

Министерство образования Республики Беларусь

Учреждение образования
«Гомельский государственный технический
университет имени П. О. Сухого»

Кафедра «Нефтегазозаработка и гидропневмоавтоматика»

О. К. Абрамович

**ПРИМЕНЕНИЕ ЭВМ В РАСЧЕТАХ
ПО РАЗРАБОТКЕ, ЭКСПЛУАТАЦИИ
НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

ПОСОБИЕ

**для студентов специальности
1-51 02 02 «Разработка и эксплуатация
нефтяных и газовых месторождений»
дневной и заочной форм обучения**

Гомель 2023

УДК 276:004.38(075.8)
ББК 33.361-5-05я73
А16

*Рекомендовано научно-методическим советом
машиностроительного факультета ГГТУ им. П. О. Сухого
(протокол № 1 от 13.09.2021 г.)*

Рецензент: ведущий геофизик отдела формирования и ведения банка данных института
«БелНИПИнефть» РУП ПО «Белоруснефть» *Д. Н. Гребеньков*

Абрамович, О. К.
А16 Применение ЭВМ в расчетах по разработке, эксплуатации нефтяных месторождений : пособие для студентов специальности 1-51 02 02 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» днев. и заоч. форм обучения / О. К. Абрамович. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2023. – 136 с. – Систем. требования: PC не ниже Intel Celeron 300 МГц ; 32 Mb RAM ; свободное место на HDD 16 Mb ; Windows 98 и выше ; Adobe Acrobat Reader. – Режим доступа: <https://elib.gstu.by>. – Загл. с титул. экрана.

Рассмотрен комплексный подход к проблемам моделирования процессов нефтегазоразработки как основы для анализа текущего состояния разработки нефтяных и газовых месторождений и выработки рекомендаций для дальнейшей их разработки.

Для студентов специальности 1-51 02 02 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» дневной и заочной форм обучения.

**УДК 276:004.38(075.8)
ББК 33.361-5-05я73**

© Учреждение образования «Гомельский
государственный технический университет
имени П. О. Сухого», 2023

Содержание

Введение.....	4
Тема 1 Цели и задачи компьютерного моделирования при разработке нефтяных месторождений.....	9
Тема 2 Интеллектуальные нефтепромыслы.....	16
Тема 3 Цифровая трансформация нефтегазовой отрасли.....	20
Тема 4 Анализ программного обеспечения для трёхмерного моделирования и оптимизации разработки месторождений нефти и газа	26
Тема 5 Компьютерное моделирование процессов разработки с использованием DESKTOP-VIP	45
Тема 6 Математический базис инновационных технологий нефтегазовой промышленности	49
Тема 7 Элементы теоретической информатики в практической геологии	56
Тема 8 Использование гидродинамического моделирования участка при обосновании бурения проектных скважин	62
Тема 9 Кластерный анализ в расчётах по разработке и эксплуатации нефтяных месторождений.....	72
Тема 10 Методы кластерного анализа в расчётах по разработке и эксплуатации нефтяных месторождений.....	76
Тема 11 Применение фрактальных характеристик для контроля и управления технологическими процессами в процессе нефтегазоразработки	84
Тема 12 Обратные задачи нефтегазодобычи в вопросах моделирования.....	96
Тема 13 Моделирование и принятие решений в условиях неопределённости	106
Контрольные вопросы для промежуточных аттестаций	127
Вопросы к зачёту по дисциплине.....	130
Рекомендуемая литература.....	132

ВВЕДЕНИЕ

Дисциплину «Применение ЭВМ в расчётах по разработке, эксплуатации нефтяных месторождений» можно рассматривать как интегрирующую ряда дисциплин специализации, поэтому предлагаемый материал имеет междисциплинарный характер, в связи с многообразием задач нефтегазоразработки, решаемых посредством моделирования с применением ЭВМ. При управлении сложными системами часто приходится сталкиваться с недостатком информации, поэтому в пособие включена тема о методах моделирования и принятия решений в условиях неопределенности. Из-за отсутствия надежных теоретических предпосылок модели сложных систем имеют идентификационный характер, поэтому в пособии обращено внимание на методы решения обратных задач в нефтегазоразработке. Задачи контроля и управления технологическими процессами часто приводят к необходимости моделирования движения структурированных неоднородных сред, характеризующихся сложными реологическими свойствами, что типично для процессов нефтегазодобычи, связанных с фильтрацией и движением по трубам таких жидкостей, как парафинистые и асфальтено-смолистые нефти, нефтеводогазовые смеси, буровые растворы, растворы полимеров и поверхностно-активных веществ. Сведения о свойствах отдельных элементов структурированных сред и особенностях процессов взаимодействия между ними часто отсутствуют или же получение их затруднительно. Поэтому для изучения кооперативных эффектов, имеющих место при движении реофизически сложных жидкостей, целесообразно использовать представления теории самоорганизации, отражающие наиболее общие свойства поведения сложных систем, что также отражено в пособии.

В нефтедобывающей отрасли роль гидродинамического моделирования для повышения эффективности разработки месторождений значительно выросла за последние два десятилетия. Этому способствовали следующие факторы:

- получили бурное развитие эффективные компьютерные технологии и технические средства, которые позволяют быстро и качественно обрабатывать большие массивы информации и выполнять необходимые расчеты и построения;

– идет ухудшение ресурсной базы и состояния разработки месторождений, «старение» объектов обустройства, резкое увеличение доли бездействующего фонда скважин, низкие дебиты и высокая обводненность продукции, неравномерное распределение в объеме продуктивного пласта остаточных запасов нефти;

– появилась возможность оценить проектируемые мероприятия на модели, прежде чем вкладывать в них средства и внедрять в производство. Модель является инструментом, позволяющим просчитать различные сценарии разработки и выбрать наиболее рентабельный. Применение дорогих современных технологий горизонтального бурения и геологической навигации будет обоснованным только в случае правильного выбора геологических мишеней.

Для создания модели пластовой системы используются обширные сведения из геологии и геофизики, гидромеханики и теории упругости, физики пласта, теории и практики разработки месторождений, а также математики, численных методов и программирования. Геологическая модель пласта позволяет в каждой геологической ячейке определить все необходимые для расчетов параметры пласта в количественном виде. В основе построения геологической модели лежит комплекс петрофизических, керновых, геофизических и гидродинамических исследований пластов и скважин, в том числе результаты интерпретации геофизических исследований в скважинах. Геологическая модель есть результат измерений и обработки, т.е. имеет некоторую степень неопределенности. Параметры укрупненных расчетных блоков определяются путем усреднения и масштабирования, при этом степень неопределенности модели повышается. Эффективные параметры укрупненных расчетных блоков и, в первую очередь, эффективная проницаемость, строятся на основе выборки значений параметров из совокупности геологических ячеек. Поэтому для повышения достоверности расчета показателей разработки параметры укрупненных расчетных блоков подлежат уточнению в процессе адаптации гидродинамической модели, на что также обращено внимание. При построении гидродинамической модели происходит непрерывное взаимодействие специалистов в проведении и интерпретации петрофизических и гидродинамических исследований со специалистами по гидродинамическим расчетам.

Адаптация модели к реальным условиям – это оценка характеристик модели, которые оставались неопределенными, по сути – это решение обратной задачи. На основе адаптации возможна модернизация модели – переход к более совершенной модели. При адаптации модели происходит уточнение геологического строения и физических свойств пласта.

Прямая и обратная задачи гидродинамического моделирования решаются с использованием полномасштабной, в объеме всей залежи, гидродинамической модели. По гидродинамической модели рассчитываются показатели разработки залежей для различных технологических решений, таким образом, решается прямая задача. Если имеются результаты наблюдения за объектом моделирования, то есть история разработки, и тогда необходима адаптация модели путем воспроизведения этой истории.

Оценку эффективности различных технологий и технологических решений с учетом особенностей конкретного пласта целесообразно осуществлять с помощью предварительного моделирования на подробных гидродинамических моделях, таким образом, ставятся и решаются исследовательские задачи. Для этого используются подробная секторная гидродинамическая модель, которая отличается небольшими геометрическими размерами и представляет собой фрагмент пласта.

Секторное моделирование находит все большее распространение в теории и практике разработки месторождений нефти и газа. Основной целью исследований на основе секторного моделирования является обоснование новых и совершенствование существующих технологий разработки или технологических решений применительно к конкретной залежи. Это достигается при выявлении закономерностей влияния на удельные показатели разработки технологических параметров. Секторная модель предполагает достаточно подробную сеточную аппроксимацию выбранного элемента пласта для более точного воспроизведения реальных фильтрационных течений и работы добывающих и нагнетательных скважин.

В пособии рассмотрены проблемы моделирования, контроля и управления технологическими процессами, связанными с движением структурированных неоднородных жидкостей со сложными неравновесными и нелинейными характеристиками. Показано, что при описании таких сред необходимо использовать представления

теории самоорганизации, отражающие наиболее общие свойства сложных природных объектов.

Методы синергетики, представляющие собой методы нелинейной физики, дают возможность описать многие процессы, наблюдающиеся в системах. Необходимо широкое внедрение идей синергетики в теорию и практику реофизически сложных сред. Усложнение физического содержания моделей за счет учета нелинейности, неравновесности и неоднородности, присущих реальным системам, приводит к выявлению новых синергетических эффектов, таких как усиление, потеря устойчивости с возникновением колебаний и образование упорядоченных структур, наличие которых подтверждается специально поставленными экспериментами и позволяет предложить новые методы контроля и управления сложными природными системами.

Многомерные статистические методы среди множества возможных вероятностно-статистических моделей позволяют обоснованно выбрать ту, которая наилучшим образом соответствует исходным статистическим данным, характеризующим реальное поведение исследуемой совокупности объектов, оценить надежность и точность выводов, сделанных на основании ограниченного статистического материала. В пособии рассмотрены следующие методы многомерного статистического анализа: регрессионный анализ, факторный анализ, дискриминантный анализ. Излагается структура пакетов ряда прикладных программ, обосновываются их достоинства и недостатки.

Все воздействия на систему естественным образом или способом управления, согласовываются условием сохранения области устойчивости. Одна из важных задач, возникающих при создании и эксплуатации нефтегазодобывающих предприятий – согласование развития или изменения системы с изменениями внешней среды. Например, пласт с его структурой добывающих скважин можно рассматривать как внешнюю среду для системы разработки, и, наоборот, система разработки со структурой нагнетательных скважин является внешней для физики жидкостей.

Часть предложенных тем не представляется возможным изложить в рамках одного лекционного занятия, поэтому предусмотрено рассмотрение их по частям.

Пособие «Применение ЭВМ в расчётах по разработке, эксплуатации нефтяных месторождений» предназначено для

студентов, обучающихся по специальности 1-51 02 02 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» дневной и заочной формы обучения.

ТЕМА 1 ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ КОМПЬЮТЕРНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

- 1.1 Геологическая модель пласта
- 1.2 Гидродинамическая модель
- 1.3 Гидродинамическая модель как основа постоянно действующей геолого-технологической модели месторождения
- 1.4 Секторное моделирование

1.1 Геологическая модель пласта

Компьютерное моделирование процессов разработки применяется в следующих основных целях:

- 1) расчет показателей разработки для прогнозирования, контроля и управления процессами разработки пласта;
- 2) уточнение строения и свойств пласта путем воспроизведения истории разработки при полномасштабном (вся залежь) моделировании;
- 3) решение исследовательских задач фильтрации.

Для создания модели пластовой системы используются обширные численные методы и программирование. *Геологическая модель пласта* позволяет в каждой геологической ячейке определить все необходимые для расчетов параметры пласта в количественном виде. В основе построения геологической модели лежит комплекс петрофизических, керновых, геофизических и гидродинамических исследований пластов и скважин, в том числе результаты интерпретации геофизических исследований в скважинах. Геологическая модель есть результат измерений и обработки, поэтому имеет некоторую степень неопределенности. Для необходимого уменьшения размерности исходной геологической модели проводится процедура укрупнения (upscaling). Параметры укрупненных расчетных блоков определяются путем усреднения и масштабирования. Например, пористость усредняется по объему, насыщенность - по поровому объему. Естественно, что при этом степень неопределенности модели повышается.

1.2 Гидродинамическая модель

При построении *гидродинамической модели* происходит непрерывное взаимодействие специалистов в проведении и интерпретации петрофизических и гидродинамических исследований и специалистами по гидродинамическим расчетам. Эффективные параметры укрупненных расчетных блоков и, в первую очередь, эффективная проницаемость, строятся на основе выборки значений параметров совокупности геологических ячеек. Поэтому для повышения достоверности расчета показателей разработки параметры укрупненных расчетных блоков подлежат уточнению в процессе адаптации гидродинамической модели. Следует отметить, что попытка адаптации модели с укрупненными расчетными блоками при восстановлении истории разработки может не дать положительный результат, поскольку в этом случае трудно выявить истинный механизм фильтрации.

По гидродинамической модели рассчитываются показатели разработки залежей для различных технологических решений, т.е. решается *прямая задача*. Если имеются результаты наблюдения за объектом моделирования, т.е. история разработки, необходима адаптация модели путем воспроизведения истории разработки. *Адаптация модели к реальным условиям* – это оценка характеристик модели, которые оставались неопределенными (*обратная задача*). На основе адаптации возможна модернизация модели - переход к более совершенной модели. При адаптации модели возможно уточнение геологического строения и физических свойств пласта. Прямая и обратная задачи гидродинамического моделирования решаются с использованием полномасштабной (вся залежь) гидродинамической модели. Оценка эффективности различных технологий и технологических решений с учетом особенностей конкретного объекта (пласта) целесообразно осуществлять с помощью предварительного моделирования на подробных гидродинамических моделях, т.е. решать исследовательские задачи. Для этого используются подробная *секторная гидродинамическая модель*, которая отличается небольшими геометрическими размерами, т.е. представляет собой фрагмент пласта. В случае естественных режимов секторная модель включает как минимум одну добывающую скважину, при заводнении – две скважины (добывающая и нагнетательная).

К исследовательским задачам фильтрации относятся:

- создание моделей течения в неоднородных и трещинно-поровых средах;
- изучение механизмов воздействия на пласт и моделирование новых технологий;
- исследование процессов конусообразования;
- исследование притока к горизонтальным скважинам и трещинами гидроразрыва и т.п.;
- уточнение фильтрационно-емкостных свойств пласта при воспроизведении гидродинамических исследований скважин;
- обоснование режимов работы добывающих и нагнетательных скважин с учетом техногенных процессов.

1.3 Гидродинамическая модель как основа постоянно действующей геолого-технологической модели месторождения

Для обеспечения нефтегазовой отрасли инновационными решениями в области технологий разработки месторождений, оптимизации существующих систем эксплуатации и количественной оценки рисков, реализации планируемых мероприятий или сценариев разработки требуется вариативно пересматривать существующие системы разработки месторождений. Эти действия позволяют получить замкнутую на целевой задаче систему, функционирующую в рамках утвержденных в государственных органах проектов. Традиционные подходы к проектированию не обеспечивают в настоящее время тех потребностей нефтегазовой отрасли, которые возникают вследствие:

- перераспределения существующей структуры запасов (рост обводненности, изменение компонентного состава добываемой нефти, увеличение ее вязкости, плотности);
- усложнения процесса транспорта нефтепродуктов;
- изменения и усложнения типов разрабатываемых коллекторов (доля разрабатываемых низкопроницаемых и высокорасчлененных пластов резко возросла за последнее десятилетие). Действующие в настоящее время схемы расчета прогнозных уровней добычи требуют существенных корректировок для того, чтобы рассматривать в единой расчетной среде поведение полнокомпонентной *системы пласт – скважина – наземное оборудование*. Отражение такой системы в проектном документе в рамках некоторого периода, в течение которого осуществляется коррекция расчетных и аналитических

показателей, преобразовывает традиционное проектирование в интегрированное. Такой тип проектирования в корне отличается от существующего на данный момент и предусматривает, по сути, оценку как состояния каждого отдельного сложного компонента системы, так и поведения единичного элемента в отдельном блоке вне зависимости от постановки оценочной задачи и критериев оптимизации. Тем не менее интегрированное проектирование оказывается не единственным видом проектирования, которое появляется в рамках существующих условий. Другие целевые типы проектирования, которые возникают в настоящее время и связаны, например, с оценкой локальной эффективности мероприятия или экономической состоятельности намеченной стратегии; планированием долгосрочных региональных проектов, включающих геолого-разведочные работы, или определением технологической и экономической эффективности планируемых кратко-, средне- и долгосрочных проектов, стратегий и прочее, приведены ниже:

- инвест-проектирование;
- системный подход к разработке месторождения;
- концептуальное проектирование.

Когда данных о пластовой системе достаточно для создания статичной *гидродинамической модели* (ГДМ), в рамках интегрированного проекта осуществляется ведение *постоянно действующей геолого-технологической модели* (ПДГТМ), содержащей в качестве динамической составляющей ГДМ.

Актуализация и ведение ПДГТМ необходимы для расчета прогнозных показателей, добычных характеристик геолого-технических мероприятий (ГТМ), а также для подтверждения успешных ГТМ и/или выяснения причин неудавшихся ГТМ. В рамках геолого-технологического моделирования *решаются следующие основные задачи:*

- актуализация данных о месторождении в соответствии с текущими данными о состоянии системы, проведенных мероприятиях, текущих замерах;
- анализ критичности выявленных несоответствий при оценке рисков для управления пластовой системой на перспективу;
- мониторинг и корректировка геолого-технологических моделей;
- расчет прогнозных уровней добычи;
- корректировка планов ГТМ;

– оценка экономической эффективности предлагаемых ГТМ, существующей системы разработки, обустройства, транспорта нефти, газа и др.

Основным источником наиболее качественной оценки информации в интегрированном проекте является адекватно адаптированная к данным добычи ГДМ. Для успешной оценки планируемых ГТМ необходимо вести мониторинг промысловых данных по месторождению и актуализацию постоянно действующей геолого-технологической модели с целью получения корректных прогнозных уровней добычи. В интегрированном проекте ПДГТМ имеет не только геологические, но и технологические ограничения, связанные с организацией ППД, пропускной способностью скважины наземной инфраструктуры. Воды возможно утилизировать в глубокие поглощающие горизонты. Таким образом, каждое такое ограничение должно быть корректно смоделировано в ГДМ для того, чтобы укладываться в рамки

существующей системы наземного оборудования и учитывать ее особенности. Для реализации данных ограничений в интегрированном проекте проведена предварительная оценка возможностей существующей системы, которая введена в ГДМ как жесткое требование на ограниченность суммарных дебитов, получаемых с залежи, и т.п. В ходе выполнения проекта за счет интегрированного подхода *могут быть оптимизированы:*

– число водозаборных и поглощающих скважин, а также график их ввода,

– система сбора и сетка скважин с учетом возможности организации одновременно-раздельной добычи и закачки с использованием новейшего скважинного оборудования. Новая геологическая информация влияет не только на гидродинамическую модель, но и на модель обустройства.

1.4 Секторное моделирование

Секторное моделирование находит все большее распространение в теории и практике разработки месторождений нефти и газа. *Основной целью исследований* на основе секторного моделирования является обоснование новых и совершенствование существующих технологий разработки или технологических решений применительно к конкретной залежи. Это достигается при выявлении

закономерностей влияния на удельные показатели разработки совокупности природных факторов и управляющих воздействий (технологических параметров). Как указывалось, секторная модель предполагает достаточно подробную сеточную аппроксимацию выбранного элемента пласта для более точного воспроизведения реальных фильтрационных течений и работы добывающих и нагнетательных скважин.

Задание скважины в секторной модели производится с использованием сеток с мелкими ячейками, неравномерных сеток и (или) локальное измельчение скважинных ячеек. Такая размерность сетки от скважины распространяется до соответствующих флюидальных контактов. Так, если секторная модель примыкает к внешнему контуру ВНК (ГНК), то она должна включать в себя адекватную часть водонапорной (газонапорной) системы. Подробная сеточная аппроксимация особенно необходима в следующих случаях:

1) неоднородность коллектора, вследствие которой при укрупнении расчетного блока в процессе построении гидродинамической модели возможна существенная потеря информации о фильтрационно-емкостных параметрах пласта;

2) разработка пластов на естественных режимах и при нестационарном заводнении, когда имеет место изменение фильтрационно-емкостных (ФЕС) и физических свойств системы от внутрискважинного пластового давления во всем объеме пласта;

3) близость (по вертикали) ГНК и ВНК в скважине, приводящая к возможному образованию газовых и водяных конусов;

4) необходимость снижения забойного давления добывающих скважин ниже давления насыщения пластовой нефти газом;

5) необходимость учета реальных геометрических характеристик скважин, параметров трещин гидраразрыва и т.п.

Результаты исследований на секторных моделях используются при переходе на полномасштабную 3D-модель рассматриваемой залежи, чтобы выявить ожидаемые эффекты в макрообъеме. Основная проблема исследований при переходе на полномасштабную модель - необходимость учета перетоков пластовых флюидов, т.е. связана с граничными условиями выделенного элемента пласта.

В современном представлении под секторным моделированием понимается трехмерное многофазное компьютерное моделирование последствий того или иного воздействия на фильтрационные процессы для фрагмента продуктивного пласта.

Действительно, если в пласте протекают деформационные процессы, приводящие к снижению пористости и проницаемости при уменьшении внутривязового пластового давления, то в случае больших ячеек адекватного изменения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), зависящих от давления, не произойдет. Следует помнить, что в каждой ячейке рассчитываются значения давления, насыщенностей и соответствующие этим условиям фильтрационно-емкостные свойства. Особенно это касается скважинной ячейки, в которой свойства ФЕС наиболее существенно изменяются при изменении забойного давления. Вышеуказанное приводит к низкой достоверности гидродинамических расчетов. С другой стороны, подробное моделирование при использовании полномасштабных геолого-гидродинамических моделей не применяется как из-за используемых вычислительных алгоритмов и из-за ограниченных ресурсов вычислительной техники.

Секторная модель обычно отличается небольшими геометрическими размерами. В случае естественных режимов она включает как минимум одну добывающую скважину. Исследование закономерностей режима поддержания пластового давления приводит к рассмотрению (по минимуму) двух скважин (добывающей и нагнетательной). Секторные модели также *могут использоваться* при обосновании мини-проекта, призванного улучшить показатели разработки конкретного участка залежи. В этом случае секторная модель включает элемент разрабатываемого продуктивного пласта с реальной сеткой нескольких добывающих и нагнетательных скважин. Основная проблема исследований на секторных моделях связана с граничными условиями выделенного элемента пласта. Это связано с необходимостью учета перетоков пластовых флюидов. Таким образом, одноэлементная 3D-секторная модель пригодна для оценочных расчетов при обосновании новых технологий и технологических решений. Учет работы соседних скважин, особенно в пласте с неоднородными коллекторскими свойствами, повышает степень достоверности расчетов. В случае, например, пятиточечной сетки скважин достаточной является модель из 3 x 3 элементов.

Следует также подчеркнуть, что секторное моделирование используется главным образом для выявления качественных и количественных закономерностей влияния технологий разработки на динамику ее показателей. Выявленные закономерности должны учитываться при проектировании разработки залежи в целом.

Контрольные вопросы:

1. Возможности геологической модели.
2. Задачи гидродинамического моделирования.
3. Как происходит процесс адаптация модели к реальным условиям?
4. Задачи, решаемые в рамках геолого-технологического моделирования.
5. Понятие секторного моделирования.
6. Условия создания и использования секторной модели.
7. Основная проблема исследований на секторных моделях.

ТЕМА 2 ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ НЕФТЕПРОМЫСЛЫ

- 2.1 Необходимость формирования «интеллектуальных» нефтепромыслов
- 2.2 Сущность понятия «интеллектуальный» нефтепромысел
- 2.3 Структура «интеллектуального» нефтепромысла
- 2.4 Практическое значение моделей «интеллектуальных» нефтепромыслов

2.1 Необходимость формирования интеллектуальных нефтепромыслов

Современный этап развития техники и технологии добычи углеводородов характеризуется существенным увеличением объемов производственной информации об происходящих изменениях в условиях разработки нефтяных месторождений и их текущем состоянии. Однако, при этом на нефтепромыслах зачастую отсутствует технология контроля и управления разработкой, объективно учитывающая все основные структурные особенности месторождения и его эксплуатации (включая кустовые площадки и отдельные скважины). Все это приводит к необходимости более широкого распространения и применения разнообразных систем автоматизации, телемеханики и компьютерных сетей, где главным фактором является наличие встроенного интеллекта. В ближайшем будущем повсеместно появятся «интеллектуальные» нефтепромыслы,

которые будут контролировать себя сами и дистанционно управляться группами виртуальных экспертов (возможно находящихся даже в разных странах мира).

Необходимость создания интеллектуальной системы управления разработкой месторождений углеводородного сырья была определена при учете следующих обстоятельств:

- возрастание неопределенностей и связанных с ними рисков природного (например, в ходе освоения глубоких залежей месторождений углеводородного сырья или с трудноизвлекаемыми нефтяными запасами) и рыночного (изменение спроса/предложения и различные колебания цен на углеводородные ресурсы) характера и рисков, обусловленных человеческим фактором;

- появление новых, инновационных технологий и техники для добычи

- углеводородного сырья, а также систем обеспечения всестороннего мониторинга разработки нефтегазовых месторождений;

- существенный рост объемов геолого-промысловой информации и применение разнотипных программно-аппаратных комплексов для ее сбора, передачи, обработки, анализа и хранения.

2.2 Сущность понятия «интеллектуальный» нефтепромысел

Интеллектуальная система управления разработкой месторождений углеводородного сырья представляет себя систему, в которой выработка и реализация управляющих воздействий на процесс извлечения из продуктивного пласта и подготовки к транспортировке добываемой продукции (нефти, газа и др. углеводородного сырья), осуществляется с использованием элементов интеллектуальной поддержки принимаемых технологических решений и оценки возможных рисков.

Различные компании таким технологиям дают свои собственные корпоративные названия. Однако, несмотря на то, что в названиях подобных технологий присутствует термин «месторождение», речь все же идет о «нефтепромыслах», т. к. наличие «интеллекта» возможно только у живого объекта или у техногенной системы, но никак – у неживого, к которым относятся месторождения углеводородного сырья. «Интеллектуальный» нефтепромысел представляет собой систему автономного управления нефтегазовыми

добычными операциями, которая способствует непрерывной оптимизации интегральной модели разработки «виртуального» месторождения и модели управления добычей.

Суть концепции «интеллектуальных» нефтепромыслов заключается в обеспечении прозрачности и мгновенной доступности любых необходимых производственных параметров и показателей работы предприятия по добыче нефти: технологических, технических, геологических, экологических и экономических. Такая доступность постоянно пополняющихся производственных данных в режиме реального времени позволяет не просто организовать дистанционное управление объектами нефтедобычи, но и существенно повысить их энергоэффективность, а также обеспечить значительный рост практически всех производственных показателей работы оборудования, и кроме этого – оптимизировать работу персонала.

2.3 Структура «интеллектуального» нефтепромысла

Ядром интеллектуальной системы управления разработкой нефтегазовых месторождений углеводородного сырья является программно-аппаратный комплекс, способный обеспечить анализ поступающей в режиме реального времени довольно объемной промысловой информации, в результате которого достигается оперативное выявление любых отклонений от проектных (установленных) параметров. Далее следует формирование эффективных вариантов управляющих воздействий и выработка для них оптимальных технико-технологических и логистических решений, а в некоторых случаях, и самостоятельная реализация этих решений (пока еще с разрешения оператора).

В соответствии с таким подходом, «интеллектуальный» нефтепромысел представляет собой систему оперативного управления производственными процессами добычи нефти, включающую набор определенных бизнес-процессов, направленных на оптимизацию производства и сокращение финансовых затрат путём своевременного выявления возникающих проблем и быстрого принятия оптимальных решений, на основе получаемых производственных данных, поступающих в режиме реального времени.

Повышение качества проектирования, контроль и управление разработкой месторождений углеводородного сырья достигается

применением цифровой (виртуальной) постоянно действующей геолого-технологической модели нефтяных месторождений. Цифровые (виртуальные) постоянно действующие геолого-технологические модели месторождения являются объемной имитацией месторождения, хранящейся в памяти компьютера в виде многомерного объекта, облегчающей исследование и прогноз технологических процессов, протекающих при извлечении нефти из недр объема резервуара, непрерывно уточняющиеся на основе перманентного получения обновленных данных на протяжении всего периода эксплуатации месторождения. Поэтому в проектах «интеллектуальных» нефтепромыслов значительное внимание уделяется практическим работам по построению подобных моделей «виртуальных» месторождений.

2.4 Практическое значение моделей «интеллектуальных» нефтепромыслов

Модели «интеллектуальных» нефтепромыслов позволяют в режиме реального времени получать необходимые данные по геологии и геофизики и уже на основе этой промысловой информации осуществлять более точные прогнозы и принимать оптимальные решения по освоению нефтегазовых месторождений.

С помощью цифровой (виртуальной) постоянно действующей геолого-технологической модели нефтяного месторождения возможно обеспечение эффективного решения следующих задач:

- уточнения геологического строения месторождений (залежей) в процессе бурения новых скважин;

- расчета различных вариантов технологии разработки: определения характера и степени выработки разведанных запасов (при анализе полей распределения насыщенности различных флюидов и удельных остаточных запасов углеводородов), а также выявления особенностей и условий продвижения закачиваемых в пласт технологических вод;

- прогноза оптимальных темпов отбора флюидов (нефти, газа и воды) в добывающих скважинах;

- повышения эффективности режимов работы добывающих скважин;

- планирования различных геолого-технических мероприятий (ГТМ) и расчета экономической эффективности их выполнения;

– прогноза состояния освоения месторождения углеводородного сырья (в ходе целенаправленного изменения условий разработки продуктивных пластов в рамках, запланированных ГТМ).

При этом наиболее распространёнными на практике направлениями является геологическое, гидродинамическое, геофизическое и петрофизическое моделирование. Как правило, это цифровые 3D-модели, основанные на комплексной базе данных по всему месторождению.

Контрольные вопросы:

1. Необходимость создания интеллектуальной системы управления.
2. Понятие «интеллектуальный» нефтепромысел.
3. Суть концепции «интеллектуальных» нефтепромыслов.
4. Структура «интеллектуального» нефтепромысла.
5. Понятие виртуального месторождения.
6. Практическое значение моделей «интеллектуальных» нефтепромыслов.

ТЕМА 3 ЦИФРОВАЯ ТРАНСФОРМАЦИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

- 3.1 Основные цифровые технологии
- 3.2 История развития цифровой трансформации нефтегазовой отрасли
- 3.3 Оцифровка нефтедобычи
- 3.4 Рынок программного обеспечения профильной деятельности нефтегазовых компаний

3.1 Основные цифровые технологии

В промышленном производстве говорят, что информационные технологии — это новая нефть. «Тот, кто научится превращать информационные массивы в полезные решения, тот выиграет. и наоборот, тот, кто упустит эти возможности, останется на месте». Если это справедливо для любого бизнеса, то в нефтегазовой отрасли, обладающей колоссальными, но не реализованными пока

возможностями, объединение традиционного багажа опыта, навыков и знаний с новыми инновационными решениями на базе современных информационных технологий способно обеспечить колоссальный синергетический эффект. Ведущие энергетические компании мира, начавшие широким фронтом внедрять цифровые технологии в начале XXI века, уже получили значительное преимущество на конкурентном рынке. Цифровизация отрасли позволяет решать задачи быстрее, экономичнее и с меньшими рисками, она расширяет горизонты возможностей, примером является сланцевая революция.

Основными цифровыми технологиями в настоящее время являются: (1) Big Data, или «большие данные», (2) нейротехнологии и искусственный интеллект, (3) системы распределенного реестра, (4) квантовые технологии, (5) новые производственные технологии, (6) промышленный интернет, (7) компоненты робототехники и сенсорика, (8) технологии беспроводной связи, (9) технологии виртуальной и дополненной реальности.

Внедрение в бизнес информационных технологий требует решения большого комплекса задач. Это сбор, передача, хранение, обеспечение доступа, обработка, интерпретация и защита огромного массива данных, принятие на их основе управленческих решений, контроль над их исполнением. Принципиально важно, что информационные технологии позволяют, с одной стороны, получать обобщенную аналитическую информацию и заготавливать типовые алгоритмы реагирования на стандартные ситуации, с другой стороны, обеспечивать индивидуальный подход в каждом конкретном случае. Не преуменьшая значения других IT-технологий, следует особо отметить фундаментальную роль направления Big Data. Этот термин, вошедший в обиход менее 10 лет назад, объединяет различные инструменты и методы обработки массивов данных для решения конкретных задач (проще говоря — хранение и обработка данных). Обычно к этой категории относят потоки данных, превышающие 100 гб в день. По данным компании IBS, в мае 2015 года глобальное количество данных превысило 6,5 зеттабайта; (1 зб — это триллион гигабайтов), при этом за 12 лет объем информации вырос в 1300 раз. К 2020 году человечество сформировало 40–44 зб информации, а к 2025 году вырастет на порядок. От того, насколько успешно станут решаться задачи передачи, хранения, обработки, использования и защиты данных, будет в значительной мере зависеть состояние мировой экономики и ее сегментов. Однако в настоящее время с

пользой для дела используются порядка 0,5% собранной информации. Очевидно, что первоочередной задачей является качественная обработка потока информации.

3.2 История развития цифровой трансформации нефтегазовой отрасли

Первые шаги, хотя стартом эпохи цифровой трансформации нефтегазовой отрасли принято считать начало XXI века, на путь использования информационных технологий представители этого сектора встали значительно раньше — еще в середине прошлого века.

Разница в том, что сейчас внедрение цифровых технологий обрело всесторонний, комплексный и целенаправленный характер, и если раньше вычисления отнимали много времени и проводились в режиме офлайн, то сейчас информация зачастую обрабатывается в режиме реального времени, что кардинально расширяет границы и возможности использования цифровых технологий. По данным, которые приводит аудиторская компания EY, компании нефтегазового сектора одними из первых начали использовать электронную вычислительную технику. Уже в начале 1960-х годов ЭВМ при менялись для моделирования пластов, проведения гравиметрических измерений и прогнозирования. К 1973 году появились первые большие рабочие станции для обработки промышленных данных, которые, по оценкам экспертов, помогли увеличить объем добычи на 1%. В начале 1990-х годов конструируемые с помощью компьютера трехмерные сейсмические модели позволили снизить затраты на поиск новых месторождений в среднем на 40%, в результате за короткий период времени объемы прироста доказанных запасов выросли в среднем в 2,5 раза. Это благотворно сказалось и на темпах роста добычи нефти. По мере совершенствования компьютерных технологий, сфера их применения в нефтегазовой отрасли расширилась далеко за пределы обработки и визуализации сейсморазведочных данных. В частности, оптимизация с помощью эвм гидравлических параметров процесса бурения, впервые осуществленная в 1986 году, позволила уже к началу 1990-х годов увеличить скорость проходки в 1,5 раза.

