(c+1,l,k,j)}^{\Phi} = J_{(c+1,l,k,j)}^{\Phi} + m_{Z(c,l,k,j)-(c+1,l,k,j)}^{\Phi} \Delta t. \quad (4.273)$$

Если не выполняется условие индексации, то соответствующий массовый расход не рассчитывается и не приращивается.

После выхода из циклов перебора 3.1–3.3 имеем текущие приращения массы компонентов в каждой ячейке модели. На основании полученных на шаге  $I$  текущих приращений масс, рассчитываются давления, открытые пористости, насыщенности (4.254–4.256) и абсолютные проницаемости в ячейках.

Из порядка массораспределения (4.262–4.273) видно, что вне зависимости от точности решения нелинейных уравнений (4.251) баланс масс компонентов всегда сохраняется с абсолютной точностью:

$$\begin{aligned} & \sum_{i=0}^{nx \cdot ny \cdot C \cdot Ls - 1} (M_{t_I, i}^{\Phi} - M_{t_{I-1}, i}^{\Phi}) = J_{t_I, i}^{\Phi} = \\ & = Q_i^{\Phi}(t_I) + \sum_{i=0}^{nx \cdot ny \cdot C \cdot Ls - 1} \left( - \sum_{\substack{S=X,Y,Z \\ U=b,e}}^6 \Delta t \cdot m_i^{\Phi, SiU} \right). \end{aligned} \quad (4.274)$$

Как видно, в предлагаемой модели ГПП невозможно описание граничных условий в виде постоянных давлений в ячейках (не скважин) так как неясно притоком какого компонента обуславливается постоянство давления, поэтому окна слияния с водоносными пластами придется описывать граничными условиями –  $Q_i^g(t)$ , нагнетательные скважины –  $Q_i^{\Phi}(t)$ , а добывающие –  $Q_i(t)$ . Окна слияния и водоносные пласты лучше описать, водоносным пластом и частично изолирующим пластом (с указанием ре-

альных абсолютных проницаемостей по оси  $Z$  в ячейках-окнах слияния и верхних в остальной части изолирующего пласта), входящими в модель ГПП, тогда адекватно будет учитываться приток масс воды в нефтеносные пласты. Так как описываемая модель ГПП, представляет собой модель ограниченных пластов, то фиксация постоянных давлений в ячейках в виде граничного условия невозможна.

Последнее несколько сужает область применения предлагаемой модели, однако, имеется возможность в явном виде описать пласты больших размеров, вследствие чего требуемая инертность ГПП увеличится.

### **Задача совмещения модели внутрипластовой фильтрации нефти и воды с моделью технических гидросистем поддержания пластового давления**

В данном разделе рассматриваются задачи совместного использования предлагаемой модели наземной части гидросистем ППД и модели ГПП в условиях гидравлической связи, обеспечиваемой скважинами. Для совмещения предлагаемых МТГС систем ППД и модели ГПП необходимо для каждой из моделей описать граничные условия, которые определяют гидравлическую связь между МТГС и моделью ГПП в нагнетательных скважинах.

Так как на каждом шаге времени –  $I$  предполагается в обеих моделях потокораспределение установившимся, то для модели ГПП граничными условиями со стороны водонагнетательных скважин будут известные на шаге  $I$  массовые притоки воды –  $Q_{t,cm}^g$  для смежных со стволом ячеек – 2 и ячеек ствола – 3, полученные из решения комплексного потокораспределения МТГС согласно – КПР( $t_I$ ). А. для МТГС граничными условиями со стороны модели ГПП, будут известные давления на момент  $t_I$  в смежных со стволом скважины ячейках –  $p_{t,cm}$ , полученные на основании (4.257) расчета модели ГПП. Причем модель нагнетательной скважины при таком использовании МТГС, начиная от точки эксплуатационного забоя верхнего пласта, изменится (по сравнению с отдельным использованием МТГС) в соответствии со структурой на рис. 4.123, где текущие давления в смежных со стволом ячейках – 2 и 3 (рис. 4.123–а) модели ГПП считаются известными давлениями –  $p_{t,cm}$  в активных узлах МТГС (т.е. НТС). Здесь  $cm$  – индекс ячеек, смежных со стволами скважин.

Таким образом, процесс совместного расчета МТГС и модели ГПП будет выглядеть в виде последовательно расчета МТГС на основании известных давлений  $p_{t,cm}$  в смежных с нагнетательными скважинами ячейках, а затем расчета модели ГПП на основании известных притоков в этих же ячейках –  $Q_{t,cm}^g$ . Причем расчет МТГС будет опережать расчет модели ГПП, так как первыми известны –  $p_{t_0,cm}$ .

На шаге  $I=0$  давления в ячейках –  $cm$  водонагнетательных скважин известны на основании геологической модели, поэтому первой рассчитывается комплексное потокораспределение – КПП( $t_0$ ) в МТГС, соответствующее известным давлениям –  $p_{t_0,cm}$ . Причем модели скважин в прежнем виде не учитывают ЗВС, а расчет происходит согласно совмещению структур оборудования скважины до узла забоя –  $z$  и структуры модели скважины в ГПП от ячеек до узла –  $g_0$  (см. рис. 4.124). После решения потокораспределения в МТГС имеем известными  $Q_{t_0,cm}^g$ .

Далее, для шага  $I=1$  рассчитывается состояние модели ГПП с известными притоками в ячейках  $cm$  –  $Q_{t_0,cm}^g$ , где в частности пересчитываются давления –  $p_{t_1,cm}$ , абсолютные проницаемости и коэффициенты трещинообразования  $z_{t_1,cm}^{Si}$ , выступающие в качестве исходных данных для следующего расчета потокораспределения МТГС, так как они входят в расчет характеристик звеньев  $\xi_{cm}^{g,S}$ . Затем для шага  $I=2$  рассчитывается комплексное потокораспределение МТГС относительно  $p_{t_1,cm}$  – КПП( $t_1$ ). И так далее до невыполнения условия  $I < Im$ .

Еще одним способом совмещения моделей является следующая последовательность взаимного (между МТГС и моделью ГПП) нахождения граничных условий. Первой рассчитывается МТГС, из которой получаем известными приемистости скважин (без учета распределения потоков по пластам и слоям). Далее рассчитывается модель ГПП с найденными приемистостями в виде граничных условий на текущий момент времени, откуда получаем значения забойных давлений в узлах  $g_0, g_1, \dots$  модели скважин в ГПП. Последние подставляются в модели скважин МТГС, которые ограничиваются расчетом оборудования скважин без учета ЗВС с постоянным давлением на зобое, которое в модели скважин описывается активным узлом забоя –  $z$ . После расчета потокораспределения имеем новые приемистости, соответствующие ранее найденным в модели ГПП забойным давлениям и так далее до завершения расчета. Как видно, в этом случае модель скважины в МТГС, кроме первого расчета ограничивается замыкающим отношением –  $f(q)$ , описывающим связь перепада давления между узлом устья и узлом забоя –  $z$  (по точке вскрытия кровли верхнего пласта) от величины приемистости.

При совмещении моделей ГПП и ТГС модели добывающих скважин не изменяются, т.е. также должны быть описаны массовым дебитом жидкости или забойным давлением в зависимости от времени.

Таким образом, получаем связанными модели ГПП и ТГС. Такая совместная модель ГПП и ТГС для систем заводнения позволит планировать мероприятия по управлению процессом заводнения и работы назем-

ной части, исходя из условий технико-технологической эффективности. В шестой главе будет рассмотрен ряд примеров использования модели ГПП и МТГС отдельно и совместно.

#### **4.8. Комплексные энергетические свойства гидросистем поддержания пластового давления**

В данном разделе рассматриваются энергетические отношения между различными структурно-ориентированными группами объектов, которые в целом влияют на характеристику ТГС. Здесь автором дается ряд новых (в рассматриваемой области) понятий, характеризующих моделируемые ТГС поддержания пластового давления. Ранее данный вопрос рассматривался в работе [134].

С точки зрения влияния объектов, составляющих ТГС, на гидравлическую энергию установившегося в них потока, их можно разделить на две группы:

1. Объекты, вырабатывающие гидравлическую энергию;
2. Объекты, поглощающие гидравлическую энергию.

Т.е. потребляемая гидравлическая мощность первых меньше нуля, а вторых больше. К объектам первой группы следует относить АСГ, а ко второй группе КС, УУ и др. сложные подсистемы с соответствующими свойствами (полными гидравлическими характеристиками). Далее все ниже описанные энергетические свойства ТГС относятся к гидравлической энергии. Вследствие того, что гидравлическая энергия для гидросистем ППД является основной, а ее показатели в различных частях системы являются решающими, то распределение тепловой энергии системы будем учитывать косвенно через гидравлические характеристики звеньев, вид которых зависит от термораспределения в гидросистеме.

Для выявления комплексных энергетических параметров технических гидросистем ППД необходимо определить характер энергетического взаимодействия гидросистемы с внешними источниками гидравлической энергии. На рис. 4.126 показана схема обмена энергией гидросистем с внешними системами. В зависимости от внутренних свойств и текущего потокораспределения в МТГС определяются направления потоков ТС в звеньях и соответственно направления притоков и оттоков в активных узлах. Поэтому до проведения вычислительного эксперимента не известны узлы, в которых осуществляется приток в ТГС, а в каких отток. Особенно это важно учитывать при моделировании аварийных ситуаций, например, межскважинных и межпластовых перетоков, а также при аварийном отключении питания АСГ на кустовых насосных станциях.

Введем понятия гидравлической энергии в единицу времени потоков, поступающих в гидросистему –  $N_{вх}$  и гидравлической энергии в единицу времени потоков, выходящих из гидросистемы  $N_{вых}$ . Данные величины

имеют размерность мощности и определяются исходя схемы на рис. 4.126. Так как количество приемников и источников текучей среды зависит от текущего потокораспределения, необходимо ввести следующие обозначения.

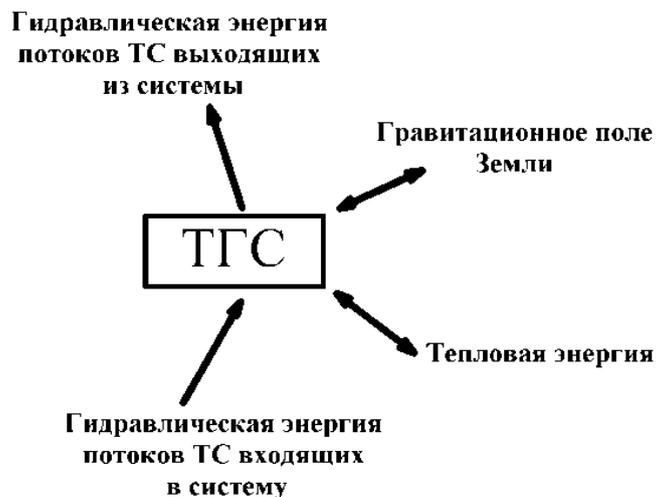


Рис. 4.126. Схема энергетического обмена ТГС с внешними системами

Пусть  $V$  будет множеством номеров активных «узлов-источников», т.е. тех узлов (ассоциированных с НТС), из которых, при определенном потокораспределении в гидросистему, осуществляется приток. Такое множество заполняется следующим образом: из всех активных узлов выбираются те с номерами  $k$ , для которых выполняется одно из следующих условий:

1. в присоединенном к узлу  $k$  звене  $s$  расход  $q_s > 0$  причем, если данный узел является начальным для звена  $s$  (см. рис. 4.127 – а);
2. в присоединенном к узлу  $k$  звене  $s$  расход  $q_s < 0$  причем, если данный узел является конечным для звена  $s$  (см. рис. 4.127 – б).

Для приемников  $V$  будет множеством номеров активных «узлов-приемников», т.е. тех узлов (ассоциированных с НТС), в которые при определенном потокораспределении из гидросистемы осуществляется отток.  $V$  заполняется следующим образом. Из всех активных узлов выбираются те с номерами  $k$ , для которых выполняется одно из следующих условий:

1. в присоединенном к узлу  $k$  звене  $s$  расход  $q_s < 0$  причем, если данный узел является начальным для звена  $s$  (см. рис. 4.127 – в);
2. в присоединенном к узлу  $k$  звене  $s$  расход  $q_s > 0$  причем, если данный узел является конечным для звена  $s$  (см. рис. 4.127 – г).

$W_e$  будет множеством номеров звеньев присоединенных к «узлам-источникам», а  $W_o$  множеством звеньев присоединенных к «узлам-приемникам».

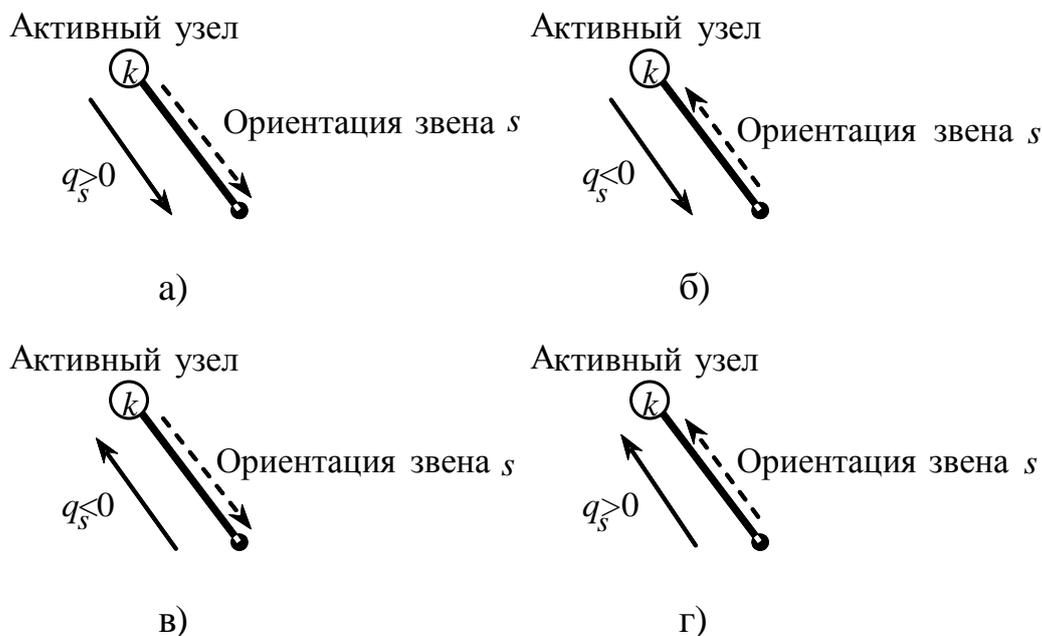


Рис. 4.127. Выбор активных узлов в качестве источников – а, б; приемников – в, г.

Конечно при нормальной работе гидросистемы, множества  $Ve$ ,  $We$  и  $Vo$ ,  $Wo$  постоянны и не зависят от потокораспределения, однако, при определенных условиях (отключение скважин, насосов и т.п.) в ТГС довольно часто возникает смена направлений потоков, что отразится на состоянии описанных множеств.

Таким образом

$$N_{ax} = \sum_{k \in Ve, s \in We} p_k |q_s|, \quad (4.275)$$

где  $p_k$  – давление в активном «узле-источнике»  $k$ ,  
 $q_s$  – объемный расход ТС в звене  $s$ , соединенном с узлом  $k$ ,

а

$$N_{вых} = \sum_{k \in Vo, s \in Wo} p_k |q_s|, \quad (4.276)$$

где  $p_k$  – давление в активном «узле-приемнике»  $k$ ,  
 $q_s$  – объемный расход ТС в звене  $s$ , соединенном с узлом  $k$ .

Причем для нагнетательных скважин, в которых происходит распределение потоков между пластами в (4.275–4.276) следует добавить член, выражающий притоки и оттоки с контуров ЗВС, тогда окончательно получим

$$N_{ax} = \sum_{k \in Ve, s \in We} p_k |q_s| + \sum_{i \in скв} \left( \sum_{j \in i}^{m_i} P_j \cdot |q_j| \right) \quad (4.277)$$

где  $n_{скв}$  – количество скважин с пластами, где есть приток;  
 $i$  – номер звена – скважины;  
 $j$  – номер пласта в скважине – звене  $i$ , для которого  $q_j < 0$ ;

$m_i$  – количество пластов, вскрытых скважиной в которых  $q_j < 0$ ;  
 $q_j$  – объемный расход ТС, поступающий из пласта  $j$ ;  
 $P_j$  – давление на контуре ЗВС пласта  $j$  скважины  $i$ .

$$N_{\text{вых}} = \sum_{k \in V_0, s \in W_0} p_k |q_s| + \sum_{i \in \text{СКВ}} \left( \sum_{j \in i}^{m_i} P_j \cdot |q_j| \right), \quad (4.278)$$

где  $n_{\text{СКВ}}$  – количество скважин с пластами, где есть отток;  
 $i$  – номер звена – скважины;  
 $j$  – номер пласта в скважине – звене  $i$ , для которого  $q_j > 0$ ;  
 $m_i$  – количество пластов, вскрытых скважиной в которых  $q_j > 0$ ;  
 $q_j$  – объемный расход ТС, поступающий в пласт  $j$ .  
 Важно отметить, что

$$N_{\text{ex}} - N_{\text{вых}} = \sum_{i=1}^n q_i (p_{ib} - p_{ie}), \quad (4.279)$$

где  $n$  – количество звеньев в МТГС;  
 $i$  – номер звена;  
 $p_{ib}, p_{ie}$  – давление в начале и конце звена  $i$ .

Из (4.284) вытекает понятие полезной гидравлической мощности ТГС

$$N_c = N_{\text{вых}} - N_{\text{ex}}. \quad (4.280)$$

Данная мощность будет больше нуля, если ТГС работает в нормальном режиме, и меньше нуля, если в аварийном. Последнее касается только ТГС<sub>ТЕ</sub>, так как в других гидросистемах технологические цели могут и не предполагать привнесение гидравлической энергии внутри системы. При нормальной работе ТГС гидравлическая мощность  $N_{\text{ex}}$  всегда меньше чем  $N_{\text{вых}}$ , поэтому  $N_c$ , согласно (4.280), больше нуля и показывает гидравлическую мощность вырабатываемую гидросистемой. Отсюда следует, что  $N_c$  есть та часть работы системы в единицу времени, которая увеличивает гидравлическую энергию потоков между их входом в систему и выходом из нее. Причем та часть энергии, которая затрачивается на преодоление различных гидравлических сопротивлений в величину  $N_c$  не входит.

Следующим важным параметром является гидравлическая мощность, вырабатываемая АСГ

$$N_{\text{г.н.}} = \sum_{i \in \text{АСГ}}^{n_{\text{АСГ}}} [-f_i(q_i)q_i], \quad (4.281)$$

где  $i$  – номера звеньев, модели которых относятся к АСГ;  
 $n_{\text{АСГ}}$  – количество АСГ в системе, в том числе и в скважинах.

Как уже говорилось гидравлическая мощность, потребляемая насосами в рабочем режиме, всегда меньше нуля, поэтому при определении  $N_{\text{г.н.}}$  используется знак «минус» перед произведением перепада давлений на

концах звена на объемный расход, что означает вырабатываемую гидравлическую мощность.

Так как к.п.д. АСГ всегда меньше единицы, необходимо определить потребляемую электрическую или механическую мощность

$$N_n = \sum_{i \in \text{АСГ}}^{n_{\text{АСГ}}} \left[ -\frac{f_i(q_i)q_i}{\eta_i(q_i)} \right], \quad (4.282)$$

где  $\eta_i(q)$  – зависимость к.п.д. АСГ от расхода ТС.

Для гидросистем ППД определим целевую гидравлическую мощность, как суммарную гидравлическую энергию в единицу времени потоков ТС, поступающих в заводняемые пласты

$$N_u = \sum_{i \in \text{скв}}^{n_{\text{скв}}} \left( \sum_{j \in i}^{m_i} p_{jz} \cdot q_j \right), \quad (4.283)$$

где  $n_{\text{скв}}$  – количество нагнетательных скважин;

$i$  – номер звена – скважины;

$j$  – номер пласта в скважине – звене  $i$ ;

$m_i$  – количество пластов, заводняемых скважиной;

$p_{jz}$  – давление на забое скважины напротив середины интервала перфорации пласта  $j$ ;

$q_j$  – объемный расход ТС, поступающей в пласт  $j$ .

Причем для расчета (4.283) берутся только те пласты, в которых  $q_j > 0$ .

Здесь следует оговориться, что вышепоказанный порядок определения  $N_u$  можно использовать только в ТГС ППД, потому что в других системах, например, с применением АПГ (гидродвигателей) целевая мощность будет определяться исходя из теряемой в турбинах АПГ гидравлической энергии. Тем не менее, общий смысл и порядок определения целевой мощности различных гидросистем состоит в том, чтобы избирательно оценивать приток и отток гидравлической энергии из системы по назначению, отделяя потерянную на сопротивление в КС, УН и УП энергию потока.

Так как существенной долей привнесения гидравлической энергии в ТГС является гравитационное поле Земли, то для анализа состояния гидросистем имеет смысл определить гидростатическую мощность ТГС

$$N_{zео} = N_{вх} - N_{вых} - \sum_{i=1}^n f_i(q_i)q_i \quad (4.284)$$

или

$$N_{zео} = \sum_{i=1}^n \Delta z_i q_i .$$

Величина «подводимой» гидравлической мощности  $N_{zео}$  в зависимости от геометрии ТГС и потокораспределения может быть как меньше, так и больше нуля. Например, при закачке воды в пласт системы ППД  $N_{zео} > 0$ : она увеличивает энергию потоков воды от устья скважин до их забоя.

Для оценки эффективности ТГС ПД введем понятие приведенной целевой энергии системы

$$N_{ц0} = \sum_{i \in \text{скв}} \left( \sum_{j \in i}^{m_i} (p_{jз} + \rho \cdot z_{jз}) \cdot q_j \right), \quad (4.285)$$

где  $\rho$  – средняя плотность ТС по стволу скважины;

$z_{jз}$  – абсолютная отметка точки забоя пласта  $j$ .

Таким образом, в (4.285) давление на забое каждого пласта приводится к нулевой плоскости. Аналогичным образом можно получить приведенные к нулевой плоскости –  $N_{вх}$  и  $N_{вых}$  заменяя в (4.276–4.277) давления  $p_k$  и  $P_j$  приведенными давлениями. Однако, если давление на забоях, на контурах ЗВС и в активных узлах меньше гидростатического, то нахождение приведенных давлений к нулевой плоскости не всегда адекватно, поэтому плоскость приведения должна выбираться исходя из условия превышения приведенных давлений над нулевым значением.

Определим гидравлическую мощность, рассеиваемую на гидравлическое трение в наземном оборудовании и оборудовании скважин. Для этого суммируем все гидравлические мощности звеньев, значение которых больше нуля:

$$N_r = \sum_{i \in \text{об}}^{n_{об}} f_i(q_i) q_i,$$

где  $i$  – номер звена, в котором  $f_i(q_i) q_i > 0$ ;

$n_{об}$  – количество звеньев, в которых  $f_i(q_i) q_i > 0$ .

Потребляемая гидравлическая мощность  $N_r$  в КС, УН, УП не является целевой, аналогично электрическим системам, где сопротивление и потери электрической мощности в проводах, выключателях, резисторах также является побочным эффектом, снижающим эффективность работы системы. Потери гидравлической мощности в ЗВС заводняемых пластов также является нецелевыми, так как они могут быть снижены обработкой призабойной зоны.

Первым и наиболее универсальным параметром является к.п.д. сети, отражающий эффективность работы ТГС и не учитывающий потери гидравлической мощности в ЗВС и АСГ в аварийных режимах.

$$\eta_c = \frac{N_{ц}}{N_{г.н.} + N_{г.ео} + N_{г.вх}}. \quad (4.286)$$

В знаменателе данного отношения суммируются все источники гидравлической энергии ТГС. Так как к.п.д. АСГ здесь не учитывается, то данный показатель характеризует структуру и свойства сети трубопроводов, скважин, запорной арматуры и узловых соединений. Коэффициент  $\eta_c$

учитывает только к.п.д. гидросистемы безотносительно к коэффициентам полезного действия отдельных объектов (например АСГ).

Коэффициентом, характеризующим эффективность ТГС ППД, является к.п.д. гидросистемы

$$\eta_{zc} = \frac{N_{\text{былх}}}{N_{\text{з.н.}} + N_{\text{зео}} + N_{\text{вх}}}, \quad (4.287)$$

который учитывает потери гидравлической энергии в ЗВС.

Для оценки степени влияния АСГ на целевую энергию введем понятие коэффициента использования АСГ, равного доле энергии, вырабатываемой всеми АСГ в энергии потоков выходящих из системы

$$\alpha_z = \frac{N_{\text{былх}}}{N_{\text{з.н.}}}. \quad (4.288)$$

Полным к.п.д. ТГС ППД, учитывающим к.п.д. АСГ и к.п.д. сети будет коэффициент

$$\eta_{\phi} = \frac{N_{\text{былх}}}{N_{\text{н}} + N_{\text{зео}} + N_{\text{вх}}}. \quad (4.289)$$

Полный к.п.д. технической гидросистемы ППД нивелированный к гидростатике определяется аналогично (4.294) с домножением на отношение

к.п.д. АСГ к к.п.д. гидросистемы:

$$\eta_{\phi z} = \frac{N_{\text{былх}}}{N_{\text{н}} + N_{\text{зео}} + N_{\text{вх}}} \frac{N_{\text{з.н.}}}{N_{\text{зео}}}. \quad (4.290)$$

В связи с тем, что оптимальное состояние систем ППД определяется не только технической эффективностью эксплуатации ТГС, т.е. минимизацией энергопотребления, но и технологическим соответствием: соблюдением режимов заводнения пластов, следует ввести показатель соответствия технологии заводнения. Таким показателем будет коэффициент среднего относительного отклонения от требуемых по технологии приемистостей скважин

$$S_{\sigma} = \frac{\sum_{i=1}^{n_{\text{скв}}} |Q_i^H - q_i|}{\sum_{i=1}^{n_{\text{скв}}} |Q_i^H|}, \quad (4.291)$$

где  $Q_i^H$  – номинальная приемистость скважины – звена  $i$  необходимая для оптимального воздействия на ГПП (например для компенсации отбора или равномерного вытеснения);

$q_i$  – фактический или расчетный расход в стволе скважины;

$n_{\text{скв}}$  – количество нагнетательных скважин.

Таким образом, чем меньше  $S_\varepsilon$ , тем качественнее распределяются потоки между нагнетательными скважинами. При наиболее точном управлении закачкой, можно использовать показатель отклонения не только по скважинам, но и по пластам, однако, вследствие невозможности постоянного контроля поинтервальной приемистости, будем учитывать соблюдение технологии закачки со стороны ТГС только согласно (4.291).

Ранее в работах авторов комплексное состояние ТГС предлагалось оценивать энергетическими затратами на заводнение и соблюдением технологии закачки, посредством коэффициента эффективности технической гидросистемы ППД:

$$K_{\varepsilon\phi\phi} = \frac{\eta_\phi}{S_\varepsilon}. \quad (4.292)$$

Данный коэффициент тем больше, чем выше полный к.п.д. и меньше среднее относительное отклонение. Причем, как видно из (4.292) степень влияния отклонения  $S_\varepsilon$  выше чем  $\eta_\phi$ , так как соблюдение технологии закачки является наиболее важным. Недостатком данной формулы является то, что область значений  $K_{\varepsilon\phi\phi}$  определяется как  $K_{\varepsilon\phi\phi} \in [0..∞]$ . Так как для задачи поиска максимума данного коэффициента требует нормирования, такая формула здесь не подходит. Более того формула (4.297) также не подходит и для оценки эффективности эксплуатации системы, так как не позволяет выявить адекватное соотношение между точностью соблюдения технологии заводнения и качества эксплуатации системы с точки зрения минимизации энергетических затрат.

Здесь предлагается использовать другую формулу для расчета коэффициента эффективности.

Так как величина коэффициента среднего относительного отклонения от требуемых по технологии приемистостей скважин –  $S_\varepsilon$  не имеет четких пределов (см. формулу 4.296) ее необходимо некоторым образом привести к нормированному виду. Для этого будем использовать следующую зависимость

$$\bar{S}_\varepsilon = \theta(S_\varepsilon) = 0.64057 \left[ \frac{\sin(A \cdot \pi \cdot \chi) + 3A}{2} \right], \quad (4.293)$$

где  $\theta(S_\varepsilon)$  – нормирующая функция  $\theta(S_\varepsilon) \in [0..1]$ , д.е ;

$\chi$  – безразмерный аппроксимационный коэффициент равный 0.961;

$\varepsilon$  – коэффициент чувствительности к отклонению от технологии заводнения  $\in [0.05,1]$  ;

$S_\varepsilon$  – коэффициент среднего относительного отклонения от требуемых по технологии приемистостей скважин, %;

$$A = e^{-\varepsilon \cdot S_\varepsilon}.$$

Коэффициент чувствительности можно вычислить по формуле

$$\varepsilon = \frac{1}{2} \lambda,$$

где  $\lambda$  – условно допустимое значение коэффициента среднего относительного отклонения от требуемых по технологии приемистостей скважин, %.

Коэффициент  $\lambda$  можно принять в пределах от 1 до 15 %. При текущих значениях  $S_B$  ниже выбранного значения  $\lambda$  влияние  $S_B$  на коэффициент эффективности будет минимальным (рис. 4.128 – а).

На рис. 4.128 отображены два варианта нормирующей функции  $\theta(S_B)$ . График на рис. 4.128 – б отражает наиболее простую нормирующую функцию:

$$\bar{S}_B = \theta(S_B) = e^{-\varepsilon \cdot S_B}. \quad (4.294)$$

Как видно из графика данной зависимости степень изменения функции при малых значениях  $S_B$  характеризуется резким падением, что будет препятствовать эффективному управлению по энергосберегающей оптимизации. Т.е. если коэффициент эффективности будет резко падать при малых (допустимых) величинах отклонений –  $S_B$ , то это будет снижать свободу управления по максимизации к.п.д. системы. В связи с последним предлагается вместо (4.300) использовать хотя и более сложную, но адекватную функцию нормирования (4.299).

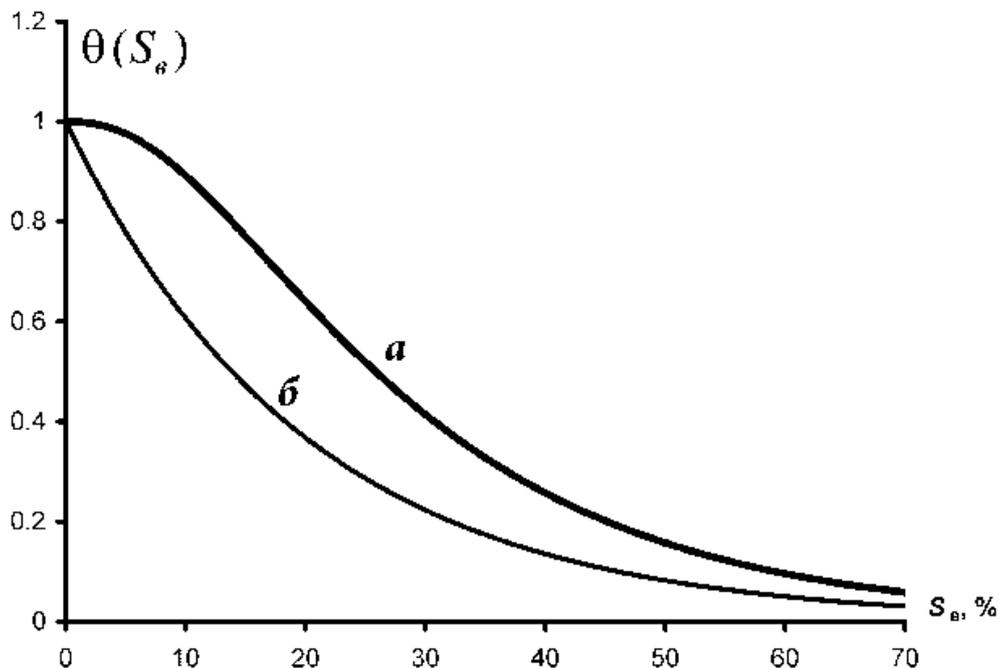


Рис. 4.128. Зависимости функций нормирования от коэффициента  $S_B$ : а – для функции нормирования (4.294); б – для функции (4.295)

Согласно нормирующей функции (4.299) коэффициент эффективности предлагается рассчитывать по формуле

$$\bar{K}_{эфф} = \eta_{\phi} \cdot \bar{S}_{\varepsilon} = \eta_{\phi} \cdot \theta(S_{\varepsilon}), \quad (4.295)$$

где  $\bar{K}_{эфф}$  – нормированный коэффициент эффективности эксплуатации системы  $\bar{K}_{эфф} \in [0...1]$ , д.е.;

$\eta_{\phi}$  – полный к.п.д. системы, д.е.

Как видно из графика на рис. 4.128–а при значениях  $S_{\varepsilon}$  ниже  $\lambda=5...8\%$  значения нормирующей функции близки к единице, что позволяет в данном интервале согласно (4.295) производить корректировку состояния системы с позиции максимизации  $\eta_{\phi}$ . При росте отклонения  $S_{\varepsilon}$  более 90 % значение нормирующей функции стремится к нулю, что определяет значимость отклонения  $S_{\varepsilon}$ , т.е. соответствия технологии заводнения, а не к.п.д. системы. Далее в работе при упоминании –  $K_{эфф}$  предполагается нормированный коэффициент эффективности.

По результатам внедрения модели системы ППД на Северо-Покурском месторождении получены описанные выше комплексные показатели (см. табл. 4.7). Как видно из табл. 4.7, полный к.п.д. гидросистемы ППД составляет 44,77 % и несколько завышен вследствие существенной доли работы гравитационных сил –  $N_{ггo}=14957,01$  кВт. Нивелированный к гидростатике к.п.д. –  $\eta_{\phi_2}$  меньше, и составляет 34,14 %. Коэффициент эффективности составляет 0,325.

**Таблица №4.7**

**Комплексные показатели системы ППД Северо-Покурского месторождения**

Величина	Ед.изм.	Значение	Величина	Ед.изм.	Значение
$N_{ц}$	кВт	23224	$\eta_{c}$	%	80,59
$N_{н}$	кВт	19148,17	$\alpha_{\varepsilon}$	д.е.	1,43
$N_{c}$	кВт	13913,76	$\eta_{гc}$	%	56,79
$N_{г.н.}$	кВт	11407,35	$\eta_{\phi}$	%	44,77
$N_{вх}$	кВт	2453,06	$\eta_{\phi_2}$	%	34,14
$N_{вых}$	кВт	16366,82	$S_{\varepsilon}$	%	13,29
$N_{ггo}$	кВт	14957,01	$\bar{K}_{эфф}$	д.е.	0,325
$N_r$	кВт	4752,33	$\sum Q$	тыс.м <sup>3</sup> /сут	75,55

## **РАЗДЕЛ 5. МОДЕЛИРОВАНИЕ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ СИСТЕМ В УСЛОВИЯХ ВЫРАЖЕННОЙ НЕСТАЦИОНАР- НОСТИ**

### **5.1. Источники снижения эффективности регулирования систем поддержания пластового давления**

В работах Стрекалова А.В. и Морозова В.Ю. рассматриваются задачи моделирования процессов, связанных с работой гидросистем в переходных режимах. Целью моделирования переходных процессов является разработка условий контроля и регулирования гидравлических систем с развитой сетевой структурой.

Известно, что средствами к регулированию процессов извлечения нефти и процессов течения флюидов в пластах являются технические устройства, размещаемые в скважинах и наземных гидросистемах.

Основной проблемой при регулировании является выявление взаимосвязи между целевыми технологическими параметрами и техническими показателями, которые требуется изменить.

В дополнении к этому, имеет огромное значение порядок выполнения операций по регулированию, т.е. последовательность изменения технических показателей определенных устройств (например, положение затворов запорной арматуры).

В системах ППД в качестве технических средств, оказывающих регулирующее действие, используются штуцеры или управляемая дросселирующая арматура.

Так как любое изменение в гидросистеме сетевой структуры ведет к перераспределению потоков в элементах, следует оценить насколько сильное влияние оказывает на комплексный режим системы изменение показателей регулирующего устройства. Подобного рода задача ранее решалась в условиях стационарного течения в работах теории гидравлических цепей [4] и в более поздних работах отраслевого направления [31,51, 59].

Особенно важно отметить, что процессы перехода гидросистемы сетевой структуры из одного стационарного режима в другой являются не менее значимыми в плане учета при регулировании сложных систем.

### **5.2. Модель неустановившегося течения сжимаемых сред в гидросистемах сетевой структуры**

Моделирование как средство контроля и планирования высокоэффективных мероприятий и оперативных действий по регулированию системами является уникальным инструментом воспроизведения динамических процессов фильтрации с учетом взаимовлияния технических устройств и геологических объектов.

Основной предпосылкой для создания модели неустановившегося течения в сложных гидросистемах сетевой структуры является необходимость прогнозирования волновых явлений, которые обуславливают время выхода на установившийся режим, гидравлические удары и прочие явления нестационарного течения.

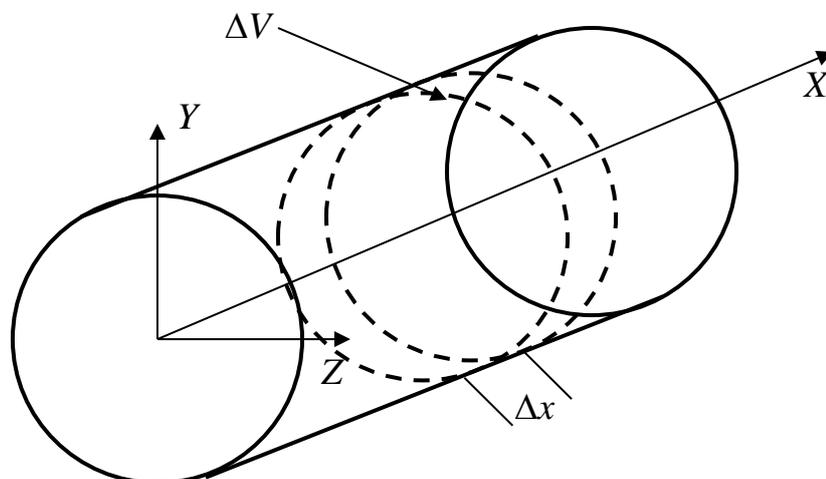


Рис. 5.1. Схема расчета неустановившегося течения в трубах

В данной работе для оценки динамики состояния текучей среды (ТС) по длине трубопровода (или любого другого типа звена) предлагается метод решения задачи неустановившегося течения сжимаемой текучей среды с изменяющейся кинематической вязкостью в гидравлических системах сетевой структуры, аналогичных рассматриваемым в работе [59] гидросистемам.

За основу решения поставленной задачи предлагается использовать метод конечных разностей или так называемый метод конечных элементов, который в предлагаемой модели сводится к разделению любого звена (рис. 5.1) на  $N$  равных по объему участков (элементов) со следующими геометрическими характеристиками (рис. 5.2).

Пространственная ориентация звена определяется узлами, к которым это звено подцеплено. Направление оси  $X$  соответствует вектору от узла начала до узла конца.

Примем следующие допущения: движение текучей среды может происходить только параллельно оси  $X$  (одномерный поток); деформация корпуса, ограничивающего растекание текучей среды, не учитывается.

Рассматривается гидросистема из  $n$  звеньев и  $m$  узлов. Начальные условия описываются в виде распределения давления по длинам всех звеньев на равное количество элементов  $N - P_{i,k}^{(0)}$ , где  $i$  – номер звена,  $k$  – номер элемента звена  $k=[0, N-1]$ .

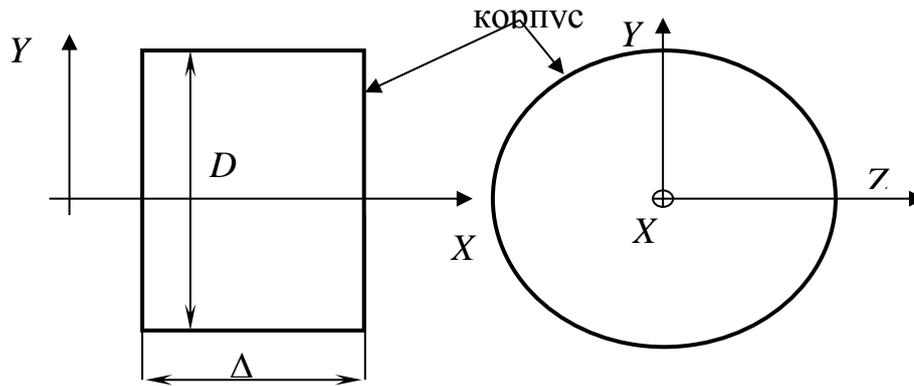


Рис. 5.2. Геометрия конечного цилиндрического элемента звена модели в сечении

Далее необходимо рассчитать массы компонентов в каждом элементе на момент времени  $t=0$  исходя из

$$V_{i,k} = \sum_{c=1}^{C_n} \frac{m_{i,k,c}^{(t)}}{\rho_c(P_{i,k}^{(t)})} \quad (5.1)$$

$$s_{i,k,c}^{(t)} = \frac{u_{i,k,c}^{(t)}}{V_{i,k}}$$

где  $V_{i,k}$  – объем элемента  $k$  в звене  $i$ ,  $\text{м}^3$ ;

$m_{i,k,c}^{(t)}$  – масса компонента  $c$  в элементе  $k$  звена  $i$  на момент  $t$ , кг;

$P_{i,k}^{(t)}$  – давление в элементе  $k$  в звена  $i$  на момент  $t$ , Па;

$\rho_c(P)$  – функция плотности от давления для компонента  $c$ ,  $\text{кг}/\text{м}^3$ ;

$s_{i,k,c}^{(t)}$  – показатель насыщенности компонентом  $c$  объема элемента  $k$  звена  $i$  на момент  $t$ , д.е.;

$C_n$  – количество компонентов в системе;

$u_{i,k,c}^{(t)}$  – объем, занимаемый компонентом  $c$  при текущем давлении в элементе  $k$  звена  $i$  на момент  $t$ ,  $\text{м}^3$ .

Таким образом, можно рассчитать объем и массу компонента  $c$  для элемента  $k$ , звена  $i$  и любого времени  $t$  (в том числе и  $t=0$  – начальное состояние) из следующих выражений, относительно известных насыщенностей и функция плотности от давления

$$u_{i,k,c}^{(t)} = s_{i,k,c}^{(t)} V_{i,k}$$

$$m_{i,k,c}^{(t)} = \rho_c(P_{i,k}^{(t)}) \times u_{i,k,c}^{(t)} \quad (5.2)$$

Аналогичным образом рассчитываются текущее распределение кинематических вязкостей компонентов в элементах

$$\begin{aligned} \rho_{i,k,c}^{(t)} &= \rho_c(P_{i,k}^{(t)}) \\ v_{i,k,c}^{(t)} &= v_c(P_{i,k}^{(t)}) \end{aligned} \quad (5.3)$$

Для расчета показателей динамики процесса течения будем исходить из следующих принципов: 1 – интервал времени прогнозирования разделим на равные части  $-\Delta t$ , в течение которых распределение потоков в гидросистеме считается квазистационарным; 2 – расчет взаимобулавливающих показателей течения проводится последовательно согласно природе явления.

Рассмотрим порядок расчета относительно текущего состояния системы на момент  $t$ .

**Первым этапом** расчета на произвольный момент времени  $t$  является расчет текущего состояния компонентов ТС в элементах системы. Этому этапу соответствует последовательность действий, соответствующая расчету начальных условий, который показан выше (1–3).

**Вторым этапом** является нахождение сил действующих на компоненты ТС. Силы вызваны с одной стороны, перепадами давлений между элементами (в том числе и гидростатические перепады давления, обусловленные плотностями компонентов), а с другой стороны, силами трения компонентов о поверхность корпуса элементов.

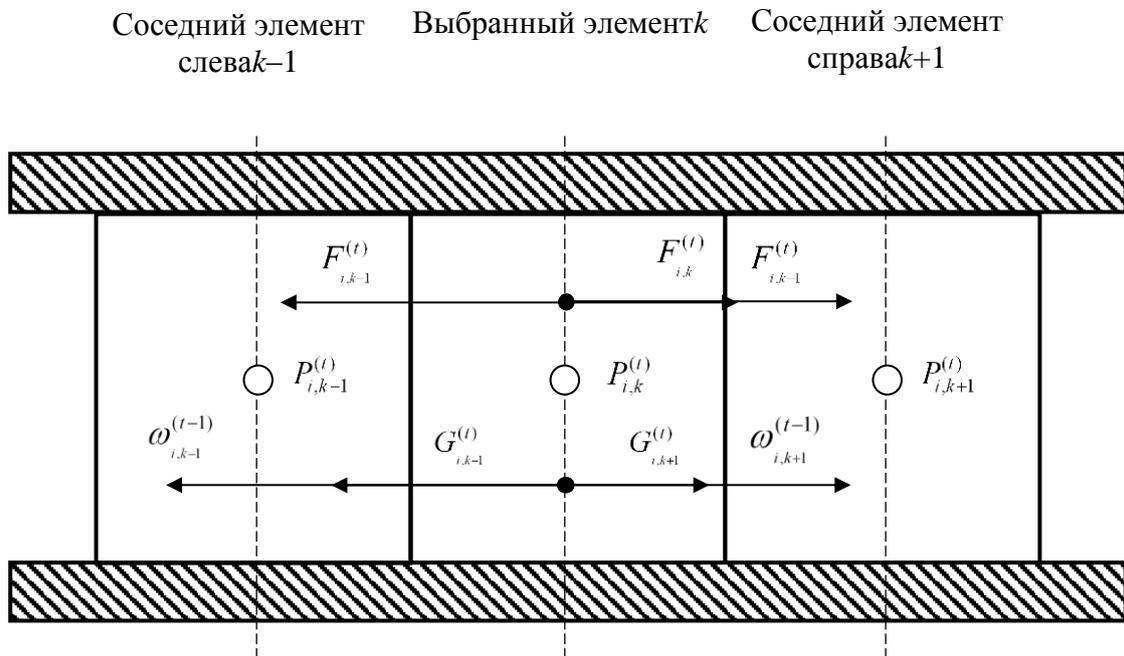


Рис.5.3. Схема расчета сил, ускорений и скоростей потоков в элементах

Силы, действующие на ТС в каждом элементе и обусловленные текущим перепадом давления между соседними элементами определяются из соотношений

$$F_{i,k+1,c}^{(t)} = S_{i,k} \left( P_{i,k}^{(t)} - P_{i,k+1}^{(t)} + (z_{i,k} - z_{i,k+1}) \frac{\rho_c(P_{i,k}^{(t)}) + \rho_c(P_{i,k+1}^{(t)})}{2} g \right), \quad (5.4)$$

$$F_{i,k-1,c}^{(t)} = S_{i,k} \left( P_{i,k}^{(t)} - P_{i,k-1}^{(t)} + (z_{i,k} - z_{i,k-1}) \frac{\rho_c(P_{i,k}^{(t)}) + \rho_c(P_{i,k-1}^{(t)})}{2} g \right), \quad (5.5)$$

где  $P_{i,k}^{(t)} - P_{i,k+1}^{(t)}$ ,  $P_{i,k}^{(t)} - P_{i,k-1}^{(t)}$  – разность давлений в соседних элементах;

$g$  – ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>;

$z_{i,k}$  – высота над уровнем моря точки центра масс элемента  $k$  звена  $i$ ;

$S_{i,k}$  – площадь сечения элемента, м<sup>2</sup>.

Общая сила будет определяться суммой сил

$$F_{i,k,c}^{(t)} = F_{i,k+1,c}^{(t)} + F_{i,k-1,c}^{(t)}. \quad (5.6)$$

Особенно важно отметить, что последнее выражение далеко не всегда уместно, так как возможны условия неустановившегося течения, при которых  $|F_{i,k+1}^{(t)}| = |F_{i,k-1}^{(t)}|$ , а направления векторов противоположны  $\Rightarrow F_{i,k}^{(t)} = 0$ .

В этой связи, здесь и далее необходимо подразумевать под вектором силы (5.6) биполярный вектор, составленный из двух векторов – влево ( $k-1$ ) и вправо ( $k+1$ ).

На поток жидкости будет действовать сила трения рассчитываемая на основе функции гидравлической характеристики звена

$$f_{i,k,c}(q_{i,k,c}) = \frac{f_{i,c}(q_{i,k,c})}{\frac{V_i}{V_{i,k,c}}}, \quad (5.7)$$

где  $f_i(q)$  – зависимость перепада давления на концах звена  $i$  от объемного расхода ТС –  $q$ , установившегося в нем;

$\frac{V_i}{V_{i,k}}$  – отношение объема звена к объему элемента, по сути – количество элементов в звене при постоянном диаметре;

$q_{i,k,c}$  – расход компонента  $c$  ТС в элементе  $k$ .

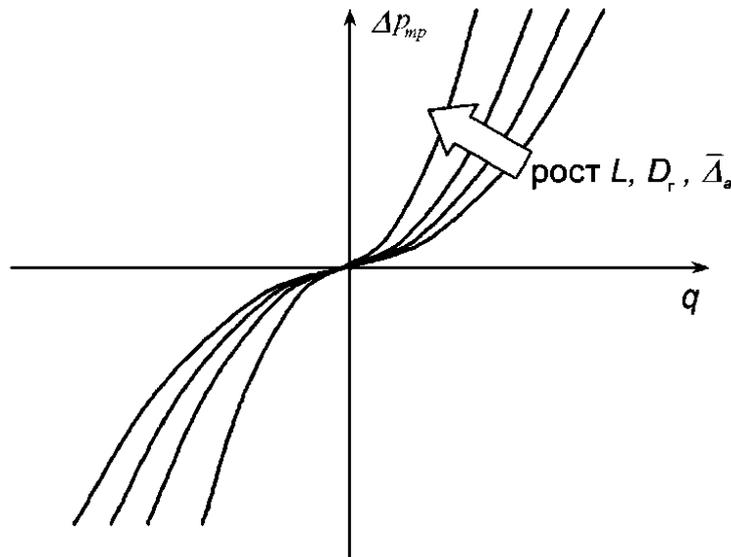


Рис. 5.4. Типовая зависимость  $\Delta p = f_{\text{тр}}(q)$  для закона Дарси-Вейсбаха:  $L$  – длина;  $D_g$  – гидравлический диаметр;  $\bar{\Delta}_a$  – относительная шероховатость

По сути, функция  $f_i(q)$  есть закон установившегося течения, записанный для каждого звена или элемента [51]. Это может быть формула Дарси-Вейсбаха (рис.5.4) для труб круглого сечения, закон фильтрации Дарси для пластовых условий и т.п.

Величина объемного расхода компонента ТС в элементе вдоль и против оси  $X$  (ориентации звена) определяется согласно средним (по сечению) скоростям течения через соответствующие грани (слева и справа соответственно)

$$q_{i,k+1,c}^{(t)} = S_k \omega_{i,k+1,c}^{(t)}, \quad q_{i,k-1,c}^{(t)} = S_k \omega_{i,k-1,c}^{(t)}, \quad \text{м}^3/\text{с}, \quad (5.8)$$

где  $\omega_{i,k-1,c}^{(t)}$  – средняя скорость компонента ТС при движении через левую грань, м/с;

$\omega_{i,k+1,c}^{(t)}$  – средняя скорость компонента ТС при движении через правую грань (рис.5.3), м/с;

Таким образом, силы трения определяются из следующих соотношений

$$G_{i,k+1,c}^{(t)} = -V_{i,k} \frac{f_{i,c}(S_k \omega_{i,k+1,c}^{(t)})}{V_i} S_k, \quad G_{i,k-1,c}^{(t)} = V_{i,k} \frac{f_{i,c}(-S_k \omega_{i,k-1,c}^{(t)})}{V_i} S_k. \quad (5.9)$$

В модели предполагается, что ТС может течь из выбранного элемента в соседние элементы одновременно или, наоборот, из соседних элементов в выбранный элемент. Данное условие предполагает учет «несплошности ТС» и разрыва потока. В соответствии с этим в любом элементе может появиться биполярные векторы ускорения, скорости и силы, действующие на ТС.

Для расчета ускорений необходимо рассчитать сумму сил, действующих на компонент ТС в точке центра масс каждого элемента.

$$R_{i,k+1,c}^{(t)} = G_{i,k+1,c}^{(t)} + F_{i,k+1,c}^{(t)}, \quad (5.10)$$

$$R_{i,k-1,c}^{(t)} = G_{i,k-1,c}^{(t)} + F_{i,k-1,c}^{(t)}. \quad (5.11)$$

Крайние элементы  $k=0$  и  $k=N-1$  рассчитываются исходя из связи с узлами, что в целом по модели гидросистемы сетевой структуры описывается матрицей инцидентий (соединений или принадлежности) [51].

На основании полученных сил можно рассчитать ускорения ТС в каждом элементе по каждому компоненту

$$a_{i,k-1,c}^{(t)} = \frac{R_{i,k-1,c}^{(t)}}{m_{i,k,c}^{(t)}}, \quad a_{i,k+1,c}^{(t)} = \frac{R_{i,k+1,c}^{(t)}}{m_{i,k,c}^{(t)}}, \quad \text{м/с}^2. \quad (5.12)$$

Далее необходимо рассчитать скорости компонентов соответствующие следующему моменту времени  $(t+1)$

$$\omega_{i,k-1,c}^{(t+1)} = \omega_{i,k-1,c}^{(t)} + a_{i,k-1,c}^{(t)} \Delta t, \quad \omega_{i,k+1,c}^{(t+1)} = \omega_{i,k+1,c}^{(t)} + a_{i,k+1,c}^{(t)} \Delta t, \quad \text{м/с}. \quad (5.13)$$

Найденные скорости обуславливают новые  $(t+1)$  объемные и массовые расходы через левую и правую грани элемента

$$M_{i,k-1,c}^{(t+1)} = \rho_c \left( P_{i,k,c}^{(t)} \right) \omega_{i,k-1,c}^{(t+1)} S_{i,k}, \quad \text{кг/с}, \quad (5.14)$$

$$M_{i,k+1,c}^{(t+1)} = \rho_c \left( P_{i,k,c}^{(t)} \right) \omega_{i,k+1,c}^{(t+1)} S_{i,k}, \quad \text{кг/с}. \quad (5.15)$$

**Четвертым этапом** является расчет давлений в элементах, величины которых изменяются из-за перетоков между элементами – ранее вычисленных массовых расходов по направлениям.

Для однокомпонентного состава ТС давление в элементе соответствующее времени  $(t+1)$  будет рассчитываться через функцию давления от плотности ТС –  $\varphi_c(\rho)$  (т.е. функцию обратную  $\rho_c(p)$  для компонента  $c$ ) при условии постоянства объема элемента. Например, давление, соответствующее текущей плотности  $\rho_{i,k,c}^{(t+1)}$  будет определяться из формулы

$$P_{i,k,c}^{(t+1)} = \varphi_c \left( \rho_{i,k,c}^{(t+1)} \right). \quad (5.16)$$

Для нахождения текущей плотности необходимо знать массу ТС в элементе после «притока/оттока»

$$\rho_{i,k,c}^{(t+1)} = \frac{m_{i,k,c}^{(t)} + J_{i,k,c}^{(t)}}{V}, \quad (5.17)$$

где  $J_{i,k,c}^{(t)} = \sum_{y=-1}^{+1} -M_{i,k+y,c}^{(t)} \Delta t$  – суммарная масса поступающего компонента св элемент  $k$  звена  $i$ . В последнем,  $y$  – направления, вдоль которых рассматривается поток компонента ТС.

Для случая одномерного (в пределах звена) течения – вдоль оси зве-

на (оси X)

$$J_{i,k,c}^{(t)} = -M_{i,k-1,c}^{(t)} \Delta t - M_{i,k+1,c}^{(t)} \Delta t, \text{ кг.} \quad (5.18)$$

Знак «-» обусловлен тем, что при положительных векторах силы, ускорения и скорости потока ТС направлены из центра элемента к его границам, т.е., грубо говоря, на выход ТС из элемента.

Далее расчет переходит к первому этапу со смещением времени на величину  $\Delta t$  и ранее рассчитанными скоростями и массовыми расходами компонентов ТС.

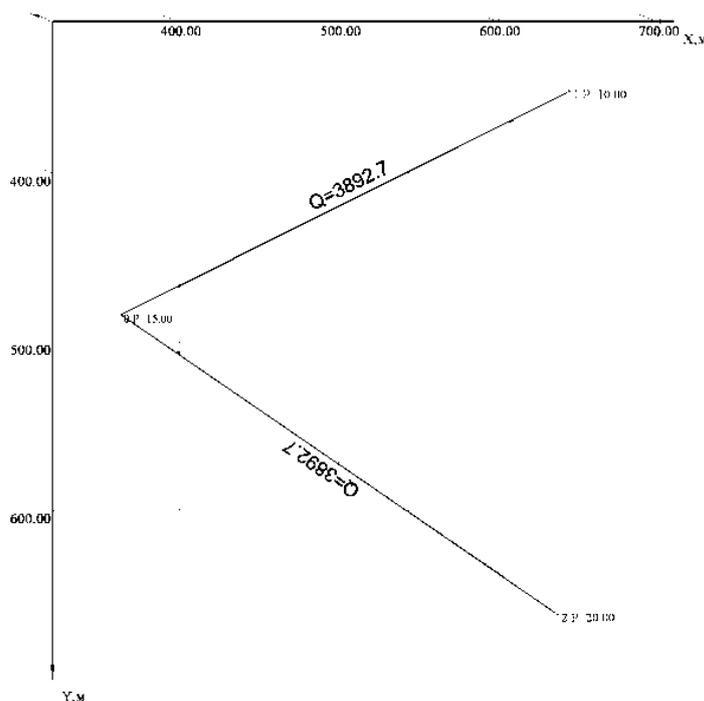


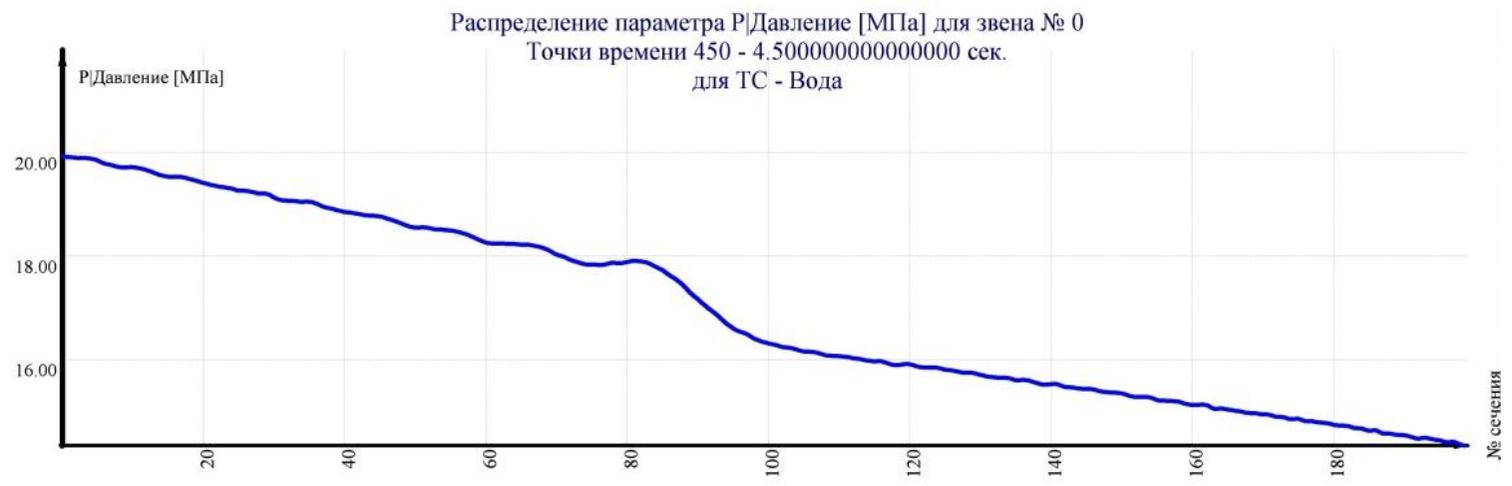
Рис. 5.5. Пример модели гидросистемы

На рис.5.6 показаны примеры результатов расчета динамики давления в гидросистеме заполненной водой (рис.5.5).

Начальные давления в звеньях приняты равными 1.0 МПа. Как видно из рис. 6, после передачи давлений на концы звеньев (20 МПа в нижнем звене и 10 МПа в верхнем) происходит постепенное перераспределение давления с эффектами гидравлических волн. После 9.9 секунд устанавливается квазистационарный режим (на рис.5.5 отмечены величины объемных расходов, соответствующие установившемуся течению).



а)



б)

Рис.5.6. Результаты модели нестационарного течения – распределение давления по длине звена  $i=0$ : а – после 1,62 секунды; б – после 4,5 секунды

### 5.3. Исследование динамического состояния сложных гидравлических систем с разветвленной структурой

#### Диагностика разработанной модели в условиях пластовой нестационарной фильтрации

Так как поровое пространство можно отнести к гидравлической системе сетевой структуры и применение разработанной модели предполагает учет взаимовлияния наземной сети, скважин и пластов необходима диагностика модели нестационарной фильтрации.

Известно, что Дарси выявил свой закон фильтрации на основе экспериментов по пропусканию жидкости через цилиндрическую трубу, заполненную песком.

На данный момент известные решения подземной гидромеханики основываются на линейном законе Дарси или нелинейных законах фильтрации, связывающих градиент давления, величину скорости фильтрации, показатели гидравлического сопротивления и вязкости. Однако в известное уравнение пьезопроводности фактор движения – ускорение не входит, т.е.  $\vec{a}=0$ , что говорит о не совсем корректном описании движения флюидов в пористых средах. Такого рода допущение объективно не снижает точности решения для нестационарного течения и фильтрации при значительных гидравлических сопротивлениях. Данные сопротивления задаются коэффициентом проницаемости при выполнении условий линейного закона фильтрации.

Тем не менее, в условиях промысла широко применяется гидравлический разрыв пласта, в результате которого образуются трещины с коэффициентом проницаемости более 500 Дарси. Подобные явления наблюдаются в окрестности забоев нагнетательных скважин – спонтанный гидравлический разрыв.

Рассмотрим пример использования разработанной модели в условиях проведения эксперимента Дарси. На рис.5.7 показана структура простейшей модели фильтрации в трубе диаметром 0.1 м, длиной 2 м, заполненной пропантом с проницаемостью 100 Дарси.

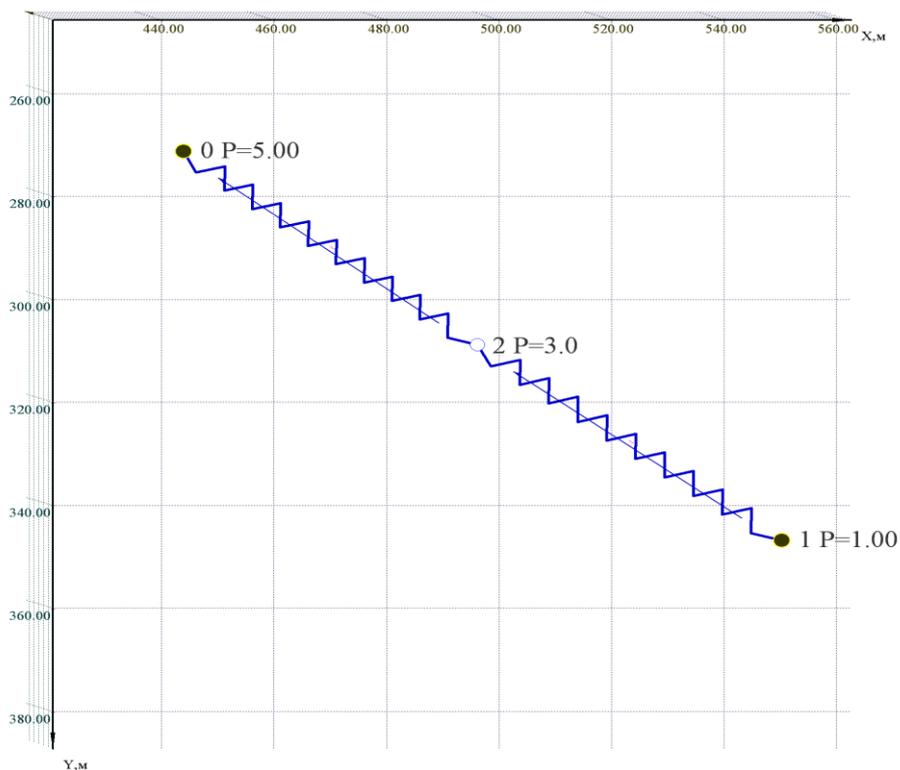


Рис. 5.7. Модель фильтрации в трубе с песком

На рис.5.8 показан результат решения классической задачи подземной гидромеханики – решение уравнения пьезопроводности для одномерного случая. Как видно из кривых с течением времени распределение давления по длине образца стремится к линейному распределению. При этом процессы колебаний давления не наблюдаются.

На рис.5.9 показаны результаты предлагаемой модели нестационарного течения.

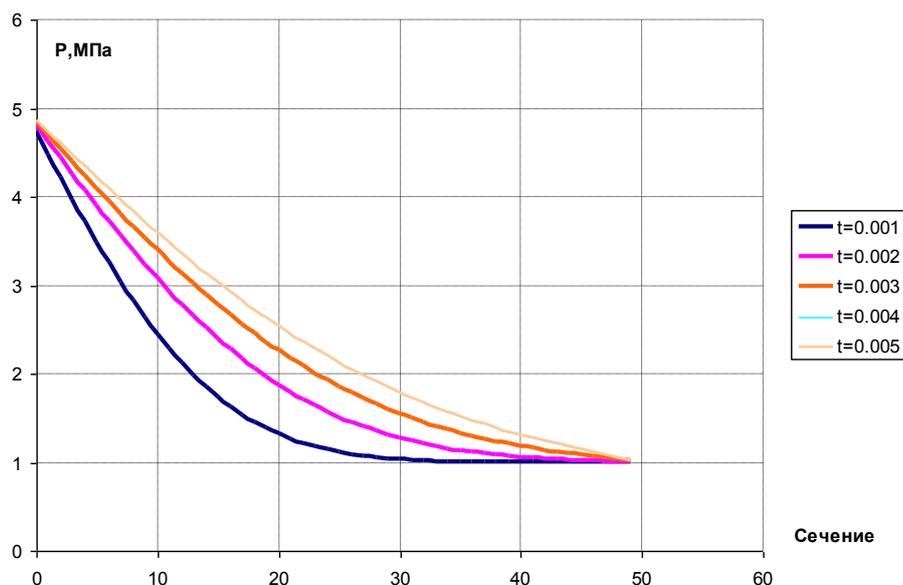


Рис. 5.8. Результаты расчета на основе классической гидромеханики (уравнение пьезопроводности).

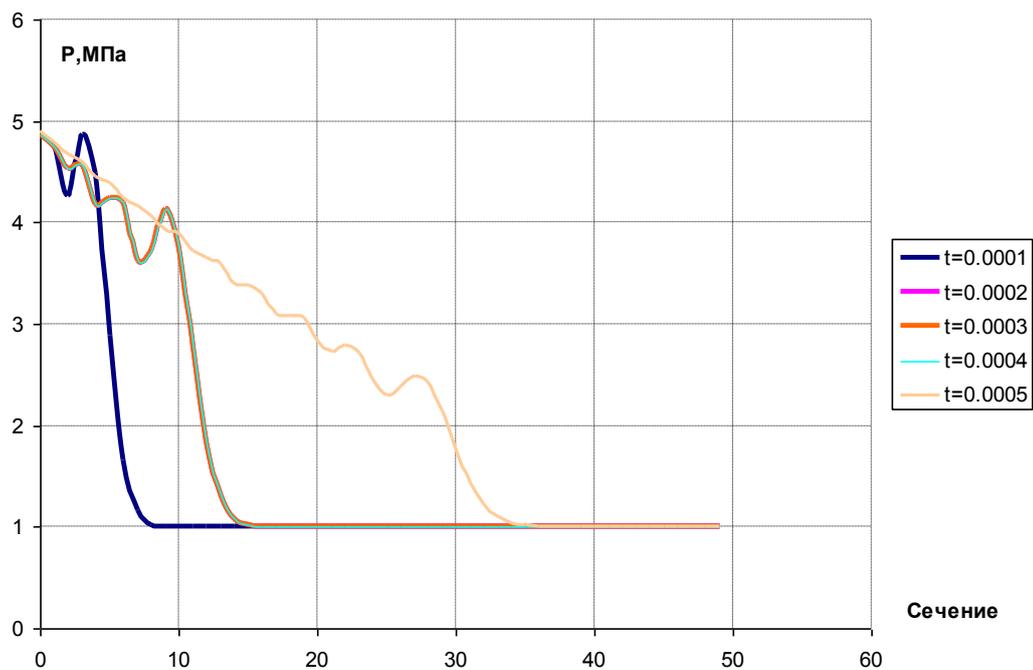


Рис. 5.9. Результаты расчета на основе предлагаемой модели нестационарной фильтрации

Как видно в процессе распределения давления по длине трубы, заполненной песком, наблюдаются волновые процессы. Начальное давление по длине одинаково и равно 1 МПа.

