ИНСТИТУТ ПРОБЛЕМ НЕФТИ И ГАЗА РАН
ГОСУДАРСТВЕННАЯ АКАДЕМИЯ НЕФТИ И ГАЗА им. И.М.ГУБКИНА

На правах рукописи

УДК 622.276. : 519.716.34

ЕРЕМИН НИКОЛАЙ АЛЕКСАНДРОВИЧ

МОДЕЛИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ МЕТОДАМИ НЕЧЕТКОЙ ЛОГИКИ

Специальность: 05.15.06 - разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

ДИССЕРТАЦИЯ
на соискание ученой степени
доктора технических наук

Москва - 1995

СОДЕРЖАНИЕ

Введение 4

Глава 1. Анализ состояния и методологические основы прогнозирования разработки нефтяных месторождений..... 17

1.1. Современное состояние прогнозирования разработки нефтяных месторождений 17
1.2. Современные технологии геологического моделирования..... 21
1.3. Анализ процессов разработки в различных седиментологических и литологических типах нефтяных коллекторов..... 42
1.4. Методологические основы, процедуры и методы принятия решения при разработке нефтяных месторождений..... 51

Выводы..... 65

Глава 2. Научные основы проектирования разработки нефтяных месторождений в нечеткой информационной среде..... 69

2.1. Многокритериальность и слабоструктуризованность задач разработки нефтяных месторождений..... 69
2.2. Основы теории нечетких множеств..... 78
2.3. Основы проектирования разработки нефтяных месторождений на базе теории нечетких множеств..... 115

Выводы 192

Глава 3. Моделирование разработки залежей нефти в нечеткой и неопределенной среде..... 193

3.1. Стохастическое и нечетко-стохастическое моделирование месторождений нефти и газа..... 193
3.2. Выделение эксплуатационных объектов на основе теории нечетких множеств..... 219
3.3. Выбор метода воздействия на основе нечеткой логики..... 237
3.4. Выбор систем размещения скважин и оценка плотности сетки скважин проектов с применением МУН на основе использования теории нечетких множеств..... 268

Выводы 278

Глава 4. Компьютерные технологии проектирования разработки нефтяных месторождений 279

4.1. Принцип построения системы автоматизированного проектирования (САПР) на основе многоцелевого системного подхода. Структура и организация взаимодействия основных модулей САПР..... 279
4.2. Автоматизированная система многомерного статистического и нечеткого анализа применимости методов активного воздействия на нефтесодержащие пласты..... 302

Выводы 315

Глава 5. Многокритериальный анализ разработки нефтяных месторождений на основе теории нечетких множеств...... 322

5.1. Многокритериальный нечетко-стохастический анализ разработки площадей НГДУ "Альметьевнефть" 322
5.2. Системный анализ методов обработки призабойных зон скважин на Родниковом месторождении с использованием теории нечетких множеств..... 345
5.3. О решении задач фильтрации в пористой среде с использованием методов нечеткой математики..... 363

Выводы 372

Глава 6. О перспективе проектирования разработки нефтяных месторождений в условиях неопределенности и нечеткости информации..... 376

Заключение 379

Литература 381

ВВЕДЕНИЕ

АКТУАЛЬНОСТЬ ПРОБЛЕМЫ. Основной характерной чертой геологии и разработки залежей природных углеводородов (УВ) является неопределенность, нечеткость и неполнота знаний об объекте разработки – месторождении. Экономически оправданная разработка существующих и вновь вводимых ресурсов нефти и газа требует углубленного понимания уникальной геологической природы и характера залежей, а также создания (совершенствования) экономически эффективных систем разработки и технологий извлечения углеводородов в условиях нечетких и неполных знаний об объекте разработки. Несмотря на очевидные достижения по отдельным аспектам проблемы разработки нефтяных месторождений (РНМ) в условиях нечеткости, размытости и неопределенности информации, в целом ее состояние оставляет желать лучшего. В основном это объясняется тем, что исследования характеризуются значительной фрагментарностью и недостаточной полнотой охвата рассматриваемой проблемы. Поэтому возникает необходимость в принципиально новых приемах создания системы проектирования разработки залежей УВ в условиях неопределенности, нечеткости и размытости исходной и текущей геологической и промысловой информации. Системный подход в этом случае является одним из научных направлений повышения эффективности извлечения нефти и газа из коллекторов. Одним из его очевидных достоинств является то, что такие сложные системы, как залежи УВ, рассматриваются как нечто целое и в то же время учитываются и их составляющие. Использование нечетких множеств в описании объектов разработки и прогнозировании процессов воздействия не отвергает системного подхода, а, наоборот, является его исходной естественной базой.