Shell и Exxon Mobil в числе первых внедрили технологию цифрового контроля развития проектов с применением мобильных устройств, при этом информация о разработке месторождения

обрабатывается и с помощью специальных приложений выводится на мобильные устройства заинтересованных лиц в режиме реального времени. Мобильность обеспечивает круглосуточный контроль и быстроту принятия решений.

3.3 Оцифровка нефтедобычи

Когда говорят об информационных технологиях в нефтегазовой отрасли, прежде всего вспоминают об умных скважинах и цифровых месторождениях. Но сфера применения IT-технологий сегодня выходит далеко за пределы сектора upstream, но, пожалуй, именно здесь достигнуты наиболее впечатляющие результаты и именно этот сектор, по всей вероятности, в обозримом будущем будет играть локомотивную роль в созидательной работе с большими массивами данных. Существенного прогресса на этом пути достигла компания Shell, запустившая программу Smart Fields еще в 2004 году. Идея состояла в том, чтобы объединить технологии измерения, контроля и управления в реальном времени, сформировать непрерывный поток информации, позволяющий оперативно реагировать на ситуацию и принимать оптимальные решения. Ключевым элементом этой системы являются умные скважины, которые непрерывно собирают и анализируют всю информацию о себе и окружающей среде, корректируют режимы работы. По экспертным оценкам, умные скважины позволяют снизить себестоимость эксплуатации месторождений примерно на 20%. До 2015 года в мире использовали технологию на 800 скважинах, а к 2017 году только у «роснефти» было порядка 2000 скважин с признаками искусственного интеллекта.

Кембриджская ассоциация энергетических исследований (CERA) оценивает потенциал оцифровки месторождений в 125 млрд. баррелей — настолько в среднесрочной перспективе можно увеличить отдачу уже открытых месторождений только за счет улучшения организации работ. По экспертным оценкам, комплексное использование IT-технологий позволяет нефтяникам повысить коэффициент извлечения нефти на 2–7 процентных пунктов и при этом сократить операционные затраты на четверть. Расчеты, проведенные Vugon Consulting, свидетельствуют о том, что в России к 2030 году цифровые технологии, улучшая эффективность геологоразведки и скорость внедрения методов увеличения нефтеотдачи и технологий разработки трудноизвлекаемых запасов, способны добавить к

текущему уровню добычи около 155 млн. тонн нефти, с лихвой компенсировав объем выпавшей к тому времени добычи на истощенных многолетней эксплуатацией месторождениях. За счет развития всех технологий технически извлекаемые запасы могут вырасти на 35%, а себестоимость — снизиться на 25%. Компания Accenture выяснила, что 36% нефтедобывающих компаний мира сейчас активно используют технологию Big Data, еще 38% намерены взять ее на вооружение в ближайшие 3–5 лет. Даже после обвала цен на нефть большинство нефтяных компаний мира не отказались от планов внедрения цифровых технологий и не стали экономить на этом направлении. Растет спрос на услуги сервисных геофизических компаний, которые обрабатывают гигантские массивы данных, интерпретируя результаты сейсмических исследований. Это дорогое удовольствие, но такие расходы не только окупаются, но и приносят существенную выгоду. Благодаря прицельному бурению по наводке геофизиков кардинально улучшается результативность работ, в итоге на каждый доллар, вложенный в сейсморазведку 3D, нефтяники экономят до \$5–7. В институте проблем нефти и газа Российской Академии наук уже не первый год занимаются подготовкой рекомендаций по интеллектуальному инновационному развитию нефтегазовой отрасли. Проведенные совместно с компаниями отрасли исследования показали, что внедрение современных IT-технологий позволяет восстановить эффективную добычу легкой маловязкой нефти на обводненных месторождениях, вступивших в позднюю стадию разработки, в недрах которых еще остается 50–70 % нефти, продлить жизнь крупных и гигантских месторождений и возродить старые регионы нефтегазодобычи. Кроме того, цифровизация формирует благоприятные условия для активизации освоения трудноизвлекаемых запасов и нетрадиционных ресурсов нефти и газа, создания новых центров нефтегазодобычи.

3.4 Рынок программного обеспечения профильной деятельности нефтегазовых компаний

Следует отметить, что рынок программного обеспечения профильной деятельности нефтегазовых компаний достиг высокого уровня концентрации. Две трети мирового рынка специализированных отраслевых программ контролируют пять компаний — Schlumberger, Landmark, Aspen Technology, Honeywell,

Invensys. Услугами специализированных компаний пользуются и энергетические гиганты. так, Shell и Aramco активно привлекают к решению текущих и перспективных задач транснациональную компанию Computer Science Corporation. Это следует иметь в виду, формируя программы импортозамещения. Наглядно демонстрируют преимущества использования концепции Industrial Internet of Things, сутью которой является моделирование данных с применением нейронных сетей и методов машинного обучения. На установках атмосферной и вакуумной перегонки одного из российских нефтеперерабатывающих заводов использование этого инновационного решения позволило улучшить качество прогнозирования на 15% и повысить точность достижения ожидаемого результата до 90%. Одним из лидеров внедрения информационных технологий и автоматизации процессов нефтепереработки в России является компания «газпромнефть». В частности, на нефтеперерабатывающих заводах компании активно используются виртуальные анализаторы качества — математические модели, позволяющие прогнозировать качественные показатели без их фактического замера, на основании ранее выполненных лабораторных тестов. Качественно новым уровнем автоматизации станет переход на централизованное управление производством. В сбытовом сегменте применение цифровых решений дает возможность повысить конкурентоспособность и эффективность за счет эффективного реагирования на ситуацию, объективному отражению которой способствуют мониторинг и комплексный анализ массива данных, поступающих от каждого элемента системы — вплоть до каждой бензоколонки. Цифровизация даёт ценную маркетинговую информацию, позволяет оптимизировать набор и качество предоставляемых услуг, сделать общение с клиентом более комфортным. Следующий шаг — полностью автоматизированные автозаправочные станции, которые уже входят в нашу жизнь, в том числе и в России. Использование IT-технологий на трубопроводном транспорте позволяет повысить безопасность, оптимизировать логистику и уменьшить эксплуатационные затраты. Моделирование процессов, оперативная диагностика состояния магистралей расширяют возможности принятия и реализации упреждающих и точных решений. Подлежит особому вниманию самообучающийся комплекс «цифровой двойник», обеспечивающий автоматизированный подбор наиболее оптимальных режимов работы

элементов всего комплекса и позволяющий заранее идентифицировать нештатные ситуации и предлагать превентивные решения. В оперативном режиме уровень детализации — 80 тысяч элементов, вплоть до фланцев, клапанов задвижек и даже поручней и ступенек лестниц, что позволит избежать потерь и недочетов, связанных с человеческим фактором.

Контрольные вопросы:

1. Основные цифровые технологии современности.
2. Роль информационных технологий в нефтегазодобыче.
3. История развития цифровой трансформации нефтегазовой отрасли.
4. Понятие «умные скважины».
5. Причины роста спроса на услуги сервисных геофизических компаний.
6. Рынок программного обеспечения профильной деятельности нефтегазовых компаний.
7. Функции самообучающегося комплекса «цифровой двойник».

ТЕМА 4 АНАЛИЗ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ДЛЯ ТРЕХМЕРНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ И ОПТИМИЗАЦИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

- 4.1 Обзор фирм - производителей программного обеспечения
- 4.2 Анализ факторов программного обеспечения, созданного зарубежными компаниями
- 4.3 Сравнительные характеристики технологических линеек программного обеспечения
- 4.4 Обзор наиболее употребляемых программ для решения ряда инженерных задач в нефтегазодобыче

4.1 Обзор фирм - производителей программного обеспечения

Трёхмерное моделирование с применением современных информационных систем и технологий является неотъемлемой частью процесса поиска, разведки и эксплуатации месторождений углеводородного сырья. Необходимость их использования для

обоснования решений регламентируется нормативными и законодательными документами в большинстве стран мира. *Процесс моделирования месторождений нефти и газа предполагает* последовательное выполнение интерпретации сейсмической, геофизической, петрофизической информации, построение трехмерной цифровой геологической и гидродинамической моделей, моделирование фильтрационных процессов в пласте, прогнозирование процесса разработки, а также выполнение экономических расчетов по результатам моделирования. Моделирование процесса добычи нефти выполняется не только при проектировании разработки месторождений, но в последние годы все чаще используется при мониторинге. Моделирование может осуществляться при помощи различного по функциональным и стоимостным и характеристикам программного обеспечения (ПО), выбор которого остается за компанией. Проектирование разработки месторождений углеводородного сырья осуществляется в Беларуси и России на основе трехмерных цифровых моделей месторождений с применением преимущественно зарубежного ПО таких компаний, как: Schlumberger (GeoQuest и т. д.), Smedvig Technologies, Roxar Software Solutions, Western Atlas, Landmark Graphics (GeoGraphix, и т. д.), Paradigm Geophysical, CogniSeis, CGG Petrosystems, PGS Tigrress, Seismic Microtechnology, GeoMatic,

Quick look, Tigrress, Western Atlas, DV-Geo и некоторых других. При этом, несомненными лидерами с наибольшим опытом разработки и внедрения программного обеспечения (ПО) для моделирования месторождений нефти и газа являются такие всемирно известные компании, как Schlumberger, Landmark Graphics и Roxar Software Solutions. Эта тройка фирм-производителей ПО в области моделирования месторождений завоевала основную долю рынка. Их партнерами является ряд крупнейших фирм, работающих на рынке программного и аппаратного обеспечения: Sun Microsystems, IBM, Intel, Hewlett Packard и др. Так, например, в качестве стратегического партнера компании Landmark выступает фирма Accenture, которая занимает ведущее положение в разработке революционных ИТ-решений (информационных технологий) в сфере E&P (Engineering&Production). А использование технологий Linux корпорации IBM позволило той же компании Landmark повысить производительность вычислительной обработки и сэкономить на этом огромные ресурсы. Более того, ведущие компании-разработчики

образованы путем слияния и реорганизации ряда других фирм, наследуя их инфраструктуру и опыт. Иллюстрацией этому может служить компания Roxar Software Solutions, которая была организована в 1999 г. в результате слияния Multi-Fluid ASA и Smedvig Technologies AS, демонстрирующая сегодня стремительные темпы развития бизнеса. Среди клиентов Schlumberger, Landmark, Roxar можно отметить такие нефтяные гиганты, как Statoil, Hydro, BP, TotalFinaElf, Philips, Halliburton, PGS, Shell, ChevronTexaco, WinterShal, Conoco, Unocal, OXY, Apache и др. В ряде ведущих нефтяных компаний России, таких как: «Роснефть», «ЛУКОЙЛ», «ТНК-ВР», «Башнефть», «Татнефть», «Сибнефть», также широко используются упомянутые выше программные системы, как на этапах проектирования, так и при мониторинге и управлении процессом разработки месторождений.

Программное обеспечение разработано по модульному принципу. Модули ПО компании Schlumberger, применяемые в процессе проектирования разработки, приведены ниже, на рисунке 4.1.

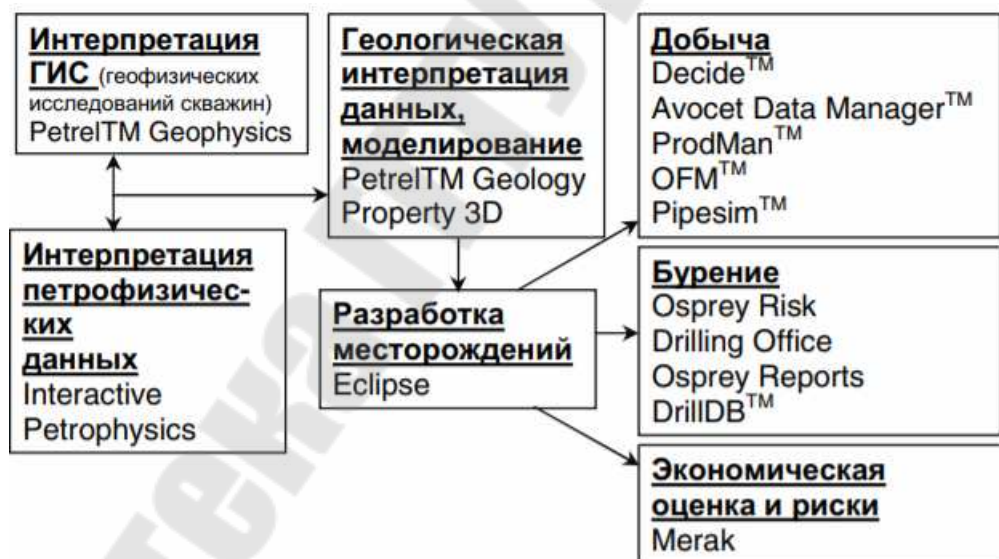


Рисунок 4.1 – Технологическая линейка модулей ПО Schlumberger

4.2 Анализ факторов программного обеспечения, созданного зарубежными компаниями

Анализ структуры, состава и опыта применения программного обеспечения (ПО) для трехмерного моделирования процессов добычи

нефти показывает, что успех внедрения и широкого применения ПО иностранных компаний обусловлен рядом факторов. В их числе:

- иммунитет к финансовой нестабильности на рынке ПО в силу того, что сферы деятельности компаний обширны от разработки оборудования для бурения скважин до владения акциями ведущих нефтяных компаний;

- интегрированный характер ПО охватывает весь цикл проектирования (от обработки сейсмической информации до моделирования месторождений углеводородного сырья и прогнозирования оценки экономических рисков при разработке);

- наличие «сервисных» центров, обеспечивающих информационную и техническую поддержку пользователей ПО;

- наличие центров обучения с последующей сертификацией пользователей;

- большой опыт внедрений и апробации в ряде наиболее известных компаний;

- партнерство с производственными, проектными и научными организациями (совместные разработки, проекты, НИР и т. п.), в том числе с ведущими производителями техники, аппаратных средств и т. д.

Применение технологических линеек ПО Schlumberger, Landmark, Roxar обеспечивает ряд дополнительных преимуществ:

- позволяет охватывать весь цикл управления (от мониторинга до сопровождения процесса разработки месторождений);

- обеспечивает использование клиент-серверных технологий и единых баз данных;

- гарантирует надежность работы ПО и сервисное обслуживание на высоком уровне.

К основным недостаткам использования зарубежного ПО для моделирования месторождений нефти и газа в российских и белорусских компаниях и проектных институтах следует отнести:

- преимущественно англоязычный, не всегда удобный, пользовательский интерфейс, что влечет для пользователя сложность освоения;

- документооборот не ориентирован на регламент, предусмотренный российским и белорусским законодательством;

- сложность модифицирования ПО (включения дополнительных расчетных модулей, авторских алгоритмов и программ);

- высокая стоимость.

Несмотря на то, что зарубежное ПО доминирует в практике работы крупнейших отечественных и российских нефтяных компаний, в России имеется ряд крупных программных систем, созданных НИИ и творческими коллективами. Наиболее известными российскими разработчиками ПО для моделирования месторождений нефти и газа являются: ОАО «ЦГЭ», ОАО «Пангея», ООО «Геоинформационные технологии и системы», РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, ВЕНСИС, ООО «ПетроАльянс», ЗАО «Тюменский институт нефти и газа», ООО «СургутНИПИнефт».

4.3 Сравнительные характеристики технологических линеек ПО

Сравнительные характеристики технологических линеек российского и зарубежного ПО для цифрового (3D) трехмерного моделирования месторождений нефти и газа приведен в таблице 4.1. Цветом отмечены реализованные модули и функции, а знаками + (качественно), – (не достаточно качественно) и ± (удовлетворительно) оценка качества и степени апробации ПО в российских компаниях.

Таблица 4.1 – Сравнительные характеристики технологических линеек ПО

Программные комплексы	Геологическое моделирование					Гидродинамическое моделирование					
	Интерпретация сейсмики	Корреляция	Петрофизика	Интерпретация ГИС	Построение геологической модели	Подсчет запасов	Ремасштабирование	Гидродинамическое моделирование	Мониторинг	Экономика	Экспертиза
ТРАСТ	+	±	±	+	±	±	+	±	±	±	±
Schlumberger	±	+	+	+	+	+	±	+	±	±	
Landmark	±	±	+	+	±	+	±	+		-	
Roxar	±	±	+	+	+	+	±	+	-	-	

Процесс моделирования месторождений нефти и газа и разработка проектных документов – это трудоемкий, итерационный процесс, в котором используются различные модули рассмотренного выше ПО, а также ряд вспомогательных программных систем и технологий (геоинформационных, САД-систем, графических и текстовых редакторов и т. д.). В каждой компании, осуществляющей моделирование, осваивается, поддерживается и развивается собственная линия программных продуктов и соответствующая технология. Состав такого рода технологических линеек определяется рядом объективных и субъективных факторов – от финансового благосостояния компании до личных предпочтений и опыта сотрудников. Ряд проектных организаций разрабатывают собственное программное обеспечение с целью оптимизации отдельных этапов процесса моделирования, автоматизации ввода и хранения данных, анализа информации и т. п. Такого рода авторское программное обеспечение может быть представлено встраиваемыми в среду базовых систем программными модулями. К такому авторскому ПО относятся модули и системы, разработанные в лаборатории моделирования месторождений нефти и газа ИКЦ ТПУ: LOGGER, Bore Drilling, Well Spasing, АНОТ и др. Система LOGGER предназначена для визуализации результатов геофизических исследований в скважинах – каротажных диаграмм и реализует следующие функции:

- чтение LAS-файлов;
- графическое отображение каротажных диаграмм и заголовков LAS-файлов;
- настройка визуализации (масштабирование отображенных диаграмм, смена порядка расположения диаграмм на экране и т. п.);
- экспорт изображения каротажных диаграмм в формат ГИС MapInfo Professional. Программное средство Bore Drilling предназначено для формирования схем разбуривания и кустования на месторождениях нефти и газа. Данное ПО является независимым модулем и работает с графическим форматом mif/mid, который является обменным для большинства систем оперирования пространственными данными. Основные функции ПО Bore Drilling:
- формирование на основе схемы расположения пробуренных на месторождении скважин и контура водонефтяного контакта рядные и площадные схемы расстановки скважин (трех-, четырех-, пяти- и девятиточечную системы);

- визуализация, настройка, редактирование и экспорт полученных схем;
- формирование схем кустования скважин;
- добавление к схеме горизонтальных стволов.

Все функции снабжены удобными настройками. На рисунке 4.2 показан пример сформированной системы расстановки и кустования скважин.

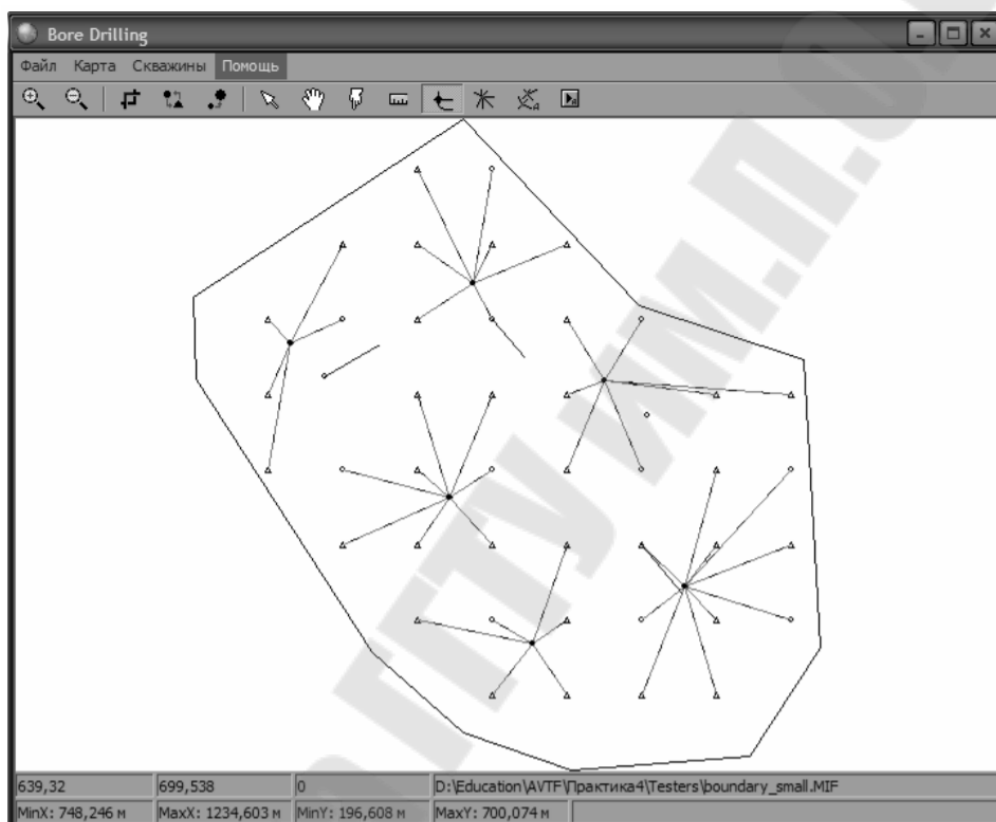


Рисунок 4.2 – Пример сформированной системы расстановки и кустования скважин

Система Well Spacing выполняет несколько важных функций:

- обеспечивает взаимосвязь ПО компании Schlumberger и других компаний, в том числе и ПО, разработанного в лаборатории моделирования месторождений нефти и газа – Bore Drilling;
- обеспечивает экспорт сетки разбуривания в геоинформационную систему с использованием обменного формата mif;
- позволяет быстро и удобно сформировать схему разработки месторождения с учетом всех необходимых параметров. Таким

образом, система Well Spacing является готовым решением для формирования схем разработки месторождений нефти и газа, пример работы ПО показан на рисунке 4.3.

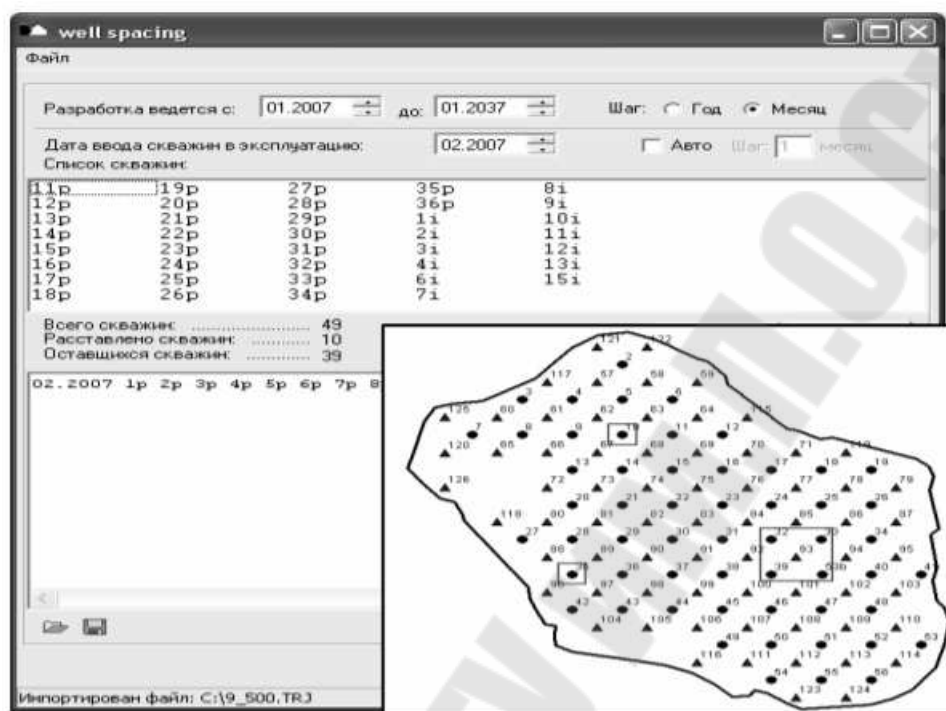


Рисунок 4.3 - Формирования схем разработки месторождений нефти и газа

Система АНОТ имеет в своем составе ряд инструментальных средств для качественной оценки значений параметров разработки и подготовки отчета для эксперта. Основное предназначение системы АНОТ заключается в анализе результатов расчета гидродинамической модели, в оказании помощи специалисту при подготовке проектной документации. Систему АНОТ можно, таким образом, разделить на два функциональных блока, один отвечает за анализ, другой – за отчетность. Неотъемлемой частью системы являются модули, обеспечивающие за ввод и вывод информации, а также организованное хранение необходимых данных для работы системы. Актуальной задачей, реализуемой АНОТ, является максимальная автоматизация ввода информации и оперативное формирование всех необходимых отчетов и графических приложений, что дает возможность снизить нагрузку на специалиста и сократить сроки формирования, согласования и утверждения моделей. Основные функции системы АНОТ:

- проверка соответствия характера изменения пластового давления системы режимам работы;
- выявление и описание причин специфики поведения различных кривых: обводненности, давления и т. п.;
- расчет средних дебитов скважины и краткий экономический анализ ее рентабельности;
- визуализация и экспорт как объединенного отчета по всем вариантам, так и необходимых схем и графиков по отдельности в соответствии с регламентными документами.

Результаты работы ПО системы АНОТ показаны на рисунке 4.4.

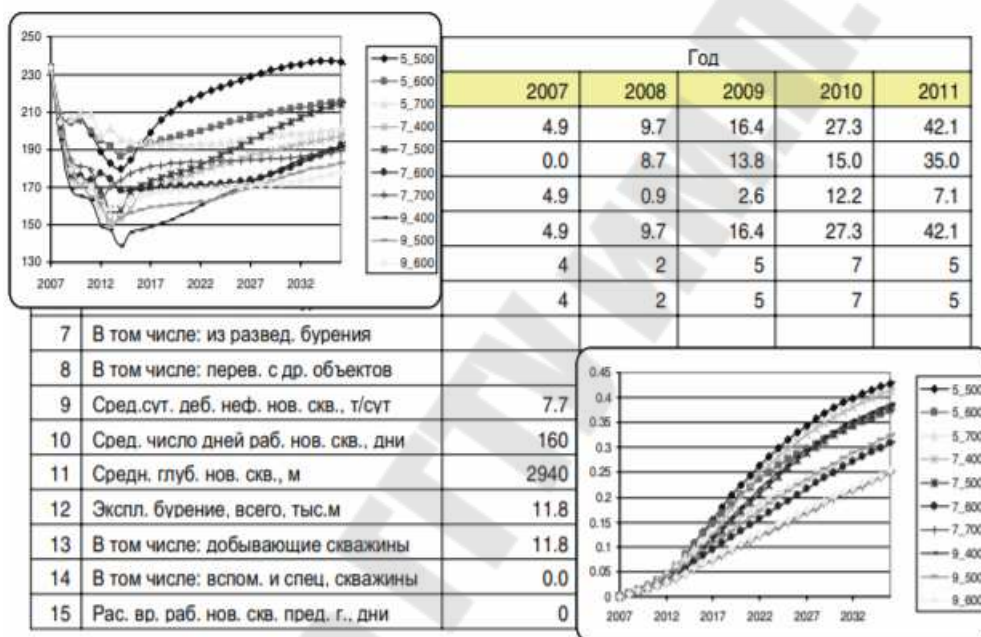


Рисунок 4.4 – ПО АНОТ

Таким образом, проведенный анализ российского и зарубежного ПО для цифрового трехмерного моделирования месторождений нефти и газа свидетельствует о наличии функционально полного набора алгоритмических и программных средств, позволяющих сформировать соответствующие варианты технологических линеек по всему комплексу работ в зависимости от финансовых возможностей и опыта работы сотрудников компании. Эти технологические линейки, используемые в нефтяных проектных институтах и компаниях не свободны от недостатков, отмеченных в статье. Они нуждаются в развитии и повышении эффективности, в том числе на основе использования методов оптимизации.

4.4 Обзор наиболее употребляемых программ для решения ряда инженерных задач в нефтегазоразработке

Для всех приведённых ниже программ есть довольно обширная база справочного обеспечения.

ANSYS - Simulation Driven Product Development. ANSYS – многоцелевой конечно-элементный пакет для проведения анализа в широкой области инженерных дисциплин. Это универсальный, "тяжелый" конечно элементный пакет, предназначенный для решения в единой среде на одной и той же конечно-элементной модели задач по прочности, теплу, электромагнетизму, гидрогазодинамике, междисциплинарного связанного анализа и оптимизации на основе всех выше приведенных типов анализа.

Aspen Technology (AspenTech). Программные продукты aspenONE, предназначенные для инженерных расчётов и моделирования являются основой проектирования новых технологических процессов или модернизации существующих технологических процессов с целью улучшения их производственных показателей. Программа модульная – Process Modeling (Aspen Plus), Process Modeling (HYSYS), Exchanger Design and Rating, Economic Evaluation, Process Development, Basic Engineering, Operations Support, Aspen OnLine, Aspen MUSE, Aspen PIMS, Aspen Plus Based Refinery Reactors.

Beicip-Franlab. Beicip-Franlab одна из ведущих мировых компаний, представляет консалтинговые и сервисные услуги и разрабатывает программные технологии для нефтегазовой промышленности. Высокотехнологические решениями, предназначенные для моделирования нефтегазоносных бассейнов и резервуаров, такими, как: трехмерное моделирование нефтегазоносных бассейнов, моделирование трещиноватых коллекторов, интегрированное моделирование резервуаров и т.д. ПО - Temis Suite.

CMG (Computer Modelling Group). CMG Suite – одна из самых лучших программ для гидродинамического моделирования нефтяных и газовых месторождений. В некоторых аспектах превосходит связку Schlumberger Petrel + Eclipse.

Compass Ingenieria y Sistemas, SA (Compass). / Simulation and calculation software. Представляет моделирование и программное

обеспечение вычисления. *Продукты - Tdyn, Tdyn CFD+HT, Tdyn-SeaFEM, Tdyn-RamSeries, Lognoter.*

COMSOL. COMSOL Multiphysics – платформа для моделирования физических процессов. Инструмент моделирования для работы с электрическими, механическими, химическими системами и потоками жидкостей. COMSOL Multiphysics® — это основанная на передовых численных методах универсальная программная платформа для моделирования и компьютерного моделирования физических задач. Использование пакета COMSOL Multiphysics позволяет учитывать связанные или «мультифизические» явления. Более 30 дополнительных продуктов позволяют расширять платформу моделирования, используя специальные физические интерфейсы и инструменты для электрических, механических, гидродинамических и химических систем. Дополнительные интерфейсы обеспечивают использование моделирования в пакете COMSOL Multiphysics при технических вычислениях, САПР и автоматизации проектирования электронных приборов.

Программное обеспечение от Baker Hughes. Baker Hughes – ведущий поставщик услуг месторождения нефти, продуктов, технологии и систем к международной промышленности нефти и природного газа. ПО – JewelSuite™ Subsurface Modeling – геологическое моделирование недр, JewelSuite™ GeoMechanics – геомеханика, MFrac™ Suite- Hydraulic Fracturing. Гидроразрыв, JewelSuite FluidPulse™- Fluid Analysis and Characterization – жидкий анализ и характеристика, Completion ArchiTEX™-3D Completion Design, 3D дизайн и другое.

FIDES Software и SOFiSTiK Software от фирмы DV-Partner. Программные комплексы для геотехнических расчётов, аналоги программ : Plaxis , Schlumberger.ECLIPSE, Tempest MORE и RFD Rock Flow Dynamics tNavigator.

IHS Markit – нефть и газ, геология, геофизика. В данном случае нас интересуют ПО от IHS. Kingdom®: Seismic and Geological Interpretation Software. Сейсмическое и геологическое программное обеспечение интерпретации. IHS Petra®: Geological Interpretation Software.

Invensys SimSci-Esscor-Schneider Electric SimSci – основные приложения Invensys SimSci-Esscor – Schneider Electric SimSci: программное обеспечение и моделирование химических процессов и расширенный анализ процессов в нефти, газе и химических

веществах. Invensys SimSci-Esscor INPLANT: симулятор потока симулятора жидкости с плагином Дизайн, ранжирование и анализ Invensys SimSci-Esscor HEXTRAN: современное программное обеспечение для моделирования теплопередачи, подходящее для проектирования одиночных и сетевых теплообменников и их анализа производительности. Invensys SimSci-Esscor PIPEPHASE: мощная программа для моделирования и моделирования систем труб, а также для анализа и расчета потоков и параметров в трубопроводах. Invensys SimSci-Esscor DYNMIM или Schneider Electric SimSci DYNMIM: комплексное внебиржевое программное обеспечение (тренажер для обучения операторов) для динамического моделирования процессов с их анализом и контролем для повышения эффективности и производительности.

KBC Advanced Technologies – передовые технологии KBC - ведущая независимая нефтяная и газовая консультация и технологическая компания. Наши консультанты используют диапазон программного обеспечения, включая FEESA Maximus™ Интегрированное Производственное программное обеспечение Моделирования и Infochem Multiflash™ PVT Simulator для предконцептуальных технических проектов водохранилищ и скважин и производственной оптимизации сетей трубопровода для жизни новых и существующих активов, включая большие сети, глубоководные, системы СПГ и береговые сборочные системы газа. Кроме того, KBC Petro-SIM™ Process Simulation Suite обеспечивает дизайн, операцию и управление установками подготовки углеводорода во всем мире, производя стоимость и снижая риск.

Группа компаний – LMKR – Landmark – Halliburton – интегрированное программное обеспечение и услуги Landamrk помогают специалистам нефтегазой отрасли максимально эффективно использовать всю имеющуюся в наличии информацию. Программные продукты: LMKR GeoGraphix® Suite, Discovery, SeisWorks, LMKR GVERSE™, DecisionSpace® software, Engineer's Desktop™, COMPASS™ Directional Path Planning, GeoProbe® Volume Visualization, SeisSpace® ProMAX®

Maplesoft – математическое программное обеспечение для моделирования процессов.