На рисунках 5.10–5.11 показаны поверхности изменения давления по длине модели во времени (невидимая ось под углом  $45^{\circ}$  к оси давлений и  $60^{\circ}$  к оси сечения).

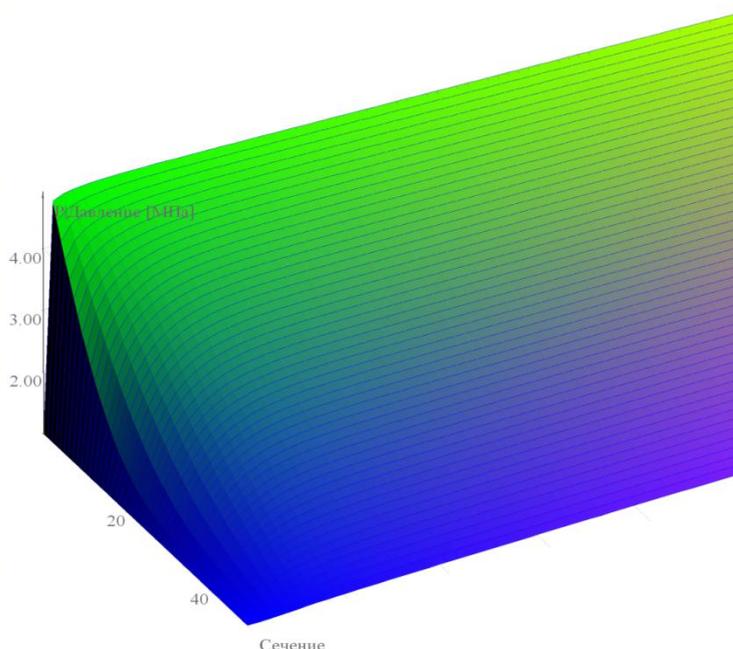


Рис. 5.10. Результаты расчета на основе классической гидромеханики (уравнение пьезопроводности).

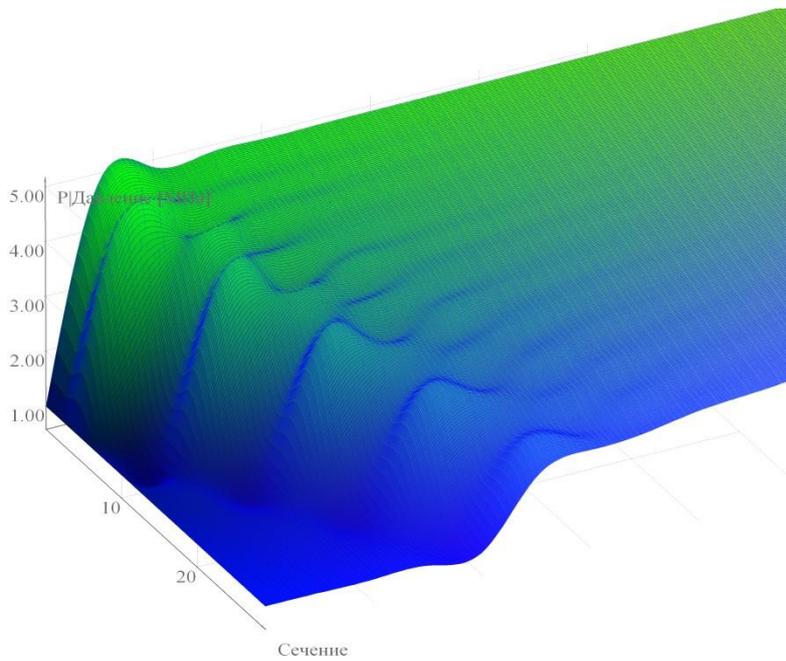


Рис. 5.11. Результаты расчета на основе предлагаемой модели нестационарной фильтрации

Полученные поверхности показывают существенные отличия в характере распределения давления по длине модели в начальные моменты времени. По истечении 10 мс наблюдается идентичное распределение давления по длине, соответствующее линейному.

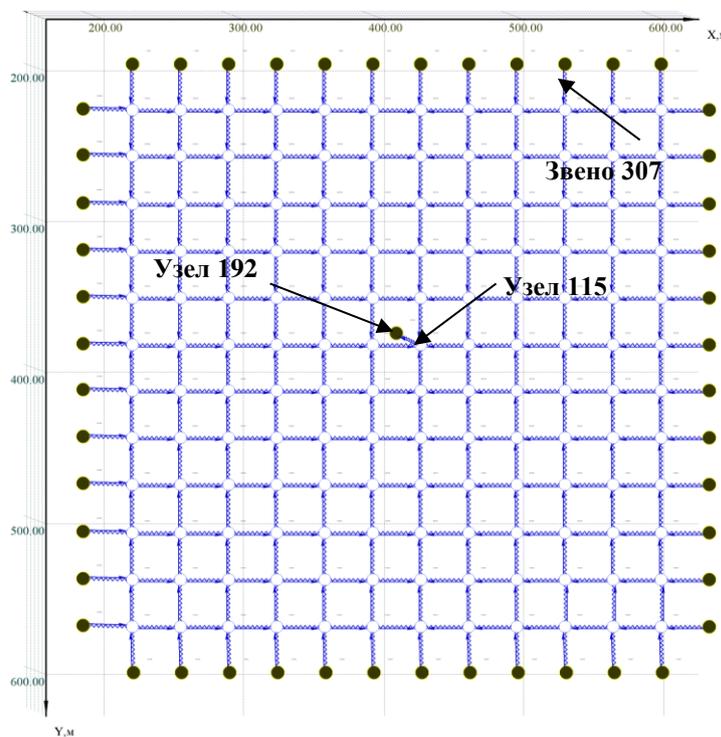


Рис. 5.12. Модель притока/оттока в пласте с прямоугольной границей

Рассмотрим модель фильтрации в околоскважинной зоне пласта, составленной из звеньев и узлов (см. рис.5.12). Закон фильтрации в каждом звене в виде функции перепада давления от объемного расхода задан согласно закону Дарси. Проницаемость во всех звеньях равна 2 Дарси.

В условиях стационарного течения – после выхода системы на установившийся режим получено следующее распределение давления (рис.5.13).

Расчетные показатели депрессии и дебита соответствуют формуле Дюпюи для радиального притока с погрешностью не более 0,01 %.

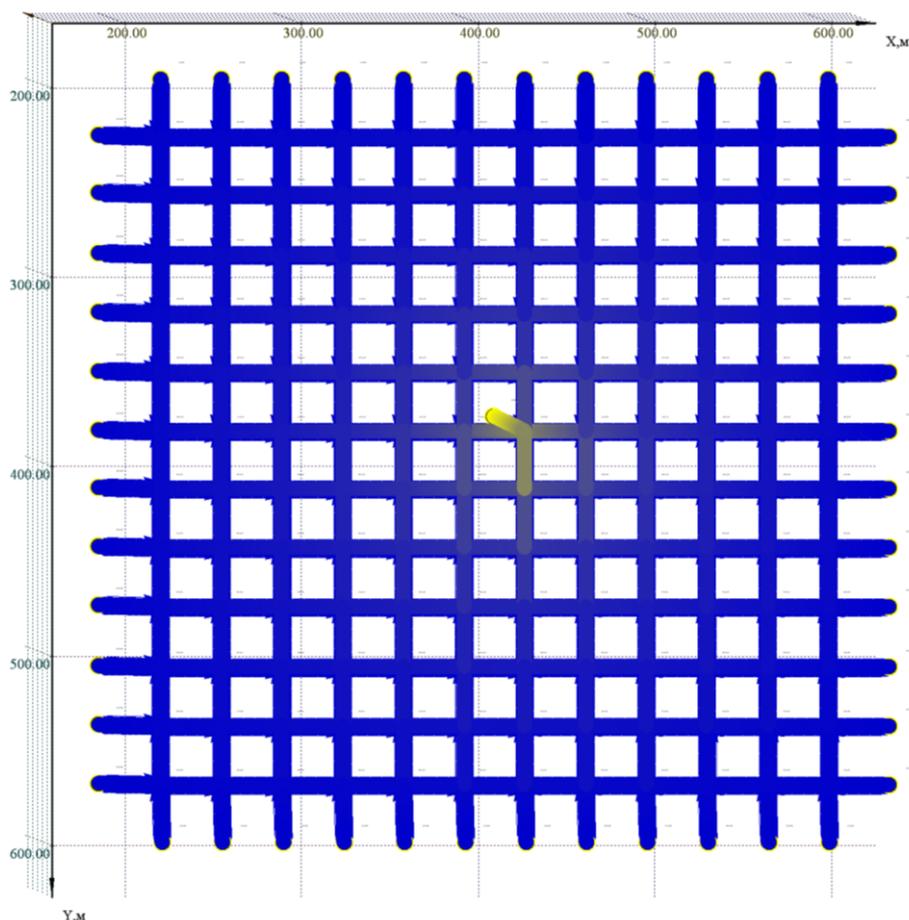


Рис. 5.13. Распределение давления стационарный режим

Рассмотрим процесс выхода на стационарный режим предлагаемой модели нестационарной фильтрации/течения по некоторым звеньям и узлам (рис. 5.14).

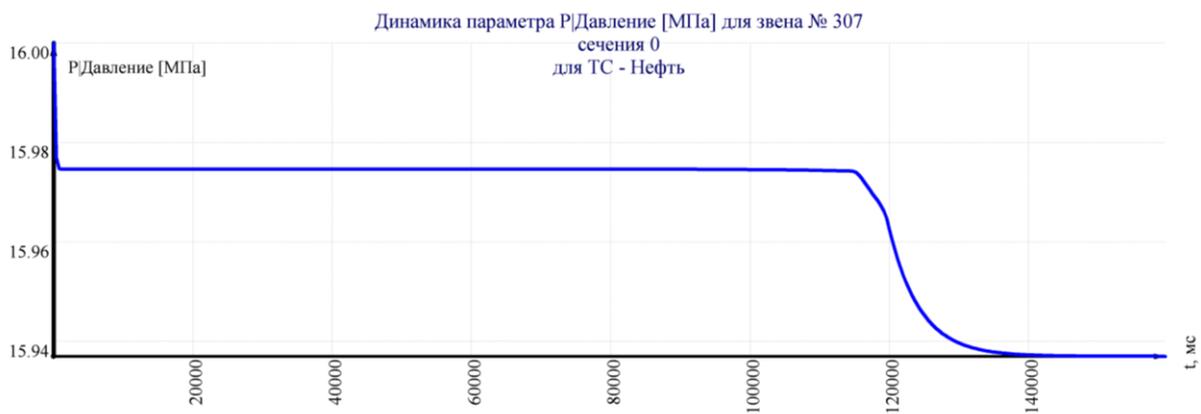


Рис. 5.14. Динамика давления в звене 307 при мгновенном снижении давления в узле 192 с 16 МПа до 13 МПа

Как видно изменение давления в звене 307 (удаленная зона) после снижения давления на забое имеет волновой характер.

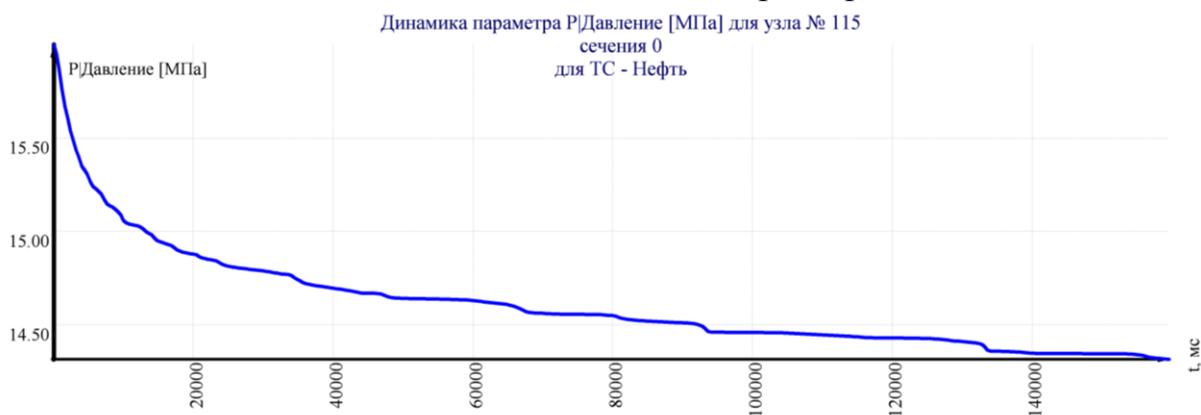


Рис. 5.15. Динамика давления в узле 115 (забой) при мгновенном снижении давления в узле 192 с 16 МПа до 13 МПа

Как видно из графика 5.15 после создания отрицательного импульса в узле 192 по всей гидросистеме формируются гидравлические волны с постепенно увеличивающимся периодом.

После выхода модели на стационарный режим сравнение расчетных показателей депрессии при  $R_k=150$  м и расхода нефти (приток) модели и точного аналитического решения Дюпюи показало отклонение не более 0,01 %.

Характер колебательных процессов гораздо сильнее просматривается, когда к ранее созданной модели (рис.5.12) добавляется трещина (см. рис.5.16) посредством изменения проницаемости звеньев вдоль линий с 2 до 100 Дарси.

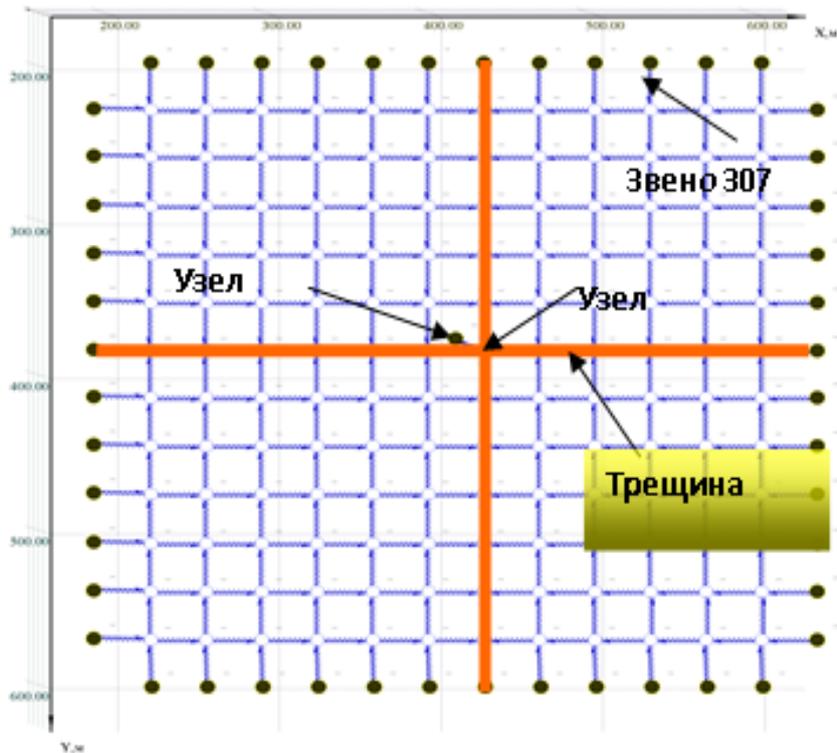


Рис. 5.16. Модель притока/оттока в пласте с прямоугольной границей с наличием трещин

На рис.5.17 показана динамика забойного давления для данной модели в пределах от 0 до 350 мс.

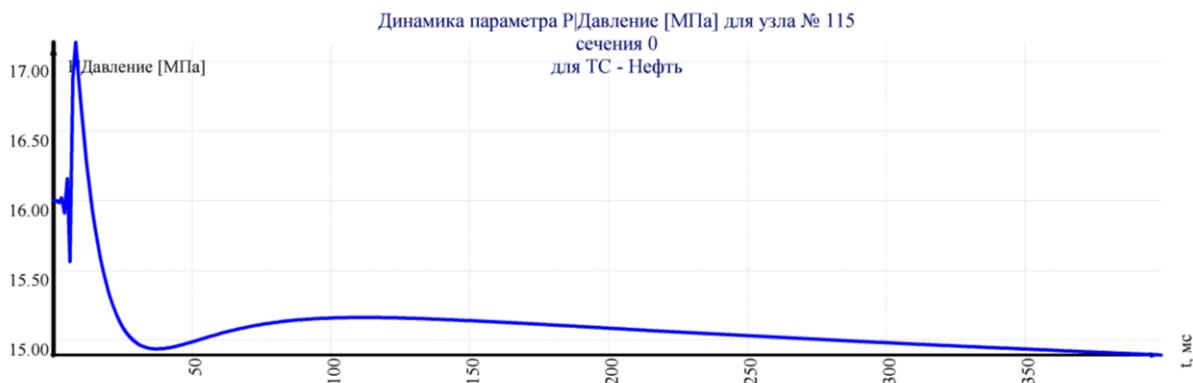


Рис. 5.17. Динамика забойного давления после создания отрицательного импульса давления

График на рис.5.18 демонстрирует выраженный волновой процесс в рассматриваемой гидравлической системе, который ранее не учитывался ни в одном из аналитических решений и численных моделях, реализованных в программных комплексах по моделированию пластов.

На расстоянии половины длины четверть-трещины от забоя динамика давления также имеет волновой характер (рис.5.18).

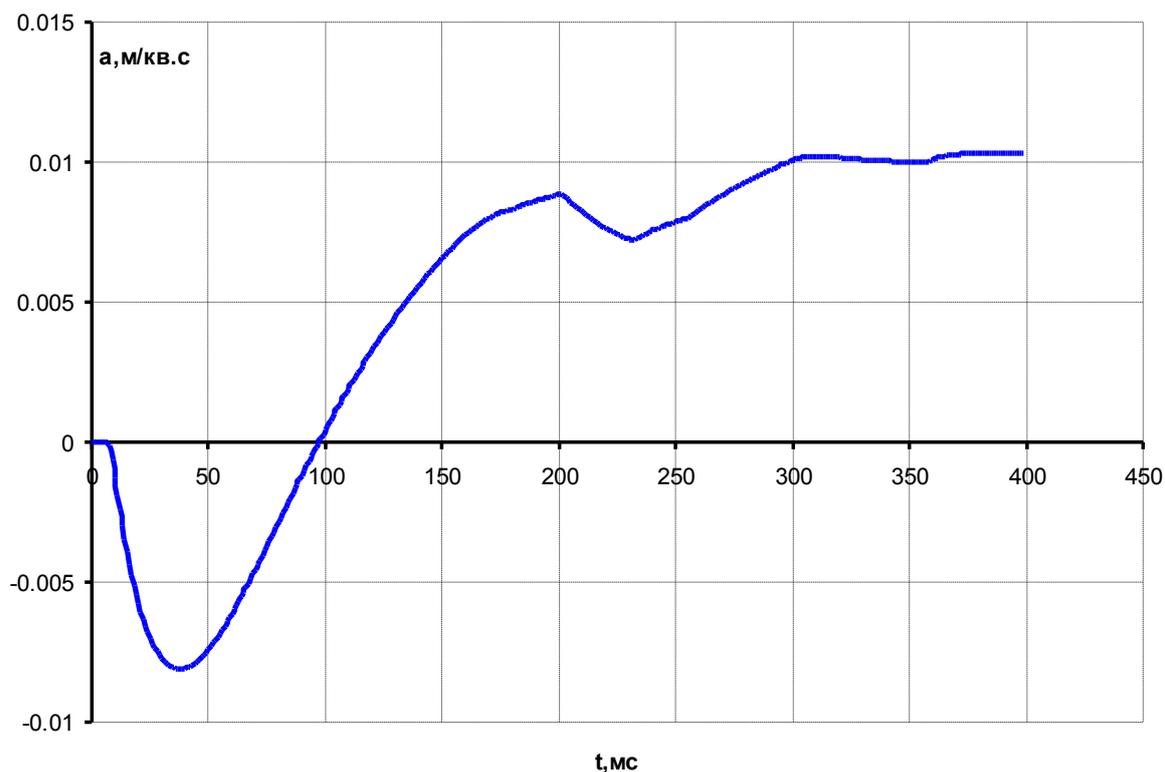


Рис. 5.18. Динамика давления и ускорения на расстоянии половины длины четверть-трещины от забоя

На рис. 5.19 показано распределение давления модели с трещинами после выхода на установившийся режим.

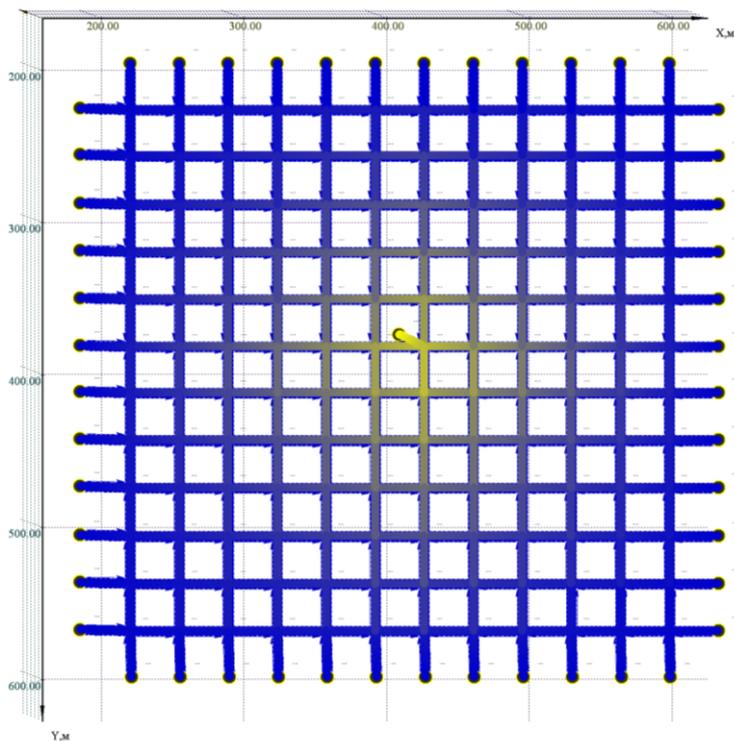


Рис. 5.19. Распределение давления в модели при наличии крестообразной трещины

В отличие от расчетных показателей численных и аналитических решений предлагаемая модель демонстрирует изменение знака первой производной давления по времени, что обусловлено инерцией потоков текучих сред и не нулевыми величинами ускорений (рис. 5.18).

Классические аналитические и численные решения принимают величину ускорения равной нулю, вследствие чего при создании отрицательного импульса давления на забое в остальных участках модели давления будут изменяться согласно монотонно убывающим функциям с постоянным знаком первой производной давления по времени.

### **Диагностика разработанной модели в условиях нестационарного течения в наземных системах**

Далее рассмотрим факторы динамики состояния ТГ сетевой структуры на примере лучевой схемы или отдельных участков трубопроводной сети.

Показателем выхода системы на стационарный режим является относительное изменение скорости во времени не более 0,1 %, и относительное изменение давления не более 0,1 %.

Для начала необходимо провести вычислительный эксперимент на наиболее простой структуре (рис.5.20).

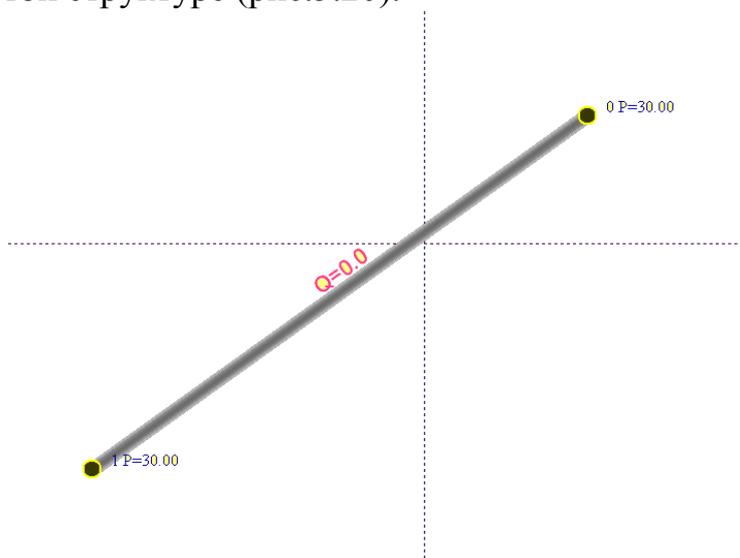


Рис. 5.20. Модель трубопровода с начальным давлением 1 МПа (по всей длине)

Начальное давление по длине трубы равно 1 МПа. Проследим динамику давлений по длине трубы после создания мгновенного импульса давления (30 МПа) на концах трубопровода. На рис.5.21 показаны графики изменения давления

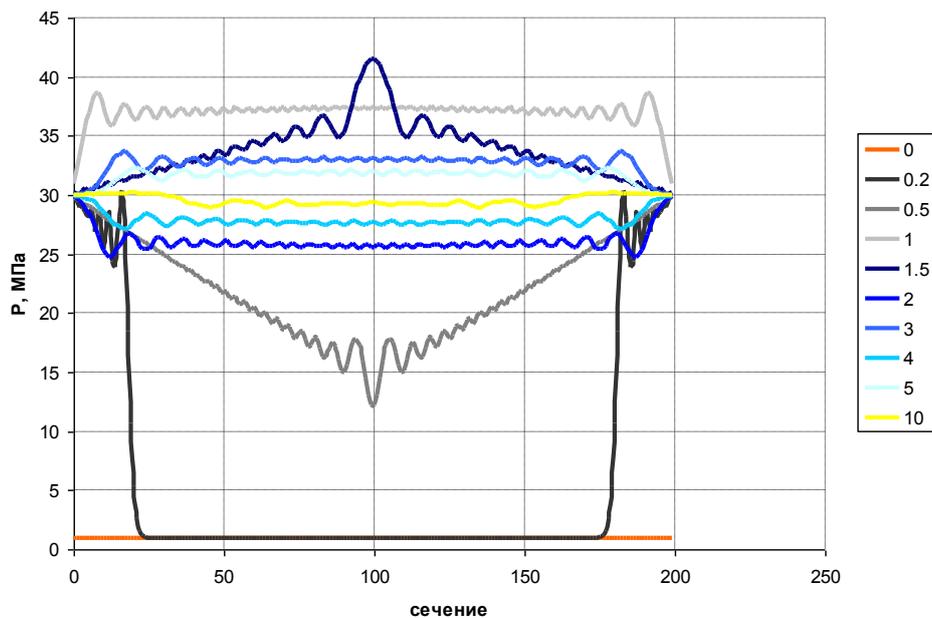


Рис. 5.21. Динамика распределения давления по длине трубопровода (каждая линия соответствует времени от начала импульса, сек)

Из графика на рис. 5.21 (время 0,2 с) видно, что импульс давления, созданный на концах трубопровода распространяется симметрично на встречу друг-другу. К моменту времени 1,5 с волны давления сталкиваются в середине трубопровода, что сопровождается резким ростом амплитуды и снижением периода колебаний в зоне столкновения.

Далее видно, как с течением времени амплитуда колебаний снижается и давление в трубопроводе начинает выравниваться ко времени 10 с.

Наиболее сильным и опасным является гидравлический удар (время 1.5 с) сопровождающийся ростом давления на 40 % выше, чем давление импульса на концах трубопровода.

Окончательное выравнивание давления в пределах 0,1% прослеживается через 18 с.

Более сложные волновые явления имеют место в ТГ сетевой структуры (рис. 5.22).

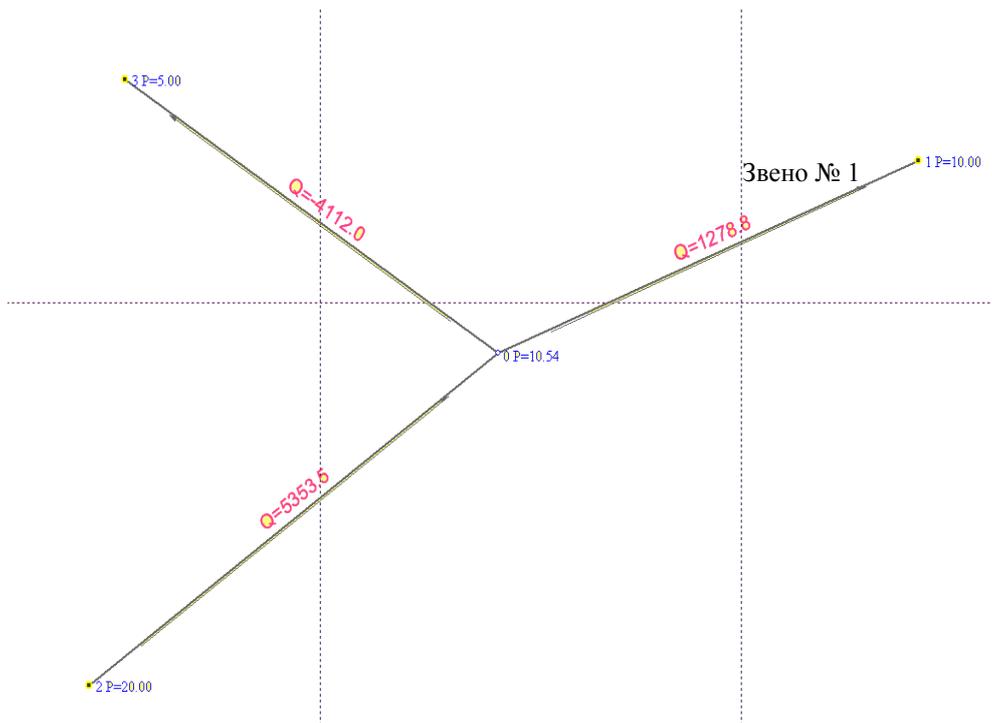


Рис. 5.22 – Гидросистема лучевой структуры из трех трубопроводов

В гидросистемах сетевой структуры волновые явления, строго говоря, уникальны для различных структур и свойств элементов, в частности, длин, шероховатостей и диаметров трубопроводов.

Более того, характер распространения гидравлических волн обусловлен не только схемой соединения элементов, но порядком создания импульсов.

На рис. 5.23 показаны проявления гидроволн для звена № 1. Здесь хорошо просматривается то, что вектор распространения волны изменяется на противоположный. Это, грубо говоря, обусловлено тем, что импульсы давлений от концевых (активных) узлов распространяются с разной скоростью и при их встрече возникает гидравлический удар, который изменяет распределение скоростей и ускорений.

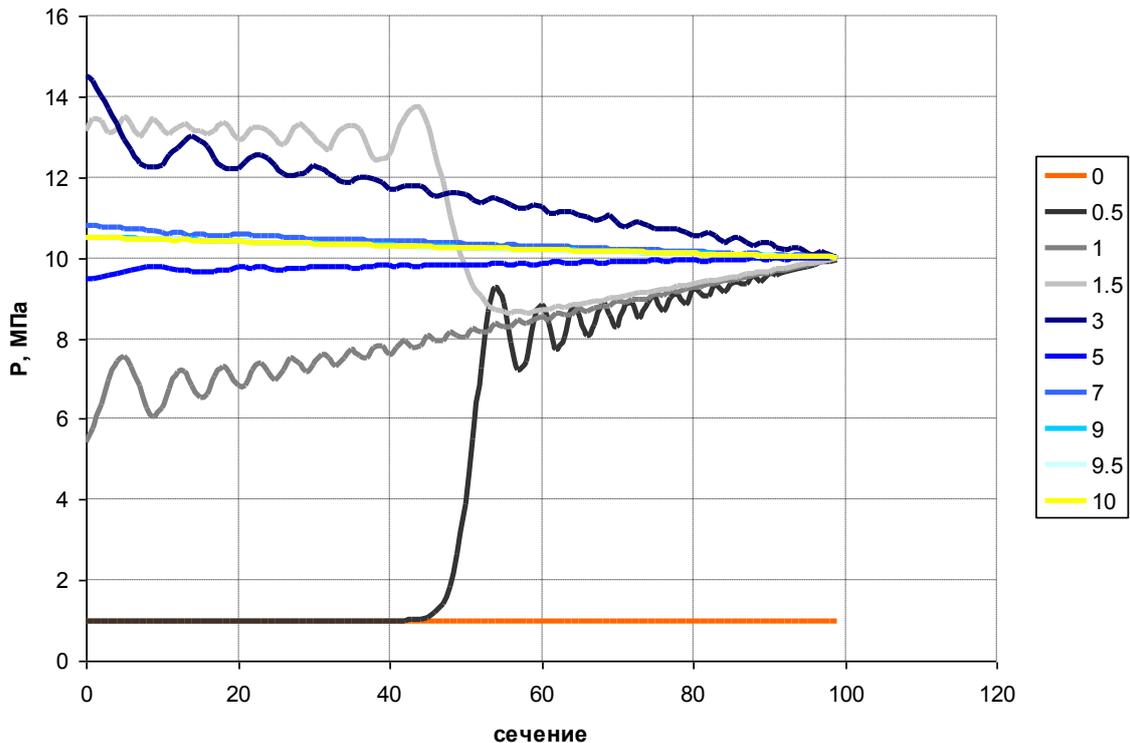


Рис. 5.23. Динамика распределения давления в звене № 1

График давления на момент времени 5 секунд демонстрирует потенциальное «стремление» системы выйти на установившийся режим при росте давления (слево-направо) в данном звене. Однако, остальные гидроволны в соседних звеньях «препятствуют» этому и, в конечном итоге, на момент 10 с в звене устанавливается режим с противоположным распределением давления – падением давления (слево-направо).

Описанные выше явления, которые демонстрируются на разработанной модели, также проявляются в реальных системах.

Около 65 % всех порывов на промышленных трубопроводах приходятся на случаи, когда проводятся мероприятия по регулированию системы (запуск/остановка насосов, смена штуцеров, открытие/закрытие задвижек и т.п).

В связи с тем, что для планирования технологии и техники регулирования ТГ требуется оценка времени выхода системы на стационарный режим, необходимо разработать метод оперативной оценки данного фактора.

#### 5.4. Оценка динамического состояния гидросистем

На основании проведенного выше анализа предлагается эмпирическая формула для расчета времени необходимого для выхода системы на стационарный режим

$$\delta = B\eta(\bar{D}) \frac{L}{\Psi^A} \left[ \ln(\bar{\beta}) + 1 \right] e^{\frac{\bar{q}}{\Delta \cdot v} \varphi} \quad (5.19)$$

где  $\bar{q}$  – средний расход жидкости до возмущения, м<sup>3</sup>/с;  
 $\Delta$  – абсолютная шероховатость, м;  
 $\nu$  – кинематическая вязкость, м<sup>2</sup>/с;  
 $L$  – суммарная длина трубопроводов, м;  
 $\varphi$  – коэффициент пропорциональности равный 10<sup>-7</sup>;  
 $B$  – коэффициент пропорциональности равный 10<sup>-2</sup>;  
 $\bar{\beta} = \frac{\beta}{\beta^*}$  – относительная сжимаемость равная отношению текущей сжимаемости к сжимаемости  $\beta^* = 1,0$  1/ГПа при этом  $\beta > \beta^*$  ;  
 $\eta(\bar{D})$  – вспомогательная функция, с/м;  
 $A$  – коэффициент пропорциональности равный 5.1 д.е.;  
 $\Psi$  – средний относительный скачок давления во всех точках возбуждения

$$\Psi = \frac{\sum_{i=1}^N (P_i - P_0)}{NP_0}, \quad (5.20)$$

где  $N$  – количество узлов, в которых изменяется давление;  
 $P_i$  – новое давление в узле, МПа;  
 $P_0$  – давление в остальных узлах и звеньях системы.

В формуле для расчета времени выхода системы на стационарный режим функция –  $\eta(\bar{D})$  должна вычисляться по формуле

$$\eta(\bar{D}) = \frac{1}{\lambda} \left( 1.6 \frac{1}{\bar{D}^{0.83}} + 8.2 \bar{D}^{0.79} \right), \quad (5.21)$$

где  $\bar{D} = \frac{\sum_{i=1}^{n_t} D_i}{n_t} \frac{1}{d}$  – относительный средний диаметр трубопроводов в ТГ.

$d$  – условный стандартный диаметр равный 0,1 м;  
 $D_i$  – внутренний диаметр трубопровода звена  $i$ ;  
 $n_t$  – количество трубопроводов;  
 $\lambda$  – коэффициент пропорциональности равный 3000 м/с.  
 На рис. 5.37 показана кривая функции (5.21).

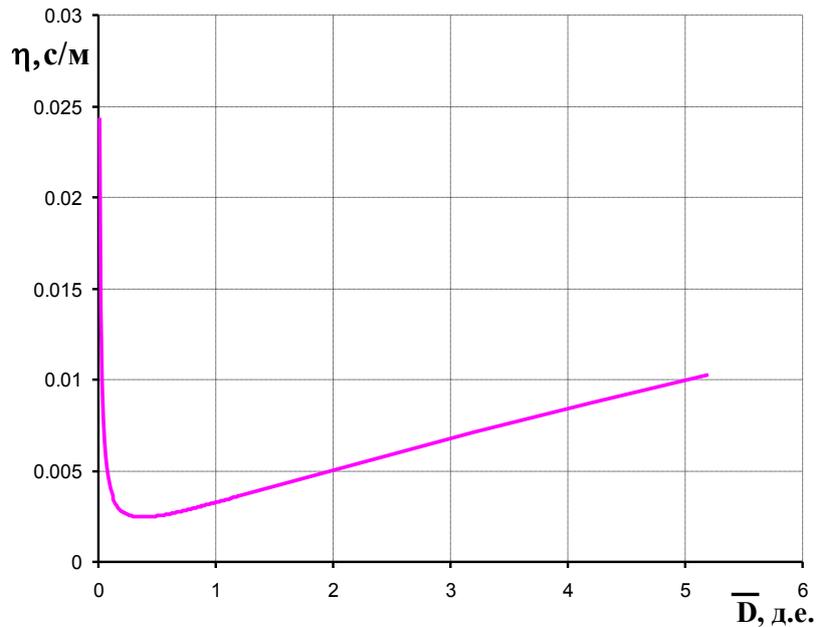


Рис. 5.24. Кривая функции –  $\eta(\bar{D})$

Так как наиболее весомыми параметрами выхода системы на стационарный режим (время стабилизации) являются средний диаметр и суммарная длина трубопроводов на рисунках 5.25–5.26 показана зависимость (5.19).

В первом разделе рассматривались основные решения в области технологии нагнетания и средств регулирования. Известно, что наиболее оптимальные решения достигаются «на стыке» различных по сути подходов.

В данной работе предлагается использовать технологию непрерывного или периодического нагнетания посредством распределения на каждую скважину автономных гидравлических регуляторов, которые позволят удерживать необходимый расход (приемистость) или давления нагнетания.

В начале остановимся на оценке эффективности технологии периодического нагнетания, т.е. периодической смены режима.

На рис. 5.27 показана модель изотропного пласта с проницаемостью 5 мД, толщиной 20 м и постоянным контуром питания – ВНК (постоянное давление равно начальному).

В центре модели установлена нагнетательная скважина, полностью (по толщине) вскрывающая данный пласт.

Проведем вычислительные эксперименты над данной моделью. Будем предполагать, что давление нагнетания ограничено условиями возможного гидравлического разрыва выше 36.0 МПа.

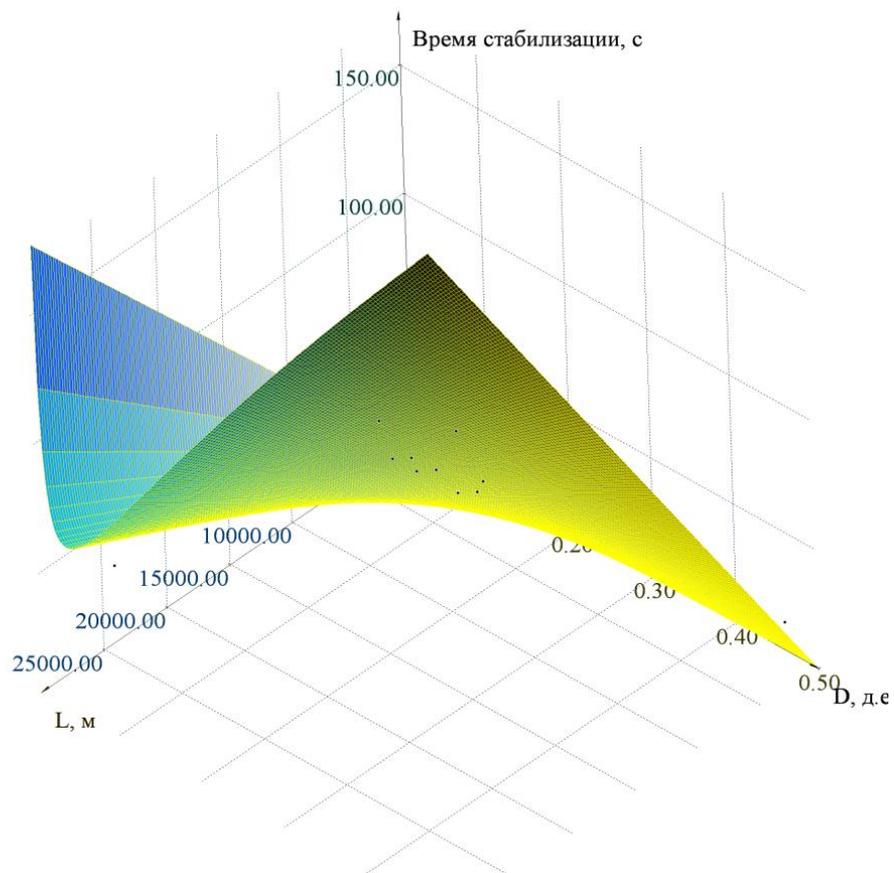


Рис. 5.25. Поверхность функции –  $\delta(\bar{D}, L)$

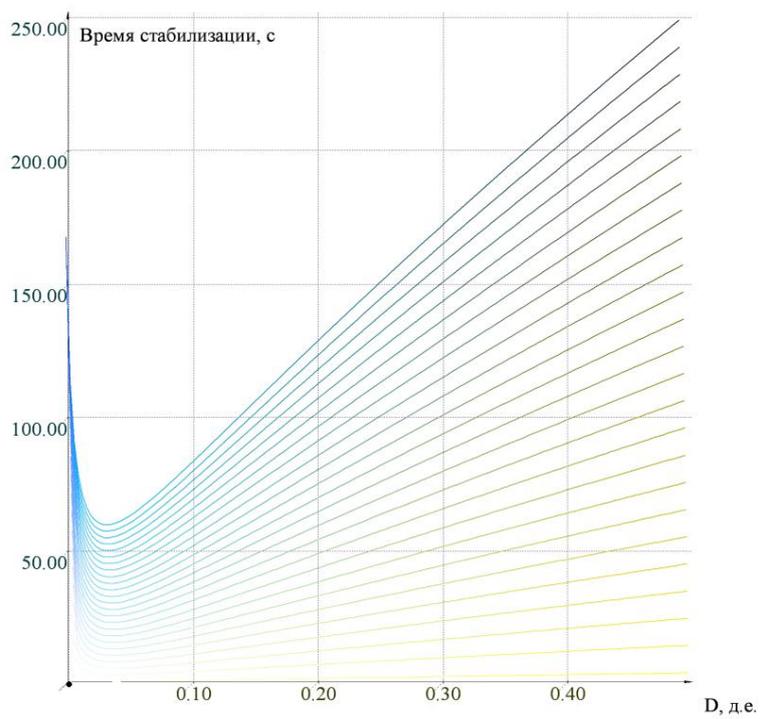


Рис. 5.26 – Графики функции –  $\delta(\bar{D}, L)$

### **5.5. Выбор оптимальной технологии регулирования нагнетания условиях непрерывного и периодического режимов**

Ранее рассматривались основные решения в области технологии нагнетания и средств регулирования. Известно, что наиболее оптимальные решения достигаются «на стыке» различных по сути подходов.

Здесь предлагается использовать технологию непрерывного или периодического нагнетания посредством распределения на каждую скважину автономных гидравлических регуляторов, которые позволят удерживать необходимый расход (приемистость) или давления нагнетания.

В начале остановимся на оценке эффективности технологии периодического нагнетания, т.е. периодической смены режима.

На рис. 5.27 показана модель изотропного пласта с проницаемостью 5 мД, толщиной 20 м и постоянным контуром питания – ВНК (постоянное давление равно начальному).

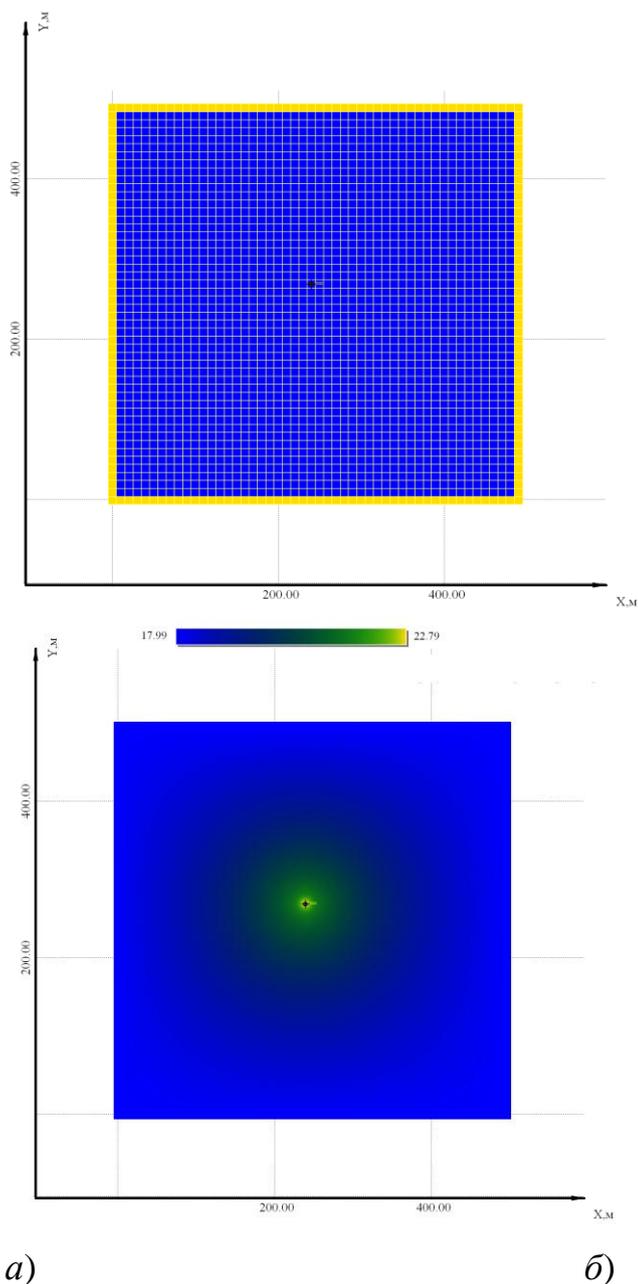


Рис. 5.27. Гидродинамическая модель изотропного пласта: *а* – схема; *б* – распределение давления после 19 сут

В первом варианте (непрерывное нагнетание) запустим скважину под нагнетание с постоянным давлением равным 36 МПа в течение 60 сут. Граничное условие – «по давлению» вполне реализуемо, так как давление на устье скважины, а следовательно на забое (при не высоких сопротивлениях НКТ) нагнетательных скважин в системах ППД относительно постоянно, что обусловлено работой наземной ТГ.

Во втором варианте (периодическое нагнетание) будем изменять давление нагнетания в меньшую сторону – до 26 МПа в течение некоторого времени (1–2 сут). Полностью отключить скважину следует считать некорректным, так как это может привести к перемерзанию наземных эле-

ментов трубопроводной сети. Удерживать активное нагнетание, т.е. с большим давлением, будем в течение от 19–20 сут.

На рис. 5.28 показаны графики динамики приемистости скважины для первого и второго вариантов. Причем по второму варианту время активного нагнетания 10 сут (при  $P_H=36$  МПа), а пассивного – 2 сут (при  $P_H=26$  МПа).

При сравнении графиков видно, что в условиях периодического нагнетания, после пассивного режима наблюдается скачок приемистости, что, в общем, является положительным моментом. Однако, в режиме пассивного нагнетания происходит существенное снижение приемистости, что полностью сводит эффект роста к отрицательному эффекту по суммарной закачке, т.е.

$$Q_n = \int_{t=0}^{60} q_n(t)dt < Q_H = \int_{t=0}^{60} q_H(t)dt, \quad (5.22)$$

где  $Q_n$  – суммарный объем закаченной жидкости при периодическом нагнетании,  $м^3$ ;

$Q_H$  – суммарный объем закаченной жидкости при непрерывном нагнетании,  $м^3$ ;

$q_n(t)$  – зависимость приемистости от времени при периодическом нагнетании,  $м^3/с$ ;

$q_H(t)$  – зависимость приемистости от времени при непрерывно нагнетании,  $м^3/с$ .

Для данного примера  $Q_n=5377,353$   $м^3$ , а  $Q_H=5940,561$   $м^3$ .

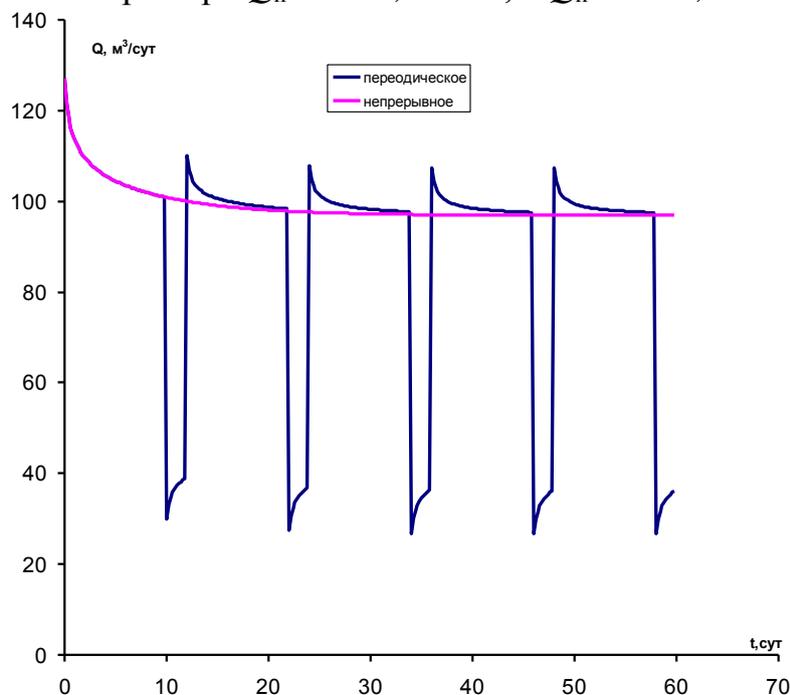


Рис. 5.28. Динамика приемистости в условиях периодического и непрерывного нагнетания

Попробуем сократить время пассивного режима до 1 сут, а время активного режима продлить до 19 сут.

На рис.5.29 показано аналогичное предыдущему сравнению.

Сравнение также демонстрирует аналогичные результаты, однако разница суммарных объемов закачки здесь ниже:  $Q_{п} = 5765,716 \text{ м}^3$ , а  $Q_{н} = 5940,561 \text{ м}^3$ .

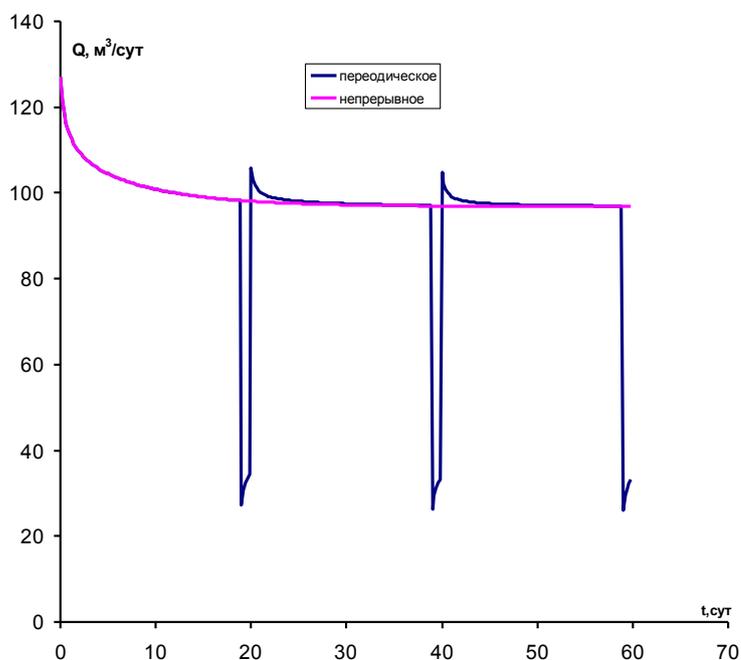


Рис. 5.29. Динамика приемистости в условиях периодического и непрерывного нагнетания

Результаты вычислений полностью повторяют известное аналитическое решение уравнения пьезопроводности в условиях радиального притока

$$\Delta p(\Delta t) = \sum_{i=1}^K \frac{\Delta q_i}{4\pi\varepsilon} Ei \left( \frac{r_i^2}{4\chi\Delta t} \right), \quad (5.23)$$

где  $\Delta p(\Delta t)$  — изменение давления в точке наблюдения за время  $\Delta t$ ;

$\varepsilon$  — гидропроводность;

$r_i$  — расстояние  $i$ -ой скважины до точки наблюдения;

$\Delta q_i$  — изменение дебита или приемистости за время  $\Delta t$ ;

$\chi$  — пьезопроводность;

$K$  — количество скважин.

Из формулы (5.23) можно выразить изменение расхода (приемистости)

$$\Delta q(\Delta t) = \sum_{i=1}^K \frac{\Delta p_i}{4\pi\varepsilon} Ei \left( \frac{r_i^2}{4\chi\Delta t} \right) \quad (5.24)$$

Для нашего примера  $K=1$ , так как скважина одна.

Вышепоказанное позволяет сделать важный вывод: с точки зрения энергосбережения и активности воздействия на пласт периодическое нагнетание менее эффективно, чем непрерывное.

Разумеется, в данных примерах (на гидродинамической модели) не учитывались факторы гидравлических ударов и гидроволн. Данные явления следует, все же, считать негативными и поэтому снижающими эффективность и стабильность работы ТГ.

Вследствие того, что периодичность нагнетания может быть обусловлена нецеленаправленным изменением режима ТГ ППД: неравномерного продвижения фронта вытеснения, подключения скважин или модернизация наземной части системы (подключение, отключение или смена насосов), необходимо учитывать данные факторы при разработке оптимальной системы регулирования.

Таким образом, разработанная модель нестационарного течения и фильтрации сжимаемой жидкости, позволяет оценивать динамические процессы, как в технических трубопроводных системах и скважинах, так и в условиях пласта.

Диагностика разработанной модели показала, что ранее не учитываемый показатель фильтрации – ускорение обуславливает формирование гидравлических волн при запуске добывающих и нагнетательных скважин.

Вычислительные эксперименты позволили дать приближенную формулу для расчета критерия выхода гидросистем сетевой структуры на стационарный режим – время стабилизации.

Периодическое нагнетание или отбор жидкости из пласта следует считать менее эффективным по отношению к стационарному режиму – непрерывному нагнетанию или отбору.

## **РАЗДЕЛ 6. МОДЕЛЬ НЕСТАЦИОНАРНОГО ТЕЧЕНИЯ И РЕЗУЛЬТАТЫ СТЕНДОВЫХ ИСПЫТАНИЙ**

С целью оценки достоверности разработанной модели нестационарного течения в гидросистемах сетевой структуры Морозовым В.Ю. и Стрекаловым А.В. в 2009 г. была спроектирована стендовая установка для соответствующих испытаний.

Основной целью использования стендовой установки является испытание системы в условиях, приближенным к промышленным гидросистемам. При смене гидравлических режимов планируется оценить время выхода системы на стационарный режим и динамику давления в различных точках для выявления волновых процессов.

### **6.1. Конструкция стенда**

Конструкция стендовой установки представляет собой три емкости, два насоса и запорную арматуру, соединенные трубами (рис. 6.1).

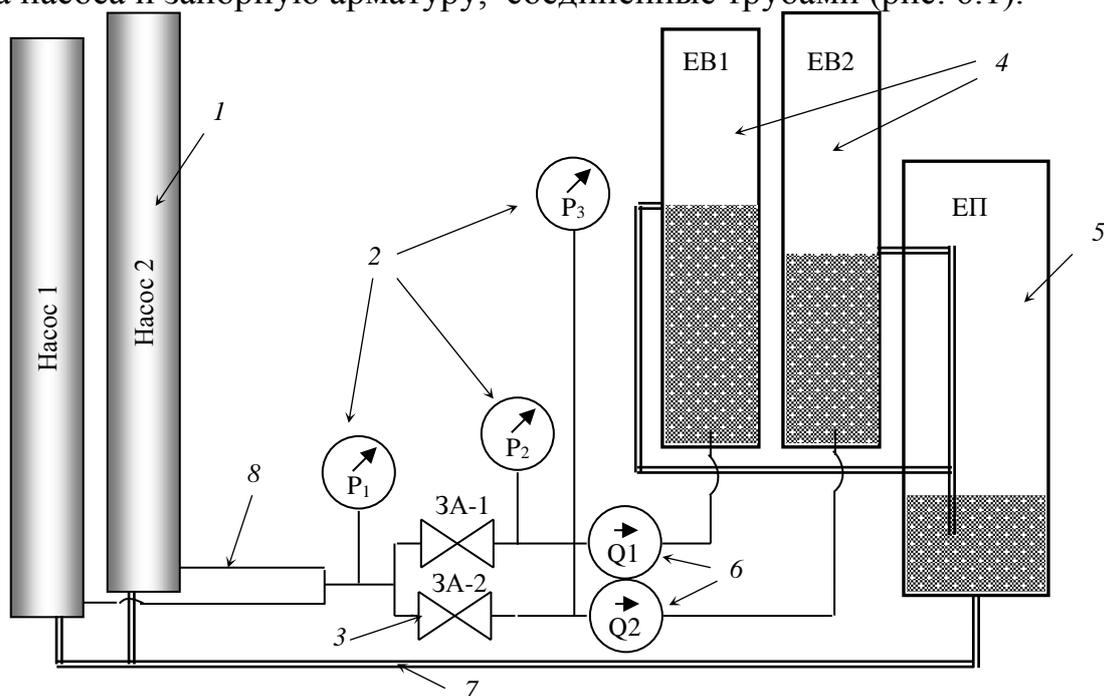


Рис. 6.1. Схема стендовой установки: 1 – насосные агрегаты; 2 – датчики давления; 3 – дросселирующая запорная арматура; 4 – выкидные емкости; 5 – приемная емкость; 6 – датчики расхода (расходомеры); 7 – приемный коллектор; 8 – выкидной коллектор

Рабочая жидкость – вода поступает из емкости – 5 (емкость приемная – ЕП) по приемному коллектору – 7 на впускные патрубки насосов – 1, после прохождения через насосы жидкость под давлением поступает в коллектор – 8 с давлением от 0,5–2 МПа, проходя через датчик – 2 ( $P_1$ ) поток разделяется на два потока в запорной арматуре – 3 (ЗА-1 и ЗА-2). Далее потоки проходят через расходомеры – 6 поступают в выкидные емкости – 4, где при превышении критических уровней, жидкость сливается обратно в приемную емкость – 5.

Таким образом, данная стендовая установка может работать как в стационарном режиме, так и в нестационарном.

Выход гидросистемы на стационарный режим фиксируется по датчикам – 2, 6 и положению уровней в емкостях – 4, 5. По этим датчикам также оценивается нестационарный режим, т.е. гидравлические удары и гидраволны.

На рис. 6.2 показан общий вид данной стендовой установки.



Фото. 6.1. Общий вид стендовой установки

В табл. 6.1 показаны основные характеристики элементов стендовой установки.

Таблица №6.1

## Характеристики элементов стендовой установки

№	Показатель	Обозначение	Ед.изм	Значение
1	Суммарная длина выкидного коллектора – 8	$L$	м	18
2	Суммарная длина приемного коллектора – 7	$L$	м	8
3	Внутренний диаметр приемного коллектора – 7	$d_n$	м	0,0375
4	Внутренний диаметр выкидного коллектора – 8	$d_e$	м	0,0251
5	Абсолютная шероховатость приемного коллектора – 7	$\Delta_n$	мм	0,72
6	Абсолютная шероховатость выкидного коллектора – 8	$\Delta_e$	мм	0,45
7	Насосные агрегаты – 1	CalpedaMXV 25-214	–	–
8	Емкости – 4 (ЕВ1, ЕВ2)	$V_1$	м <sup>3</sup>	1,0
9	Емкости – 5 (ЕП)	$V_2$	м <sup>3</sup>	1,5

## 6.2. Испытания установки на нестационарных и стационарных режимах

Программа испытаний гидросистемы на стендовой установке (рис. 6.1) предполагала проведение следующих работ (см. таблица 6.2).

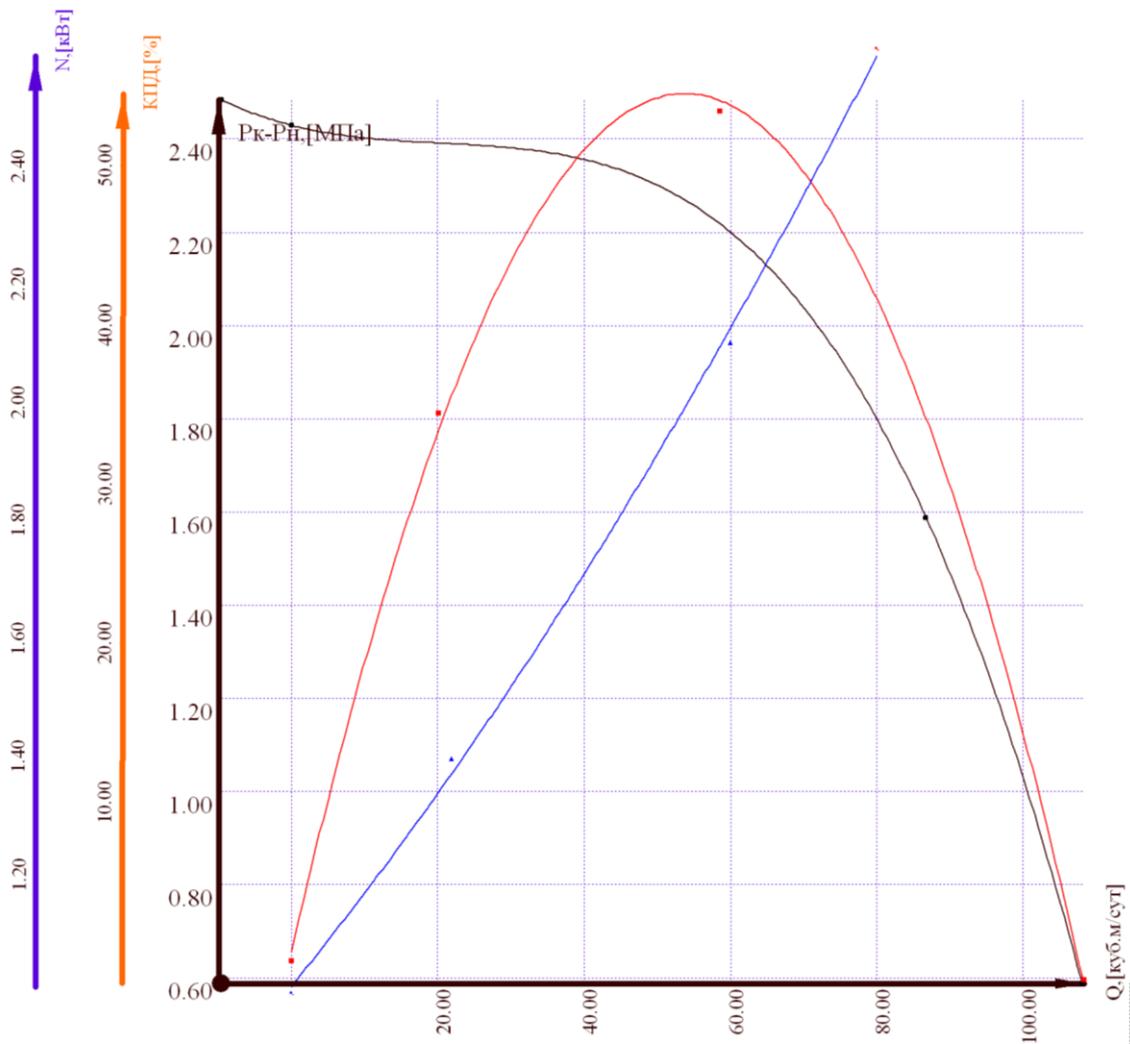
Согласно, выбранной программе испытаний, проведены мероприятия по регулированию работы стендовой установки.

Согласно п.1 программы испытаний получены зависимости расходов в запорной арматуре ЗА-1, ЗА-2 от положения затвора, выраженного в виде коэффициента местного сопротивления (КМС) (рис. 6.3).

Коэффициент местного сопротивления рассчитывался по формуле А.В. Стрекалова [51]

$$K = \left( 2.7 - 0.8 \frac{d}{h} + 0.14 \frac{d^2}{h^2} \right) \quad (6.1)$$

где  $d$  – диаметр проходного сечения/седла, м;  
 $h$  – высота затвора над седлом, м.



**Расход положителен при течении вдоль насоса - от приема к выкиду и отрицателен при противоположном течении - от выкида к приему**  
 **$P_k$  - давление на конце (выкид);  $P_n$  - давление в начале(прием)**

Рис. 6.2. Гидравлическая характеристика насоса CalpedaMXV 25-214

При совместном изменении положений затворов ЗА-1 и ЗА-2 получена следующая экспериментальная трехмерная зависимость (рис. 6.3).

Замеры показывают, что при росте КМС запорной арматуры –  $K$  на линии измерения расхода вызывает снижение значений расхода, а при росте КМС на соседней линии вызывает увеличение значений, замеряемого расхода.

В тоже время, совместное влияние КМС в двух вентилях (ЗА-1, ЗА-2) на давление в точке  $P_1$  однозначно, т.е. увеличение КМС (прижатие затвора) в любом из вентилях ведет к росту давления (рис. 6.4).

Таблица 6.2.

## Программа испытаний гидросистемы стендовой установки

п/п	Цель	Средство – способ воздействия	Результат
1	Выявление регулировочных зависимостей расхода жидкости от положения затворов	Изменение положения затвора запорной арматуры (ЗА-1, ЗА-2)	Кривые регулировочных кривых
3	Выявление динамики показателей движения жидкости в системе	Запуск насосов (Н1, Н2)	1. Время выхода на установившийся режим
			2. Динамика давлений
4	Выявление факторов гидравлического удара	Останов насосов (Н1, Н2)	1. Динамика давлений
5	Выявление факторов гидравлического удара	Перекрытие ЗА-1, ЗА-2	Динамика давлений
		Псевдомгновенное	
		Постепенное	

Из графика на рисунке 6.3 явствует, что после запуска насосов прослеживается не полный гидравлический удар, а время выхода на квазистационарный режим составляет порядка 250 мс.

К сожалению, эксперимент по длительному перекрытию затворов провести не удалось, вследствие отсутствия электропривода к ЗА-1, ЗА-2, позволяющего точно перемещать затвор. Тем не менее, проведенных экспериментов достаточно для оценки достоверности разработанной модели, которая может позволить по результатам вычислительных экспериментов прогнозировать динамику нестационарных режимов.