Настоящая диссертационная работа посвящена фундаментальным и прикладным аспектам важной научно-технической проблемы: моделированию разработки месторождений углеводородов и нахождению наилучших проектных решений в нечеткой информационной среде. Для создания эффективной системы разработки и управления залежью необходима единая концепция прогнозирования, анализ противоречивых целей разработки, широкий набор моделей и алгоритмов решения основных задач прогнозирования РНМ. Работа основана на системном нечетком подходе к изучению и прогнозированию процессов воздействия с применением современных математических методов и новых компьютерных средств обработки и хранения геологических и промысловых данных.

Работа выполнялась в соответствии с тематическими планами фундаментальных и поисковых работ Института проблем нефти и газа в 1987-94 гг. и связана со следующими общегосударственными научно-техническими программами: научно-технической программой ГКНТ 0.02.01 "Создать прогрессивные технологии и технические средства по добыче нефти, обеспечивающие высокую степень извлечения из недр, подготовку и транспорт нефти и попутного газа (интенсификация добычи нефти)", программами РАН по приоритетным направлениям 12.3 "Природные углеводороды, угли и горючие сланцы" (пункт 12.3.4

"Научные основы и прогрессивные технологии вскрытия и извлечения (разработки) горючих ископаемых") и 12.9 "Разработка месторождений и обогащение полезных ископаемых" (пункт 12.9.3 "Разработка месторождений нефти и газа"); целевой комплексной программой "Рациональное комплексное использование минерально-сырьевых ресурсов в народном хозяйстве на 1987-90 г.г. и на период до 2000 г.", программа по повышению нефтеотдачи (постановление СМ N 357 от 28.03.87); государственной научно-технической программой на 1991-94 гг. "Прогрессивные технологии комплексного освоения топливно-энергетических ресурсов недр России (ГНТП "Недра России")". ИПНГ РАН и Госкомвуза РФ входит в число институтов, участвующих в работе РМНТК "Нефтеотдача" (пост. СМ СССР № 1483, прил.1).

Таким образом, работа по моделированию разработки месторождений углеводородов и нахождению наиболее эффективных проектных решений является весьма актуальной.

ЦЕЛЬ РАБОТЫ. Основной целью является создание научных основ слабоформализованных разделов разработки месторождений углеводородов (выделение эксплуатационных объектов; выбор метода воздействия, систем размещения скважин и рационального варианта разработки) в условиях неопределенности и размытости исходных и текущих геологических и промысловых параметров.

ОСНОВНЫЕ ЗАДАЧИ ИССЛЕДОВАНИЙ. Настоящая работа направлена на решение следующих основных задач:

создание методологий решения ряда слабоформализованных задач прогнозирования РНМ на основе методов теории нечетких множеств и чисел;

анализ нечеткой проектной ситуации, принципов разработки и формирования противоречивых целей, которые отражают интересы основных сторон в РНМ в рыночных условиях;

разработка концепции прогнозирования и процедуры генерирования лучших вариантов систем РНМ в нечетких начальных и текущих условиях;

создание процедуры принятия решения при прогнозировании РНМ, как методологической основы систем типа САПР и ЭС (экспертных систем);

разработка методики системного анализа динамики процессов РНМ.

МЕТОДЫ РЕШЕНИЯ ПОСТАВЛЕННЫХ ЗАДАЧ. Решение поставленных задач основывается на применении современных математических методов классической и нечеткой логики, теории вероятностей и вычислительной математики.

НАУЧНАЯ ЗНАЧИМОСТЬ. В диссертационной работе научно обосновывается новый подход к моделированию и прогнозированию РНМ в нечетких условиях.

1. Предложено использование нового вида закономерности – нечеткого, размытого в дополнение к существующим – детерминированным и вероятностно-статистическим при описании структуры и свойств залежи и ее поведения в процессе разработки.