Paradigm®. Компания Paradigm® является ведущим разработчиком программных решений для нефтегазовой отрасли во всем мире. Простые в использовании технологии и отлаженные

рабочие процессы компании Paradigm позволяют клиентам компании получить более точную и полную информацию об объекте изучения за счет сочетания передовых научных достижений, эффективного использования возможностей современных настольных и кластерных вычислительных систем и гибких средств управления данными. Результатом является снижение рисков разведки и разработки углеводородов. Геологи, геофизики и инженеры опираются на наш широкий комплект средств повышения производительности и научно обоснованные прикладные программы при построении наиболее передовых в отрасли моделей подземного пространства. Эти специалисты, отвечающие за принятие решений, знают, что с помощью технологий компании Paradigm они могут снизить неопределенность, укрепить уверенность, свести к минимуму риск и обеспечить ответственное управление активами. Технологии компании Paradigm используют единую трехмерную сетку визуализации и сетевую инфраструктуру управления данными. Paradigm (Paradigm suite) - основной продукт, включающий в себя все продукты линейки Paradigm.

Petrosys – отображение, моделирование и программное обеспечение управления данными для отрасли нефть_газ. Mapping, modeling and data management software for oil and gas professionals. Основной продукт Petrosys site, в состав которого входят все необходимые модули, в том числе и симулятор tNavigator, Petrel Mapping Module.

PLAXIS. PLAXIS – конечно-элементный программный комплекс, широко используемый во всём мире в инженерной геотехнике и проектировании. PLAXIS предназначен в качестве практического инструмента расчёта для инженеров-геотехников, которые не обязательно являются специалистами в области численных расчётов. PLAXIS 2D – самая используемая геотехническая программа. PLAXIS 3D – трёхмерные расчёты грунтового основания и сооружений. Аналоги программы: FIDES DV-Partner Suite, Schlumberger.ECLIPSE, Tempest MORE и RFD Rock Flow Dynamics tNavigator, Petrosys и другие.

ProMax от компании Bryan Research & Engineering, LLC (BR&E). ProMax - предшественники, TSWEET и PROSIM, широко признаны специалистами за их точность и эффективность. ProMax – является широко признанным производителем программного обеспечения и

технических решений в областях нефти, газа, химической промышленности. Комплекс по переработке нефти и газа.

tNavigator® от компании Rock Flow Dynamics (RFD). Компания "Rock Flow Dynamics" специализируется на разработке программного обеспечения для моделирования разработки месторождений нефти и газа. *tNavigator®* - параллельный интерактивный пакет для гидродинамического моделирования пласта.

RokDoc от компании Ikon Science. RokDoc – всесторонняя платформа Quantitative Interpretation (QI). Разработан, чтобы быть мощным и простым в использовании, RokDoc – номер один, предпочтительная платформа QI в нефтяных компаниях во всем мире. Геологи, Геофизики, Petrophysicists и Engineers все извлекут выгоду из улучшений в RokDoc.

Roxar Software Solutions. Roxar – международный поставщик услуг и продуктов для управления месторождениями и оптимизации добычи в нефтегазовой отрасли. RMS – интегрированная модульная система построения 3D моделей. Tempest – эффективная и полнофункциональная система фильтрационного моделирования с уникальными возможностями создания многовариантных моделей. Гидродинамический симулятор – Tempest MORE. ResView – промысловая база с инструментами анализа и визуализацией моделей. METTE – интегрированное моделирование поверхностных сетей. Efen – геомеханическое моделирование методом конечных элементов. Drill Scene – мониторинг бурения в режиме реального времени, геонавигация скважины. IPRisk – управление рисками и поддержка принятия решений.

Schlumberger. Компания «Шлюмберже» (Schlumberger) является ведущим мировым поставщиком технологий для комплексной оценки пласта, строительства скважин, управления добычей и переработки углеводородов. Платформы – Petrel, Avocet, Ocean, Omega, Studio и Techlog. Прикладное программное обеспечение - ECLIPSE, OLGA, Drillbench, GeoFrame, GeoX, GPM, IAM, InnerLogix, INTERSECT, Malcom, Merak, MEPO, OFM (OilField Manager), PetroMod, PIPESIM, ProSource, VISAGE, OMNI 3D, VISTA и RigHour.

LR (Lloyd's Register) Software экс. Senergy. Программное обеспечение для отрасли Нефть и Газ. IP™ (Interactive Petrophysics). IP™ Software – IP™ помогает определять сумму углеводородов в водохранилище. IC™ (INTERACTIVE CORRELATION). IC™ software

– мощный инструмент, используемый, чтобы сохранить и визуализировать данные.

PIPENET – The Sunrise Systems Ltd. Sunrise Systems занимает ведущее место в мире по гидравлическому анализу потока в трубопроводных и вентиляционных сетях. PIPENET - это эффективное программное решение для выполнения быстрого и точного анализа потока жидкости, газа или водяного пара в трубопроводных сетях и воздуховодах, расчета неустановившихся гидродинамических сил, проектирования противопожарных систем.

Tecplot. Компания Tecplot, разработчик популярных систем визуализации данных. Tecplot 360 – мощная инженерная программа с широким функционалом XY, 2D и 3D. Tecplot 360 есть тот же самый Tecplot Focus только с поддержкой CFD-анализа. Tecplot RS (Reservoir Simulation) - интегрированный инструмент для моделирования месторождений нефти и газа.

Thunderhead Engineering Inc – программное обеспечение моделирования для науки и разработки. Симуляторы огня, дыма, воды, жидкости и другое.. PetraSim-Subsurface Flow Modeling. Моделирование потока недр – PyroSim-Fire Dynamics and Smoke Control. Динамика огня и контроль за дымом.

VisualPVT. VisualPVT – программа расчета PVT свойств нефти, воды и газа со встроенным редактором корреляционных зависимостей) Программа VisualPVT предназначена для расчета теплофизических свойств нефти, воды и газа по корреляционным зависимостям (корреляциям) при различных термобарических условиях. В состав VisualPVT входит около 150 корреляций для расчета таких свойств, как давление насыщения, газосодержание, объемный коэффициент, сжимаемость, плотность, вязкость, поверхностное натяжение, теплоемкость, коэффициент теплопроводности и др.

Weatherford. Weatherford — международная сервисная компания, которая специализируется на производстве и поставках нефтедобывающего оборудования и предоставлении сервисных услуг нефтегазовым предприятиям более чем в 100 странах. Weatherford Field Office - ПО по оптимизации добычи в режиме реального времени. Комплекс предназначен для стандартизации рабочих процессов путем одновременного отслеживания выполняемых задач при помощи общего интерфейса. Программный продукт WellFlo™ является автономным приложением для проектирования,

моделирования, оптимизации и устранения проблем в работе нефтяных и газовых скважин, эксплуатируемых как в фонтанном, так и в механизированных режимах. Программный пакет PanSystem™ предназначен для анализа данных ГДИС – одной из важнейших операций в нефтегазовой отрасли.

Engineering Computation – Engineering Software Company – Neotec's software Petroleum Engineering Softwares. Neotec's software includes: PIPEFLO, WELLFLO and FORGAS. FORGAS – прогнозирование пропускной способности месторождения газа и система планирования развития; газ и производственное планирование прогнозирования и развития Нефтяного месторождения. WELLFLO-Oil & Gas Wells Design Software – бурение скважин. PIPEFLO – Pipeline Design Software – программное обеспечение дизайна трубопровода.

ZetaWare, Inc. – Interactive Petroleum System Tools. Trinity – базируемый инструмент карты, который позволяет пользователям в интерактивном режиме отслеживать миграции. Trinity 3D – интерактивная 3D миграция, отслеживая объемы углеводорода и состав в 3D в течение времени фиксирует ошибки и несоответствия. Genesis – простое в использовании 1D программное обеспечение моделирования бассейна. KinEx – быстрый инструмент моделирования созревания материнской породы для предсказания удаленных продуктов и GOR от материнской породы с прослаиваемой organo-фацией (геохимическая регистрация).

DNV GL Oil & Gas – Advisory – Inspection – Laboratories and test facilities – Noble Denton marine services – Oil & Gas training – Verification and certification. DNV Software является разработчиком программных решений для проведения количественной оценки рисков для наземных и морских объектов.

SST SYSTEMS, INC – программное обеспечение для симуляции потока жидкости, вода, нефть, газ, флюиды.

Aurel Systems CADSIM Plus. Системы Aurel предоставляют техническое программное обеспечение и услуги для сообщества химического машиностроения, отрасли нефть и газ и других...CADSIM Plus Chemical Process Simulation Software. CADSIM Плюс является химическим программным обеспечением моделирования процесса, которое позволяет тянуть технологическую карту процесса, создавая модель моделирования процесса.

Petroleum Experts (Petex). Компанией Петролеум Экспертс была разработана серия программ Интегрированного Моделирования Разработки (Integrated Production Modelling, IPM), которая позволяет моделировать полную систему добычи от продуктивного пласта до систем поверхностного обустройства. Сочетая программы GAP, PROSPER, MBAL, REVEAL и PVTP инженер может создавать комплексные модели месторождений.

NCI Nations Consulting Inc. Petroleum Engineering Software. Gas-Lift Design, Jet-Pump Design, Nodal Analysis, Troubleshooting Services, & Training. Well Performance (NODAL) Software for the Oil & Gas Industry Gas-Lift Design, Analysis & Troubleshooting; and Jet Pump Design available for Petroleum Engineering Software. Перечисленные продукты обеспечивают программное обеспечение для нефтяной и газовой промышленности; дизайн Газового Лифта, анализ и поиск неисправностей; и дизайн струйного насоса. SNAP™. FORECAST©. PROCAS©. PTA©. TANK©.

Honeywell Oil and Gas – это американская корпорация, производящая электронные системы управления и автоматизации. Основные направления – аэрокосмическое оборудование, технологии для эксплуатации зданий и промышленных сооружений, автомобильное оборудование, турбокомпрессоры, Нефть и Газ.

UniSim® Design Suite, Production Control Center for Oil & Gas, Well Performance Monitor for Oil & Gas.

ProSim – расчет теплофизических свойств и фазовых равновесий. Simulis Thermodynamics французской компании ProSim – это мощная современная программная система расчета теплофизических свойств и фазовых равновесий (ТФС и ФР), рассчитывающая широкий круг продуктов на современной методической основе. Simulis Thermodynamics обеспечивает возможность рассчитать большой набор термодинамических и транспортных свойств продуктов по их мольному или массовому составу: плотность, коэффициент сжимаемости, изобарную и изохорную теплоемкость, внутреннюю энергию, энтальпию, энтропию, скорость звука, коэффициент Джоуля-Томпсона, динамическую и кинематическую вязкость, теплопроводность, коэффициент поверхностного натяжения.

Chemstations CHEMCAD. CHEMCAD – пакет программ для моделирования и расчета технологических схем с рециклическими потоками органических и неорганических веществ и непрерывных смесей (в случае нефтяных фракций), а также энергетических

потоков. CHEMCAD позволяет создавать, анализировать и оптимизировать различные варианты технологического оформления производственных процессов, оценивать их эффективность и выбирать наилучший из них. Комплекс исследований с использованием CHEMCAD дает возможность добиться удовлетворительного совпадения результатов расчетов с данными промышленных экспериментов, что позволяет решать задачи автоматического управления процессами и повышения эффективности действующих производств, определения оптимальных режимных и конструкционных параметров процессов в отдельных аппаратах с позиции всего производства в целом.

CPGE Center for Petroleum and Geosystems Engineering. Reservoir Simulators – симуляторы водохранилища. Программа позволяет обеспечить энергетическую безопасность, которая сбалансировала бы воздействие на окружающую среду и доступные ресурсы.

CARBO. CARBO является компанией по производству технологий для обслуживания нефтепромысла, которая предоставляет передовые решения по повышению нефтеотдачи. FRACPRO – лидирующее ПО для симуляции гидроразрывов, помогающее клиентам оптимизировать дизайн и инженерию гидроразрывов. CARBO CERAMICS & TECHNOLOGIES – высокопроизводительный, высококачественный пропант для улучшенной проводимости и повышенного углеводородного потока, а так же гарантия поставки запатентованного пропантового производства, технологий для улучшения потока и оценки гидроразрывов.

STRATAGEN – консультирование в сфере гидроразрывов, которое обеспечивает нашим клиентам доступ к профессиональному опыту в нетрадиционных методиках с целью помочь им улучшить проектирование гидроразрывов и конструктивной схемы оснащения скважин.

ООО "Литосфера" ПО «Геомеханика» – Российский программный комплекс "Геомеханика" предназначен для проведения геомеханического моделирования околоскважинного пространства с целью определения механических свойств и напряженного состояния горных пород на основе данных каротажа, пластовых испытаний и исследований керна.

Abaqus Unified FEA. Пакет продуктов Abaqus Unified FEA предлагает мощные комплексные решения не только для работы с текущими задачами, но и для устранения сложных инженерных

проблем в самых разных отраслях. Так, например, в автомобильной промышленности рабочие технические группы на основе структуры данных моделирования и интегрированной решающей технологии могут осуществлять расчет полной нагрузки автомобиля, динамических вибраций, многомодульных систем, последствий удара/аварии, проводить нелинейный статический анализ и определять тепловую и акустико-структурную связи. Ведущие отраслевые компании используют пакет Abaqus Unified FEA для консолидации процессов и инструментов, сокращения затрат, повышения эффективности и получения конкурентных преимуществ. Приложения SIMULIA от Компании Dassault Systèmes.

EOR Effect+ от компании EOR-Софт. ООО "EOR-Софт" – научно-производственное предприятие. Ведущей разработкой предприятия стал программный комплекс EOR Effect+, который предназначен для выполнения расчетов технологической и экономической эффективности от проведенных геолого-технологических мероприятий (ГТМ) на нефтедобывающих скважинах по утвержденным методикам.

PHDWin – это полнофункциональный, полностью интегрированный пакет программного обеспечения по экономике, написанный нефтяными инженерами для нефтегазовой отрасли. Она предлагает комплексное решение для управления, организации и оценки резервов и экономики.

GOHFER Halliburt – специализируется на стимулировании и оптимизации эксплуатационных характеристик скважин и инжиниринговые услуги.

Контрольные вопросы:

1. Ведущие фирмы-производители программного обеспечения.
2. Чем обусловлен успех внедрения и широкого применения ПО иностранных компаний?
3. Основные недостатки использования зарубежного ПО для моделирования месторождений нефти и газа в российских и белорусских компаниях.
4. Особенности процесса моделирования месторождений нефти и газа и разработки проектных документов.
5. Наиболее употребляемых программ для решения ряда инженерных задач.

ТЕМА 5 КОМПЬЮТЕРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ РАЗРАБОТКИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ DESKTOP-VIP

- 5.1 Краткое описание используемого программного обеспечения
- 5.2 Подготовка исходной информации
- 5.3 Визуализация результатов гидродинамического моделирования
- 5.4 Исследование процессов разработки нефтяных месторождений на упругом режиме и начальной стадии режима растворённого газа

5.1. Краткое описание используемого программного обеспечения

Для обучения возможностям программного продукта DESKTOP-VIP предоставляются сведения компанией Landmark в виде «help» и методические пособия, разработанные в «ЮганскНИПИнефть». VIP позволяет моделировать разнообразные технологии разработки, включая:

- истощение;
- заводнение;
- смешанное и несмешанное нагнетание газа;
- циклическую закачку газа;
- нагнетание теплоносителей;
- добычу нефти в трещиноватых коллекторах;
- полимерное заводнение;
- закачку индикаторов;

В центре данного программного комплекса находится DESKTOP-VIP – приложение, которое позволяет создавать проекты и управлять ими, а также использовать различные инструменты моделирования и анализа для текущего расчётного варианта.

Работу над новым проектом следует начать с создания базы данных. В VIP используется следующая иерархия:

- Study (проект). Проект обычно является логическим центром поставленной задачи, в пределах которой выполняются расчёты различных вариантов её решения, включающие различные наборы

входных и выходных данных. Именно так целесообразно определять Study, а не отдельно для каждого расчётного варианта или для разных моделей в пределах одного исследования. Проект создаёт свою базу данных, которая физически представляет собой папку с названием проекта.

– Case (расчётный вариант). Один из расчётных вариантов в пределах одной задачи. Case, созданный от Study, может содержать индивидуальный набор данных как для инициализации (расчёта распределения насыщенностей флюидов и давлений на начальный момент), так и для расчёта показателей модели во времени. Если же Case создаётся от «Case», то данные инициализации берутся от «родителя», т.е. нет возможности их изменить.

Работа с любым пакетом гидродинамического моделирования состоит из двух основных этапов - инициализации и моделирования (расчет).

5.2 Подготовка исходной информации

Для расчета начального состояния модели должны быть собраны и заполнены определенным образом исходные данные для инициализации модели. Это может быть сделано как вручную путем редактирования файла, так и с помощью специального приложения VIP Data Studio – среды, позволяющей быстро и легко подготовить или скорректировать основную необходимую для симулятора входную информацию. Все модули программы взаимосвязаны. В VIP Data Studio реализована интерактивная система контроля за вводимыми данными. Если в каком либо разделе введена недостаточная или явно ошибочная информация, то пункт будет отмечен значком. Если разделы заполнены, то это также будет отмечено определённым значком. Если данный раздел не заполнен, но данные, указанные в этом разделе не являются обязательными для абсолютно любого расчета, появится соответствующий знак. Похожий механизм реализован и при предварительной оценке вновь вводимой информации. При отсутствии в данном поле информации или введении некорректной информации заливка поля остается красной. Если заполнение данного поля необязательно, то заливка поля имеет зеленый цвет.

5.3 Визуализация результатов гидродинамического моделирования

Программное обеспечение 3DVIEW обладает всеми средствами, необходимыми для просмотра моделей многомерного резервуара в полном цвете. 3D/2D – View являются единым программным пакетом просмотра гидродинамической сетки с двумя режимами запуска:

- режим 2D – модель отображается в произвольных ДВУХ координатах (в одной из трёх плоскостей);
- режим 3D – модель отображается сразу в ТРЁХ координатах, используя ортогональную проекцию или перспективу. Все элементы управления и пункты меню в обоих случаях одинаковы.

5.4 Исследование процессов разработки нефтяных месторождений на упругом режиме и начальной стадии режима растворённого газа

Особенности моделирования. К режимам истощения относятся упругий и режим растворенного газа (с неподвижным контуром нефтеносности). Упругий режим характеризуется изменением упругой энергии пласта вследствие сжимаемости пород коллекторов и насыщающих их флюидов. Протекающие при этом деформационные процессы определяют динамику показателей разработки. С уменьшением пластового давления до значения, меньшего давления насыщения пластовой нефти газом, режим пласта изменяется. Упругий режим переходит в режим растворенного газа (при котором продолжают протекать деформационные процессы). Эффективность разработки нефтяной залежи определяется достигаемой величиной коэффициента извлечения нефти (КИН), т.е. долей начальных геологических запасов, которые могут быть извлечены из недр. Как правило, для режимов истощения характерны невысокие значения КИН. При хорошей гидродинамической связи с законтурными областями возможны упругогазонапорный и упруговодонапорный режимы разработки. Поскольку на режимах истощения внутрипоровое пластовое давление падает, необходимо учитывать зависимость фильтрационно-ёмкостных свойств (ФЕС) от изменения эффективного давления. В связи с этим, при построении секторных компьютерных моделей должны быть использованы гидродинамические сетки с высокой степенью измельчения, в том числе неравномерные сетки и локальное измельчение скважинных ячеек. Многовариантные расчеты при разработке пластов на режимах

истощения проводятся, в первую очередь, при обосновании режимов работы добывающих скважин. При протекании *деформационных процессов* изменяются фильтрационно-емкостные свойства пласта. При изменениях давления обжима на скелет породы происходит изменение ее пористости и проницаемости, причем проницаемости в большей степени, чем пористости. Часто изменения проницаемости являются необратимыми. Механизм деформации разных пород различный. Песчаник: при незначительных напряжениях происходит упругая деформация, плотное спрессовывание зерен; дальнейшее увеличение эффективных давлений (более 100 МПа) приводит к дроблению минеральных компонентов (зерен кварца и полевого шпата) и течению цементирующего материала (глинистой массы и т. д.). Известняк: деформация отличается от деформации песчаника тем, что течению могут подвергаться не только цементирующий материал, но и сами зерна скелета; при высоких эффективных напряжениях (около 100 МПа) известняк является пластичным. Алеврит и сланец: деформация сходна с деформациями песчаника и известняка, несмотря на малый размер зерен. Доломитовая порода: деформация сопровождается главным образом макроскопическими разломами без потери сцепления. Абсолютно все пласты подвергаются деформациям в процессе разработки. Породы могут уплотняться. *Уплотнение* – это процесс, при котором преодолен упругий предел сжимаемости и наступают пластические деформации, приводящие к необратимому снижению пористости и проницаемости. Эти необратимые деформации отличают уплотнение пласта от его упругого сжатия. При пластической деформации происходит изменение пористости и кажущейся сжимаемости. Графическое представление процессов моделирования позволяет детально изучить процесс упруго-пластичной деформации, в котором пористость есть функция порового давления и эффективного напряжения.

Контрольные вопросы:

1. Возможности программного продукта DESKTOP-VIP.
2. Подготовка исходной информации для программного продукта DESKTOP-VIP.
3. Визуализация результатов гидродинамического моделирования.

4. Практическое применение программного продукта DESKTOP-VIP при моделировании процессов разработки нефтяных месторождений.

ТЕМА 6 МАТЕМАТИЧЕСКИЙ БАЗИС ИННОВАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

- 6.1 Проблемы моделирования сложных объектов
- 6.2 Математическое решение проблем моделирования
- 6.3 Особенности математики сетей
- 6.4 Числовая асимметрия

6.1 Проблемы моделирования сложных объектов

Нефтегазовая отрасль – одна из наиболее весомых и значимых разделов национальной экономики. Нефтегазодобывающее производство является примером наиболее сложных эколого-экономических систем. Оно характеризуется разнообразностью процессов, формирующих технологию: природных, географических, климатических, геофизических и геологических условий. В настоящее время научное обеспечение технологии нефтегазодобывающего производства является связующим звеном отдельных несвязанных дисциплин. Современные требования диктуют системное видение мультидисциплинарных технических и управленческих проблем, адекватное новым взглядам и требованиям. Главная проблема построения и управления рациональными системами недропользования состоит в том, насколько модели адекватны реальным объектам и процессам, то есть, как обеспечить правдоподобное моделирование. В последнее время в связи с достижениями компьютерных технологий все в большей степени стали проявляться негативные тенденции подмены реальных объектов их моделями. Это происходит как при проектировании систем разработки (проектируется система для модели, а не для объекта), так и при анализе работы конкретного реального объекта (скважины, залежи и т.п.). Такой подход к разработке не вызывал серьезных осложнений на первых этапах освоения высокопродуктивных залежей при наличии значительных резервов.

Однако он неприменим для сложно построенных месторождений и, очевидно, будет приводить к серьезным осложнениям на реальных объектах. Эта ситуация типична для всех естественных наук, в частности тех, которые сопряжены с разработкой нефтяных месторождений. Происходит развитие математического аппарата, но его связь с предметными задачами остается как минимум сомнительной в силу того, что полностью игнорируются основные положения логики моделирования (теоремы об определмости, интерполянте), топологии пласта (не учитываются два основных сопряженных процесса фильтрации – перенос и диффузия), пространственно-временной аспект процессов нефтегазодобычи (пространство неевклидово, время двумерно). По-прежнему все моделирование осуществляется при посредстве гладких моделей теоретической физики (например, закон сохранения массы в топологии пласта очевидным образом включает в себя изменение формы объема массы; отсюда проблема расстановки скважин), которые доказали свою бесперспективность в конце XX века. Основной технологический процесс нефтегазодобычи – вытеснение углеводородов из пористого пласта определяет все сопутствующие технологические и экономические операции и решения, именно в его моделировании физико-математические методы оказались не вполне адекватными, поэтому актуальной задачей является математическое описание физических процессов, происходящих в период разработки углеводородов.

6.2 Математическое решение проблем моделирования

Задача математического решение проблем моделирования носит системный характер и, как показала история кибернетики и системного анализа, таким проблемам, как получение нематематических и нефизических результатов физико-математическими методами, не нашлось адекватного математического аппарата. Опыт математики в нефизических науках сформировал ее общий изъян, устранение которого выражается в необходимости формального описания двойственной природы систем и объектов. В этом заключается основная проблема системных приложений математики. С развитием теории фракталов (фрактал – множество, обладающее самоподобием) проблема получила решение. Фрактальная геометрия – составная часть науки о хаосе. Основы и

принципы p -адической математики (p -адические числа представляют аналогию разложения в ряд Лорана произвольной функции и записываются в виде бесконечного ряда по степеням некоторого простого числа p , или в записи подобной десятичной записи числа, только бесконечной целой частью, соответствующей положительным степеням p) в конце XX века в качестве системной идеи получили новые основания для своего развития. P -адические числа, вошедшие в практику в это же время, представляют собой числовое содержание фрактальной геометрии.

Сведения о p -адических числах. Интерпретация p -адических чисел дана в 1955-57гг. С.Уламом, который трактовал их как инварианты бесконечного деления материи. Позже в 1984 г. А.Н.Паршин расширил это понимание до интенционала логического и любого языкового выражения. Тем самым евклидово пространство было расширено координатой делимости, специфичной для фрактальной геометрии. Она известна как интенсивная ось, декомпозиция в теории систем, масштабное пространство. Эта ось-пространство p -адических чисел формирует числовой образ внутреннего пространства объекта – пласта. Ее отличие от физических осей в том, что в модель включена масштабная вариативность качеств, которая определяет переходы между теориями от механики и термодинамики до химии и квантовой теории. В этом случае многомасштабный анализ становится логически естественным. Он не только объединяет физико-химические разнопредметные теории, но, выходя за пределы пласта, осуществляет связь внешней системной динамики с внутрипластовой. Математика фракталов, дополнительная к стандартной, основана на теоремах О. Гельдера (1895г.) и Островского (1915г.) о двойственности функций измерения, теории нефундированных множеств Д. Мириманоффа (1921г.); арифметике М. Прессбургера, (1929г.), интерпретации p -адических чисел как инвариантов процессов бесконечной делимости материи С. Улама (1955г.), двойственности натурального ряда чисел, и информационно - физической эмпирии фракталов Б. Мандельброта (1972г.). Новый подход к математическому моделированию задач нефтегазового производства, направлен на повышение его адекватности. Все нужные результаты уже давно присутствуют в математике, оставаясь в тени физико-технических мотивов ее развития. Природа систем представлена сопряжением двух числовых систем – вещественных R и p -адических чисел Q_p . Фрактальная

геометрия и р-адические числа реализуют идею нефизической дополнителности – центральную проблему в гибридных, междисциплинарных проблемах. Ее решение неформальными средствами дано многими авторами в виде дополнителности протяженности и делимости, диалектики как двойной причинности явлений. Числовая бинарность (бинарный – это двоичный файл последовательности произвольных байтов. Двоичные файлы противопоставляются текстовым файлам) дает возможность формализовать это решение, т.е. привычное для естественных наук системное мышление продолжается на мышлении в числах. Критерий адекватности детерминированных моделей, играющий роль диагностики перспективности метода – теорема Бета и интерполяционная лемма Крейга (интерполяционная теорема) в теории моделей. Кратко, он сводится к изоморфизму числовой системы модели структуры объекта (таковы, например, все инженерные расчетные схемы). В основе его лежит материнское для всей математики понятие определмости, т.е. выразимости переменной, функции, логического термина и т.д. уравнением, алгоритмом и т.п.. Следовательно объекты могут быть заменены переменными, а их связи – функциями. В этом случае с течением времени, по лемме Крейга, числовые значения, порождаемые моделью, не разойдутся с измеряемыми величинами предметной области. Связь предметных измерений с формальными их функциями является решающей для перехода от формальных методов к построению технологий. С этой точки зрения, континуальные модели подземной гидромеханики априори неадекватны – сетевая структура пористой среды не представима одними только вещественными числами R . Это можно видеть, сравнив гетерогенную топологию геологической структуры пласта с чередой «гладких» моделей – от уравнения Бакли-Левретта (математическая модель управления разработкой) до современных, расширенных термодинамикой. Введение в модель фрактальных представлений не изменило ее характера – переход к дробным показателям в распределении параметров и дробному исчислению по-прежнему удерживает теорию в гладкой области. Все сказанное относится и к классическим вероятностным методам. Здесь корень проблемы в неопределимости самой вероятности и вероятностной меры, в частности на сетях – естественно-природной топологии пластов.

6.3 Особенности математики сетей

Сетевые структуры – единство разделено-связанных объектов, специфичных преобразованием локальных движений в глобальные свойства всего объекта. Сети и графы обычно рассматриваются как несущее пространство, на котором развиваются те или иные процессы. Если же это несущее множество само является самостоятельным параметром/переменной задачи, как в случае течения жидкостей в пласте, то это уже выход за стандартные рамки методов. Сети, графы, гетерогенные среды принадлежат области фрактальной геометрии. *Фракталы являются посредниками* между процессами и явлениями различной физико-химической природы и математическими пространствами различной топологической размерности.

Во *фрактальном пространстве* можно математическими методами получать нематематические, предметные результаты и, наоборот, в нем положения естественных наук становятся математически содержательными. Поэтому упомянутые выше теоремы Бета и Крейга автоматически выполняются. Арифметические операции – сложение, умножение, вычитание и деление, входящие в аксиомы математических методов, подразумевают механическую составляющую, существование которой следует из геометрической теоремы Лиувилля: умножению соответствует растяжение/сжатие объекта, сложению – параллельный перенос. Эта составляющая представляет собой скрытую причинно-следственную структуру, которая навязывается моделью данной сетевой задаче. Однако в сетях и графах переменные определяют в вершинах и/или на ребрах, и, потому они имеют двойную координатизацию: в физическом пространстве и во внутренней структуре, характеризующейся связностью, достижимостью. Эти координатизации представлены целостностью объекта и определяют его в качестве уникального. Тем самым сети являются основой для моделирования уникальности. Поэтому в сетях арифметические операции применяемой модели игнорируют внутреннюю структуру графа, т.е. от уникальной конкретной задачи переходят к какой-то задаче «навешной», например, методами осреднения. В этом и состоит основная помеха в применении методов математической физики к моделированию конкретных систем. Поэтому, чтобы сделать сеть «отдельной переменной», с тем, чтобы отразить ее влияние на картину течения в

пористых средах, следует рассмотреть ее в более широком пространстве. Однако, ситуация здесь более сложная. Как было показано О.Куайном и другими авторами, основная операция линейного языка, на котором пишутся все научные работы – конкатенация, эквивалентна сложению и умножению, т.е. также связана с механикой. Выход дает применение арифметики Прессбургера (это теория первого порядка, описывающая натуральные числа со сложением, но исключающая высказывания относительно умножения) в теореме Геделя о неполноте. Эта арифметика имеет отрицания, но не имеет противоречий, что позволяет вводить в модель различные, несводимые друг к другу языки. В итоге получается «совместно-несовместная» система уравнений.

6.4 Числовая асимметрия

Числовая асимметрия – *математика фракталов*. Фракталы имеют два истока в математике – нелинейные схемы математической физики и теоретическую информатику (математическую теорию компьютерных процессов – theoretical computer science, TCS). Методы математики фракталов лежат в основе современных идей о цифровизации и компьютеризации экономики. Они имеют характер информационно-математических и в единстве с физико-математическими образуют базис системного представления объектов. Пара «вещественные – р-адические числа» лежат в основе этого базиса и являются формальным аналогом функциональной асимметрии природы – универсальной пары процессов, порождаемой парой сил «притяжение – отталкивание». Стороны этой пары известны под разными именами во всех науках: сжатие – расширение, энтропия – неэнтропия, конвергенция – дивергенция, динамика – термодинамика и т.д. Р-адические числа связаны с дивергентными (поиск множества решений одной и той же проблемы) процессами, а вещественные – с конвергентными (анализ, оценка и принятие решения из множества возможных). Иными словами, позиционная запись вещественного числа, т.е. запись с различением позиций, представляет собой также код его программы, понимаемый как р-адическое число. Если же в ней произведены все операции сложения, то это вещественное число. Формально оба этих процесса, равно как и пара числовых систем, неразличимы. Отделить их друг от друга

возможно только при сопоставлении. Геометрически они представляют бинарные деревья с противоположно направленными ветвями.

Геометрия числовой асимметрии – сетевая гиперболическая соответствует структуре пласта. В этом пространстве каждый символ, формула, предикат, теория имеют двойной смысл, неразличимый формально, но имеющий различные интерпретации. Это относится и к пространственно-временным параметрам, и к причинности. Числовая асимметрия описывает функциональную асимметрию природы, образованной двумя универсальными формообразующими процессами – сжатия и расширения, непрерывности и разрывности. В качестве формального аналога двойственности рассматривается модель числовой асимметрии. Этот принцип впервые был сформулирован И.В. Воловичем (1987 г.). Новизну метода определяет тот факт, что любое подмножество физического пространства получает как проекцию из нульмерного (топологическое пространство с нулевой размерностью, например, произвольная точка некоторого пространства), информационного пространства, любое подмножество полной меры (объект любой формы) в физическом пространстве. То есть может быть получено проекцией из нульмерного, и, точно так же, любое множество слов машины Тьюринга (любой формальный текст) воспроизводят проекцией из него же. Залогом этого положения являются компьютерные методы визуализации, различные редакторы, методы обработки образов. Естественным числовым представителем нульмерных множеств являются множества p -адических чисел Z_p и Q_p . Из алгебры известно, что существует только два простых числовых поля – поле вещественных чисел R и поле p -адических чисел Q_p . Математика требует, чтобы $p = 2, 3, 5, \dots, 43$, было простым числом. Однако, можно положить $p = 2$ без ограничения общности. Числовая асимметрия – это сопряжение физического пространства с фрактальным p -адическим.

Контрольные вопросы:

1. Проблемы моделирования сложных объектов.
2. Математическое решение проблем моделирования.
3. Понятие сетевых структур.
4. Особенности математики сетей.

5. Понятие о p-адических числах.
6. Принципы геометрии числовой асимметрии.