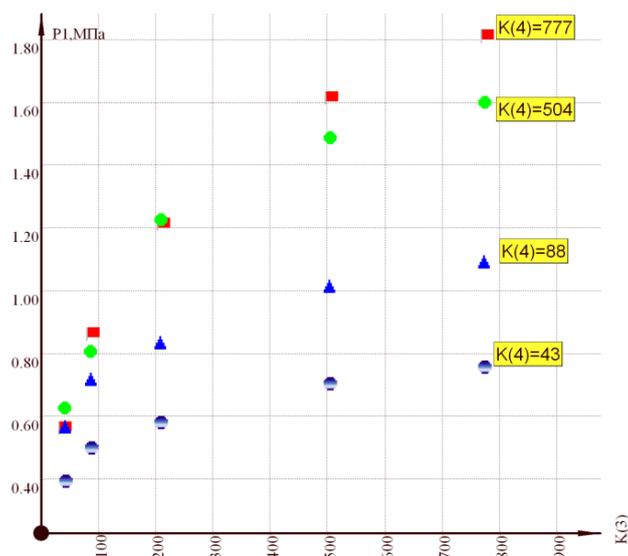


Рис. 6.3. Зависимость давления по датчику  $P_1$  от коэффициентов местного сопротивления ЗА-1, ЗА-2 для стационарных режимов

После запуска насосов – 1 (Н1, Н2) прослеживается следующая динамика по датчику  $P_1$  (рис. 6.4).

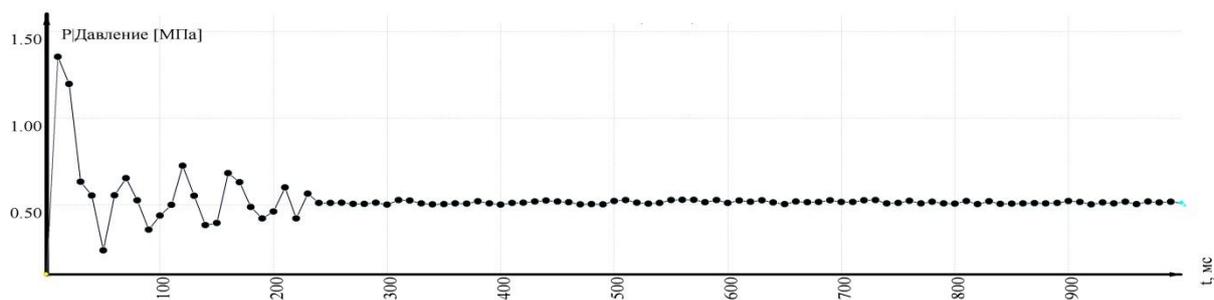


Рис. 6.4. Динамика давления по датчику  $P_1$  после запуска насосов

Из графика на рисунке 6.4 явствует, что после запуска насосов прослеживается не полный гидравлический удар, а время выхода на квазистационарный режим составляет порядка 250 мс.

Результаты проведения остальных испытаний показаны в таблице 6.3.

**Динамика давлений в точке наблюдения – Р<sub>1</sub>**

<b>Останов насосов</b>				<b>Псевдомгновенное перекрытие ЗА-1, ЗА-2 (шаровые краны) за 0.5 секунд</b>			
<i>t</i> ,мс	<i>P</i> ,МПа	<i>t</i> ,мс	<i>P</i> МПа	<i>t</i> ,мс	<i>P</i> МПа	<i>t</i> ,мс	<i>P</i> МПа
0	0,520909	500	0,115879	0	0,531573		
10	0	510	0,111234	10	2,34		
20	0	520	0,118032	20	3,047503		
30	0	530	0,112674	30	3,3		
40	0,24364	540	0,112718	40	2,86		
50	0,080123	550	0,111062	50	2,041331		
60	0,215203	560	0,117506	60	2,46		
70	0,023248	570	0,111277	70	2,98		

К сожалению, эксперимент по длительному перекрытию затворов провести не удалось, вследствие отсутствия электропривода к ЗА-1, ЗА-2, позволяющего точно перемещать затвор. Тем не менее, проведенных экспериментов достаточно для оценки достоверности разработанной модели, которая может позволить по результатам вычислительных экспериментов прогнозировать динамику нестационарных режимов.

### 6.3. Оценка точности разработанной модели

Для оценки точности разработанной модели проведем ряд вычислительных экспериментов в условиях стационарного течения, т.е. после выхода на установившийся режим.

Схема модели представлена на рисунке 6.5. Модель состоит из 10 узлов и 10 звеньев. Все характеристики элементов заданы согласно таблице 6.1. Напорная характеристика насосов – 1 (Н1, Н2) задана согласно паспорту завода-изготовителя.

Так как в емкостях – 4 (рис. 6.1) предполагается различный уровень жидкости давления в активных узлах 8 и 9 различны.

На рисунке 6.6 показана зависимость расхода в звене 3 (модель стенде) от коэффициента местного сопротивления –  $Q_3(K_3)$ . Как видно из графика, расход жидкости падает по суб-логарифмической зависимости.

Влияние соседнего звена 4 прослеживается на графике  $Q_3(K_4)$  (рис. 6.7), который свидетельствует о системном характере распределения гидравлических параметров.

Аналогичным образом ведет себя зависимость  $Q_4(K_4)$  (рис. 6.8).

Совместное влияние двух звеньев на давление в узле 4 ( $P_1$  для стендовой установки) прослеживается на рисунке 6.9.

Сравним результаты расчета на предлагаемой модели с данными экспериментов на стендовой установке в условиях стационарного режима.

На рисунке 6.11 показана расчетная и экспериментальная зависимость расхода в звене 3 от коэффициента местного сопротивления. Из графика явствует, что расчетные величины объемного расхода весьма близки к экспериментальным замерам. Отклонения обусловлены, как естественной неточностью модели, так и погрешностями измерений: точность, заявленная производителем расходомеров – Metran составляет 1–3 %.

Аналогично на рисунках 6.12–6.13 показаны результаты сравнения расчетных и экспериментальных замеров для условий стационарного течения.

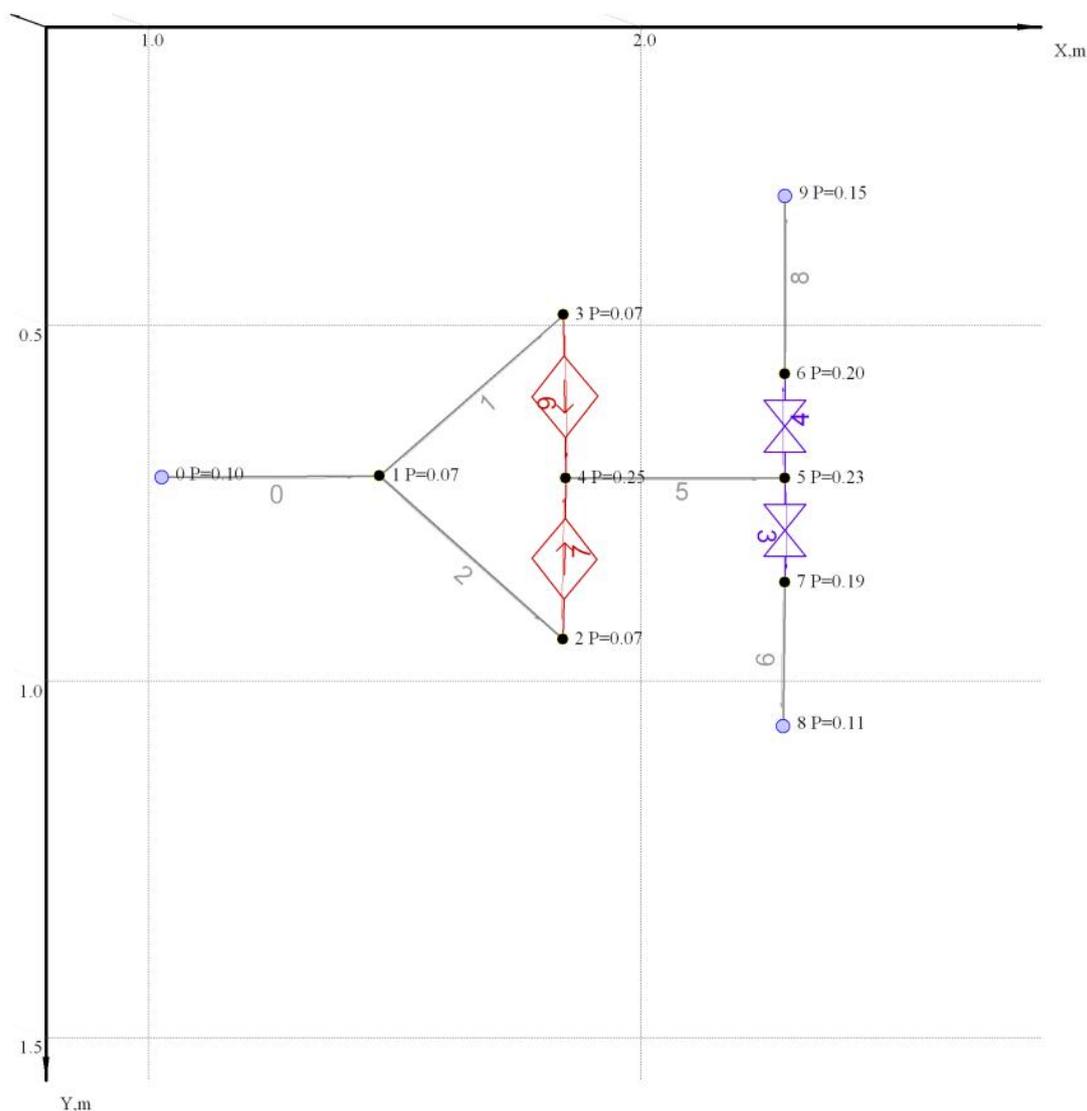


Рис. 6.5. Схема модели стендовой установки

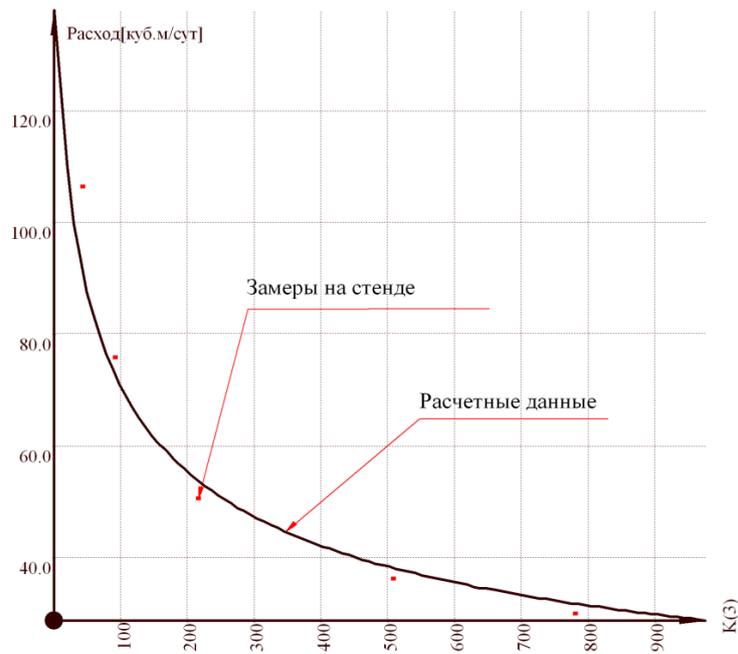


Рис. 6.6. Зависимость расхода в звене 3 от коэффициента местного сопротивления в данном звене  
**График зависимости  $Q_c$  звена № 3()**  
*от тех-показателя  $K$  звена № 3*

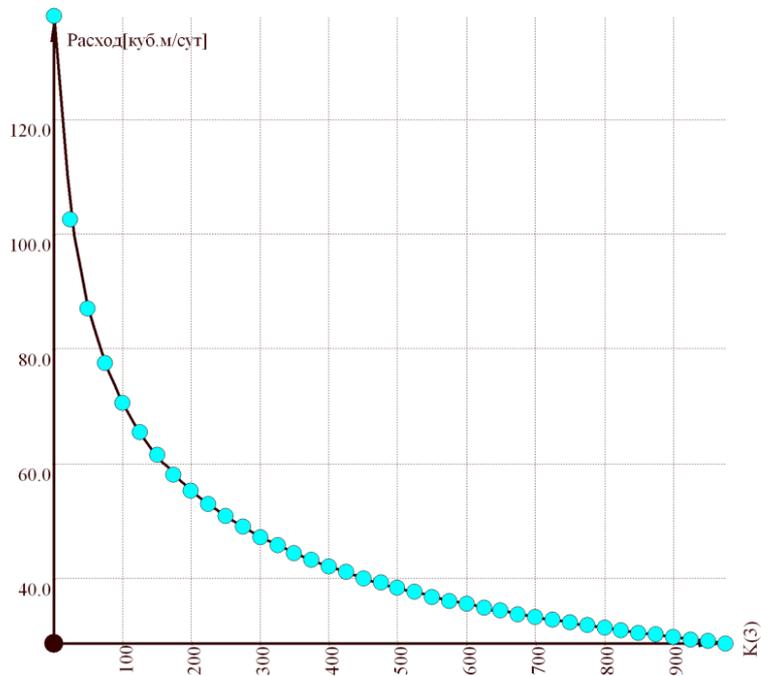
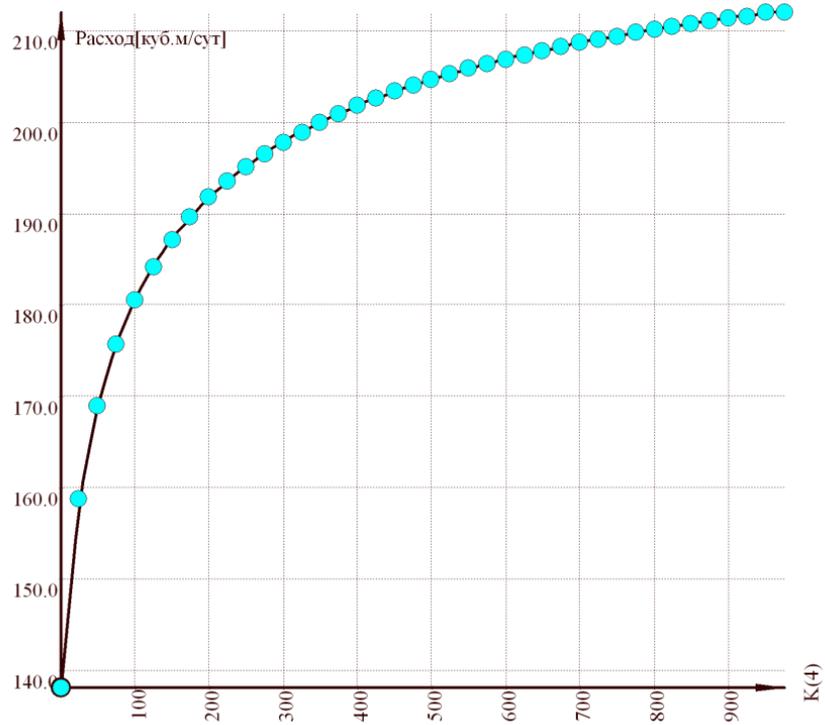


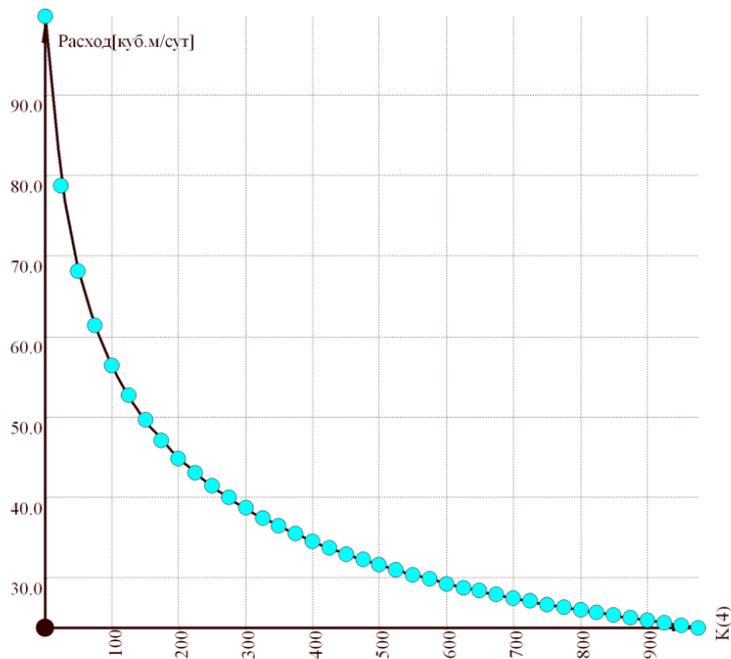
Рис. 6.7. Зависимость расхода в звене 3 от коэффициента местного сопротивления в звене 4

**График зависимости  $Q_3$  звена № 3()**  
от тех-показателя  $K$  звена № 4



**Рис. 6.8. Зависимость расхода в звене 4 от коэффициента местного сопротивления в данном звене**

**График зависимости  $Q_4$  звена № 4()**  
от тех-показателя  $K$  звена № 4



**Рис. 6.9. Зависимость давления в узле 4 от коэффициентов местного сопротивления в звене 3 и 4**

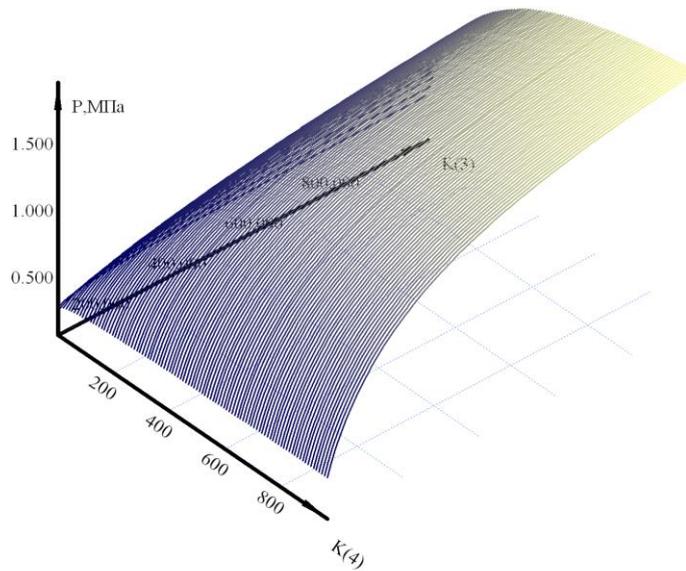


Рис. 6.10. Зависимость расхода в звене 3 от коэффициентов местного сопротивления в звене 3 и 4

График зависимости  $Q_c$  звена № 3() от тех-показателя  $K$  звена № 3 и от тех-показателя  $K$  звена № 4

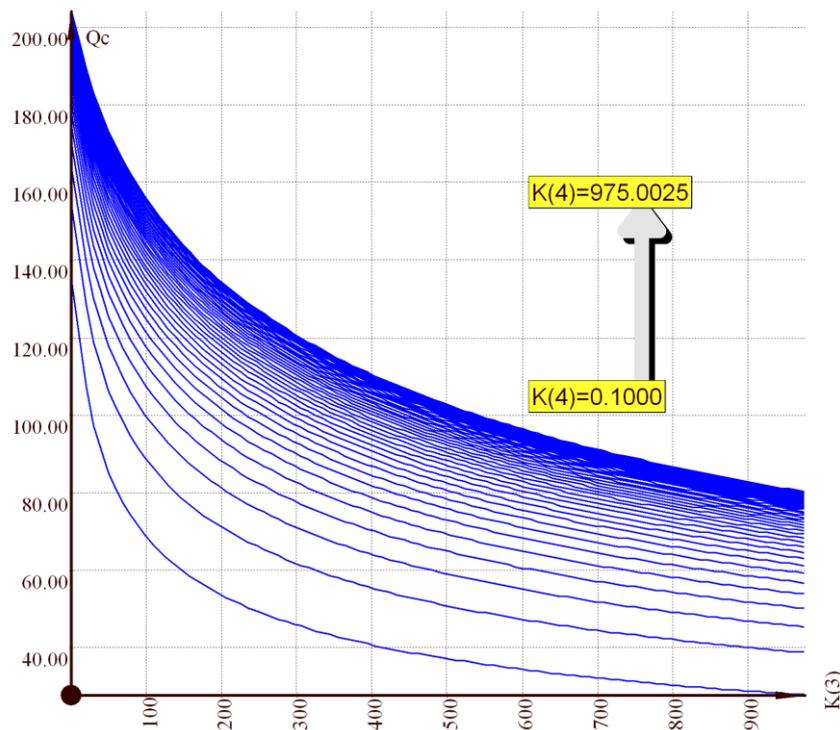


Рис. 6.11. Сравнение расчетной и экспериментальной зависимости расхода в звене 3 от коэффициента местного сопротивления данного звена, корреляция 0,88

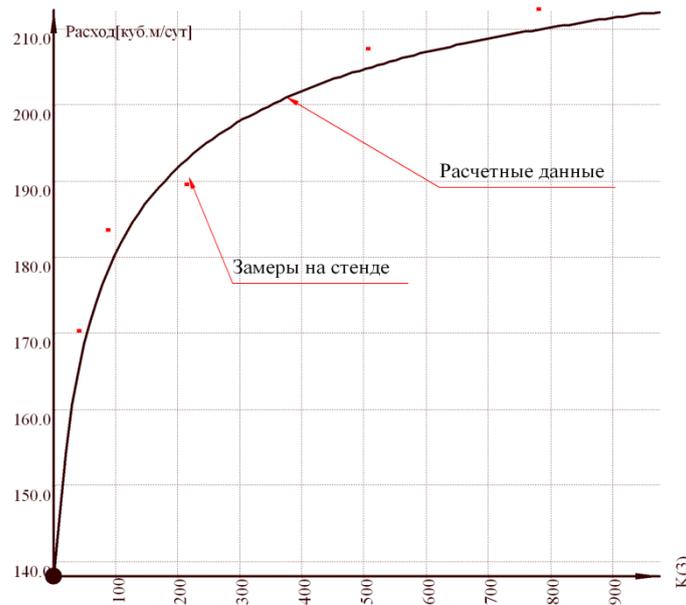


Рис. 6.12. Сравнение расчетной и экспериментальной зависимости расхода в звене 3 (ЗА-1) от коэффициента местного сопротивления звена 4 (ЗА-2), корреляция 0,87

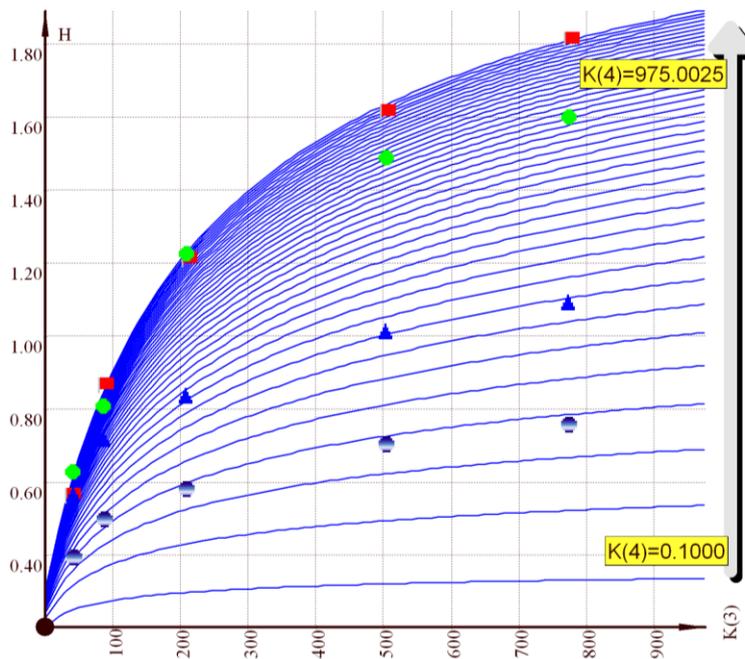


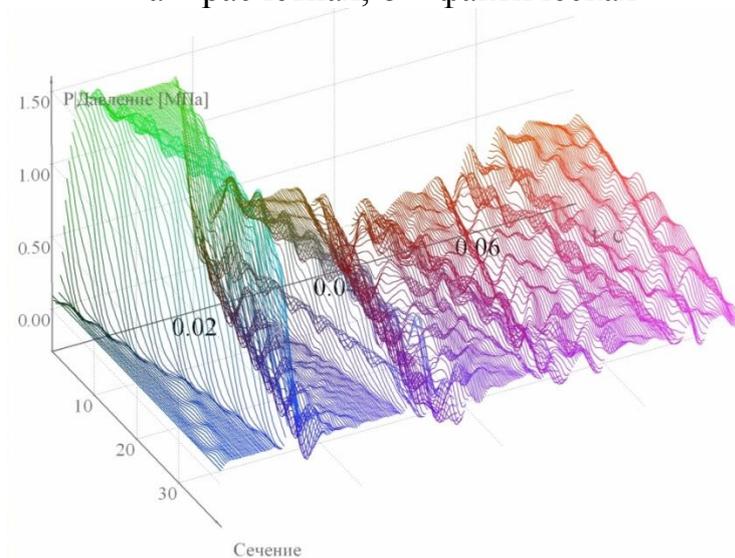
Рис. 6.13. Сравнение расчетной и экспериментальной зависимости давления датчика  $P_1$  от коэффициентов местного сопротивления звена 3 (ЗА-1) и звена 4 (ЗА-2), корреляция 0,82

Сопоставим результаты эксперимента на стенде с результатами вычислительного эксперимента при запуске насосов – 1 (Н1, Н2) (рис. 6.1), соответствующих звеньям 6 и 7 (модель рис. 6.5). На рисунке 6.14 показаны расчетная (в узле 5) и фактическая (по датчику  $P_1$ ) динамики давления.

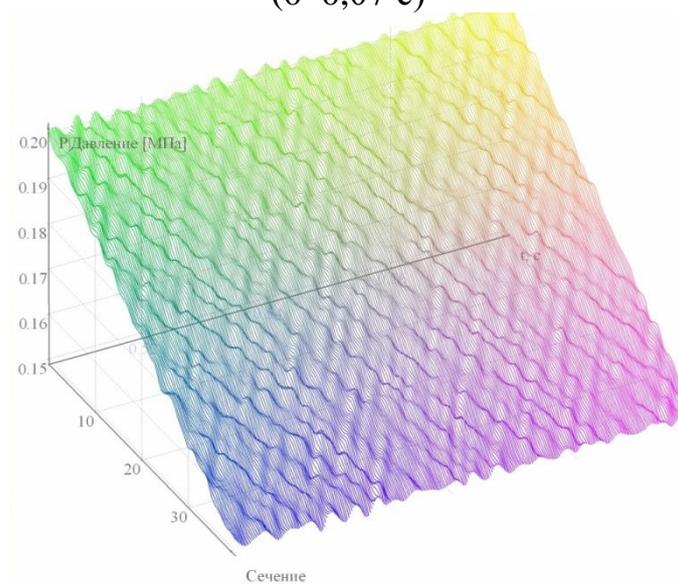
Результаты совмещения графиков фактических и расчетных замеров показывают хорошие результаты: коэффициент корреляции  $R=0,92$ .



Рис. 6.14. Сравнение динамики давления после запуска насосов:  
а – расчетная; б – фактическая



(0–0,07 с)



(0,5–0,57 с)

Рис. 6.15. Распределение давления по звену 8 во времени

Поверхности на рисунках 6.14–6.15 демонстрируют постепенный выход системы на стационарный режим.

Сопоставим расчетные и фактические динамики давления в точке  $P_1$  системы после остановки насоса, относительно предыдущего стационарного режима.



Рис. 6.16. Сравнение динамики давления после остановки насосов:  
*а* – расчетная; *б* – фактическая

На рис. 6.17 показана модельная динамика скорости в звене 3 (ЗА-1). Так как при динамических процессах невозможно измерить расход в условиях стендовой установки остановимся на модельных данных о скорости.

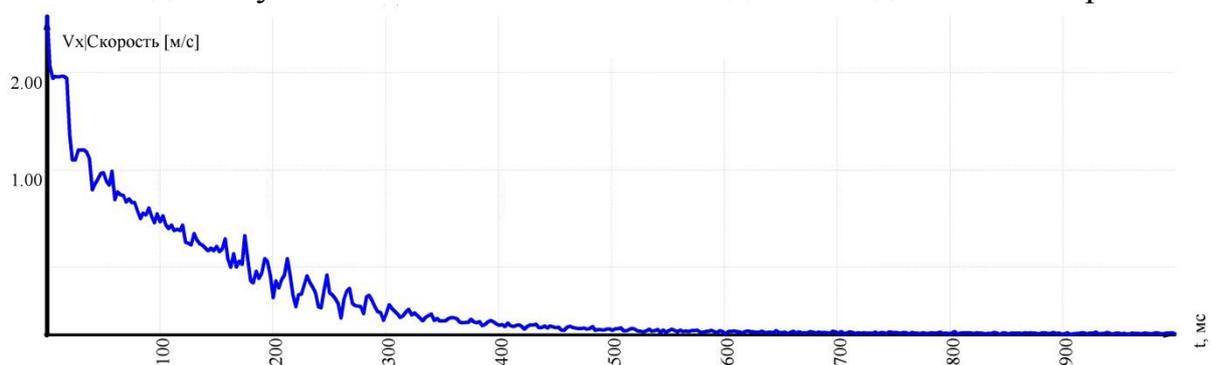


Рис. 6.17. Динамика скорости в звене 3 (ЗА-1) после остановки насосов

Как видно из графика значения скорости снижаются по отношению к предыдущему стационарному режиму и устанавливаются на значениях  $-0.2$  м/с, что соответствует обратному потоку между емкостями ЕВ1, ЕВ2 и ЕП (рис. 6.1, 6.5).

Результаты сравнения графиков на рисунке 6.16 показывают несколько большее отклонение –  $R=0,81$ , что скорее всего, обусловлено не учетом в модели изменения уровней в емкостях ЕВ1, ЕВ2 и ЕП при обратном потоке через насосы, т.е. из выкидных емкостей в приемную.

Рассмотрим результаты моделирования стендовой установки при условно-мгновенном и синхронном перекрытии затворов ЗА-1, ЗА-2 после выхода системы на стационарный режим. На рисунке 6.19 показаны мо-

дельные кривые изменения давления в узле 5 для различной скорости перемещения затвора (в сторону перекрытия).

Из большинства графиков видно, что перекрытие затвора приводит к гидравлическому удару в узле 5 – волнообразному росту давления выше начального давления (до перекрытия) – 300–900 %, а от конечного стационарного (установившегося после перекрытия) – 129–320 %. В условиях стенда (таблица 6.3) данный эксперимент удалось провести при перекрытии шарового крана в течение 500 мс.

В области построения на рисунке 6.19 точками показаны фактические замеры давления после перекрытия шаровых кранов ЗА-1, ЗА-2 одновременно в течение 0,5 с.

Полученные графики позволяют сделать вывод о проявлении гидроудара: чем быстрее перекрывается поток, тем больше амплитуда давления в точке перед затвором и тем меньше время необходимое для выхода на стационарный режим.

Согласно фактическим замерам и вычислительным экспериментам при перекрытии затворов в течение 0,5 с максимальный рост давления составляет 129 % от конечного стационарного давления, а время выхода на стационарный режим составляет 4,3 с.

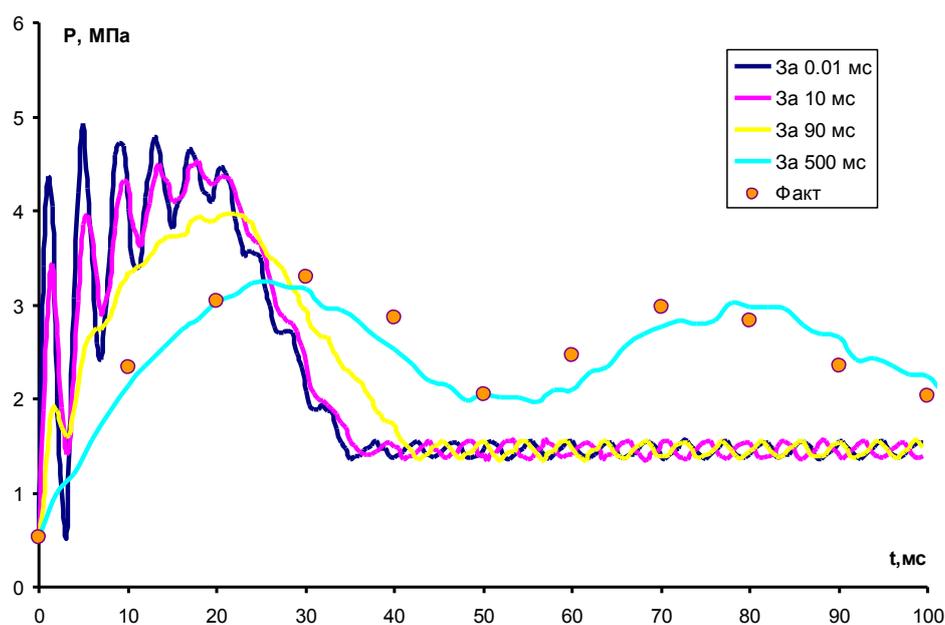


Рис. 6.18. Сопоставление фактической и модельной динамики давления в узле 5 (P1 – датчик на стенде)

Сравнение фактических результатов с расчетными показывает соответствие модельной динамики с фактической по амплитуде колебаний и несколько отличается по фазе колебаний. Последнее связано с тем, что положение затворов изменялось вручную. Это могло внести неточность в условие проведения эксперимента.

Описанные выше явления отражают ситуации, возникающие в условиях промысла: в системах поддержания пластового давления, где на блоках гребенки или кустовых насосных станциях установлены шаровые краны, максимальная скорость закрытия которых составляет 1–1,5 с, явления гидравлических ударов приводят к порыву трубопроводов.

Последнего можно было бы избежать принудительно медленным перекрытием крана. Однако ход шарового затвора составляет всего 90 градусов, а требуемое усилие (момент) велико – более 30 кгс/м. Вследствие данных обстоятельств на практике такие краны перекрывают рывком «от руки», если это возможно или через рычаг, прицепив к грузовому автомобилю или тракторной технике.

Эксперименты на стендовой установке подтверждают достоверность разработанной модели и указывают на возникновение волновых процессов выхода на стационарный режим.

Результаты стендовых испытаний системы на стационарных режимах показали достоверность разработанной модели, выраженную в коэффициенте корреляции от 0,82–0,92.

Гидравлические волны формируются в системе при любых изменениях в элементах: запуск и останов насосов, полное и частичное перекрытие запорной арматуры.

Длительность выхода на стационарный режим обусловлена плавностью изменения показателей элементов гидросистемы, причем зависимость времени выхода на стационарный режим от длительности изменения показателей элементов, по-видимому, будет иметь уникальный, для каждой гидросистемы, характер.

## **РАЗДЕЛ 7. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МОДЕЛИ ГИДРОСИСТЕМ ДЛЯ УПРАВЛЕНИЯ И ОПТИМИЗАЦИИ СИСТЕМ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ**

В процессе эксплуатации гидросистем ППД возникает ряд эксплуатационных задач, решение которых без системного подхода к анализу состояния гидросистемы не может быть адекватным требованиям эффективного управления. Описанная модель ТГС имитирует поведение реальных гидросистем с произвольной структурой и техническими показателями, составляющих их элементов. Данная модель, и реализующий ее программный комплекс ориентирован на расчет гидравлических параметров потока в гидросистемах ППД и относится к моделям гидросистем неизотермического течения сжимаемой однофазной текучей среды в условиях ее установившегося течения в наземной сети и неустановившегося изотермического течения двухфазной текучей среды в ГПП.

Как уже упоминалось в четвертой разделе, модель ТГС возможно использовать совместно или раздельно с моделью ГПП в зависимости от характера решаемых задач: для оптимального управления наземным оборудованием гидросистемы модель ТГС можно использовать отдельно, а для оптимального управления системой заводнения лучше использовать совместно с моделью ГПП. Для начала рассмотрим использование модели ТГС отдельно от модели ГПП с целью описания основных свойств и возможностей МТГС.

### **7.1. Использование модели технических гидросистем**

Суть имитации систем ППД, включающей наземное и подземное оборудование, а также ЗВС состоит в определении расходов, давлений, температур, вязкостей и плотностей воды в звеньях и узлах модели, при этом дополнительно определяется, во-первых, множество, детализующих процесс, параметров, которые характеризуют эксплуатационные свойства элементов, а во-вторых, обще-энергетические свойства всей гидросистемы. Такое моделирование позволяет полномерно контролировать параметры потока жидкости в реальной гидросистеме. Помимо контроля над параметрами потока жидкости, данная модель позволяет модифицировать группы или отдельные показатели элементов, структуру системы локально или в целом, а в результате расчета (комплексного потокораспределения) определять прогнозные расходы, давления, температуры и свойства жидкости во всей уже измененной системе. Т.е. модель позволяет прогнозировать изменение распределения параметров текучей среды в ТГС при изменении тех-показателей ее элементов, посредством вычислительного эксперимента.

Таким образом, данная модель является универсальным инструментом не только для контроля, но и для управления такими гидросистемами. Опишем основные свойства и возможности МТГС. Модель ТГС позволяет.

1. Проводить сетевое гидравлическое проектирование новых гидросистем ППД.

2. Определять распределенные гидравлические и тепловые параметры потоков жидкости в существующих системах ППД.

3. Прогнозировать изменение гидравлических и тепловых параметров жидкости в существующих системах ППД:

а) при изменении группы или отдельных тех-показателей (теплопередачи, температуры окружающей среды, смена труб, задвижек, штуцеров, насосов, устьевого оборудования; изменение коэффициентов приемистостей, индикаторных линий; подключение новых пластов; появление утечек и т.п.);

б) при изменении структуры системы (установка дополнительных насосов, КНС, байпасов, лупингов, клапанов, задвижек, отрезков труб; подключение новых скважин, НТС и т.п.).

4. Подбирать параметры отдельных объектов системы, исходя из минимума энергетических затрат и соответствия режимов в других объектах номинальным значениям.

При этом модель учитывает.

1. Пространственное положение узлов и соответственно звеньев модели гидросистемы;

а) геометрию стволов скважин;

б) гидростатические перепады;

в) пространственную схематику систем ППД;

2. Характеристики объектов в полном спектре расходов:

а) наличие нерабочих режимов в обратимых АСГ<sub>С</sub>;

б) возможность перетоков жидкости из скважин с повышенным пластовым давлением в скважины с более низким давлением при снижении производительности КНС или порывах;

3. Наличие трех основных режимов течения жидкости в трубах, стволах скважин, и в некоторых устройствах по управлению потоком.

4. Возможность одновременной или выборочной закачки воды по кольцевому пространству и НКТ в нагнетательных скважинах.

5. Возможность возникновения аварийных ситуаций:

а) обратное вращение ротора ЦНС при отключении электропитания;

б) существенное превышение производительности одного АСГ над другим, в результате чего в другом возникает поток, обратный его ориентации или превышающий максимальный расход;

в) отключение группы скважин или части системы;

г) порыв трубопроводов;

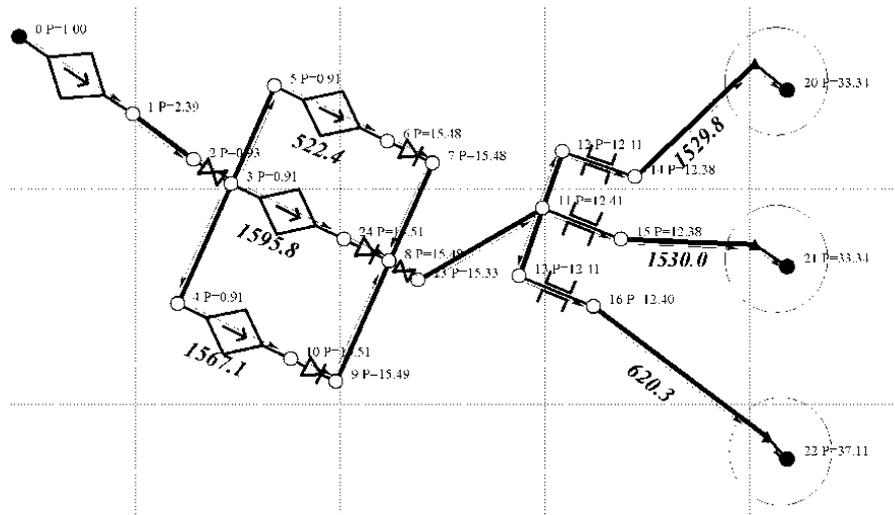
6. Многопластовое заводнение, когда одной скважиной вскрыто более одного пласта с различными гидродинамическими показателями;
7. Неполное перекрытие потока запорными устройствами;
8. Использование обратных клапанов, причем адекватно их физическому воздействию на поток жидкости.
9. Использование регуляторов давления и расхода.
10. Неравномерное распределение температур окружающей среды.
11. Переход гидравлической энергии в тепловую.
12. Сжимаемость текучей среды в пределах от 0–100 МПа.
13. Изменение физических свойств текучей среды от давления и температуры.
14. Перемерзание участков ТГС с учетом изменения потокораспределения после перемерзания.

При этом гидравлические модели отдельных элементов: «скважин», «запорной арматуры», «устройств по изменению параметров потока» и других учитывают множество дополнительных факторов, связанных с изменениями в их технических показателях с течением времени эксплуатации.

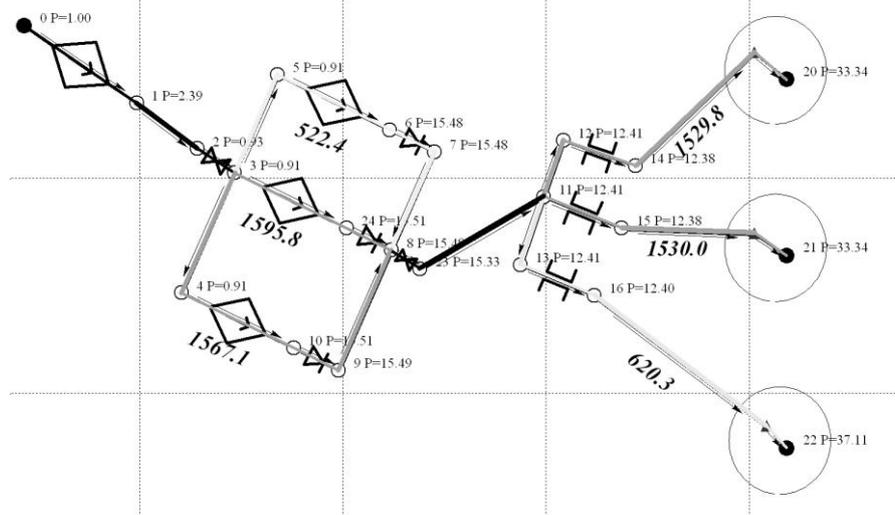
Как видно, при таких широких возможностях модель позволяет посредством вычислительных экспериментов «проигрывать» (тестировать) различного рода ситуации на виртуальной копии реальной системы, тем самым сводя к минимуму затраты на реальные эксперименты над ней. Разберем некоторые примеры, демонстрирующие работу модели в различных эксплуатационных условиях.

#### **Контроль режимов работы элементов гидросистемы**

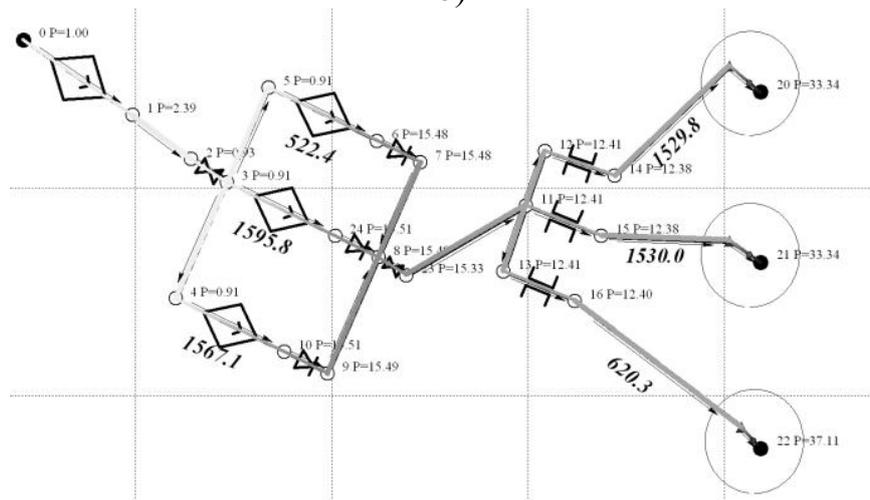
На рис. 7.1 показана схема модели ТГС, представленная тремя нагнетательными скважинами, сетью трубопроводов и КНС. Геометрическое положение звеньев и узлов задано так, чтобы была возможность просмотра схемы в целом, однако, тех-показатель звеньев – *Length*(длина)указан в разумных пределах: для труб КНС – 1,5 м, БГ – 0,5 м, а для остальных трубопроводов от 700–1500 м. У каждого узла подписан его структурный номер и текущее рассчитанное абсолютное давление в МПа. Стрелками показаны направления потоков воды. У некоторых звеньев подписан средний объемный расход по звену. На рис. 7.1 – б показана карта распределения расходов, а на рис. 7.1 – в карта распределения давлений. Как видно из рис. 7.1 – б распределение расходов соответствует материальному балансу: расход на линии подачи равен расходу в линии от КНС до БГ.



a)



б)



в)

Рис. 7.1. Пример модели небольшой ТГС: а – обычный вид; б – карта распределения расходов, самый темный – 3676,6 м<sup>3</sup>/сут, самый светлый – 521,4 м<sup>3</sup>/сут; в – карта распределения давлений: самый темный – 37,1 МПа, самый светлый – 0,91 МПа

Из рис. 7.1 – в видно, что давление жидкости растет от приема до выкида первого насоса, затем, вследствие сопротивлений в трубопроводе, несколько падает. Далее давление вновь наращивается в насосах КНС, после чего несколько падает к устью скважин и растет вследствие гидростатического перепада, доходя до забоя скважин. Окружностями вокруг скважин обозначены контуры ЗВС. Узел конца звеньев скважин обозначает буровой забой скважины.

Так как гидравлическая характеристика верхнего насоса КНС выбрана с учетом износа на 10 %, то наибольший разогрев жидкости происходит именно в нем в соответствии с его к.п.д. (см. рис. 7.2). На рис. 7.3 показана схема потокораспределения в средней скважине, заводняющей два пласта. Приемистость скважины 1535 м<sup>3</sup>/сут разделяется по пластам в соответствии с давлением на контурах ЗВС, эффективных толщин и проницаемостей каждого пласта. В дополнение к перечисленным параметрам также имеют место различные массовые расходы, плотности и вязкости жидкости по звеньям и узлам.

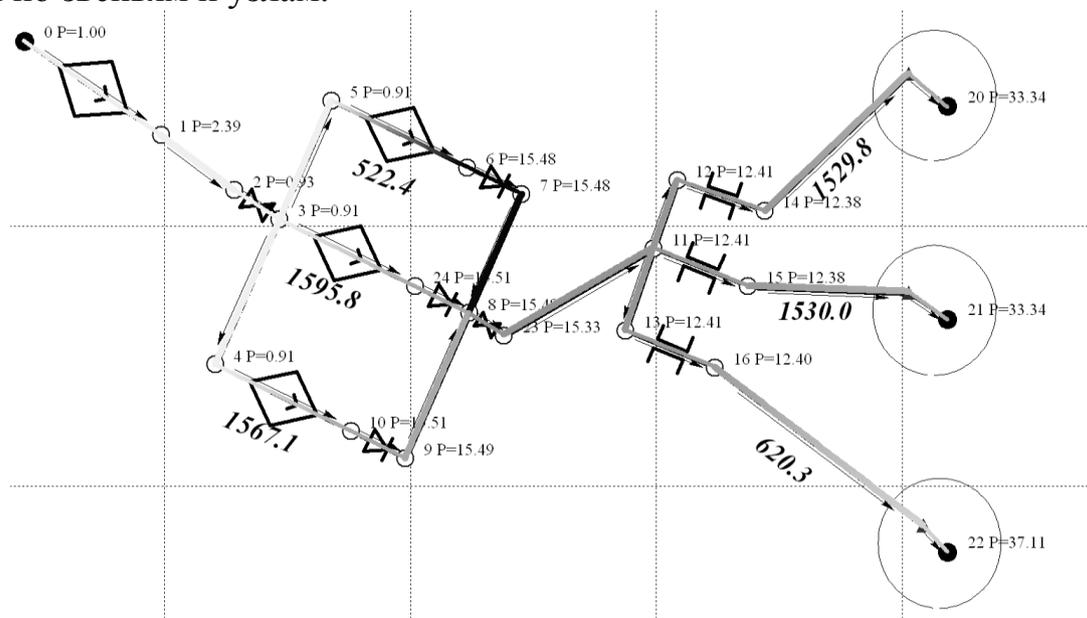


Рис. 7.2. Карта распределения температур: самый темный – 85,69 °С, самый светлый – 59,62 °С

На рис. 7.1–7.3 показано расчетное потокораспределение, соответствующее нормальной работе системы. В частности для данной системы к.п.д. АСГ на кустовой насосной станции равны 9,7, 29,3, 28,8 % (по схеме сверху-вниз), а комплексные показатели приведены в табл. 7.1.

Таблица №7.1

Комплексные показатели гидросистемы (см. рис. 7.1)

Величина	Ед.изм.	Значение
$N_u$	кВт	980,44
$N_{u0}$	кВт	285,84
$N_n$	кВт	2973,26
$N_c$	кВт	752.,22
$N_{z.n.}$	кВт	683,64
$N_{вх}$	кВт	42,86
$N_{вых}$	кВт	795,07
$N_{zeo}$	кВт	691,45
$N_{вх0}$	кВт	42,86
$N_{вых0}$	кВт	100,48
$N_r$	кВт	329
$K_c$	%	69,15
$K_z$	д.е.	1,16
$K_{zc}$	%	56,07
$K_\phi$	%	21,44
$K_{\phi z}$	%	21,2
$S_6$	%	148,7
$K_{\phi\phi}$	д.е.	0,14
$\sum Q$	тыс.м <sup>3</sup> /сут	3,67

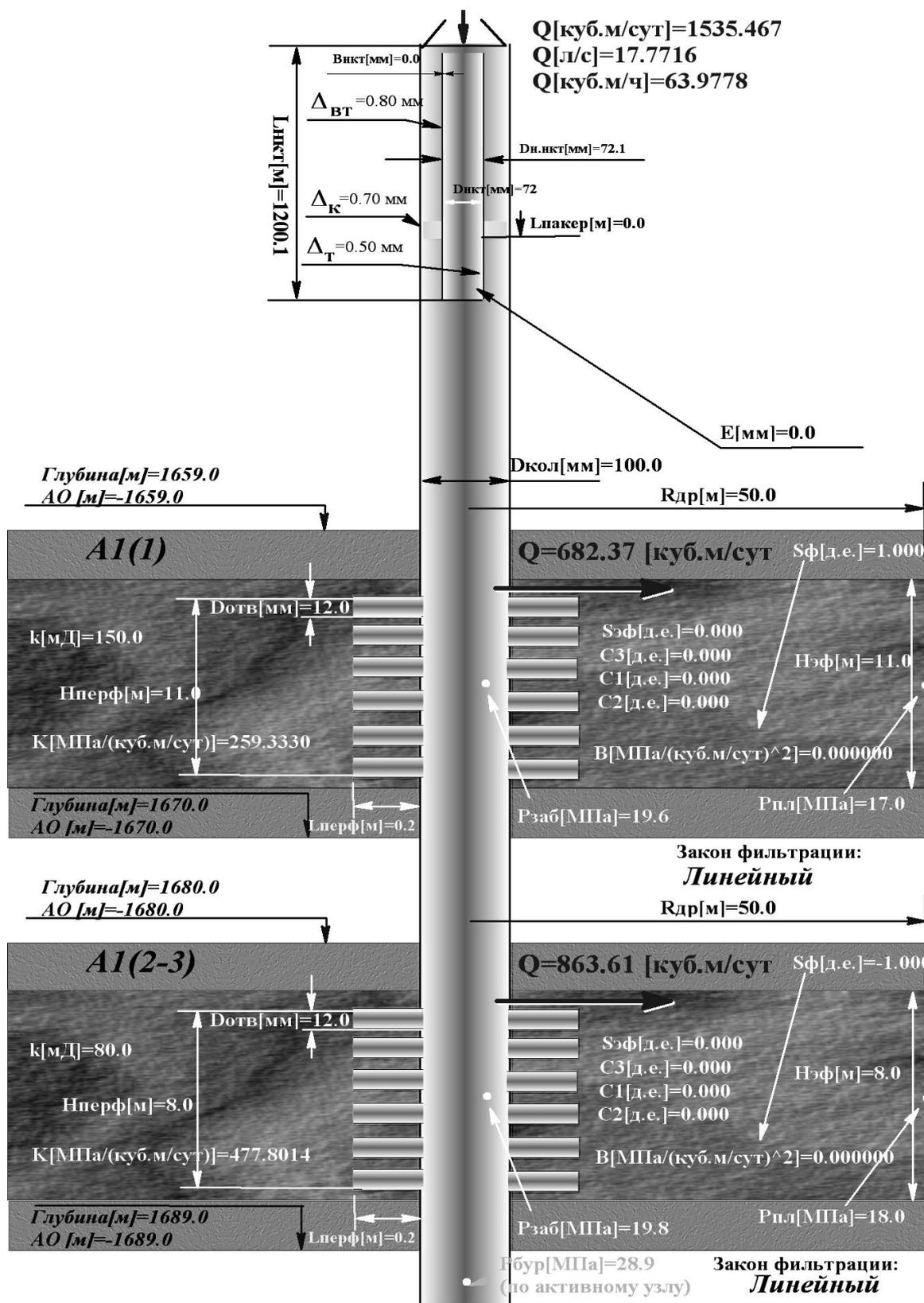


Рис. 7.3. Схема распределения потоков в скважине между пластами

Одним из интересных моментов моделирования ТГС является моделирование нестандартных – аварийных ситуации. Моделирование таких условий работы ТГС позволит планировать мероприятия по реконструкции системы и подбору оборудования, препятствующие аварийным ситуациям или нивелирующие негативные последствия от возможных аварий и наличия внеграбчных режимов работы гидросистемы.

### **Аварийные ситуации**

**Обратное вращение ротора ЦНС.** Так называемое «обратное вращение» возникает по двум причинам: с одной стороны, из-за отключения электропитания насоса, а с другой стороны, из-за несрабатывания обратного клапана, устанавливаемого на выкидной или приемной линии насосного агрегата. Рассмотрим моделирование данной ситуации на примере схемы на рис. 7.1 – а (давления приводятся в МПа, а расходы в м<sup>3</sup>/сут, эллипсами очерчены зоны с постоянным пластовым давлением, условные обозначения звеньев приводятся в разделе 4). Как видно из рисунка, данная система представлена множеством – сетью трубопроводов, тремя скважинами, одним насосом первого водоподъема, тремя насосами ЦНС–240–1422 и тремя штуцерами. Данная ТГС взята произвольно, т.е. параметры элементов заданы условно для подчеркивания универсальности модели. Рассмотрим фрагмент этой схемы в районе установки насосных агрегатов сначала на нормальном режиме (см. рис. 7.1– а).

При нормальной совместной работе трех насосов с различными производительностями и «мягкими рабочими характеристиками» расход жидкости через них неодинаков. Так, в нашем случае средний и нижний насос имеют большую производительность, поэтому «зажимают» верхний. Давление, сформированное на выкиде насосов, практически одинаково и равно 15,5 МПа, расход верхнего насоса составляет 522,4 м<sup>3</sup>/сут, среднего – 1595,8 м<sup>3</sup>/сут, а нижнего – 1567,1 м<sup>3</sup>/сут. Теперь выключим электропитание нижнего насоса (рис. 7.4 – а). Как видно из схемы, давление на выкиде насосов снизилось до 15,21 МПа, расход через верхний насос вырос до 1213,0 м<sup>3</sup>/сут, а через средний до 2434,8 м<sup>3</sup>/сут, т.е. верхний и средний насосы освободились от влияния нижнего. Расход через нижний насос и прилегающие к нему звенья (выделены черным) снизился до 0,0 м<sup>3</sup>/сут, т.е. обратный клапан сработал. Данная ситуация возникает довольно часто в системах ППД и хотя является аварийной, но не критична, так как не приводит к обратному вращению. Рассмотрим случай, когда обратный клапан «не срабатывает» (частично перекрывает поток с коэффициентом местного сопротивления –  $\zeta = 10^5$ ), что часто происходит при перекашивании или износе затвора клапана типа КОП, применяемого в системах ППД (см. рис. 7.4 – б).



гребенке) снизилось до 3,24 МПа, а на приеме КНС выросло до 2,53 МПа. Расход жидкости в системе до распределения по скважинам равен нулю, а следовательно это давление сформировано под действием потоков жидкости между скважинами. Действительно, устьевое давление в нагнетательных скважинах при отключении АСГ в большинстве случаев будет больше нуля, что объясняется повышенным пластовым давлением в заводняемых пластах при длительно работающих нагнетательных скважинах (см. рис. 7.6). В рассматриваемой схеме доминирующим устьевым давлением является давление в нижней скважине, поэтому поток в ней изменяет свое направление на противоположное (т.е. жидкость истекает из скважины) и устремляется в верхнюю и среднюю скважины. Иначе говоря, здесь имеют место так называемые «межскважинные» перетоки. Аналогичная ситуация может возникнуть не только при полном отсечении КНС, но и при отключении некоторых АСГ, т.е. недостаточной производительности КНС.

Например, такого рода ситуации часто возникают на месторождениях, где аварийные межскважинные перетоки стали причиной серьезных осложнений в эксплуатации ТГС ППД. В качестве мероприятий по борьбе с данной ситуацией, помимо обратных клапанов в выкидном коллекторе КНС, устанавливаются обратные клапаны на устье каждой нагнетательной скважины или на БГ.

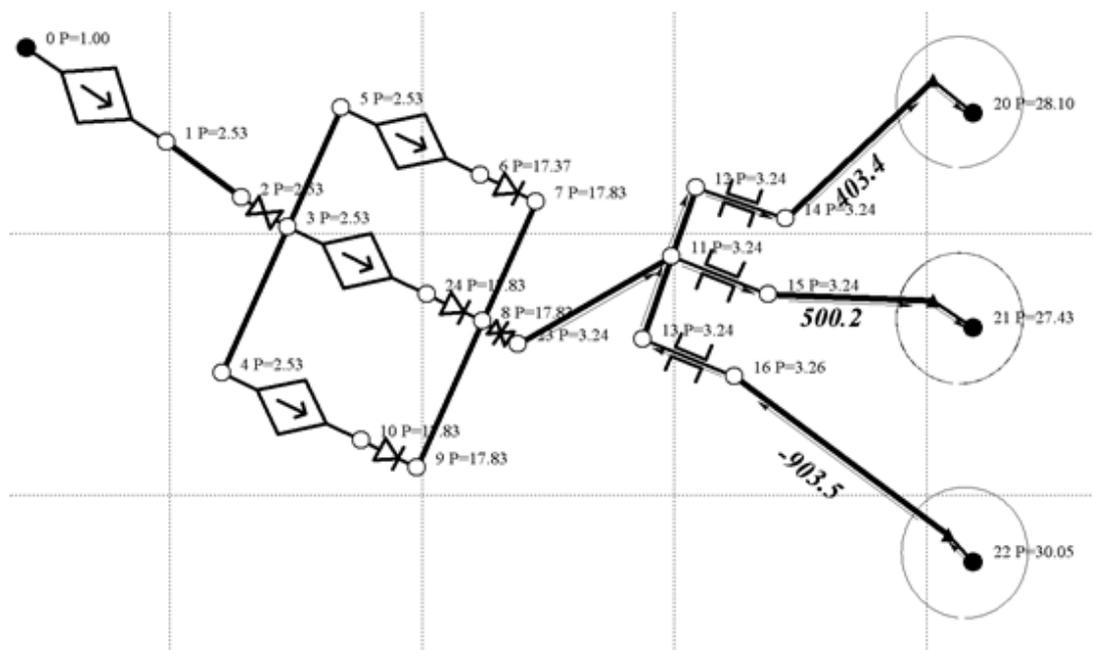


Рис. 7.5 Состояние модели ТГС после перекрытия КНС

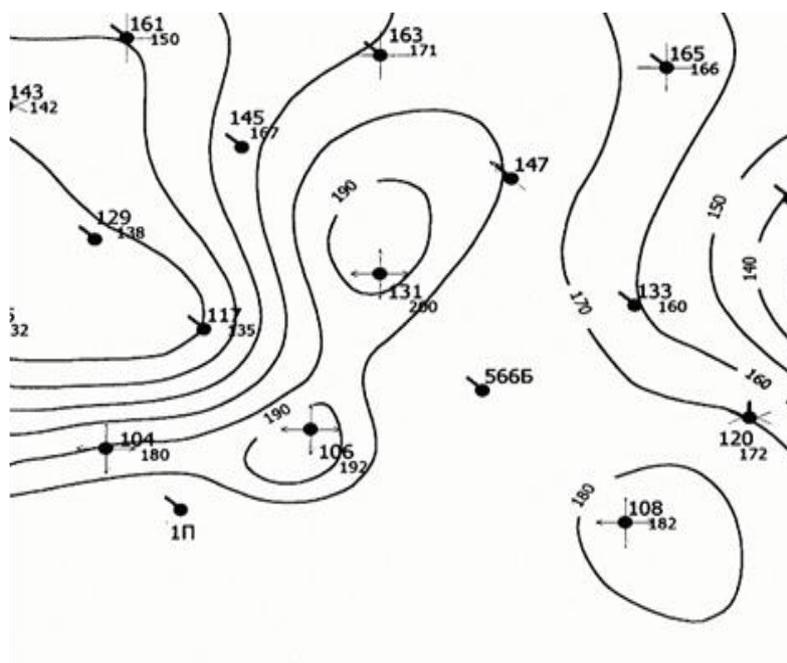


Рис. 7.6. Фрагмент карты изобар Северо-Ореховского месторождения, пласт АВ13, на начало разработки – 1996 г. пластовое давление составляло  $169 \text{ кгс/см}^2$

Рассмотрим случай, когда возможно перемерзание участков ТГС. Для этого температуру окружающей среды установим равной  $-58^\circ\text{C}$ , а диаметр (нижнего по схеме) штуцера примем  $0.005 \text{ м}$ , после пересчитаем комплексное потокораспределение. На рис. 7.6/1 показаны результаты расчета такой МТГС.

Из схемы на рис.7.6/1 – а, видно что расходы жидкости в штуцере, подсоединенных к нему последовательно трубах и скважине равны нулю, так как происходит перемерзание данных участков. При положительной температуре окружающей среды в данных звеньях МТГС с диаметром штуцера (нижний по схеме) равном  $0,005 \text{ м}$  расход составляет  $127,8 \text{ т/сут}$ . Как явствует из результатов вычислений (рис. 7.6/1–б) при температуре окружающей среды  $-58^\circ\text{C}$  потоки жидкости в данных звеньях перемерзают. Основной причиной замерзания потока в данной ТГС является трубопровод от штуцера до скважины. Критической температурой его перемерзания для данной ТГС является температура окружающей среды  $-57,25^\circ\text{C}$ . При этом значении температуры окружающей среды на конце трубопровода температура потока составляет всего  $1,3^\circ\text{C}$ . На рис. 7.6/2 показано распределение температуры в ТГС при температуре окружающей среды  $-57,25^\circ\text{C}$ .



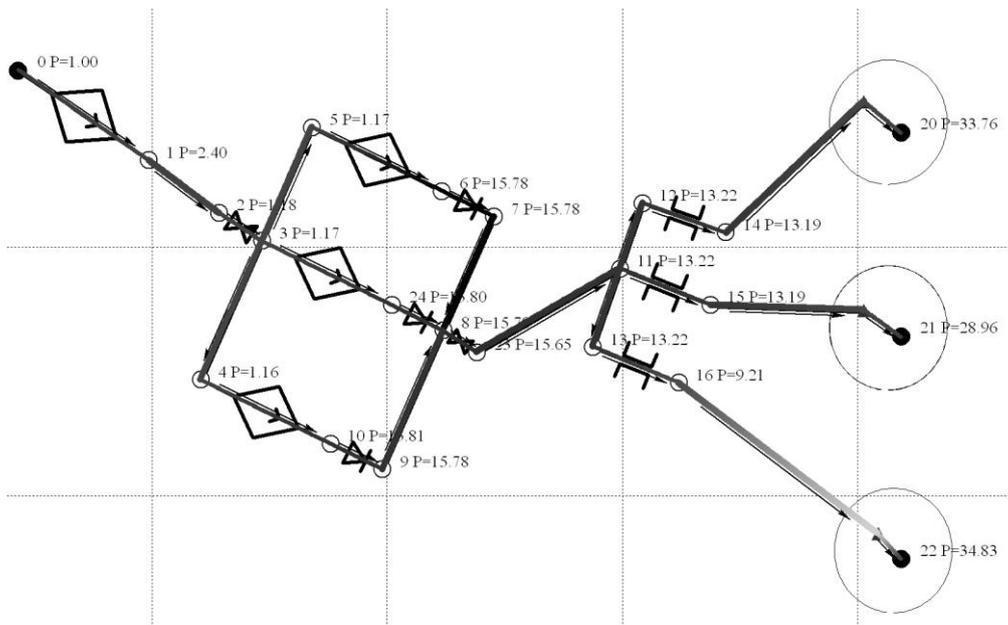


Рис. 7.6/2. Модель ТГС при температуре внешней среды  $-57,25\text{ }^{\circ}\text{C}$ , карта распределения температур: самый темный  $86,9\text{ }^{\circ}\text{C}$ , самый светлый  $-57,25\text{ }^{\circ}\text{C}$

### Вариации структуры наземной части гидросистемы

**Установка лупинга.** Одной из частых модификаций структуры систем ППД является установка лупингов. Под установкой лупинга понимается установка дополнительного КС (обычно трубы) на участке между определенными узлами схемы с целью снижения потерь на гидравлическое сопротивление и предотвращения аварийной ситуации по причине износа и порыва основного КС (трубопровода). Разберем данный случай на примере той же схемы, но уже с ощутимым сопротивлением в основном трубопроводе (от КНС до гребенки). На рис. 7.7 представлена схема данной системы. Из рисунка видно, что длина трубопровода и его сопротивление довольно существенны (перепад давления составляет около  $5,77\text{ МПа}$ ). Внутренний диаметр трубы  $100\text{ мм}$ , длина  $3000\text{ м}$ , а абсолютная шероховатость –  $0,1\text{ мм}$ .

Установим на данном отрезке дополнительный трубопровод такой же длины, диаметра и шероховатости. После моделирования имеем новое потокораспределение (см. рис. 7.8): большую пропускную способность данного участка, вследствие чего вырос суммарный расход: по двум трубопроводам  $1913,3+1912,7=3826\text{ м}^3/\text{сут}$ , при этом по основному трубопроводу –  $1913,3\text{ м}^3/\text{сут}$ , а по лупингу  $1912,7\text{ м}^3/\text{сут}$ . Вследствие этого ощутило выросло устьевое давление нагнетания – до  $12,79\text{ МПа}$  и приемистости скважин. Расход жидкости по лупингу немного меньше, чем по основному трубопроводу из-за сопротивления участков между узлами 26–23 и 25–11.

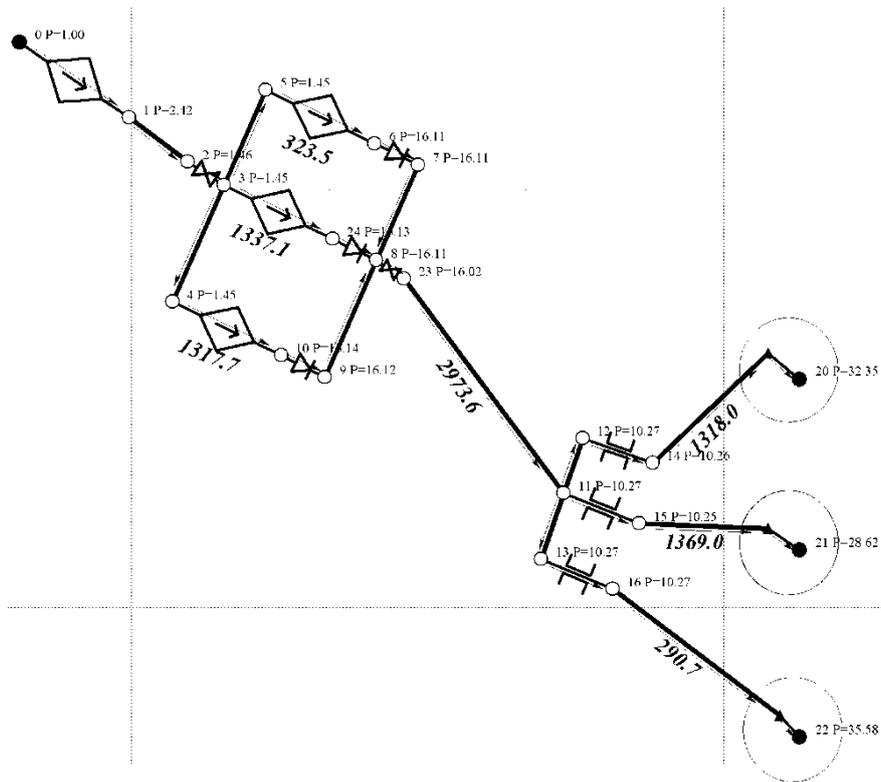


Рис. 7.7. Экспериментальная схема системы ППД с длинным отрезком трубопровода от КНС до гребенки

В табл. 7.2 показаны комплексные показатели системы до и после установки лупинга.