ТЕМА 7 ЭЛЕМЕНТЫ ТЕОРЕТИЧЕСКОЙ ИНФОРМАТИКИ В ПРАКТИЧЕСКОЙ ГЕОЛОГИИ

- 7.1 Оценка измерений в практической геологии
- 7.2 Инволюция-отрицание и случайность
- 7.3 Возможности теоретического анализа и моделирования компьютерных изображений
- 7.4 Геометрия пласта как независимый параметр

7.1 Оценка измерений в практической геологии

Говоря об оценке измерений необходимо определиться с рабочей шкалой, которые подразделяют на: шкалу наименований, шкалу порядка, шкалу интервалов и шкалу отношений. *Шкала порядка*, как и *шкала наименований*, является качественной, но позволяет не только именовать, но и ранжировать элементы множества. Порядковая шкала допускает только монотонные преобразования, то есть такие, которые не нарушают порядок следования значений измеряемых величин. Самый яркий пример порядковой шкалы - это шкала Мооса для твердости минералов.

Таблица 7.1 – Шкала Мооса для твердости минералов.

Минерал	Твердость по Моосу	Минерал	Твердость по Моосу
Тальк	1	Ортоклаз	6
Гипс	2	Кварц	7
Кальцит	3	Топаз	8
Флюорит	4	Корунд	9
Апатит	5	Алмаз	10

При построении шкалы твердости рассуждали следующим образом: тальк – самый мягкий минерал, им ничего нельзя поцарапать, поэтому ему присвоена самая низкая твердость. Гипс

царапает тальк, следовательно, он тверже и ему присваивается твердость, равная двум. В свою очередь, кальцит царапает гипс, значит, он еще тверже и ему приписывается твердость 3. Самым твердым оказывается алмаз, который царапает все минералы и ни один минерал не царапает его. Отличительной особенностью порядковой шкалы является то, что значения по этой шкале упорядочены. В рассмотренном примере минералы строго упорядочены по своей твердости. Пусть мы хотим определить твердость неизвестного минерала. Проведем серию испытаний, попытаюсь поцарапать известные минералы. Допустим, оказалось, что мы можем поцарапать кварц, но не можем корунд. Значит наш минерал тверже кварца, но мягче корунда. Следовательно, твердость нашего минерала равна 8. Отметим, что мы не знаем *насколько* наш минерал тверже кварца, такую информацию порядковая шкала не содержит. *Шкала интервалов*, в отличие от шкалы порядка, позволяет не только ранжировать элементы множества, но и задает известные интервалы между элементами. Интервальная шкала допускает линейные преобразования вида:

$$y = a \cdot x + b$$

где a - положительное число, b - положительное или отрицательное число.

Изменение a приводит к изменению масштаба шкалы, изменение b вызывает сдвиг по шкале, то есть положение нуля на интервальной шкале не определено. Интервальные шкалы используются, например, для измерения температуры. При этом температурные интервалы равны, а положение нуля зависит от вида температурной шкалы, например по Цельсию, или по Фаренгейту. Если положение нуля неизвестно неизвестно, то для описания закономерностей следует использовать отношение интервалов:

$$\frac{y_1 - y_2}{y_3 - y_4} = \frac{(ax_1 + b) - (ax_2 + b)}{(ax_3 + b) - (ax_4 + b)}$$

Шкала отношений допускает линейные преобразования вида:

$$y = a \cdot x$$

Она, в отличие от интервальной шкалы, обладает точкой нулевого отсчета. Если нам неизвестны единицы измерения, то для

описания закономерностей следует использовать *отношение* величин, которое является инвариантом для шкалы отношений. Рассматривая процесс цифровизации нефтяных и газовых месторождений, исходными данными для которого являются измерения, сталкиваемся с двумя видами погрешностей.

Мультипликативная погрешность – это погрешность, изменяющаяся вместе с изменением значений величины, подвергающейся измерениям. Надо заметить, что значение *абсолютной аддитивной погрешности* не связано со значением измеряемой величины и чувствительностью средства измерений. Абсолютные аддитивные погрешности неизменны на всем диапазоне измерений. В процессе моделирования и цифровизации нефтяных и газовых месторождений используют понятие *ультраметрического пространства*— особый случай *метрического пространства*. Норма неопределима вещественными числами и, поэтому, является случайной в физическом мире. Вместе с обычным модулем она образует пространство неопределенности, что отражено в аксиомах теории возможностей, антипододе классической вероятности. Поле Q_p , как модель, является двойственным объектом. Как топологическая алгебра оно есть, с одной стороны, модель материи – фрактал, с другой – числовая система. Тем самым оно является числом со свойствами материи или материей с числовыми свойствами. Это отношение известно как *двойственность Стоуна*. Двойственность Стоуна имеет ключевое значение в синтезе идей цифровизации с материальной частью производства. Она определяет, в частности, адекватность управления в реальном времени технологическими решениями разного рода. Двойственность Стоуна прямо выводит на критерий адекватности детерминированных моделей. Свойства метрик (метрическое пространство M есть множество точек с функцией расстояние) на Q_p играют главную роль в согласовании алгебраических и топологических свойств p -адических чисел с предметными измерениями и структурой материи процессов фильтрации.

7.2 Инволюция-отрицание и случайность

Инволюция – преобразование, которое является обратным самому себе. В математике инволюция или инволюционная функция – это функция f , которая является своей собственной инверсией.

$f(f(x)) = x$, для всех x в области f .

Связь вещественных и p -адических чисел понимают как двойственность смысла строки символов, и в частности, одного символа простого числа p . Правильную запись вещественного числа получают из p -адической отражением относительно десятичной точки. Как вещественное число представляют точкой, моментом времени, так p -адическое – распределенным объектом, строкой, алгоритмом, словом. Тем самым в p -адических числах сопрягаются физика с информатикой. В физическом пространстве они есть функции двух переменных – детерминированной и случайной.

Случайность — это неопределенность возможности, неопределенность наступления того или иного события. Случайность — может быть так, а может быть и совсем по-другому вплоть до наоборот. Случайность — проявление внешних неустойчивых связей в действительности, проявление результата пересечения (совпадения) независимых процессов или событий; проявление неотъемлемого дополнения к законам необходимости. Вещественные и p -адические числа являются взаимно неопределимыми (ортогональными). Это является первичной интерпретацией случайности в самом широком ее смысле. Поэтому мы получаем детерминированную модель (детерминированная модель — аналитическое представление закономерности, операции и т.п., при которой для данной совокупности входных значений на выходе системы может быть получен единственный результат). Такая модель может отображать как вероятностную систему (тогда она является некоторым ее упрощением), так и детерминированную систему.

7.3 Возможности теоретического анализа и моделирования компьютерных изображений

Интерпретация p -адических чисел в виде слов связывает их с формальными языками теоретической информатики – совпадает синтаксис и топология, теорией доменов (domain theory). Отсюда следуют возможности теоретического анализа и моделирования компьютерных изображений. Развитие в последние годы 3D моделирование структуры пласта дает возможность второй числовой, 2-адической координатизации пространства пласта, которая

расширяет моделирующие способности метода. Универсальные свойства фракталов и p -адических чисел воплощаются в свойствах современных компьютеров. Принципиальным преимуществом предлагаемой схемы является то, что компьютер является материализацией числовой асимметрии. Это значит, что все распределенные образы на мониторе имеют 2-адическую координатизацию в его памяти и, тем самым, представляют собой числовые множества, с которыми можно оперировать по всем формальным правилам. Компьютер, таким образом, является теоретическим, а не вспомогательным объектом. Прямым следствием этого является то, что методы цифровизации сопряжены с некоторой физикой, материальной частью системы и должны рассматриваться совместно. Тем самым пористый пласт, как и вся система разработки, имеет второй – цифровой (p -адический) образ. Этим обеспечивают интегрирование подземной гидромеханики в общую цифровую структуру разработки месторождения. Существенным отличием этого результата от современных рассуждений о цифровизации является то, что объекты представлены в двойном числовом виде. Кроме того, через 2-адические числа объект разработки связывается с развитыми методами анализа образов. Это дает возможность глобального представления пласта числовым полем, на котором, далее, разворачиваются моделирующие структуры нужного типа. Здесь исключаются методы осреднения структуры пласта, и математика переходит на уровень моделирования уникальности.

7.4 Геометрия пласта как независимый параметр

По данным 3D – моделирования строится компьютерный образ пласта как сети пор σ , насыщенности s , проницаемости k . В итоге пласт снабжается некоторым числовым содержанием. Единой мерой различных физико-химических параметров здесь служит мера возможности – ультраметрика. Тензорные методы компьютерного анализа изображений с мерой возможности (greyscale images) позволяют численно моделировать его особенности, неоднородность, слоистость и т.п. Решетка пласта L имеет два неразделимо связанных подпространства. В пористой среде, в каждом из них, формируются два первичных процесса, которые в точности повторяют функциональную асимметрию природы, – линейный перенос и диффузия. Они определены в каждой вершине сети и определяют ее

как седловую точку. Это значит, что геометрия пласта является гиперболической с отрицательной гауссовой кривизной. Связь метрик определяет два типа причинности гидромеханики пласта: взаимовлияния диффузии/перколяции и переноса.

Двойственность модели можно для краткости записать в логическом виде. Сильная неоднородность пласта формально выражается в том, что в законе сохранения масс начинает сказываться структура породы, что приводит к различным формам фронта течения (известный феномен «вязких пальцев»). В этом случае применима идея Ю.П. Сырникова. Вместо теоретических абстрактных вероятностных функций распределения, не имеющих материальных референтов и, поэтому, не могущих быть включенными в уравнения материальных процессов, он рассматривает фактическое распределение физических/термодинамических характеристик по вершинам сети. Тогда матрица смежности такой сети, оснащенная этими параметрами, оказывается матричной формой привычных характеристик – плотности, энергии, температуры и т.д. Отсюда усматривается переход к матричной форме термодинамики на сетях. В этом случае числовая асимметрия принимает вид сопряжения энергетического и энтропийного подпространств (например, в уравнении Гиббса). Преимуществом такого подхода является сочетание структурной информации, представленной матрицей смежности с числовыми характеристиками физической теории, т.е. путь к моделированию уникальности. Если возникает числовая связь между материальной и идеальной компонентой системы, то структура как геометрический фактор вводится в динамику.

Контрольные вопросы:

1. Сущность аддитивной погрешности.
2. Сущность мультипликативной погрешности.
3. Как понимать связь вещественных и p -адических чисел.
4. Понятие случайности.
5. Универсальные свойства фракталов и p -адических чисел воплощающиеся в свойствах современных компьютеров.
6. Сущность геометрии пласта.

ТЕМА 8 ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ УЧАСТКА ПРИ ОБОСНОВАНИИ БУРЕНИЯ ПРОЕКТНЫХ СКВАЖИН

8.1 Роль гидродинамического моделирования для повышения эффективности разработки месторождений

8.2 Этапы процесса создания гидродинамической модели

8.3 Сбор и подготовка исходных данных

8.4 Проблемы при формировании модели

8.1 Роль гидродинамического моделирования для повышения эффективности разработки месторождений

В нефтедобывающей отрасли роль гидродинамического моделирования для повышения эффективности разработки месторождений значительно выросла за последние два десятилетия. Этому способствовали следующие факторы:

- получили бурное развитие эффективные компьютерные технологии и технические средства, которые позволяют быстро и качественно обрабатывать большие массивы информации и выполнять необходимые расчеты и построения;

- идет ухудшение ресурсной базы и состояния разработки месторождений, «старение» объектов обустройства, резкое увеличение доли бездействующего фонда скважин, низкие дебиты и высокая обводненность продукции, неравномерное распределение в объеме продуктивного пласта остаточных запасов нефти;

- появилась возможность оценить проектируемые мероприятия на модели, прежде чем вкладывать в них средства и внедрять в производство.

Модель является инструментом, позволяющим просчитать различные сценарии разработки и выбрать наиболее рентабельный. Применение дорогих современных технологий горизонтального бурения и геологической навигации будет обоснованным только в случае правильного выбора геологических мишеней. Однако возникают проблемы и при построении гидродинамической модели, и при обосновании местоположения для бурения скважин в лаборатории моделирования геолого-технических мероприятий и бурения горизонтальных скважин и многозабойных скважин. Моделирование обоснования заложения горизонтальных скважин

можно производить в программных продуктах фирмы ROXAR. Геологическая модель создается в пакете RMS, гидродинамическая – в Tempest.

8.2 Этапы процесса создания гидродинамической модели

Процесс создания гидродинамической модели можно разделить на следующие этапы:

- сбор, анализ и подготовка исходных данных;
- адаптация модели;
- расчет прогнозных вариантов.

Рассмотрим каждый этап в отдельности более подробно (рисунок 8.1).



Рисунок 8.1 – Основные этапы построения гидродинамической модели

Этап сбора и подготовки данных является первым, важным и наиболее

продолжительным этапом создания гидродинамической модели пласта. Второй этап – адаптация динамической модели. Адаптация включает в себя корректировку параметров модели с целью достижения сходимости расчетных результатов с фактическими данными (рисунок 8.2).

Адаптация модели обычно включает в себя следующие этапы:

- адаптация динамики дебитов, приемистости;
- адаптация накопленных показателей;
- адаптация пластовых и забойных давлений.

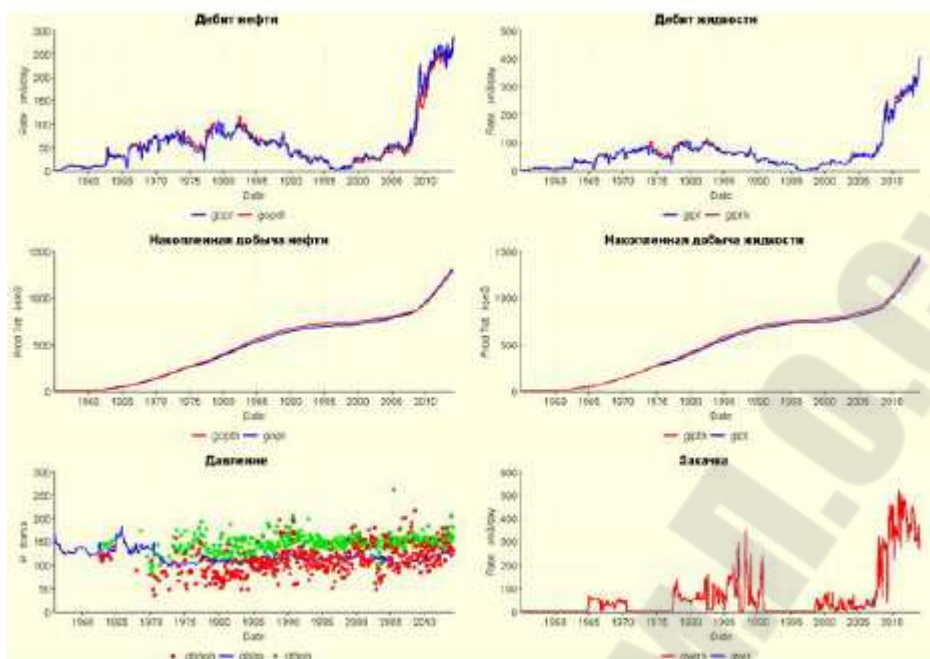


Рисунок 8.2 – Пример сопоставления расчетных и фактических показателей разработки в модели

Адаптация является важнейшей процедурой в процессе моделирования, т.к. от качества полученных на этом этапе результатов зависит степень надежности прогнозных показателей дальнейшей разработки объекта. Именно в процессе нее и выявляются основные проблемы с базой данных описанные выше.

Третий этап – прогнозирование. Далее мы переходим к прогнозу работы проектных скважин, при этом следует учитывать желание заказчика, то есть в каких целях бурится скважина (под добычу или нагнетание). При прогнозировании имеются следующие особенности:

- можно задавать различные эксплуатационные ограничения. Например, ограничения по дебиту скважин, по закачке воды или газа, по забойному давлению на добывающих и нагнетательных скважинах;

- при переходе к прогнозу не должно быть резких скачков пластового давления, добычи и т.д. так как это будет говорить о неверно заданных параметрах. Подбор участка для бурения происходит на основе созданной геолого-гидродинамической модели площади месторождения, позволяющей провести процедуру определения эффективности бурения на основе характера распределения остаточных запасов (подбор оптимального варианта на

основе долгосрочного прогноза с точки зрения остаточных запасов, приходящихся на скважину). Сначала рассчитывается вариант прогноза с расположением скважины, предложенный НГДУ. В случае неудовлетворительного результата – анализируются карты, построенные по результатам адаптации на текущую дату и предлагается более рациональное расположение проектных скважин. Приведем пример подбора оптимального варианта для бурения проектных скважин. На рисунке 8.3 показан базовый вариант расположения проектных скважин, предложенный НГДУ. По результатам анализа карт эффективных нефтенасыщенных толщин, подвижных запасов, на текущую дату, построенных на основе адаптированной модели, был сделан вывод, что скважины заложены в промытой зоне и существуют высокие риски быстрого обводнения скважин. В результате был предложен альтернативный вариант расположения проектных скважин (рисунок 8.4). Результатом моделирования является адаптированная к историческим условиям модель пласта, в нашем случае, служащая инструментом подбора наиболее оптимального участка бурения скважины.

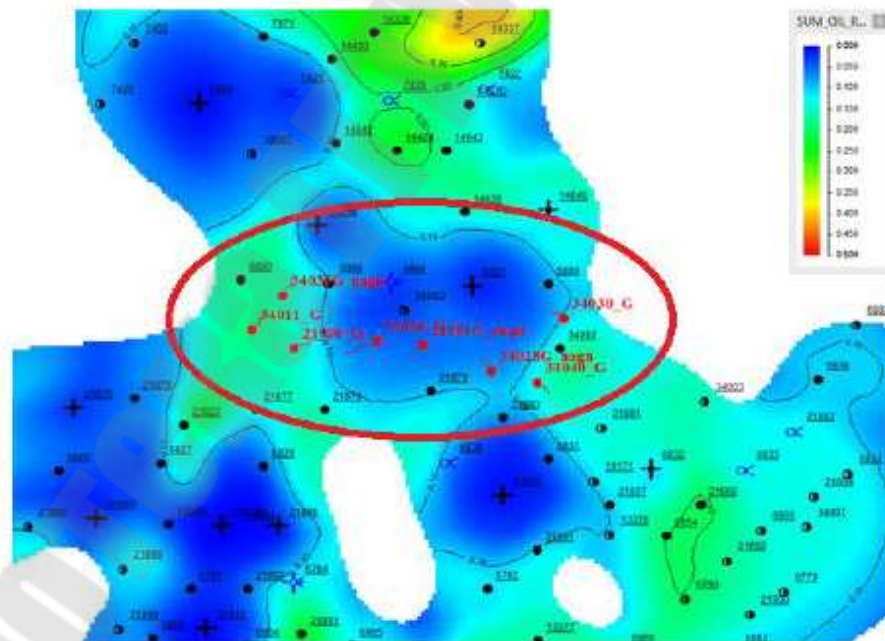


Рисунок 8.3 – Расположение проектных скважин по варианту НГДУ на карте остаточных запасов

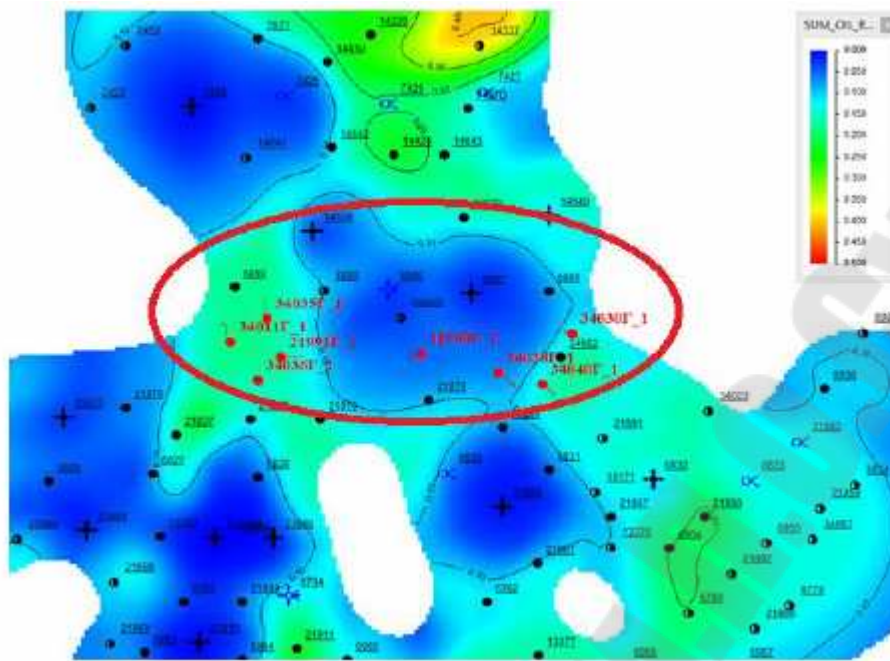


Рисунок 8.4 – Расположение проектных скважин по рекомендации на карте остаточных запасов

8.3 Сбор и подготовка исходных данных

При построении модели месторождения используется большой объем информации о пласте, насыщающих его флюидах, работе скважин:

- 1) данные по добыче, закачке;
- 2) архив перфораций по скважинам;
- 3) исходные данные и результаты интерпретации ГДИ;
- 4) материалы по применяемым МУН, проведенным ГТМ по скважинам;
- 5) данные ГИС-контроля за разработкой, данные о дебитометрии, расходомерии, термометрии;
- 6) сведения о техническом состоянии скважин и режимах их работы (способы подъема жидкости, характеристики применяемых насосов, высота их подвески, состояние цементного камня, радиус скважин);
- 7) результаты опробования и испытания скважин;
- 8) результаты стандартных (пористость, проницаемость и т.д.) и специальных исследований керна (коэффициент вытеснения, фазовые проницаемости, остаточная нефтенасыщенность, кривые

капиллярного давления, межфазного натяжения, данные по характеристикам смачиваемости пород);

9) Результаты лабораторных исследований пластовых флюидов (глубинные и устьевые пробы (плотность, вязкость, объемный коэффициент, коэффициент сжимаемости, газосодержание, давление насыщения, данные по исследованиям реологических свойств и т.д.);

Сбор и подготовка данных занимает продолжительное время. Также длительная история разработки остро ставит вопрос о наличии и достоверности этих данных. Для расчетов необходимо создание файла истории объекта моделирования.

8.4 Проблемы при формировании модели

Первой проблемой при формировании модели является совместная эксплуатация скважин на несколько пластов. Поскольку большая часть времени эксплуатации таких скважин велась общим фильтром, то остается неизвестным распределение добываемой жидкости (закачки) отдельно по пластам. Следовательно, приходится «делить» добычу нефти по пластам. Хорошо если есть данные по геофизическим исследованиям скважин и контроль за разработкой. Если таких данных нет, то для каждой скважины отдельно по интервалам определяется коэффициент гидропроводности, на основе которого происходит разделение добычи. Необходимо отметить, что данный этап подготовки данных проходит согласование в НГДУ. Весь этот процесс занимает значительное время.

Для достаточно давно пробуренных скважин характерно устаревание скважин:

- нарушения целостности эксплуатационной колонны;
- неудовлетворительное состояние цементных мостов и т.д.

В связи с этим во многих скважинах наблюдаются нарушения герметичности колонны. Наблюдаются заколонные перетоки с пластами, которые не должны быть дренированы, в том числе и водоносными, результатом чего для нагнетательных скважин является непродуктивная закачка, то есть уход закачиваемой жидкости в другие пласты, для добывающих – повышение обводненности продукции. Таким образом, кроме необходимости распределения добычи (закачки) жидкости по горизонтам мы сталкиваемся с проблемой обнаружения и уточнения заколонных перетоков.

Вторая проблема, возникающая при наличии заколонных перетоков даже не в том, что не ясно какая часть жидкости из какого пласта добывается (закачивается), а в том, что не всегда известно, имеются ли у конкретной скважины перетоки, то есть иногда этой информации, попросту, нет: либо исследования не проводились, либо проводились, но результаты вызывают сомнения. Результаты исследований, идущих через небольшие промежутки времени, противоречат друг другу; либо скважина, по заключению, работает без нарушений на перфорированные пласты, но в процессе адаптации становится понятно, что с этой скважиной что-то не так : а) для нагнетательной – в какой-то период закачка слишком большая для

данного пласта, б) для добывающей – обводненность добываемой продукции слишком высокая, и резко снижается после ремонта. Как уже было сказано выше, главная проблема заключается в идентификации заколонных перетоков, так как по ним нет отдельной базы данных. Обычно, предположение о наличии перетоков возникает, если в процессе адаптации расчётный (модельный) характер поведения динамики обводнения отличается от фактического, к примеру:

- резкий скачок обводненности по скважине без объяснимых причин;

- высокая фактическая текущая обводненность при отсутствии рядом нагнетательных скважин и в достаточном отдалении от ВНК;

- потенциальная приёмистость скважины меньше, чем фактическая закачка

- если скважина в модели «вытягивает» жидкость, при этом скважина добывает нефти больше, чем было на самом деле.

Далее, чтобы убедиться в своей правоте и обосновать наличие заколонных перетоков, происходит поиск в базе данных ГИС, КРС, ТРС для подтверждения наших догадок, но, что также было сказано выше, там не всегда есть информация по интересующей скважине, особенно, если дело было в далеких 60-70х годах. Еще одним фактором, который может помочь нам определить, есть ли в скважине заколонные перетоки является плотность добываемой воды.

Третья проблема с исходными данными. Вызывает сомнение тот факт, что длительный промежуток времени добыча держится на одном уровне, в итоге мы получаем, так называемые, «полки». Пример приведен на рисунке 8.5.

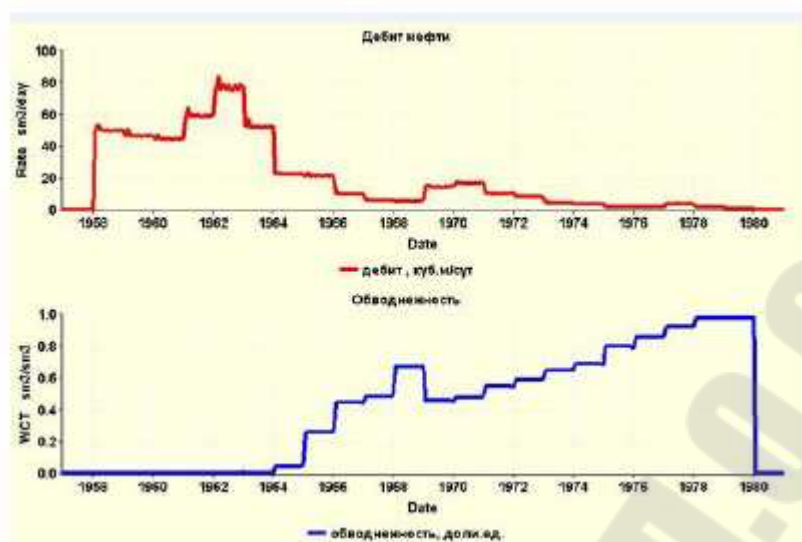


Рисунок 8.5 – Динамика работы скважины с наличием «полок»

Четвертая проблема - это отсутствие или малое количество замеров давлений (рисунок 8.6). При прогнозировании дебитов новых скважин динамика и текущие значения давлений играют важнейшую роль. Отсутствие замеров не дает возможности определить динамику давлений и значительно затрудняет определение энергетического состояния моделируемого объекта, усложняет оценку влияния нагнетательных скважин.

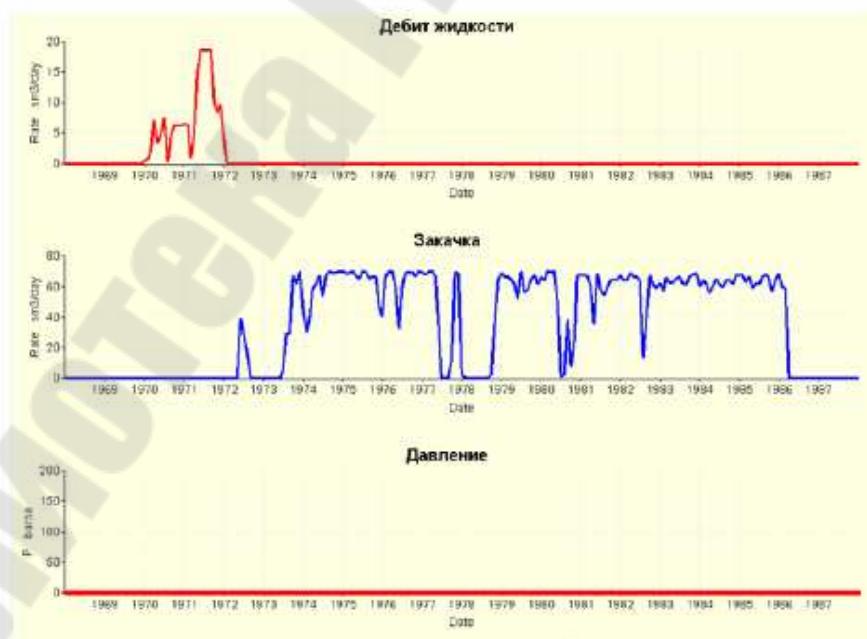


Рисунок 8.6 – Динамика работы скважины с отсутствием данных по давлению

Расхождение фактических и расчетных накопленных показателей разработки должно составлять не более 5 %, по годовым – не более 10%.

Одной из самых часто встречающихся и распространенных проблем при адаптации является время расчета больших моделей, ведь от размера модели зачастую зависит и точность результатов, причем здесь речь идет не только о размерности ячеек сетки модели, но и о геометрических размерах моделируемого участка. Понятно, что чем меньше будут ячейки в геологической модели, тем точнее она будет (если, конечно, для этого есть необходимый исходный материал), для гидродинамического моделирования также важно влияние скважин, окружающих интересующий нас объект – но всё это значительно увеличивает длительность расчета. В данной ситуации мы можем для быстроты адаптации и расчета пользоваться процедурой масштабирования (рисунок 8.7), что в свою очередь влечет ряд нюансов, например, после адаптации на масштабированной модели, результат на исходной модели может отличаться, причем значительно, поэтому нужно это проверить на ранней стадии нашей работы, и, если наблюдается такая картина, то можно прибегнуть к использованию, так называемых, «регионов перетоков»: производится деление модели на несколько регионов (рисунок 8.8), между которыми записываются граничные условия, здесь важно разбить модель на регионы, которые как можно меньше влияют друг на друга и периодически перезаписывать перетоки на полной модели с последними изменениями.

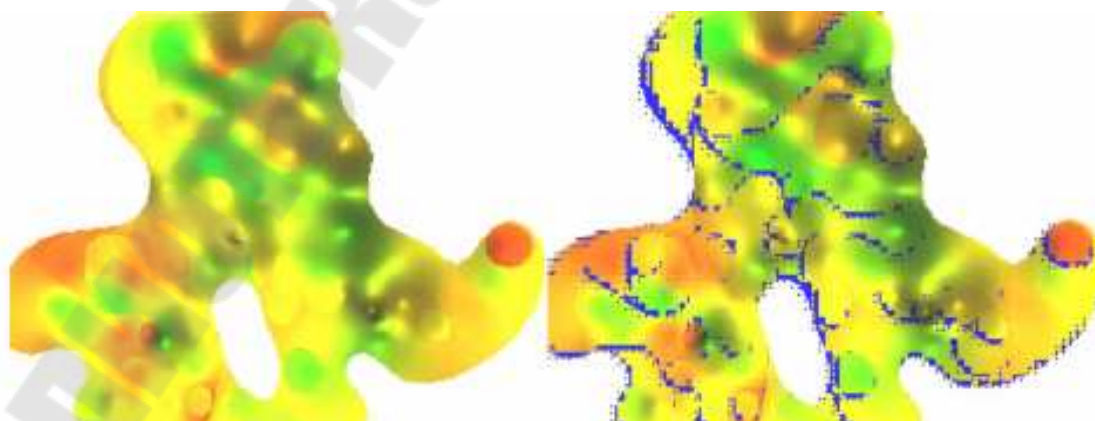


Рисунок 8.7 – Распределение пористости: а) исходная модель б) укрупненная модель

Это позволяет работать отдельно по регионам, что сокращает время расчета, и конечный результат будет повторять результаты полномасштабной модели. По результатам адаптации гидродинамической модели строятся карты эффективных нефтенасыщенных толщин, карты подвижных запасов, карты распределения линий фильтрационных потоков. Данный материал помогает спрогнозировать направление движения флюидов, выявить застойные зоны и зоны, не охваченные вытеснением, что необходимо для дальнейшего планирования мероприятий.

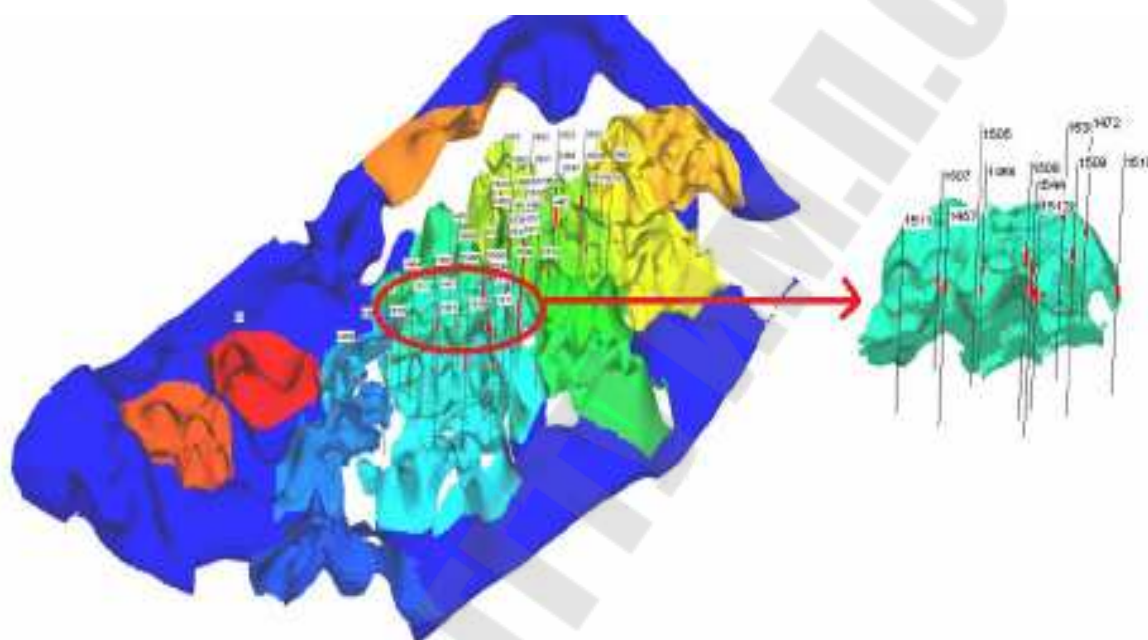


Рисунок 8.8 – 3D модель, разделенная на регионы перетоков

Контрольные вопросы:

1. Предпосылки повышения роли гидродинамического моделирования для повышения эффективности разработки месторождений на данном этапе разработки месторождений.
2. Этапы процесса создания гидродинамической модели.
3. Перечень исходных данных при построении модели месторождения.
4. Проблемы при формировании гидродинамической модели.