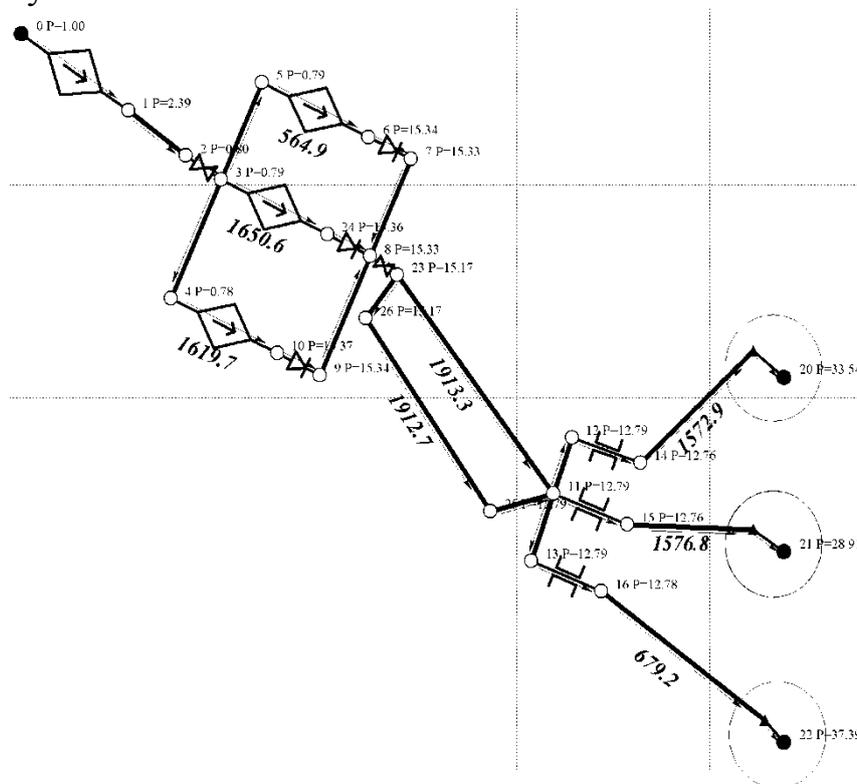


Рис. 7.8. Установка лупинга длинным отрезком трубопровода от КНС до гребенки

При сравнении комплексных показателей видно, что по всем величинам наблюдается рост. Коэффициент полезного действия сети –  $K_c$  вырос на 6,71 %, а к.п.д. системы –  $K_\phi$  на 24,68 %. Из анализа результатов вычислительного эксперимента ясно, что такое мероприятие является эффективным.

**Установка байпасов.** Под установкой байпаса понимается врезка отрезка трубы, соединяющей приемный и выкидной коллекторы АСГ. Такую модификацию гидросистем ППД проводят довольно редко, однако это может дать огромный эффект при снятии рабочих характеристик АСГ непосредственно на месте их установки.

**Таблица №7.2**

**Комплексные показатели гидросистемы до (см. рис. 7.7, 7.8) и после установки лупинга (см. рис. 7.8)**

Величина	Ед.изм.	Значение до	Значение после	Изменение, %
$N_u$	кВт	751,91	1028,23	36,75
$N_{u0}$	кВт	191,14	305,03	59,58
$N_n$	кВт	2917,44	2984,54	2,30
$N_c$	кВт	588,37	784,74	33,38
$N_{z.n.}$	кВт	555,59	709,13	27,64
$N_{вх}$	кВт	34,59	44,52	28,71
$N_{вых}$	кВт	622,96	829,25	33,11
$N_{geo}$	кВт	558,29	718,13	28,63
$N_{вх0}$	кВт	34,59	44,52	28,71
$N_{вых0}$	кВт	62,18	106,05	70,55
$N_r$	кВт	325,65	328,38	0,84
$K_c$	%	65,47	69,86	6,71
$K_z$	д.е.	1,12	1,17	4,46
$K_{zc}$	%	54,24	56,34	3,87
$K_\phi$	%	17,75	22,13	24,68
$K_{\phi z}$	%	17,66	21,85	23,73
$S_v$	%	–	–	–
$K_{эфф}$	д.е.	0	0	–
$\sum Q$	тыс.м <sup>3</sup> /сут	2,96	3,81	28,72

Разберем моделирование предыдущей системы ППД (рис. 7.7), но уже с установленным байпасом (см. рис. 7.9–7.10). Для сдерживания сильных перетоков в задвижке между узлами 9–27 установим коэффициент местного сопротивления –  $\zeta = 10^4$ . На рис. 7.9 показано состояние модели в условиях, когда установленный байпас влияет на работу всех АСГ на кустовой станции. Как видно из схемы, в этом случае производительность

КНС снижается: (по сравнению с рис. 7.7) давление на выкиде до 15,98 МПа и расход, закачиваемой воды до 2951,6 м<sup>3</sup>/сут. К.п.д. системы –  $K_{зс}$  снижается с 54,24 до 46,55 %, а к.п.д. насосных агрегатов растет с 5,9, 25.2, 24.1 до 12.0, 31.6 и 31.1 %.

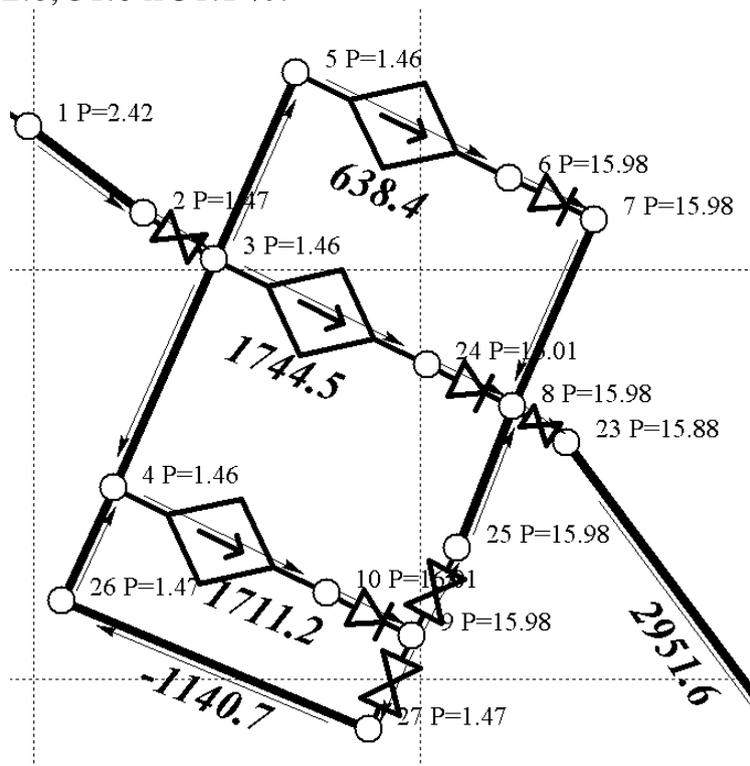


Рис. 7.9. Схема системы ПВД – участок КНС: установлен байпас к нижнему насосу

Отметим, что на практике, иногда совершается серьезная ошибка регулирования гидросистемы посредством установки «байпаса» на кустовых насосных станциях с целью максимизировать к.п.д. насосных агрегатов. Действительно, таким образом, довольно эффективно осуществляется максимизация к.п.д. насосных агрегатов, однако, к.п.д. гидросистемы резко снижается, за счет рассеивания гидравлической энергии за счет потребления гидравлической мощности в дросселирующем элементе (задвижке, штуцере) на байпасе, эта мощность может достигать 500 кВт. В нашем примере для схемы на рис. 7.9 рассеиваемая гидравлическая энергия в задвижке между узлами 9–27 равна 190.97 кВт, при этом происходит разогрев жидкости на 3,5 °С. Как это ни странно, настолько видимого рассеивания энергии в реальности увидеть (прочувствовать) трудно, однако это не значит, что его там нет. Энергия здесь расходуется на паразитное движение (ускорение и торможение), составляющих жидкость частиц (молекул, атомов, примесей) переходящее в тепловую энергию потока.

По результатам моделирования видно, что смешанные потоки из верхнего, среднего и крайнего насосов поступают через байпас с расходом 1140,7 м<sup>3</sup>/сут в приемный коллектор, вследствие чего выросло давление на

приеме насосов. Для снятия характеристики «байпасированного» насоса следует перекрыть задвижку между узлами 25– 9, чтобы исключить влияние двух верхних АСГ. После ее перекрытия имеем следующие результаты моделирования (см. рис. 7.10).

По участкам схемы без потока видно, что влияние верхних насосов исключено, и расход сквозь нижний АСГ составил 1143,6 м<sup>3</sup>/сут. Постепенно прикрывая задвижку между выкидной частью и байпасом (между узлами 9–27), можно добиться смены режимов, и, замеряя перепад давления между приемом и выкидом в соответствии с расходом, будем иметь реальную рабочую характеристику нижнего насоса.

Таким образом, моделирование показывает, что при оборудовании байпасами каждого насоса КНС имеется возможность снятия их рабочих характеристик в достаточно широком интервале расходов.

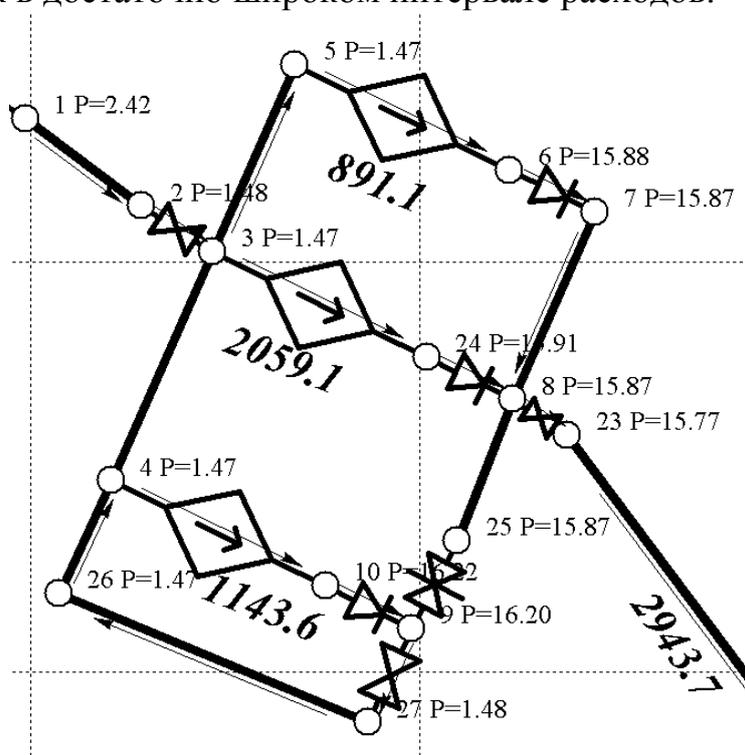


Рис. 7.10. Схема системы ППД – участок КНС: установлен байпас к нижнему насосу, перекрыта задвижка со стороны верхних насосов

**Подключение группы нагнетательных скважин.** Одной из часто решаемых эксплуатационных задач является реконструкция или дополнение структурной схемы системы ППД для обеспечения приемистостей, вновь подключаемых нагнетательных скважин. Естественно, здесь приходится балансировать между оптимальным числом КС, АСГ и параметрами дросселирующей ЗА. Конечно, модель сама по себе не может дать ответ на все эти вопросы, однако она помогает, отталкиваясь от гидравлических параметров, найти оптимальный вариант схемы и тех-показателей элементов гидросистемы. Допустим, мы имеем уже созданную систему, изображенную на рис. 7.7, и наша задача заключается в подключении к ней трех но-

вых скважин с различными параметрами. Для этого можно обвязать их одной нитью трубопровода и подключить к существующей КНС. Очевидно, что в таком случае последняя скважина в этой нити будет получать наименьшее количество жидкости, а процесс регулирования штуцерами (непосредственно на устьях) возможен только, если первая скважина имеет сравнительно невысокую приемистость. В другом варианте эти скважины можно объединить гребенкой, с которой уже соединить остальную систему. Данный вариант часто используется в лучевых структурах систем ППД. При необходимости (т.е. при недостатке давления нагнетания) на первой КНС следует установить дополнительные АСГ или где-нибудь на отрезке от КНС до новых скважин поставить ДНС. Все эти варианты можно смоделировать и оценить эффективность каждого из них, после чего реализовать наиболее выгодный. Рассмотрим моделирование некоторых из предложенных вариантов (см. рис. 7.11–7.13)

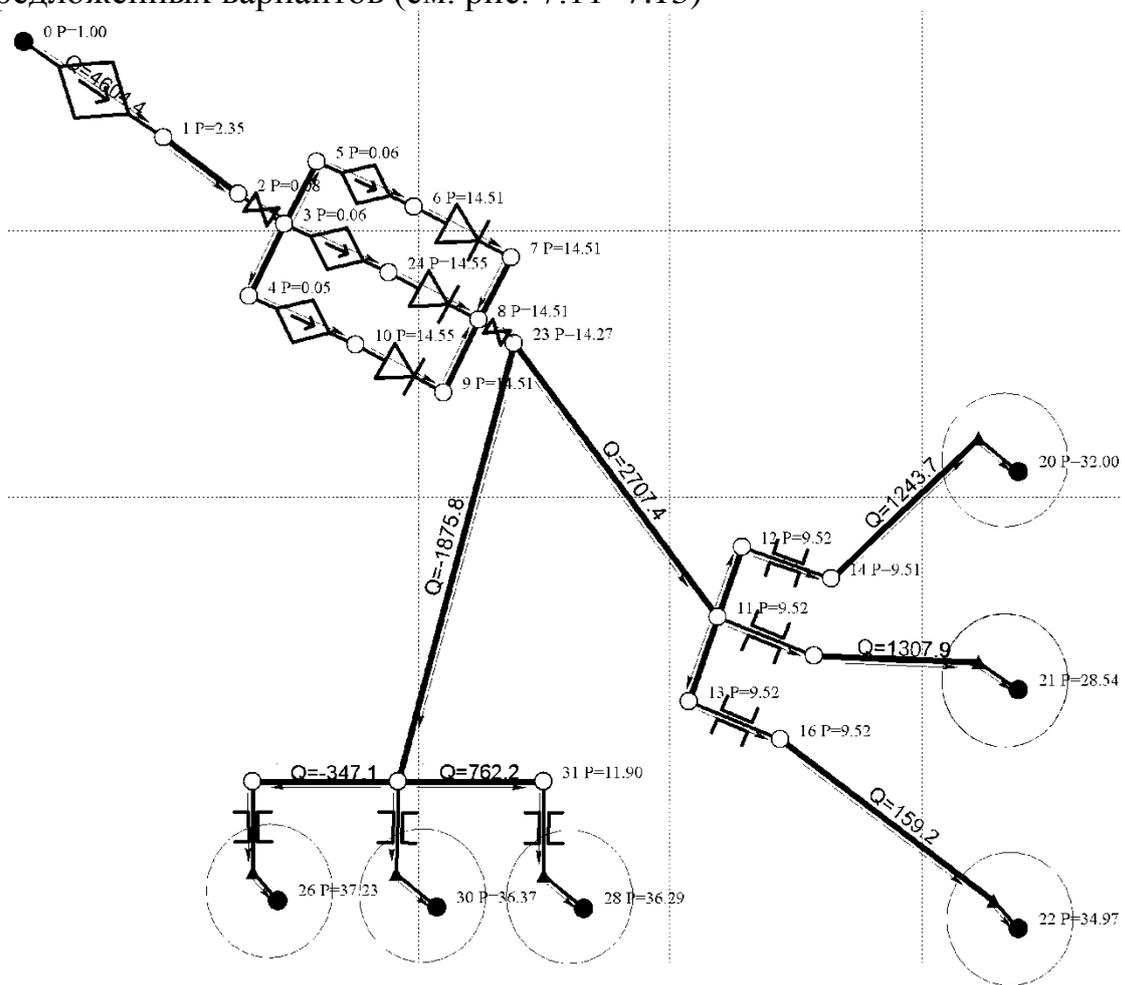


Рис. 7.11. Схема системы ППД: подключение группы новых скважин

Преобразование схемы на рис. 7.7 в схему на рис. 7.11 привело к существенному изменению величин приемистостей в старых скважинах по причине изначально более чем необходимого количества АСГ на КНС. К.п.д. гидросистемы  $K_{ГС}$  незначительно вырос до 54,67 %. При этом режимы АСГ все также далеки от оптимума: давление на выкиде слишком ве-

лико, что свидетельствует о том, что АСГ сильно зажаты: их к.п.д. выросли до 14,9, 34,4, 33,77 (по схеме сверху-вниз), но далеки от оптимальных значений (60–70 %). Выключим нижний и верхний АСГ. Таким образом, в работе остается только средний насос. В результате имеем потокораспределение на рис. 7.12.

Как видно из результатов моделирования, приемистости двух старых скважин незначительно (до 10%) упали, зато к.п.д. насоса, оставшегося включенным на КНС, вырос до практически оптимального значения – 59,3 %, а два других уже не потребляют электроэнергию. К.п.д. гидросистемы также вырос до 55,57 %. Таким образом, в процессе вычислительной имитации данного мероприятия, была выяснена необходимость некоторой оптимизации КНС, причем в случае дальнейшего технологического повышения приемистостей имеется некоторый запас (см. рабочую характеристику ЦНС–240–1422).

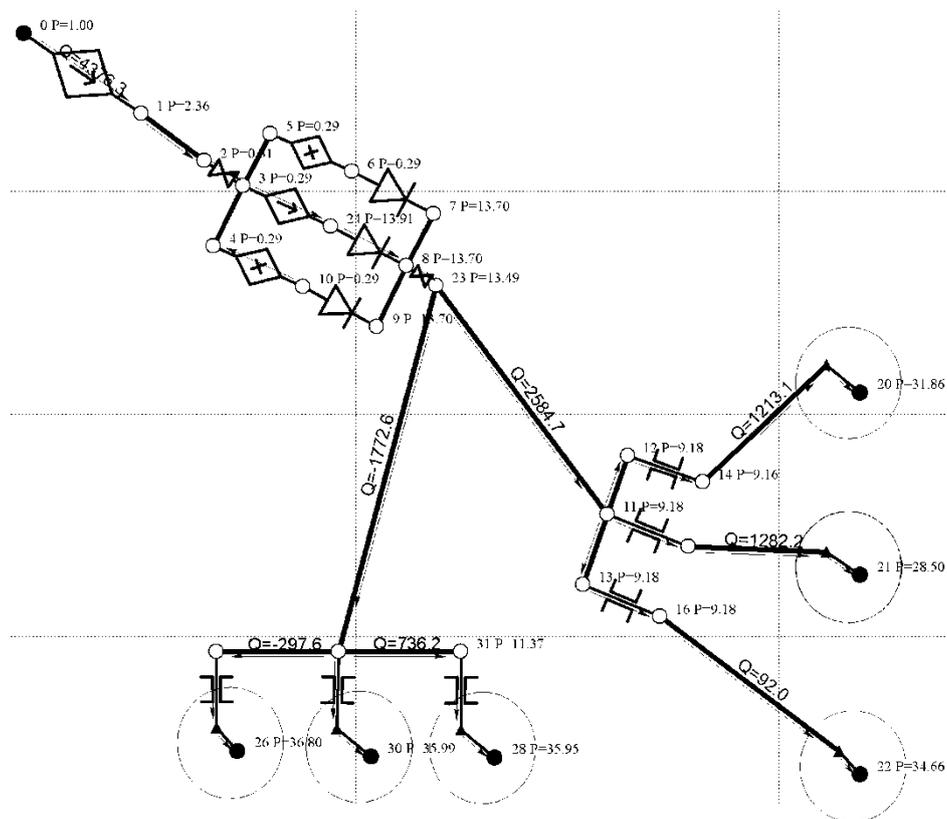


Рис. 7.12. Отключение двух АСГ

Усложним задачу необходимостью подключения еще одного ряда скважин с относительно высокими приемистостями (см. рис. 7.13). В результате изменения схемы на рис. 7.12 имеем приемистости в новых скважинах в среднем 750 м<sup>3</sup>/сут, при этом давление на выкиде КНС падает до 12,83 МПа и одна из старых скважин начинает работать на излив. КПД гидросистемы практически не меняется – 55,58 %, а к.п.д. основного насо-

са на КНС вырастает до оптимального с точки зрения эксплуатации ТГС значения – 63,1 %.

При необходимости в увеличении приемистостей и избегания работы скважин на излив, требуется включение ранее выключенных АСГ (см. рис.7.14).

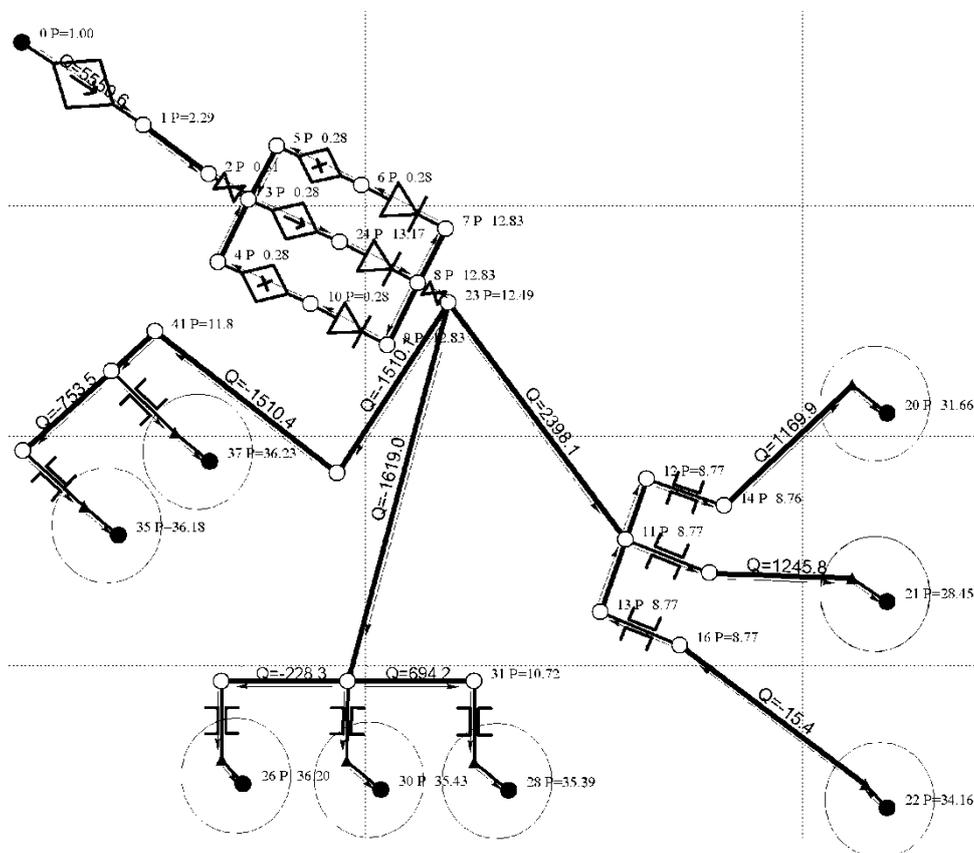


Рис. 7.13. Подключение еще одного ряда нагнетательных скважин

После включения нижнего АСГ на КНС восстанавливается приемистость ранее изливающей скважины и двух остальных скважин практически до состояния на рис. 7.14.

Из вышесказанного следует, что предлагаемая модель ТГС является своего рода полигоном для различного рода испытаний, которые позволяют без материальных затрат оценивать характер реагирования реальных ТГС на различного рода вмешательства.

Помимо регулирования ТГС модель также позволяет решать частные задачи оптимизации. Рассмотрим этот вопрос более подробно.

Под оптимизацией технических систем вообще понимается комплексный подбор изменяемых (технических) показателей системы для достижения наивыгоднейших, с точки зрения ее функционирования, факторов[47]. По сути, оптимизация является целью, объединяющей процессы контроля и управления, задачи которых в отношении технических гидросистем были рассмотрены в первой главе. Предлагаемая модель помимо

расчета потокораспределения, позволяющего контролировать, регулировать и проектировать системы ППД, дает возможность, некоторым образом ее оптимизировать. Как известно, функционирование системы в целом определяется ее эксплуатационными и целевыми показателями.

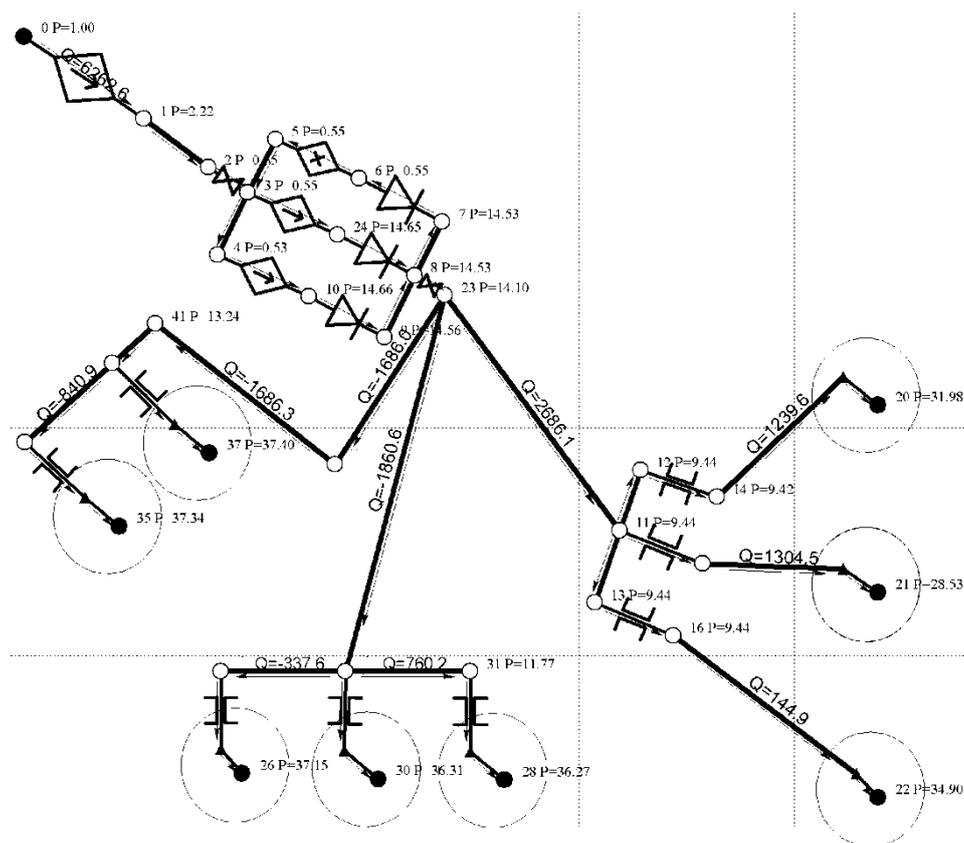


Рис. 7.14. Включение нижнего АСГ на КНС

## 7.2. Метод управления технической гидросистемой посредством анализа регулировочных кривых, полученных из вычислительных экспериментов над моделью

Эксплуатационные показатели технических систем определяют ее внутреннее состояние, а целевые – обеспечение ею параметров внешних (т.е. стоящих на ступени выше) систем. Разделение целевых и эксплуатационных показателей вытекает из их физической и категориальной разобщенности. Иначе говоря, некоторая система может работать с наиболее выгодными эксплуатационными показателями (низкое энергопотребление, надежность устройств, чистые рабочие агенты и т.д.) и при этом совершенно не обеспечивать целевые параметры (нормы отдачи мощности, плавность пуска, заданные силу тока и напряжение, заданные величины давлений, температур, расходов и т.п.). Т.е. здесь имеют место два различных подхода (два взгляда) на рассматриваемую систему:

- изнутри, т.е. с точки зрения эксплуатации системы;

– снаружи, т.е. из системы, частью которой является рассматриваемая система.

Например, для ТГС бурения скважин эксплуатационными показателями можно считать структуру ТГС, количество и свойства элементов, а целевыми – заданные величины расхода и давления бурового раствора, необходимые для выноса разбуренной породы, и приведение в действие турбобура. Если продолжить анализ такой ТГС, внедряясь в параметры отдельных объектов, например, поршневого насоса, то становится ясным, что для обеспечения этим объектом эксплуатационных параметров данной ТГС существуют внутренние эксплуатационные показатели самого объекта, которыми достигаются его целевые параметры. Таким образом, в данном случае образуется иерархическая цепочка: от эксплуатационных параметров объекта (насоса) к его целевым параметрам (производительность), затем к эксплуатационным ТГС (расход и давление в различных точках), затем к целевым ТГС (обеспечение выноса породы и приведение в действие турбобура) и т.д. до последней рассматриваемой системы. Все это справедливо и для гидросистем ППД, о факторах оптимизации которой далее пойдет речь.

Как правило, оптимизация систем ППД начинается с этапа проектирования в процессе подбора эксплуатационных свойств объектов и структуры ТГС. Эксплуатационные свойства подбираются, в первую очередь, исходя из соответствия режимов закачки установленным проектом разработки нормам; во вторую очередь, исходя из минимума капитальных затрат на реализацию структуры; и в третью, из минимума затрат на эксплуатацию отдельных объектов и системы в целом. Таким образом, основными целями оптимизации систем ППД на стадии проектирования являются сведение к минимуму затрат на:

1. Реализацию данной структуры, включающих:
  - а) стоимость всех объектов (устройств) системы;
  - б) стоимость работ по монтажу объектов в единую систему;
2. Эксплуатацию, включающих:
  - а) затраты на энергию, необходимую для функционирования системы;
  - б) затраты на текущие и капитальные ремонты объектов системы;
  - в) затраты на поддержание технологических режимов (целевых показателей).

Так как в этой работе в основном затрагиваются вопросы эксплуатации существующих систем нефтяных промыслов, то наиболее интересным здесь является второй пункт, определяющий эксплуатационную оптимизацию. Как видно, цели оптимизации, соответствующие второму пункту, выходят за пределы проекта и преследуются в течение всего срока эксплуатации систем ППД или подобных им.

С точки зрения ТССА, из приведенных целей вытекают, по крайней мере, две задачи, которые приходится решать при «эксплуатационной оптимизации» данных систем.

1. Оптимизация структуры путем изменения порядка соединения или добавления объектов, т.е. преобразование ее схемы.

2. Оптимизация комплексного режима системы путем изменения свойств отдельных элементов.

Рассмотрим кратко используемые на данный момент методы оптимизации систем ППД.

Оптимизация систем ППД посредством изменения структурной схемы возлагается на умственный аппарат человека. Т.е. на данный момент автоматизировать этот процесс довольно сложно, так как при выборе и построении того или иного варианта структурной схемы необходимо руководствоваться множеством исходных и выходных данных. При этом каждый вариант должен быть четко «продуман» (проанализирован) с учетом не только параметров моделируемой системы, но и множества других, ограничивающих факторов. Естественно, что для автоматизации процесса структурной оптимизации следует решить задачу «искусственного интеллекта», а это на данном этапе не представляется возможным. Поэтому здесь мы коснемся лишь аспектов оптимизации состояния системы путем изменения эксплуатационных свойств отдельных наиболее значимых для управления элементов.

Таковыми элементами в системах ППД обычно являются АСГ и УУ. Причем в уже созданной и эксплуатируемой системе к таким объектам можно отнести, пожалуй, только УУ и в особенности УП. В качестве устройств по изменению параметров потока в гидросистемах ППД применяются различного рода дросселирующая арматура, необходимая для создания дополнительного гидравлического сопротивления на определенных участках схемы с целью управления распределением гидравлических и тепловых параметров рабочей жидкости в системе. Их применение позволяет управлять потокораспределением таким образом, чтобы обеспечить определенные уровни закачки в нагнетательных скважинах, и тем самым добиться технологических целей ППД. Наиболее простой и часто используемой дросселирующей арматурой являются штуцеры. Штуцеры могут устанавливаться как на гребенках при лучевой схеме ТГС, так и непосредственно на скважинах при кольцевой или смешанной схеме, а также непосредственно на КНС (в основном в виде управляемой запорной арматуры). Основным тех-показателем штуцера, оказывающим сильное энергетическое влияние на поток жидкости, является диаметр –  $d_0$  (см. «Модели устройств по управлению потоком текучей среды»), в дальнейшем просто –  $d$ (код *Diameter*).

При регулировании целевых показателей систем ППД (уровней приемистостей и давлений нагнетания) в основном опираются на подбор и

смену штуцеров, а точнее, на изменение их тех-показателя –  $d$ . Причем предпочтение тому или иному размеру отдается исходя из накопленного опыта, либо по номограммам и приближенным формулам. Опыт показывает, что смена режима скважины посредством сжатия потока штуцером **недостаточно** предсказуема, и влияет на потокораспределение всей системы. И ни интуитивный подход, ни приближенный расчет не дает представления об изменении гидравлических параметров всей ТГС, особенно, когда речь идет о комплексном подборе штуцеров, дающем наилучший результат: установление заданных технологией заводнения режимов закачки в фонд нагнетательных скважин.

В общем, для дросселирования можно применять и клапанную запорную арматуру – подкласс “**IV**”, которая позволяет более плавно (не дискретно) воздействовать на потокораспределение ТГС. Наиболее интересно с научной и практической точки зрения оценить характер влияния технических показателей одного или групп устройств на потокораспределение гидросистемы, а также на ее общеэнергетические показатели. Технические показатели элементов ТГС, которые будут подвергаться изменению, будем называть «тех-показателями» (например тех-показатель –  $d$ ), а гидравлические параметры системы, в которых прослеживаются гидравлические характеристики потока, будем называть «гидропараметры» (например гидропараметр –  $q$ , код  $Qc$ ). Функции, которые отражают между ними (тех-показателями и гидропараметрами) взаимосвязь для конкретной модели ТГС будем называть «регулируемыми кривыми».

Естественно для управления ТГС, тех-показателями могут быть только технические свойства устройств, например, диаметры труб, штуцеров, характеристики АСГ и т.д. Гидропараметрами могут быть характеристики потока в какой-либо части системы: массовые расходы –  $M$ , объемные расходы –  $Qc$ , давления –  $H$ , температуры –  $T$  и общеэнергетические характеристики ТГС: к.п.д. сети, к.п.д. гидросистемы, суммарные гидравлические мощности АСГ и т.п.

В связи с тем, что изменение хотя бы одного (любого) тех-показателя элемента, входящего в гидросистему, влечет изменение потокораспределения, а значит и гидропараметров всех элементов. Далее регулировочные кривые, получаемые по результатам вычислительного эксперимента над моделью ТГС, будем описывать следующим образом.

Регулирующая кривая (РК) это зависимость между гидропараметром “ $A$ ” звена номер  $Y$  и тех-показателем “ $B$ ” звена номер  $X$  –  $PK_{A_Y(B_X)}$ . Естественно, тех-показатели, выступающие в роли аргументов могут быть и не однотипными, например, диаметр штуцера – звена № 13, длина трубы – звена № 34 и т.д.

Опишем все тех-показатели и гидропараметры, которыми мы будем далее оперировать (см. табл. 7.3 – 7.4).

Таблица №7.3

## Некоторые тех-показатели ТГС

№	Описание тех-показателя	Условное обозначение тех-показателя
1	Диаметр труб, штуцеров	$d$ ( <i>Diameter</i> )
2	Длина труб	$L$ ( <i>Length</i> )
3	Коэффициент растяжения характеристики АСГ по оси расхода	$kQ$
4	Коэффициент растяжения характеристики АСГ по оси давления	$kdP$

Вид данных функций может быть получен при расчетах потокораспределения при изменении перед расчетом потокораспределения тех-показателей, соответствующих звеньев. Рассмотрим примеры и способы получения регулировочных кривых и основанный на их использовании метод оптимизации гидросистем для управления комплексным режимом закачки. Для начала рассмотрим общую схему влияния изменений тех-показателей произвольных элементов ТГС на ее потокораспределение.

Таблица №7.4

## Наиболее важные гидропараметры ТГС

№	Описание тех-показателя	Условное обозначение тех-показателя
5	Температура ТС в узле начала звена, °С	$T_{begin}$
6	Температура ТС в узле конца звена, °С	$T_{end}$
7	Коэффициент полезного действия сети, %	$K_c$
8	Коэффициент полезного действия гидросистемы, %	$K_{zc}$
9	Полный коэффициент полезного действия гидросистемы, %	$K_{\phi}$
10	Гидравлическая мощность вырабатываемая всеми АСГ, кВт	$N_{z.n.}$
11	Гидравлическая мощность затрачиваемая на сопротивление в трубах, запорной арматуре, узлах, штуцерах и т.п., кВт	$N_r$
12	Целевая гидравлическая энергия в ед. времени, поступающая в ЗВС, кВт	$N_{ц}$
13	Среднее относительное отклонение от требуемых по технологии режимов, %	$S_{\sigma}$
14	Коэффициент эффективности системы, д.е.	$K_{эфф}$
15	Суммарная закачка в нагнетательные скважины, тыс.м <sup>3</sup> /сут	$\Sigma Q$

Общая схема метода построения (получения) РК выглядит следующим образом. Изначально определяются звенья с изменяемыми тех-показателями (см. табл. 7.5, вторая колонка), затем выбираются сами тех-показатели (четвертая колонка), соответствующие типу звена (третья колонка) и наконец, дискретные множества, принимаемых ими значений (пятая колонка).

Причем, как видно из табл. 7.5 возможны варианты, когда у одного звена выбирается два и более тех-показателя, являющиеся аргументами регулировочных кривых. Единицы измерения тех-показателей должны соответствовать подразумеваемым в модели По-умолчанию (в описываемой модели, это система СИ).

**Таблица №7.5**

**Пример множества выбранных тех-показателей, выступающих в роли аргументов для РК**

№ т/п	№ звена	Тип	Общее название тех-показателя	Принимаемые значения
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>
1	3	«штуцер»	<i>d</i> ( <i>Diameter</i> )	0,005 м 0,010 м 0,015 м 0,020 м 0,025 м
2	1	«труба»	<i>L</i> ( <i>Length</i> )	100м 200 м 300 м

Таким образом, задавшись набором тех-показателей и множеством принимаемых ими значений, моделируются все возможные комбинации изменений тех-показателей гидросистемы в выделенных звеньях модели. В результате моделирования таких комбинаций имеем массив результатов расчетного потокораспределения: гидропараметров потоков жидкости во всех интересующих звеньях: насосах, нагнетательных скважинах, трубах, задвижках и т.п. Комбинации состояния гидросистемы, соответствующие принимаемым значениям тех-показателей необходимо моделировать только для *n*-мерных регулировочных кривых. Проще говоря, это делается так (на примере множества тех-показателей в табл. 7.5): в первой комбинации все тех-показатели принимают первое значение из последней колонки, затем в данном состоянии гидросистемы рассчитывается потокораспределение, на следующей комбинации первый тех-показатель принимает следующее значение, и состояние гидросистемы рассчитывается, и так до тех пор, пока не исчерпаются все значения первого тех-показателя, далее второй тех-показатель принимает второе значение, а первый первое значение.

Комбинации состояний гидросистемы и значений тех-показателей перебираются по принципу аналогичному электросчетчику с той лишь разницей, что каждое множество, принимаемых тех-показателем значений, состоит из различного количества чисел.

Здесь следует так же оговорить несколько важных моментов: общее количество комбинаций  $C$  – состояний гидросистемы определяется количеством выбранных (изменяемых) тех-показателей и количеством значений, каждый из которых может принимать. Если обозначить количество выбранных тех-показателей как  $N$  (в табл. 7.5  $N=4$ ), а количество дискретных значений, принимаемых тех-показателем  $k$ , обозначить  $n_k$ , то имеет место зависимость

$$C = n_1 \cdot n_2 \cdot \dots \cdot n_k \cdot \dots \cdot n_N. \quad (7.1)$$

Отсюда следует, что количество моделируемых вариантов –  $C$  имеет степенную зависимость от количества изменяемых тех-показателей.

В нашем примере  $C=5 \cdot 3 \cdot 4 \cdot 4=240$ .

Рассмотрим наиболее общие аспекты выбора множеств значений тех-показателей. В наиболее простой схеме это можно сделать, отградуировав шкалу значений, между пределами слева, и справа равными интервалами. На примере тех-показателя –  $d$  (диаметра штуцеров, труб) это выглядит так, как показано на рис. 7.15.

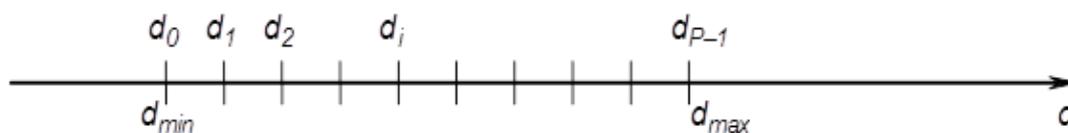


Рис. 7.15. Схема выбора количества значений  $n$  тех-показателя  $d$

На рисунке изображена числовая ось тех-показателя  $d$ . Количество дискретных значений  $P$  определяет плотность сетки в соответствии с постоянством величин  $d_{min}$  и  $d_{max}$ , определяющих интервал перебора значений  $d$  для соответствующего звена. Величины  $d_{min}$  и  $d_{max}$  определяются техническими ограничениями например, минимальным и максимальным диаметрами штуцеров или труб, имеющихся в наличии. Величина  $P$  может быть подобрана таким образом, чтобы каждое значение  $d_i$  соответствовало реальным величинам. Однако зачастую типоразмеры имеют нелинейный ряд. В связи с этим для конкретных технических решений следует использовать реальные значения, принимаемые тех-показателями. Что касается штуцеров, то здесь следует отметить, что не стоит расширять пределы  $d_{min}$  и  $d_{max}$  за области «разумного», например, так, что диаметр штуцера больше чем, диаметр трубопровода.

Рассмотрим тех-показатель  $kQ$ , использование которого имеет решающее значение для решения задачи комплексной энергосберегающей оптимизации ТГС. Данный тех-показатель, как уже оговаривалось с мате-

матической точки зрения, является коэффициентом растяжения/сжатия полной гидравлической характеристики насосного агрегата по оси расходов. Это означает, что значения расхода жидкости каждой точки характеристики  $\Delta p = f_{ACR}(q)$  умножается на  $kQ$  данного объекта.

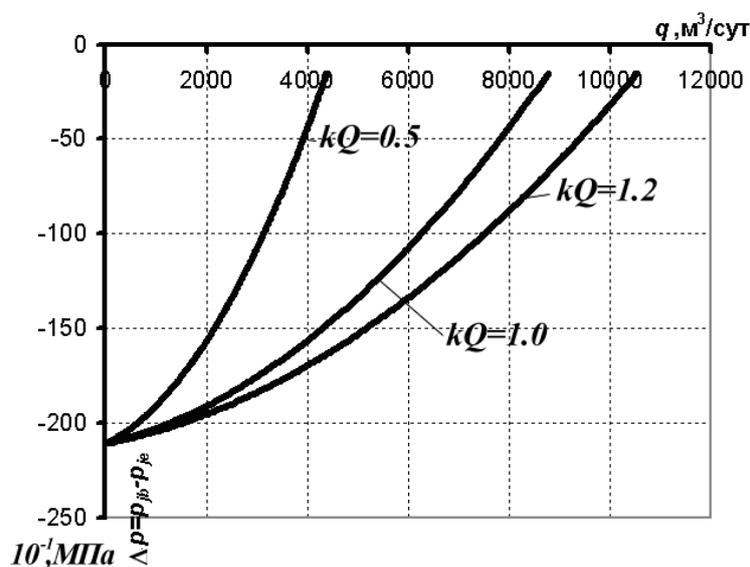


Рис. 7.16. Действие коэффициента  $kQ$  на форму полной гидравлической характеристики насосного агрегата типа АСГСТР

На рис. 7.16 это продемонстрировано графически. На данный коэффициент также умножаются величины расхода точек зависимости коэффициента полезного действия АСГ от расхода жидкости. Это необходимо учитывать при дальнейшем прочтении. Такого рода прием является условным и необходим только для упрощения изложения.

Физический смысл, который несет в себе данный коэффициент, состоит в том, что  $kQ$  безразмерно (т.е. условно) и безотносительно к состоянию гидросистемы определяет количество АСГ, с одинаковой гидравлической характеристикой, установленных в параллельном соединении. Т.е. данный коэффициент может «имитировать» установку/устранение (включение/отключение) насосных агрегатов, стоящих параллельно на кустовой насосной станции, при условии, когда выбранный АСГ несет в себе суть всей КНС, т.е. ее общей характеристики.

Следующим наиболее интересным тех-показателем является коэффициент  $kdP$ . Данный тех-показатель, с чисто математической стороны, является коэффициентом растяжения/сжатия полной гидравлической характеристики насосного агрегата по оси давлений (рис. 7.17)

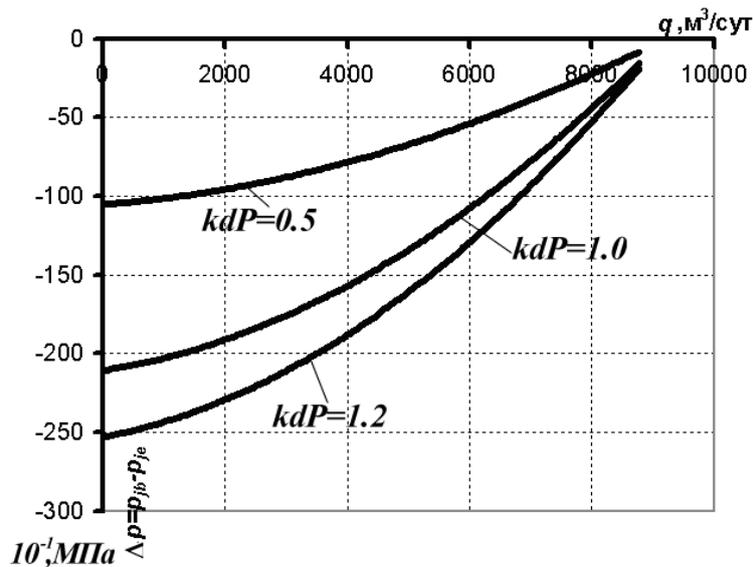


Рис. 7.17. Действие коэффициента  $kdP$  на форму полной гидравлической характеристики насосного агрегата типа АСГ<sub>СТР</sub>

Физический смысл данного коэффициента состоит в том, что величина –  $kdP$  безразмерна и относительно к состоянию гидросистемы определяет количество АСГ, с одинаковой гидравлической характеристикой, установленных в последовательном соединении. Т.е. данный коэффициент может «имитировать» установку/устранение (включение/отключение) насосных агрегатов, стоящих последовательно (т.е. выход одного идет вход другого) на на кустовой насосной станции, при условии, когда выбранный АСГ несет в себе суть всей КНС, т.е. ее общей характеристики. Таким образом, данный коэффициент может также «имитировать» установку или удаление секций насосов типа АСГ<sub>СТР</sub>.

Коэффициенты  $kQ$  и  $kdP$  имеют физический смысл, а также имеет смысл их применение при условии, когда АСГ, используемые в гидросистеме, являются скоростными аппаратами по сообщению гидравлической энергии текучей среде (АСГ кинетического действия).

Значение коэффициента  $kQ=2$  означает установку дополнительного такого же АСГ (с исходной полной гидравлической характеристикой) параллельно, а значение  $kdP=2$  последовательно.

**Рассмотрим механизм получения регулировочных кривых.** До запуска процесса расчета всех состояний –  $S$  выбранной модели ТГС формируется запрос, в котором содержится информация о выбранных техпоказателях и принимаемых ими значениях. В процессе расчета происходит моделирование (расчет потокораспределения, т.е. поиск гидропараметров всех элементов – звеньев МТГС) всех состояний гидросистемы, каждое из которых соответствует своему номеру комбинации –  $s$  значений техпоказателей. Таким образом, каждому номеру комбинации  $s$  соответствует уникальный вариант подборки значений выбранных тех-

показателей. После завершения расчета имеем матрицу  $Q$  расходов –  $Q_c$  во всех звеньях МТГС, где на пересечении строки  $i$ , соответствующей номеру звена, и столбца  $c$ , соответствующего номеру комбинации, располагается объемный расход жидкости  $Q_c$  сквозь это звено в соответствии с набором значений тех-показателей, определяемых номером комбинации, и матрицу  $F$  давлений в узлах на пересечении строки  $j$ , соответствующей номеру узла, и столбца  $c$ , соответствующего номеру комбинации, располагается давление жидкости в данном узле в соответствии с набором значений тех-показателей, определенных, аналогично табл. 7.5. Таким же образом сформированы матрицы массовых расходов, средних температур, плотностей и вязкостей ТС в звеньях и узлах. Каждая из этих матриц предоставляет возможность получения значений расхода или давления в зависимости от набора дискретных значений тех-показателей, выбранных перед расчетом, т.е. позволяет получить дискретные зависимости вида:

$$Q_{c_i} = Q_{c_i}(tp_1, tp_2, \dots, tp_k, \dots, tp_N),$$

$$H_j = F_j(tp_1, tp_2, \dots, tp_k, \dots, tp_N),$$

где  $i, j$  – номер звена или узла;  $H_j$  – давление в узле  $j$ ;  $Q_{c_i}$  – объемный расход жидкости в звене  $i$ ;  $k$  – условный номер (индекс) тех-показателя, т.е. относительный номер тех-показателя в списке (аналогично табл. 7.5);  $tp_k$  – дискретное значение тех-показателя с индексом  $k$ .

Естественно, тех-показатели могут принимать значения только из списка заданных, а для выбора номера столбца (т.е. номера комбинации), соответствующего состоянию гидросистемы с требуемыми значениями тех-показателей, из матриц  $Q$  и  $F$ , необходимы порядковые номера значений тех-показателей. Например, если необходимо получить значение объемного расхода в звене 4, при том, что тех-показатель  $d_3=0,010$  м (звено 3),  $L_1=200$  м (звено 1),  $kQ_0=0,5$  (звено 0),  $kdP_0=1,5$  (звено 0), необходимо определить номер комбинации –  $c$ , соответствующий набору номеров текущих значений тех-показателей. В нашем примере этим множеством будет  $R$  (причем, номера значений считаются не от единицы, а от нуля):  $R=\{1, 2, 1, 3\}$ . Количество элементов множества  $R$  всегда равно  $N$  и в общем случае множество  $R$  содержит те номера значений всех выбранных тех-показателей, которые соответствуют текущему состоянию гидросистемы:  $R=\{V_1, V_2, \dots, V_k, \dots, V_N\}$ , где  $V_k$  – номер текущего значения тех-показателя –  $k$  из таблицы аналогичной табл. 7.5.

Номер комбинации  $c$  согласно множеству  $R$  и данным по типу табл. 7.5, определяется как

$$c = \sum_{k=0}^{N-1} \left( V_k \cdot \prod_{m=k}^{N-1} P_m \right). \quad (7.2)$$

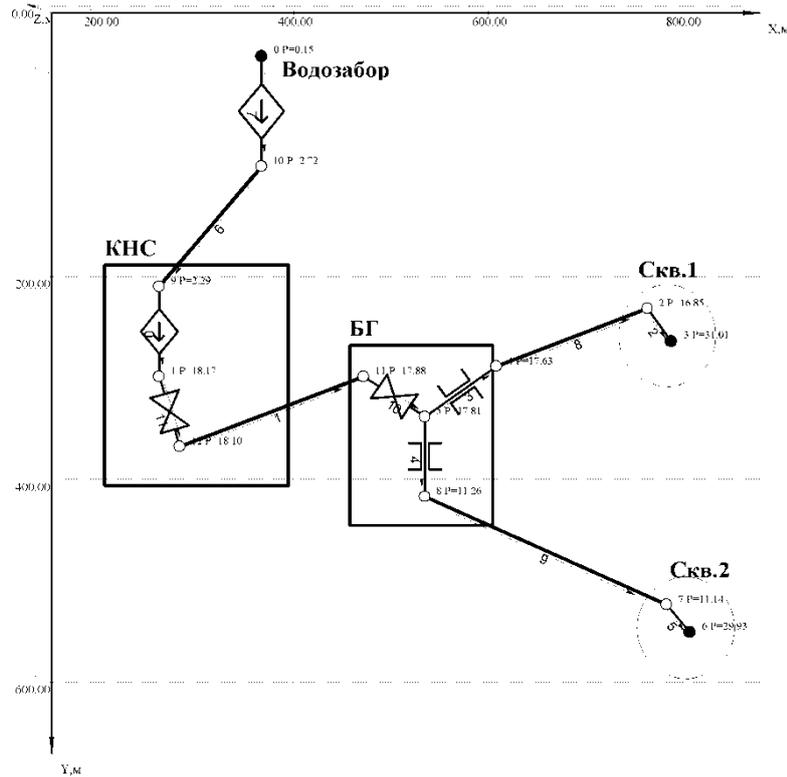


Рис. 7.18. Пример гидросистемы ППД с одной КНС при заводнении пласта (средняя глубина 1700 м) двумя скважинами

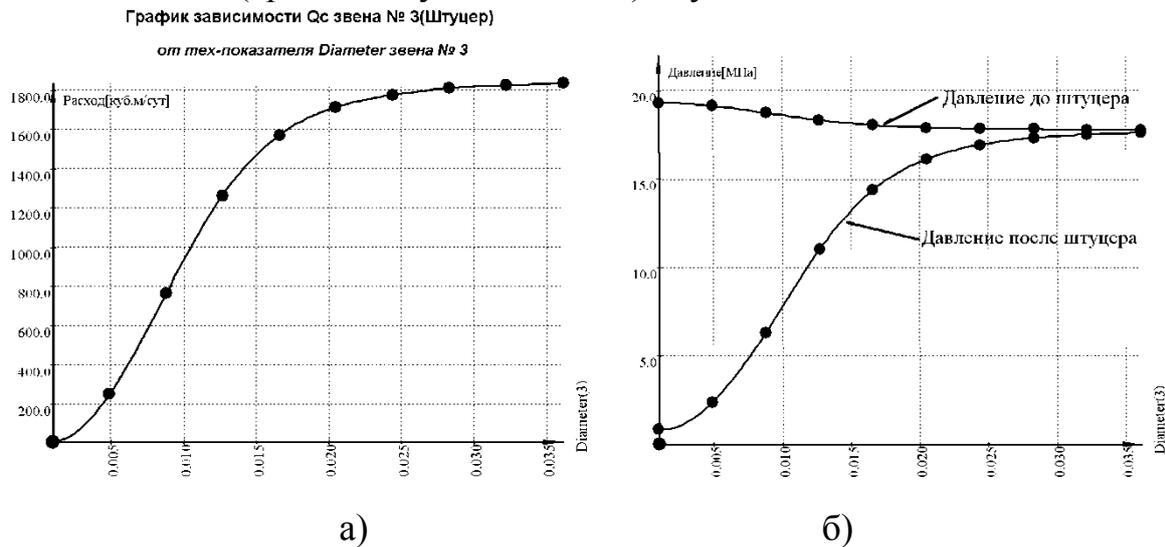


Рис. 7.19. Графики зависимости РК  $Q_{c3}$  ( $d_3$ ) давления после и перед штуцером – звеном 3 от его диаметра

Это позволяет графически строить двумерные регулировочные кривые  $Q_{c*}(tp^*)$ ,  $H^*(tp^*)$  и трехмерные  $Q_{c*}(tp^*, tp^*)$ ,  $H^*(tp^*, tp^*)$  графики и поверхности при выборе одного или двух тех-показателей в качестве аргументов, а остальных тех-показателей в качестве констант. Здесь в общем виде  $tp^*$  – наименование тех-показателя, а  $*$  – номер звена, в котором этот показатель изменяется. Индексы  $Q_{c*}$  и  $H^*$  обозначают наименование гид-

ропараметра – расхода в любом звене и давления в любом узле. Гидропараметрами могут быть и глобальные величины, например к.п.д. гидросистемы, полная гидравлическая мощность насосных агрегатов и т.п.

Для наглядности рассмотрим специфику зависимостей, отражающих регулировочные кривые при достаточном количестве дискретных значений тех-показателей  $n_1=n_2=n_3=n_4=10..20$ , на примере гидросистемы ППД, представленной на рис. 7.18 и соответствующему ей выбору тех-показателей табл. 7.5 с той лишь разницей, что здесь возьмем больше дискретных значений.

На рис. 7.19 – а показан график  $Qc_3(d_3)$  зависимости объемного расхода в звене 3 (штуцер) от его диаметра –  $d_3=Diameter(3)$ . Выделенными точками показаны дискретные значения диаметра штуцера принятые для расчета данной РК. Значения остальных тех-показателей: длина трубы (звена 1) равна 100 м, коэффициенты насосного агрегата (звена 0)  $kQ$  и  $kDP$  равны 1. Параметры всех остальных объектов системы постоянны. Как видно из графика, данная РК показывает влияние диаметра штуцера на расход, установившийся в нем. Такого рода кривые имеют характерную форму, выраженную в поэтапном реагировании гидропараметра на изменение тех-показателя: при малых значениях тех-показателя, на сравнительно узком участке (в нашем случае  $d_3 \in [0; 0,005]$ ), наблюдается слабая реакция расхода. Далее зависимость плавно переходит суб-линейную, а затем (в нашем случае  $d_3 > 0,03$ ) величина первой производной, при дальнейшем росте  $d_3$ , падает практически до нуля.

Однако, такая форма регулировочных кривых характерна не только для гидропараметра расхода. На рис. 7.20 показана РК –  $dP_3(d_3)$  (зависимость перепада давления в штуцере-звене 3 от его диаметра).

График зависимости  $dP$  звена № 3(Штуцер)  
от тех-показателя  $Diameter$  звена № 3

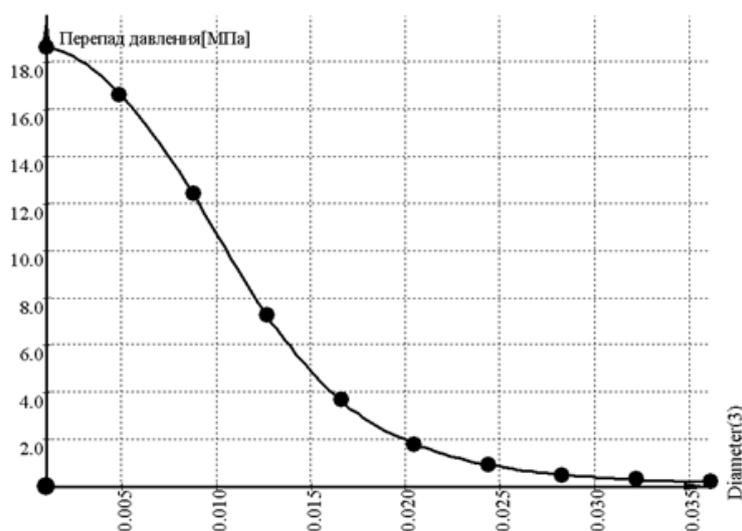


Рис. 7.20. График зависимости РК  $dP_3(d_3)$

Хотя и данная зависимость отличается тем, что производная на показанном участке меньше нуля, однако характер зависимости аналогичен, так как имеет три характерные зоны набора кривизны.

Рассмотрим кривую  $N_3(d_3)$ , отражающую зависимость гидравлической мощности в этом же штуцере от его диаметра (см. рис. 7.21/1). Данная кривая имеет четкий экстремум в районе  $d_3=0,011$  м, что говорит возможности оптимального регулирования гидросистемы в условиях минимизации «паразитного» рассеивания гидравлической мощности. Величина гидравлической мощности  $<0$  означает рассеивание гидравлической мощности с переходом ее в тепловую.

График зависимости Гидр.мощность [кВт] звена № 3(Штуцер)  
от тех-показателя Diameter звена № 3

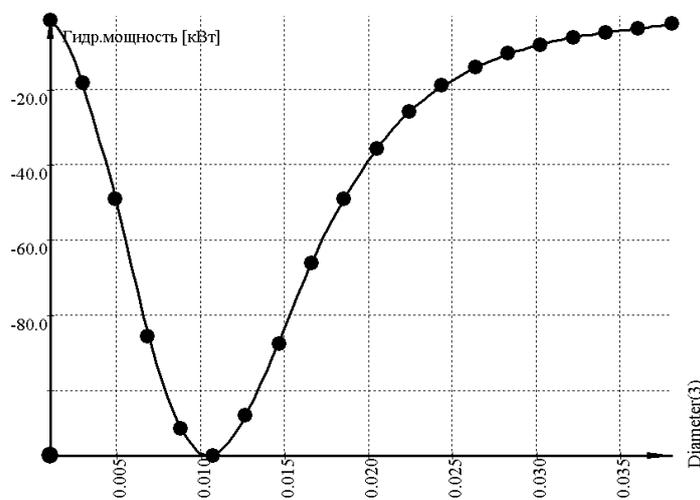


Рис. 7.21. График гидравлической мощности звена № 3

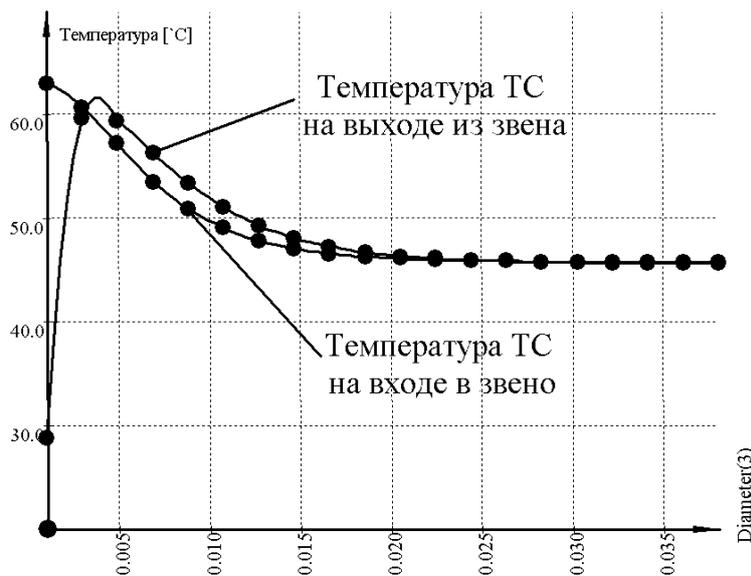


Рис. 7.22/1. График зависимости температуры на входе и выходе звена 3 от диаметра

На рис. 7.22/1 показаны регулировочные кривые – зависимости температуры ТС на входе и выходе из звена 3. Как видно из графиков при малых значениях  $d_3$  жидкость охладиться до  $\approx 30^\circ\text{C}$ , а при  $0.017 > d_3 > 0,0025$  нагреться на  $1-2,5^\circ\text{C}$ . Изменение температуры жидкости на входе обусловлено разогревом в звене 0 – ЦНС–240–1422 на КНС (см. рис. 7.22/1), который тем больше, чем больше сопротивление вы выкиде КНС и меньше диаметр штуцера – звена 3.

График зависимости  $T_{\text{End}}$  звена № 0(ЦНС-180-1800)

от тех-показателя Diameter звена № 3

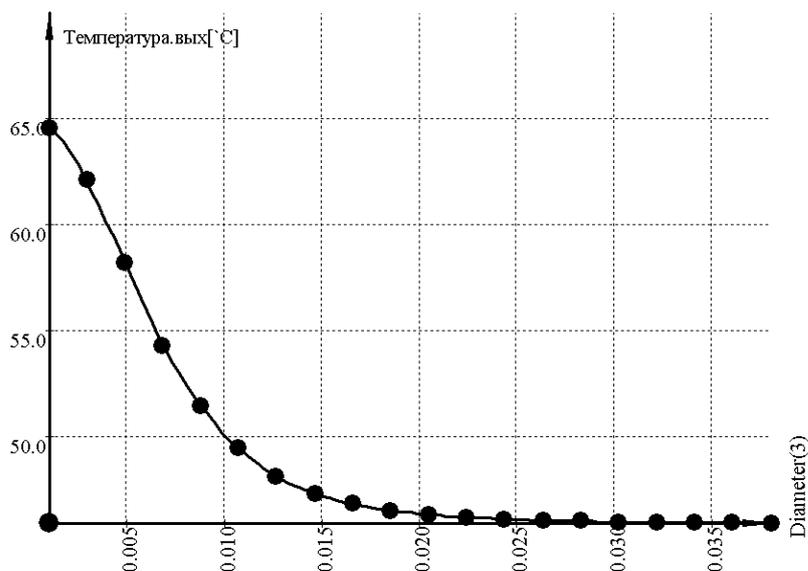


Рис. 7.22/2. График зависимости температуры в узле конца звена 3 от его диаметра

Температура в активном узле № 0 задана постоянной и равна  $20^\circ\text{C}$ . Температура окружающей среды на поверхности  $20^\circ\text{C}$ .

Наиболее важным с точки зрения энерго-сберегающей оптимизации, является гидропараметр к.п.д. сети –  $K_c$ , гидросистемы –  $K_{гс}$  и полный к.п.д. гидросистемы –  $K_{\phi}$ .

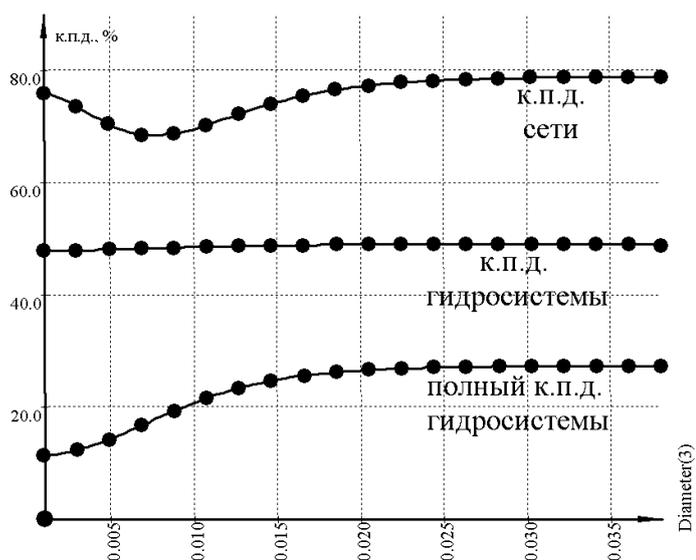


Рис. 7.23. График зависимости регулировочных кривых –  $K_c(d_3)$ ,  $K_{гс}(d_3)$ ,  $K_{\phi}(d_3)$

Рассмотрим реакцию данных гидропараметров на изменение диаметра штуцера (см. рис. 7.23). Из графика  $K_c(d_3)$  видно, что функция  $K_c(d_3)$  имеет характерный экстремум в районе точки  $d_3=0,0075$  м. К.п.д. гидросистемы реагирует достаточно слабо на изменение диаметра штуцера. Полный к.п.д. гидросистемы растет с 11,3 до 27,3 %, за счет повышения к.п.д. насосного агрегата – звена 0. Последнее обусловлено снижением гидравлического сопротивления сети и роста текущего расхода в звене 0. Таким образом, полный к.п.д. гидросистемы вполне ощутимо расчет при снижении дросселирования.

Зависимость  $K_\phi(d_3)$  по форме подобна  $Q_{c3}(d_3)$  (см. рис. 7.19 – а). При  $d_3>0,03$  реакция  $K_\phi$  практически отсутствует.

Рассмотрим регулировочные кривые, описывающие зависимости гидропараметров трубопровода (звено 1) от его же тех-показателя –  $L$  (*Length*) (см. рис. 7.24). Хотя данный пример, в общем не интересен для практики, однако необходим для полноты освещения проблемы управления. Зависимости расхода жидкости и гидравлической мощности трубопроводов от их длины имеют кривые близкие к линейной, что обусловлено используемой для расчета их гидравлических характеристик формулы Дарси-Вейсбаха.