ТЕМА 9 КЛАСТЕРНЫЙ АНАЛИЗ В РАСЧЁТАХ ПО РАЗРАБОТКЕ И ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

- 9.1 Введение в кластерный анализ
- 9.2 Задачи кластерного анализа
- 9.3 Работа кластерного анализа
- 9.4 Стандартизация переменных

9.1 Введение в кластерный анализ

Первое применение кластерный анализ нашел в социологии. Название кластерный анализ происходит от английского слова cluster – гроздь, скопление. Впервые в 1939 был определен предмет кластерного анализа и сделано его описание исследователем Трионом (Tryon). Главное назначение кластерного анализа – разбиение множества исследуемых объектов и признаков на однородные в соответствующем понимании группы или кластеры. Это означает, что решается задача классификации данных и выявления соответствующей структуры в ней. Методы кластерного анализа можно применять в самых различных случаях, даже в тех случаях, когда речь идет о простой группировке, в которой все сводится к образованию групп по количественному сходству. Большое достоинство кластерного анализа в том, что он позволяет производить разбиение объектов не по одному параметру, а по целому набору признаков. Кроме того, кластерный анализ в отличие от большинства математико-статистических методов не накладывает никаких ограничений на вид рассматриваемых объектов, и позволяет рассматривать множество исходных данных практически произвольной природы. Это имеет большое значение, например, для прогнозирования конъюнктуры, когда показатели имеют разнообразный вид, затрудняющий применение традиционных эконометрических подходов. Кластерный анализ позволяет рассматривать достаточно большой объем информации и резко сокращать, сжимать большие массивы социально-экономической информации, делать их компактными и наглядными. Важное значение кластерный анализ имеет применительно к совокупностям временных рядов. Здесь можно выделять периоды, когда значения соответствующих показателей были достаточно близкими, а также

определять группы временных рядов, динамика которых наиболее схожа. Кластерный анализ можно использовать *циклически*. В этом случае исследование производится до тех пор, пока не будут достигнуты необходимые результаты. При этом каждый цикл здесь может давать информацию, которая способна сильно изменить направленность и подходы дальнейшего применения кластерного анализа. Этот процесс можно представить системой с обратной связью. Перспективно сочетание кластерного анализа с другими количественными методами (например, с регрессионным анализом). Как и любой другой метод, кластерный анализ имеет определенные недостатки и ограничения: В частности, состав и количество кластеров зависит от выбираемых критериев разбиения. При сведении исходного массива данных к более компактному виду могут возникать определенные искажения, а также могут теряться индивидуальные черты отдельных объектов за счет замены их характеристиками обобщенных значений параметров кластера. При проведении классификации объектов игнорируется очень часто возможность отсутствия в рассматриваемой совокупности каких-либо значений кластеров.

9.2 Задача кластерного анализа

В кластерном анализе считается, что:

- а) выбранные характеристики допускают в принципе желательное разбиение на кластеры;
- б) единицы измерения (масштаб) выбраны правильно.

Выбор масштаба играет большую роль. Как правило, данные нормализуют вычитанием среднего и делением на стандартное отклонение, так что дисперсия оказывается равной единице.

Задача кластерного анализа заключается в том, чтобы на основании данных, содержащихся во множестве X , разбить множество объектов G на m (m – целое) кластеров (подмножеств) Q_1, Q_2, \dots, Q_m , так, чтобы каждый объект G_j принадлежал одному и только одному подмножеству разбиения. А объекты, принадлежащие одному и тому же кластеру, были сходными, в то время как объекты, принадлежащие разным кластерам, были разнородными. *Решением задачи кластерного анализа* являются разбиения, удовлетворяющие некоторому критерию оптимальности. Этот критерий может представлять собой некоторый функционал, выражающий уровни

желательности различных разбиений и группировок, который называют целевой функцией. Например, в качестве целевой функции может быть взята внутригрупповая сумма квадратов отклонения:

$$W = \sigma_n = \sum_{j=1}^n (x_j - \bar{x})^2 = \sum_{j=1}^n x_j^2 - \frac{1}{n} \left(\sum_{j=1}^n x_j \right)^2$$

где x_j - представляет собой измерения j -го объекта.

Кластер имеет следующие *математические характеристики*: центр, радиус, среднеквадратическое отклонение, размер кластера. *Центр кластера* - это среднее геометрическое место точек в пространстве переменных. *Радиус кластера* - максимальное расстояние точек от центра кластера. Кластеры могут быть перекрывающимися. Такая ситуация возникает, когда обнаруживается перекрытие кластеров. В этом случае невозможно при помощи математических процедур однозначно отнести объект к одному из двух кластеров. Такие объекты называют спорными. *Спорный объект* - это объект, который по мере сходства может быть отнесен к нескольким кластерам. Размер кластера может быть определен либо по радиусу кластера, либо по среднеквадратичному отклонению объектов для этого кластера. Объект относится к кластеру, если расстояние от объекта до центра кластера меньше радиуса кластера. Если это условие выполняется для двух и более кластеров, объект является спорным.

Неоднозначность данной задачи может быть устранена экспертом или аналитиком.

9.3 Работа кластерного анализа

Работа кластерного анализа опирается на два предположения. *Первое предположение* - рассматриваемые признаки объекта в принципе допускают желательное разбиение пула (совокупности) объектов на кластеры. Шкалы должны обладать свойством сравнимости, это и есть *второе предположение* - правильность выбора масштаба или единиц измерения признаков. Выбор масштаба в кластерном анализе имеет большое значение. *Рассмотрим пример.*

Представим себе, что данные признака x в наборе данных A на два порядка больше данных признака y : значения переменной x

находятся в диапазоне от 100 до 700, а значения переменной y - в диапазоне от 0 до 1.

Тогда, при расчете величины расстояния между точками, отражающими положение объектов в пространстве их свойств, переменная, имеющая большие значения, т.е. переменная x , будет практически полностью доминировать над переменной с малыми значениями, т.е. переменной y . Таким образом из-за неоднородности единиц измерения признаков становится невозможно корректно рассчитать расстояния между точками.

Эта проблема решается при помощи предварительной стандартизации переменных.

9.4 Стандартизация переменных

Стандартизация (standardization) или нормирование (normalization) приводит значения всех преобразованных переменных к единому диапазону значений путем выражения через отношение этих значений к некоей величине, отражающей определенные свойства конкретного признака. Существуют различные способы нормирования исходных данных:

$$z = (x - \bar{x}) / \sigma, \quad z = x / \bar{x}, \quad z = x / x_{max}, \quad z = (x - \bar{x}) / (x_{max} - x_{min})$$

где x , σ - соответственно среднее и среднеквадратическое отклонение x ; x_{max} , x_{min} - наибольшее и наименьшее значение x . Наряду со стандартизацией переменных, существует вариант придания каждой из них

определенного коэффициента важности, или веса, который бы отражал значимость соответствующей переменной. В качестве весов могут выступать экспертные оценки, полученные в ходе опроса экспертов - специалистов предметной области. Полученные произведения нормированных переменных на соответствующие веса позволяют получать

расстояния между точками в многомерном пространстве с учетом неодинакового веса переменных. В ходе экспериментов возможно сравнение результатов, полученных с учетом экспертных оценок и без них, и выбор лучшего из них.

Контрольные вопросы:

1. Достоинство кластерного анализа.
2. Задача кластерного анализа.
3. Понятие радиуса кластера.
4. Работа кластерного анализа.
5. Понятие стандартизации переменных.

ТЕМА 10 МЕТОДЫ КЛАСТЕРНОГО АНАЛИЗА В РАСЧЁТАХ ПО РАЗРАБОТКЕ И ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

- 10.1 Измерение близости объектов
- 10.2. Характеристики близости объектов
- 10.3. Описание методов кластерного анализа
- 10.4 Пример решения практической задачи кластерным анализом в пакете STATISTICA

10.1 Измерение близости объектов

Проблема измерения близости объектов неизбежно возникает при любых трактовках кластеров и различных методах классификации. Отметим основные трудности, возникающие при этом: неоднозначность выбора способа нормировки и определения расстояния между объектами. Рассмотрим результаты небольшого обследования. Студенты группы записывают свои данные (вес, рост), оформляют в таблицу и строят по ним корреляционное поле. Масштабы по осям выбираются произвольно (рисунок 10.1).

На рисунке 10.1(a) выделяются классы А – девушки, В – юноши. На рисунке 10.1(b) выделяются классы А1 (юноши и девушки) и В1(часть юношей). Класс юношей С (пунктирная линия) на рис. 1.1б не выделит, поскольку расстояния между ближайшими объектами классов А1 и В1 существенно больше, чем внутренние расстояния в А1, юноши из А почти никакими алгоритмами к В1 не присоединяются. Однако определить расстояние между объектами в данном случае нельзя, поскольку признаки измерены в разных единицах измерения. Требуется нормировка показателей, переводящая их в безразмерные величины: тогда измерение близости объектов становится оправданным.

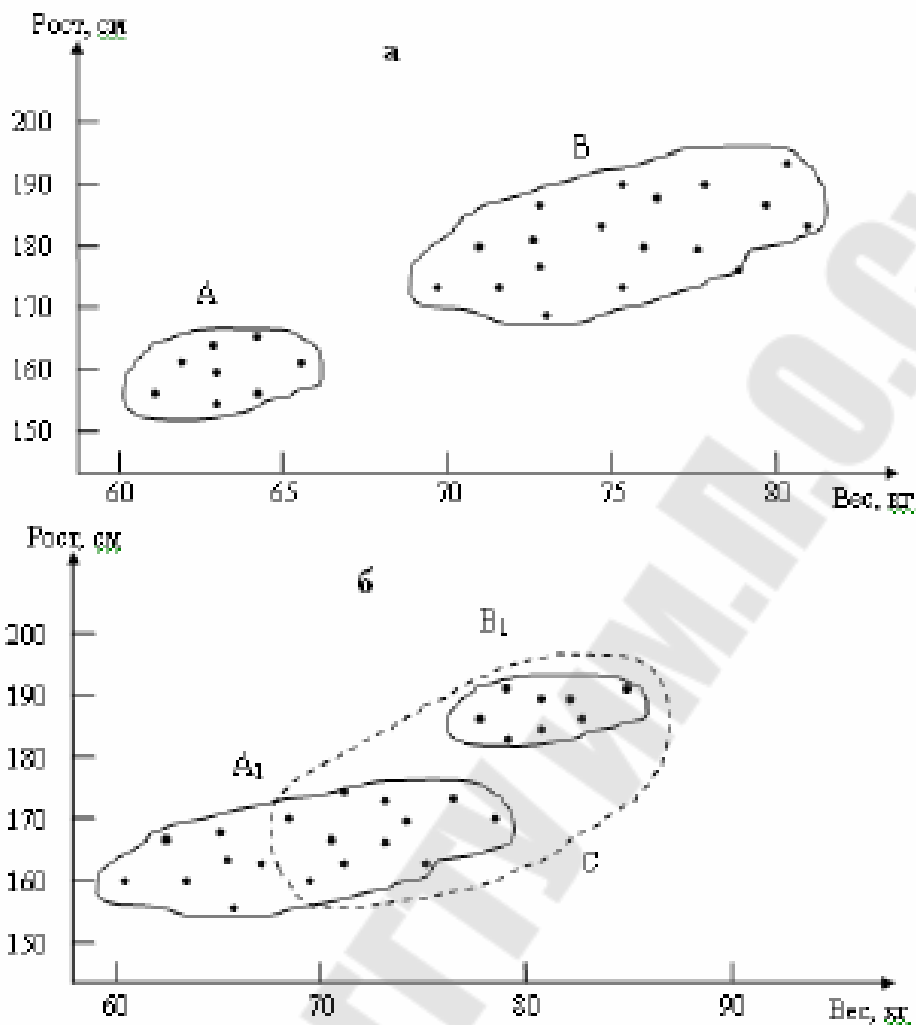


Рисунок 10.1 – Корреляционные поля

В кластерном анализе для количественной оценки сходства вводится понятие *метрики*. Сходство или различие между классифицируемыми объектами устанавливается в зависимости от метрического расстояния между ними. Если каждый объект описывается k признаками, то он может быть представлен как точка в k -мерном пространстве, и сходство с другими объектами будет определяться как соответствующее расстояние. *Расстоянием (метрикой)* между объектами в пространстве параметров называется такая величина d_{ab} , которая удовлетворяет аксиомам:

- A1. $d_{ab} > 0, d_{ab} = 0,$
- A2. $d_{ab} = d_{ba},$
- A3. $d_{ab} + d_{bc} \geq d_{ac}.$

Мерой близости (сходства) обычно называется величина μ_{ab} , имеющая предел и возрастающая с возрастанием близости объектов:

V1. μ_{ab} непрерывна,

V2. $\mu_{ab} = \mu_{ba}$,

V3. $1 \leq \mu_{ab} \leq 0$.

Существует возможность простого перехода от расстояний к мерам близости:

$$\mu = \frac{1}{1+d}$$

10.2. Характеристики близости объектов

Объединение или метод древовидной кластеризации используется при формировании кластеров несходства или расстояния между объектами. Эти расстояния могут определяться в одномерном или многомерном пространстве. Наиболее прямой путь вычисления расстояний между объектами в многомерном пространстве состоит в вычислении евклидовых расстояний. Если вы имеете двух- или трёхмерное пространство, то эта мера является реальным геометрическим расстоянием между объектами в пространстве (как будто расстояния между объектами измерены рулеткой). Однако алгоритм объединения не "заботится" о том, являются ли "предоставленные" для этого расстояния настоящими или некоторыми другими производными мерами расстояния, что более значимо для исследователя; и задачей исследователей является подобрать правильный метод для специфических применений. Рассмотрим основные способы определения близости между объектами (таблица 10.1). *Евклидово расстояние* является самой популярной метрикой в кластерном анализе. Оно попросту является геометрическим расстоянием в многомерном пространстве. Геометрически оно лучше всего объединяет объекты в шарообразных скоплениях.

Квадрат евклидова расстояния. Для придания больших весов более отдаленным друг от друга объектам можем воспользоваться квадратом евклидова расстояния путем возведения в квадрат стандартного евклидова расстояния. Обобщенное степенное расстояние представляет только математический интерес как универсальная метрика.

Таблица 10.1 - Способы определения близости между объектами

Показатели	Формулы
Для количественных шкал	
Линейное расстояние	$d_{l ij} = \sum_{l=1}^m x_i^l - x_j^l $
Евклидово расстояние	$d_{E ij} = \left(\sum_{l=1}^m (x_i^l - x_j^l)^2 \right)^{\frac{1}{2}}$
Квадрат евклидово расстояния	$d^2_{E ij} = \sum_{l=1}^m (x_i^l - x_j^l)^2$
Обобщенное степенное расстояние Минковского	$d_{P ij} = \left(\sum_{l=1}^m (x_i^l - x_j^l)^P \right)^{\frac{1}{P}}$
Расстояние Чебышева	$d_{ij} = \max_{1 \leq l, j \leq l} x_i - x_j $
Расстояние городских кварталов (Манхэттенское расстояние)	$d_H(x_i, x_j) = \sum_{l=1}^k x_i^l - x_j^l $

Расстояние Чебышева. Это расстояние стоит использовать, когда необходимо определить два объекта как "различные", если они отличаются по какому-то одному измерению.

Манхэттенское расстояние, также называемое "хэмминговым" или "сити-блок" расстоянием. Это расстояние рассчитывается как

среднее разностей по координатам. В большинстве случаев эта мера расстояния приводит к результатам, подобным расчетам расстояния евклида. Однако, для этой меры влияние отдельных выбросов меньше, чем при использовании евклидова расстояния, поскольку здесь координаты не возводятся в квадрат.

Процент несогласия. Это расстояние вычисляется, если данные являются категориальными.

10.3. Описание методов кластерного анализа

Методы кластерного анализа можно разделить на две группы:

- иерархические;
- неиерархические.

Каждая из групп включает множество подходов и алгоритмов. Используя различные методы кластерного анализа, аналитик может получить различные решения для одних и тех же данных. Это считается нормальным явлением. *Иерархические алгоритмы.* Суть иерархической кластеризации состоит в последовательном объединении меньших кластеров в большие или разделении больших кластеров на меньшие. *Иерархические агломеративные методы (Agglomerative Nesting, AGNES).* Эта группа методов характеризуется последовательным объединением исходных элементов и соответствующим уменьшением числа кластеров. В начале работы алгоритма все объекты являются отдельными кластерами. На первом шаге наиболее похожие объекты объединяются в кластер. На последующих шагах объединение продолжается до тех пор, пока все объекты не будут составлять один кластер. *Иерархические дивизимные (делимые) методы (Divisive ANalysis, DIANA).* Эти методы являются логической противоположностью агломеративным методам. В начале работы алгоритма все объекты принадлежат одному кластеру, который на последующих шагах делится на меньшие кластеры, в результате образуется последовательность расщепляющих групп. Принцип работы описанных выше групп методов в виде дендрограммы показан на рисунке 10.2. Иерархические методы кластеризации различаются правилами построения кластеров. В качестве правил выступают критерии, которые используются при решении вопроса о "схожести" объектов при их объединении в группу (агломеративные методы) либо разделения на группы (дивизимные методы). Иерархические методы

кластерного анализа используются при небольших объемах наборов данных. *Преимуществом иерархических методов* кластеризации является их наглядность. Иерархические алгоритмы связаны с построением дендрограмм (от греческого dendron - "дерево"), которые являются результатом иерархического кластерного анализа.

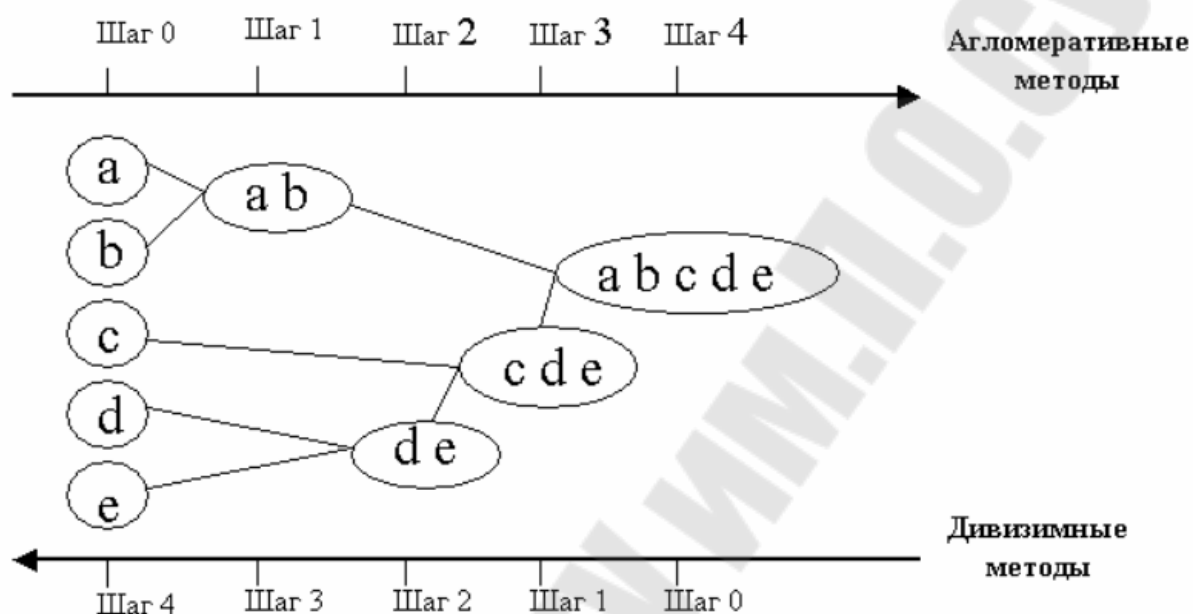


Рисунок 10.2 - Дендрограмма агломеративных и дивизимных методов

Дендрограмма описывает близость отдельных точек и кластеров друг к другу, представляет в графическом виде последовательность объединения (разделения) кластеров. Дендрограмма (dendrogram) – древовидная диаграмма, содержащая n уровней, каждый из которых соответствует одному из шагов процесса последовательного укрупнения кластеров. Дендрограмму также называют древовидной схемой, деревом объединения кластеров, деревом иерархической структуры. Дендрограмма представляет собой вложенную группировку объектов, которая изменяется на различных уровнях иерархии. Существует много способов построения дендограмм. В дендограмме объекты могут располагаться вертикально или горизонтально. Пример вертикальной дендограммы приведен на рисунке 10.3.

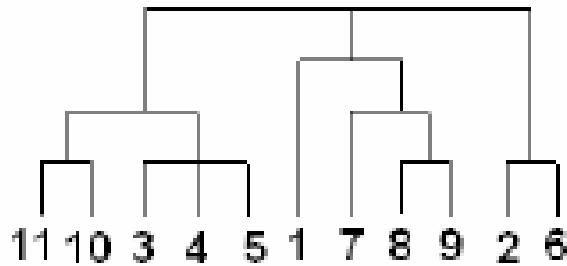


Рисунок 10.3 - Вертикальная дендрограмма

Числа 11, 10, 3 и т.д. соответствуют номерам объектов или наблюдений исходной выборки. Мы видим, что на первом шаге каждое наблюдение представляет один кластер (вертикальная линия), на втором шаге наблюдаем объединение таких наблюдений: 11 и 10; 3, 4 и 5; 8 и 9; 2 и 6. На втором шаге продолжается объединение в кластеры: наблюдения 11, 10, 3, 4, 5 и 7, 8, 9. Данный процесс продолжается до тех пор, пока все наблюдения не объединятся в один кластер. Результаты работы всех иерархических процедур обычно оформляют в виде дендрограммы. В дендрограмме номера объектов располагаются по горизонтали, а по вертикали - результаты кластеризации. Для определения расстояния между кластерами можно использовать правило ближайшего соседа; этот метод называется методом *одиночной связи*. Это правило строит волокнистые кластеры, т.е. кластеры сцепленные вместе только отдельными элементами, случайно оказавшимися ближе остальных друг к другу. Как альтернативу вы можете использовать соседей в кластерах, которые находятся дальше всех остальных пар объектов друг от друга. Этот метод называется метод *полной связи*. Существует также множество других методов объединения кластеров. Наряду с иерархическими методами классификации, существует многочисленная группа так называемых *итеративных методов* кластерного анализа (метод *k* - средних.). Сущность их заключается в том, что процесс классификации начинается с задания некоторых начальных условий (количество образуемых кластеров, порог завершения процесса классификации и т.д.). Название метода было предложено Дж. Мак-Куином в 1967 г. В отличие от иерархических процедур метод *k* - средних не требует вычисления и хранения матрицы расстояний или сходств между объектами. Алгоритм этого метода предполагает использование только исходных значений

переменных. Для начала процедуры классификации должны быть заданы k выбранных объектов, которые будут служить эталонами, т.е. центрами кластеров. Считается, что алгоритмы эталонного типа удобные и быстродействующие. В этом случае важную роль играет выбор начальных условий, которые влияют на длительность процесса классификации и на его результаты. Метод k - средних удобен для обработки больших статистических совокупностей. Возможны две модификации метода k - средних. Первая предполагает пересчет центра тяжести кластера после каждого изменения его состава, а вторая – лишь после того, как будет завершен просмотр всех данных. В обоих случаях итеративный алгоритм этого метода минимизирует дисперсию внутри каждого кластера, хотя в явном виде такой критерий оптимизации не используется.

10.4 Пример решения практической задачи кластерным анализом в пакете STATISTICA

Система STATISTICA является одним из наиболее известных в мировой практике пакетов статистической обработки в среде Windows. Разработчиком пакета является фирма Stat Soft, Inc. (США). Пакет STATISTICA отличается от большинства других программных продуктов для Windows тем, что состоит из отдельных программ-модулей, каждый из которых содержит конкретный метод обработки данных, например кластерный анализ, регрессионный анализ и т.д. Каждый такой модуль можно рассматривать как самостоятельную программу, независимую от остальных. Но такие операции, как ввод, корректировка данных, осуществляется в любом из модулей по желанию пользователя. Таким образом, если перед пользователем стоит конкретная задача, к примеру, провести классификацию данных, то достаточно вызвать модуль Cluster Analysis (Кластерный анализ), чтобы провести полноценную работу: ввод данных, их корректировку, построить различные диаграммы, а также осуществить непосредственно заданную классификацию. Если же обработка данных предполагает использование нескольких групп методов, то есть требуется использование ряда модулей, то каждый модуль может быть вызван из другого, при этом автоматически осуществляется переход файла с обрабатываемыми данными в новый модуль. Для запуска пакета требуется войти в среду Windows, нажать на кнопку Пуск, в строке Программы выбрать STATISTICA. Далее

либо подвести курсор к строке Основные статистики, либо щелкнуть левой кнопкой мыши на слове STATISTICA. В последнем случае появится меню STATISTICA Module Switcher (Переключатель модулей системы STATISTICA), предлагающее выбрать конкретный статистический модуль. Далее следует навести курсор на тот модуль, в котором собираемся работать, и щелкнуть дважды левой кнопкой мыши. Операцию вызова также можно осуществить через кнопку Switch to...(Переключиться в...). Для отмены вызова меню предназначена клавиша Cancel (Отмена).

Контрольные вопросы:

1. Измерение близости объектов.
2. Сущность метода древовидной кластеризации.
3. Основные способы определения близости между объектами.
4. Иерархические методы кластеризации.
5. Функции системы STATISTICA при кластерном анализе.

ТЕМА 11 ПРИМЕНЕНИЕ ФРАКТАЛЬНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ДЛЯ КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ В ПРОЦЕССЕ НЕФТЕГАЗОРАЗРАБОТКИ

- 11.1 Теория самоорганизации
- 11.2 Использование для моделирования неупорядоченных систем теории фракталов
- 11.3 Детерминированный хаос
- 11.4 Синергетическое представление эволюции сложных систем

11.1 Теория самоорганизации

Задачи контроля и управления технологическими процессами часто приводят к необходимости моделирования движения структурированных неоднородных сред, характеризующихся сложными (неравновесными и нелинейными) реологическими свойствами. Это типично, например, для процессов нефтегазодобычи, связанных с фильтрацией и движением по трубам таких жидкостей, как парафинистые и асфальтено-смолистые нефти, нефтеводогазовые

смеси, буровые растворы, растворы полимеров и поверхностно-активных веществ. Как правило, сведения о свойствах отдельных элементов структурированных сред и особенностях процессов взаимодействия между ними отсутствуют или же получение их затруднительно. Поэтому для изучения кооперативных эффектов, имеющих место при движении реофизически сложных жидкостей, целесообразно использовать представления теории самоорганизации, отражающие наиболее общие свойства поведения сложных систем. Теория самоорганизации изучает поведение сложных систем, условия их устойчивости, природу неустойчивостей и эволюцию систем вдали от термодинамического равновесия. Методы синергетики, представляющие собой не что иное, как методы нелинейной физики, дают возможность описать многие процессы, наблюдающиеся в системах, внешне не имеющих ничего общего друг с другом, с помощью одних и тех же математических моделей, число которых относительно невелико. Усложнение физического содержания моделей за счет учета нелинейности, неравновесности и неоднородности, присущих реальным системам, приводит к выявлению новых синергетических эффектов (усиление, потеря устойчивости с возникновением колебаний, образование упорядоченных структур и т. д.), наличие которых подтверждается специально поставленными экспериментами и позволяет предложить новые методы контроля и управления сложными природными системами. Некоторые исследователи до сих пор убеждены, что описание процессов нефтедобычи можно проводить только на основе дифференциальных уравнений движения жидкостей и газов в пористых средах и трубах. Однако такой подход не позволяет выявить многие существенные свойства пласта. Как всякие большие системы, объекты нефтегазодобычи требуют использования целой иерархии моделей – от дифференциальных до интегральных, от детерминированных до адаптивных, – способных описать не только различные уровни организации систем, но и взаимодействие между этими уровнями. Одним из самых интересных и важных разделов синергетики является теория динамического хаоса. При анализе промышленной информации принято использовать очищенные, сглаженные сигналы, предполагая, что хаотическая составляющая представляет собой только помеху. Однако рассмотренные примеры показывают, что случайные колебания, возникающие в нефтегазодобыче, часто имеют детерминированный характер. Они

порождаются самой системой и поэтому могут служить источником информации о ее внутренних характеристиках. Как показывает анализ, графики временных рядов замеров, снятых при нормальной работе объектов нефтегазодобычи, часто имеют фрактальную структуру (наподобие береговой линии), что, по-видимому, является следствием пространственно-временной фрактальности явлений, определяющих эволюцию рассматриваемых систем. Теория самоорганизации показывает, что траектория в фазовом пространстве, описывающая эволюцию системы со сложно организованной внутренней структурой, оказывается очень чувствительной к малым возмущениям, обладая многими точками бифуркации. В такой ситуации резко возрастает роль малых величин и эффектов, которые, будучи задействованы вовремя, позволяют управлять процессами самоорганизации. Как показывает опыт, излишнее усложнение модели может привести к неустойчивости алгоритмов идентификации.

11.2 Использование для моделирования неупорядоченных систем теории фракталов

Фрактальная геометрия позволяет раскрыть неожиданную простоту построения сложных природных систем и предоставляет методы их качественного и количественного описания. Для моделирования неупорядоченных систем теория фракталов играет такую же роль, как генераторы случайных чисел – для моделирования случайных процессов. Так, синтетические фрактальные пейзажи, полученные средствами компьютерной графики, выглядят настолько правдоподобно, что большинство воспринимает их как естественные. Повсеместное распространение компьютеров и компьютерной графики позволяет использовать фрактальные представления для исследования геометрии сложных объектов во многих областях естественных наук. Рассмотрим некоторые математические сведения, необходимые для введения количественных мер фрактальных свойств. Примером идеального фрактала является треугольник В. Серпинского (W. Sierpinski), который впервые описал его в 1916 г. Этот объект может быть получен путем построения, начинающегося с равностороннего треугольника. На первом этапе исходный треугольник делится на 4 равносторонних треугольника, средний из которых выбрасывается. С каждым из оставшихся треугольников

поступают так же. На k -м этапе мы будем иметь 3^k треугольников, которые при $k \rightarrow \infty$ образуют некоторое «всюду дырявое» множество точек. Это множество масштабно-инвариантно, поскольку увеличение в 2^k любого из маленьких треугольников, полученных на k -м этапе построения, приводит к тому же самому множеству (этим свойством ковер Серпинского напоминает куклу-матрешку) (рисунок 11.1).

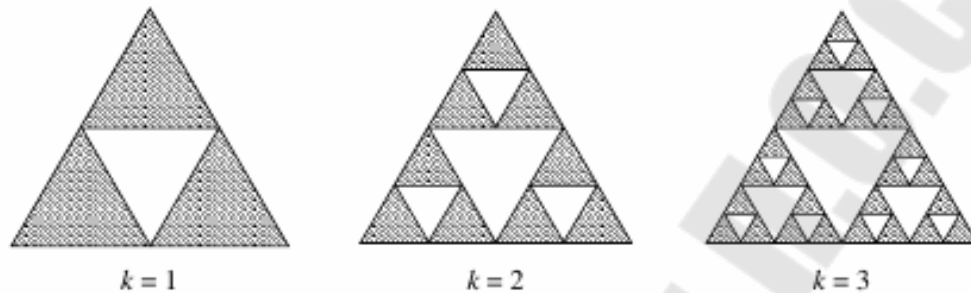


Рисунок 11.1 – Треугольник Серпинского

Еще одним примером фрактального объекта является кривая Коха, названная так в честь Хельге фон Коха, описавшего ее в 1904 г. Способ построения этой кривой ясен из рисунка 11.2.

Нигде не дифференцируемые функции многие выдающиеся математики считали надуманными «патологическими» структурами, не имеющими никакого отношения к реальности. Оказалось, однако, что эти функции связаны с фракталами – объектами, которые, как уже отмечалось, широко распространены в природе и естественным образом происходят из очень конкретных задач.

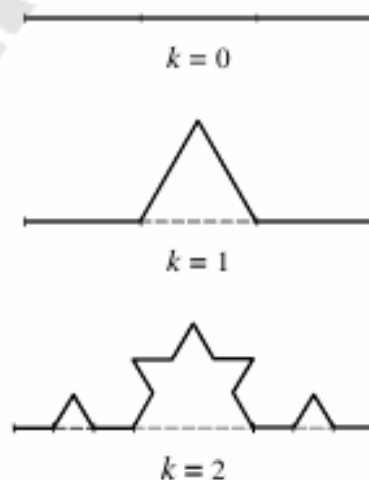


Рисунок 11.2 – Кривая Коха

При рассмотрении фрактальных объектов обычные количественные характеристики (длина, площадь, масса и т. д.) оказываются неприменимыми. В связи с этим для количественной характеристики свойств фрактала используется размерность фрактала. Знакомая всем топологическая размерность может принимать только целочисленные значения: линия имеет размерность 1, плоскость – 2, пространство – 3. Топологическая размерность кривой Коха равна единице. Размерность фрактальной кривой лежит между единицей и двойкой, что означает, что она занимает промежуточное положение между линией и плоскостью. В то время как гладкая кривая заполняет в точности одномерное пространство, фрактальная кривая за счет своей бесконечной разветвленности как бы выходит за пределы одномерного пространства. Фрактальная самоподобность характерна для множества реальных систем. Она проявляется в геометрии деревьев и русел рек, изменении уровней водных поверхностей, турбулентности и т. д. Кипящая вода представляет собой фрактальную смесь паровой и жидкой фаз, в которой пузырьки пара содержат водяные капли, а каждая из этих капель – мелкие пузырьки газа, которые, в свою очередь, содержат еще более мелкие капли воды, и т. д.. Отличие реальных фракталов от идеальных заключается в том, что первые обладают характерным минимальным линейным размером (например, таким как радиус атома или молекулы), в то время как идеальные фракталы имеют бесконечно тонкую структуру. Образование фрактальных структур в природе происходит за счет таких механизмов, как кластерообразование при агрегации отдельных частиц, осадкообразование, развитие неустойчивости поверхности раздела при вытеснении из пористой среды одной жидкости другой, перемешивание жидкостей, растрескивание материалов, пробой диэлектриков и т. д. Реальные фрактальные структуры представляют собой след хаотических процессов. Где бы в природе в результате хаотического процесса ни формировался тот или иной объект (берег моря, атмосфера, геологический разлом и т. д.), повсюду с большой вероятностью можно обнаружить фракталы (в контуре береговой линии, в форме облаков, в конфигурации скальных образований). Повсеместная распространенность фракталов во многом объясняется тем, что они могут быть получены наложением двух простейших преобразований – растяжения и наложения, часто встречающихся в

природе. Фрактальные структуры, благодаря своей избыточности и нерегулярности, являются устойчивыми системами и хорошо противостоят повреждениям. Следовательно, и в технологических системах следует использовать или целенаправленно создавать фрактальные объекты в целях увеличения прочности и надежности конструкций и интенсивности процессов.