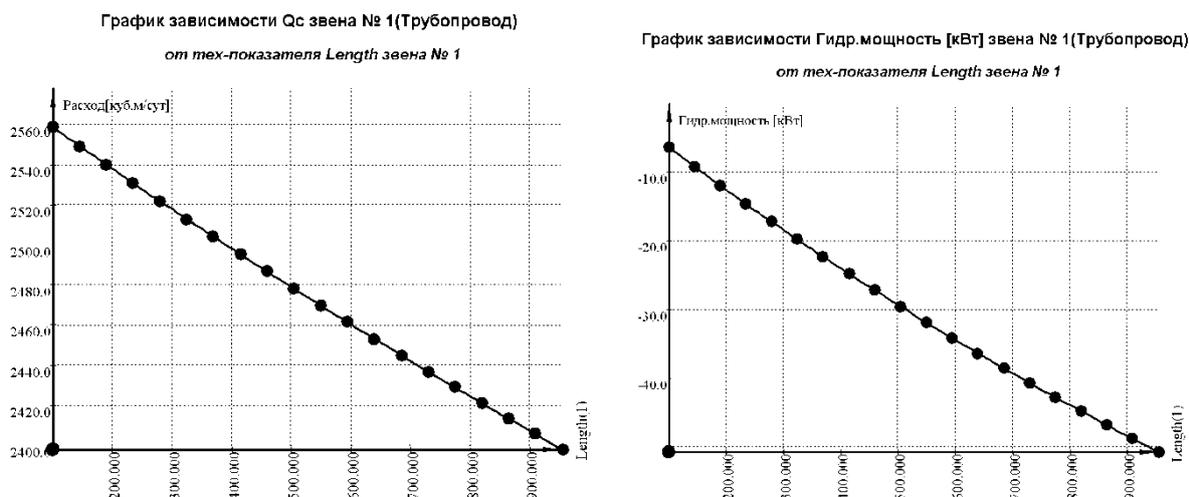


Рис. 7.24. Графики зависимости РК:  $Q_{c1}(L_1)$ ;  $N_1(L_1)$

Наиболее «сильным» фактором влияния на состояние ТГС является полные гидравлические характеристики АСГ. На рис. 7.25 показана регулировочная кривая –  $Q_{c0}(kQ_0)$ .

Ранее упоминалось, что величина  $kQ=2$  означает параллельное удвоение (т.е. установка такого же) насосного агрегата и, как видно из графика на рис. 7.25 величина расхода жидкости при одном агрегате 2570 м³/сут, а при двух 2611 м³/сут. Таким образом, становится ясно, что увеличение количества параллельно установленных АСГ на КНС далеко не всегда оправдано, особенно, если речь идет о насосах типа АСГ<sub>СТР</sub>.

График зависимости  $Q_c$  звена № 0(ЦНС-180-1800)  
от тех-показателя  $kQ$  звена № 0

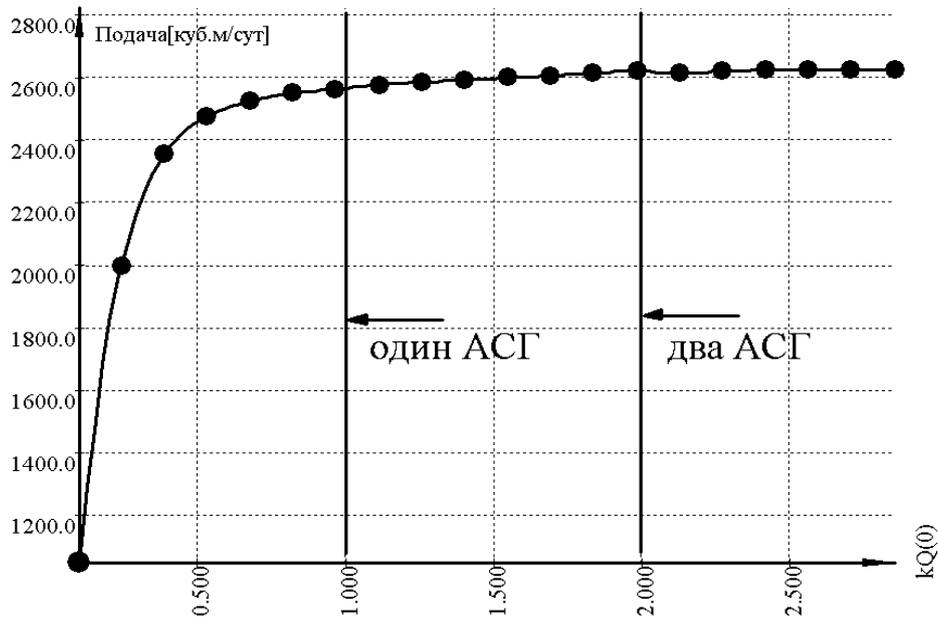


Рис. 7.25. График зависимости  $Q_{c0}(kQ_0)$

На рис. 7.26 показана зависимость потребляемой гидравлической мощности насосного агрегата (звено 0) от его тех-показателя –  $kQ_0$ . Естественно, величины гидравлической мощности АСГ больше нуля, что свидетельствует о том, что данная мощность вырабатывается и, как видно из графика с ростом  $kQ_0$  вырабатываемая мощность, растет.

График зависимости Гидр.мощность [кВт] звена № 0(ЦНС-180-1800)  
от тех-показателя  $kQ$  звена № 0

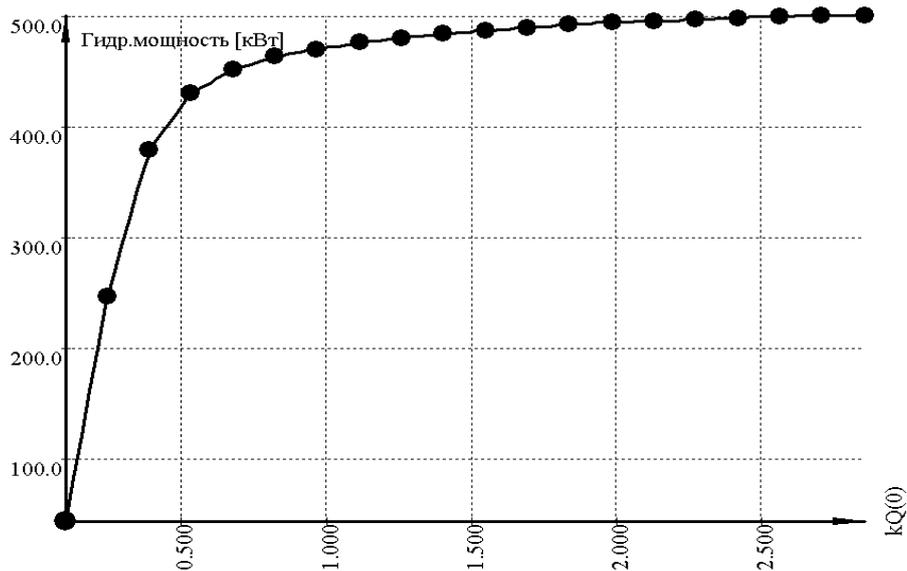


Рис. 7.26. График зависимости  $N_0(kQ_0)$

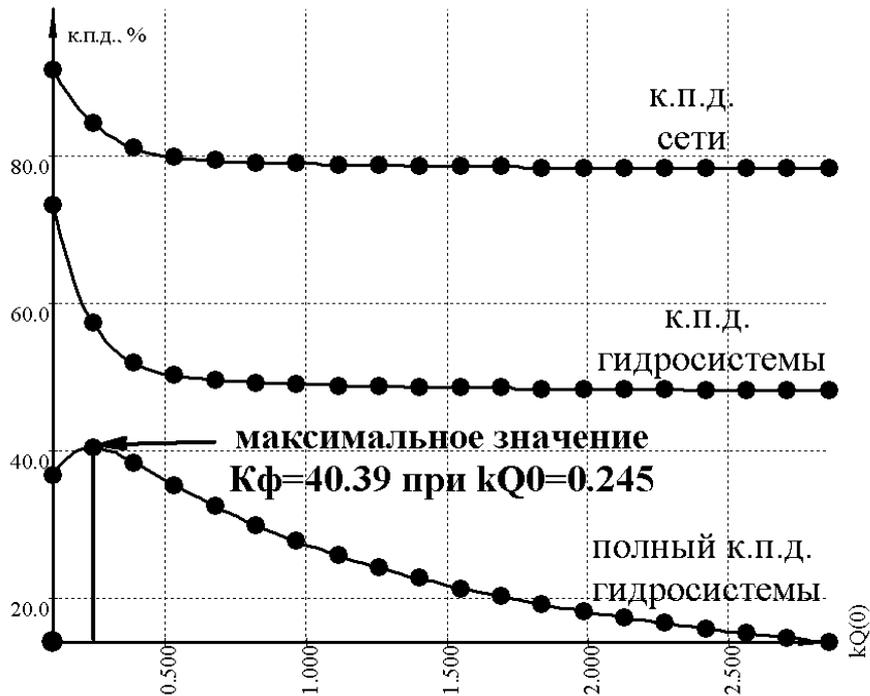


Рис. 7.27. График зависимости регулировочных кривых –  $K_c(kQ_0)$ ,  $K_{гс}(kQ_0)$ ,  $K_\phi(kQ_0)$

На рис. 7.27 представлены графики зависимости к.п.д. сети, гидросистемы и полного к.п.д. гидросистемы от коэффициента  $kQ_0$ . Как видно из рисунка, зависимость к.п.д. сети и гидросистемы носит практически гиперболический характер и при дальнейшем увеличении  $kQ_0$  величина  $K_c$  будет стремиться к пределу – 79 %, а  $K_{гс}$  – 48 %, причем этот предел зависит от распределения остальных тех-показателей элементов гидросистемы.

График зависимости Полный к.п.д. системы [%]

от тех-показателя  $kQ$  звена № 0

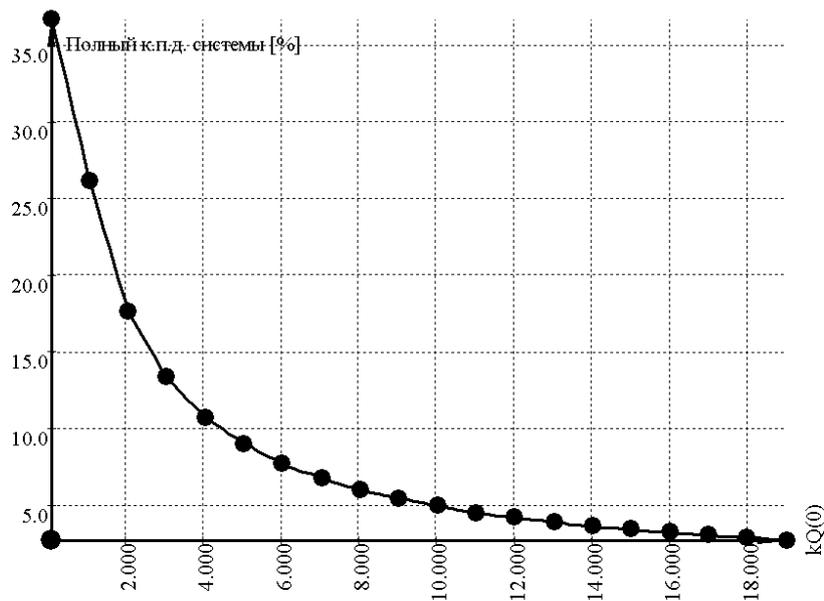


Рис. 7.28. График зависимости  $K_\phi(kQ_0)$  при  $kQ_0$

Кривая  $K_{\phi}(kQ_0)$  имеет максимум в точке  $kQ_0=0,245$ , что означает необходимость в снижении производительности АСГ, т.е. коррекции его гидравлической характеристики для достижения оптимума с точки зрения эксплуатации ТГС.

Как упоминалось ранее, изменение хотя бы одного тех-показателя звена МТГС влечет за собой изменения гидропараметров потока во всех ее звеньях. Для оценки картины взаимовлияния элементов гидросистем рассмотрим влияние тех-показателей одних звеньев на гидропараметры других.

Рассмотрим взаимосвязь между расходом жидкости  $q_7$  в АСГ водозабора (звено 7) и диаметром штуцера  $d_3$  (звено 3) (см. рис. 7.29). В целом данная кривая подобна  $Q_{c3}(d_3)$ , т.е. рассматриваемый штуцер (изменение его диаметра) действует на расход жидкости, подобно тому, как он действует «сам на себя», что адекватно реальности, так как жидкость с «водозабора» подается в данный штуцер, и в общем смысле, чем больше дросселирование в ТГС, тем меньше расходы жидкости с водозаборов. Это можно заметить, сравнив графики на рис. 7.30, где рассматриваются зависимость  $Q_{c7}(d_3, d_4)$  при различных величинах тех-показателя  $d$  соседнего штуцера (звено 4) –  $d_4$ .

График зависимости  $Q_c$  звена № 7(ЭЦН-водозабор)

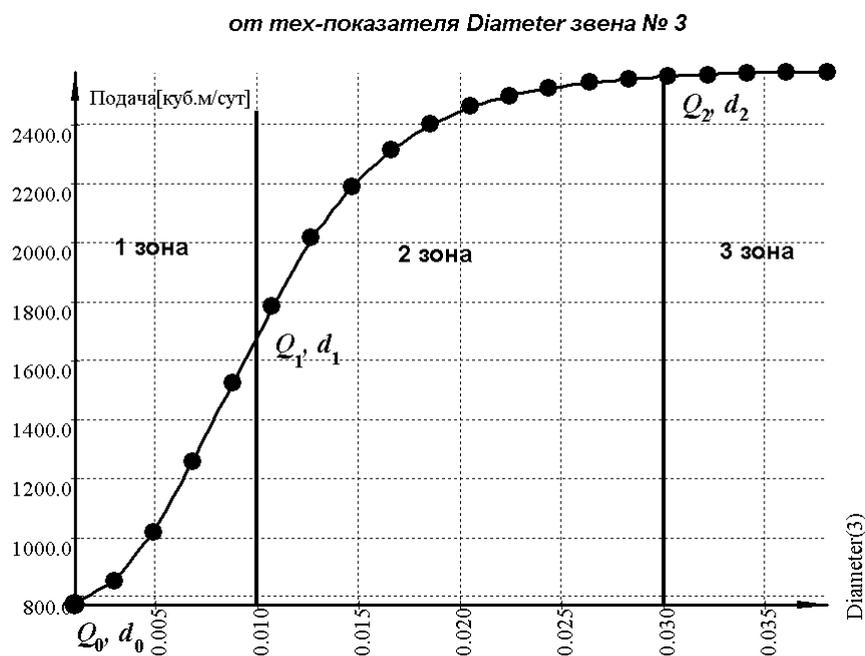


Рис. 7.29. График зависимости  $Q_{c7}(d_3)$

При сравнении графиков на рис. 7.30 – а видно, что характер влияния диаметра штуцера-звена 3 на расход в 7-ом звене определяется величиной диаметра штуцера-звена 4, и объясняется это, очевидно тем, что при большем раскрытии сечения штуцера-звена 4 больший объем жидкости

поступает в него, в то время, как через штуцер-звено 3 проходит меньше жидкости. Перепад давления в звене 4 будет меньшим, а следовательно и влияние на объемный расход  $Q_c$  звена 7 будет меньшим (при  $d_4=1$  мм, минимальный расход с водозабора  $\approx 7$  м<sup>3</sup>/сут, максимальный 1800 м<sup>3</sup>/сут, а при  $d_4=30,2$  мм, минимальный расход с водозабора  $\approx 1250$  м<sup>3</sup>/сут, максимальный 2600 м<sup>3</sup>/сут). Естественно, чем выше производительность АСГ на кустовой насосной станции, тем меньше будет влияние штуцера-звена 4 на характер влияния диаметра штуцера-звена 3 на расход с водозабора.

Данный пример еще раз подтверждает комплексную взаимосвязь гидропараметров звеньев МТГС с техническими свойствами и структурой ТГС.

Как видно из представленных рисунков, зависимость расхода в рассматриваемом звене 7 (водозабор) от диаметров выбранных штуцеров имеет сложный характер. Однако, из рис. 7.19 – а, 7.20, 7.25, 7.29 и 7.30 видно, что форма кривых имеет много общего. Числовую область тех-показателя  $d$  можно разделить на три основные зоны:

1 зона, в которой имеет место наиболее сильное влияние изменения диаметра на расход, а зависимость носит квадратичный или кубический характер;

2 зона, в которой влияние изменения диаметра с ростом его значений постепенно уменьшается, а зависимость носит характер  $Q_c=d^A$ , где  $A$  – постоянная, меньше 1;

3 зона, в которой влияние изменения диаметра практически не проявляется.

Регулировочные кривые, описывающие зависимость объемного расхода от диаметра штуцера, хорошо аппроксимируются функцией

$$q = \sqrt{\frac{A}{B + \frac{R}{d^n}}} + Q_0, \quad (7.3)$$

где  $Q_0$ , м<sup>3</sup>/сут – минимальный расход при  $d=d_0$ ;

$A$ , МПа – производительность давления остальной части ТГС, который чем больше, тем больше интервал расходов  $\in [0.5, 50]$  МПа;

$B$ ,  $\frac{\text{МПа}}{(\text{м}^3/\text{сут})^2}$  – коэффициент чувствительности остальной части ТГС,

который чем больше, тем меньше интервал расходов и величина точки перехода зоны 1 в зону 2  $\in [0.0001, 0.1]$  МПа(м<sup>3</sup>/сут)<sup>2</sup>;

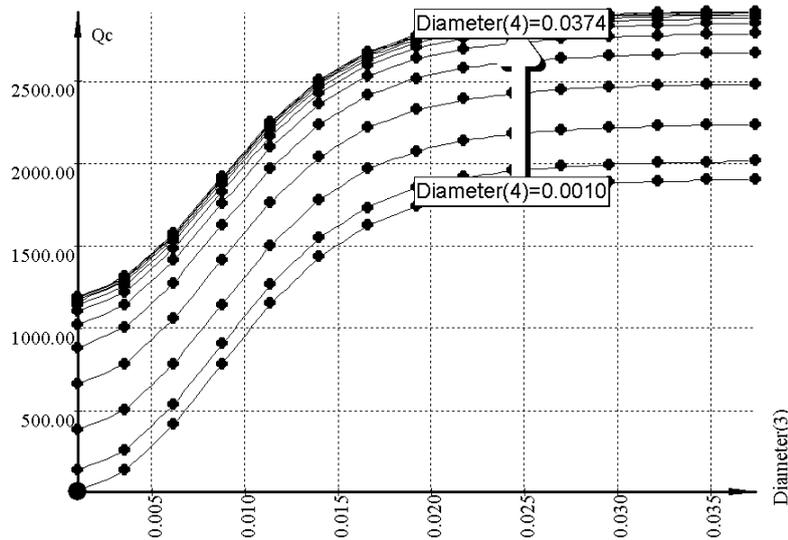
$R$ ,  $\frac{\text{МПа} \cdot \text{м}^n}{(\text{м}^3/\text{сут})^2}$  – коэффициент зависимости гидравлического сопротивления штуцера от его диаметра, который определяет крутизну функции

и точку перехода зоны 1 в зону 2: чем меньше  $R$  тем раньше РК переходит в зоны 2 и 3  $\in [1 \cdot 10^{-15}, 1 \cdot 10^{-11}]$  МПа · м<sup>n</sup> / (м<sup>3</sup>/сут)<sup>2</sup>;

$n$  – коэффициент влияния диаметра штуцера на перепад давления гидравлического сопротивления,  $n \approx 5$ .

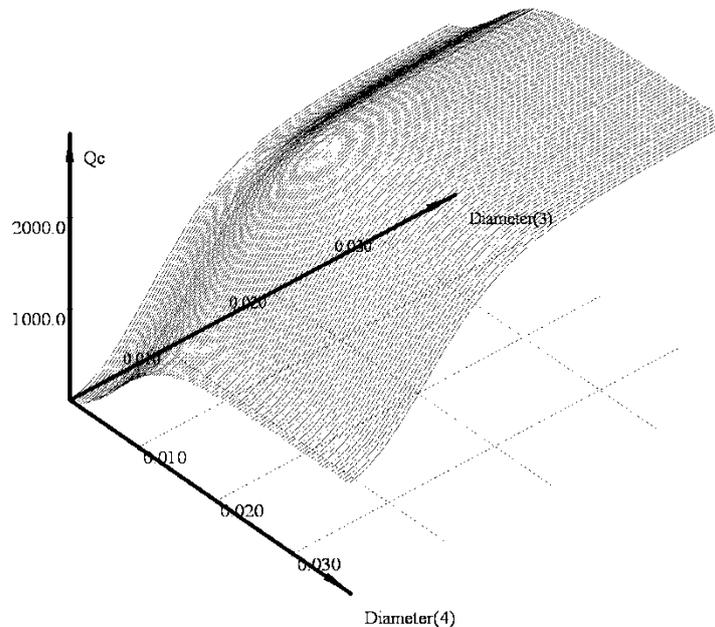
Для приближенного выявления коэффициентов –  $A$ ,  $B$ ,  $R$  необходимо решить задачу нелинейного программирования направленную на поиск минимального отклонения расчетной по (7.3) регулировочной кривой и фактической РК в опорных точках –  $Q_0, d_0, Q_1, d_1, Q_2, d_2$ .

График зависимости  $Q_c$  звена № 7(ЭЦН-водозабор)  
от тех-показателя Diameter звена № 3  
и от тех-показателя Diameter звена № 4



а)

График зависимости  $Q_c$  звена № 7(ЭЦН-водозабор)  
от тех-показателя Diameter звена № 3  
и от тех-показателя Diameter звена № 4



б)

Рис. 7.30. Зависимость  $Q_{c7}(d_3, d_4)$ : а – серия кривых; б – поверхность

Функция (7.3) может быть использована для большинства регулировочных кривых с гидропараметром –  $Q_c$  и тех-показателем –  $d$ . Однако, зачастую в зависимости от выбранного звена с гидропараметром, регулировочные кривые могут быть отражены относительно оси тех-показателя в том случае, когда рассматривается гидропараметр в одном звене в зависимости от тех-показателя другого звена, структурно входящего в ТГС «не последовательно», относительно звена с прослеживаемым гидропараметром (см. рис. 7.31).

График зависимости  $Q_c$  звена № 3(Штуцер)  
от тех-показателя *Diameter* звена № 4

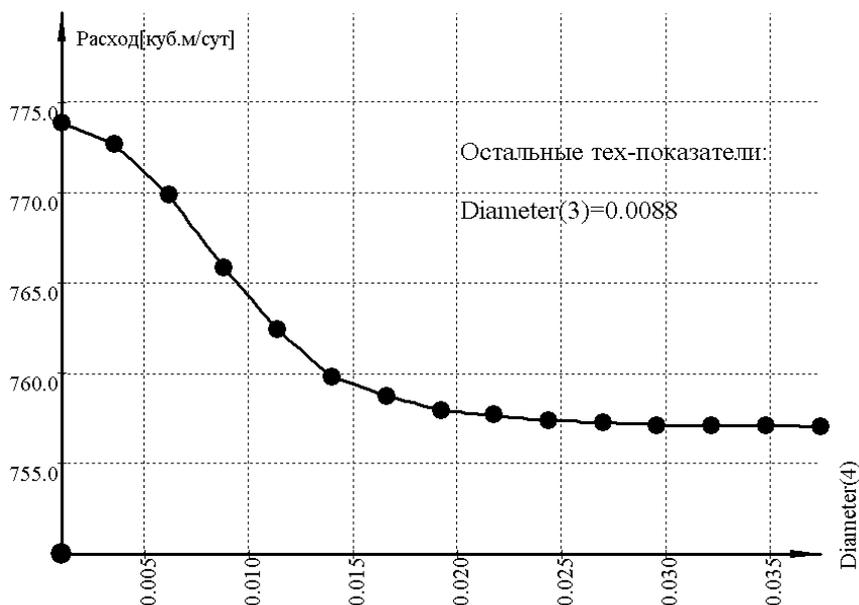


Рис. 7.31. График зависимости  $Q_{c3}(d_4)$  при постоянном  $d_3=0,0088$  м

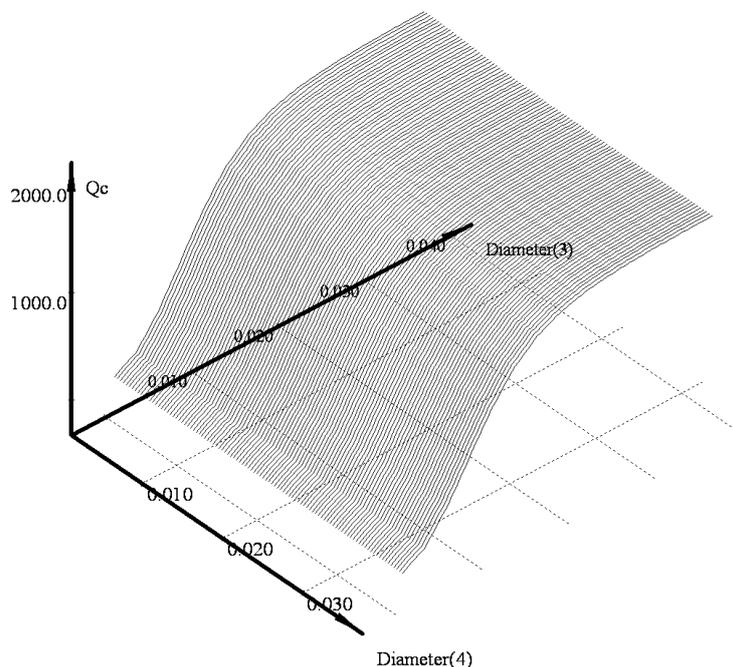
Реакция гидропараметров ТГС на изменение тех-показателей, в общем, зависит от всех остальных тех-показателей гидросистемы. В качестве примера этого факта, на рис. 7.30 показана зависимость  $Q_{c7}(d_3, d_4)$  в двумерном и трехмерном представлении. Рассмотрим отражение взаимовлияния штуцеров на их гидропараметры. На рис. 7.30 явно видно, что рост диаметра штуцера-звена 4 обуславливает существенное падение расхода в штуцере-звене 3. На этом примере можно ощутить тот факт, что регулирование приемистости одной нагнетательной скважины, посредством увеличения диаметра соответствующего штуцера, вызывает падение приемистости соседней скважины, а в общем смысле всех остальных нагнетательных скважин.

На рис. 7.32 показана зависимость объемного расхода в штуцере-звене 3 от диаметров штуцеров – звеньев 3 и 4. Поверхность  $Q_{c3}(d_3, d_4)$  незначительно искривлена относ

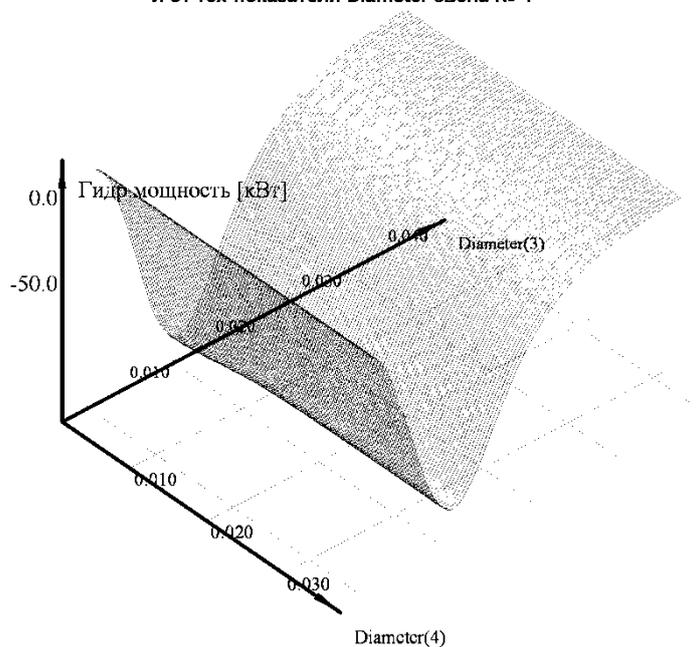
ительно оси  $d_4$ , что свидетельствует о том, что влияние соседнего штуцера-звена 4 незначительно. Из поверхности на рис. 7.33 видно, что

больше влияние штуцер-звено 4 оказывает на гидравлическую мощность штуцера-звена 3 при  $d_4 < 0.01$  м.

**График зависимости  $Q_c$  звена № 3(Штуцер)**  
от тех-показателя Diameter звена № 3  
и от тех-показателя Diameter звена № 4



**Рис. 7.32. График зависимости  $Q_{c3}(d_3, d_4)$**   
**График зависимости Гидр.мощность [кВт] звена № 3(Штуцер)**  
от тех-показателя Diameter звена № 3  
и от тех-показателя Diameter звена № 4



**Рис. 7.33. График зависимости  $N_3(d_3, d_4)$**

Совместно влияние штуцеров – звеньев 3 и 4 обуславливает зависимости полного к.п.д. (рис. 7.34) и к.п.д. сети от их диаметров (рис. 7.35). Зависимость  $K_{\phi}(d_3, d_4)$  имеет строго возрастающий характер, показываю-

ший рост к.п.д. ЦНС–240–1422 и к.п.д. гидросистемы. Зависимость  $K_c(d_3, d_4)$  имеет характерный экстремум, который образуется по линии максимальной по модулю гидравлической мощности (см. рис. 7.33), обуславливающей наименьшую проводимость сети в зоне  $d \approx 0,011$  м. Вообще к.п.д. сети отражает проводимость сети трубопроводов и УУ при текущем распределении потоков и тех-показателей. Так как потокораспределение зависит от тех-показателей всех звеньев, то к.п.д. сети может иметь экстремумы, отражающие максимальную или минимальную гидравлическую мощность, рассеиваемую на гидравлическое сопротивление при определенных величинах тех-показателей.

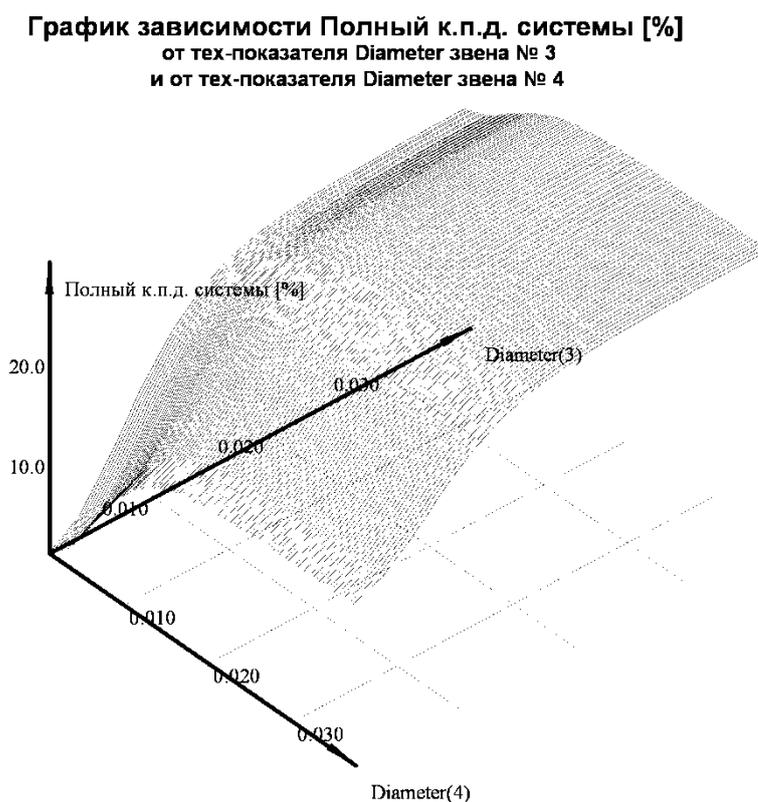


Рис. 7.34. График зависимости  $K_\phi(d_3, d_4)$

Выше рассмотрены РК в частности, отражающие зависимость полного к.п.д. гидросистемы от диаметров штуцеров для схемы на рис. 7.18. Полный к.п.д. гидросистемы является показателем оптимальности состояния ТГС, однако он не отражает технологической эффективности системы ППД: соответствия текущих уровней закачки во всех нагнетательных скважинах. В четвертой главе описан комплексный показатель –  $S_b$ , отражающий относительное суммарное отклонение текущих приемистостей от требуемых по технологии заводнения.

График зависимости К.п.д. сети ППД [%]  
от тех-показателя Diameter звена № 3  
и от тех-показателя Diameter звена № 4

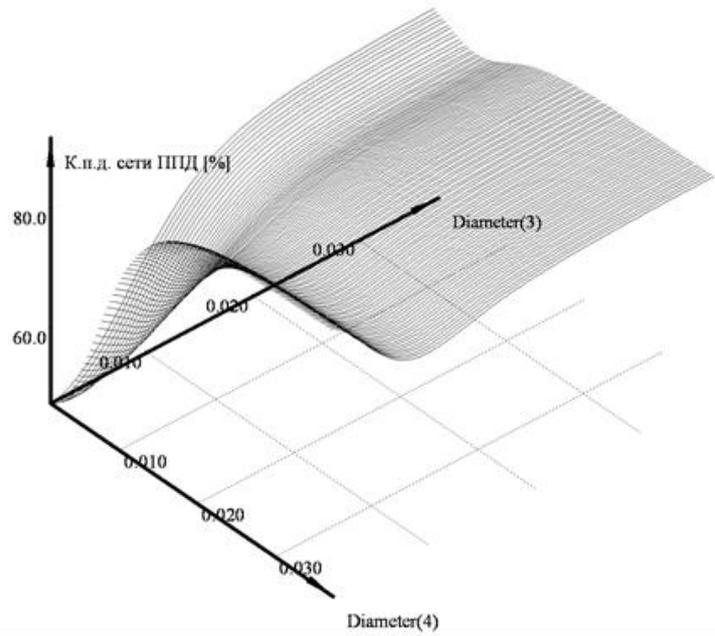


Рис. 7.35. График зависимости  $K_c(d_3, d_4)$

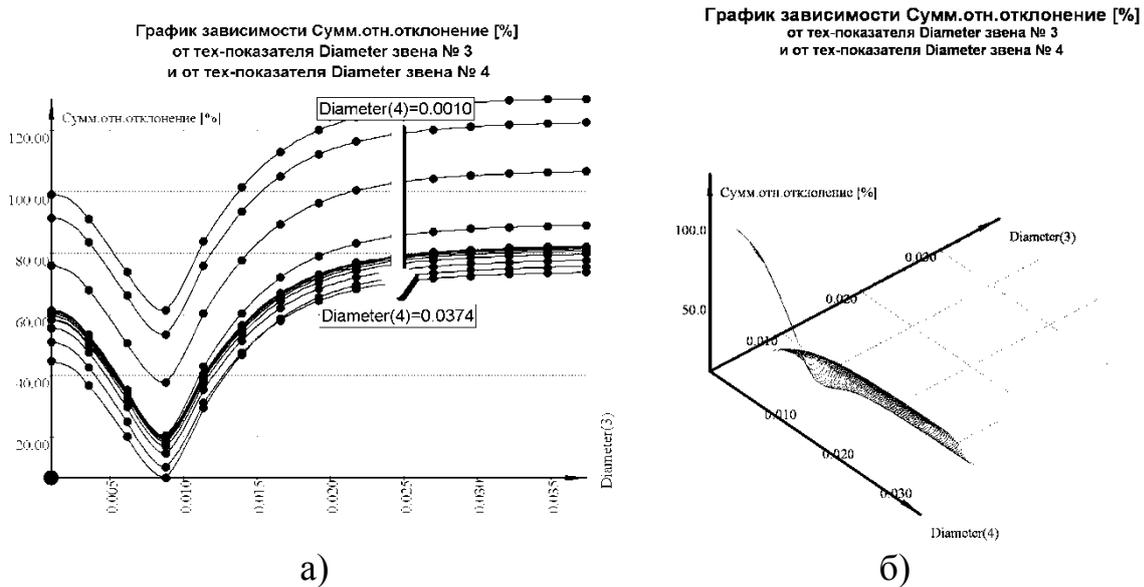


Рис. 7.36. Зависимость поверхности  $S_B(d_3, d_4)$ : а –  $S_B(d_3)$ ; б – поверхность

Также описан комплексный показатель –  $K_{эфф}$ , отражающий эффективность эксплуатации системы ППД, который зависит от полного к.п.д. гидросистемы –  $K_\phi$  и показателя –  $S_B$ . Показатель  $K_{эфф}$  тем больше, чем больше  $K_\phi$  и меньше  $S_B$ .

Рассмотрим пример поиска условий наиболее эффективной эксплуатации для МТГС на рис. 7.18. Зададимся требуемыми по технологии за-

воднения величинами приемистости (номинальными приемистостями) скв.1 –  $Q_{n1}=700$  м<sup>3</sup>/сут и скв.2 –  $Q_{n2}=900$  м<sup>3</sup>/сут. На рис. 7.36 показана зависимость  $S_B(d_3, d_4)$ . Как видно из графиков этой функции минимальное значение  $S_B$  соответствует  $d_3=0,088$  м и  $d_4=0,0114$  м. На рис. 7.37 показана зависимость  $K_{эфф}(d_3, d_4)$  и, как видно из графиков наибольший коэффициент эффективности достигается при тех же значениях диаметров. При этом полный к.п.д. гидросистемы составляет 20,19 %, что является не достаточным для оптимального состояния, так как при изменении диаметров штуцеров гидравлическая характеристика звена 0 (ЦНС–240–1422) постоянна.

Рассмотрим совместное влияние коэффициентов коррекции гидравлической характеристики АСГ –  $kQ, kdP$  на коэффициенты  $S_B$  и  $K_{эфф}$  гидросистемы.

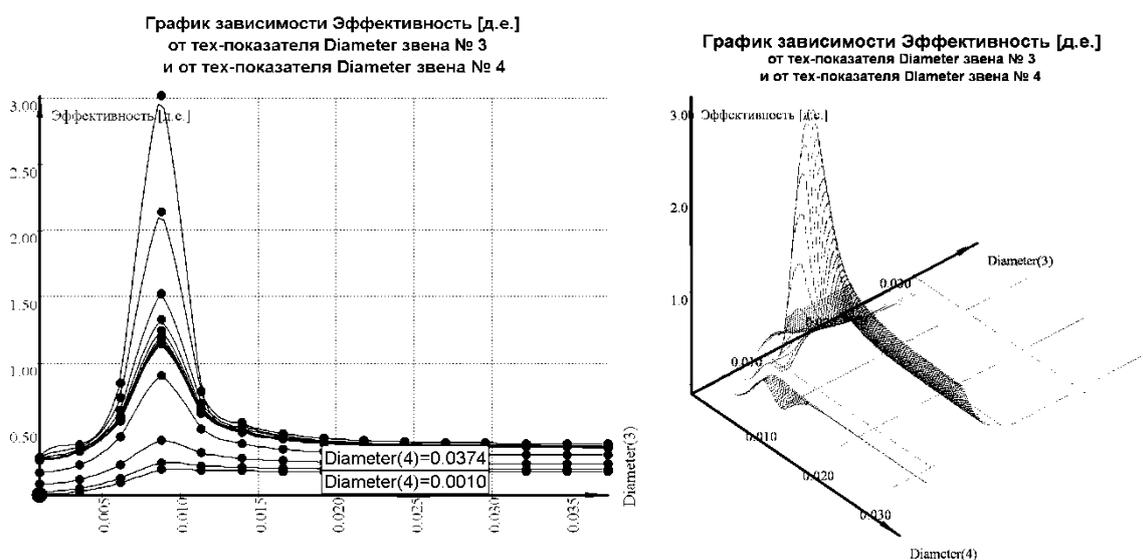


Рис. 7.37. Зависимость  $K_{эфф}(d_3, d_4)$

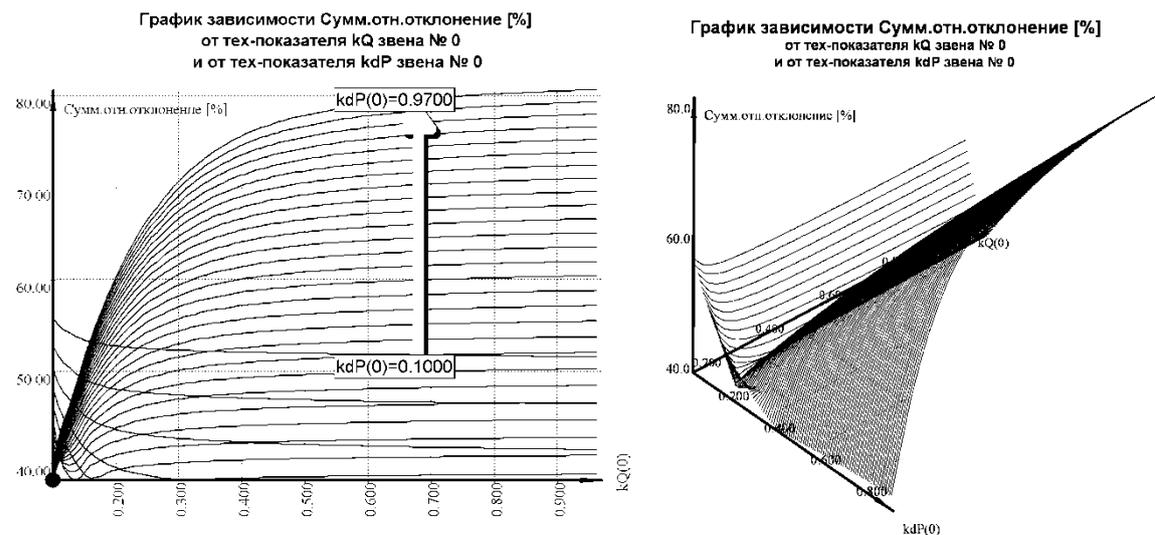


Рис. 7.38. Зависимость  $S_B(kQ_0, kdP_0)$

На рис. 7.38 показана зависимость суммарного относительного отклонения приемистостей скв.1 и скв.2 от тех-показателей  $kQ$ ,  $kdP$  звена 0. Наименьшее отклонение достигается в точке  $kQ_0=0,13$ ,  $kdP_0=0,25$ . Максимальный полный к.п.д. гидросистемы – 47,94 % достигается при  $kQ_0=0,19$ ,  $kdP_0=0,27$  (рис. 7.39). Максимальный коэффициент эффективности –  $K_{эфф}=1,239$  соответствует точке  $kQ_0=0,16$ ,  $kdP_0=0,22$  (рис. 7.40), при этом полный к.п.д. гидросистемы  $K_{ф}=47,57$  %, а суммарное отклонение  $S_B=38,382$  %. Так как максимальное значение  $K_{эфф}$  при минимальном  $S_B$  и максимальном  $K_{ф}$  можно достичь, варьируя диаметры штуцеров – звеньев 3 и 4 совместно с корректировочными коэффициентами  $kQ$  и  $kdP$ , то назревает необходимость в комплексной оптимизации ТГС посредством подбора диаметров штуцеров и коэффициентов  $kQ$ ,  $kdP$  для КНС (или АСГ), соответствующих максимальному  $K_{эфф}$ .

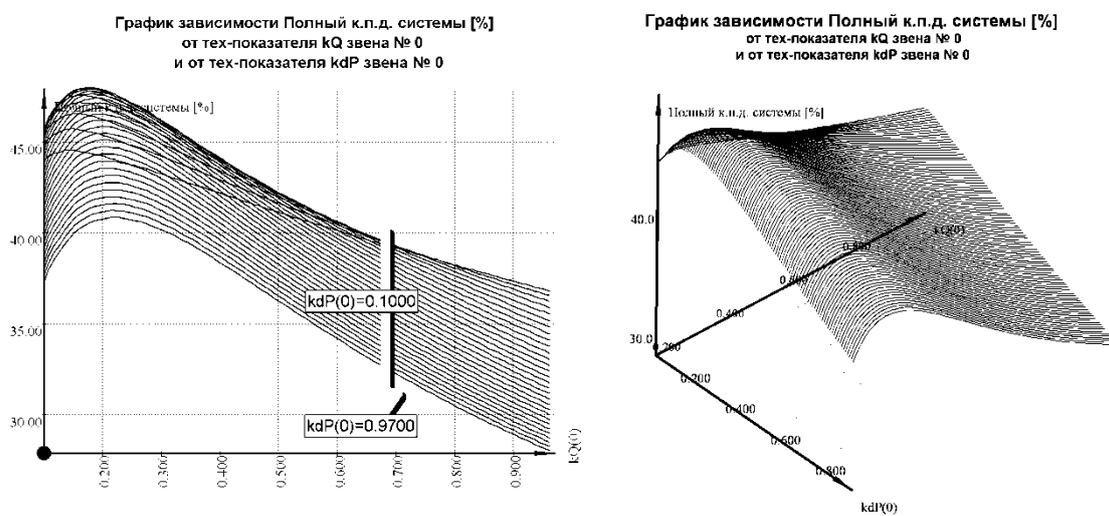


Рис. 7.39. Зависимость  $K_{ф}(kQ_0, kdP_0)$

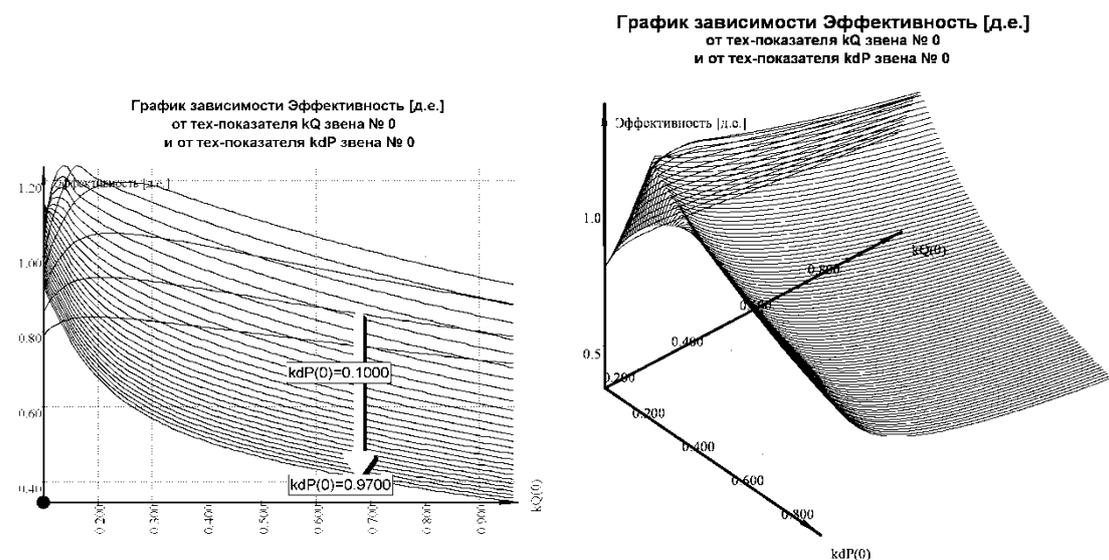


Рис. 7.40. Зависимость  $K_{эфф}(kQ_0, kdP_0)$

В заключение отметим, что характер влияния выбранных тех-показателей на гидропараметры и комплексные показатели ТГС, обуславливается не только звеньями, в которых тех-показатели изменяются, но и порядком соединения звеньев, т.е. структурой ТГС. Например, гидравлическое взаимовлияние одного штуцера на другой (в случае, когда они находятся в непосредственной структурной близости, т.е. соединены одним звеном) могут иметь практически одинаковый характер. Это объясняется близкими гидравлическими сопротивлениями в трубах (звенья 9 и 8) НКТ, ЗВС и эксплуатационных колоннах скважин (звенья 5 и 2), структурно соединенных последовательно с рассматриваемыми штуцерами. Различия в рассматриваемых зависимостях могут возникать из-за различия в коэффициентах приемистости, длин и шероховатостей НКТ, утечек и т.п.

Из приведенного анализа видно, что форма зависимостей между диаметрами штуцеров и расходами при прочих равных параметрах объектов взаимосвязана со структурой и свойствами всех устройств, входящих в ТГС. Иначе говоря, приведенные зависимости могли бы иметь другие числовые выражения по оси расходов, если бы тех-показатели звеньев, неизменяемых в ходе расчета РК (прочих констант) имели другие значения, например, при изменении коэффициентов приемистостей скважин, стоящих по схеме за рассматриваемыми штуцерами, или при изменении структуры или характеристик АСГ на КНС (количества, типа и производительности АСГ) и т.д.

Однако в ходе анализа выяснено, что одномерные функции, отражающие взаимосвязь между объемным расходом какого-либо звена и диаметром какого-либо штуцера, имеют схожую форму, а числовая ось на отрезке  $0-d_{max}$  может быть разделена на три основные зоны по характеру влияния изменения диаметра. Эти одномерные функции и являются образующими при формировании поверхностей для случая изменения диаметров двух звеньев и для общего  $N$ -мерного случая. Примечание: здесь не рассматривались варианты, когда диаметр штуцера превышает диаметр трубопровода. В этом случае рассмотренные кривые (рис. 7.19–а, 7.25, 7.29) после автомодельного участка (3 зона) будут загибаться вниз вследствие роста гидравлического сопротивления на расширение потока.

Как видно из рассмотренных примеров, зависимости расхода, перепада давления, температуры, к.п.д. и т.п. от диаметров штуцеров и коэффициентов  $kQ$ ,  $kdP$  имеют сложный и практически непредсказуемый (без использования модели) характер. Изменяя диаметр хотя бы одного штуцера, мы видим, что изменяются расходы и давления по всей гидросистеме. И, наконец, зависимость расхода в штуцере, а следовательно и в скважине от его диаметра имеет так же сложный характер, потому что включает в себя воздействие на него всей системы. Эти кривые отражают «мягкость» воздействия изменения тех-показателей на гидравлические параметры по-

тока в элементах ТГС в целом и в частности на гидропараметры изменяемого элемента (звена).

Далее мы остановимся на анализе методов поиска оптимального состояния технической части систем ППД.

### 7.3. Поиск оптимального состояния технической гидросистемы

С точки зрения цели оптимизации систем ППД и в зависимости от способов выбора оптимального состояния называет три формализации проблемы поиска этого состояния.

1. Поиск таких значений тех-показателей, при которых коэффициент отклонения  $S_g \rightarrow \min$  – **технологическая оптимизация**. Это условие оптимальности описывает соответствие режимов нагнетательных скважин номинальным значениям, заданным по технологии заводнения.

2. Поиск таких значений тех-показателей, при которых полный к.п.д. гидросистемы  $K_\phi \rightarrow \max$  – **техническая оптимизация**. Это условие оптимальности описывает оптимальную эксплуатационную характеристику ТГС.

3. Поиск таких значений тех-показателей, при которых коэффициент эффективности  $K_{эфф} \rightarrow \max$  (т.е.  $K_\phi \rightarrow \max$  и  $S_g \rightarrow \min$ ) – **технологическая оптимизация**. Данное условие оптимальности связывает соответствие технологии заводнения с максимизацией полного к.п.д. системы.

В зависимости от поставленной цели (1, 2 или 3) и способов оптимизации математическое решение будет различным. Под способом оптимизации будем понимать средства к достижению цели оптимизации: выбор группы тех-показателей элементов ТГС, с помощью варьирования которых может быть достигнуто оптимальное состояние. Например, этими тех-показателями могут быть диаметры штуцеров, коэффициенты коррекции гидравлической характеристики КНС, и/или АСГ.

#### **Определение технических показателей устройств по управлению потоком, соответствующих требуемым гидравлическим режимам**

Здесь автором предлагается метод оптимизации режима гидросистем ППД посредством автоматизированного комплексного изменения тех-показателей: диаметров штуцеров, исходя из условия максимального достижения заданных приемистостей по всем скважинам. Данная задача соответствует технологической оптимизации и может быть решена на основе использования функций регулировочных кривых  $Q_{ci}(d_0, d_1, \dots, d_i, \dots, d_{N-1})$ , где  $N$  – количество штуцеров равно количеству нагнетательных скважин,  $Q_{ci}$  – объемный расход в штуцере-звене  $i$ ,  $d_i$  – диаметр штуцера-звена  $i$ .

Как упоминалось ранее, на основании результатов моделирования всех комбинаций  $S$  диаметров, мы можем построить такие зависимости, где в качестве аргументов будут выступать диаметры любого из рассматриваемых штуцеров, а в качестве функции – расход или давление любого звена или узла.

С точки зрения поставленной задачи оптимизации, предыдущий анализ РК имеет прямое отношение к определению набора диаметров штуцеров, соответствующих номинальным приемистостям  $Q_n$  нагнетательных скважин, структурно связанных со штуцерами. В предыдущих примерах рассматривались только два штуцера, диаметры которых при построении зависимостей изменялись. Отсюда и вытекает возможность получения достаточного количества  $P$  значений диаметра, при котором построение РК и поверхностей стало реальным. Как уже отмечалось, на практике величина  $P$  ограничивается возможностями компьютерной техники. Поэтому значение  $P$  должно быть минимально возможным, т.е. количество пересчета РК должно быть сведено к минимуму.

Задача поиска диаметров  $N$  штуцеров для соблюдения равенства текущих приемистостей  $N$  нагнетательных скважин сводится к системе нелинейных уравнений вида

$$\left\{ \begin{array}{l} Q_{S_0}(d_{S_0}, d_{S_1}, \dots, d_{S_k}, \dots, d_{S_{N-1}}) = Q_{S_0}^o \\ Q_{S_1}(d_{S_0}, d_{S_1}, \dots, d_{S_k}, \dots, d_{S_{N-1}}) = Q_{S_1}^o \\ \vdots \\ Q_{S_k}(d_{S_0}, d_{S_1}, \dots, d_{S_k}, \dots, d_{S_{N-1}}) = Q_{S_k}^o \\ \vdots \\ Q_{S_{N-1}}(d_{S_0}, d_{S_1}, \dots, d_{S_k}, \dots, d_{S_{N-1}}) = Q_{S_{N-1}}^o \end{array} \right. , \quad (7.4)$$

где  $S$  – множество с номерами, звеньев соответствующих скважинам или структурно (линейно) соединенным с ними штуцерам;

$Q_{S_k}^o$  – значение заданной по технологии заводнения приемистости скважины и расхода в линейно-связанном с ней штуцером-звеном –  $S_k$ (номинальный расход);

$k$  – номер элемента в множестве  $S$ ;

$N$  – количество элементов множества  $S$ , т.е. скважин равно количеству штуцеров;

$Q_{S_k}(d_{S_0}, d_{S_1}, \dots, d_{S_k}, \dots, d_{S_{N-1}})$  – функции РК, соответствующие зависимостям объемного расхода в скважинах от диаметров штуцеров линейно-связанных с ними (здесь и далее значения функции  $Q_{S_k}$  равны гидрорасходу звена  $S_k$  –  $Q_{S_k}$ ).

Примечание: линейно-связанными являются звенья последовательно соединенные друг с другом, между которыми нет дополнительных подключений, т.е. других звеньев.

Систему (7.4) методом Ньютона для СНАУ решить невозможно, так как функции  $Q_{S_k}(d_{S_0}, d_{S_1}, \dots, d_{S_k}, \dots, d_{S_{N-1}})$  не определяются на всей числовой оси. Поэтому для решения (7.4) можно использовать метод «адаптивной линеаризации» предложенный в разделе 4.4 при начальном приближении  $d_{S_k}^{I=0} = \frac{d_{max} - d_{min}}{2}$ . На рис. 7.41 показан пример сходимости, для случая поиска диаметров двух штуцеров – звеньев 3 и 4 (рис. 7.18), соответствующих заданным номинальным приемистостям. Так как штуцеры находятся в линейной структурной связи (соединены последовательно) со скважинами, то функции в (7.4) соответствуют регулировочным кривым:

$$Q_{S_0}(d_{S_0}, d_{S_1}) = Qc_3(d_3, d_4), \quad Q_{S_1}(d_{S_0}, d_{S_1}) = Qc_4(d_3, d_4) \quad (7.5)$$

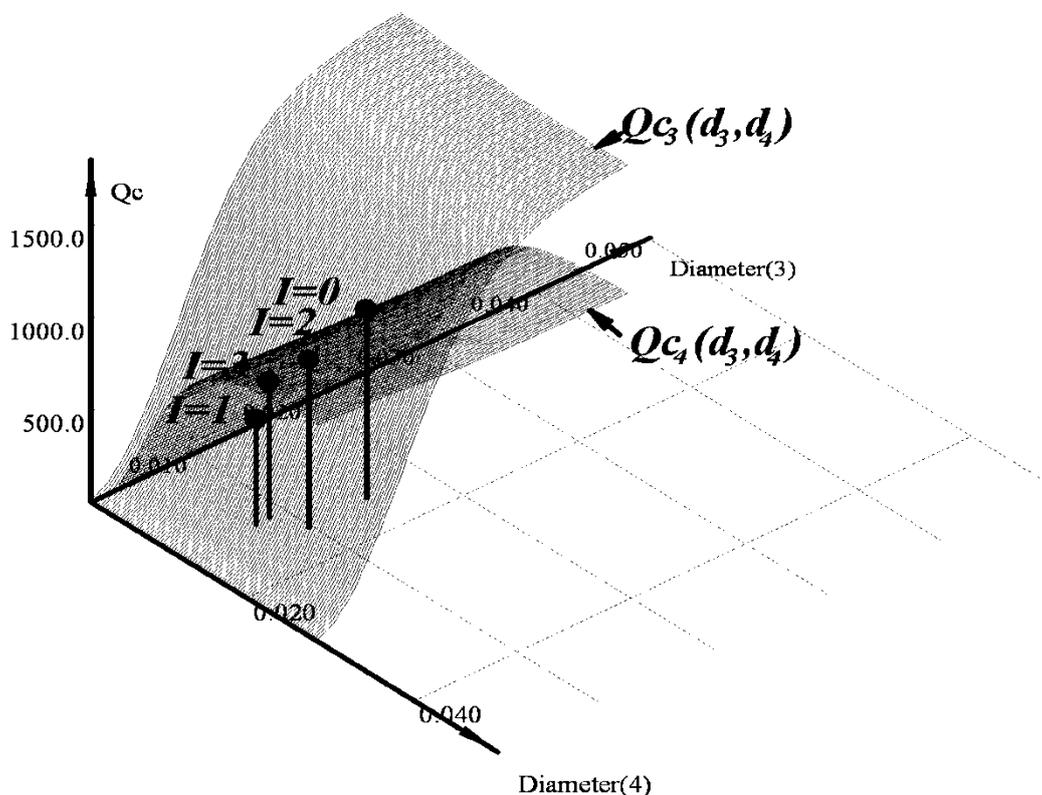


Рис. 7.41. Пример сходимости процесса расчета  $d_{S_0=3}$  и  $d_{S_1=4}$

при  $Q_{S_0=3}^o = 700 \text{ м}^3/\text{сут}$  и  $Q_{S_0=4}^o = 900 \text{ м}^3/\text{сут}$

На рис. 7.41 точками показаны пересечения лучей, соответствующих текущему приближению, с поверхностью  $Qc_3(d_3, d_4)$ . В завершении процесса последовательных приближений имеем  $d_3=0,00831 \text{ м}$ ,  $d_4=0,0119 \text{ м}$ , при этом получены объемные расходы в штуцерах, соответствующие приемистостям скважин –  $Qc_3=698,4 \text{ м}^3/\text{сут}$  и  $Qc_4=900,0 \text{ м}^3/\text{сут}$ , что является удовлетворительным требуемой точности.

Для определения на текущей итерации  $I$  нового приближения необходимо решения СЛАУ, представленной в матричном виде

$$J \cdot D - C = 0,$$

где  $D$  – вектор неизвестных приращений диаметров;  $C$  – вектор текущих значений функций  $Q_{S_k}(d_{S_0}^I, d_{S_1}^I, \dots, d_{S_k}^I, \dots, d_{S_{N-1}}^I)$ ;  $J$  – матрица Якобиан, составленная из коэффициентов наклона прямых, аппроксимирующих в точке текущих приближений –  $d_{S_k}^I$  частные производные согласно текущему значению  $H^I$ :

$$J_{(k,j)} = \frac{\partial Q_{S_k}(d_{S_0}^I, d_{S_1}^I, \dots, d_{S_k}^I, \dots, d_{S_{N-1}}^I)}{\partial d_{S_j}^I} \approx \frac{Q_{S_k}(d_{S_0}^I, d_{S_1}^I, \dots, d_{S_j}^I + H, \dots, d_{S_{N-1}}^I) - Q_{S_k}(d_{S_0}^I, d_{S_1}^I, \dots, d_{S_j}^I - H, \dots, d_{S_{N-1}}^I)}{2H}, \quad (7.6)$$

где  $k$  – номер строки, а  $j$  – номер столбца. После решения (7.5) новое приближение определяется следующим образом

$$d_{S_k}^{I+1} = d_{S_k}^I + D_k.$$

Значение  $H$  после решения (7.5) пересчитывается

$$H^{I+1} = \frac{H^I}{1.5}.$$

Для достижения большей устойчивости сходимости коэффициент 1.5 можно заменить значением 1.2. Как показал опыт, описанный метод хорошо сходится при данном коэффициенте со значением 2.3.

Естественно такого рода решение задачи технологической оптимизации исключает количество подбираемых штуцеров не равное количеству нагнетательных скважин. Однако если есть необходимость в подборе штуцеров в каких-либо участках ТГС для установления требуемого расхода, то описанное решение может быть применено без учета связи со скважинами. Т.е. применение рассмотренного решения может применяться для любых условий, когда необходимо в определенных участках моделируемой ТГС установить требуемый расход жидкости посредством дросселирования потока в этих же участках.

### **Определение оптимального состояния насосных агрегатов и устройств по управлению потоком**

Рассматриваемому здесь вопросу посвящено множество работ, направленных на решение подобных задач, связанных с поиском оптимального состояния сложных систем в различных отраслях энергетики [47, 77, 80, 106]. Так как системы ППД имеют ряд особенностей в эксплуатации и управлении, которые связаны, прежде всего, гидравлической взаимосвязью с ГПП, здесь будет рассмотрен сугубо отраслевой аспект применения МТГС для поиска оптимального состояния систем ППД.

Основным способом к изменению состояния ТГС является изменение тех-показателей ее элементов, которые можно подобрать некоторым

образом так, что работа системы: распределение гидропараметров в ее элементах будет соответствовать определенным условиям.

Ранее в работах [132, 161] предлагалось находить комплексный оптимум посредством решения задачи нелинейного программирования вида

$$\left\{ \begin{array}{l} Q_{S_0}(d_{S_0}, \dots, d_{S_k}, \dots, d_{S_{N-1}}, kQ_{P_0}, \dots, kQ_{P_j}, \dots, kQ_{P_{M-1}}, kdP_{P_0}, \dots, kdP_{P_j}, \dots, kdP_{P_{M-1}}) \in \\ \in [Q_{S_0}^o - Q_{S_0}^o \cdot \delta, Q_{S_0}^o + \delta \cdot Q_{S_0}^o] \\ Q_{S_1}(d_{S_0}, \dots, d_{S_k}, \dots, d_{S_{N-1}}, kQ_{P_0}, \dots, kQ_{P_j}, \dots, kQ_{P_{M-1}}, kdP_{P_0}, \dots, kdP_{P_j}, \dots, kdP_{P_{M-1}}) \in \\ \in [Q_{S_1}^o - Q_{S_1}^o \cdot \delta, Q_{S_1}^o + \delta \cdot Q_{S_1}^o] \\ \vdots \\ Q_{S_k}(d_{S_0}, \dots, d_{S_k}, \dots, d_{S_{N-1}}, kQ_{P_0}, \dots, kQ_{P_j}, \dots, kQ_{P_{M-1}}, kdP_{P_0}, \dots, kdP_{P_j}, \dots, kdP_{P_{M-1}}) \in \\ \in [Q_{S_k}^o - Q_{S_k}^o \cdot \delta, Q_{S_k}^o + \delta \cdot Q_{S_k}^o] \\ \vdots \\ Q_{S_{N-1}}(d_{S_0}, \dots, d_{S_k}, \dots, d_{S_{N-1}}, kQ_{P_0}, \dots, kQ_{P_j}, \dots, kQ_{P_{M-1}}, kdP_{P_0}, \dots, kdP_{P_j}, \dots, kdP_{P_{M-1}}) \in \\ \in [Q_{S_{N-1}}^o - Q_{S_{N-1}}^o \cdot \delta, Q_{S_{N-1}}^o + \delta \cdot Q_{S_{N-1}}^o] \\ K_\phi(d_{S_0}, \dots, d_{S_k}, \dots, d_{S_{N-1}}, kQ_{P_0}, \dots, kQ_{P_j}, \dots, kQ_{P_{M-1}}, kdP_{P_0}, \dots, kdP_{P_j}, \dots, kdP_{P_{M-1}}) \rightarrow \max \end{array} \right. \quad (7.7)$$

где

$P$  – множество с номерами звеньев – АСГ;

$S$  – множество с номерами звеньев – штуцеров;

$M$  – количество АСГ в системе;

$N$  – количество скважин или соответствующих им штуцеров;

$kQ, kdP$  – коэффициенты коррекции гидравлических характеристик АСГ;

$k$  – индекс штуцера во множестве  $S$ ;

$j$  – индекс АСГ во множестве  $P$ , в котором аналогично  $S$  занесены номера звеньев – АСГ;

$Q_{S_k}(d_{S_0}, \dots, d_{S_k}, \dots, d_{S_{N-1}}, kQ_{P_0}, \dots, kQ_{P_j}, \dots, kQ_{P_{M-1}}, kdP_{P_0}, \dots, kdP_{P_j}, \dots, kdP_{P_{M-1}})$  – функции, описывающие регулировочные кривые, зависимости расхода звена  $S_k$  от тех-показателей штуцеров и АСГ гидросистемы ( $d, kQ$  и  $kdP$ );

$K_\phi(d_{S_0}, \dots, d_{S_k}, \dots, d_{S_{N-1}}, kQ_{P_0}, \dots, kQ_{P_j}, \dots, kQ_{P_{M-1}}, kdP_{P_0}, \dots, kdP_{P_j}, \dots, kdP_{P_{M-1}})$  – функция, описывающая регулировочную кривую, зависимости полного к.п.д. гидросистемы от тех-показателей гидросистемы.

Как показал опыт, решение (7.7) является не эффективным с точки зрения скорости расчета, так как задача поиска минимума осложняется тем, что функционал –

$K_{\phi}(d_{S_0}, \dots, d_{S_k}, \dots, d_{S_{N-1}}, kQ_{P_0}, \dots, kQ_{P_j}, \dots, kQ_{P_{M-1}}, kdP_{P_0}, \dots, kdP_{P_j}, \dots, kdP_{P_{M-1}})$  имеет область определения ограниченную поверхностями –

$$Q_{S_k}(d_{S_0}, \dots, d_{S_k}, \dots, d_{S_{N-1}}, kQ_{P_0}, \dots, kQ_{P_j}, \dots, kQ_{P_{M-1}}, kdP_{P_0}, \dots, kdP_{P_j}, \dots, kdP_{P_{M-1}}). \quad (7.8)$$

Поэтому здесь предлагается более простая постановка задачи и эффективный метод ее решения: технико-технологической оптимизации, посредством нахождения максимума функции зависимости коэффициента эффективности –  $K_{эфф}$  от тех-показателей выбранных в качестве способа оптимизации. В частности остановимся на том, что в качестве регулирующих тех-показателей будут диаметры штуцеров и коэффициенты коррекции гидравлических характеристик КНС и/или АСГ.

Таким образом, задача технико-технологической оптимизации сводится к поиску максимума  $(N+2M)$ -мерной функции

$$K_{эфф}(d_{S_0}, \dots, d_{S_k}, \dots, d_{S_{N-1}}, kQ_{P_0}, \dots, kQ_{P_j}, \dots, kQ_{P_{M-1}}, kdP_{P_0}, \dots, kdP_{P_j}, \dots, kdP_{P_{M-1}}) \quad (7.9)$$

при ограничении области определения аргументов  $d_{S_k} \in [d_{min}, d_{max}]$ ,  $kQ_{P_j} \in [kQ_{min}, kQ_{max}]$  и  $kdP_{P_j} \in [kdP_{min}, kdP_{max}]$ , где  $d_{min}=0,001$  м;  $d_{max}=0,050$  м;  $kQ_{min}=0,1$ ;  $kQ_{max}=10$ ;  $kdP_{min}=0,1$ ;  $kdP_{max}=10$ .

Для формирования более четкого описания аргументы целевой функции необходимо нормировать:

$$\bar{d}_{S_k} = \frac{d_{S_k} - d_{min}}{d_{max} - d_{min}}, \bar{kQ}_{P_j} = \frac{kQ_{P_j} - kQ_{min}}{kQ_{max} - kQ_{min}}, \bar{kdP}_{P_j} = \frac{kdP_{P_j} - kdP_{min}}{kdP_{max} - kdP_{min}}$$

Таким образом, искомый оптимум достигается решением

$$\bar{K}_{эфф} \left( \begin{array}{l} \bar{d}_{S_0}, \dots, \bar{d}_{S_k}, \dots, \bar{d}_{S_{N-1}}, \\ \bar{kQ}_{P_0}, \dots, \bar{kQ}_{P_j}, \dots, \bar{kQ}_{P_{M-1}}, \\ \bar{kdP}_{P_0}, \dots, \bar{kdP}_{P_j}, \dots, \bar{kdP}_{P_{M-1}} \end{array} \right) \rightarrow \max, \quad (7.10)$$

или

$$\frac{1}{\bar{K}_{эфф} \left( \begin{array}{l} \bar{d}_{S_0}, \dots, \bar{d}_{S_k}, \dots, \bar{d}_{S_{N-1}}, \\ \bar{kQ}_{P_0}, \dots, \bar{kQ}_{P_j}, \dots, \bar{kQ}_{P_{M-1}}, \\ \bar{kdP}_{P_0}, \dots, \bar{kdP}_{P_j}, \dots, \bar{kdP}_{P_{M-1}} \end{array} \right)} \rightarrow \min. \quad (7.11)$$

Здесь следует сделать некоторое уточнение: предполагается, что коэффициенты  $kQ$  и  $kdP$ , корректирующие гидравлическую характеристику АСГ изменяют также кривые потребляемой мощности и к.п.д. В частности кривая зависимости к.п.д. от расхода жидкости изменяется следующим образом

$$\eta'(q) = \eta(q \cdot kQ), \quad (7.12)$$

где  $\eta'(q)$  – модифицированная кривая зависимости измененного к.п.д. АСГ;

$\eta(q)$  – известная кривая зависимости к.п.д. АСГ (например, завода-изготовителя).

Кривая потребляемой электрической мощности модифицируется следующим образом

$$N'_9(q) = N_9(q \cdot kQ) \cdot kQ \cdot kdP, \quad (7.13)$$

где  $N'_9(q)$  – модифицированная кривая зависимости потребляемой электрической мощности АСГ;

$N_9(q)$  – известная кривая зависимости потребляемой электрической мощности АСГ (например, завода-изготовителя).

Иначе модифицированную потребляемую электрическую мощность можно вычислить согласно известным функциям –  $\eta'(q)$  и гидравлической характеристики –  $f'_{АСГ}(q) = kdP \cdot f_{АСГ}(q \cdot kQ)$ :

$$N'_9(q) = \frac{f'_{АСГ}(q)q}{\eta'(q)} = \frac{kdP \cdot f_{АСГ}(q \cdot kQ)}{\eta(q \cdot kQ)}. \quad (7.14)$$

Также важно отметить допущение, согласно которому предполагается, что к.п.д. АСГ не зависит от коэффициента  $kdP$ . Это вполне правомерно, так как при последовательной установке АСГ<sub>СТР</sub> или установке дополнительных секций совместный к.п.д. такой системы слабо меняется при работе на оптимальном режиме. Так как предполагается искать корректирующие коэффициенты исходя из взаимодействия АСГ, этот оптимальный режим также будет отыскиваться при решении (7.10–7.11).

Для решения (7.10) или (7.11) придется постоянно решать задачу потокораспределения или комплексного потокораспределения для поиска значений целевой функции при текущих приближениях аргументов. В ПРК Hydra'Sym скорость расчета потокораспределения для ТГС с количеством звеньев около 1500 составляет 1,5 с, поэтому поиск минимума или максимума целевой функции составляет порядка 1–4 часов, что в принципе, является приемлемым для задач такой сложности.

Методы решения задач (7.10) или (7.11) относятся к методам нелинейного программирования, а наиболее эффективным для описываемой задачи в плане стабильности и скорости решения является метод **L-BFGS**. Большинство методов оптимизации (поиска минимума или максимума целевой функции) основаны на методе Ньютона. Этот классический метод, в курсе по методам оптимизации обычно идет первым, и послужил основой для создания целого ряда близких ему по сути методов, представителем которых является и метод **L-BFGS**. Классический метод Ньютона использует Гессиан функции. Шаг метода определяется произведением матрицы, обратной к Гессиану, на градиент функции. Если функция является положительно определенной квадратичной формой, то за один шаг данного метода отыскивается её минимум. В случае неопределенной квадратичной формы, у которой нет минимума, метод сойдется к седловой точке или к

максимуму. Т.е. фактически метод ищет стационарную точку квадратичной формы.

Описанная целевая функция не имеет квадратичной формы, но является гладкой в окрестностях минимума и достаточно хорошо описывается квадратичной формой, что достаточно для того, чтобы метод Ньютона (или его вариация) сошелся к минимуму. Однако метод Ньютона с тем же успехом он может сойтись к оказавшемуся рядом максимуму, совершив шаг в направлении возрастания функции вместо шага, уменьшающего значение функции. Модификации метода Ньютона решают эту проблему следующим образом: вместо Гессиана используется его положительно определенная аппроксимация. Если Гессиан положительно определен, то шаг совершается по методу Ньютона. Если Гессиан не определен, то перед совершением шага по методу Ньютона модифицируется Гессиан так, чтобы он был положительно определен. Суть данного подхода в том, что шаг всегда совершается в направлении убывания функции. В случае, когда Гессиан положительно определен, он используется для построения квадратичной аппроксимации поверхности, что ускоряет сходимость. Если Гессиан не определен, то движение совершается в направлении убывания функции каким-либо другим способом.

Основная идея *L-BFGS* схемы обновления гессиана состоит в следующем. Гессиан функции доступен не всегда, и гораздо чаще существует возможность вычислить только градиент функции. Поэтому здесь используется следующая схема работы: на основе  $n$  последовательных вычислений градиента строится Гессиан функции и совершается «Ньютоновский шаг». В данном методе используется BFGS-схема обновления, названная по первым буквам имен Broyden-Fletcher-Goldfarb-Shanno.

Существует специальная формула, позволяющая итеративно получать аппроксимацию Гессиана, причем на каждом шаге аппроксимирующая матрица остается положительно определенной. Таким образом, эта формула строит не сам Гессиан, а обратную к нему матрицу таким образом, чтобы не затрачивать время на ее обращение.

Буква – *L* в названии схемы происходит от слов «Limited memory» – ограниченная память. В случае больших размерностей целевой функции: количество шуцеров –  $N$  плюс количество АСГ –  $M$  умноженное на два –  $R=N+2M$ , объем памяти порядка  $R^2$ , требуемый для хранения гессиана, оказывается слишком большой вычислительной нагрузкой. Поэтому вместо использования  $R$  значений градиента для построения гессиана можно обойтись меньшим числом значений, позволяющим использовать объем памяти порядка  $R \times S$ . Обычно на практике  $S \in [3..10]$ , в наиболее сложных случаях можно увеличить эту константу до 25. В результате на каждом шаге –  $n$  получается не сам Гессиан, а его аппроксимация. Естественно, при этом замедляется процесс сходимости, т.е. растет количество итераций, но скорость в целом работы может увеличиться, за счет сокращения времени

на работу ЭВМ с памятью и вычислениями. Данный метод разрабатывался специально для поиска минимума целевых функций с очень большим числом аргументов (сотни и тысячи), так как именно в этом случае увеличение числа итераций, из-за пониженной точности аппроксимации Гессiana, полностью окупается снижением вычислительной нагрузки на его обновление.

Таблица №7.6

**Комплексные показатели оптимизированной гидросистемы  
(см. рис. 7.42)**

Величина	Ед.изм.	Значение
$N_{ц}$	кВт	343.49
$N_{ц0}$	кВт	59.77
$N_{н}$	кВт	550.68
$N_{с}$	кВт	302.2
$N_{г.н.}$	кВт	245.08
$N_{вх}$	кВт	17.36
$N_{вых}$	кВт	319.56
$N_{гео}$	кВт	282.5
$N_{вх0}$	кВт	17.36
$N_{вых0}$	кВт	35.84
$N_r$	кВт	179.66
$K_c$	%	63.03
$K_2$	д.е.	1.3
$K_{гс}$	%	58.64
<b><math>K_{ф}</math></b>	<b>%</b>	<b>37.57</b>
<b><math>K_{фг}</math></b>	<b>%</b>	<b>32.59</b>
<b><math>S_g</math></b>	<b>%</b>	<b>0.08</b>
<b><math>K_{эфф}</math></b>	<b>д.е.</b>	<b>464.75</b>
$\sum Q$	тыс.м <sup>3</sup> /сут	1.5

Градиент целевой функции (7.10–7.11) может быть вычислен только по разностной схеме, причем для повышения точности можно использовать «четырёхточечную формулу». Если учитывать ограничения области определения аргументов, то можно использовать алгоритм *L-BFGSB*.

К сожалению, в данной работе нет возможности привести детальное описание работы данного алгоритма, так как это является отдельным направлением вычислительной математики. Рассмотрим результаты оптимизации согласно решению задачи (7.10) на примере МТГС, отображенной на рис. 7.1, комплексные показатели которой до оптимизации отражены в табл. 7.1. В частности коэффициенты

$S_g$	%	148,7
$K_{эфф}$	д.е.	0,14



томатического подбора типоразмеров АСГ и структуры КНС пока остается открытой для будущих решений. Однако, согласно опыту автора данной работы, она не должна вызвать особых затруднений.

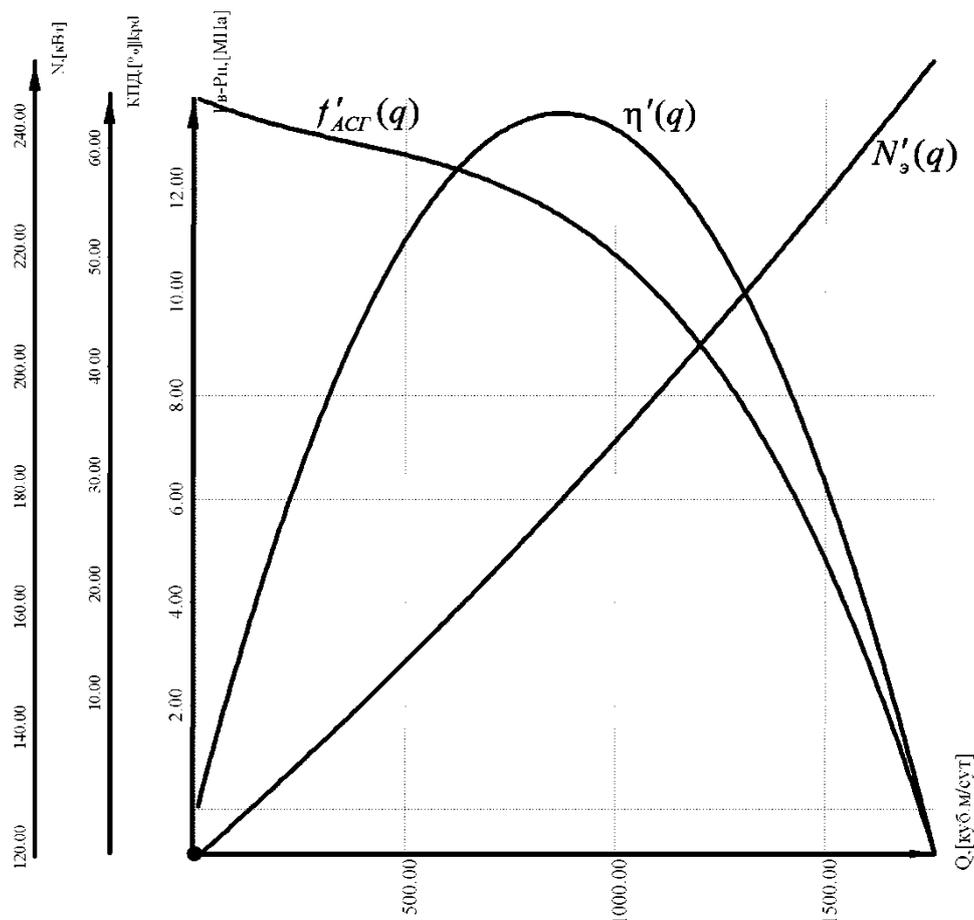


Рис. 7.43. Кривые гидравлических характеристик АСГ, полученные в результате оптимизации

Естественно точный подбор гидравлических характеристик АСГ, соответствующих найденным при оптимизации, невозможен. Поэтому придется обойтись лишь стремлением к максимально точному приближению. Таким образом, после нахождения тех-показателей  $d$ ,  $kQ$  и  $kdP$  остается только сменить диаметры штуцеров на найденные и подобрать насосные агрегаты в соответствии с найденными оптимальными характеристиками в реальной ТГС для достижения комплексного оптимума: максимизации к.п.д. системы и минимизации отклонений приемистостей нагнетательных скважин от требуемых по технологии заводнения.

В заключение данного раздела следует отметить, что в случае, когда предполагается оптимизировать ТГС, посредством корректирующих коэффициентов  $kQ$  и  $kdP$  одной КНС, характеристику которой возможно привести к одному АСГ с суммарной гидравлической характеристикой, то решение (7.10) или (7.11) можно свести к более простой задаче. В такой задаче предполагается наличие одного АСГ, т.е.  $M=1$ . При этом количество

искомых диаметров штуцеров –  $N$  может быть любым. Решение поиска оптимума сводится к прогонке целевой функции от двух аргументов –  $\bar{K}_{эфф} \left( \frac{\bar{k}Q_k}{kdP_k} \right)$ , где  $k$  – номер звена АСГ, объединяющего характеристику

КНС. При этом до расчета целевой функции решается задача (7.4) подбора штуцеров. Т.е. значения целевой функции при различных значениях аргументов всегда будут отражать состояние ТГС, соответствующее заданным номинальным расходам в нагнетательных скважинах. Таким образом, после расчета целевой функции, например, в интервале  $\bar{k}Q_k \in [0.1..1]$  и  $\bar{k}dP_k \in [0.1..1]$  с шагом 0.1 получим сеточную поверхность  $10 \times 10$  максимум которой можно найти методом простой прогонки. Для решения такой задачи в данном примере, если не учитывать тепловые процессы необходимо  $10 \times 10 \times I_d \cdot 2 \cdot N^2$  решений задачи потокораспределения, где  $N$  – количество штуцеров/нагнетательных скважин,  $I_d$  – количество итераций при решении (7.4),  $I_d \cdot 2 \cdot N^2$  – количество вычислений потокораспределения для решения (7.4). Если учитывать тепловые процессы, то количество вычислений составляет  $10 \times 10 \times J_T \cdot I_d \cdot 2 \cdot N^2$ , где  $J_T$  – количество итераций необходимое для расчета термораспределения. Например, для МТГС Северо-Покурского месторождения, состоящей из 1461 звена и 1415 узлов время расчета комплексного потокораспределения составляет 5 секунд (для ПК–AMD3200+), а время решения такой задачи при  $I_d \approx 4$ ,  $N=212$  равно  $5c \times 10 \times 10 \cdot 4 \cdot 2 \cdot 212^2 \approx 2080$  сут. Без учета тепловых процессов время расчета одного потокораспределения составляет примерно 0.7 с, а время расчета  $0.7c \times 10 \times 10 \cdot 4 \cdot 2 \cdot 212^2 \approx 291$  сут. Естественно это является не приемлемым, поэтому к решению задачи оптимизации в таком виде следует прибегать, например при  $N < 30$  (время расчета –  $0.7c \times 10 \times 10 \cdot 4 \cdot 2 \cdot 30^2 \approx 5.8$  сут) или для более малых по структуре МТГС без учета тепловых процессов. Стоит отметить, что для решения таких серьезных задач следует использовать специализированные ЭВМ.

#### **7.4. Особенности использования предлагаемой модели гидросистем продуктивных пластов**

В данном разделе рассматриваются примеры использования рассмотренной в четвертой главе модели ГПП посредством вычислительного эксперимента над моделью с различными условиями: учет формирования трещин, изменения проницаемости от давления, нарушения закона Дарси, вариации случайного распределения проницаемостей и т.п. в условиях работы нагнетательных и добывающих скважин в ограниченном пласте. Эксперименты будем ставить на пласте Б6 со средней АО= –2057 м и толщиной 9,8 м. Все скважины условно полагаем совершенными по степени и

характеру вскрытия. Рассмотрим наиболее простой пример расчета распределения ФЕС в модели ГПП участка пласта Бб без учета трещинообразования и изменения проницаемости от давления. В табл. 7.7. приведены исходные настройки модели.

Таблица №7.7

**Параметры модели ГПП без учета трещин и изменения проницаемости от давления**

Количество слоев	10
Анизотропия $-k^{(z)}/k^{(x,y)}$ , [д.е.]	0,13
Плотность нефти при $P_0$ , [кг/куб.м]	850
Плотность воды при $P_0$ , [кг/м <sup>3</sup> ]	990
Вязкость нефти при $P_0$ , [МПа·с]	2,3
Вязкость воды при $P_0$ , [МПа*с]	1
Сжимаемость нефти $-w^H$ , [1/ГПа]	3,4
Сжимаемость воды $-w^B$ , [1/ГПа]	1,2
Сжимаемость породы $-w^П$ , [1/ГПа]	0,085
Открытая пористость при начальных условиях $-m^{отк}$ , [%]	23
Нач.пластовое $P_0$ , [МПа]	20,4332
Начальная средняя нефтенасыщенность $-n^H$ , [д.е]	0
Средняя проницаемость $-k^{(x,y)}$ , [мД]	16,5–27,5
Коэфф. изменения проницаемости от давления $-n$ , [д.е.]	0,051
Учитывать изменение проницаемости от давления	Нет
Учитывать трещинообразование	Нет
Градиент разрыва по X $-gp_z^{(x)}$ , [МПа/м]	0,10
Градиент разрыва по Y $-gp_z^{(y)}$ , [МПа/м]	0,10
Градиент сдвига $dp_k^{6,H}$ , [МПа/м]	0,0001
Коэфф. расширения трещины $-A_1$ , [мм/д.е.]	10
Мин.толщина сомкнутой трещины $-A_0$ , [мм]	2
Проницаемость трещины $-k_{тр}$ , [мД]	50000
Коэфф. раскрытия трещины $-D$ , [1/МПа]	12
Учитывать нарушение закона Дарси	Нет
Коэфф.нелинейности $-φ$ , [д.е.]	-0.5
Критическое число $-Re$ , [д.е.]	5
Горное давление $P_r$ , [МПа]	20,4332
Вариация проницаемости по распределению Гаусса, [%]	50

На рис. 7.44 – а, б показана динамика расходов жидкости в стволах добывающей и нагнетательной скважины, выбранные в качестве граничных условий –  $Q(t)$  для данной модели. Проведя вычислительный эксперимент, получим динамику ФЕС: на рис. 7.45 показана зависимость забойного давления в добывающей и нагнетательной скважине от времени. Как

видно из рис. 7.46 – а забойное давление добывающей скважины снижается до времени 55 сут. Далее вследствие пуска нагнетательной скважины в момент  $t=50$  сут возмущение доходит до добывающей скважины, и забойное давление начинает расти с примерно равным отношением  $\frac{\Delta P_3}{\Delta t}$ . После снижения приемистости с  $t=160$  сут скорость роста забойного давления в добывающей скважине снижается.

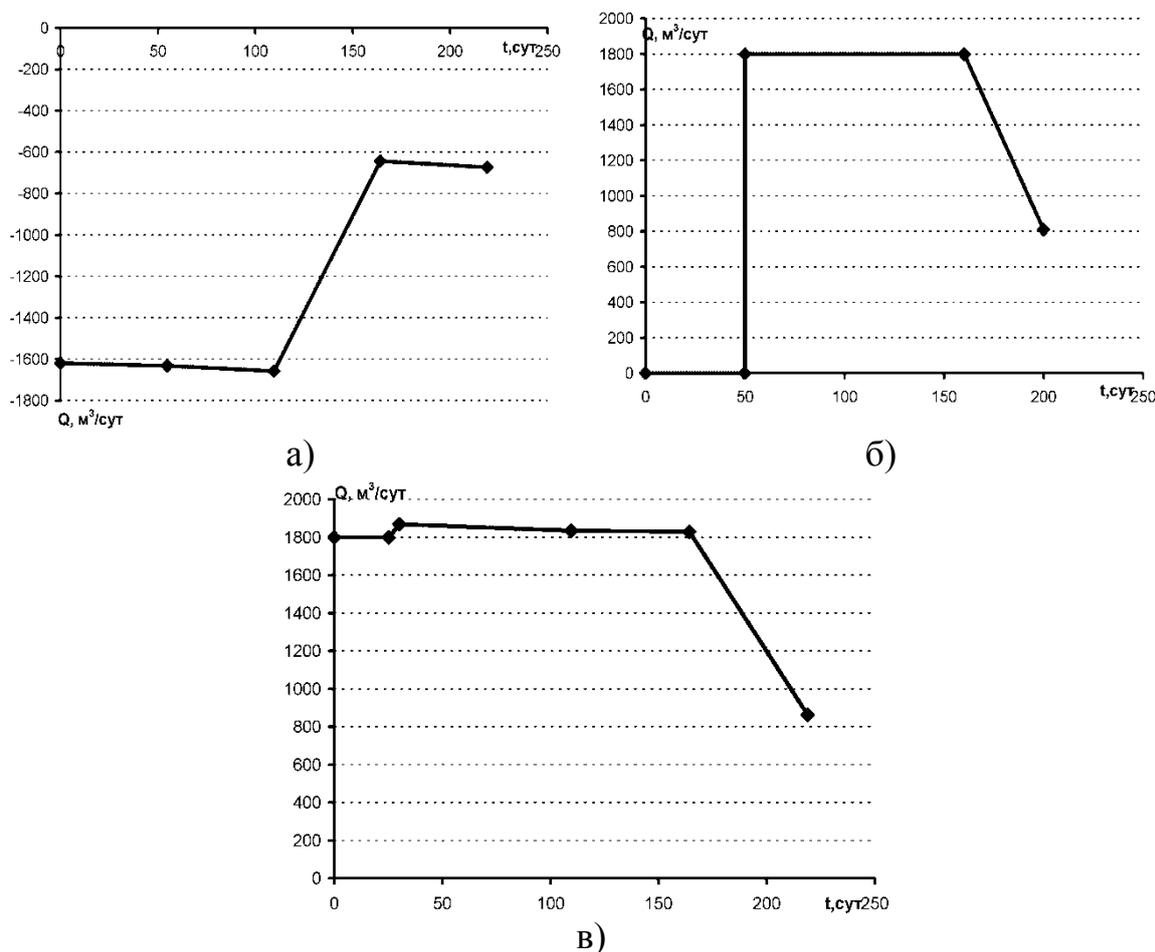
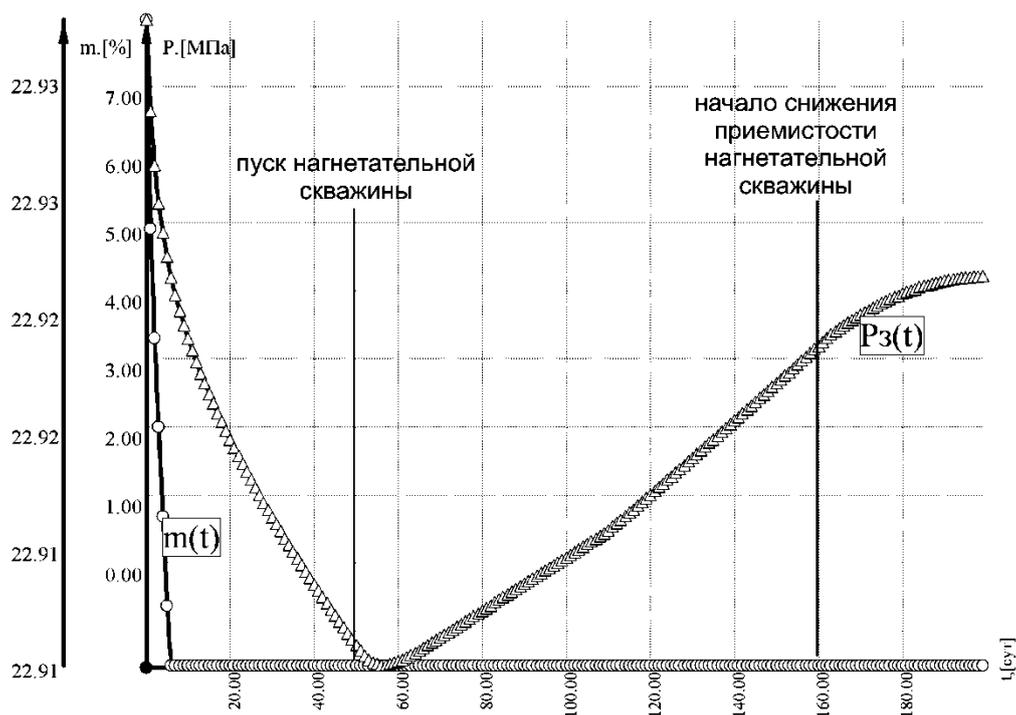


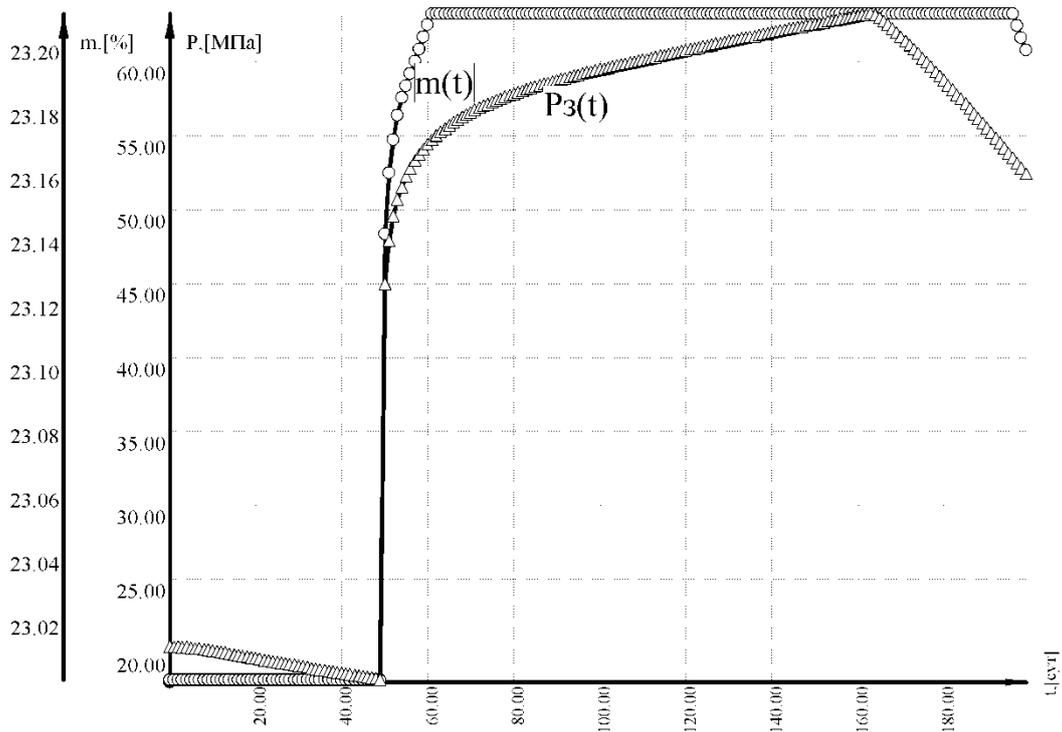
Рис. 7.44. Динамика дебита и приемистости добывающей и нагнетательной скважин: а – добывающая скважина; б – нагнетательная с пуском через 50 сут; в – нагнетательная работе от начала

Интервалы изменения давления на середине расстояния между скважинами значительно меньше, чем самих скважинах (см. рис. 7.47). Возмущение от нагнетательной скважины до точки пласта, соответствующей середине расстояния между скважинами, доходит раньше, чем до добывающей скважины –  $t=52$  сут. На рис.7.48/1, 2 показана динамика пластового давления и открытой пористости пласта в среднем слое –  $l=5$ . Как видно из распределения давления, вокруг скважин формируются все известные воронки депрессии и репрессии. Причем, вследствие того, что нагнетатель-

ная скважина работает с большим расходом и давлением, ее ЗВС имеет большой радиус.



а)



б)

Рис. 7.45. Динамика забойного давления: а – в добывающей; б – в нагнетательной скважине

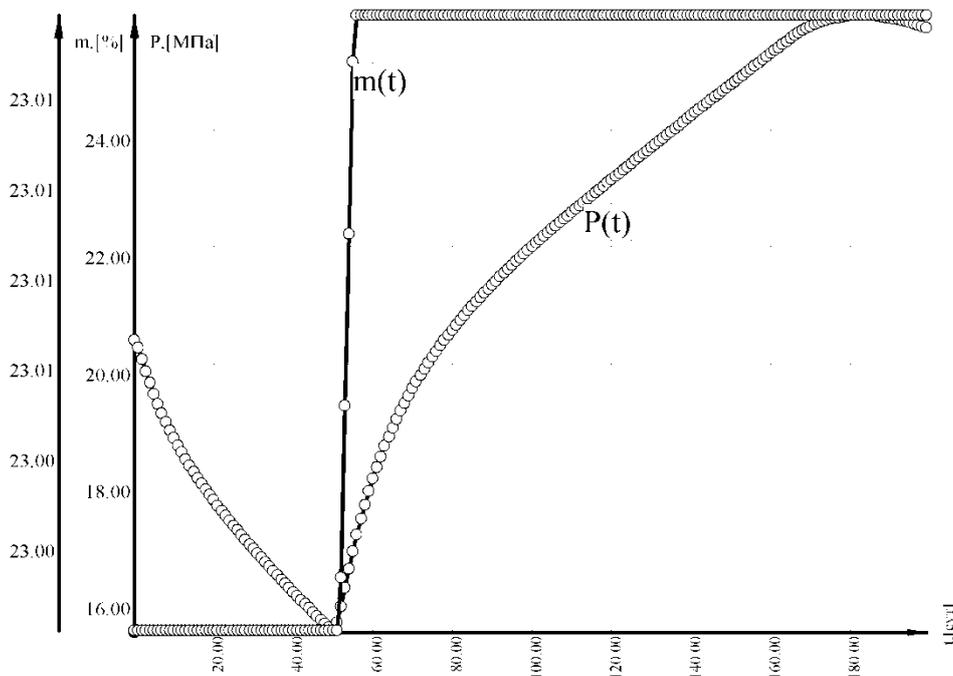


Рис. 7.46. Динамика давления на середине расстояния между скважинами

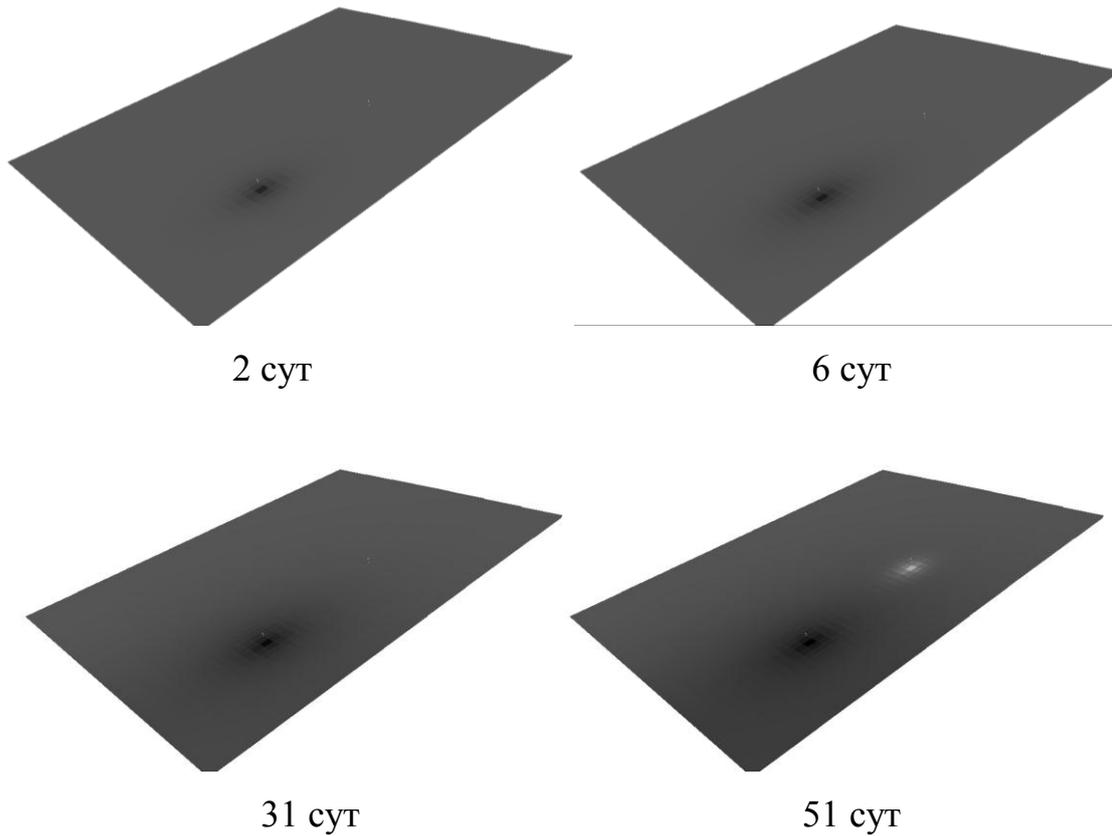


Рис. 7.47. Распределение пластового давления при работе нагнетательной и добывающей скважины в ограниченном пласте Б6 размером  $\approx 2000 \times 1000$  м (заливка по давлению): минимальное давление –  $P_{\min}=1.43$  МПа, максимальное давление –  $P_{\max}=57.9$  МПа; минимальная открытая пористость –  $m_{\min}^{\text{отк}}=22.91$  %, максимальная –  $m_{\max}^{\text{отк}}=23.21$  %

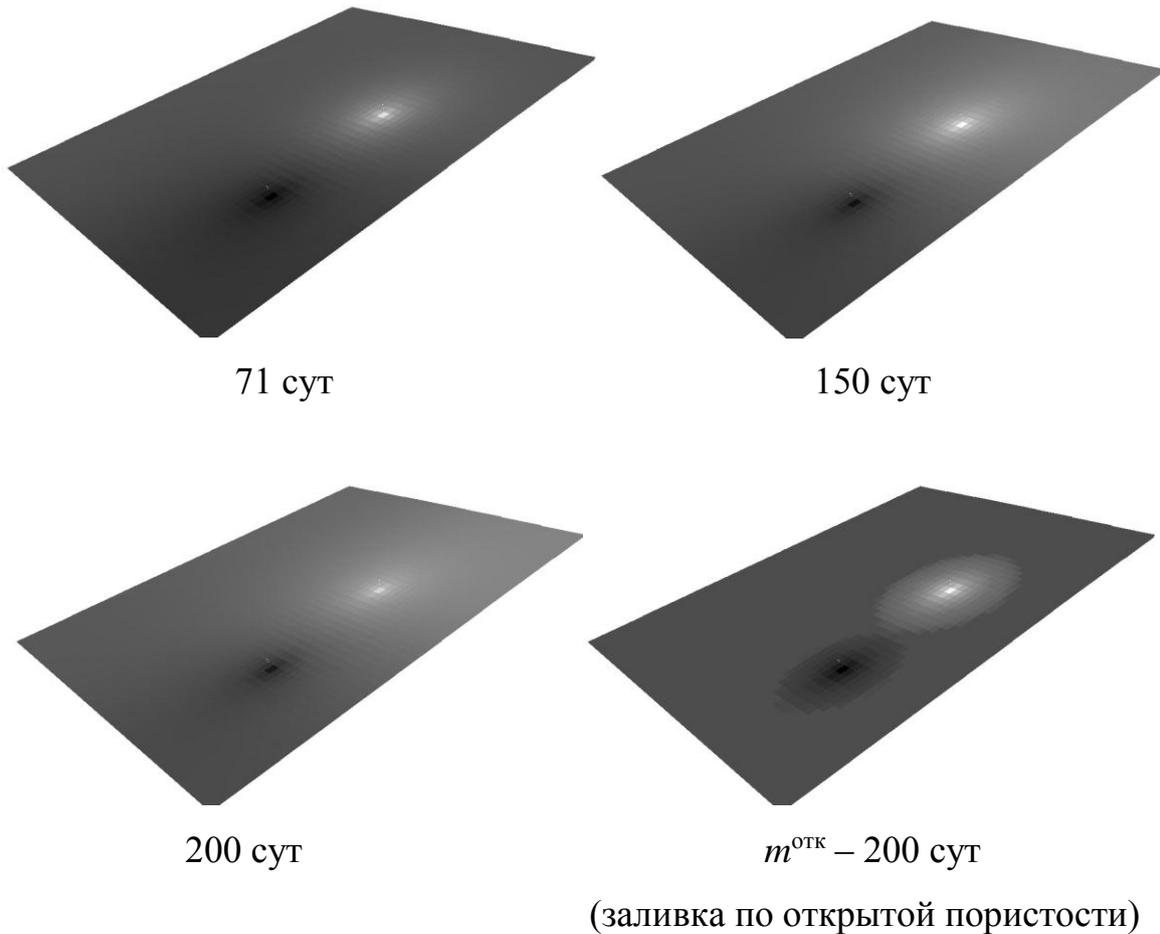


Рис. 7.48 Распределение давления при работе нагнетательной и добывающей скважины в ограниченном пласте Бб размером  $\approx 2000 \times 1000$  м

Рассмотрим модель ГПП с учетом развития трещин в ЗВС нагнетательной скважины для условий (табл. 7.7) и динамикой приемистости на рис. 7.44 – в. Показанная на рис. 7.49–7.50 динамика развития трещины в ЗВС нагнетательной скважины отражает постепенное развитие трещины в направлении осей  $X$  и  $Y$  в среднем слое –  $l=5$ . Так как вариация проницаемости составляет 50 % (от средней 18.5 мД) – 16.5–20,5 мД согласно нормальному распределению, то трещина описывается неоднородной сетью трещин, которая по мере работы скважины стремится стать однородной, что связано с невысоким значением проницаемости трещин –  $k_{\text{тр}}=50000$  мД. Вследствие того, что градиент разрыва выбран небольшим – 0.1 МПа/м, сеть трещин достаточно развита. При больших градиентах разрыва сеть трещин более компактна, и сформирована меньшим количеством, но крупных трещин. Последнее будет показано далее. При использовании модели ГПП с учетом трещинообразования следует иметь в виду, что приращение времени –  $\Delta t$  должно выбираться более малым, чем без

учета трещин, так как дискретное падение гидравлического сопротивления ячеек может привести к чрезмерному «биению» расчетных величин.

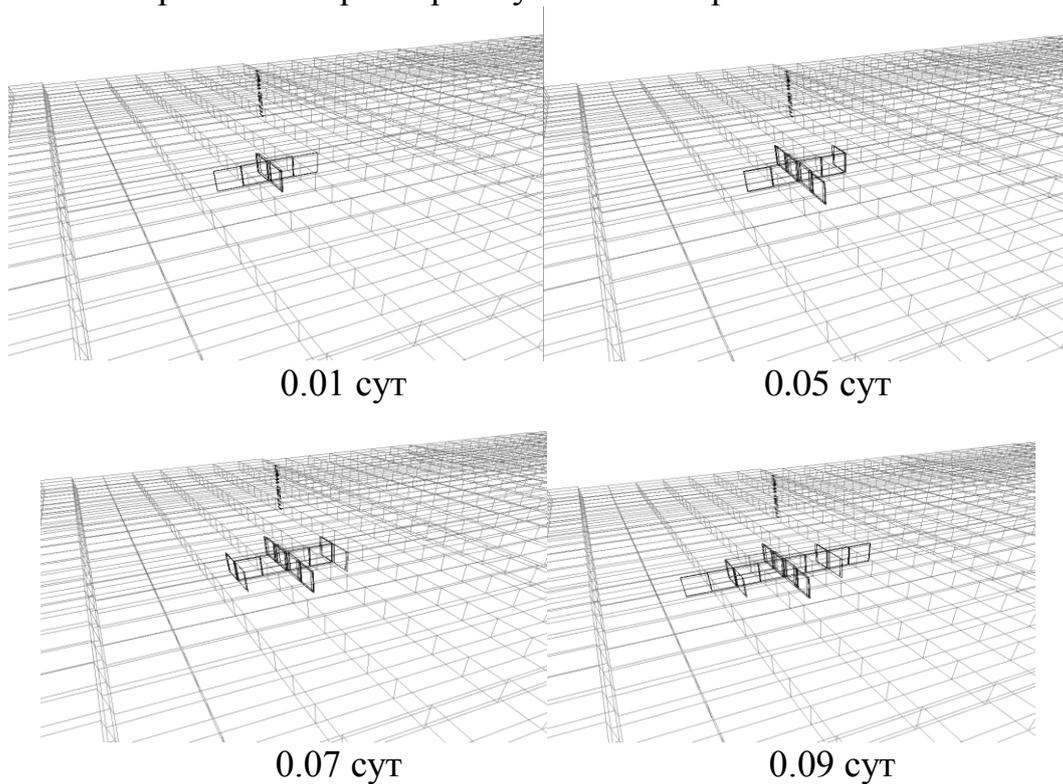


Рис. 7.49. Динамика распространения трещины в нагнетательной скважине с динамикой приемистости, ЗВС в сечении

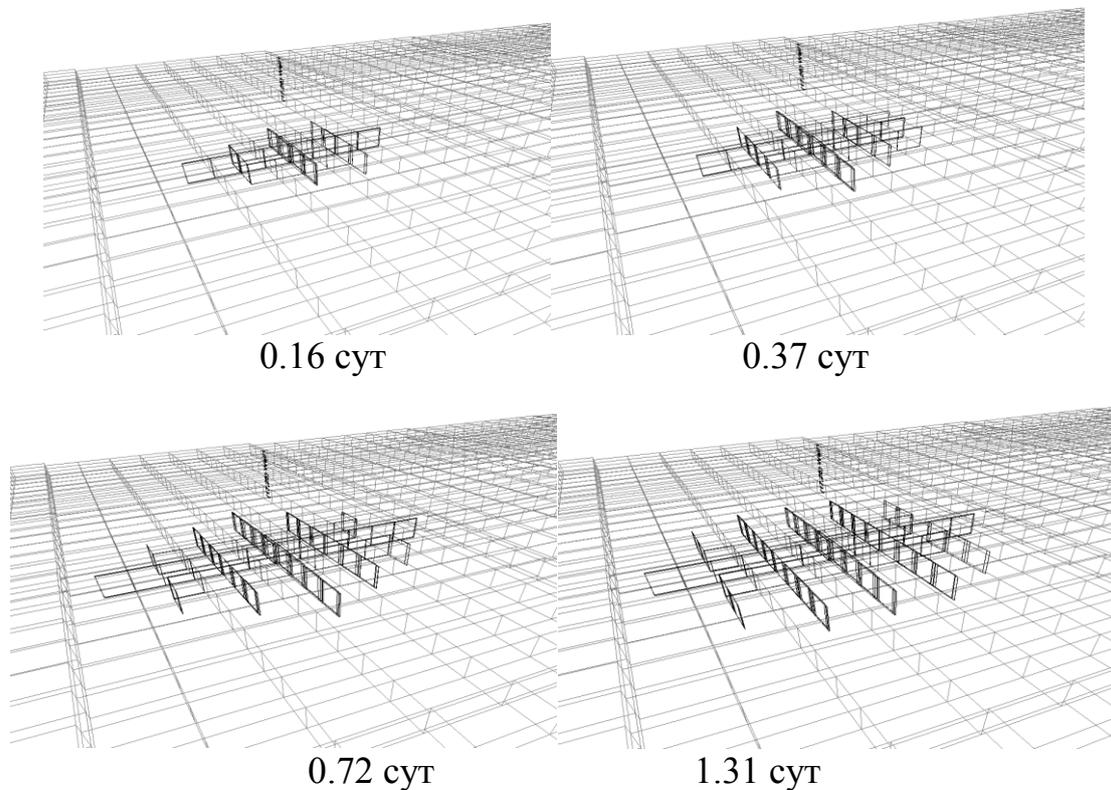


Рис. 7.50. Динамика распространения трещины в нагнетательной скважине с динамикой приемистости, ЗВС в сечении

Естественно, неоднородность прочностных свойств пласта здесь не учитывается. На рис. 7.51 – *а* показана зависимость забойного давления и открытой пористости в нагнетательной скважине от времени. На рис. 7.52 – *б* показаны графики зависимости толщины трещин в ПЗП нагнетательной скважины от времени в четырех направлениях. Данные графики отражают постепенное раскрытие трещин в ПЗП.

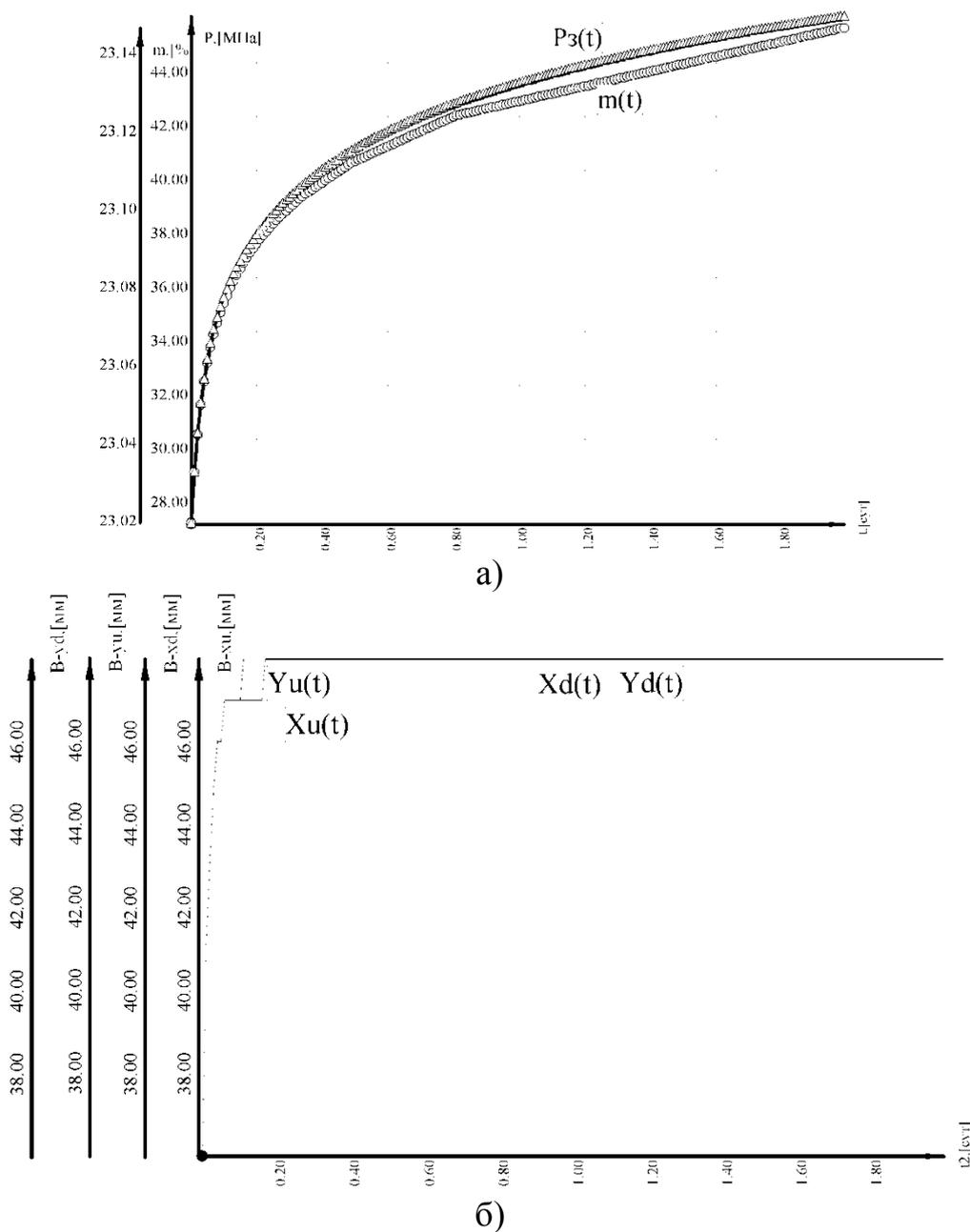


Рис. 7.51. Динамика ФЕС в окрестности 40 м от забоя нагнетательной скважины: *а* – забойного давления и открытой пористости; *б* – толщин трещин в направлениях против – «d» и вдоль – «u» осей X и Y

Как видно из рис. 7.51 – *б* по различным направлениям фазы раскрытия трещин отличаются, а максимальная толщина раскрытия составляет

46–48 мм. На рис. 7.52 – а показана динамика пластового давления на расстоянии 120 м от забоя нагнетательной скважины, а на рис. 7.52 – б показана динамика раскрытия трещин в этой части пласта.

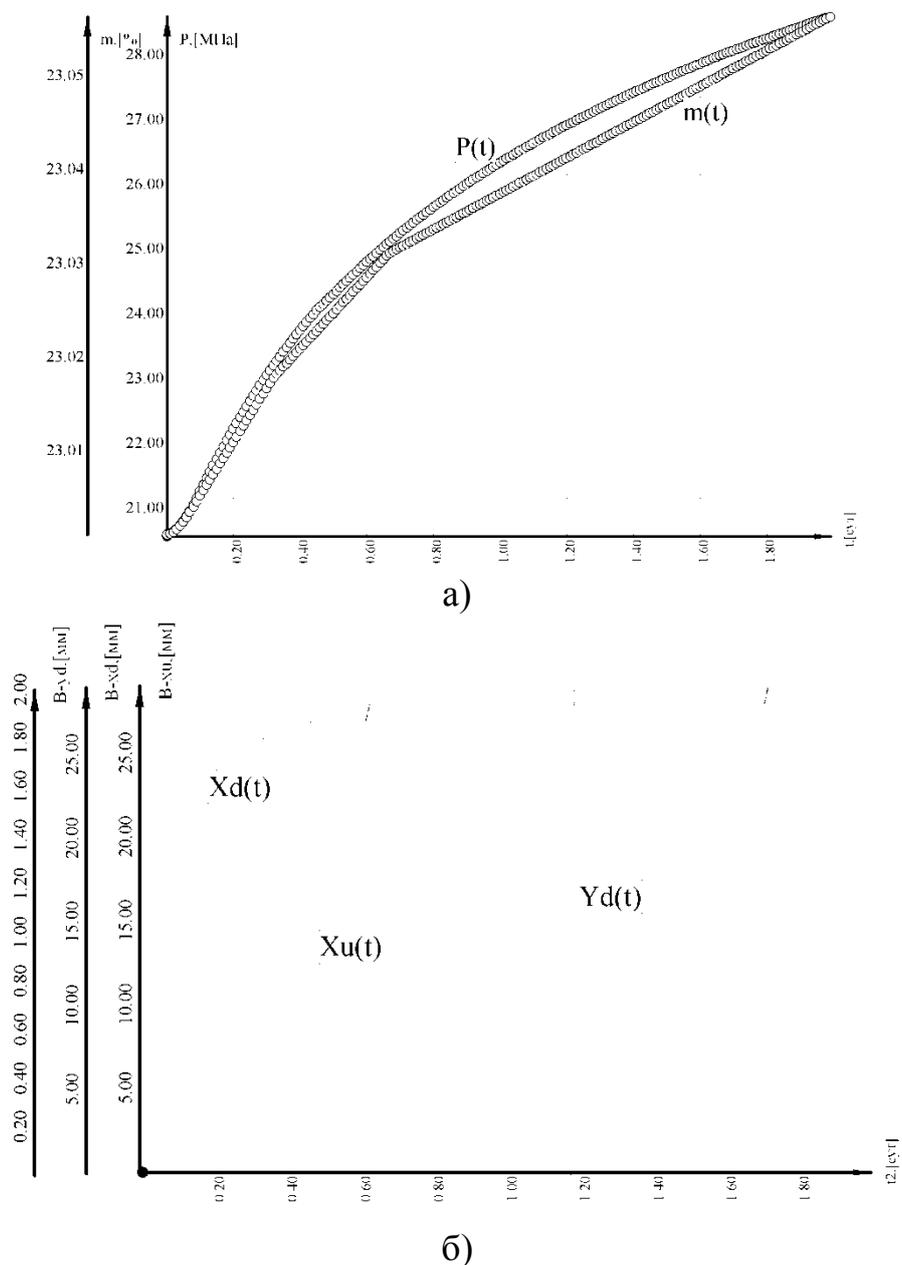


Рис. 7.52. Динамика показателей на расстоянии 120 м от забоя нагнетательной скважины: а – пластового давления и открытой пористости; б – толщин трещин в направлениях против – «d» и вдоль – «u» осей X и Y

При сравнении графиков на рис. 7.51 – б и рис. 7.52 – б видно, что трещины на расстоянии 120 м от забоя раскрываются на 0.07 сут позже трещин в ПЗП и достигают максимальной толщины только через 1,8 сут – 29 мм. Дискретность динамики толщин трещин обусловлена конечным приращением времени  $\Delta t$  и выполнением условий трещинообразования.

Рассмотрим динамику насыщенностей в ограниченном пласте Б6 с работающими нагнетательной и добывающей скважиной с учетом изменения проницаемости от давления. Пласт примем однородным без случайного распределения проницаемостей для начальных условий (см. табл. 7.8). Кривые зависимостей относительных проницаемостей нефти и воды для данного примера показаны на рис. 7.53 – а. На рис. 7.54 показана динамика дебита добывающей со средней обводненностью 30 % и приемистости нагнетательной скважины.

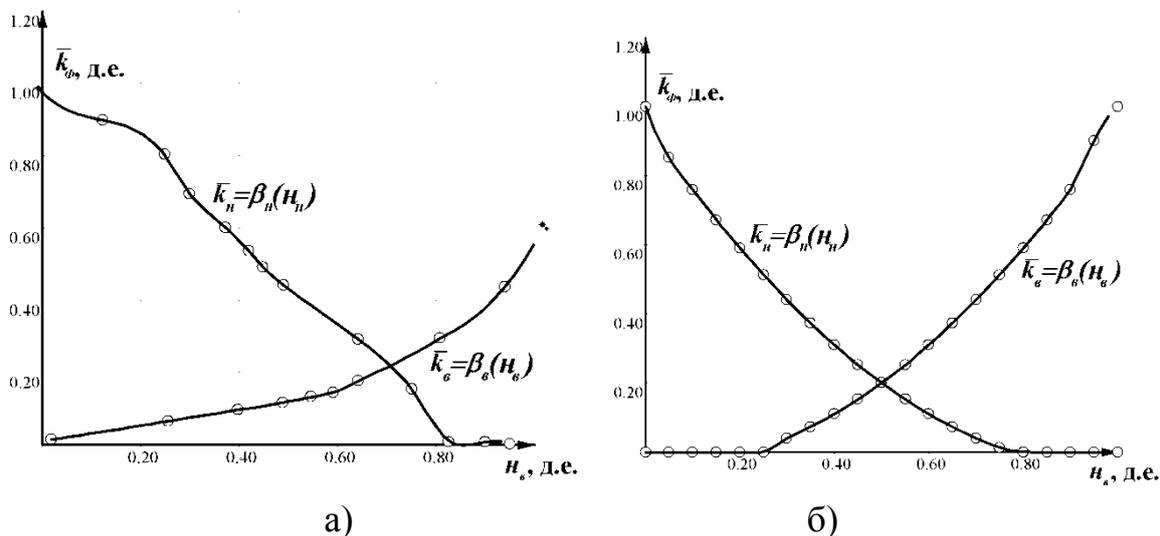


Рис. 7.53. Зависимости относительных проницаемостей нефти и воды от водонасыщенности для данной модели

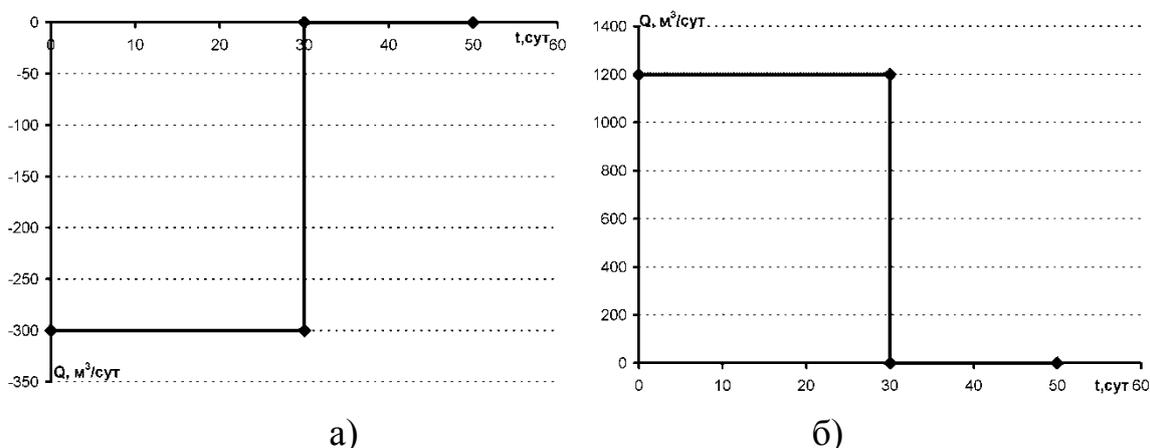


Рис. 7.54. Динамика режима работы скважин: а – дебита добывающей скважины; б – приемистости нагнетательной скважины

Как видно из графиков на рис. 7.54, обе скважины работают с самого начала и останавливаются через 30 сут. Причем дебит жидкости добывающей скважины существенно меньше приемистости нагнетательной.

После проведения вычислительного эксперимента с  $\Delta t=0.01$  сут имеем динамику ФЕС в добывающей (рис. 7.55) и нагнетательной (рис. 7.56) скважин.

Из динамики забойного давления добывающей скважины (рис. 7.55) видно, что до тех пор, пока гидравлическое возмущение со стороны нагнетательной скважины не доходит забоя добывающей, забойное давление снижается от 17,7 до 15,6 МПа. Далее забойное давление линейно растет до 16,05 МПа, после чего, вследствие остановки скважины восстанавливается до давления на контуре ЗВС – 21,07 МПа, которое после отработки нагнетательной скважины становится выше начального – 20,4332 (табл. 7.8).

Вследствие того, что начальная насыщенность нефти – 0,65 доминирует над насыщенностью воды – 0,35, динамика насыщенностей (рис. 7.55) соответствует росту нефтенасыщенности, так как стимулируется приток нефти из соседних ячеек. Этого может и не происходить при использовании иных зависимостей относительных (или фазовых) проницаемостей от водонасыщенности.

**Таблица №7.8**

**Параметры модели ГПП (изменение проницаемости от давления)**

Количество слоев	10
Анизотропия $-k^{(z)}/k^{(x,y)}$ , [д.е.]	0,13
Плотность нефти при $P_0$ , [кг/куб.м]	850
Плотность воды при $P_0$ , [кг/м <sup>3</sup> ]	990
Вязкость нефти при $P_0$ , [МПа*с]	1,4
Вязкость воды при $P_0$ , [МПа*с]	0,8
Сжимаемость нефти $-w^H$ , [1/ГПа]	3,4
Сжимаемость воды $-w^B$ , [1/ГПа]	1,2
Сжимаемость породы $-w^H$ , [1/ГПа]	0,085
Открытая пористость при начальных условиях $-m^{отк}$ , [%]	23
Нач.пластовое $P_0$ , [МПа]	20,4332
Начальная средняя нефтенасыщенность $-n^H$ , [д.е]	0,65
Средняя проницаемость $-k^{(x,y)}$ , [мД]	62
Коэфф. изменения проницаемости от давления $-n$ , [д.е.]	0,051
Учитывать изменение проницаемости от давления	<b>Да</b>
Учитывать трещинообразование	<b>Нет</b>
Градиент разрыва по X $-gp_{\bar{a}}^{(X)}$ , [МПа/м]	0,15
Градиент разрыва по Y $-gp_{\bar{a}}^{(Y)}$ , [МПа/м]	0,15
Градиент сдвига $dp_{\bar{e}}^{\hat{a},i}$ , [МПа/м]	0,0001
Коэфф. расширения трещины $-A_1$ , [мм/д.е.]	10
Мин.толщина сомкнутой трещины $-A_0$ , [мм]	2
Проницаемость трещины $-k_{тр}$ , [мД]	50000
Коэфф.нелинейности $-φ$ , [д.е.]	-0,5
Критическое число $-Re$ , [д.е.]	5
Горное давление $P_r$ , [МПа]	20,4332

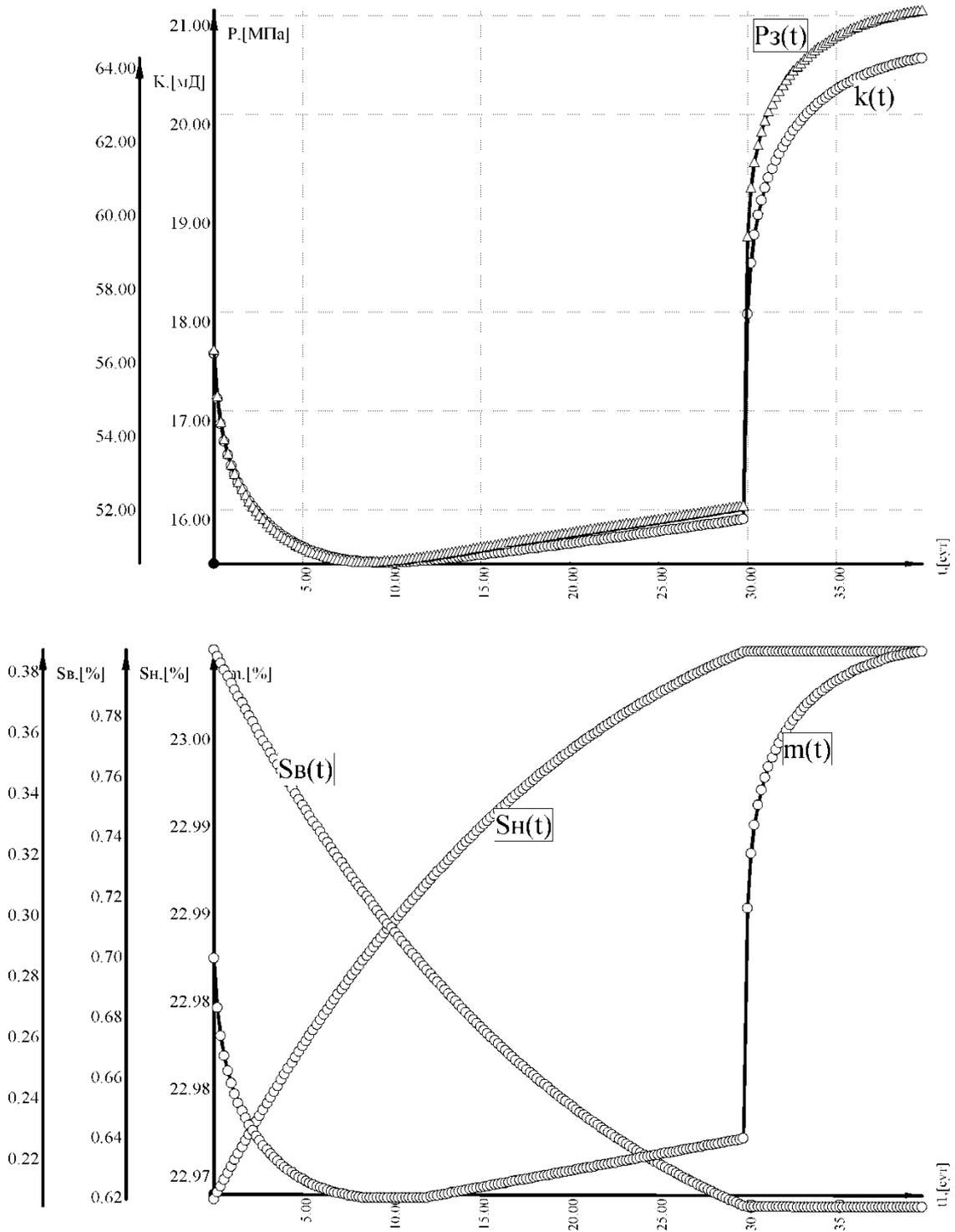


Рис. 7.55. Динамика показателей добывающей скважины

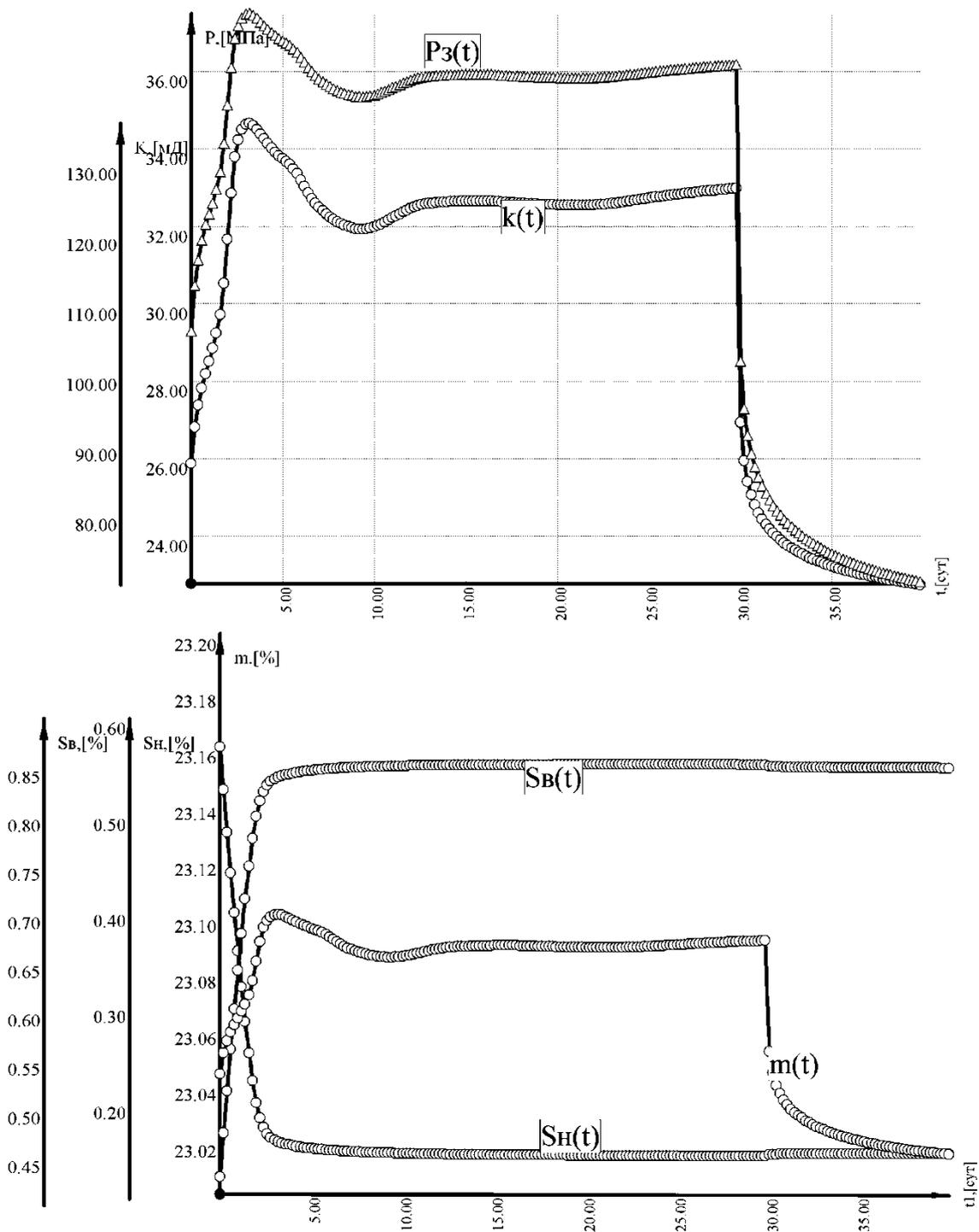


Рис. 7.56. Динамика показателей нагнетательной скважины

Динамика забойного давления нагнетательной скважины (рис.7.56) ведет себя нестабильно, вследствие особенностей кривых относительных проницаемостей (рис. 7.53 – а) и притока воды в пласт с доминирующей в нем нефтенасыщенностью. Т.е. при замещении доминирующей жидкости (в данном случае нефти) проявляется неустановившийся процесс фильтрации, обусловленный изменением относительной проницаемости по внед-

ряемой жидкости (в данном случае водк). По истечении 20 сут давление нагнетания практически стабилизируется.