Для повышения надежности диагностирования, наряду с корреляционной размерностью, следует использовать и другие диагностические критерии. Как показывает анализ экспериментальных данных, в качестве таковых могут быть использованы фрактальные характеристики временных рядов замеров.

В качестве практического примера изложенной методики можно рассмотреть пример диагностирование режима работы газлифтной скважины. В газлифтной скважине подъем нефти осуществляется пузырьками газа, закачиваемого в нижнем конце подъемных труб. Проблема заключается в том, что зависимость дебита жидкости Q от расхода газа V имеет не монотонный вид: излишнее увеличение V приводит (за счет проскальзывания газа) к снижению к.п.д. газлифта и уменьшению дебита добываемой жидкости. Почти все известные методы нахождения оптимального значения расхода газа основаны на анализе так называемых регулировочных кривых: экспериментально определяемых зависимостей $Q = Q(V)$. Такой подход требует исследования газлифтных скважин на нескольких режимах работы, различающихся темпами закачки газа, что связано с перерасходом рабочего агента (газа), а также (в случае высокодебитных скважин) со значительными потерями добычи нефти. Положение осложняется тем обстоятельством, что такие исследования нужно производить достаточно часто, поскольку условия работы газлифтных скважин все время меняются.

Анализ лабораторных и промысловых экспериментов показывает, что временные ряды замеров дебита жидкости $Q(t)$, снятые при работе на неэффективной (нисходящей) ветви регулировочной кривой $Q = Q(V)$, обладают фрактальными характеристиками, существенно отличающимися от фрактальных характеристик временных рядов замеров, снятых на эффективной (восходящей) ветви. Это связано, по всей видимости, с потерей устойчивости стационарного режима работы газлифта, имеющей место при излишнем увеличении расхода закачиваемого газа. В

области неустойчивости возникают автоколебания, амплитуда которых значительно превышает амплитуду обычного «шума», наблюдающегося при работе в оптимальном режиме. Фрактальные характеристики не будут заменять собой другие более известные признаки, а использоваться наряду с ними для повышения надежности принимаемых с их помощью решений.

Соображения о фрактальном характере природных объектов позволяют объяснить повышенное внимание к сравнительно новому методу обработки временных рядов замеров – вейвлет-анализу. Этот метод заключается в разложении исходного сигнала по базисным функциям, полученным из некоторого прототипа путем сжатий, растяжений и сдвигов по времени. Компактность вейвлетов позволяет осуществить локальный анализ сигналов и проследить изменчивость их частотно-масштабных характеристик. Поэтому основные приложения вейвлет-анализа заключаются в локализации особых точек (точек разладки) и проведении частотно-временного анализа сигналов. Вейвлет-анализ хорошо приспособлен к анализу нестационарных сигналов, он может стать мощной альтернативой преобразованию Фурье. Преимуществом вейвлет-анализа также является возможность локальной оценки разномасштабных частотных характеристик временных рядов, что особенно ценно при решении задач распознавания разладок. Вейвлет-анализ колебаний («шумов»), зарегистрированных в ходе нормальной эксплуатации объектов управления, может стать эффективным инструментом диагностики. Преимуществом этого метода перед анализом Фурье является адекватность изменчивой, разномасштабной структуре реальных сигналов.

На рисунках 11.3 и 11.4 представлено вейвлет-преобразование колебаний $G(t)$ в начале и конце работы долота, которое после подъема оказалось сильно изношенным.

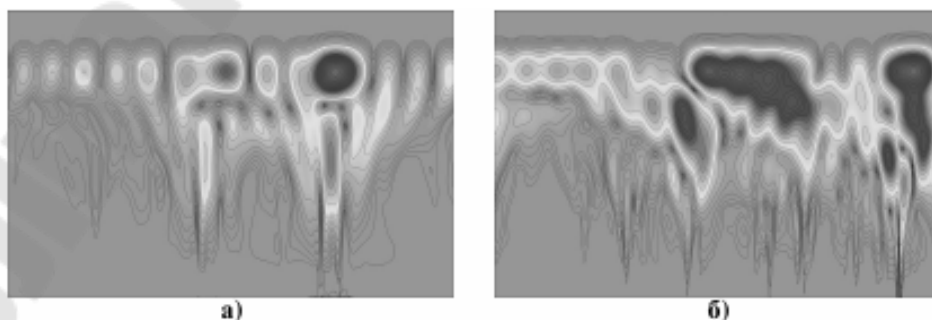


Рисунок 11.3 – Масштабно – временная развёртка для неизношенного долота в начале а) и в конце б) интервала бурения

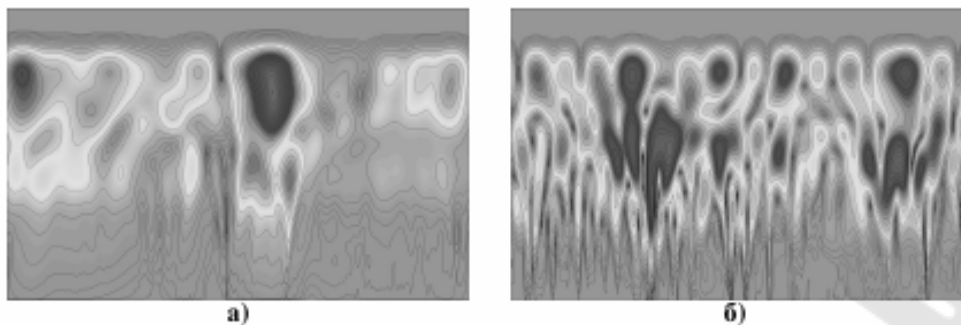


Рисунок 11.3 – Масштабно – временная развёртка для изношенного долота в начале а) и в конце б) интервала бурения

11.3 Детерминированный хаос

Изучение ньютоновской динамики приучило нас к мысли о том, что если заданы силы, действующие между частицами, а также начальные положения и скорости частиц, то уравнения движения позволяют предсказать развитие системы с любой степенью точности для любого сколь угодно позднего момента времени. Случайность, наблюдаемую в реальном мире, мы обычно связываем с внешними шумами, наличием очень большого числа степеней свободы или же с квантовыми эффектами. Настоящим потрясением для научного мира было осознание того, что неупорядоченные, непредсказуемые движения возможны в детерминированных динамических системах, т. е. объектах, эволюция которых описывается некоторой системой дифференциальных или разностных уравнений, задающих правило однозначного определения будущего, исходя из заданных начальных условий. Хаотическое состояние, в котором могут находиться динамические системы без источников случайных шумов, получило название *детерминированного (или динамического) хаоса*. Детерминированный хаос отличается от обычного (или шумового) хаоса, понимаемого как состояние полной дезорганизации. Хаос в динамических системах относится к ограниченной случайности, им можно управлять и даже прогнозировать на короткие промежутки времени вперед. Необходимым условием возникновения хаотического движения является наличие особой нелинейности. Выявление и анализ детерминированного хаоса оказывается полезным при управлении сложными движениями в самоорганизующихся системах. Во-первых, если в некоторой динамической системе диагностируется динамический хаос, то можно

надеяться, что некоторым изменением параметров (настройкой) можно упорядочить ее движение. Во-вторых, переход от детерминированного к хаотическому движению происходит по некоторым универсальным сценариям, число которых невелико. Информация об этих сценариях может быть использована для назначения режимов работы, исключающих возникновение хаотических колебаний. В-третьих, в современной теории нелинейных динамических систем развиты новые методы количественного анализа хаотических колебаний, которые с успехом могут быть использованы для идентификации характера движения и состояния объектов управления. Возникновение хаотических движений в детерминированных системах возможно, если траектории движения обнаруживают сильную зависимость от начальных условий (траектории «разбегаются»). Возникновение детерминированного хаоса связано с нарушением третьего условия (условия устойчивости).

Эволюцию динамических систем удобно представить в геометрической форме, используя фазовое пространство. Поскольку часто нас интересует только установившееся движение, то при рассмотрении диссипативных систем можно ограничиться нахождением их аттракторов – областей фазового пространства, притягивающих траектории. Это значительно облегчает исследование динамических систем. Кроме точек равновесия динамические системы могут иметь аттракторы в виде предельных циклов – замкнутых кривых в фазовом пространстве. При изменении параметров динамической системы может меняться число аттракторов и их устойчивость. Подобные явления называются бифуркациями, а те значения параметров, при которых изменяются качественные свойства движения, называются критическими или бифуркационными. Совокупность инвариантных множеств, имеющих в фазовом пространстве данной динамической системы, во многом определяет характер движения, поэтому эта совокупность называется фазовым портретом системы. *Решающую роль в определении структуры фазового портрета играет теорема единственности решений системы обыкновенных дифференциальных уравнений. При рассмотрении фазового пространства это означает, что пересечение двух траекторий в точках, отличных от точки покоя, невозможно.*

Возможность проявления детерминированного хаоса в динамических автономных системах вида существенно зависит от их размерности. Можно показать, что в двумерном пространстве хаотические траектории невозможны, поскольку в нем могут существовать только такие аттракторы, как точки равновесия, бесконечность и предельные циклы. Для трехмерных систем и систем более высокого порядка ограничения, накладываемые теоремой единственности, оказываются более слабыми, поскольку траектории имеют возможность избегать друг друга, выходя из плоскости в пространство.

11.4 Синергетическое представление эволюции сложных систем

Синергетика представляет собой наиболее разработанную теорию самоорганизации, которая может быть применена к широкому кругу разнообразных явлений в сложных системах самой различной природы. Под влиянием внешних потоков энергии и вещества структурные модули, составляющие сложные системы, взаимодействуют друг с другом нелинейным образом, хаотично «пробуя» различные формы коллективного поведения. По мере возрастания интенсивности внешних потоков система подходит к точке выбора (бифуркации), после которой начинает преобладать некоторый выделенный тип кооперативного поведения. Синергетика предложила также способы «сжатия» огромного количества информации, которую необходимо было бы обработать при описании системы как совокупности ее отдельных частей. Синергетика позволяет обнаружить детерминированную основу, порядок в случайных колебаниях.

Синергетическое представление эволюции сложных систем как цепи бифуркаций, в окрестности которых проявляется сильная неустойчивость, привело к установлению факта существования горизонта прогноза, т. е. конечного интервала времени, в пределах которого возможен динамический прогноз. Нефтяная наука не уделяет достойного внимания изучению возможностей прогноза в своей области. Так, при защите проектов разработки нефтяных месторождений принято обсуждать так называемые «госплановские» формы – подробные таблицы с прогнозом добычи нефти, числа работающих и бездействующих скважин, темпов бурения и других

технологических показателей, – составленные на десятки лет вперед. В то же время объективное сравнение проектных показателей с фактическими показывает, что предел динамического прогноза в нефтяной промышленности не намного превышает один год. При обсуждении прогнозных значений коэффициента извлечения нефти – доли общих запасов нефти, которая может быть добыта за весь период разработки месторождения фактически определяются с погрешностью в среднем от 30 до 50%.

Переход от редуccionизма к холистическому описанию означает переход от детерминистских моделей к феноменологическим. Покажем необходимость такого перехода на примере моделей, описывающих эволюцию объектов нефтедобычи. В настоящее время при математическом моделировании процессов разработки нефтяных месторождений превалирует дедуктивный подход, заключающийся в расчете фильтрационных течений в реальном пласте на основе численного решения уравнений движения жидкостей и газов в пористой среде. Господствует убеждение в том, что к описанию месторождения в целом можно перейти, только поняв и описав в деталях частные механизмы и уравнения. Однако обширный опыт моделирования сложных природных объектов, накопленный в различных областях науки, показывает, что дедуктивный подход, несмотря на свою привлекательность, может иметь только ограниченное применение.

Основная проблема связана с утратой целостности описания при попытках построения детерминированных моделей. Так, предположим, что в нашем распоряжении имеется симулятор, идеально точно описывающий все особенности фильтрации многофазных многокомпонентных жидкостей в сложно построенных неоднородных пластах. Но даже с помощью этого инструмента реальную добычу нефти невозможно будет предсказать точно, поскольку, например, динамика бурения скважин (от которой, в основном, и зависят темпы отбора нефти) дедуктивным образом не может быть определена. Она обычно вводится в программу «руками» и может оказаться сколь угодно далекой от реализованной впоследствии динамики бурения, определяемой инвестором с учетом его финансовых возможностей и потребностей рынка в нефти. Невозможно также заранее спрогнозировать динамику аварий, влияние сезонных ограничений и «человеческого фактора». Наряду с этими ограничениями, носящими внешний характер, имеются и

внутренние трудности детерминированных моделей – отсутствие достоверной информации о детальном геологическом строении пласта и большие погрешности в промысловых данных. Так, точность геолого-геофизических материалов настолько низка, что трехмерные геологические и (особенно) гидродинамические модели, построенные с помощью сейсмических данных и определения проницаемости по ГИС, не более чем фикция (погрешность определения проницаемости по ГИС – 100%). В этих условиях интегральные одно- или двумерные модели более точны, чем трехмерные, поскольку ошибки при интегрировании взаимно погашаются.

Итак, дедуктивное описание месторождения может быть получено только за счет пренебрежения погрешностями данных и разрыва большого числа связей, соединяющих пласт с внешним окружением (другими объектами разработки, насосным и поверхностным оборудованием, системами управления и принятия решений). Поэтому применение дедуктивных (детерминированных) моделей и приводит к потере целостности. Вследствие этого управление процессами разработки крупных месторождений на основе детерминированных моделей затруднено – часто прямое вмешательство, основанное на знании частных факторов, не приводит в случае сложных систем к запланированному перед началом вмешательства результату. Задачи реального управления (мониторинга) процессами разработки нефтяных месторождений требуют привлечения иного подхода, когда сразу ищутся законы, описывающие систему в целом. Такого рода модели называются феноменологическими.

В качестве примера отметим, что типично феноменологической наукой является термодинамика, в которой законы, обусловленные микроскопическим движением молекул, выводятся из опыта и сразу представляются в виде соотношений между макроскопическими параметрами (такими как давление и температура). При использовании феноменологических моделей история нефтяного месторождения становится историей именно всего месторождения, а не историей отдельных скважин, пластов и объектов разработки. Нефтяное месторождение рассматривается как сложная иерархически устроенная система, «погруженная» во внешнюю среду (систему управления, сеть трубопроводов и элементов поверхностного обустройства и т. д.) и чутко реагирующая на сигналы, поступающие от последней.

Контрольные вопросы:

1. Обосновать необходимость моделирования движения структурированных неоднородных сред.
2. Сущность теории самоорганизации.
3. Возможности фрактальной геометрии в процессе моделирования объектов нефтепромысла.
4. Использование фрактальных характеристик временных рядов замеров для повышения надежности диагностирования технологических систем.
5. В чём сущность вейвлет-анализа?
6. Проявление хаоса в динамических системах.
7. Синергетическое представление эволюции сложных систем в нефтяной промышленности.

ТЕМА 12 ОБРАТНЫЕ ЗАДАЧИ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ В ВОПРОСАХ МОДЕЛИРОВАНИЯ

- 12.1 Роль обратных задач в процессе моделирования
- 12.2 Метод структурной минимизации среднего риска
- 12.3 Оценка начальных запасов газовых месторождений и оценка запасов газа в деформируемых пластах
- 12.4 Методы идентификации модели упругого пласта

12.1 Роль обратных задач в процессе моделирования

К прямым задачам математической физики относят задачи нахождения следствий заданных причин (например, определение полей при заданных источниках). *Обратными задачами* в этом понимании являются задачи отыскания неизвестных причин заданных следствий. Например, определение характеристик источников поля по значениям поля, измеренным в некоторых областях пространства. *Обратные задачи* имеют исключительно важное значение при решении вопросов *моделирования*, контроля и управления технологическими процессами в сложных системах. В частности, это относится к процессам нефтегазодобычи, связанным с фильтрацией и движением по трубам структурированных многокомпонентных

многофазных жидкостей, обладающих сложными реологическими свойствами (нефтей с парафинистыми и асфальтено-смолистыми включениями, нефтегазовых смесей, буровых растворов полимеров и поверхностно-активных веществ и т. д.). Часто описание сложных систем затрудняется отсутствием теоретических предпосылок, которые позволили бы построить обоснованную априорную модель рассматриваемого процесса, т. е. выписать в явном виде систему моделирующих уравнений, задать значения параметров в этой системе и указать начальные и граничные условия. В таких случаях постановка и решение обратных задач позволяет путем анализа экспериментальной информации выбрать адекватную модель, оценить ее параметры и определить, если это необходимо, недостающие начальные и граничные условия. Процедуры подобного рода называются идентификацией математической модели процесса, а полученные таким образом модели называются идентификационными. В отдельных случаях структура модели может быть определена заранее (например, выведена обычным путем из законов сохранения), и речь идет только об оценке неизвестных параметров (задача идентификации в узком смысле слова). Наряду с повышением надежности расчетов, результаты решения обратных задач могут быть использованы в диагностических целях (например, для оценки эффективности воздействия на объекты управления). Так, определение и сравнение параметров уравнения пьезопроводности по кривым восстановления давления, снятым до и после обработки скважины, позволяет оценить результативность этой обработки. Многие обратные задачи, связанные с интерпретацией косвенных наблюдений, оказываются некорректными. Как показывают многочисленные примеры, неустойчивость всегда обуславливается тем, что решение задачи ищется в слишком широком классе. Устойчивость задачи можно восстановить некоторым сужением класса возможных решений за счет привлечения какой-либо дополнительной (априорной) информации количественного или качественного характера. Иными словами, *некорректно поставленные задачи возникают тогда, когда мы стремимся смоделировать процесс, не обладая для этого достаточной информацией*. Различные способы решения некорректных (по Адамару) задач отличаются видом используемой дополнительной информации.

12.2 Метод структурной минимизации среднего риска

При постановке и решении задач идентификации моделей по эмпирическим данным ограниченного объема возникает проблема правильного соотнесения сложности идентифицируемой модели с количеством и уровнем погрешности имеющихся данных. Эта проблема может быть решена при помощи метода *структурной минимизации* среднего риска. Оказывается, что если на допустимом множестве решений задать структуру, то наряду с минимизацией эмпирического риска (невязки) внутри элементов структуры появляется дополнительная возможность минимизации по элементам структуры. Это позволяет найти решение, дающее более глубокий гарантированный минимум среднего риска, чем решение, доставляющее минимум эмпирического риска на всем допустимом множестве решений. По существу, метод структурной минимизации среднего риска является способом формализации давно применяемого на практике приема регуляризации за счет огрубления модели. Рассмотрим сущность этого метода на примере классической задачи восстановления функциональной зависимости $y = F(x)$ по эмпирическим данным, представленным в виде совокупности замеров (выборки) $\{x_i; y_i\}$, где y_i – результат измерения y при $x = x_i$, $i = 1, 2, \dots, l$, l – число замеров (объем выборки). Обращаясь к вероятностной интерпретации погрешностей в исходных данных, введем аддитивную помеху ε : $y_i = F(x_i) + \varepsilon_i$,

где случайная величина ε имеет нулевое математическое ожидание $E[\varepsilon] = 0$

и конечную дисперсию $D[\varepsilon] < \infty$. Несмотря на то, что задачи восстановления эмпирической зависимости не относят к некорректно поставленным, при ограниченном объеме выборки возникает проблема правильного соотнесения «сложности» приближающей (пробной) функции с объемом и качеством (уровнем погрешности) исходных данных. *Использование излишне сложных моделей, содержащих большое число искомых параметров, приводит в случае малых выборок к неустойчивости, подобной неустойчивости некорректно поставленных задач.*

12.3 Оценка начальных запасов газовых месторождений и оценка запасов газа в деформируемых пластах

Для эффективной разработки газовых месторождений необходимо уже на ранней стадии разработки достоверно оценить начальные балансовые и извлекаемые запасы месторождения. Как известно, одним из распространенных методов подсчета запасов газа, наряду с объёмным, является метод, основанный на использовании уравнения материального баланса и сводящийся к экстраполяции зависимости приведенного давления $p^*=p/z$ от накопленной добычи газа Q . Эта зависимость в условиях проявления чисто газового режима имеет прямолинейный характер. Графической интерпретацией метода в этом случае является линейная экстраполяция. Однако прямолинейная зависимость может быть нарушена за счет проявления водонапорного режима, влияния горного давления и других осложняющих факторов. Отметим, что очень часто причины, ведущие к отклонению p/z -зависимости от прямой, действуют с некоторым запаздыванием. В связи с вышеизложенным рассматриваются следующие две практически важные задачи:

– ранняя оценка запасов газа по начальным данным разработки месторождения (когда, в частности, не успевают проявить себя причины, нарушающие прямолинейность p/z -зависимости);

– оценка запасов газа в условиях проявления (с запаздыванием) деформируемости горных пород. При разработке газовых месторождений с высоким пластовым давлением существенную роль играют процессы деформации пласта. Изменения парового объема Ω происходят под влиянием эффективного напряжения σ :

$$\Omega = \Omega(\sigma),$$

$$\sigma = p_g - p,$$

где p_g и p – значения горного и пластового давлений соответственно. Как показывает анализ лабораторных и промысловых исследований, процессы деформации горных пород носят неравновесный характер. Поэтому при деформации необходимо учесть время λ , необходимое для установления равновесных значений Ω при изменениях эффективного напряжения σ , а также некоторое время задержки (лаг) θ , с которым значения σ следуют за изменением пластового давления p (величина θ имеет смысл характерного времени перераспределения горного давления). Тогда линейное

уравнение, описывающее кинетику деформационных процессов, может быть выписано в виде

$$\lambda \frac{d\alpha\Omega}{dt} + \alpha\Omega = \alpha_0\Omega_0 - \beta [p_0 - p(t - \theta)],$$

где α – коэффициент газонасыщенности, α_0 , Ω_0 и p_0 – начальные значения соответствующих величин, β – деформационный коэффициент. Если время задержки θ мало, то деформация пласта проявляется уже на ранней стадии разработки месторождения. Если же время задержки достаточно велико, то начальный участок p / z -зависимости прямолинейный и только на временах порядка θ отклоняется от прямой.

12.4 Методы идентификации модели упругого пласта

Математическое моделирование процессов нестационарной фильтрации осложняется отсутствием надежных априорных оценок сжимаемости коллекторов и насыщающих их флюидов. Реальные значения коэффициента эффективной сжимаемости пласта могут довольно сильно отличаться от обычно принимаемых значений ($\approx 5 \cdot 10^{-4}$ МПа $^{-1}$). Поэтому сжимаемость пластовых систем целесообразно определять опытным путем, на основе решения обратной задачи идентификации модели упругого пласта по промысловым данным о закачке и отборе жидкостей, а также о динамике пластового давления. Решение поставленной задачи весьма чувствительно (в связи с малой сжимаемостью пород и флюидов) относительно точности определения разности объемов закачанной воды и отобранной жидкости. Одним из источников погрешностей служит то, что расход воды измеряется со значительно меньшей точностью, чем добыча нефти. В случае многопластовых систем данные по отбору нефти также ненадежны, поскольку разделение продукции по пластам производится приближенно, часто чисто расчетным путем. Следует также учесть, что на поддержание пластового давления расходуется не весь зарегистрированный объем закачанной воды, поскольку возможны утечки воды через литологические окна, связывающие разные пласты, а также потери воды из-за негерметичности поверхностных водоводов и обсадных колонн нагнетательных скважин. Иногда могут наблюдаться и

обратные перетоки из соседних пластов. Дополнительные сложности могут быть связаны с вторжением в продуктивный пласт законтурной воды. При формализованном описании утечки и вторжение воды могут быть учтены введением в уравнение материального баланса некоторых дополнительных членов и поправочных коэффициентов. Поскольку априорная информация о проявлении подобных процессов зачастую отсутствует, то задача идентификации математической модели упругого пласта должна быть поставлена в широком смысле: требуется определить не только параметры (коэффициенты) модели, но и саму структуру модели. Последнее необходимо потому, что вид модели косвенным образом учитывает проявление тех или иных процессов, влияющих на баланс жидкостей. При обработке экспериментальных данных качество решения задач идентификации существенно зависит от сложности моделей. Излишнее усложнение модели приводит, как правило, к повышенной неустойчивости решения обратной задачи. Поэтому важно уделять внимание проблеме выбора оптимальной сложности модели упругого пласта.

Простейшее уравнение материального баланса можно записать в виде

$$b \frac{dP}{dt} = Q_3 - Q_n - Q_1$$

$$P|_{t=t_0} = P_0,$$

где $b = \beta V_{п0}$, β и $V_{п0}$ – коэффициент эффективной сжимаемости и поровый объем пласта, P – среднее пластовое давление, Q_3 , Q_n , Q_1 – объемы в пластовых условиях, в единицу времени закачанной воды, отобранной нефти и отобранной воды соответственно, P_0 – давление в начальный момент времени t_0 .

Динамика роста объема пласта. Анализ промысловых данных показывает, что в начальный период разработки месторождения число скважин растет экспоненциально, а затем темпы ввода скважин уменьшаются, поскольку вступают в силу ограничения, связанные с конечностью объема месторождения. Такая динамика типична для всех процессов роста в сложных природных системах. Поэтому естественно предположить, что функция $f(t)$, описывающая увеличение объема пласта, вовлеченного в разработку, подчиняется универсальному логистическому закону.

$$\lambda_a \frac{df}{dt} = f(1-f), \quad f|_{t=0} = f_0,$$

где λ_a – характерное время разбухания месторождения. Представленные уравнения описывают математическую модель упругого пласта. Предполагается, что параметры b , k , λ , q должны определяться по промысловым данным путем решения обратной задачи. Отметим, что сведения, которые позволили бы априори выбрать наиболее приемлемую модель, чаще всего отсутствуют. Поэтому идентификация модели упругого пласта состоит из двух тесно взаимосвязанных задач:

- 1) определение структуры модели, т. е. выбор одного из уравнений для описания динамики пластового давления;
- 2) оценка параметров выбранной модели.

На первый взгляд, проблема выбора модели упругого пласта может быть решена предельно просто: достаточно воспользоваться наиболее общим соотношением и в ходе решения обратной задачи оценить значения его коэффициентов. Наличие потерь или перетоков жидкости можно диагностировать по отклонению значения k от 1, а λ (и q) – от 0.

Так как использование излишне сложных моделей, содержащих большое число искомых параметров, может привести к неустойчивости решений обратных, необходимо использовать методы выбора оптимальной сложности модели.

Алгоритм определения забойного давления. Если давление на приеме насоса больше давления насыщения (свободного газа нет), то забойное давление легко оценить, подсчитав вес столба нефти в затрубном пространстве и вес столба водонефтяной смеси на участке от забоя до приема насоса. При появлении свободного газа задача усложняется, поскольку определение плотности газожидкостных смесей является нелегкой проблемой. В качестве определяющего параметра можно включать скорость всплытия пузырьков газа – величину, которую предполагается определять из тестовых промысловых экспериментов.

Исследования скважин, оборудованных насосами с датчиками давления и регуляторами подачи. Определяя дебит на различных режимах работы насоса и одновременно замеря динамический

уровень и давление на приеме, можно рассчитать значения забойного давления и, тем самым, получить расчетную индикаторную кривую.

Масштабная инвариантность временных иерархий в процессах релаксации вязкоупругих сред. Многие практически и теоретически важные задачи приводят к необходимости моделирования процессов релаксации в реофизически сложных средах. Исключительно большое значение они имеют также в процессах, связанных с добычей нефти. Интерес к ним обусловлен огромным разнообразием новых эффектов, могущих возникнуть в релаксирующих материалах. Изучение их реологии способствует лучшему пониманию и усовершенствованию технологических процессов, рациональной разработке новых высокоэффективных технологий и продуктов. Релаксационные явления в реофизически сложных средах связаны с медленным развитием процессов перегруппировки структурных единиц различного масштаба. Эти процессы приводят к запаздыванию изменений деформации от изменения напряжения (гистерезис, упругое последствие, релаксация напряжения и т. д.) и могут быть описаны с помощью моделей упругих тел с внутренним трением и вязких тел, обладающих упругостью. Механические модели вязкоупругих тел полезны для понимания качественных особенностей явлений релаксации, но их применение к количественному описанию реальных материалов требует построения очень сложных систем, состоящих из большого числа различных пружин и вязких элементов (что связано с наличием иерархии структурных единиц различного масштаба, приводящей к иерархии широко распределенных времен релаксации). Сложные модели не могут оказаться эффективными – слишком велики трудности, связанные с определением многочисленных релаксационных параметров по экспериментальным данным, а также с решением задач моделирования движения сред с широким спектром времен релаксации.

Моделирование нестационарной фильтрации в пластах с фрактальной структурой. Традиционно пласт с ухудшенной проницаемостью описывается при помощи модели, состоящей из двух различных пространственно однородных зон: «загрязненной» призабойной зоны и расположенной за ней зоны с большей проницаемостью. В ряде случаев эта несколько схематичная модель может быть уточнена за счет принятия некоторых дополнительных предположений о структуре пласта с ухудшенной проницаемостью. В условиях, когда какие-либо теоретические или экспериментальные

исследования структуры «загрязненного» пласта отсутствуют, полезную информацию могут дать некоторые положения теории организации сложных систем. Так, можно ожидать, что зоны пласта с ухудшенной проницаемостью обладают, как и многие другие системы с неупорядоченной структурой, фрактальными свойствами. Для примера на рисунке 12.1 схематически изображен загрязненный пласт в рамках зонально неоднородной (а) и фрактальной (б) модели.

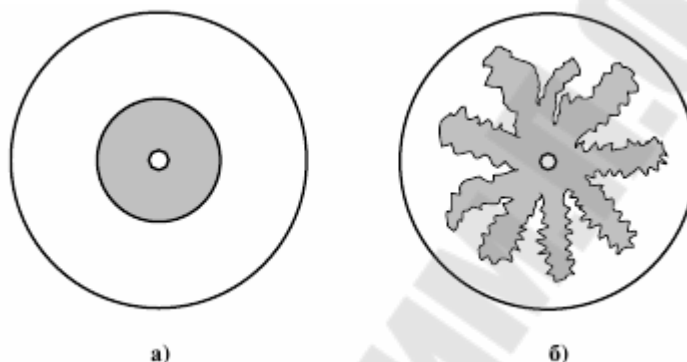


Рисунок 12.1 – Модели неоднородного пласта

Речь идет о пористых средах с крупномасштабной фрактальной структурой. Этот термин введен для того, чтобы подчеркнуть отличие последних от мелкомасштабных фрактальных структур теории протекания и подразумевает выполнение неравенства $\xi \gg 1$, где 1 – характерный масштаб изменения градиента давления, ξ – длина корреляции. Реальная система с фрактальными свойствами на масштабах, больших ξ , является однородной. Её можно представить как состоящую из фрактальных блоков размерами ξ . Причины, которые приводят к образованию крупномасштабных фрактальных структур в изначально однородной пористой среде, разнообразны. Практически все механизмы необратимого роста, могут проявить себя в процессах нефтегазодобычи. Так, известно, что фракталы могут образовываться вязкими пальцами, возникающими при вытеснении из пористой среды одной жидкости другой. Поэтому можно ожидать, что крупномасштабные фрактальные структуры возникают при закачке в пласт воды, газа и других агентов, поддерживающих пластовое давление, а также при вскрытии пласта за счет проникновения фильтратов буровых и цементных растворов. Достаточно общими механизмами образования фрактальных структур

являются агрегация, ограниченная диффузией, и осаждение. Отсюда следует, что фрактальные структуры в пористой среде могут образоваться при ее загрязнении – в ходе заиливания призабойной зоны, отложения твердых углеводородов, выпадения конденсата и т. д.

О фильтрационных характеристиках с учетом сорбционной способности. Стационарное движение газа в пористых средах может быть описано различными законами фильтрации: линейным (законом Дарси), двучленным, с начальным градиентом давления. При экспериментальном определении вида закона фильтрации обычно используют данные стационарных исследований, изменяя значения перепада давления и дожидаясь установления стационарных значений расходов, соответствующих данным перепадам давления. Время, необходимое для установления стационарного режима фильтрации, определяют из гидродинамических соображений. Однако в определенных условиях стабилизация фильтрационного потока может происходить в течение длительного времени, многократно превышающего гидродинамическое время. В частности, к «затягиванию» процесса установления стационарной фильтрации могут привести медленные сорбционные процессы. Это необходимо учитывать при обработке экспериментальных данных. Влияние сорбированного газа на фильтрационные характеристики может быть ощутимым. При проведении исследований по определению фильтрационных свойств за время исследований через модель проходит объем газа, составляющий незначительную часть от объема газа, заключенного в порах, причем с увеличением размеров модели эта величина уменьшается. Так, например, простой расчет показывает, что время, необходимое для фильтрации через модель одного порового объема газа при проницаемости $\sim 10\text{--}15 \text{ м}^2$, длине модели $L \sim 10 \text{ м}$, перепаде давления $\Delta P \sim 0,1 \text{ МПа}$ и давлении в модели $P \sim 1 \text{ МПа}$, имеет величину порядка суток и более. Поэтому массообмен между сорбированным и свободным газом может ощутимо влиять на характеристику фильтрационного протока. Сорбция (соответственно десорбция) газа происходит весьма медленно. Оценки показывают, что характерные времена этих процессов для лабораторных экспериментов составляют не менее 10^4 с . Следует, однако, учитывать наличие как поверхностной, так и объемной сорбции, т. е. диффузию молекул газа внутрь зерен породы. Известно, что среднее время трехмерной диффузии значительно

больше, чем двухмерной при одинаковых геометрических размерах (например, диффузия в шаре и круге одного радиуса). Поэтому стабилизация сорбционного, а следовательно, и гидродинамического режима происходит в течение времени, значительно превышающего реальные времена наблюдений при проведении экспериментов.

Контрольные вопросы:

1. Роль обратных задач в нефтегазодобыче при решении вопросов моделирования.
2. Какова сущность метода структурной минимизации среднего риска?
3. В чём состоит сложность математического моделирования процессов нестационарной фильтрации?
4. В чём состоит сложность идентификации модели упругого пласта?

ТЕМА 13 МОДЕЛИРОВАНИЕ И ПРИНЯТИЕ РЕШЕНИЙ В УСЛОВИЯХ НЕОПРЕДЕЛЁННОСТИ

- 13.1 Необходимость привлечения априорной информации на этапе постановки задач
- 13.2 Статистические преобразования
- 13.3 Определение статистических зависимостей параметров нефтеразработки
- 13.4 Нечеткие алгоритмы принятия решений

13.1 Необходимость привлечения априорной информации на этапе постановки задач

Занимаясь моделированием реальных технологических процессов оказываемся в мире неопределенности, связанной с недостаточностью информации, зашумленностью данных, неустойчивостью решений и нечеткостью постановок задач. Недостаток информации понимается расширенно, относя к этому и недостаток глубины понимания. Для преодоления этих трудностей современная прикладная математика разработала ряд эффективных методов моделирования и принятия решений, применение которых

требует известной изобретательности, поскольку формализовать эти методы до конца не удастся: слишком сложны изучаемые объекты. Не всегда возможно сформулировать какие-то строгие правила и алгоритмы: моделирование сложных систем – не только наука, но и искусство. При изучении наук, как отмечал И. Ньютон, примеры полезнее правил. Необходимо обратить внимание на важность «быстрых», аналитических расчетов. К сожалению, многие сейчас считают такие методы изжившими себя, полагаясь на численные расчеты с помощью ЭВМ. Однако «быстрые» оценки являются необходимым этапом постановки математических задач и выбора методов их решения. Только после тщательного изучения задачи с помощью аналитических методов можно обратиться к компьютеру, но и тогда результаты нужно анализировать. Основой смелости и безошибочности поведения в повседневной жизни человека являются опыт и интуиция. Аналог этих понятий вводится с помощью термина «*априорная информация*». Говоря, что метод основан на привлечении априорной информации, предполагают, что опыт и интуиция нужны не только на этапе решения математических задач, но и на этапе их *постановки*. Многие задачи без привлечения априорной информации не могут быть решены; при ближайшем рассмотрении оказывается, что они попросту неправильно (некорректно) поставлены. И исправить ситуацию можно только за счет привлечения дополнительной информации априорного характера. Использование априорной информации часто приводит к результатам, которые, на первый взгляд, кажутся невозможными: «ниоткуда» появляются новые данные, неустойчивые алгоритмы становятся устойчивыми, ненадежные решения – надежными. Априорная информация может быть привнесена в задачу самыми различными способами. Так, при анализе случайных величин огромную пользу может оказать априорная информация о виде функции распределения. Наиболее полно эти сведения используются в рамках теории порядковых статистик.

13.2 Статистические преобразования

При достаточно больших объемах выборок «разброс» случайных реализаций порядковых статистик мал. Применительно к примеру с кучей щебня это означает, что веса камней, находящихся в $г$ -м ящике, мало отличаются друг от друга и от математического

ожидания E_r . Отсюда следует вывод: оказывается, возможно определить веса камней, не взвешивая. Нужно только, чтобы мы знали функцию распределения камней по весам и имели компаратор (например, рычажные весы), с помощью которого камни могут быть отранжированы. После этого в качестве оценки веса камня, занявшего r -е место в ряду, можно принять заранее вычисленное значение математического ожидания r -й порядковой статистики E_r . При этом допускается ошибка $x(r) - E_r$, относительная величина которой может быть сколь угодно малой. Так, для равномерного распределения при $n = 1000$ относительная ошибка такой оценки не превышает 2% даже в середине выборки. Если весов нет, то довольно точное ранжирование может произвести человек, сравнивая камни, находящиеся в двух его руках (это делает полученный результат еще более удивительным). Обращаясь к практике нефтегазодобычи, отметим, что некоторые опытные цеховые работники могут оценить дебит скважины без всяких замеров, просто приложив руки к выкидной арматуре. Очевидно, что при этом они, сами того не подозревая, подсознательно применяют алгоритмы порядковых статистик. Роль компаратора в данном случае вновь исполняет человек, ориентируясь на гул, создаваемый многофазным потоком, и температуру труб. Неявным образом используются также сведения о возможных пределах изменения и виде закона распределения дебита. Таким образом, пользуясь свойствами порядковых статистик, можно получить количественные оценки (иногда сколь угодно точные), не имея эталона (безэталонное измерение). Секрет успеха – в априорной информации, а именно в информации о законе распределения генеральной совокупности. Без знания функции распределения, конечно, ничего подобного сделать нельзя. Мощным источником дополнительной информации является также *операция ранжирования*. Это можно показать количественно, оценив изменение энтропии в ходе упорядочивания. Поскольку число различных реализаций выборки равно $n!$ и все реализации равновероятны. В случае *равномерного распределения* наименьшей дисперсией обладают *крайние статистики*. Однако крайние точки часто оказываются выбросами, поэтому этот рецепт нужно применять с известной осторожностью. В каждом конкретном случае необходимо тщательно анализировать представительность крайних значений. В некоторых случаях, возможно, окажется необходимым взять не крайнее, а второе слева или справа значение. Основная идея

сохраняется всегда: для равномерного распределения более ценными являются крайние замеры. Наоборот, в случае нормального распределения больший вес имеют центральные статистики. Так, при оценке математического ожидания одно центральное наблюдение значит больше, чем половина выборки. Однако если для определения параметров E и σ берутся замеры из самого центра упорядоченной выборки, то расстояние между замерами может оказаться слишком малым, что приводит к плохой обусловленности системы. Это и понятно, поскольку надежные оценки дисперсии невозможно получить по центральным замерам – нужно захватить «крылья» гауссовского «колокола». Таким образом, выбор статистик, по замерам которых планируется оценить параметры распределения, является неформальной задачей. Но приведенных выше соображений вполне достаточно для организации практических вычислений.

13.3 Определение статистических зависимостей параметров нефтеразработки

Построение корреляций для остаточной нефтенасыщенности и коэффициента вытеснения. Одной из основных физико-химических характеристик нефтяного пласта является коэффициент вытеснения нефти водой,

$$\beta = \frac{s_{nn} - s_{но}}{s_{nn}},$$

где s_{nn} и $s_{но}$ – начальная и остаточная нефтенасыщенность.

В настоящее время при проектировании используются осредненные статические зависимости, устанавливающие связь коэффициента вытеснения с параметрами, определяющими фильтрационно-емкостные свойства пласта и условия вытеснения нефти водой. Часто в проектах разработки

месторождений применяют корреляции, связывающие коэффициент вытеснения с проницаемостью пласта k , в виде:

$$\beta = alg^2k + blgk + c,$$

где a , b , c – эмпирические коэффициенты, определяемые из данных лабораторных исследований кернов. При этом пласты различных месторождений объединяются в несколько групп (АС, ВС

и т. д.), внутри которых для всех объектов разработки принимается зависимость с одними и теми же коэффициентами.

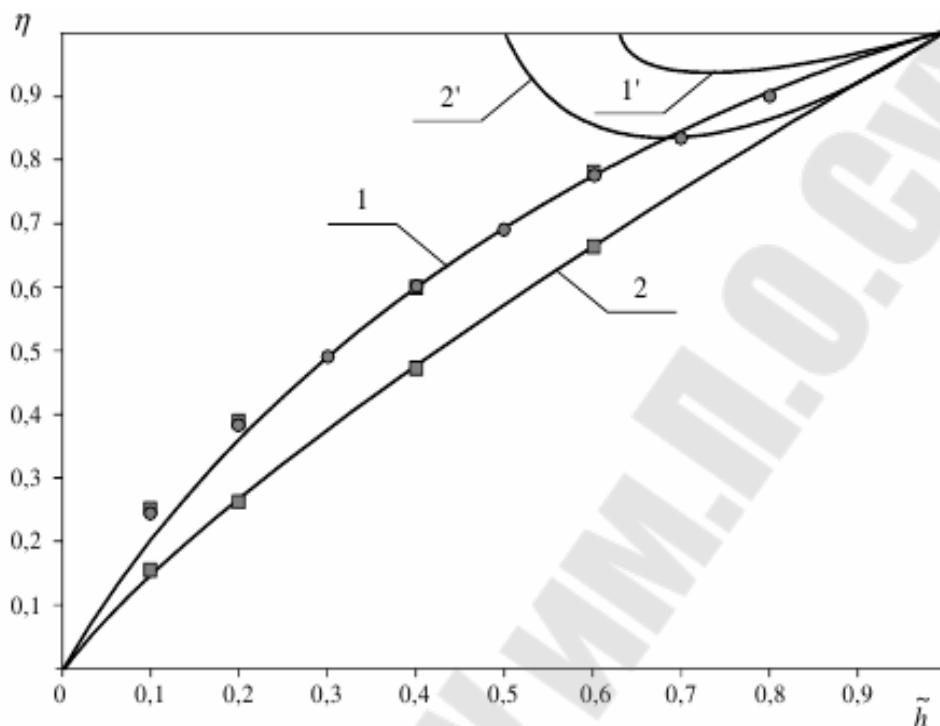


Рисунок 13.1 – Зависимость коэффициента совершенства скважины от степени вскрытия пласта

Подобный усредненный подход был оправдан в период массового ввода в разработку крупных месторождений с хорошими фильтрационными характеристиками. Однако в настоящее время, когда осваиваются площади с трудноизвлекаемыми запасами, необходимо увеличить надежность технологических решений за счет повышения точности расчетов. В связи с этим обоснование коэффициента вытеснения необходимо производить индивидуально для каждого пласта. Но при этом объем экспериментальных данных, используемых для оценки эмпирических коэффициентов, резко уменьшается, поскольку при выводе корреляционных зависимостей должны привлекаться только результаты исследований, проведенных на керне рассматриваемого объекта. Требуется также уточнение модели, поскольку в водонефтяных зонах залежей коэффициент вытеснения нефти зависит не только от проницаемости, но и от начальной нефтенасыщенности пласта (зависимости $\beta = \beta(k)$) применимы только в чисто нефтяных зонах, начальная нефтенасыщенность которых определяется насыщенностью

связанной водой, хорошо коррелируемой с проницаемостью). Если идти по пути усложнения зависимости путем введения новых членов, то это еще более усугубит проблемы, связанные с нехваткой данных для определения большого числа эмпирических коэффициентов. Эти затруднения могут быть преодолены за счет более осмысленного выбора класса функций, в котором ищется зависимость $\beta = \beta(k, s_{\text{нн}}$. Структура идентифицируемой модели должна явным образом учитывать априорную информацию о механизмах вытеснения нефти водой. Более правильно ставить задачу определения не коэффициента вытеснения, а остаточной нефтенасыщенности как функции проницаемости и начальной нефтенасыщенности $s_{\text{но}} = f(k, s_{\text{нн}})$. Коэффициент вытеснения есть величина вторичная, зависимая; она полностью определяется значениями $s_{\text{нн}}$ и $s_{\text{но}}$. Отметим, что в современных гидродинамических пакетах программ, предназначенных для моделирования процессов разработки, коэффициент вытеснения напрямую вообще не используется: он закладывается в модель лишь косвенно, путем задания значений $s_{\text{нн}}$ и $s_{\text{но}}$ ($s_{\text{нн}}$ определяется как критическая нефтенасыщенность, при которой фазовая проницаемость нефти становится равной нулю). Последнее не означает, что нужно вообще отказаться от такого понятия, как коэффициент вытеснения. Эта величина является важной интегральной характеристикой, привычным контрольным параметром, с помощью которого можно судить об адекватности расчетов.

На рисунке 13.2 представлен типичный вид зависимости остаточной нефтенасыщенности от начальной (точками показаны результаты одной из серии лабораторных экспериментов, проведенных на кернах с близкими значениями проницаемости). При малых значениях нефтенасыщенности нефть оказывается защемленной в порах капиллярными силами и вытеснить ее не удастся. Поэтому при $s_{\text{нн}} \rightarrow s_{0\text{но}} \approx s_{\text{нн}}$

С увеличением проницаемости подвижность нефти увеличивается, что приводит к уменьшению остаточной нефтенасыщенности. Использование априорной информации существенно упростило модель, позволив с помощью всего лишь двух эмпирических коэффициентов учесть еще и зависимость коэффициента вытеснения от начальной нефтенасыщенности. Априорные оценки типа имеют исключительно важное значение как

средство контроля и повышения устойчивости расчетов при решении задач восстановления зависимостей по выборкам малого объема.

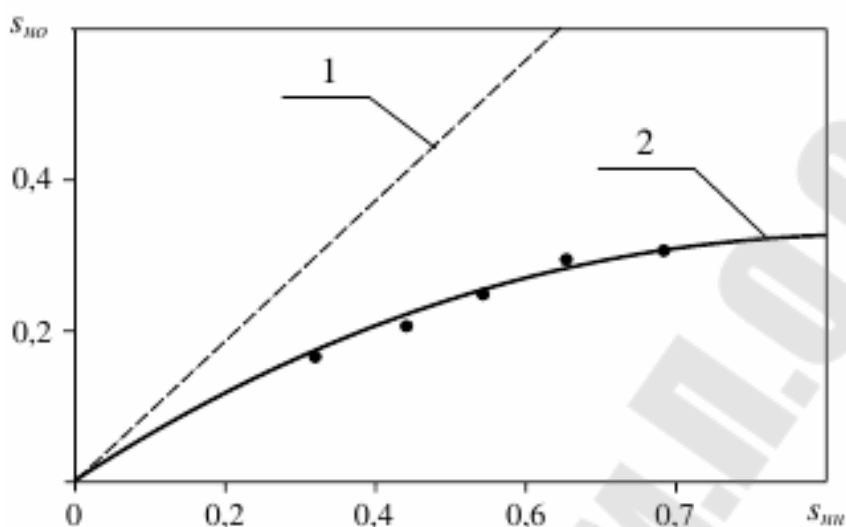


Рисунок 13.2 – Зависимость $s_{но}$ от $s_{нн}$ при постоянной проницаемости
 ● – экспериментальные точки; 1 – прямая $s_{но} = s_{нн}$; 2 – Паде-аппроксимация зависимости $s_{но}$ от $s_{нн}$ по формуле.

Метод асимптотических координат. Положим, что имеется некоторая величина F , зависящая от двух параметров p и q . Пусть в условиях эксперимента задавались определенные значения параметра $q = q_1, q_2, q_3, \dots, q_n$ и определялась зависимость F от p при фиксированных q . В том случае, когда вид полученных кривых в плоскости $p(F)$ носит качественно сходный характер, часто удается подобрать специальные координаты, с помощью которых исследуемую сложную двумерную поверхность $F = F(p, q)$ удастся описать с помощью нескольких более простых плоских кривых (при этом семейство кривых в плоскости $p(F)$, соответствующих различным значениям q , сжимается в одну универсальную кривую). В настоящее время при расчете индикаторных кривых (зависимостей дебита нефти Q от забойного давления P_c) для скважин, работающих при забойном давлении ниже давления насыщения, широко используются результаты исследования Вогеля, который путем численного решения уравнений движения газированной нефти при разных значениях параметра пласта и пластового давления получил семейства кривых, типичный вид которых представлен на рисунке 13.3. Эти кривые соответствуют различным стадиям истощения пласта и характеризуются двумя параметрами – пластовым давлением

P_{Ri} (определяемым по значению P_c при $Q = 0$) и максимальным дебитом Q_{mi} , достигаемым при P_c . При расчете каждой серии кривых начальное пластовое давление принималось равным давлению насыщения.

$$(P_{R1} = P_{нас}).$$

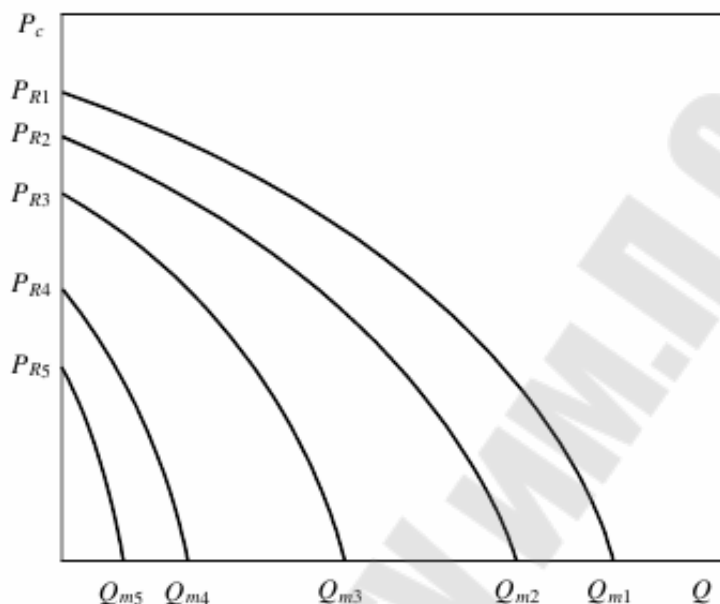


Рисунок 13.3 – Индикаторные кривые при различных значениях пластового давления

Переходя к асимптотическим координатам мы получим набор кривых (рисунок 13.4), которые могут быть довольно точно аппроксимированы единой зависимостью.

$$\tilde{Q} = \frac{Q}{Q_m}, \quad \tilde{P} = \frac{P_c}{P_R},$$

Вогель предложил искать эту зависимость в виде полинома второй степени и пришел к уравнению

$$\tilde{Q} = 1 - 0,2\tilde{P} - 0,8\tilde{P}^2.$$

Путем многочисленных расчетов им было показано, что уравнение действительно универсально: оно применимо для пластов с самыми различными фильтрационными характеристиками и PVT-свойствами флюидов. Ошибка, допускаемая при применении

уравнения Вогеля, в среднем не превышает 10%. Поскольку это уравнение не содержит в явном виде значения газового фактора, оно применимо и для обводненных скважин, если под Q понимать дебит жидкости. При разработке месторождений методом заводнения пластовое давление, как правило, поддерживается выше давления насыщения, т. е. скважины работают (при $P_c < P_{нас}$) в режиме локального разгазирования, когда газ в свободном виде выделяется только в некоторой области вблизи скважины (размеры этой области обычно не превышают несколько десятков сантиметров).

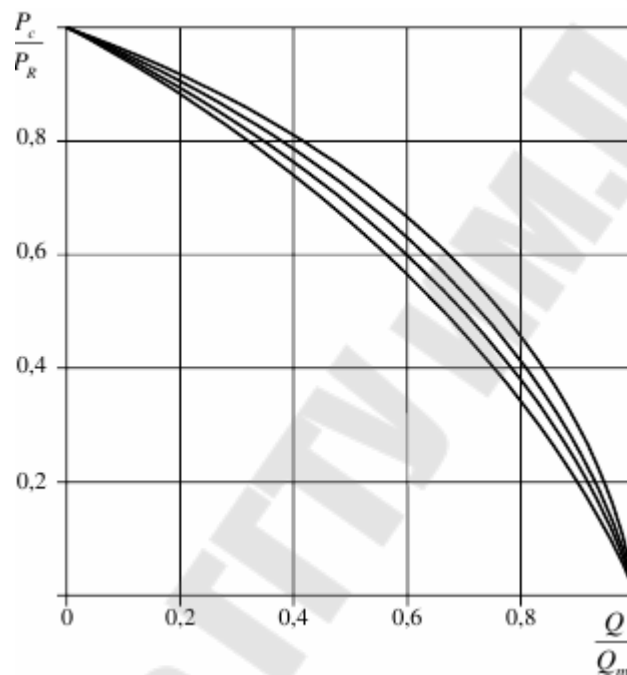


Рисунок 13.4 – Индикаторные кривые в асимптотических координатах

Для определения дебита скважины в условиях локального разгазирования предложен использовать композитную индикаторную кривую (рисунок 13.5), при построении которой используют следующие предположения:

– при $P_c < P_{нас}$ (участок АВ на рисунке 13.5) зависимость Q от P_c прямолинейна:

$$Q = K(P_R - P_c),$$

где K – коэффициент продуктивности скважины в отсутствие газа;

– при $P_{c0} < P_{нас}$ отрезок индикаторной кривой (участок BC) подобен кривой Вогеля, т. е. описывается уравнением

$$\tilde{Q} = \frac{Q - Q_{нас}}{Q_m - Q_{нас}}, \quad \tilde{P} = \frac{P_c}{P_{нас}}$$

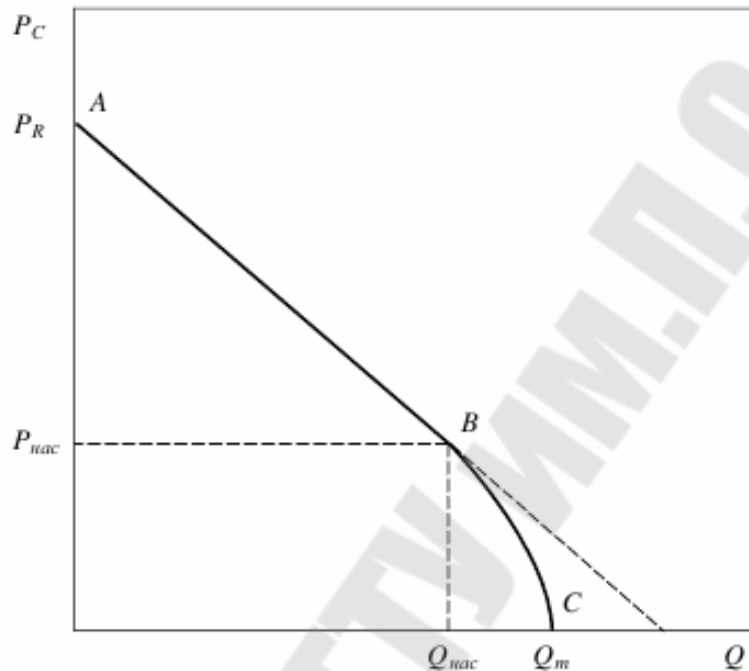


Рисунок 13.5 – Композитная индикаторная кривая

Закон Парето в оценке запасов углеводородов. Начиная с работы Крига, было принято считать, что распределение запасов минеральных богатств, включая нефть и газ, подчиняется логнормальному закону. Однако в 1962 г. Б. Мандельброт показал, что это распределение является гиперболическим и в ранговом виде может быть выражено в виде

$$r = \frac{A}{V^\alpha}$$

или

$$\ln r = \ln A - \alpha \ln V,$$

где V – запасы природных ресурсов в месторождении, имеющем ранг r в упорядоченном (по убыванию запасов) множестве всех месторождений данного региона. Таким образом, в двойных логарифмических координатах $\ln r$ и $(V)\ln$ – мы получаем прямую, типичный вид которой представлен на рисунке 13.6. Для месторождений нефти и газа обычные значения α лежат в интервале от 0,8 до 1,1. Гиперболичность распределения запасов объясняется тем, что расположение «ловушек» нефти и газа во многом определяется рельефом, а любой природный рельеф является масштабно-инвариантным. В распределении запасов проявляется и кластеризация. Например, некоторые регионы мира, такие Средний Восток или Западная Сибирь, содержат непропорциональные большие запасы нефти по сравнению с другими регионами. В то же время, распределение запасов в самих этих регионах также крайне неравномерно.

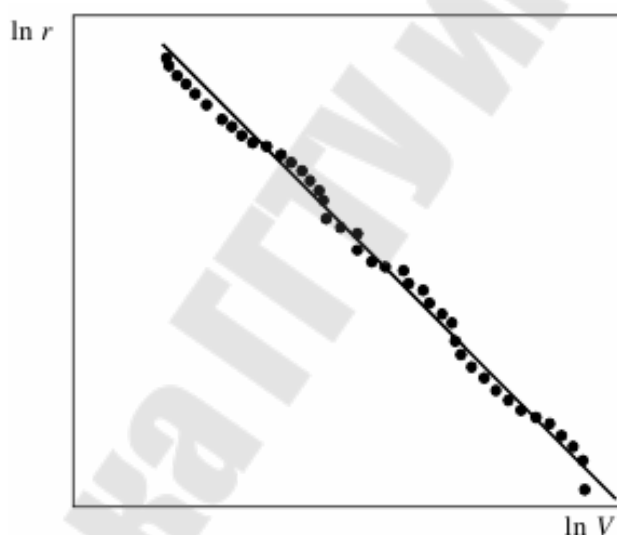


Рисунок 13.6 – Зависимость ранга месторождения от величины запасов

Следует отметить, что гиперболическое распределение запасов становится явно видным только для хорошо разведанных регионов. Дело в том, что форма распределения разведанных запасов меняется по мере открытия новых месторождений (рисунок 13.7). Как правило, вначале открываются наиболее крупные месторождения, а затем – все большее число мелких месторождений. По этой причине на ранней стадии распределение разведанных запасов напоминает логнормальное (см. кривую для момента времени t_0 на рисунке 13.7). Со временем, по мере увеличения числа открытий, кривая

распределения все больше приближается к гиперболе. Правая ветвь кривой распределения меняется мало. Это означает, что после накопления достаточного объема информации закон Парето может быть использован для оценки объема запасов, оставшихся к какому-то моменту времени неоткрытыми. Линия АВ на рисунке 13.8 делит разведанные месторождения на две категории. Месторождения первой категории (справа от линии АВ) хорошо разведаны, поэтому они подчиняются закону в координатах $\ln V - \ln r$ и ложатся на прямую СА. Месторождения второй категории (они расположены слева от прямой АВ) открыты на все, поэтому представляющие их точки отклоняются от прямой СА. Продолжив прямую СА, мы можем оценить величину неоткрытых еще запасов (область 3 на рисунке 13.8). Подчеркнем, что эта возможность неразрывно связана с масштабной инвариантностью иерархии запасов. Только то обстоятельство, что распределение мелких месторождений подобно распределению крупных, позволяет нам, «обучившись» на примере уже открытых месторождений, сделать обоснованный прогноз запасов еще неоткрытых месторождений. При этом закон Парето становится полезным инструментом количественной оценки величины неразведанных запасов.

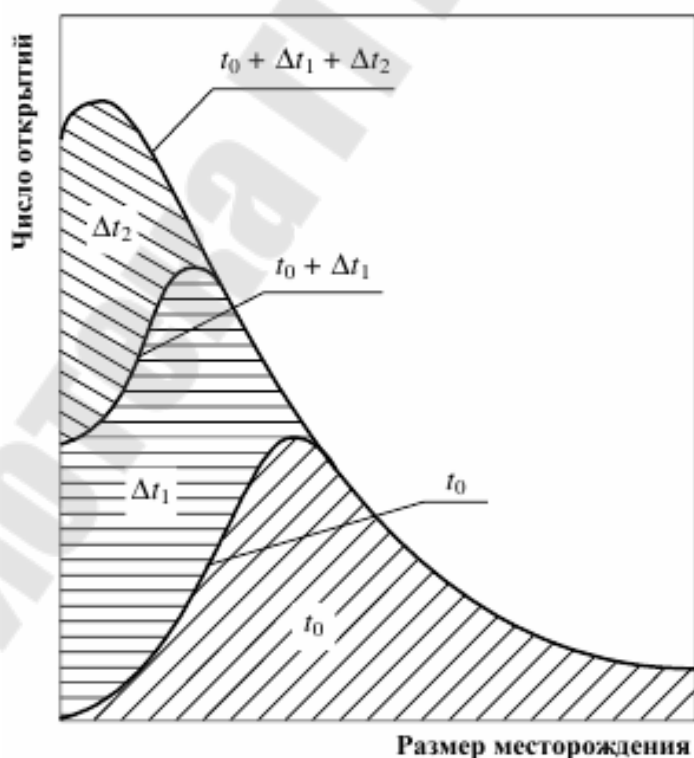


Рисунок 13.7 – Распределение размеров разведанных месторождений

Оценки запасов, полученные с помощью закона Парето, превышают прогнозные значения, которые дает применение логнормального закона, поскольку гиперболическое распределение допускает существование большого числа мелких месторождений. Фрактальность распределения запасов нефти и газа может быть подтверждена с помощью анализа пространственного распределения «сухих» скважин и скважин, в которых был зарегистрирован приток углеводородов. Для этого карта расположения скважин в некотором регионе делится на квадратные ячейки с длиной стороны ε и подсчитывается общее число N_ε ячеек, в которые попадает хотя бы одна продуцирующая («дающая» нефть или газ) скважина.

При уменьшении ε число N_ε растет по закону

$$N_\varepsilon \sim \frac{1}{\varepsilon^D},$$

где D – фрактальная размерность (обычно $D \approx 1,5$).

Отметим, что если бы запасы были распределены равномерно, то величина D была бы равна в точности двум. Фрактальные представления все глубже проникают в нефтяную науку, революционным образом изменяя мышление ученых и инженеров. Некоторое представление об этом процессе может дать динамика числа публикаций с применением теории фракталов (рисунок 13.9) построенный по данным до 1992 г.. Как мы видим, начиная с 80-х годов наблюдается взрывоподобный подъем интереса к фракталам в физике и химии. Рост числа статей в науках о Земле и нефтяном деле слегка запаздывает, но совершенно очевидно, что интерес геологов, геофизиков и нефтяных инженеров к теории фракталов будет стремительно расти по мере того, как они будут осознавать ее пользу.

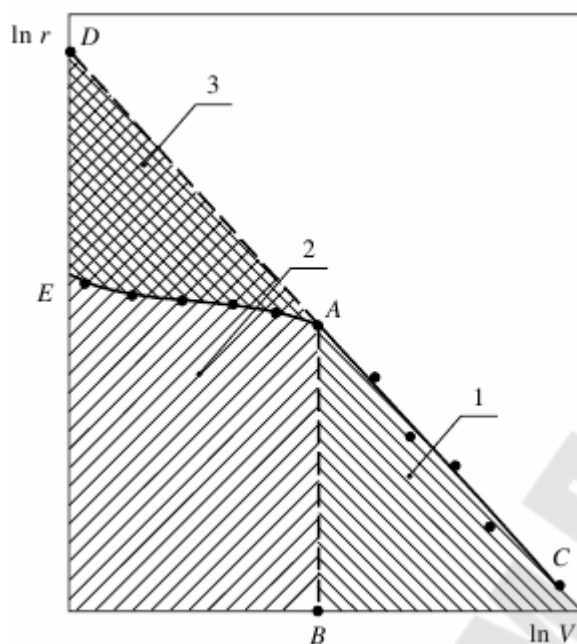


Рисунок 13.8 – Зависимость ранга разведанных месторождений от запасов.

1 – запасы, подчиняющиеся закону Парето; 2 – запасы из категории недоразведанных; 3 – неоткрытые запасы.

Коэффициент охвата сеткой скважин фрактально-распределенных запасов нефти. Все нефтяные залежи в той или иной степени прерывисты, т. е. состоят из множества нефтенасыщенных песчаных тел (линз), отделенных друг от друга непроницаемыми породами. Ясно, что в этих условиях полнота извлечения нефти тем больше, чем плотнее сетка пробуренных скважин. Для количественной оценки вовлеченности запасов нефти в разработку вводят так называемый коэффициент охвата пласта сеткой скважин K_c , определяемый как

$$K_c = \frac{V_c}{V_0}$$

где V_0 – суммарный объем нефтенасыщенных песчаных тел, V_c – объем коллекторов, вовлеченных в разработку пробуренными скважинами. Прерывистый пласт обычно моделируют случайным образом расположенными песчаными линзами характерного размера l . Показано, что при этом коэффициент охвата сеткой K_c экспоненциально зависит от плотности сетки скважин:

$$K_c = e^{-aS/l^2}$$

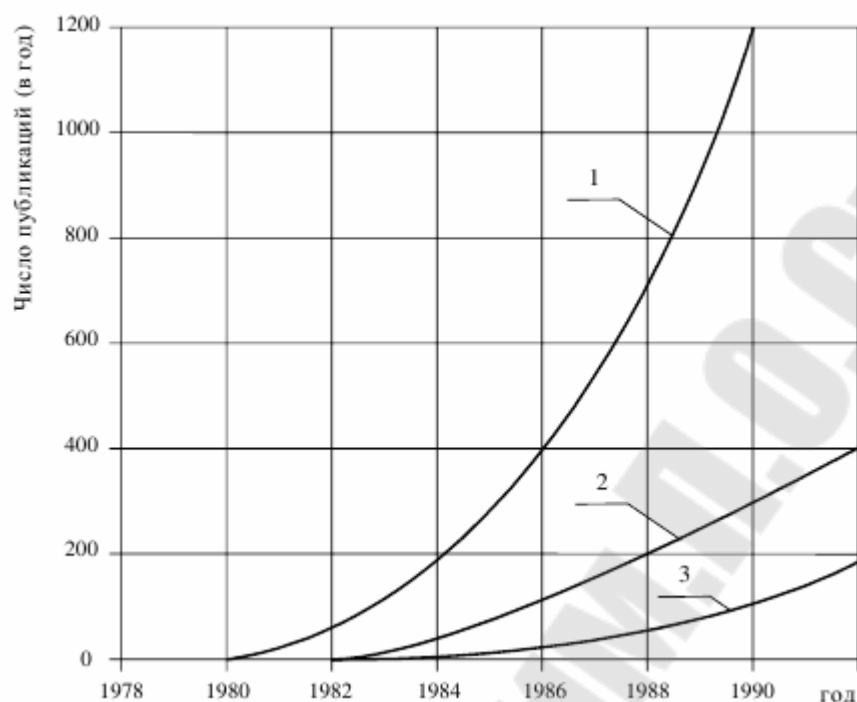


Рисунок 13.9 – Динамика числа статей и книг, в которых используется теория фракталов: 1 – в физике, 2 – в химии, 3 – в нефтяном деле и науках о Земле.

где S – площадь пласта, приходящаяся на одну скважину, а $\alpha > 0$ – постоянный коэффициент. Однако моделирование прерывистых пластов с помощью «набора» линз одного характерного размера не позволяет адекватным образом учесть фрактальность их строения. Как известно, геологические структуры образовались в результате бесчисленных повторений растяжений, сжатий, подъемов, опусканий, передвижения продуктов эрозии на протяжении миллионов лет. На примере преобразования пекаря мы уже видели, что подобные процессы всегда приводят к образованию фракталов. Поэтому прерывистость пластов фрактальна, и вместо набора линз одного размера мы имеем масштабно-инвариантную иерархию линз различного размера, распределенных по закону Парето.