**Таблица №7.9**

**Параметры модели ГПП (развитие трещин между скважинами)**

Количество слоев	10
Анизотропия $-k^{(z)}/k^{(x,y)}$ , [д.е.]	0,13
Плотность нефти при $P_0$ , [кг/куб.м]	850
Плотность воды при $P_0$ , [кг/м <sup>3</sup> ]	990
Вязкость нефти при $P_0$ , [МПа·с]	1,4
Вязкость воды при $P_0$ , [МПа*с]	0,8
Сжимаемость нефти $-w^H$ , [1/ГПа]	3,4
Сжимаемость воды $-w^B$ , [1/ГПа]	1,2
Сжимаемость породы $-w^H$ , [1/ГПа]	0,085
Открытая пористость при начальных условиях $-m^{отк}$ , [%]	23
Нач.пластовое $P_0$ , [МПа]	20,4332
Начальная средняя нефтенасыщенность $-n^H$ , [д.е]	0.65
Средняя проницаемость $-k^{(x,y)}$ , [мД]	12–23
Коэфф. изменения проницаемости от давления $-n$ , [д.е.]	0,051
Учитывать изменение проницаемости от давления	Нет
Учитывать трещинообразование	Да
Градиент разрыва по X $-gp_z^{(x)}$ , [МПа/м]	0,15
Градиент разрыва по Y $-gp_z^{(y)}$ , [МПа/м]	0,15
Градиент сдвига $dp_{\kappa}^{6,n}$ , [МПа/м]	0,0001
Коэфф. расширения трещины $-A_1$ , [мм/д.е.]	12
Мин.толщина сомкнутой трещины $-A_0$ , [мм]	1

Поставим вычислительный эксперимент, направленный на исследование возможности формирования трещины от нагнетательной скважины до добывающих. В качестве примера возьмем пласт Бб в тех же границах с двумя эксплуатационными скважинами, граничные условия будем описывать «по давлению»: забойные давления в добывающих скважинах примем постоянным – 8,0 МПа, а в нагнетательной – 45 МПа. В табл. 7.9 приведены параметры модели ГПП. Сначала примем распределение проницаемости равномерным и равным 25 мД. Зависимости относительных проницаемостей от водонасыщенностей примем согласно графикам на рис. 7.53 – б. Вначале исследуем работу ГПП в течение 1 сут.

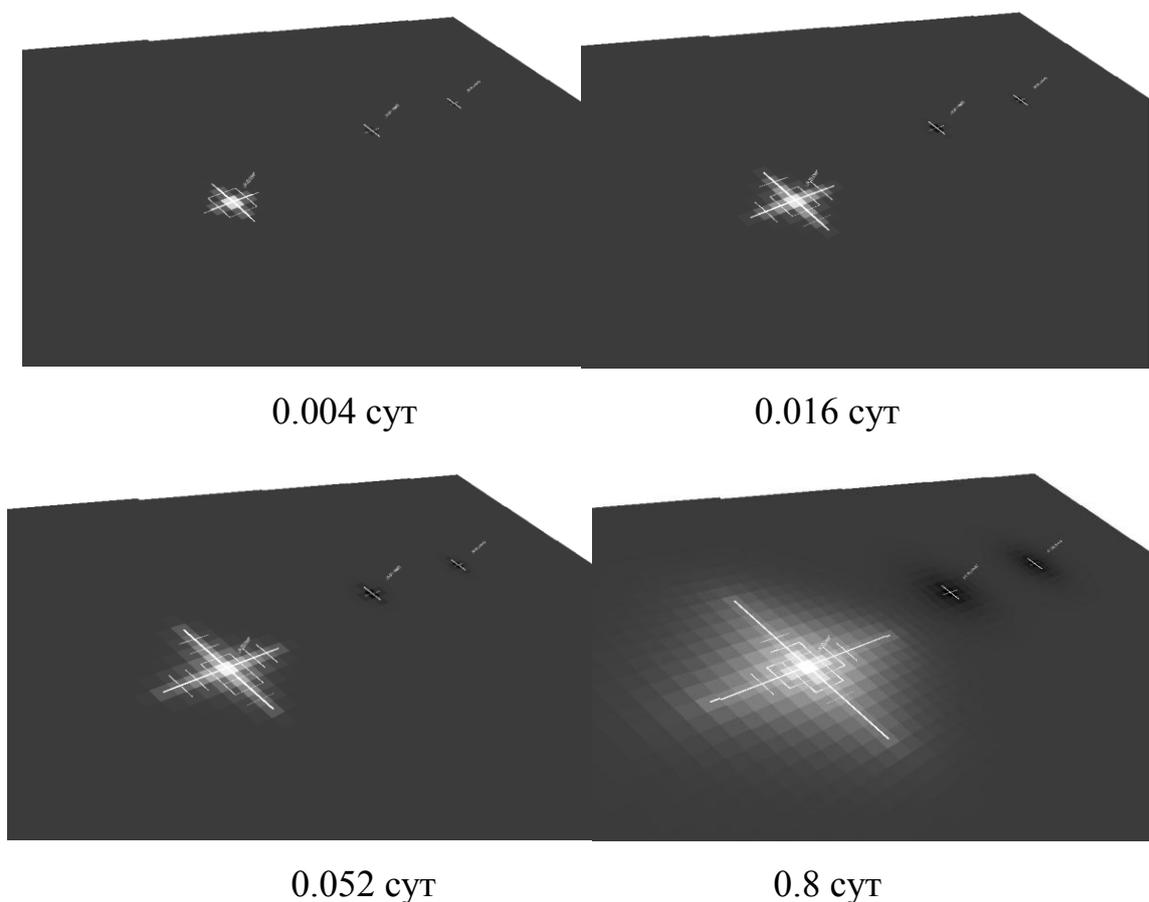


Рис. 7.57. Развитие трещин в нагнетательной скважине при одновременном пуске с добывающими (заливка по давлению –  $P_{\min}=8.0$ ,  $P_{\max}=45$  МПа)

Как видно из картины распределения трещин в ЗВС нагнетательной скважины, сеть трещин более компактна, а трещины имеют больший размер по сравнению с результатами вычислительного эксперимента на рис. 7.49–7.50, так как градиент разрыва выше в 1.5 раза, а проницаемость трещин в 6 раз. Динамика раскрытия трещин также отличается от предыдущих экспериментов вследствие того, что граничным условием принято постоянное давление на забое. В системах ППД такие условия можно считать обоснованными, так как давление нагнетания близко к постоянному вследствие потокораспределения в ТГС: жидкость устремляется в те скважины, где меньше сопротивление со стороны ЗВС. Т.е. при образовании трещины общая проводимость ЗВС растет, а следовательно будет расти приток массы, нагнетаемой жидкости. При этом давление на устье скважины не будет изменяться при условии, что сопротивление (пропускная способность) НКТ и сети трубопроводов, подводящих жидкость к скважине, невелико в пределах расходов, закачиваемой жидкости.

На рис. 7.58 показана динамика пластового давления в ЗВС на расстоянии 23 м от забоя и толщин трещин в направлении осей. Как видно после раскрытия трещин, они немного смыкаются вследствие роста пласто-

вого давления за пределами трещин (т.е. слева и справа от трещин, соответственно их направлению).

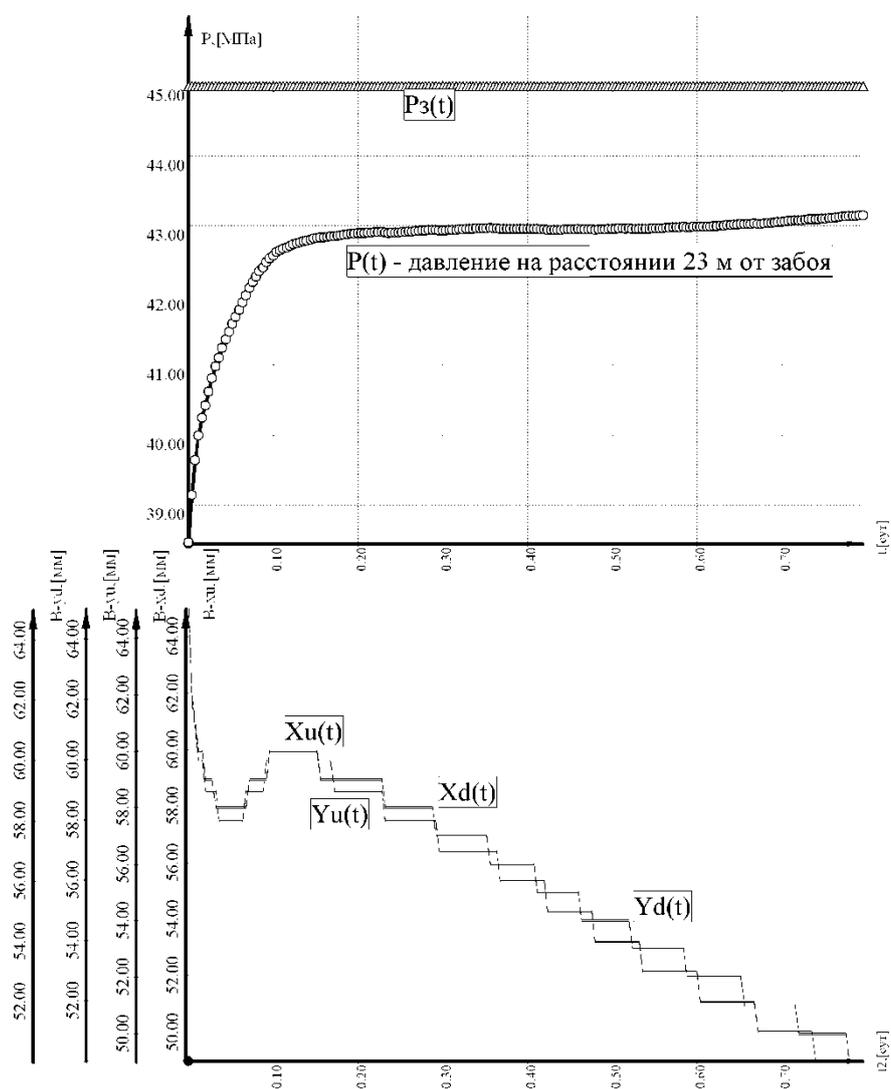


Рис. 7.58. Динамика давления на гранях ячейки – скважины и толщин трещин по направлениям осей  $X$  и  $Y$

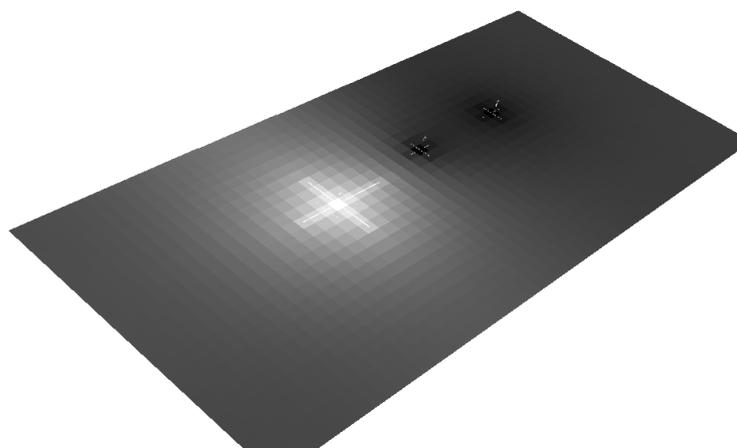


Рис. 7.59. Трещины в ЗФС нагнетательной скважины через 20 сут (заливка по давлению –  $P_{\min}=8,0; P_{\max}=45$  МПа)

Из рис. 7.59 видно, что трещины ассиметричны, т.е. длина трещины в направлении добывающей скважины уже к 20 сут больше длин трещин в других направлениях. На этом рисунке не видно малых трещин вследствие увеличения размеров ячеек в 1,5 раза. При дальнейшем проведении вычислительного эксперимента в течение времени 900 сут оказалось, что развитие трещин не происходит, т.е. они стабилизировались в своих размерах, как на рис. 7.59.

Для выявления характера развития трещины между нагнетательной и добывающими скважинами переместим забой нагнетательной скважины дальше от добывающих: на расстояние 700 м от ближайшей добывающей скважины. При этом нагнетательную скважину запустим после 300 сут, после пуска добывающих скважин с тем же забойным давлением – 45 МПа. Исходные параметры модели, за исключением вариаций проницаемости по нормальному распределению в интервале –15 до +15 %, оставим прежними. На рис. 7.60 – 7.65 показана динамика распределения пластового давления модели ГПП при интерполяции ФЕС в среднем слое ячеек бикубическим сплайном.

Как видно из рис. 7.60 – 7.61 до запуска нагнетательной скважины формируются воронки депрессии в ЗВС добывающих скважин. Далее после запуска нагнетательной скважины (к моменту времени 300 сут) в ЗВС развивается компактная сеть трещин (рис. 7.62), которая с течением времени развивается по длинам (рис. 7.63–7.64). После этого развитие трещин прекращается (см. рис. 7.65). Длина трещины по направлению к ближайшей добывающей скважине немного больше, чем в других направлениях: примерно на 57 м, что обусловлено сниженным в этой зоне пластовым давлением и напряженностью породы. Данный пример показывает, что дальнейший прорыв трещины в добывающую скважину маловероятен. Однако, такая ситуация уже способствует формированию клиньев водонасыщенности (см. рис. 7.66), которые могут стать причиной обводнения добывающих скважин при дальнейшей эксплуатации.

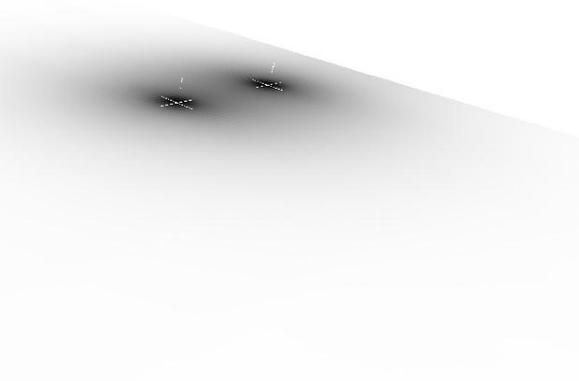


Рис. 7.60. Распределение пластового давления в модели ГПП: на время 100 сут ( $P_{\min}=10,76$  МПа,  $P_{\max}=20,483$ )

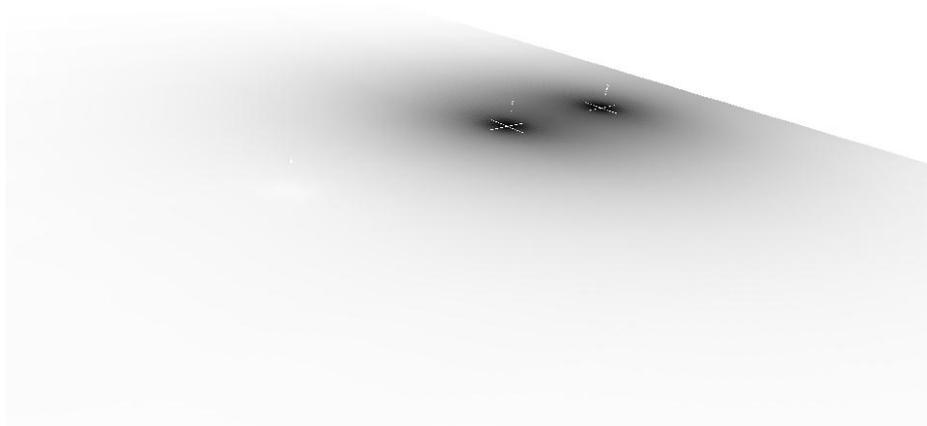


Рис. 7.61. Распределение пластового давления в модели ГПП: на время 200 сут ( $P_{\min}=10,42$  МПа,  $P_{\max}=20,492$ )

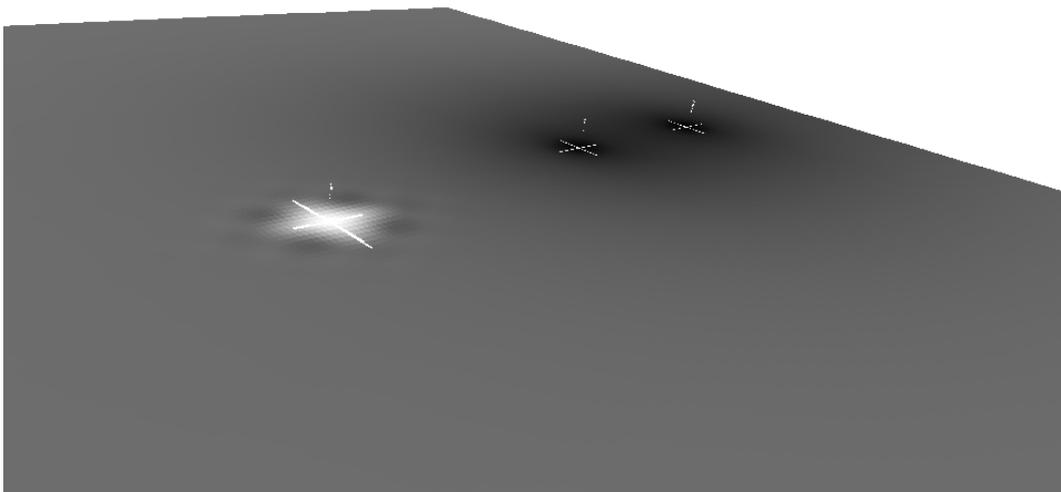


Рис. 7.62. Распределение пластового давления в модели ГПП: на время 300,3 сут ( $P_{\min}=10,205$  МПа,  $P_{\max}=33,71$ )

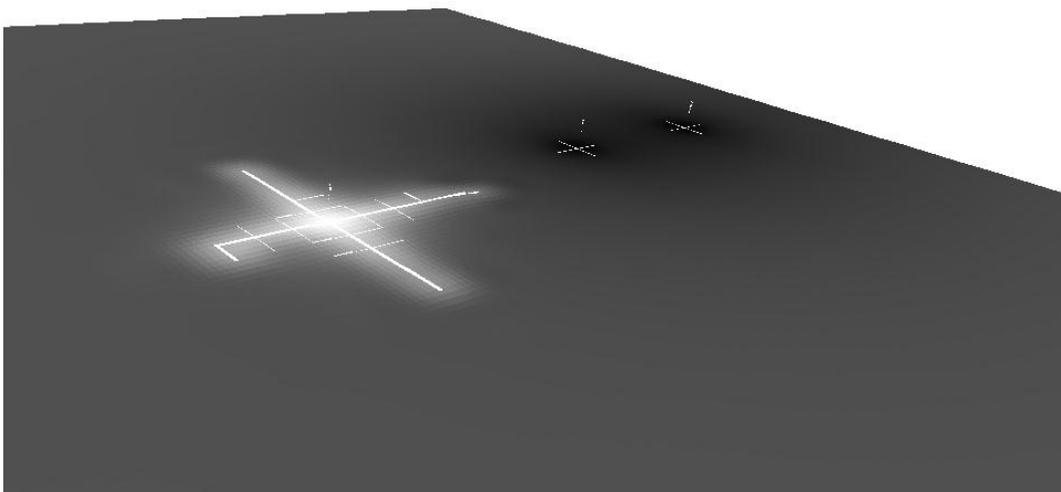


Рис. 7.63. Распределение пластового давления в модели ГПП: на время 303,8 сут ( $P_{\min}=10,19$  МПа,  $P_{\max}=42,01$ )

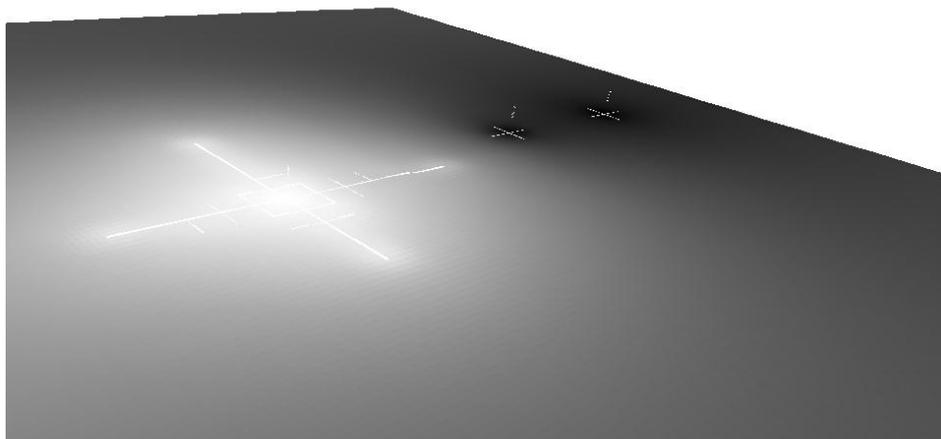


Рис. 7.64. Распределение пластового давления в модели ГПП: на время 500,0 сут ( $P_{\min}=10,28$  МПа,  $P_{\max}=44,19$ )

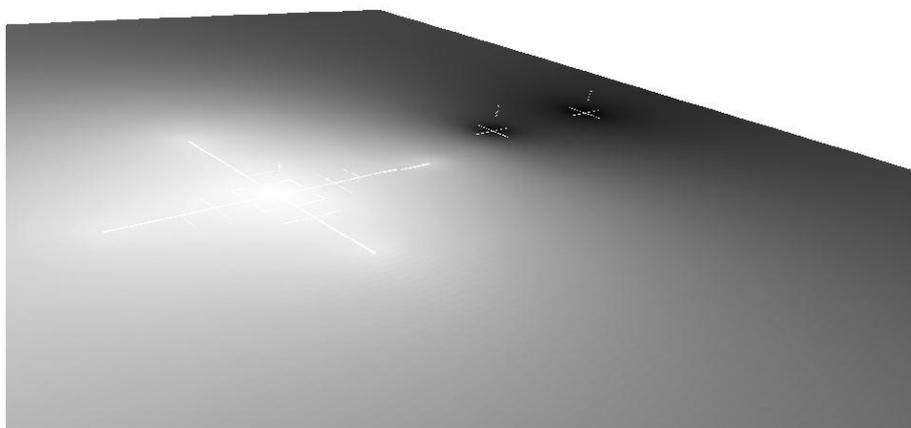


Рис. 7.65. Распределение пластового давления в модели ГПП: на время 900,0 сут ( $P_{\min}=10,63$  МПа,  $P_{\max}=44,3$ )

Показанное на рис. 7.66 распределение водонасыщенностей по форме напоминает схематизацию нагнетательных скважин, поэтому может показаться, что это просто рисунок, однако, такой вид распределения водонасыщенности в ЗВС нагнетательной скважины с учетом трещинообразования формируется объективно по результатам расчетов состояний модели ГПП.

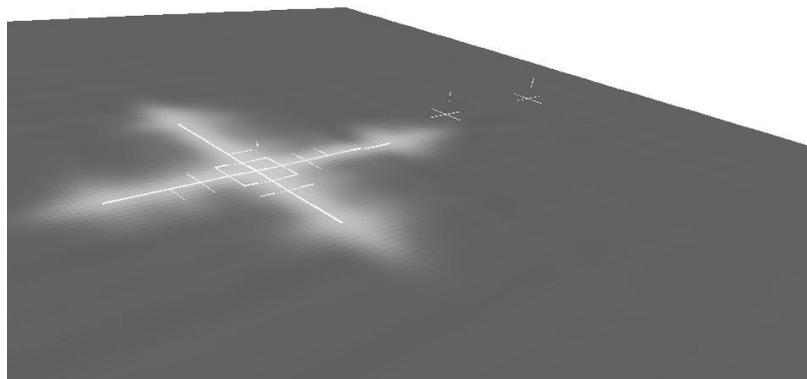


Рис. 7.66. Распределение водонасыщенностей в модели ГПП: на время 900,0 сут ( $h_{\min}^e=0$ ,  $h_{\max}^e=1$ )

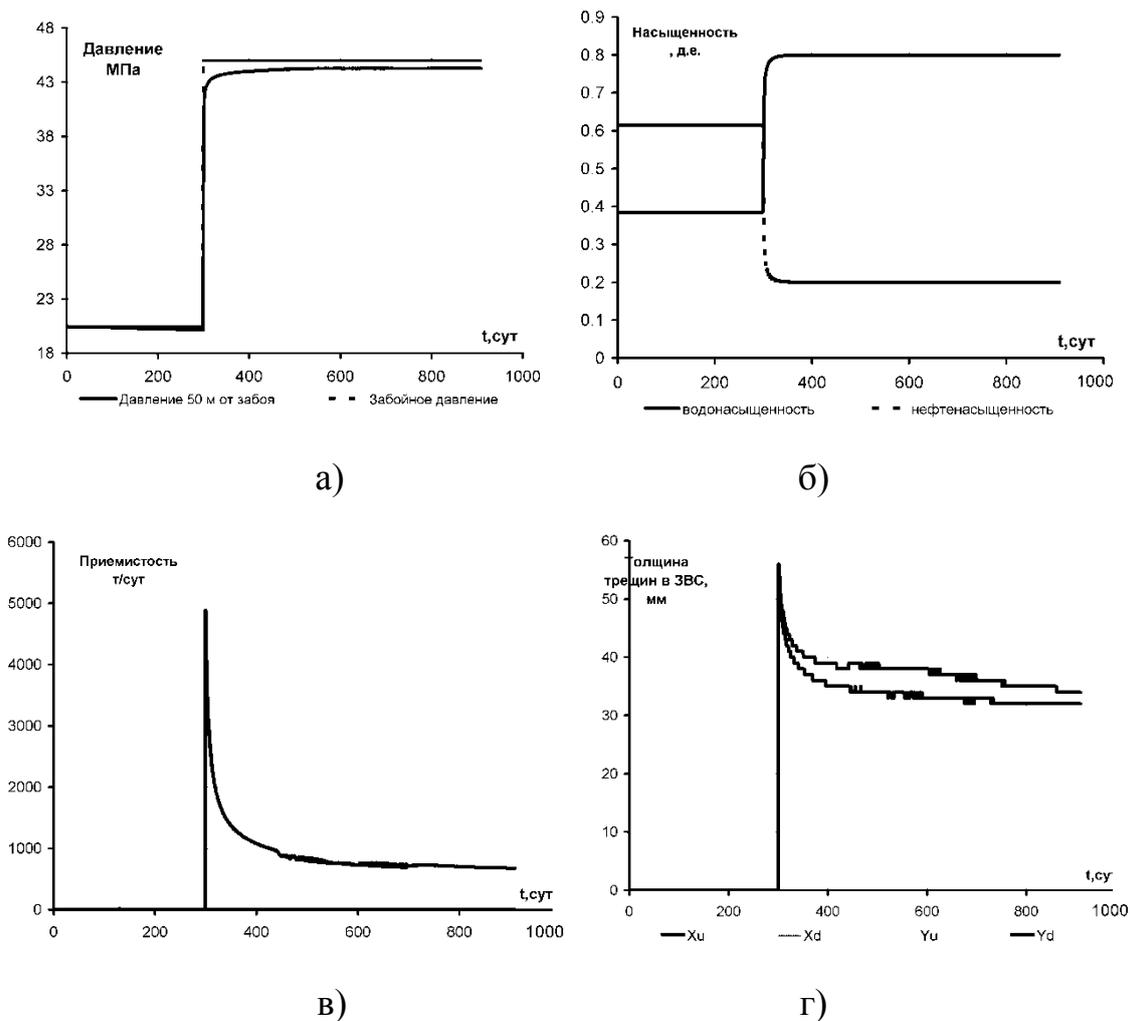


Рис. 7.67. Динамика ФЕС нагнетательной скважины: а – динамика забойного и пластового давления на расстоянии 50 м от забоя; б – динамика насыщенных; в – динамика приемистости; г – динамика толщин трещин

На рис. 7.67 показана динамика основных показателей ФЕС в нагнетательной скважине. Как видно из рис. 7.67 – а пластовое давление на расстоянии 50 м от забоя стабилизируется в течение 150–200 сут. Водонасыщенность достигает своего предела – 0,8 согласно кривым относительных проницаемостей (см. рис.7.53 – б), а нефтенасыщенность предела – 0,21 (рис. 7.67–б). Вследствие нормального случайного распределения проницаемостей в указанных пределах, трещина формируется немного ассиметричной, что также отражается на динамике толщин трещин в различных направлениях (рис. 7.67 – г). Как видно из графиков последних, толщины трещин после раскрытия постепенно смыкаются вследствие роста давления в ЗВС по обе стороны от трещин. Также снижается приемистость скважины (рис. 7.67 – в) с 5000 (после максимального раскрытия) до 900 т/сут. Снижение приемистости связано с одной стороны смыканием трещин, а с другой ростом пластового давления пласта в целом.

На рис. 7.68 показана динамика ФЕС ближайшей к нагнетательной добывающей скважины. Как видно пластовое давление на расстоянии 50 м от забоя скважины (рис. 7.68 – *a*) сначала падает, а затем (после 330 сут) начинает расти вследствие запуска нагнетательной скважины. Насыщенности практически не изменяются (рис. 7.68 – *б*) и лишь через 900 сут, нефтенасыщенность (график выше) начинает немного снижаться, а водонасыщенность расти. Дебиты по нефти и воде после запуска нагнетательной скважины начинают расти (по модулю) после 330 сут.

Как видно из данного примера, динамика состояния смоделированной ГПП является нормальной и не показывает технологических ошибок при управлении добычей нефти заводнением. Т.е. трещина не прорывается к добывающей скважине.

Характер развития трещин в ЗВС нагнетательных скважин, а также между скважинами согласно принятой гипотезе, что направление трещины определяется превышением текущего градиента давления над критическим –  $gr_c$ , зависит от проницаемости трещин и градиента разрыва: чем выше проницаемость трещин и градиент разрыва тем, более крупные трещины будут образовываться. При малых значениях градиента разрыва и малых проницаемостях трещин, вокруг нагнетательных скважин образуется сеть мелких трещин с относительно небольшими толщинами, как это показано на рис. 7.49–7.50. Это происходит из-за того, что давление в ЗВС при таких условиях распределяется практически равномерно. В случае больших проницаемостей трещин (более 100 Д) и градиентов разрыва (более 0.1 МПа/м), распределение давления в окрестности трещин и ЗВС будет таким, что в трещинах давление будет наибольшим, так как в них потери давления на сопротивление фильтрации будет наименьшим (рис. 7.63–7.65). Поэтому крупные трещины больше склонны к длительному развитию – удлинению, при создании условий: низкого пластового давления в окрестности концов трещин и невысокой проницаемости в зонах между трещинами. В рассмотренном примере вследствие малой проницаемости вокруг добывающих скважин не образуется большой и «глубокой» воронки с пониженным давлением. Видимо поэтому трещина не успевает достичь добывающих скважин до момента быстрого роста давления в окрестности трещин. Проведем эксперимент на той же модели ГПП с измененными граничными условиями: для добывающих скважин забойное давление снизим до 4,0 МПа. Эксплуатация добывающих скважин с низким забойным давлением часто используется на месторождениях Западной Сибири как метод интенсификации притока, поэтому данный эксперимент оправдан. Остальные параметры модели оставим прежними, как в предыдущем примере. На рис. 7.69–7.72 показана динамика распределения ФЕС после запуска нагнетательной скважины (после 300 сут).

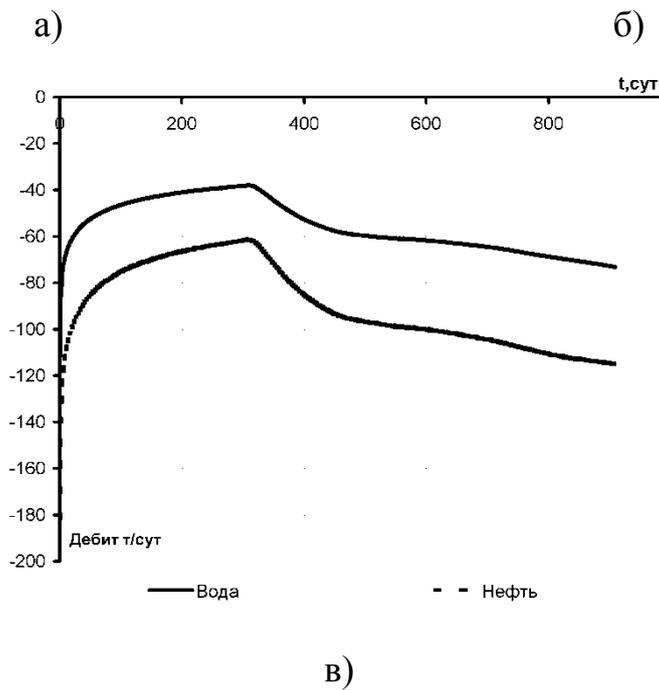
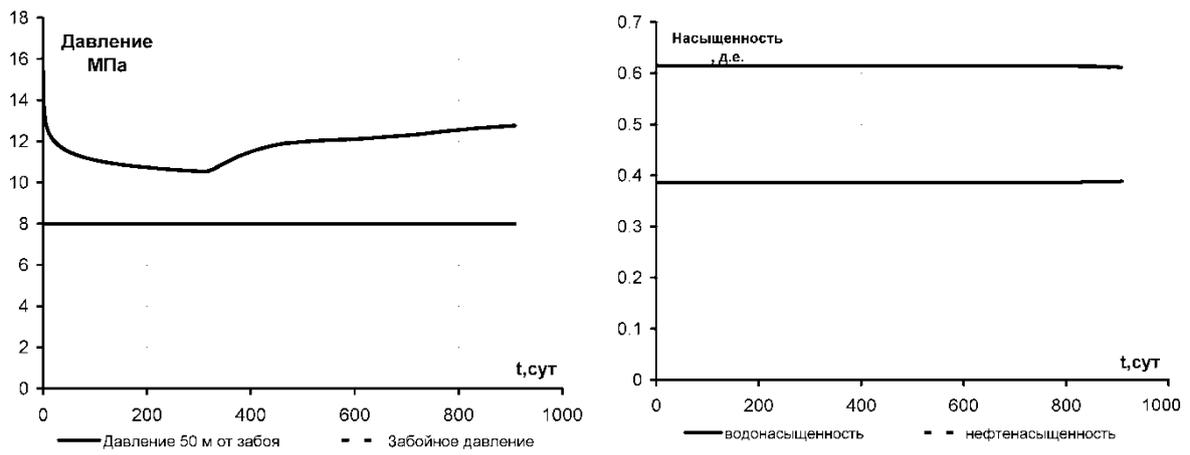


Рис. 7.68. Динамика ФЕС ближайшей добывающей скважины

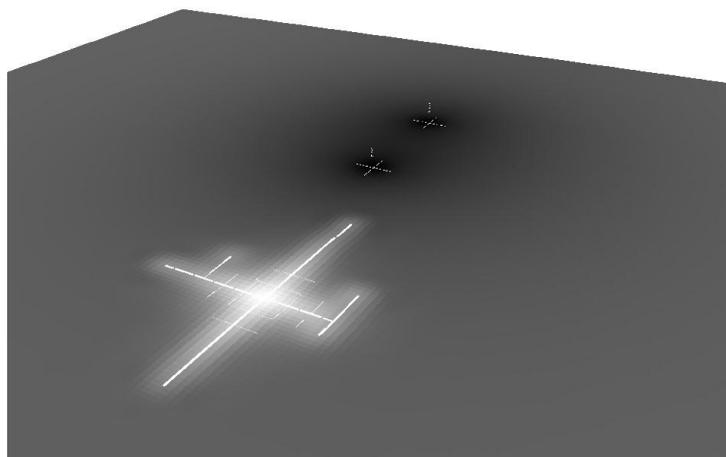


Рис. 7.69. Распределение пластового давления в модели ГПП: на время 303,8 сут ( $P_{\min}=6,91$  МПа,  $P_{\max}=42,3$ )

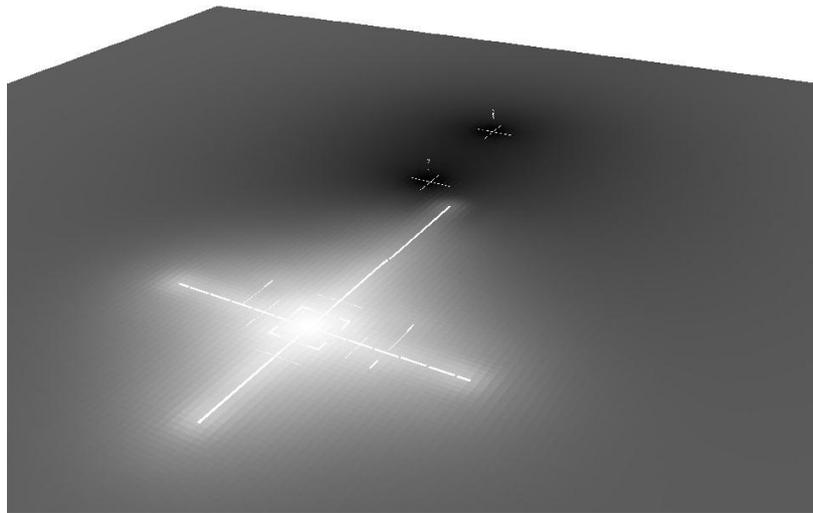


Рис. 7.70. Распределение пластового давления в модели ГПП: на время 328,3 сут ( $P_{\min}=7,08$  МПа,  $P_{\max}=43,54$ )

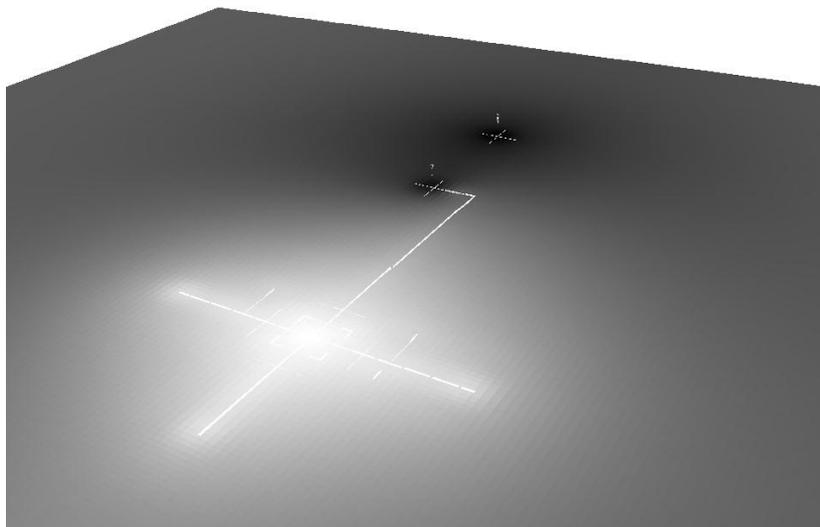


Рис. 7.71. Распределение пластового давления в модели ГПП: на время 400,4 сут ( $P_{\min}=7,20$  МПа,  $P_{\max}=43,96$ )

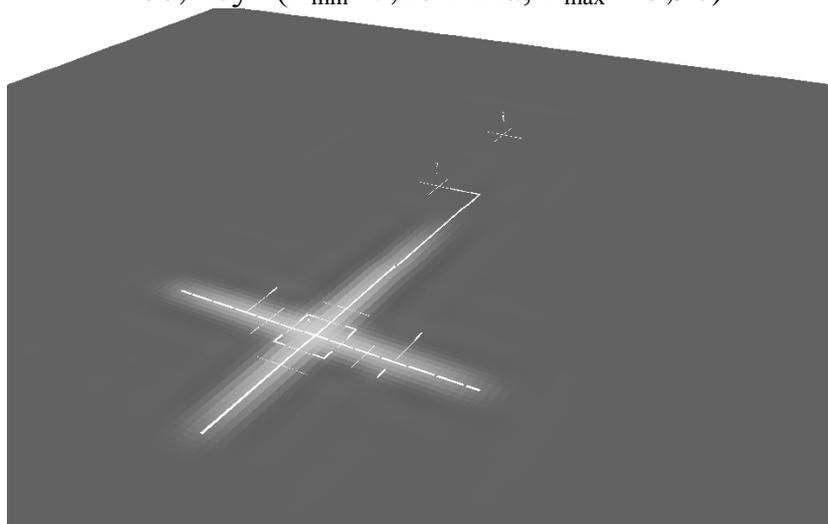
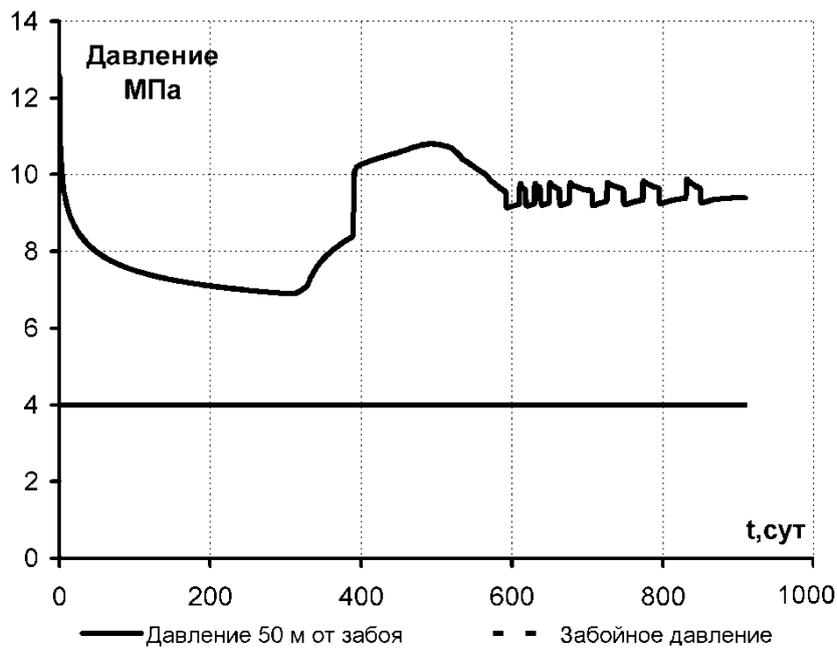
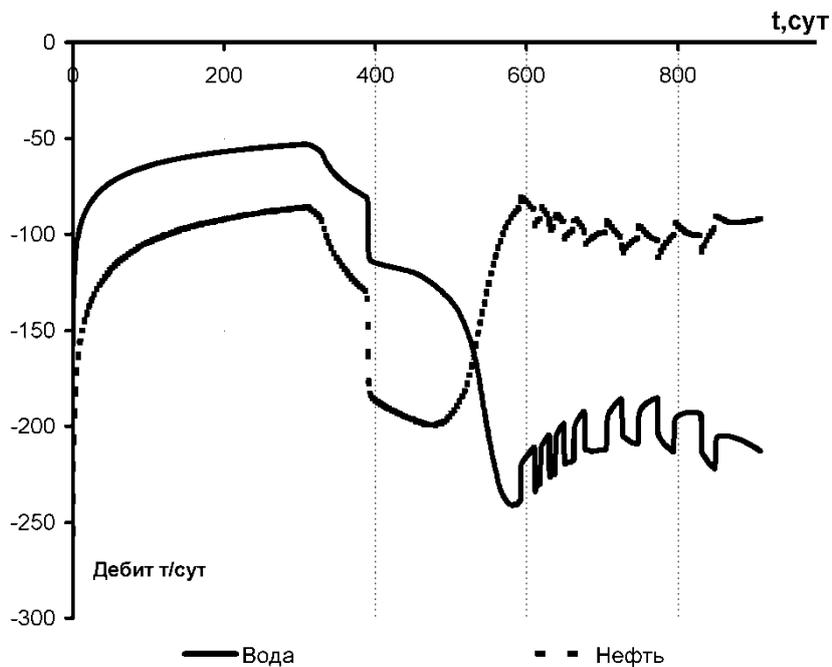


Рис. 7.72. Распределение водонасыщенности в модели ГПП: на время 400,4 сут ( $n_{\min}^e=0$ ,  $n_{\max}^e=1$ )



а)



б)

Рис. 7.73. Динамика ФЕС ближайшей добывающей скважины: *а* – динамика забойного и пластового давления на расстоянии 50 м от забоя; *б* – динамика дебитов воды и нефти

Как видно из рис. 7.73 – *б* прорыв трещины (рис. 7.71) сопровождается дестабилизацией дебитов по нефти и воде, что связано с периодической деформацией (частичного смыкания и расширения) трещин в ЗВС данной добывающей скважины. Ко времени 900 сут дебиты начинают ста-

билизоваться. Прорыв воды в добывающую скважину происходит ко времени 590 сут (см. рис. 7.74, 7.75). Это видно также из графиков на рис. 7.73 – б, когда дебит воды по модулю резко растет с 145 до 230 т/сут в течение 50 сут.

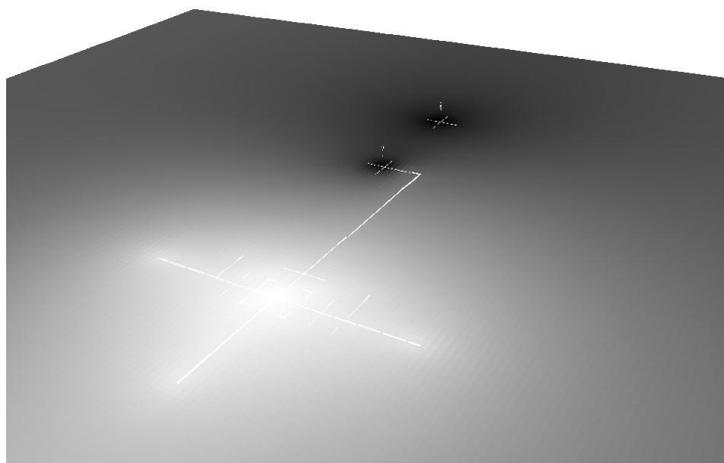


Рис. 7.74. Распределение пластового давления в модели ГПП: на время 590 сут ( $P_{\min}=7,59$  МПа,  $P_{\max}=44,12$ )

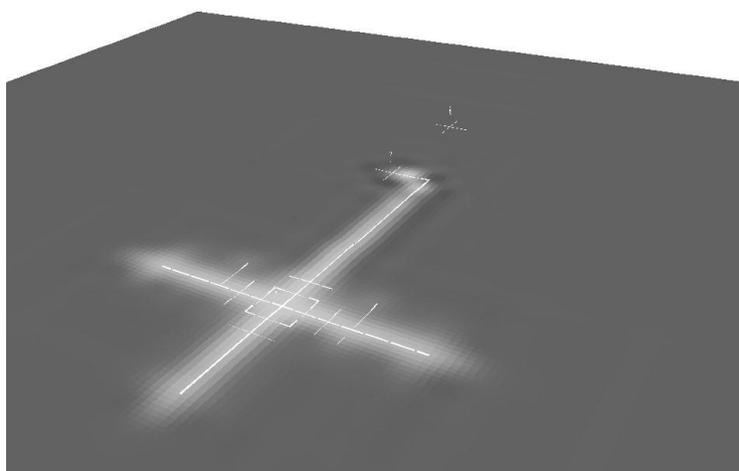


Рис. 7.75. Распределение водонасыщенности в модели ГПП: на время 590 сут ( $n_{\min}^s=0$ ,  $n_{\max}^s=1$ )

На рис 7.76–7.77 показаны результаты расчета модели ГПП при тех параметрах, но с измененным положением скважин так, что нагнетательная скважина находится между добывающими на расстоянии от левой (выше по схеме на рис. 7.76) – 260 м, а от правой (ниже по схеме) – 280 м. При этом нагнетательная скважина запущена через 100 сут, после добывающих. Как видно из рис. 7.76–7.77 через 150 сут формируется развитая сеть трещин, часть из которых успевает прорваться к ближайшей добывающей скважине (слева). Как упоминалось в четвертой главе, возможен вариант расчета трещинообразования, когда предполагается, что исходя из условий (4.217–4.218) разрыв происходит в направлении максимального из всех градиентов давления, соответствующих данным условиям.

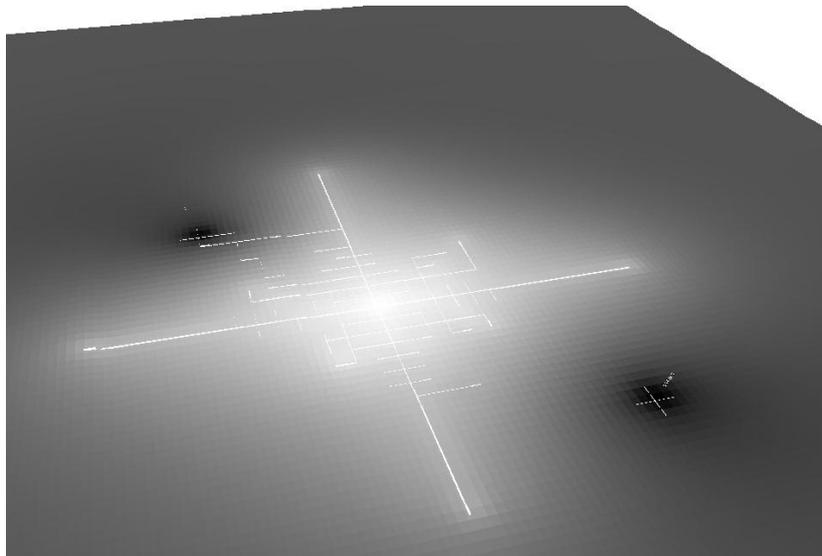


Рис. 7.76. Трещина в ЗВС нагнетательной скважины через 150 сут (заливка по давлению –  $P_{\min}=8,94$  МПа,  $P_{\max}=43,92$ )

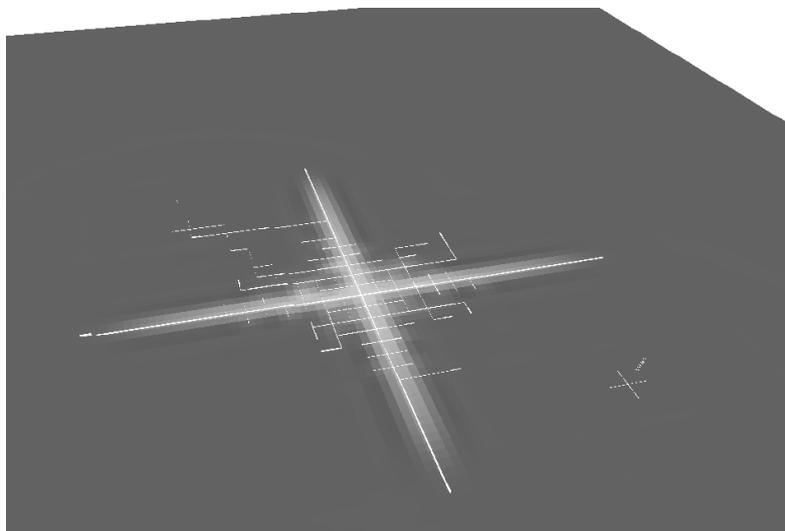


Рис. 7.77. Трещина в ЗВС нагнетательной скважины через 150 сут (заливка по водонасыщенности –  $n_{\min}^e=0$ ,  $n_{\max}^e=1$ )

Ранее предполагалось, что разрыв происходит во всех направлениях, где выполняются данные условия. На рис. 7.78–7.79 показаны результаты расчета предыдущей модели ГПП в условиях трещинообразования по максимальному градиенту. Как видно из данных рисунков форма трещин существенно отличается, хотя основные тенденции в их направлениях сохраняются. В ПРК Hydra'Sym возможен расчет в обоих вариантах трещинообразования. Это необходимо для дальнейшего изучения полученных результатов и сопоставления их с фактическими данными, т.е. пока не будет выявлено, что один из вариантов является наиболее правильным.

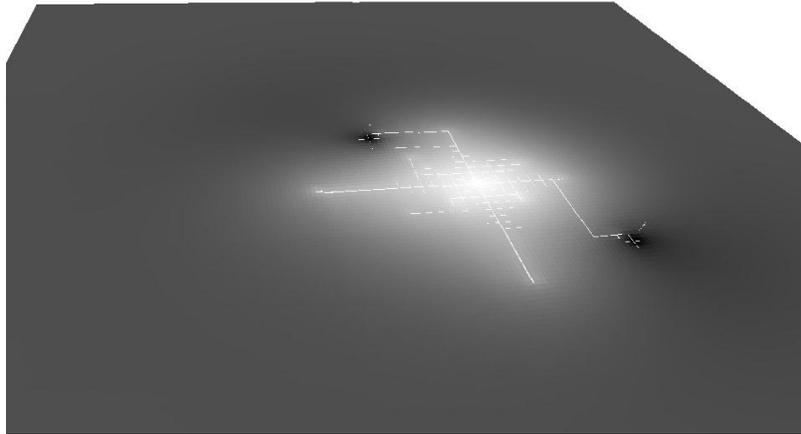


Рис. 7.78. Трещина в ЗВС нагнетательной скважины через 150 сут (заливка по давлению –  $P_{\min}=9,81$  МПа,  $P_{\max}=44,03$ )

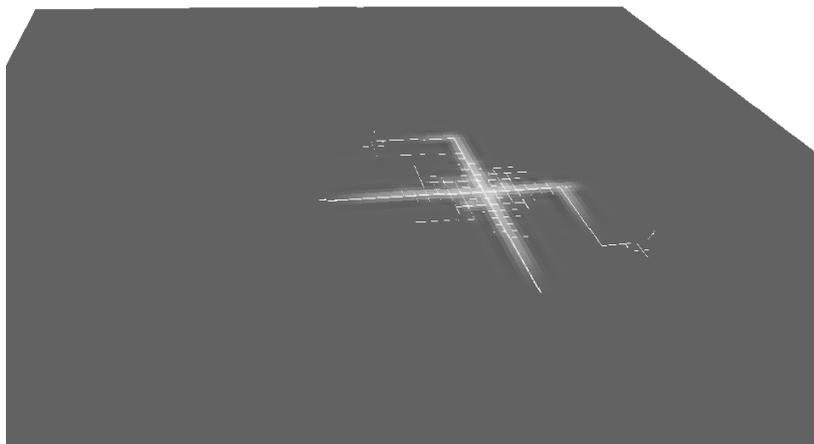


Рис. 7.79. Трещина в ЗВС нагнетательной скважины через 150 сут (заливка по водонасыщенности –  $n_{\min}^e=0$ ,  $n_{\max}^e=1$ )

Благоприятные условия формирования больших по длине (макротрещин) трещин, как это было показано, могут возникать при несвоевременном запуске нагнетательных скважин: с большой задержкой, приводящей к снижению пластового давления, вследствие работы добывающих скважин. Также наиболее благоприятными условиями к образованию трещин в нагнетательных скважинах является компенсация отбора группы добывающих скважин одной нагнетательной.

В частности известен прием удачной эксплуатации системы заводнения на месторождении «Нефтяные камни», разработка которого показала КИН=0,38...0,41, что является одним из лучших результатов эксплуатации систем заводнения. На данном месторождении система ППД была введена с первого года разработки, что обусловило стабилизацию пластового давления и как следствие, отсутствие благоприятных условий для образования крупных трещин и каналов высокой проводимости.

Так же здесь важно отметить, что трещины согласно принятой гипотезе образуются и в ЗВС добывающих скважин при низких забойных давлениях – 5,0–10,0 МПа. Однако, в ПЗП добывающих скважин они не раскрываются, а в зоне близкой к контуру ЗВС могут раскрываться незначительно до 0.05 мм при нормальном пластовом давлении. Если же давление на контуре ЗВС завышено вследствие работы нагнетательного фонда или других причин, то раскрытие трещин в ЗВС добывающих скважин может быть значительным. При этом трещины могут достигать точки эксплуатационного забоя.

В заключение рассмотрения факторов и показателей распространения техногенных трещин, полученных на основании модели ГПП и гипотезы о формировании трещин, следует отметить, что результаты моделирования подтверждают мнение российских ученых Медведского Р.И., Грачева С.И., Трофимова А.С. о наличии и формировании каналов высокой проводимости между нагнетательными и добывающими скважинами.

Ранее все скважины предполагались совершенными. Рассмотрим пример различия динамики ФЕС без отличия проницаемости в ПЗП от остальной части пласта и с отличием проницаемости в ПЗП от остальной части пласта. Проведем вычислительный эксперимент над моделью пласта Бб в окрестности нагнетательной скважины (средний радиус ЗВС – 500 м). Исходные данные модели показаны в табл. 7.10. Относительные проницаемости принимаются согласно кривым на рис. 7.53 – а. Запустим скважину с приемистостью 500 м<sup>3</sup>/сут и остановим через 20 сут. На рис. 7.80 –а показана динамика забойного давления в нагнетательной скважине с равномерным распределением проницаемости в ЗВС и градиентом сдвига по воде и нефти –  $dp_{\kappa}^{g,h} = 0,001$ . Изменим проницаемость в ПЗП с радиусом 12 м, посредством умножения проницаемости остальной части пласта на коэффициент  $S_{\kappa}$ , отражающий отношение проницаемости в ПЗП к проницаемости остальной части пласта. Данный коэффициент в некотором смысле отражает так называемый скин-фактор. Реальные значения, принимаемые  $S_{\kappa}$ , могут быть в разумных пределах от 0,1 до 10. Соответственно при  $S_{\kappa} > 1$  проницаемость в ПЗП улучшена, а при  $S_{\kappa} < 1$  ухудшена. Проведем вычислительный эксперимент с  $S_{\kappa} = 0,2$ . На рис. 7.80 – б показана динамика забойного давления в нагнетательной скважине с  $S_{\kappa} = 0,2$ , и  $dp_{\kappa}^{g,h} = 0,001$ . Зададим  $dp_{\kappa}^{g,h} = 0,003$  и повторим эксперимент. На рис. 7.80 – в показана динамика забойного давления в нагнетательной скважине с  $S_{\kappa} = 0,2$  и  $dp_{\kappa}^{g,h} = 0,003$ . При нулевом градиенте  $dp_{\kappa}^{g,h} = 0$  динамика забойного давления показана на рис. 7.80 – г. В четвертой главе градиент сдвига описывался для каждого направления фильтрации и каждого компонента. В показанных здесь примерах они приняты одинаковыми по всем направлениям, воде и нефти –  $dp_{\kappa}^{g,h}$ .

Таблица №7.10

**Параметры модели ГПП (тест кривой падения давления)**

Количество слоев	10
Анизотропия $-k^{(z)}/k^{(x,y)}$ , [д.е.]	0,13
Плотность нефти при $P_0$ , [кг/куб.м]	850
Плотность воды при $P_0$ , [кг/м <sup>3</sup> ]	990
Вязкость нефти при $P_0$ , [мПа·с]	2,3
Вязкость воды при $P_0$ , [мПа*с]	1,0
Сжимаемость нефти $-w^H$ , [1/ГПа]	3,4
Сжимаемость воды $-w^B$ , [1/ГПа]	1,2
Сжимаемость породы $-w^П$ , [1/ГПа]	0,085
Открытая пористость при начальных условиях $-m^{отк}$ , [%]	23

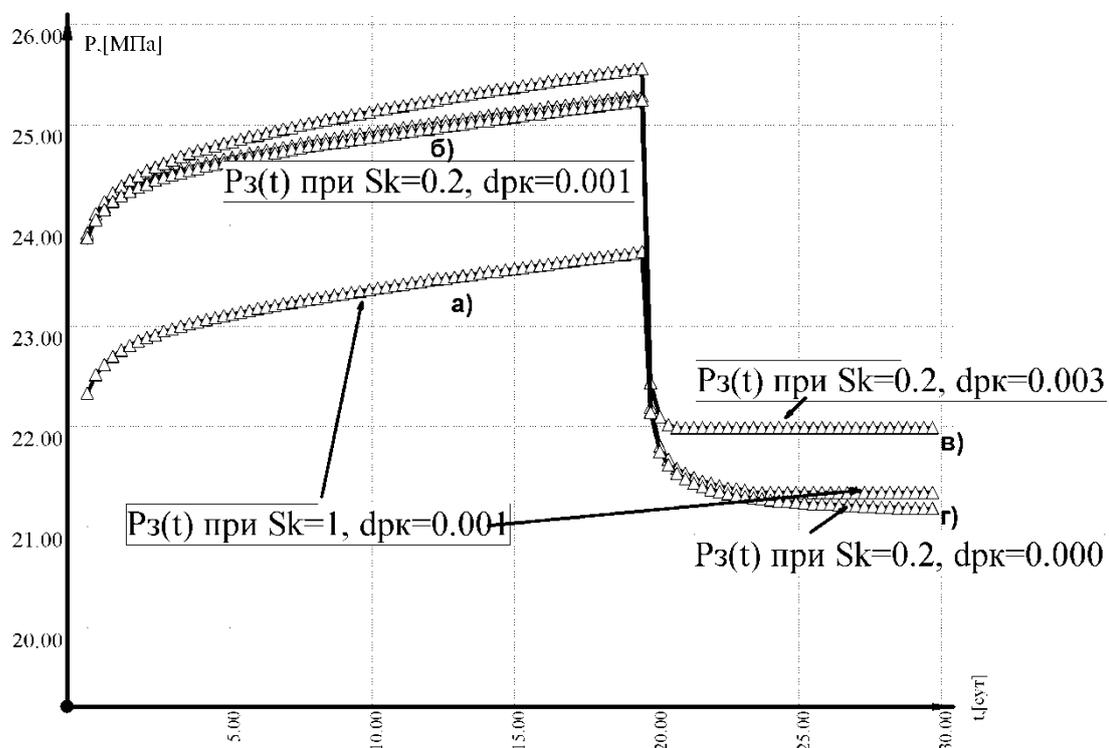


Рис. 7.80. Динамика забойного давления в нагнетательной скважине с отработкой в течение 20 сут и остановка с выдержкой в течение 20 сут (здесь  $дрк = dp_{\hat{e}}^{a,i}$ ,  $Sk = S_k$ )

Как видно из рис. 7.80 – в, наибольший рост и скорость падения давления соответствует градиенту сдвига – 0,003, так как при этом большая часть жидкости в ЗВС остается неподвижной и препятствует нагнетанию. Для кривой на рис. 7.80 – г характерно длительное падение давления, в связи с тем, что вся жидкость в ЗВС подвижна. Наименьший рост давления и немного более длительное по сравнению ( $S_k=0,003$ ) падение давления характерно для кривой на рис. 7.80 – а, так как проницаемость в ПЗП одинакова с проницаемостью остальной части ЗВС.

Рассмотрим результаты вычислительного эксперимента для исследования динамики давления в нагнетательной скважине 407Р, вскрывающей пласты А1(3), А1(1–2) и А2(1) с проницаемостями 215, 16 и 55 мД и начальными пластовыми давлениями 16.36, 16.05 и 16.47 МПа соответственно. Нагнетательную скважину запустим с приемистостью 1500 т/сут и выключим через 50 сут. Деформационные свойства пластов примем одинаковыми. На рис. 7.81 показано распределение давления в ПЗП данной скважины до и после остановки. Следует отметить, что в данной модели ГПП пласты считались гидравлически разобщенными по вертикали. Вследствие этого, распределение давления пластов различно. На рис. 7.82 показана динамика забойного давления в скважине и пластового давления на расстоянии 18 м от забоя для каждого из пластов.

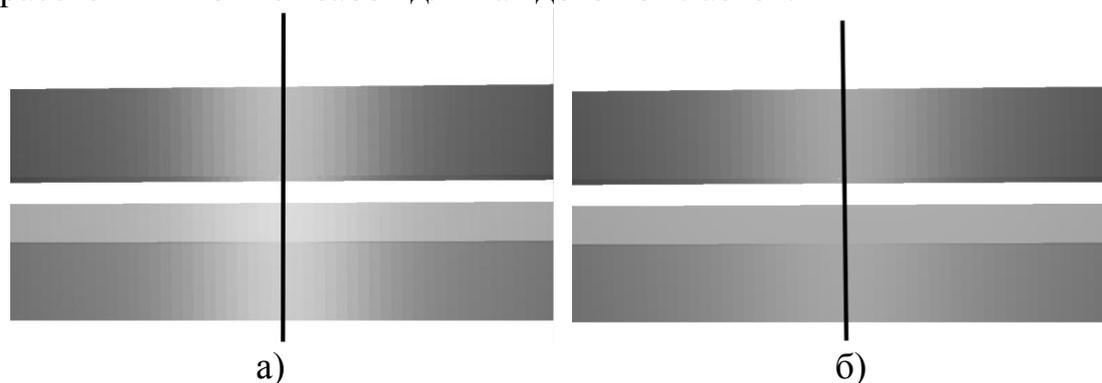


Рис. 7.81. Модель ГПП в разрезе пластов в точке забоя нагнетательной скважины по вертикали вдоль оси  $X$  (заливка по давлению  $P_{min}=16,05$ ;  $P_{max}=29,6$  МПа): *a* – время 49,75 сут; *б* – время 50,25 сут (т.е. после остановки)

Из графиков динамики пластового давления на рис. 7.82 видно, что при закачке воды давление больше всего растет в пласте с наибольшей проницаемостью – А1(3), так как и объем закачиваемой воды в него тоже наибольший (см. рис. 7.83). После отключения скважины возникают межпластовые перетоки: пласт А1(3) дренируется пластами А1(1–2) и А2(1), причем последний принимает жидкость больше, так как имеет большую проницаемость. Судя по динамике притоков и давлений окончательное уравнивание давлений не предвидится в ближайшие 50–100 сут. Это свидетельствует о том, что в многопластовых скважинах без изоляции пластов проводить ГДИ посредством снятия КВД/КПД не только не эффективно, но и бесполезно.

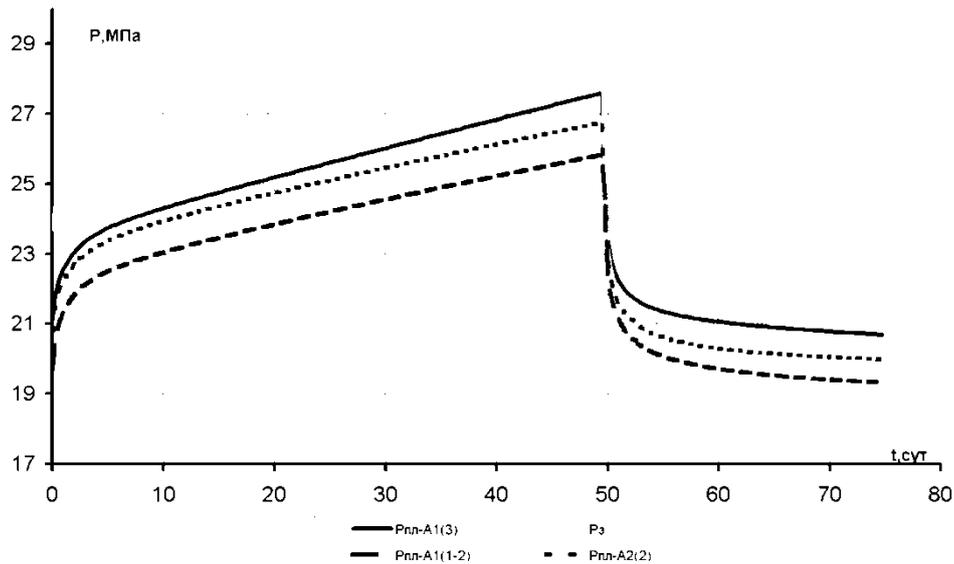


Рис. 7.82. Динамика забойного и пластовых давлений в модели ГПП

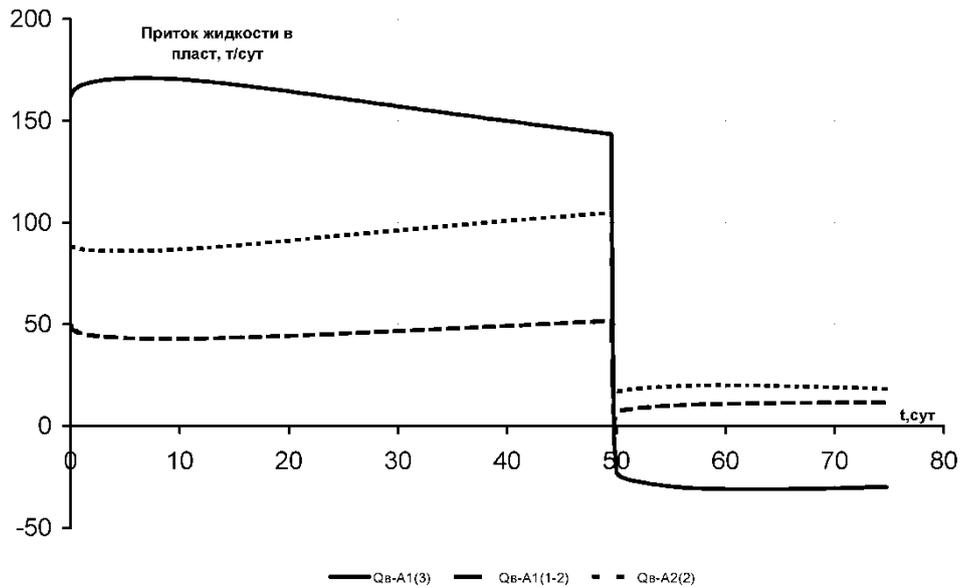


Рис. 7.83. Динамика притоков жидкости по пластам в первом слое (количество слоев равно 5, поэтому суммарный приток по пласту равен производству притока в первом слое на 5)

Одной из основных особенностей предлагаемой модели ГПП является специфика хранения данных, описывающих расчетные и исходные свойства элементов ГПП (ячеек). В динамической памяти расчетного модуля – root находится только пять рядов ячеек по оси X: один основной ряд, а четыре остальных со сдвигом основного ряда по осям Y и Z на индекс вперед и назад для расчета перетока между ячейками, трещин и ФЕС. Таким образом, требуемая для расчета модели ГПП динамическая память, используемая для расчета ФЕС и перетоков между ячейками, равна произ-

ведению объема информации по одной ячейке (52 байт) на количество ячеек по  $X$  ( $n_x$ ) и рядов (5) –  $V_I=52 \times n_x \times 5$ . Т.е. фактически количество ячеек и степень детализации процессов в предлагаемой модели ГПП не ограничивается возможностями ЭВМ. Все данные о свойствах ячеек модели располагаются на постоянном носителе (HardDiskDrive), а по мере вычислений они считываются и сохраняются. Конечно, для малого количества ячеек до 1 млн. такая схема является не оптимальной, однако при росте количества ячеек более 10–20 млн. такая схема обработки информации становится единственно возможной для ПК. В частности для аналогов таких моделей (Eclipse, Техсхема, Tempest) количество ячеек ограничено доступной динамической памятью, что несколько ограничивает область их применения на ПК. На рис. 7.84 Показана зависимость скорости расчета предлагаемой модели ГПП от количества ячеек.

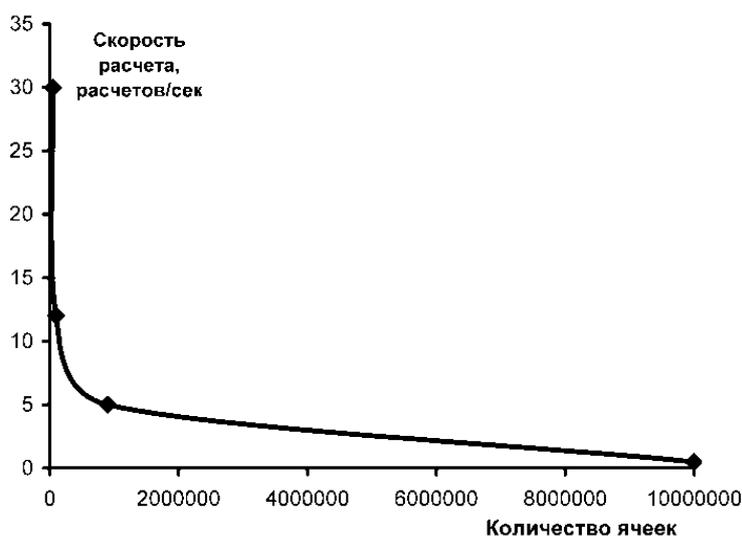


Рис. 7.84. Зависимость скорости расчета модели ГПП на один момент времени от количества ячеек

Для получения результатов вычислений модели ГПП на рис.7.60–7.66 при  $\Delta t=0,007$  сут и расчете прогноза на 910 сут количество расчетов составило 130000 и заняло на ПК–AMD3200+ с объемом динамической памяти 512 МБайт – 1 ч 22 мин при  $n_x=100$ ,  $n_y=100$ ,  $L_s=10$ . Естественно для получения лучших результатов скорости вычислений предлагаемой модели ГПП и аналогов необходимо использовать не персональные компьютеры, а ЭВМ типа MainFrame, микро- и мини- ЭВМ, что вполне обосновано, когда речь идет о больших экономических затратах на разработку и эксплуатацию месторождений не говоря уже о возможных потерях, возникающих при недостаточно точном прогнозировании. В настоящее время возникла странная ситуация с использованием моделей ГПП, состоящая в том, что с целью ускорения расчета или достижения выполнения расчетных прогнозов на ПК за приемлемое время, количество ячеек модели сокращается («upscaling»), что негативно отражается на точности вычислений и де-

тализации моделируемых процессов. В частности при формировании моделей ГПП месторождений Западной Сибири линейные размеры ячеек по осям  $X$  и  $Y$  могут достигать 100–500 м, что естественно не может быть адекватным особенно, если вспомнить какого рода допущения принимаются при расчете ФЕС в ячейках. Наиболее адекватными размерами ячеек вне зависимости от размеров пластов являются размеры от 1 до 50 м. Что касается ячеек-стволов скважин, то их размеры должны быть еще меньше: локальное измельчение.

### **7.5. Пример использования модели гидросистем продуктивных пластов совместно с моделью технических гидросистем**

Вследствие того, что в качестве граничных условий для скважин задаются зависимости притока/оттока жидкости или компонентов от времени  $Q(t)$  вне зависимости от состояния наземной части гидросистемы ППД, динамику расчетных показателей элементов модели ГПП нельзя полностью считать достоверными. Так как при изменении давления на забое скважин вследствие изменения состояния ГПП будут изменяться величины оттока или притока, то использование МТГС совместно с моделью ГПП может более точно отразить такого рода изменения с учетом динамики ФЕС элементов модели ГПП и гидравлических параметров звеньев и структуры МТГС.

Рассмотрим пример модели на рис. 7.85. Как видно из схемы, МТГС представлена тремя нагнетательными (обозначены префиксом «н») и тремя добывающими скважинами (префикс – «д»), сетью трубопроводов и КНС, а модель ГПП представлена тремя пластами – А1(1), А1(2–3) и А4. Причем, каждая добывающая скважина вскрывает все три пласта, а нагнетательные избирательно: скважина «н1» – пласты А1(1) и А1(2–3), «н2» – все пласты, а «н3» – А1(1) и А4.

Начальную нефтенасыщенность примем равной 35% по всем пластам, пластовое давление к моменту пуска нагнетательных и добывающих скважин будет равномерным: А1(1) – 16,27, А1(2–3) – 16,54, А4 – 17,41 МПа. Размеры пластов по  $X$  и  $Y$  равны 1000 м. Средняя толщина А1(1) – 6,47 м, А1(2–3) – 14,84 м, А4 – 43,03 м. Средние проницаемости пласта А1(1) – 108 мД, А1(2–3) – 37 мД, А4 – 159 мД. Прочие параметры модели соответствуют табл. 7.9, за исключение проницаемости трещин (здесь она равна 50 Д) и учета нарушения закона Дарси (здесь он учитывается). Добывающие скважины опишем постоянным отбором жидкости: «д1» – 500 т/сут, «д2» – 300 т/сут, «д3» – 400 т/сут.



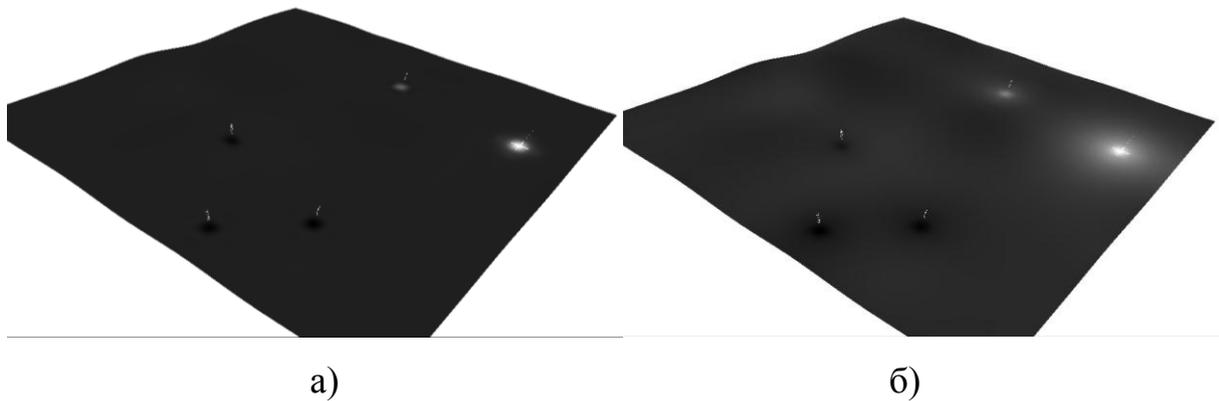


Рис. 7.87. Заливка по давлению пласт А1(2–3): *а* – 0,04 сут,  $P_{min}=16,14$ ,  $P_{max}=19,45$  МПа; *б* – 0,9 сут,  $P_{min}=15,67$ ,  $P_{max}=21,15$  Мпа

Как видно из рис. 7.88 давление в ЗВС нагнетательных скважин пласта А4 растет медленнее, чем в остальных пластах. Это связано с тем, что данный пласт имеет толщину выше остальных примерно в 3–3,5 раза. Форма пластов взята с достаточно большими колебаниями абсолютных отметок кровли и подошвы пластов, поэтому наличие зон с большими значениями АО обуславливает тенденции к формированию пластового давления в ЗВС нагнетательных скважин (см. рис. 7.86 – б, рис. 7.88 – б).

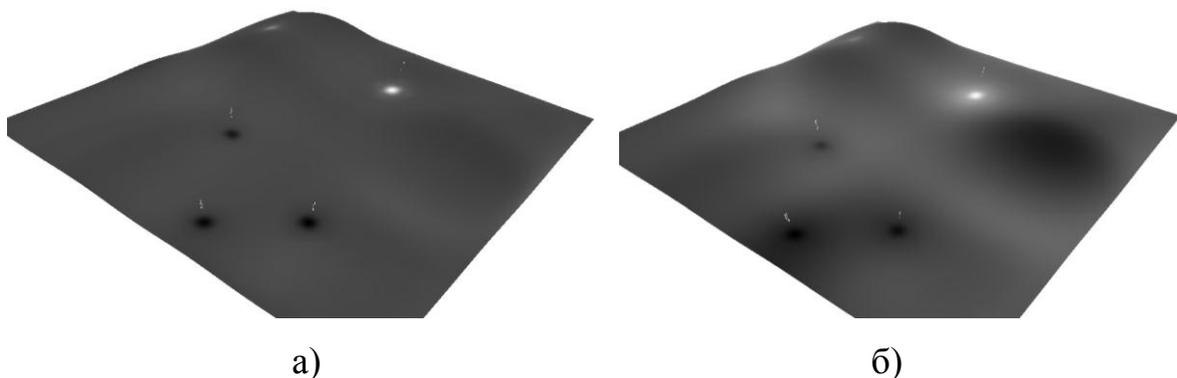


Рис. 7.88. Заливка по давлению пласт А4: *а* – 0,04 сут,  $P_{min}=16,92$ ,  $P_{max}=18,68$  МПа; *б* – 0,9 сут,  $P_{min}=16,44$ ,  $P_{max}=19,56$  Мпа

Динамику ФЕС в модели ГПП детально рассматривать не будем, так как основные факторы были показаны выше на подобных моделях в отдельности от МТГС. Рассмотрим наиболее интересные факторы взаимодействия ГПП и ТГС в виде динамики гидропараметров ТГС.

На рис. 7.92–7.94 показана динамика приемистостей нагнетательных скважин по пластам, а на рис. 7.89–7.91 показана динамика репрессии, создаваемой нагнетательными скважинами на заводняемые пласты. Из графиков данных зависимостей видно, что с течением времени режимы работы пластов не устанавливаются. Это характеризует данную ГПП как инер-

ционную, а следовательно данная система будет практически не исследуема ГДИ на установившихся режимах отбора или закачки.

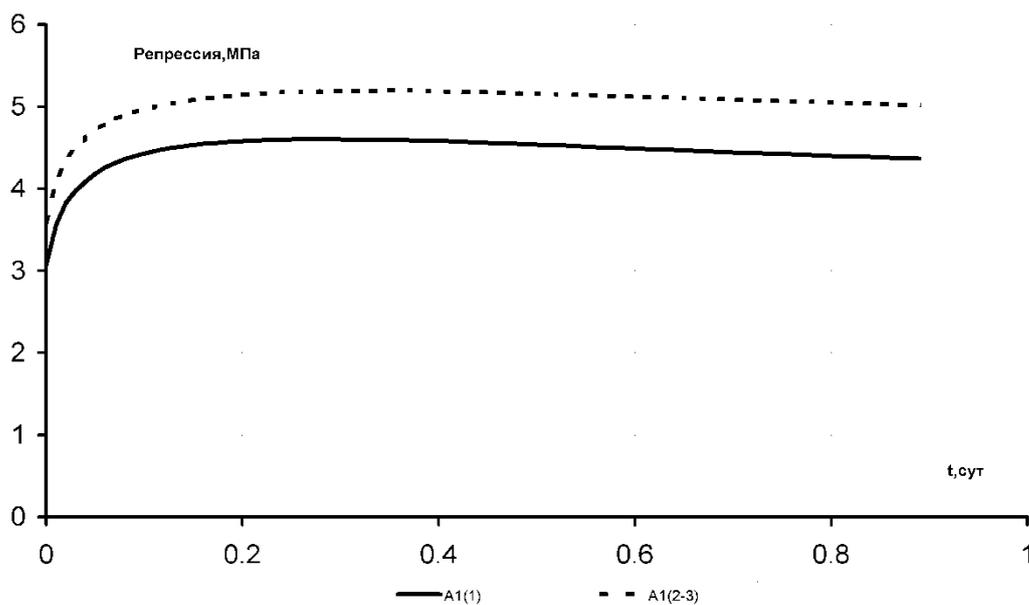


Рис. 7.89. Динамика репрессии пластов нагнетательной скважины – «н1»

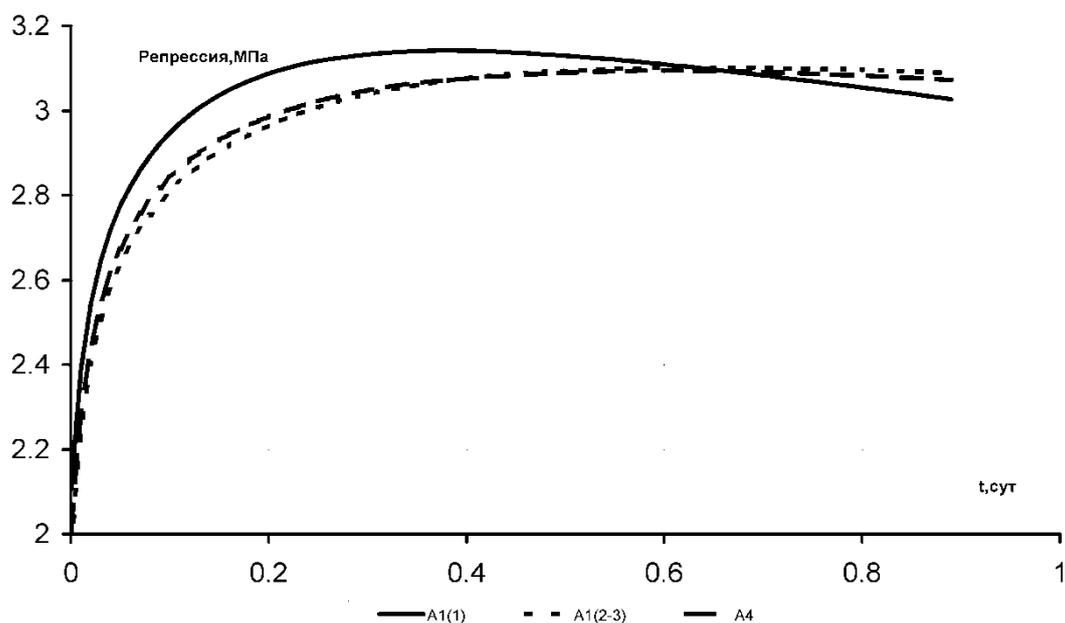


Рис. 7.90. Динамика репрессии пластов нагнетательной скважины – «н2»

Графики зависимости репрессии от времени отражают неустойчивый характер формирования пластового давления на контуре ЗВС, т.е. сначала репрессии быстро растут, а затем начинают падать. Такого рода зависимости отражают изменение комплексного потокораспределения в наземной части системы ППД, которая вследствие взаимодействия элементов ТГС реагирует изменением всех гидропараметров на изменение состояния ГПП.

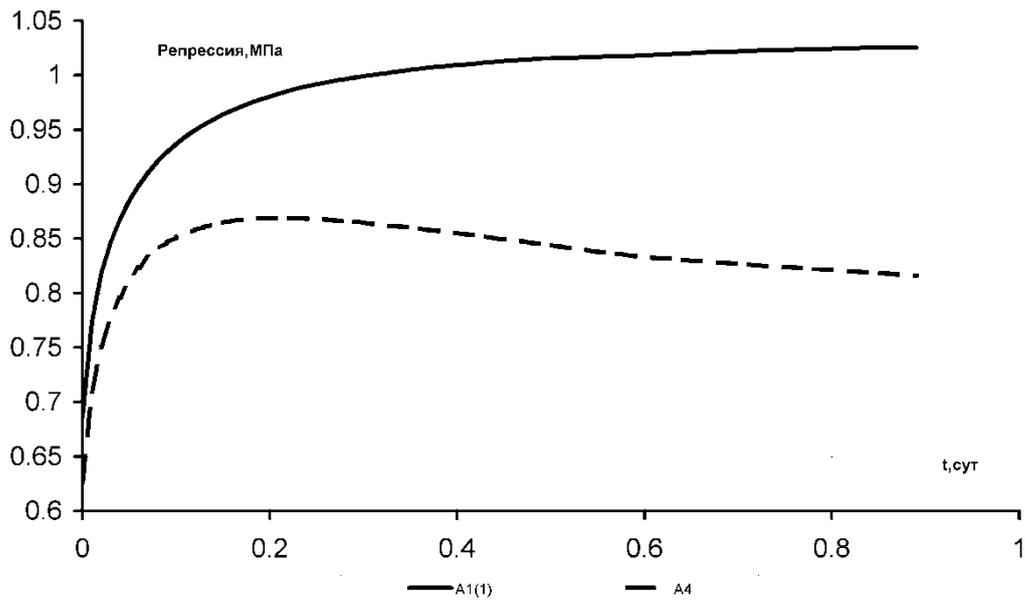


Рис. 7.91. Динамика репрессии пластов нагнетательной скважины – «н3»

Аналогичная картина наблюдается и с динамикой приемистостей, которая отражает как рост, так и падение ее значений с течением времени (рис. 7.92–7.93).

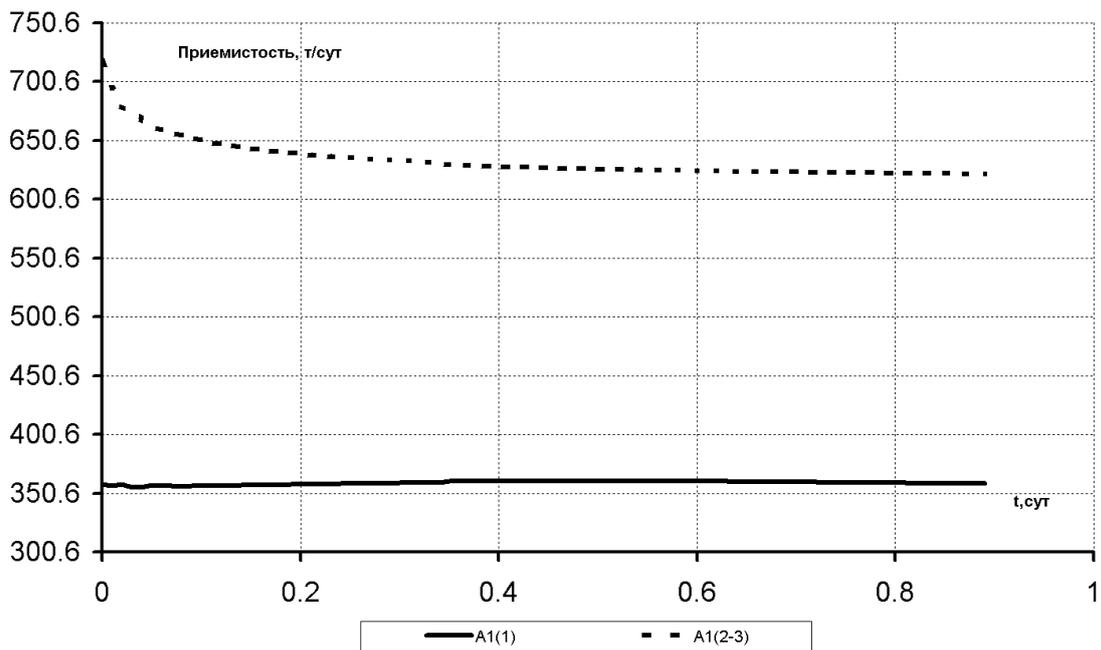


Рис. 7.92. Динамика приемистости пластов нагнетательной скважины – «н1»

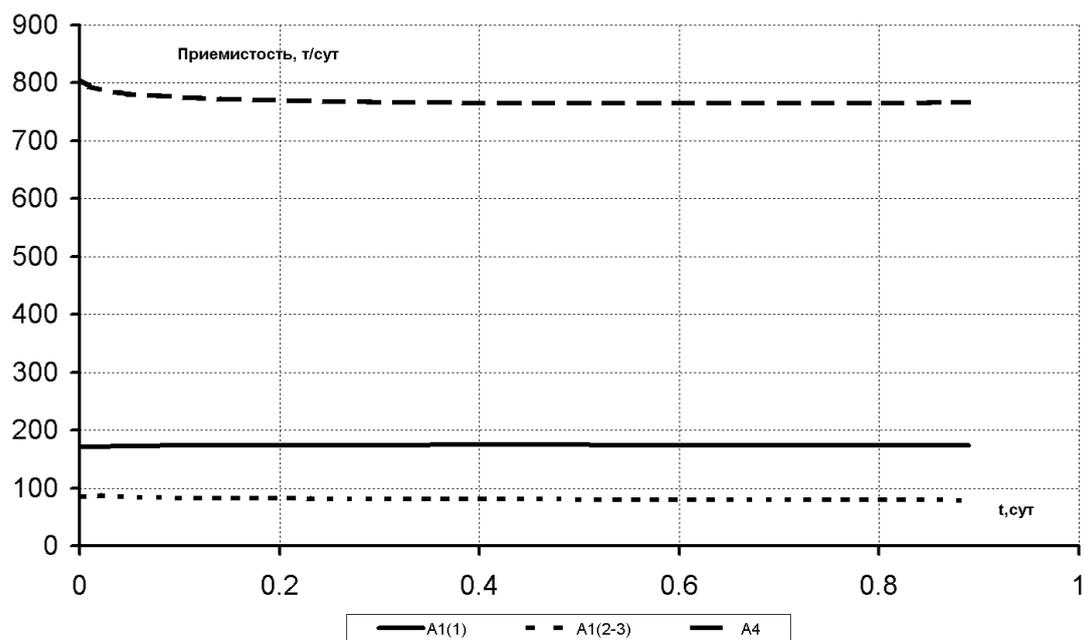


Рис. 7.93. Динамика приемистости пластов нагнетательной скважины – «Н2»

По большей части характер реакции наземной ТГС обуславливается гидравлической характеристикой КНС и, составляющих ее АСГ. Так как характеристика применяемых в системах ППД насосов АСГ<sub>СТР</sub> (типа ЦНС) является «мягкой», режимы работы ТГС в целом также отражают «мягкую» взаимосвязь давлений и расходов жидкости в элементах системы (см. рис. 7.95).

В дополнении к этому, если исследовать характер взаимодействия сети трубопроводов, скважин и УУ с насосными агрегатами, то становится ясным, что при наложении их характеристик вид регулировочных кривых становится еще менее предсказуемым, не говоря уже о характере взаимодействия с ГПП.

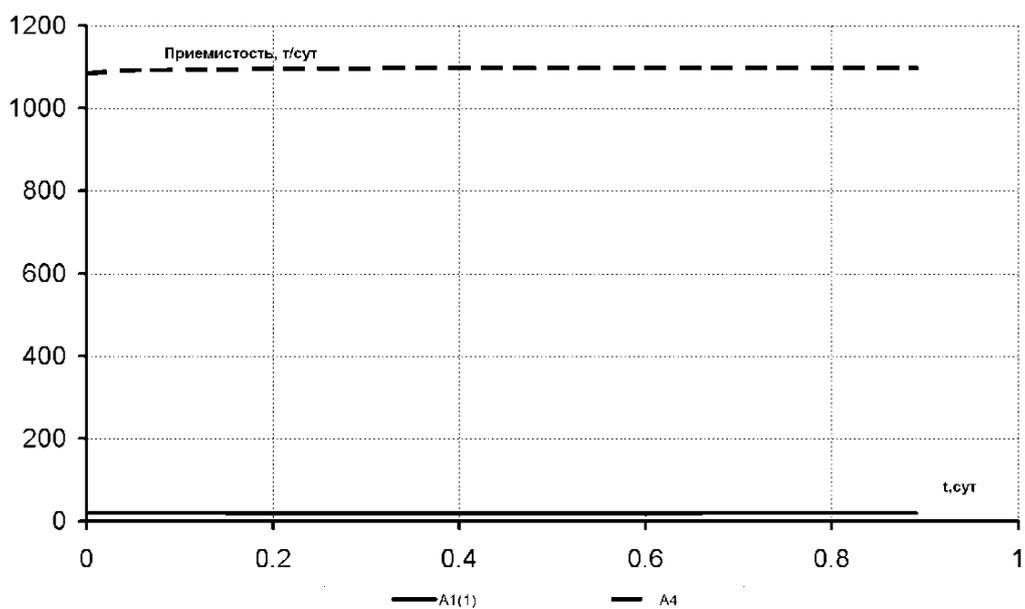


Рис. 7.94. Динамика приемистости пластов нагнетательной скважины –«НЗ»

В рассмотренной совместной модели учитывались все описанные факторы: трещинообразование, нарушение закона Дарси, изменение открытой пористости и проницаемости от давления. На данный момент детально выявить степень влияния каждого из этих факторов на характер взаимодействия ТГС и ГПП не представляется возможным. Поэтому для повышения точности моделирования необходимо использовать предложенные модели ТГС и ГПП совместно.

Что касается динамической оптимизации ТГС с учетом изменения состояния ГПП, то судя по требуемым вычислительным ресурсам, она требует у современных ЭВМ недопустимо большое время. Поэтому решение такой задачи пока не предвидится. С точки зрения практического использования МТГС при планировании мероприятий по регулированию и оптимизации для текущих условий эксплуатации ГПП (например в течение 1–2 лет), вполне подходят описанные методы контроля и управления с использованием МТГС отдельно от модели ГПП.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Результаты исследований, отраженных в данной работе, позволяют сделать следующие важные выводы.

Текущее состояние в методах контроля и управления нефтепромысловыми системами потребовали создания математико-численной универсальной модели, вычислительные эксперименты над которой, а также решение смежных задач управления с ее помощью, позволят существенным образом повысить качество контроля и управления этими системами, а также повысить эффективность внедрения систем разработки, использующих в качестве воздействия на месторождение систему заводнения.

Используя некоторые результаты исследований и наработки в области моделирования подобных системам ППД технических гидросистем водоснабжения, газосбора, нефтесбора и т.п., создана наиболее универсальная модель технических гидросистем, отражающая системный подход в классификационном анализе и математическом описании наиболее весомых физических процессов: процессов установившегося и неустойчивого изотермического и неизотермического течения сжимаемой жидкости в гидросистемах произвольных по структуре и свойствам элементов. Основными преимуществами созданной модели является учет аварийных ситуаций, замерзания участков системы, теплопередачи, изменения свойств жидкости в зависимости от гидравлических режимов, эксплуатационных динамических показателей автоматических гидравлических регуляторов, скважин, заводняющих более одного пласта, негерметичностей колонн, водозаборных скважин с детальным отражением их эксплуатационных характеристик.

Основной целью созданной модели является имитация произвольных гидросистем в зависимости от распределения технических (для устройств наземной части и оборудования скважин) и природных свойств (для зон воздействия скважин) элементов.

В процессе развития модели, создана модель гидросистемы продуктивных пластов, отличающаяся от аналогов математическим описанием процессов деформации пласта, факторов трещинообразования и материального баланса. Модель учитывает изменение фильтрационно-емкостных свойств пластов системы от давления и возможного образования трещин. Недостатком модели является отсутствие явного учета влияния газа на фильтрационные процессы. Модель отличается от аналогов также тем, что не ограничивает количество элементов, на которые разделяется пласты динамической памятью ЭВМ, так как используется иная схема сведения материального баланса.

Созданные модели технической гидросистемы и системы продуктивных пластов, объединены в единую модель систем ППД, отражающую гидросистему – «наземная часть – нагнетательные скважины – пласты –

добывающие скважины».

Для адаптации созданных моделей предложен ряд методов интерполяции для геологических моделей, анализа фактических режимов работы нагнетательных скважин и оценки состояния трубопроводов и насосных агрегатов.

В ходе исследований основывающихся на вычислительных экспериментах над моделями выявлен ряд особенностей эксплуатации сложных систем сетевой структуры, из которых наиболее интересными являются факторы управляемости и техногенного воздействия систем ППД на гидросистему продуктивных пластов. В частности выявлено, что системы ППД, как системы сбора продукции скважин, хорошо управляемы посредством дросселирования штуцерами и гидравлическими регуляторами, а также посредством корректирования гидравлических характеристик насосных агрегатов на кустовых насосных станциях, что позволяет оптимизировать системы посредством подбора штуцеров и характеристик КНС исходя из максимизации к.п.д. системы и минимизации отклонений текущих приемистостей нагнетательных скважин от требуемых по технологии заводнения. Для решения данной задачи предложены три метода достижения оптимального состояния ТГС, которые применимы в зависимости от характера требуемой оптимизации и возможностей ЭВМ.

Приведенные в работе примеры вычислительных экспериментов над моделью гидросистем продуктивных пластов, показывают, что наиболее негативным фактором техногенного влияния систем ППД на систему продуктивных пластов является образование трещин в зонах нагнетания и последующие их развитие в область отбора, способствующее быстрому обводнению добывающих скважин. Так выявлено, что возникновение трещин в околосбойных зонах нагнетательных скважин практически неизбежно при соблюдении баланса отбора и закачки, когда на одну нагнетательную скважину приходится более 1–2 добывающих. Однако это является допустимым и не приводит к прорыву трещин и воды в добывающие скважины при своевременном запуске нагнетательных. На примерах показано, что наиболее благоприятным условием развития трещин является пуск нагнетательных скважин к моменту формирования зон низкого пластового давления на расстоянии менее 300–350 м от забоя нагнетательной скважины. Формирование зон низкого пластового давления в достаточной для развития трещин близости от намеченного забоя нагнетательной скважины происходит при работе добывающих скважин на расстоянии менее 800 м с толщиной пласта менее 20 м и дебитом 200–400 т/сут в течение порядка 1–1,5 лет. После пуска нагнетательной скважины через 1–1,5 лет развитие трещин происходит в три фазы: 1 – образование трещин в зоне воздействия нагнетательной скважины на расстояние порядка 200 м в течение 10–100 сут; 2 – резкий рост трещин в направлении зон с низким давлением, через 200–300 сут после пуска; 3 – прорыв трещин в добываю-

щую(ие) скважины через 350–500 сут, сопровождающийся дестабилизацией дебитов и забойных давлений в течение 50 – 70 сут с одновременным резким ростом обводненности.

Так как в работе большая часть отводится математическому описанию задач, а также методам их решения. Подытожим основные аспекты универсального моделирования гидросистем.

В работе предложен новый комплексный подход к моделированию технических гидросистем со сложной структурой, который включает:

- адекватный системный анализ структур гидросистем, основанный на выделении составляющих их устройств на элементы, который позволяет отражать реальные физические структуры гидравлических систем «так, как они есть» без фиктивного заикливания, которое в существующей на данный момент теории отражает зачастую фиктивный процесс круговорота текучих сред;

- вследствие нового анализа структур изменяется понятие «контур», которое в незаикленных схемах отражает пути течения среды от одного накопителя текучей среды к другому;

- математическое свойство активности узла, отражающее в соответствии с физической сущностью модели объектов-узлов: активный узел, из которого (или в который) может осуществляться приток в систему, причем с заранее неизвестным расходом;

- система уравнений, отражающая потокораспределение, изменяется: баланс потоков в узлах не включает в себя фиктивных расходов; энергетический баланс записывается не для замкнутого контура по правилу Кирхгоффа, а для пути;

- универсальный подход к гидравлическому моделированию элементов гидросистем, отражающий полномерный характер воздействия их на систему, т.е. использование полных гидравлических характеристик, являющихся отражением воздействия элемента на систему во всем спектре расходов и давлений;

- теоретическое обоснование моделей скважин с различными структурами, способами эксплуатации и возможными осложнениями;

- теоретическое обоснование модели скважины, эксплуатирующей одновременно несколько пластов;

- понятие «обобщенных индикаторных линий», отражающих совместное заводнение нескольких пластов в одной скважине;

- гидравлические модели элементов, ранее адекватно не моделируемые в теории гидравлических цепей: обратные клапаны, гидравлические регуляторы;

- учет теплопередачи между жидкостью системы и внешней средой, которая может быть описана функциональным или табулированным распределением температуры внешней среды по длине элементов;

- учет термогидравлического перехода, обусловленного сопротив-

лением трубопроводов, штуцеров, запорной арматуры и работой насосных агрегатов;

- учет перемерзания участков гидросистемы и соответствующего ему потокораспределения;

- учет изменения свойств жидкости в гидросистеме от давления и температуры, обусловленные рассчитываемым потокораспределением и заданным распределением температуры внешней среды;

Таким образом, созданная модель позволяет:

- имитировать технические гидравлические системы произвольной структуры с любыми свойствами сжимаемых текучих сред в неизотермической и нестационарной постановке;

- предопределять динамическое потокораспределение гидросистем с произвольной структурой и свойствами элементов;

- имитировать практически любые производственно-эксплуатационные ситуации, отражаемые в распределении гидравлических и тепловых параметров потока в элементах системы;

- оптимизировать структуру систем посредством анализа результатов вычислительных экспериментов;

- оптимизировать технические характеристики элементов, исходя из соблюдения технологических и эксплуатационных условий;

- отражать динамическое распределение фильтрационно-емкостных свойств пластовой и технической гидросистемы;

- планировать мероприятия по реконструкции систем в процессе развития системы разработки и соответствующей ей системы заводнения.

В ходе алгоритмизации модели ТГС, реализован программный расчетный комплекс HydraSym:

- предложены алгоритмы систематизации и обработки исходных и выходных данных модели;

- предложены методы решения систем нелинейных уравнений для наиболее жестких условий – «негладкости», возможной неопределимости на всей числовой оси, несимметричности (не «нечетности») функций замыкающих отношений и их производных;

- предложены алгоритмы и методы решения задачи комплексного потоко- и термораспределения в произвольных технических гидросистемах с установившимся течением;

- предложен алгоритм поиска системы путей, исходя из адекватности результирующей матрицы путей –  $B$ ;

- предложены методы решения задач автоматической оптимизации: выбора диаметров штуцеров и характеристик КНС согласно номинальным приемистостям скважин и максимизации к.п.д. системы;

- предложен порядок расчета комплексных энергетических показателей технических гидросистем: к.п.д. сети, к.п.д. гидросистемы и полный к.п.д. гидросистемы;

- разработан новый метод решения систем нелинейных уравнений, который позволяет решить задачу потокораспределения в постановках методов «путевой» и «узловой» увязки при любых граничных условиях и замыкающих отношениях.

Учитывая решающую значимость точности рабочих характеристик насосных агрегатов для модели технических гидросистем, предложен косвенный метод снятия рабочих характеристик, основанный на законах подобия: пересчета модельных характеристик в натурные с обоснованием коэффициентов, устанавливающих соотношения к.п.д. модельного и натурального насосов.

Анализ существующих методов моделирования процессов нефтедобычи показал, что использование детерминированных математических моделей сопряжено со значительными трудностями, препятствующими внедрению постоянно-действующих моделей. Данные сложности вызваны неполнотой и неточностью геолого-промысловой информации, часто ведущей к невозможности настройки математических моделей на фактическую историю показателей разработки промысловых объектов в сжатые сроки.

Проведён анализ нейросетевых технологий и обоснована необходимость разработки новых методик имитационного моделирования процессов нефтедобычи, основанных на использовании нейронных сетей.

Разработанные нейросетевые модели, прогнозирующие основные технологические показатели нефтедобычи, имеют способность к сглаживанию ошибок в обучающей выборке, что дает возможность повысить достоверность прогноза даже по сравнению с классическими гидродинамическими моделями..

Предложенный метод и алгоритм нейросетевого моделирования процессов нефтедобычи, основанный на комплексном обучении нейронной сети фактическими замерами режимов работы скважин и результатами детерминированных гидродинамических и аналитических моделей, показал низкую погрешность прогноза – 4–17 %.

Исследование основных характеристик созданных нейронных сетей на качество аппроксимации обучающей выборки из данных детерминированных моделей показал совпадение аппроксимации вплоть до 99,6 %, а для выборки из фактических замеров режимов скважин совпадение в пределах 68,1–87,3 %.

Доказана приемлемая устойчивость нейросетевых моделей процессов нефтедобычи к входным данным с высоким уровнем шумов (до 30%) .

На реальных системах разработки Савуйского и Ван-Еганского месторождениях доказано, что использование предложенного метода позволяет оперативно достичь приемлемую точность прогноза режимов работы скважин с относительной погрешностью не более 17 %.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Хусаинов А.Т. Применение инструментария искусственных нейронных сетей для оперативного расчета нефтедобычи / А.Т. Хусаинов // Нефтегазовое дело.– 2013.– Т.11 №2. – С. 22–25
2. Хусаинов А.Т. Инновационный аналитический метод для расчета показателей нефтедобычи / А.Т. Хусаинов // Известия вузов. Нефть и газ.– 2013. – № 3. – С. 18–23
3. Хусаинов А.Т. Методика оперативного прогнозирования показателей нефтедобычи средствами программного комплекса с аналитическим модулем искусственных нейронных сетей /А.Т. Хусаинов // Нефтегазовое дело. – 2013. – Т.11 №3. – С.44–51
4. Хусаинов А.Т. Изменение свойств осадочных пород при разработке залежей центральной части Западной Сибири по результатам исследований керна [Электронный ресурс] / А.Т. Хусаинов // "Нефтегазовое дело": электронный научный журнал –2013.№1 – Режим доступа: [http://www.ogbus.ru/authors/KhusainovAT/KhusainovAT\\_1.pdf](http://www.ogbus.ru/authors/KhusainovAT/KhusainovAT_1.pdf) (дата обращения 01.10.2015)
5. Стрекалов А.В. Интерпретация динамики режимов работы скважин для построения карты распределения нефтенасыщенности/ Королев М.С., Стрекалов А.В., Хусаинов А.Т.// "Нефтегазовое дело": электронный научный журнал –2013. –№1. – Режим доступа: [http://www.ogbus.ru/authors/KorolevMS/KorolevMS\\_1.pdf](http://www.ogbus.ru/authors/KorolevMS/KorolevMS_1.pdf) (дата обращения 02.12.2015)
6. Баталов Д.А., Хусаинов А.Т. Методика прогнозирования доизвлечения остаточных запасов на водоплавающих нефтяных залежах находящихся на поздних стадиях // "Нефтегазовое дело": электронный научный журнал – 2013. –№2. – Режим доступа: [http://www.ogbus.ru/authors/BatalovDA/BatalovDA\\_1.pdf](http://www.ogbus.ru/authors/BatalovDA/BatalovDA_1.pdf) (дата обращения 02.11.2015)
7. Грачева С.К. Моделирование образования сети трещин при ГРП / Стрекалов А.В., Хусаинов А.Т. // "Нефтегазовое дело": электронный научный журнал – 2013. –№2. – Режим доступа: [http://www.ogbus.ru/authors/GrachevaSK/GrachevaSK\\_1.pdf](http://www.ogbus.ru/authors/GrachevaSK/GrachevaSK_1.pdf) (дата обращения 12.12.2015)
8. Королев М.С. Технология распределенного управления гидравлическими системами сетевой структуры / Королев М.С., Стрекалов А.В., Хусаинов А.Т // "Нефтегазовое дело": электронный научный журнал –2013.–№4– – Режим доступа: [http://www.ogbus.ru/authors/KorolevMS/KorolevMS\\_1.pdf](http://www.ogbus.ru/authors/KorolevMS/KorolevMS_1.pdf) (дата обращения 12.09.2015)
9. Царегородцев В.Г. Нейроимитатор NEUROPRO // Нейроинформатика и ее приложения: Тез. докл. VI Всероссийского семинара, 2–5 октября 1998 г. / Под ред. А.Н.Горбаня.– Красноярск: КГТУ,–1998.– С. 207.
11. Официальный сайт «Neural Bench» (Нейроверстак).– Режим доступа: <http://www.neuralbench.ru> (дата обращения 12.09.2015) (01.09.2013).
12. Stuttgart Neural Network Simulator. University of Tuebingen.Germany. —

Режим доступа: <http://www.ra.informatik.uni-tuebingen.de> (дата обращения 12.07.2013).

13. Официальный сайт компании The Math Works, Inc. // MATLAB Neural Network Toolbox. – Режим доступа:

<http://www.mathworks.com/products/neuralnet.ru> (дата обращения 12.08.2015)

14. Официальный сайт компании Альфа–Систем. – Режим доступа: <http://www.user.cityline.ru/~alphasys> (дата обращения 12.07.2014)

15. Стрекалов А.В. Математические модели гидравлических систем для управления системами поддержания пластового давления/ А.В. Стрекалов /–Тюмень:ОАО «Тюменский дом печати»,2007. – С. 661

16. Мироненко В.А. Динамика подземных вод./ В.А. Мироненко– М.: Изд–во МГУ, 1996, –С.520

17. Жданов М.А. Основы промысловой геологии нефти и газа./ М.А. Жданов. –М.: Недра,1966. –С. 280

18. Вахитов Г. Г. Разностные методы решения задач разработки нефтяных месторождений./ Г. Г. Вахитов.–Спб.: Недра, 1970 г.–С.180

19. Щелкачѳв В.Н. Основы и приложения теории неустановившейся фильтрации./ В.Н. Щелкачѳв. –М.: Нефть и газ,1995.–Ч.2 –С. 493

20. Щелкачѳв В.Н. Основы и приложения теории неустановившейся фильтрации: Монография: В 2 ч. – М.: Нефть и газ, 1995. – Ч.1 – С.586

21. Булыгин В.Я., Булыгин Д.В. Имитация разработки залежей нефти./ В.Я.Булыгин. –М: Недра,1990. –С.224

22. Алтунин А.Е., Семухин М.В. Модели и алгоритмы принятия решений в нечетких условиях/ А.Е. Алтунин– Тюмень: Издательство Тюменского государственного университета, 2000. – С.352

23. Устенко А.С. Основы математического моделирования и алгоритмизации процессов функционирования сложных систем. / Устенко А.С. – 2000. – Режим доступа:<http://ustenko.fromru.com/index.html>. (дата обращения 12.07.2013).

24. Ковалев В.С., Житомирский В.М. Прогноз разработки нефтяных месторождений и эффективность систем заводнения./ В.С. Ковалев - М: Недра,1976.– С.247.

25. Иваненко Б.П., Проказов С.А. Нейросетевые методы имитационного моделирования процессов нефтедобычи/ Б.П. Иваненко // Нейрокомпьютеры: разработка и применение. –№ 7.– 2003, – С. 43–49.

26. G. Marchuk. Methods of computing mathematics./ G. Marchuk.–М.: Nauka,1977. P.456

27. А.Н. Горбань, В.Л. Дунин–Барковский, С.А. Терехов и др.Нейроинформатика /А.Н. Горбань. – Новосибирск: Наука.–1998. – С.296

28. Енотов В.М. Теория фильтрации. /Енотов В.М. Соросовский образовательный журнал– №2. – 1998. –С. 121–128.

29. Крец В.Г., Лене Г.В. Основы нефтегазодобычи. Учебное пособие//Под ред. канд. геол. – минер, наук Г.М. Волощука. – Томск: Изд–во том. ун–

та.– 2000. – С. 220.

30. Полубаринова–Кочина П.Я. Теория движения грунтовых вод./ П.Я. Полубаринова–Кочина. –М.: Наука, 1977. – С. 664

31. Басниев К.С., Власов А.М., Кочина И.Н., Максимов В.М. Подземная гидравлика./ К.С. Басниев - М.: Недра.– 1986. – С.303

32. Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М. Движение жидкостей и газов в природных пластах / Г.И.–Баренблатт.– М.: Недра. –1984. – С.208.

33. Максимов М.М., Рыбицкая Л.И. Математическое моделирование процессов разработки нефтяных месторождений/ М.М. Максимов. – М.: Недра.–1976.– С.264

34. Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем/ Х.Азиз.– М.: Недра. – 1982.– С.407.

35. Закиров Э.С. Трёхмерные многофазные задачи прогнозирования, анализа и регулирования разработки месторождений нефти и газа./ Э.С. Закиров.– М.: Изд. «Грааль». – 2001. – С. 303.

36. Костюченко С.В., Ямпольский В.З. Мониторинг и моделирование нефтяных месторождений/ В.З. Ямпольский. –Томск: Изд. НЛТ. – 2000. – С.246

37. Максимов М.М., Рыбицкая Л.П. Математическое моделирование процессов разработки нефтяных месторождений./ М.М. Максимов. –М.: Недра. –1976.– С.264

38. Розенберг М.Д., Кундин С.А., Курбанов А.К., Суворов Н.И., Шовкринский Г.Ю. Фильтрация газированной жидкости и других многокомпонентных смесей в нефтяных пластах/ М.Д. Розенберг.–М.: Недра.–1969.– С.456

39. Соломатин Г.И., Захарян А.З., Ашкарин Н.И. Прогнозирование работы скважин с помощью искусственных нейронных сетей/ Г.И. Соломатин //Нефтяное хозяйство. –№ 10. –2002 С.35-42.

40. Пат. 2002611864 РФ. Комплекс универсального моделирования технических гидравлических систем поддержания пластового давления Hydraulic Symuiator (Hydra'Sym)/ Стрекалов А.В.; Заявлено 2002.01.15 Опубликовано 2002.12.15

41. Jon Kleppe. Oil water simulation IPMES solution./ Jon Kleppe –2003. – [http://www.ipt.ntnu.no/~kleppe/SIG4042/indexnotes.\(01.09.2013\)](http://www.ipt.ntnu.no/~kleppe/SIG4042/indexnotes.(01.09.2013)).

42. Шеннон Р. Имитационное моделирование систем искусство и наука.– М.:Мир. –1978.– С.422

43. Баталов Д.А., Хусаинов А.Т. Технология интенсификации добычи нефти на водоплавающих залежах месторождений Западной Сибири/ А.Т. Хусаинов // "Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса" – 2013.–№4. –С.25-32.

44. Кульпин Л.Г., Мясников Ю.А, Гидродинамические методы исследования нефтегазоводоносных пластов./ Л.Г. Кульпин.–М. Недра. –1974. – С. 200.

45. Королев М.С., Стрекалов А.В., Хусаинов А.Т Волновые процессы в гидравлической системе сетевой структуры/ Стрекалов А.В// Нефтегазовое дело:электронный научный журнал. — Режим доступа –2013.–№4 <http://www.ogbus.ru/authors/KorolevMS/KorolevMS> (дата обращения 03.04.2014)
46. Закиров С.Н., Лапук Б.Б. Проектирование и разработка газовых месторождений/ С.Н. Закиров.–М: Недра. –1974, – С. 374.
47. Закиров С.Н. и др. Прогнозирование и регулирование разработки газовых месторождений / С.Н. Закиров.– М: Недра. –1984. – С. 295.
48. Зотов Г.А., Алиев З.С. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин/ Г.А. Зотов.– М: Недра. – 1980, – С 301.
49. Лапук Б.Б. и др. Комплексное решение проблемы разработки группы газовых и газоконденсатных месторождений/ Б.Б Лапук.–М: Недра. –1970. – С 287.
50. Палатник Б.М. Создание методик решения трехмерных задач теории фильтрации применительно к прогнозированию технологических показателей разработки месторождений газа севера Тюменской области. Автореф. канд. дис, М: МИНХ и ГП. –1985. – С.24.
51. Алахвердиева Л.И. Вероятностные оценки балансовых и извлекаемых запасов нефти. ИПГНГМ АН. Алахвердиева Л.И и др./ Л.И. Алахвердиева. Аннотированный указатель программных средств.–1985. –сер.3, – С.58.
52. Хирагава С. Вероятностная модель для оценки запасов нефти./ С.Хирагава. Перевод, –М.:Недра. –1973. –С.320
53. Yusifov S.I. Fuzzy control systems by working regime of gaslif wells. Interactive systems: The Problems of Human — Computer Interaction. – Proceedings of the International Conference, 23 – 27 September 2001. – Ulyanovsk: USTU, 2001.-P.40.
54. Зиновьев Ю.А. Визуализация многомерных данных/ Ю.А. Зиновьев Монография. Красноярск: ИПЦ КГТУ. –2000. – С.168
55. Горбань А.Н. Хлебопрос Р.Г. Идея оптимальности и естественный отбор/ А.Н. Горбань.–М.: Наука. –1988. – С.208
56. Замятин Н.В., Шадрин Я.П, Применение нейронных сетей для идентификации хроматограмм/ Н.В. Замятин // Сб. научн. тр. "Нейроинформатика 98". – Красноярск.– 1998. – С.19–20 с.
57. Замятин Н.В., Пермякова Н.В. Идентификация хроматограмм с помощью нейросетевого подхода/ Н.В. Замятин// II Сб. научн. тр. "Нейроинформатика и ее приложения". – Красноярск, –1996. – С. 59.
58. Кутуков С.Е., Бадиков Ф.И., Самигуллин. Г.Х. Использование интеллектуальных систем в мониторинге режимов эксплуатации и нефтепроводов/ С.Е.Кутуков// Нефтегазовое дело: электронный научный журнал – 2001. – Режим доступа–<http://www.ogbus.ru/authors/Kutukov/kut2>. (дата обращения 12.09.2015)

59. Уоссермен Ф. Нейрокомпьютерная техника: теория и практика / Ф. Уоссермен. –М.:Мир. –1992 С.–350
60. Calvin W.H. and Ojemann G.A. Conversations with Neil's Brain: The Neural Nature of Thought And Language. Addison–Wesley, –1994. –Режим доступа <http://faculty.washington.edu/wcalvin/>. (Дата обращения 02. 12. 2015)
61. Розенблатт Ф. Принципы нейродинамики. Перцептрон и теория механизмов мозга/ Ф. Розенблатт.–М.: Мир. –1965. – С.480
62. Минский М., Пайперт С. Перцептроны./ М. Минский.–М.: Мир. –1971. С.280
63. Осовский С. Нейронные сети для обработки информации / С. Осовский. –М: Финансы и статистика. 2002.– С.343
64. Заенцев И.В. Нейронные сети: основные модели/ И.В. Заенцев.- Воронеж. –2000.–С. 180.
65. Тютюрев В.В. Новосельцев В.Б. Теория нейронных сетей/ В.В.Тютюрев – Томск: Изд. ТГУ.2001.– С.70.
66. Каллан Р. Основные концепции нейронных сетей/ Р. Каллан. Пер. с англ. – М.: Издательский дом «Вильяме», 2001. –288 с.
67. Krose V., Van der Smagt. An Introduction to Neural Networks./ Krose V Univ. of –Amsterdam –1996.–P.135 –8th edition Режим доступа <http://www.robotic.dlr.de/Smagt/books/neuro-intro.ps.gz> (дата обращения 01.10.2015)
68. Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М. Движение жидкостей и газов в природных пластах/ Г.И. Баренблатт.– Изд. Недра, 1984. — 207 с.
69. Басниев К.С, Дмитриев Н.М., Розенберг Г.Д. Нефтегазовая гидромеханика/ К.С. Басниев.– Москва–Ижевск, 2005. — 544 с.
70. Rummelhart D.E., Hinton G.E., Williams R.J. Learning representations by backpropagating errors / D.E.Rummelhart // –Nature. –1986. –V. 323.–P. 533–536.
71. Тютюрев В.В. Метод эволюционного накопления признаков для автоматического построения нейронных сетей: Дисс. к-та техн. наук. – Томск – 2001.– С.174
72. Bishop C. M. Neural Network for Pattern Recognition/ C. M. Bishop. Oxford University Press.– Oxford.– 1997.– P.482
73. Haukin S. Neural Networks, a comprehensive foundation/ S. Haukin–N.Y.: Macmillan College Publishing Company.– 1994. – P.696
74. Gill P., Murray W., Wright M. Practical Optimization/ P. Gill.–N.Y.: Academic Press, –1981. – P.696
75. Riedmiller M., Braun H. RPROP – a fast adaptive learning algorithm. Technical Report./ M.Riedmiller.– Karlsruhe: University Karlsruhe. –1992. – P.696
76. Fahlman S.E. Faster learning variations on backpropagation: an empirical study/ S.E. Fahlman // II Proc. 1988 Connectionist Models Summer School. – Los Altos, –USA: Morgan Kaufmann. –1988. P. 38–51.

77. Горбань А.Н. Обучение нейронных сетей/ А.Н. Горбань.– М.: изд. СССР–США СП "ParaGraph", –1990.– С.160
78. Горбань А.Н., Россиев Д.А. Нейронные сети на персональном компьютере /А.Н. Горбань.– Новосибирск: Наука. СибирскаяиздательскаяфирмаРАН,
79. Hochreiter S., Schmidhuber J. Simplifying neural nets by discovering flat minima/ S Hochreiter. –1995 Режим доступа. <http://www.idsia.ch/~juergen/nipsfm/nip.sfm.html> (дата обращения 02.10.2011)
80. Пятковский О. Разработка интеллектуальных компонентов информационных систем предприятий: Диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук, – Барнаул: –2000. – С. 362.
81. Горбань А.Н., Миркес Е.М. Контрастирование нейронных сетей / А.Н. Горбань// Нейроинформатика и ее приложения: материалы 3–го Всероссийского семинара. - Красноярск: Изд–во КГТУ.–2005 –С.78–79
82. Электронный учебник Statsoft по промышленной статистике. Режим доступа:<http://www.statsott.ru/home/portal/default.asp> Дата обращения (01.09.2013).
83. Миркес Е.М. Нейрокомпьютер/ Е.М. Миркес. – Новосибирск: Наука.– 1998 .– С 188.
84. Нейронные сети. Statistica Neural Networks.– М: Горячая линия – Телеком.–2000. – С.182.
85. Дополнение к проекту разработки «Савуйского месторождения», составленное Тюменским отделением «СургутНИПИнефть» в 2011 году (протокол ТО ЦКР Роснедра по ХМАО–Югре от 15.07.2011 №1076)
86. Rob Law, Nomian Au. Neural network model to forecast Japanese demand for Travel to Hong Kong/ Rob Law//Режим досупа <http://ultima.cs.unr.edu/cs773b/NNjapan-to-hongkong.pdf> (дата обращения 01.09.2013).
87. Ибрагимов Л.Х., Мищенко И.Т., Челоянц Д.К. Интенсификация добычи нефти/ И.Т. Мищенко.– М.: Наука, –2000. –С.414
88. Prokazov S.A. Application of neural networks for simulation of oil reservoirs. Interactive Systems:/ S.A. Prokazov // The Problems of Human–Computer Interaction. – Proceedings of the International Conference, 23–27 September 2003. – Ulyanovsk: USTU.–2003. – P. 45 – 47.
89. Шукшунов В.Е., Варюха А.М. Состояние, уровни развития и классификация технопарков России/ А.М. Варюха.– М.: "Испо–Сервис".–1997.
90. Matsuoka K. Noise injection into inputs in back–propagation learning / K. Matsuoka // IEEETrans, on Systems, Man, and Cybernetics.–1992. –Vol.22. – P.150
91. Марка Д., МакГоуэн К. Методология структурного анализа и проектирования SADT/ Д.Марка.– М.:Метатехнология. –1993 –С.180
92. Букаты М.Б. Геоинформационные системы и математическое модели-

- рование/ М.Б. Букаты. – Томск: Изд. ТПУ.–2002. – С.75.
93. Golovko V., Savitsky Ju., Gladyschuk V. Predicting Neural Net // Proceedings International Conference CMNDT/ V. Golovko.– D5. – Berlin: DGZfP. – 1995. –Р. 348
94. Головкин В.А. Нейроинтеллект: теория и применение. Организация и обучение нейронных сетей с прямыми и обратными связями/ В.А. Головкин. –Брест: Изд. БПИ.–1999. – С.264
95. Хасилев В.Я. Элементы теории гидравлических цепей / В.Я. Хасилев. – Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1964, № 1, с. 69–88.
96. Апелцин И.Э. Подготовка воды для заводнения нефтяных пластов/ И.Э. Апелцин. – М.: Недра, 1974, 178 с.
97. Блажевич В.А. Регулирование объемов закачиваемой воды в процессе заводнения пластов/ В.А. Блажевич.– М.: Недра, 1976, 231 с.
98. Епонский В.А. Эксплуатация систем заводнения пластов / В.А. Епонский.– М.: Недра, 1987, 193 с.
99. Мамедов Н.М. Практика поддержания пластового давления на месторождении Нефтяные камни / Н.М. Мамедов.– М.: Недра, с. 70–71, 82–88.
100. Еронин В.А. Эксплуатация систем заводнения пластов / В.А. Еронин– М.: Недра, 1967 , 217 с.
101. Duffin R.J. Nonlinear networks / R.J. Duffin. - Bull. Amer. Math. Soc., 1947, vol. 53, p. 963–971.
102. Birkhoff G., Diaz J.B. Nonlinear network problems/ G. Birkhoff. – Quarterly of Applied Math., 1956, vol. 13, N 4, p. 431–443.
103. Громов Н.К. Городские теплофикационные системы/ Н.К. Громов. – М.: Энергия, 1974, 253 с.
104. Хасилев В.Я., Меренков А.П., Каганович Б.М., Светлов К.С., Такайшвили М.К. Методы и алгоритмы расчета тепловых сетей/ А.П. Меренков.– М.: Энергия, 1978, 176 с.
105. Сумароков С.В., Меренкова Н.Н., Храмов А.В. и др. Проектирование систем групповых водопроводов с применением методов дискретной оптимизации /А.П. Меренков. – Науч. труды Всесоюз. объединения Союзводпроект, 1981, №56, с. 62–68.
106. Меренков А.П., Морев А.А., Хасилев В.Я. Гидравлические цепи с регулируемыми параметрами и их применение для описания и расчета многоконтурных нефтепроводов./ А.П. Меренков. – В кн.: Системы энергетики – тенденции развития и методы управления. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1980, т. 1, с. 193–204.
107. Морев А.Л. Расчет систем многоконтурных нефтепроводов при смешении разнородных нефтей/ А.Л. Морев.– Нефтяное хозяйство, 1978, № 2, с. 43–46.
108. Hoag L.N., Weinberg G. Pipeline networks analysis by electronic digital computer/ L.N. Hoag. – Journ. of Am. Water Works Ass., 1957, vol. 49, N 5, p. 517

109. Duffy F.L. Gas networks analysis programm for high-speed computer/ F.L. Duffy. – GAS (USA), 1958, vol. 34, N6, p. 47–54.
110. Зингер Н.М., Андреева К.С., Вульман Ф.А. Расчет многокольцевых гидравлических сетей на ЭВМ «Урал»/ Н.М. Зингер. – Теплоэнергетика, 1960, №12, с. 44–52.
111. Левин А.М., Смирнов В. А., Черкасова А.Л. Расчет много- кольцевых городских газовых сетей на ЭВМ/ А.М. Левин. – Газовая промышленность, 1961, №11, с. 33–34.
112. Ставровский Е.Р., Сухарев М.Г. Универсальная программа расчета газосборных сетей/ М.Г. Сухарев. – Газовая промышленность, 1965, №7, с. 10–11.
113. Молчанов Г.В., Молчанов А.Г. Нефтепромысловое оборудование/ А.Г. Молчанов.– М.: Машиностроение, 1987, 327 с.
114. Гуревич Д.Ф. и др. Трубопроводная арматура/ Д.Ф. Гуревич. –1992, 513 с.
115. Гуревич Д.Ф., Шляков О.Н. Справочник конструктора трубопроводной арматуры/ Д.Ф. Гуревич. – М.: Машиностроение, 1987.
116. Стрекалов В.Е. «Обратный клапан с эластичным запирающим элементом»/ В.Е. Стрекалов.– М.: Машиностроение, 1968.
117. Зыков Н.М. Введение в теорию систем и системного анализа/ Н.М. Зыков.– Тюмень, 2000, 385 с.
118. Алтшуль А.Д. Гидравлические сопротивления/ А.Д. Алтшуль.– М.: Недра, 1970, 216 с.
119. Стрекалов В.Е., Стрекалов А.В. Равнопроходный клапан для кустовых насосных станций систем поддержания пластового давления. – Новые аспекты технологии в разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири. Межвузовский сборник научных трудов. – Тюмень, 1997.
120. Стрекалов А.В. Гидросистема нефтяных промыслов. Научные проблемы Западно-Сибирского региона. Тезисы докладов научно-технической конференции. – Тюмень, 1999.
121. Стрекалов А.В. О равновесии и полярности качественных показателей элементов гидросистем поддержания пластового давления. Материалы международной конференции «Биоинженерия, симметрология и синергетика в естественных науках». – Тюмень, 2001.
122. Стрекалов А.В., Стрекалов В.Е. Биоинженерия элементов гидравлических систем нефтяных промыслов. – «Нефть и Газ» 6/2001.
123. Стрекалов А.В., Стрекалов В.Е. Некоторые уточнения классификации запорной арматуры. Научные проблемы Западно-Сибирского региона. Тезисы докладов научно-технической конференции. – Тюмень, 1999.
124. Стрекалов А.В. Имитационное математическое моделирование гидросистем поддержания пластового давления. Межвузовский сборник научных трудов «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторожде-

ний Западной Сибири». – Тюмень, 2002.

125. Стрекалов А.В. Нахождение замыкающих отношений при моделировании нагнетательных скважин. Межвузовский сборник научных трудов «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири». – Тюмень, 2002.

126. Стрекалов А.В. Свидетельство на полезную модель. «Обратный клапан». №20146. – М.

127. Стрекалов А.В. Математическая численная модель гидросистем поддержания пластового давления // Сборник научных трудов: «Моделирование технологических процессов нефтедобычи» Выпуск 3 Часть 1. – Тюмень, 2002, с. 80–84.

128. Стрекалов А.В. Численное моделирование гидросистем поддержания пластового давления // Материалы третьей Всероссийской научно-технической конференции, посвященной 40-летию Тюменского государственного нефтегазового университета: «Моделирование технологических процессов бурения, добычи и транспортировки нефти и газа на основе современных информационных технологий». – Тюмень, 2002, с. 43–45.

129. Стрекалов А.В. Метод математического моделирования гидросистем поддержания пластового давления/ А.В. Стрекалов.– «Нефть и Газ» 5/2002, с. 70–80.

131. Стрекалов А.В. Закономерность полярности и равновесия качественных показателей объектов человеческой деятельности. Межвузовский сборник научных трудов: «Биниология, связь с другими парадигмами естествознания». Тюмень, ТюмГНГУ, с. 193–197

132. Стрекалов А.В. Системный анализ и моделирование гидросистем поддержания пластового давления/ А.В. Стрекалов.– Тюмень, ИФ «Слово», 2002.

133. Стрекалов А.В. Имитационное математическое моделирование гидросистем поддержания пластового давления. Межвузовский сборник научных трудов: «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири». Тюмень, ТюмГНГУ, 2002, с 19–34.

134. Стрекалов А.В. Общеэнергетические свойства гидросистем поддержания пластового давления. Сборник научных трудов региональной научно-практической конференции: «Новые технологии для ТЭК Западной Сибири», Том 1. 2005. с.122–130.

135. Стрекалов А.В. Управление режимами работы гидросистем поддержания пластового давления. Материалы международной научно-технической конференции: Нефть и Газ Западной Сибири. Тюмень, 2005.

136. Стрекалов А.В. Математическая численная модель гидросистем поддержания пластового давления. Сборник научных трудов: «Моделирование технологических процессов нефтедобычи» Выпуск 3 Часть 1. Тюмень. ИФ «Вектор бук», 2002, с 80–84.

137. Стрекалов А.В. Особенности задач расчета в управлении сложных

- гидравлических систем / А.В. Стрекалов.//«Нефть и Газ» 3/2007, с 17–28.
138. Стрекалов В.Е., Стрекалов А.В., Завьялов В.В. Инновационная техника и технология гидросистем нефтяных промыслов/А.В. Стрекалов.– Санкт-Петербург, «Наука», 2006. 326 с.
139. Стрекалов А.В. Особенности задач расчета в управлении сложных гидравлических систем./ А.В. Стрекалов.– «Нефть и Газ» 3/2007, с 17–28.
140. Свидетельство № 2002611864 о регистрации программы для ЭВМ. Комплекс универсального моделирования технических гидравлических систем поддержания пластового давления (Hydra'Sym). М. 2002
141. Кусаков М.М., Гудок Н.С, Влияние внешнего давления на фильтрационные свойства нефтесодержащих пород/ М.М. Кусаков// – «Нефтепромысловое дело», М. ВНИИОЭНГ, № 5, 1970. с.26–29.
142. Сизов В.Ф., Титов В.Г., Гужов А.И. Исследование процессов теплообмена при движении нефтегазовых смесей в трубах / В.Ф.Сизов // Нефтяное хозяйство, 1979. №6. С.57–60.
143. Михеев М.А. Михеева И.М. Основы теплопередачи/ М.А. Михеев. – М.Недра, 1977. 320 с.
144. И.П. Пуртова, А.В.Стрекалов. Проблемы учета совместной эксплуатации гидравлически изолированных пластов//А.В. Стрекалов.– М., ВНИИОЭНГ «Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений», 6/2007 с 36–40.
145. А.В. Стрекалов. Е.Н. Шевелев. Исследование режимов работы скважин, вскрывших несколько гидравлически изолированных пластов. Сборник научных трудов региональной научно-практической конференции, посвященной 50-летию Тюменского государственного нефтегазового университета. Вып. 2: «Новые технологии для ТЭК Западной Сибири».. 2006. с 163–174.
146. А.В. Стрекалов. А.Б. Рублев. Расчет режима совместной эксплуатации нескольких гидродинамически изолированных пластов//А.В. Стрекалов// «Нефть и Газ» 6/2004, с 28-41.
147. Гончаров В. Л., Теория интерполирования и приближения функций/. В. Л. Гончаров.– М., 1954;
148. А.В. Стрекалов, И.Н. Батищев. Теоретические аспекты автоматического управления гидравлическими параметрами гидросистем сложной структуры. Сборник научных трудов региональной научно-практической конференции: «Новые технологии для ТЭК Западной Сибири», Том 1. 2005. с.137–144.
149. С.И. Грачев, А.В. Стрекалов, М.Ю. Савастын, Отчет–IV о проведенной научно-исследовательской работе по договору 06/06/306ММ от 28.02.2005 г. «Внедрение и адаптация программного комплекса (Hydra'Sym) имитации гидросистем к системе поддержания пластового давления Северо-Покурского месторождения». Тюмень 2007 г. 410 с.

*Научное издание*

**Грачев Сергей Иванович, Стрекалов Александр Владимирович,  
Хусаинов Артем Тахирович**

**Детерминированные и стохастические модели для контроля и регули-  
рования гидросистем нефтяных промыслов**

*В авторской редакции*

Подписано в печать      Формат 60×90 1/16 Усл. печ. л.  
Тираж 100 экз. Заказ №

Библиотечно-издательский комплекс  
Федерального государственного бюджетного образовательного учрежде-  
ния высшего образования  
«Тюменский государственный нефтегазовый университет»  
625000, Тюмень, ул. Володарского, 28

Типография библиотечно-издательского комплекса,  
625039, Тюмень, ул. Киевская, 52.