Закон Парето в нефтегазодобыче. Гиперболический закон описывает не только распределение запасов, он характерен также для многих систем и процессов, связанных с добычей нефти и газа. Наиболее ярко это проявляется в асимметричности многих показателей разработки, приводящей к закономерностям, подобным принципу «80%–20%» Парето. Например, основная часть притока жидкости в скважину обычно поступает из пропластков, занимающих лишь малую часть всей продуктивной мощностью пласта. Анализ

фонда скважин показывает, что обычно небольшая часть скважин (20%–30%) обеспечивает «львиную» долю общей добычи (80%–70%) месторождения. Распределение скважин по дебиту нефти описывается, как правило, законом Парето (рисунок 13.10).

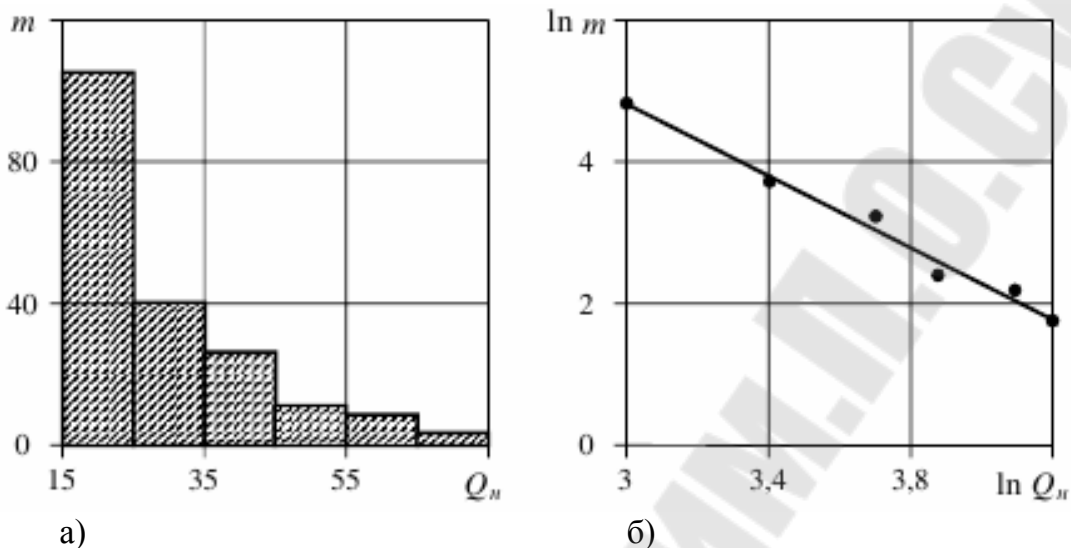


Рисунок 13.10 – Распределение скважин по дебиту нефти
 а) гистограмма зависимости числа скважин m от дебита нефти Q_n ;
 б) зависимость $\ln m$ от $\ln Q_n$

Выделение на основе принципа Парето основных объектов, являющихся определяющими для данного технического процесса, позволяет правильно планировать и организовать необходимые геолого-технические мероприятия. Например, анализ бездействующего фонда скважин с использованием закона Парето позволяет выделить 20%–30% скважин, определяющих основную долю «отложенной» добычи и подлежащих первоочередному ремонту. Закон Парето может послужить основой для построения некоторых диагностических процедур. Так, если рассматриваемая выборка неоднородна, то в логарифмических координатах мы получим не одну, а несколько прямых. При этом точки, лежащие на одном отрезке, можно считать принадлежащими одной выборке (рисунок 13.11).

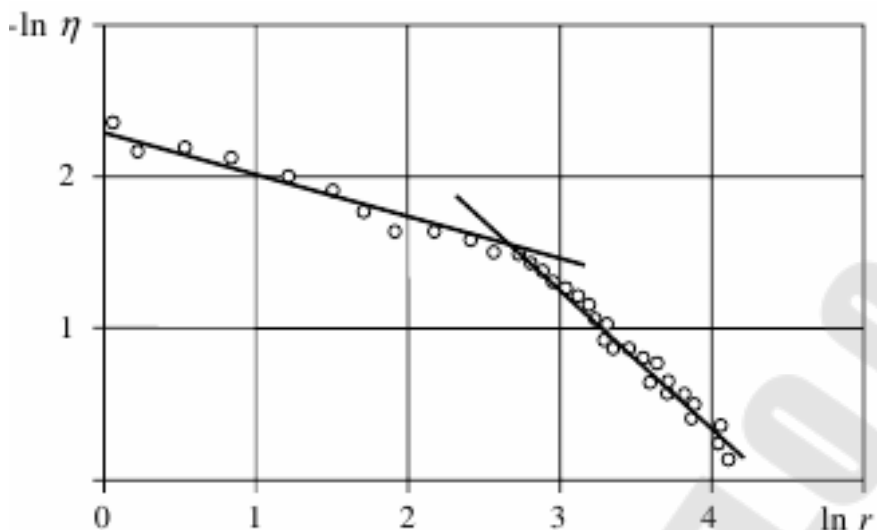


Рисунок 13.11 – Зависимость логарифма коэффициента нефтеотдачи от логарифма ранга месторождения

Как видно из рисунка 13.11, выделяются два прямолинейных дифференцированного подхода к оптимизации разработки участка, что соответствует двум типам месторождений. На рисунке 13.12 приведены зависимости логарифма дебита нефти скважины от логарифма ее ранга, построенные для одного из участков месторождения Саматлор, до и после обработки скважин этого участка полимернокислотным реагентом в целях интенсификации добычи.

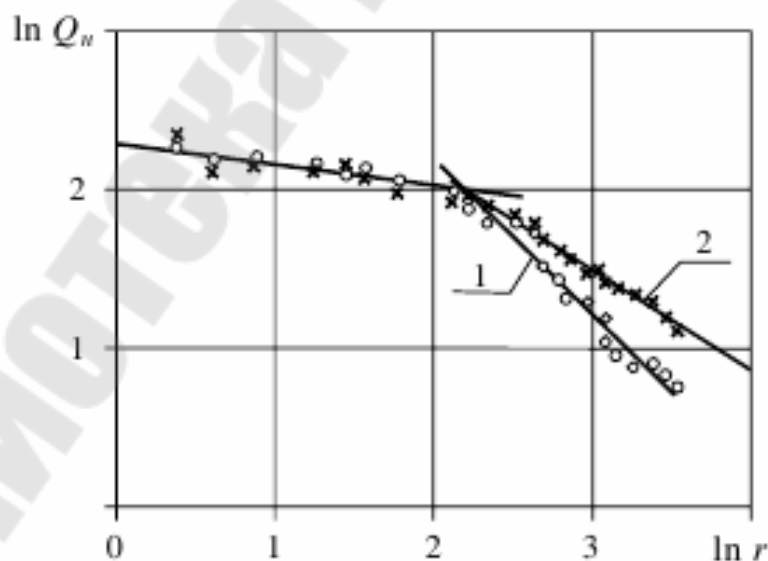


Рисунок 13.12 – Зависимость логарифма дебита Q_n скважин от логарифма ранга r : – до обработки (прямая 1); – после обработки (прямая 2)

Как видим, скважины участка подразделяются на две группы – высокодебитных и низкодебитных скважин, – которые по-разному реагируют на проведенную обработку. Заметный положительный эффект получен только на скважинах второй группы, поэтому при применении этой технологии интенсификации на других участках месторождения следует вначале разбить скважины на две группы, используя координаты Парето, и проводить обработку только на скважинах второй группы.

Одной из целей оптимизации разработки нефтяных месторождений является достижение однородности режимов работы скважин и выработки запасов нефти. Поэтому построение кривых Лоренца в координатах «доля скважин» – «доля добычи» может оказаться весьма полезным инструментом для оценки неоднородности работы фонда скважин, а также для оценки изменения неоднородности после проведения тех или иных мероприятий. Количественные оценки могут быть получены путем вычисления значений коэффициента Лоренца (Джини). Кривая Лоренца может быть использована также для оценки неоднородности строения пласта. Пусть k_i , m_i , h_i , где $i = (1, 2, \dots, N)$ – проницаемость, пористость и мощность i -го пропластка в разрезе пласта. Ранжируя пропластки в порядке убывания проницаемости, получим упорядоченную выборку $\{k(i), m(i), h(i)\}$, с помощью которой вычислим частичные суммы

$$\mu = \frac{\sum_{i=1}^n k(i) h(i)}{\sum_{i=1}^N k(i) h(i)} \quad \text{и} \quad \nu = \frac{\sum_{i=1}^n m(i) h(i)}{\sum_{i=1}^N m(i) h(i)}, \quad n = 1, 2, \dots, N$$

В случае однофазной фильтрации величина μ имеет смысл доли фильтрационного потока, притекающей к скважине через поры, занимающие долю ν от общего объема пор, вскрытых данной скважиной.

Для примера, на рисунке 13.13 приведена кривая Лоренца, характеризующая послойную неоднородность одного из участков пласта.

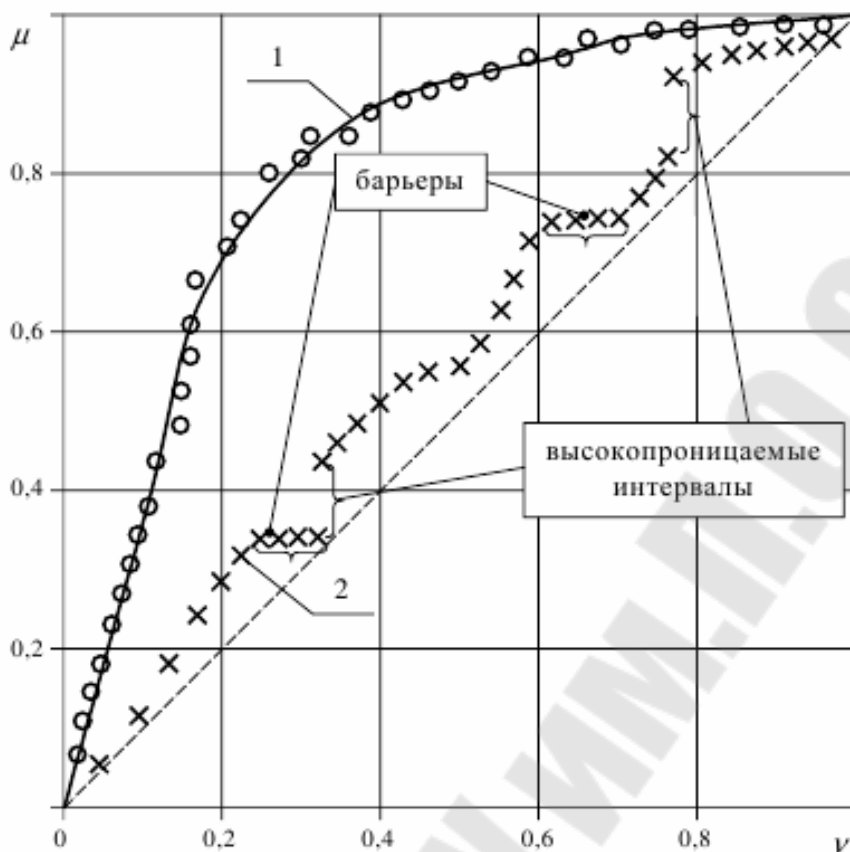


Рисунок 13.13 – Кривая Лоренца для неоднородного пласта

1 – Кривая Лоренца $L=(0,73 ;)$

2 – зависимость μ от v для статиграфически упорядоченных данных;

○ – ранжированные данные; x – неранжированные данные.

Как видим, 80% притока к скважине обеспечивается всего лишь 25% общей мощности пласта, что объясняется большой неоднородностью пласта $L=(0,73 ;)$. На рисунке 13.13 приведена также кривая $\mu = \mu(v)$ (кривая 2), полученная для тех же данных, упорядоченных не по проницаемости, а статиграфически (т. е. согласно глубине залегания). Такие кривые предложено использовать для выделения так называемых «элементов потока» (flow units) – интервалов с более или менее однородными свойствами. Так, на кривой 2 хорошо видны высокопроницаемые интервалы и интервалы, образованные низкопроницаемыми породами (барьеры). Подобные кривые могут оказаться очень полезными при обосновании необходимого числа слоев при создании трехмерных гидродинамических моделей. Обратим внимание на то, что кривая 2 выглядит более изломанной, чем кривая 1, хотя они обе получены в

результате интегрирования данных. Следовательно, ранжирование, используемое при построении кривой Лоренца, еще более «сглаживает» данные. В этом смысле операция ранжирования сама по себе подобна операции интегрирования. Это и понятно, поскольку при определении ранга единичного значения нужно «просмотреть» всю выборку.

13.4 Нечеткие алгоритмы принятия решений

Как правило, принятие решений при управлении процессами разработки нефтяных месторождений (в частности, при определении желательности проведения или при оценке эффективности того или иного геологотехнического мероприятия) не может быть произведено с помощью одного единственного критерия (показателя эффективности). Так, при рассмотрении вопроса об остановке высокообводненных скважин следует принять во внимание не только величину обводненности продукции, но также гидродинамические последствия, связанные с перераспределением фильтрационных потоков воды и возможным «запечатыванием» запасов нефти. Еще один пример: анализ промысловых данных показывает, что эффективность заводнения скважин существенно зависит от большего числа геолого-геофизических (степень неоднородности пласта по разрезу, доля наиболее продуктивного прослоя в общей продуктивности) и промыслово-технологических (дебит нефти, обводненность продукции, темпы изменения дебитов нефти и жидкости) факторов, учет которых необходим при выборе скважин для проведения мероприятий. Таким образом, типичной для задач контроля и управления процессами разработки месторождений является многокритериальность – наличие ряда показателей W_1, W_2, \dots, W_n , одни из которых желательно обратить в максимум, другие – в минимум. Существенной особенностью многокритериальных задач является невозможность нахождения решения, одновременно удовлетворяющего всем критериям. Решение, обращающее в максимум один какой-то показатель, как правило, не обращает ни в максимум, ни в минимум другие. В такой ситуации математический анализ позволяет решить только ограниченную задачу «выбраковки» из множества возможных решений заведомо неудачных, уступающих другим по всем критериям решений. В результате отбрасывания заведомо непригодных решений образуется так называемое

множество Парето – совокупность решений, характерных тем, что ни для одного из них не существует доминирующего лучшего по всем показателям сразу решения. Таким образом, математический анализ сужает область, в которой ищется решение, делает ее более обозримой. Окончательный же выбор в пользу того или иного варианта из множества Парето должен осуществить человек, особый взять на себя ответственность за принятое решение (такого человека принято называть ЛПР – Лицо, Принимающее Решение). Однако в тех случаях, когда решение приходится принимать многократно (при анализе режимов работы большего числа скважин, например), или же когда выбор решения передается автоматизированным системам управления, необходимо выработать некоторые формальные правила, применяемые без участия человека. Эти правила основываются на эвристических методах принятия компромиссных решений и обобщают опыт, интуицию специалистов в данной области (экспертов). Как правило, формализация процедур принятия решения осуществляется путем сведения многокритериальной задачи к однокритериальной, т. е. путем составления обобщенного критерия W , являющегося какой-то функцией критериев W_i . Часто в качестве обобщенного показателя применяют взвешенную сумму частных критериев, в которую каждый из них входит с каким-то весом α_i , отражающим его важность:

$$W = \sum \alpha_i W_i \dots$$

Веса α_i подбираются с учетом мнения экспертов. Еще один способ решения многокритериальных задач связан с использованием теории нечетких множеств.

Контрольные вопросы:

1. Необходимость привлечения априорной информации на этапе постановки математических задач в нефтегазодобыче.
2. Операция ранжирования – как источник информации.
3. Критерии выбора статистик.
4. Построение корреляций для остаточной нефтенасыщенности и коэффициента вытеснения.
5. В чём заключается метод асимптотических координат?
6. Закон Парето в нефтегазодобыче.

7. Многокритериальность в управлении процессами разработки месторождений.

8. Что такое множество Парето?

Контрольные вопросы для промежуточных аттестаций

1. Возможности геологической модели.
2. Задачи гидродинамического моделирования.
3. Как происходит процесс адаптация модели к реальным условиям?
4. Задачи, решаемые в рамках геолого-технологического моделирования.
5. Понятие секторного моделирования.
6. Условия создания и использования секторной модели.
7. Основная проблема исследований на секторных моделях.
8. Необходимость создания интеллектуальной системы управления.
9. Понятие «интеллектуальный» нефтепромысел.
10. Суть концепции «интеллектуальных» нефтепромыслов.
11. Структура «интеллектуального» нефтепромысла.
12. Понятие виртуального месторождения.
13. Практическое значение моделей «интеллектуальных» нефтепромыслов.
14. Основные цифровые технологии современности.
15. Роль информационных технологий в нефтегазодобыче.
16. История развития цифровой трансформации нефтегазовой отрасли.
17. Понятие «умные скважины».
18. Причины роста спроса на услуги сервисных геофизических компаний.
19. Рынок программного обеспечения профильной деятельности нефтегазовых компаний.
20. Функции самообучающегося комплекса «цифровой двойник».
21. Ведущие фирмы-производители программного обеспечения.
22. Чем обусловлен успех внедрения и широкого применения ПО иностранных компаний?
23. Основные недостатки использования зарубежного ПО для моделирования месторождений нефти и газа в российских и белорусских компаниях.

24. Особенности процесса моделирования месторождений нефти и газа и разработки проектных документов.

25. Наиболее употребляемых программ для решения ряда инженерных задач.

26. Возможности программного продукта DESKTOP-VIP.

27. Подготовка исходной информации для программного продукта DESKTOP-VIP.

28. Визуализация результатов гидродинамического моделирования.

29. Практическое применение программного продукта DESKTOP-VIP при моделировании процессов разработки нефтяных месторождений.

30. Проблемы моделирования сложных объектов.

31. Математическое решение проблем моделирования.

32. Понятие сетевых структур.

33. Особенности математики сетей.

34. Понятие о p -адических числах.

35. Принципы геометрии числовой асимметрии.

36. Сущность аддитивной погрешности.

37. Сущность мультипликативной погрешности.

38. Как понимать связь вещественных и p -адических чисел.

39. Понятие случайности.

40. Универсальные свойства фракталов и p -адических чисел воплощающиеся в свойствах современных компьютеров.

41. Сущность геометрии пласта.

42. Предпосылки повышения роли гидродинамического моделирования для повышения эффективности разработки месторождений на данном этапе разработки месторождений.

43. Этапы процесса создания гидродинамической модели.

44. Перечень исходных данных при построении модели месторождения.

45. Проблемы при формировании гидродинамической модели.

46. Достоинство кластерного анализа.

47. Задача кластерного анализа.

48. Понятие радиуса кластера.

49. Работа кластерного анализа.

50. Понятие стандартизации переменных.

51. Измерение близости объектов.

52. Сущность метода древовидной кластеризации.

53. Основные способы определения близости между объектами.
54. Иерархические методы кластеризации.
55. Функции системы STATISTICA при кластерном анализе.
56. Обосновать необходимость моделирования движения структурированных неоднородных сред.
57. Сущность теории самоорганизации.
58. Возможности фрактальной геометрии в процессе моделирования объектов нефтепромысла.
59. Использование фрактальных характеристик временных рядов замеров для повышения надежности диагностирования технологических систем.
60. В чём сущность вейвлет-анализа?
61. Проявления хаоса в динамических системах.
62. Синергетическое представление эволюции сложных систем в нефтяной промышленности.
63. Роль обратных задач в нефтегазодобыче при решении вопросов моделирования.
64. Какова сущность метода структурной минимизации среднего риска?
65. В чём состоит сложность математического моделирования процессов нестационарной фильтрации?
66. В чём состоит сложность идентификации модели упругого пласта?
67. Необходимость привлечения априорной информации на этапе постановки математических задач в нефтегазодобыче.
68. Операция ранжирования – как источник информации.
69. Критерии выбора статистик.
70. Построение корреляций для остаточной нефтенасыщенности и коэффициента вытеснения.
71. В чём заключается метод асимптотических координат?
72. Закон Парето в нефтегазодобыче.
73. Многокритериальность в управлении процессами разработки месторождений.
74. Что такое множество Парето?
75. Определение статистических зависимостей параметров нефтегазодобычи.

Вопросы к зачёту по дисциплине

1. Геологическая модель пласта.
2. Гидродинамическая модель.
3. Гидродинамическая модель как основа постоянно действующей геолого-технологической модели месторождения.
4. Секторное моделирование.
5. Необходимость формирования «интеллектуальных» нефтепромыслов.
6. Сущность понятия «интеллектуальный» нефтепромысел.
7. Структура «интеллектуального» нефтепромысла.
8. Практическое значение моделей «интеллектуальных» нефтепромыслов.
9. Основные цифровые технологии.
10. История развития цифровой трансформации нефтегазовой отрасли.
11. Оцифровка нефтедобычи.
12. Рынок программного обеспечения профильной деятельности нефтегазовых компаний.
13. Обзор фирм - производителей программного обеспечения.
14. Анализ факторов программного обеспечения, созданного зарубежными компаниями.
15. Сравнительные характеристики технологических линеек программного обеспечения.
16. Обзор наиболее употребляемых программ для решения ряда инженерных задач.
17. Краткое описание используемого программного обеспечения.
18. Подготовка исходной информации.
19. Визуализация результатов гидродинамического моделирования.
20. Исследование процессов разработки нефтяных месторождений на упругом режиме и начальной стадии режима растворённого газа.
21. Проблемы моделирования сложных объектов.
22. Математическое решение проблем моделирования.
23. Особенности математики сетей.
24. Числовая асимметрия.
25. Оценка измерений в практической геологии.
26. Инволюция-отрицание и случайность.

27. Возможности теоретического анализа и моделирования компьютерных изображений.
28. Геометрия пласта как независимый параметр.
29. Роль гидродинамического моделирования для повышения эффективности разработки месторождений.
30. Этапы процесса создания гидродинамической модели.
31. Сбор и подготовка исходных данных.
32. Проблемы при формировании модели.
33. Введение в кластерный анализ.
34. Задачи кластерного анализа.
35. Работа кластерного анализа.
36. Стандартизация переменных.
37. Измерение близости объектов.
38. Характеристики близости объектов.
39. Описание методов кластерного анализа.
40. Пример решения практической задачи кластерным анализом в пакете STATISTICA.
41. Теория самоорганизации.
42. Использование для моделирования неупорядоченных систем теории фракталов.
43. Детерминированный хаос.
44. Синергетическое представление эволюции сложных систем.
45. Роль обратных задач в процессе моделирования.
46. Метод структурной минимизации среднего риска.
47. Оценка начальных запасов газовых месторождений и оценка запасов газа в деформируемых пластах.
48. Методы идентификации модели упругого пласта.
49. Необходимость привлечения априорной информации на этапе постановки задач.
50. Статистические преобразования.
51. Определение статистических зависимостей параметров нефтеразработки.
52. Нечеткие алгоритмы принятия решений.
53. Математическое решение проблем моделирования
54. Предпосылки повышения роли гидродинамического моделирования для повышения эффективности разработки месторождений на данном этапе разработки месторождений.
55. Необходимость привлечения априорной информации на этапе постановки математических задач в нефтегазоразработке.

Рекомендуемая литература

1. Абызбаев И.И., Леви Б.И. Повышение эффективности разработки водонефтяных зон нефтяных месторождений платформенного типа. Обзорная информация, Сер. Нефтепромысловое дело. – М., ВНИИОЭНГ, 1979,
2. Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем. – М.: Недра, 1982. – 407 с.
3. Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем. – М.: Недра, 1982.
4. Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем. Москва – Ижевск, "Институт компьютерных исследований", 2004, 416 с.
5. Афанасьева Н. Ю. Вычислительные и экспериментальные методы научного эксперимента : учеб. пособие для вузов / Афанасьева Н. Ю.; . - М.: Кнорус, 2010. – 330 с.
6. Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М. Движение жидкостей и газов в природных пластах. – М.: Недра, 1984.
7. Басниев К.С., Кочина И.Н., Максимов В.М. Подземная гидромеханика: Учебник для вузов. – М.: Недра, 1993.
8. Березина А.А. Целесообразность перехода к концепции интеллектуального месторождения в условиях современных проблем нефтегазодобывающего комплекса // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом N 2. 2015. С. 42-46.
9. Бравичева Т.Б., Бравичев К.А., Палий А.О. Компьютерное моделирование процессов разработки нефтяных месторождений: Учебное пособие – Издательский центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2013.-245 с.
10. Булаев В.В., Закиров С.Н., Роцин А.А. Основы секторного моделирования / Газовая промышленность – 2007 - N2 5.
11. Буреева Н.Н. Многомерный статистический анализ с использованием ППП “STATISTICA”. Учебно-методический материал по программе повышения квалификации «Применение программных средств в научных исследованиях и преподавании математики и механики». Нижний Новгород, 2007, 112 с.
12. Волков И. К. Исследование операций : учебник для вузов / Волков И. К.; Загоруйко Е. А. ; Под ред. В. С.Зарубина, А.П. Крищенко. – изд. 3-е, стер.. – М.: Изд-во МГТУ, 2004. – 440 с.

13. Геологическое и гидротермодинамическое моделирование месторождений нефти и газа / Р.М. Тер-Саркисов, В.М. Максимов, К.С. Басниев, А.Н. Дмитриевский, Л.М. Сургучев. М. – Ижевск, 2015. 452 с.

14. Гиматутдинов Ш.К. Физика нефтяного пласта. – М.: Недра, 1977.

15. Гладков Е.А. Теоретическая и практическая невозможность построения детальной фильтрационной модели на основе геологической модели // Бурение и нефть. – 2009. – №7-8. – С. 22-23.

16. Гладков Е.А., Гладкова Е.Е. Стандартные ошибки и их устранение при создании трехмерной геолого-технологической модели месторождений углеводородов // Горные ведомости. – 2010. – №1. – С. 48-53.

17. Гладков Е.А., Гладкова Е.Е. Трехмерная геолого-технологическая модель месторождения УВ на основе индивидуальной поскважинной адаптации // Газовая промышленность. – 2010. – №5. – С. 36-39.

18. Гладков Е.А. Геологическое и гидродинамическое моделирование месторождений нефти и газа: учебное пособие / Е.А. Гладков. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 84 с.

19. Гладков Е.А., Гладкова Е.Е. Изменение фильтрационно-емкостных свойств залежей в процессе их разработки // Oil&Gas Journal Russia. – 2011. – №9. – С.75-79.

20. Гладков Е.А., Гладкова Е.Е. Неоднозначность геолого-технологической информации в процессе адаптации гидродинамической модели // Бурение и нефть. – 2008. – №10. – С. 40-41.

21. Дементьев Л.Ф. Математические методы и ЭВМ в нефтегазовой геологии. – М.: Недра. – 1983. – 189 С.

22. Добрынин В.М. Деформации и изменения физических свойств коллекторов нефти и газа. – М.: Недра, 1970.

23. Душин С. Е. Моделирование систем управления: учеб. пособие для вузов по направлению "Управление в технических системах" / Душин С. Е.; Красов А. В., Кузьмин Н. Н.; под ред. С. Е. Душина. - М.: Студент, 2012. – 348 с.

24. Дюнин В.И., Корзун В.И. Гидрогеодинамика нефтегазоносных бассейнов. – М.: Научный мир, 2005. – 524 с.

25. Ентов В.М., Зазаветский А.Ф. Гидродинамика процессов повышения нефтеотдачи. Препринт ИПМ АН СССР, 1989.
26. Ефимов А. Н. Порядковые статистики – их свойства и приложения. – М.: Знание, 1980. – 64 с.
27. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений: Учебник для вузов. – М.: Недра, 1998.
28. Закиров С.Н. Анализ проблемы «Плотность сетки скважин – нефтеотдача».- М.: Издательский дом «Грааль», 2002.
29. Закиров С.Н., Закиров Э.С., Индрупский И.М. Новые представления в 3D геологическом и гидродинамическом моделировании // Нефтяное хозяйство. – 2006. – №1. – С. 34–41.
30. Закиров Э.С. Upscaling в 3D компьютерном моделировании. – М.: ЗАО «Книга и Бизнес», 2007. – 344 с.
31. Закиров Э.С. Трехмерные многофазные задачи прогнозирования, анализа и регулирования разработки месторождений нефти и газа. – М.: Издательский дом «Грааль», 2001.
32. Закревский К.Е. Геологическое 3D моделирование. – М.: ООО ИПЦ «Маска», 2009. – 376 с.
33. Закревский К.Е. Геологическое 3D моделирование. М.: 2009. 376 с.
34. Захарова А.А. Модели, алгоритмы и программы, развивающие технологию 3D – моделирования нефтегазовых месторождений: Автореф. диссертации доктора технических наук: 05.13.01: - Томск, 2010. – 35 с.
35. Захарова А.А., Сморгалова Е.В., Казанцева И.А. Инструментальные средства для анализа 3D-моделей месторождений нефти и газа // Ашировские чтения: Труды II Междунар. научно-практ. конф. – Самара, 2004.
36. Изотов А.Д., Маврикиди Ф.И. Фракталы. Самара, СГАУ, 2011. 128 с.
37. Индрупский И.М. Новые научно-методические и технологические решения применительно к разработке месторождений нефти и газа на основе модели эффективного порового пространства. Автореф. дисс. ...докт. техн. Наук: 25.00.17: – Москва, 2010. – 51 с.
38. Каневская Р.Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов. – М. – Ижевск: ИКИ, 2002. – 140 с.

39. Каневская Р.Д. Математическое моделирование разработки месторождений нефти и газа с применением гидроразрыва пласта. – М.: Недра, 1999. – 212 с.

40. Каневская Р.Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов. – Москва – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2002.

41. Кендалл М. Дж. Ранговые корреляции. – М.: Статистика, 1975.

42. Комагоров В.П., Фофанов О.Б., Мехтиев Э.М. Система адаптивного управления разработкой «интеллектуального» месторождения // Доклады ТУСУРа № 4 (34), 2014. С. 171-175.

43. Кричлоу Г.Б. Современная разработка нефтяных месторождений – проблемы моделирования. – М.: Недра, 1979.

44. Леви Б.И., Халимов Э.М. Технология повышения нефтеотдачи пластов. – М.: Недра, 1984.

45. Лысенков В.Д. Инновационная разработка нефтяных месторождений. – М: Недра-Бизнесцентр, 2000. – 516с. – Библиогр.: с. 514.

46. Маврикиди Ф.И. Числовая асимметрия в прикладной математике: фракталы, р-адические числа, апории Зенона, сложные системы. М., Дельфис, 2015. 416 с.

47. Маскет М. Физические основы технологии добычи нефти. — М.: Гостоптехиздат, 1953.- 606 с.

48. Методические рекомендации по работе с пакетом DESCTOP VIP, компании Ladmark, 2002.

49. Методическое руководство по определению технологических показателей нефтегазоконденсатодобычи на основе косвенной информации. – Баку: АЗИНЕФТЕХИМ, 1987. – 24 с.

50. Методы математической физики: методические указания к практическим занятиям / В.В. Попов; Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М.И. Платова.– Новочеркасск: ЮРГПУ (НПИ), 2016. – 18 с.

51. Мирзаджанзаде А.Х., Хасанов М.М., Бахтизин Р.Н. Моделирование процессов нефтегазодобычи. Нелинейность, неравновесность, неопределенность. М.: Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. 368 с.

52. Мирзаджанзаде А. Х. Принятие решений в газодобыче. – М.: ЦП НТО НГП им. акад. И. М. Губкина, 1987. – 49 с.

53. Мирзаджанзаде А.Х., Хасанов М.М., Бахтизин Р.Н. Моделирование процессов нефтегазодобычи. Нелинейность, неравновесность, неопределенность. – Москва – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004, 368 стр.

54. Мирзаджаюаде АХ, Степанова Г.С. Математическая теория эксперимента в добыче нефти и газа. – М.: Недра, 1977.

55. Мирчинк М.Ф. и др. Физико-геологические проблемы повышения нефтеотдачи пластов.- М.: Недра, 1975.

56. Мищенко И. Т., Бравичева Т.Б., Ермолаев А.И. Выбор способа эксплуатации скважин нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами.– М.: Нефть и газ, 2005.

57. Палий А.О. Режимы разработки нефтяных месторождений. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 1999.

58. Розенберг М.Д., Кундин С.А. Многофазная многокомпонентная фильтрация при добыче нефти и газа. – М.: Недра, 1978.

59. Рыжик В.М. Увеличение нефтеотдачи пластов за счет заводнения. Обзорная информация, сер. Нефтепромысловое дело. – М.: ВНИИОЭНГ- 1977, 55 С.

60. Силич В.А., Комагоров В.П., Савельев А.О. Принципы разработки системы мониторинга и адаптивного управления разработкой «интеллектуального» месторождения на основе постоянно действующей геолого-технологической модели // Известия Томского политехнического университета № 5. Т. 323. 2013. С. 94-100.

61. Стрельцова Е.Д. Математическое моделирование в нефтегазовой отрасли.

62. Теоретические основы четырехмерного моделирования осадочных бассейнов // Геологическое и гидротермодинамическое моделирование месторождений нефти и газа / Р.М. Тер-Саркисов, В.М. Максимов, К.С. Басниев, А.Н. Дмитриевский, Л.М. Сургучев Гл.1. М. – Ижевск, 2015. 452 с.

63. Фанчи Д.Р. Интегрированный подход к моделированию фильтрационных потоков. – М. – Ижевск: Ижевский институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2010. – 256 С.

64. Хасанов М.М., Мирзаджанзаде А.Х., Бахтизин Р.Н. Моделирование процессов нефтегазодобычи. – Москва-Ижевск: ИКИ, 2004. – 368 с.

Абрамович Ольга Константиновна

**ПРИМЕНЕНИЕ ЭВМ В РАСЧЕТАХ
ПО РАЗРАБОТКЕ, ЭКСПЛУАТАЦИИ
НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Пособие

**для студентов специальности
1-51 02 02 «Разработка и эксплуатация
нефтяных и газовых месторождений»
дневной и заочной форм обучения**

Подписано к размещению в электронную библиотеку
ГГТУ им. П. О. Сухого в качестве электронного
учебно-методического документа 09.01.23.

Рег. № 74Е.

<http://www.gstu.by>