2. Обобщены и получили дальнейшее развитие научные основы РНМ в условиях нечеткости и неопределенности данных.

3. Предложены математические средства решения целого ряда основных слабоформализованных задач прогнозирования РНМ, которые включают теорию нечетких множеств, теорию принятия решений, теоретико-множественное моделирование.

4. Разработана процедура принятия решения при прогнозировании РНМ на основе методов теории нечетких множеств.

5. Создана методика системного анализа динамики процессов РНМ, находящихся на поздней стадии разработки, на основе теории нечетких множеств и вероятностно-статистических методов.

6. Построен алгоритм системного решения задачи выбора наилучшего варианта РНМ в пространстве нечетких целей и ограничений.

7. Создана система автоматизированного проектирования разработки нефтяных месторождений (РНМ) с применением тепловых и физико-химических методов, построенная на современной математической логике и широком арсенале математических моделей процессов вытеснения, и которая позволяет находить рациональный вариант разработки.

8. Предложена процедура оценки неопределенности в конечных технологических показателях разработки и устойчивости решений уравнений подземной гидромеханики методами нечеткой математики.

ПРАКТИЧЕСКАЯ ЦЕННОСТЬ И ВНЕДРЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ РАБОТЫ. Созданная в работе методология системного прогнозирования основ РНМ в нечетких начальных и текущих условиях направлена на принятие лучших проектных решений в условиях динамичной рыночной экономики и повышении достоверности прогноза поведения залежи на разных стадиях изученности, освоения и разработки.

Разработанная методика многокритериального анализа динамики разработки залежей УВ позволяет на ранней стадии диагностировать неверные и неудачные проектные решения на основе сопоставительного анализа с наилучшими показателями разработки аналогов изучаемого месторождения.

Созданы методические основы построения базы данных по промышленным методам воздействия. База данных, управляется системой управления базой данных (СУБД) dBase и охватывает свыше 800 проектов разработки залежей УВ с применением МУН (методов увеличения нефтеотдачи) и МПН (методов повышения нефтеотдачи) в России и в мире. Осуществлена структуризация геолого-физических параметров залежей УВ и создана база данных по залежам УВ на примере Волгоградской области. Проведен анализ геолого-физических параметров объектов (горизонтов) ряда месторождений Волгоградской области с целью обоснования возможности применения МУН. Выбраны три МВ на основные продуктивные горизонты: закачка углеводородных газов, закачка углекислого газа, закачка раствора полимера, из них первый наиболее пригодный метод для залежей УВ Волгоградской области. Внедрение этих МВ, по экспертным оценкам, позволит увеличить нефтеотдачу в среднем на 5–10%, что составит прирост балансовых запасов 9319÷18638 тыс.т нефти, в т.ч. по объектам, продуктивные пласты которых представлены карбонатными

коллекторами – 3083÷6166 тыс.т, терригенными коллекторами – 6236÷12472 тыс. т.

Применение методики "Оценка эффективности применения физико-химических методов повышения нефтеотдачи на основе теории нечетких множеств" к объектам разработки Татарстана дало следующие результаты. Проведены обобщение и анализ геолого-физических характеристик продуктивных пластов и насыщающих их жидкостей Миннибаевской площади Ромашкинского месторождения на основе экспертных оценок и теории нечетких множеств. Методом экспертных оценок путем сопоставления геолого-физических параметров выявлены аналоги зарубежных испытаний полимерного заводнения. На основе теории нечетких множеств определена область перспективного внедрения полимерного заводнения на анализируемых объектах по совокупности характерных геолого-физических параметров, влияющих на эффективность процесса. Определен охват запасов методом полимерного воздействия с коэффициентом успешности, равным 1, по Миннибаевской площади Ромашкинского месторождения. Он составляет 108,761 млн. т нефти.

Результаты выполненных исследований нашли отражение в научно-исследовательских отчетах, выполненных при участии автора в качестве ответственного исполнителя и научного руководителя в течение 1987–1993 гг. по договорам с ПО "Татнефть", ПО "Саратовнефть", ПО "Ямбурггаздобыча", НГДУ "Южарланнефть", НГДУ "Альметьевнефть". Разработанные на основе указанных исследований при непосредственном участии автора методические рекомендации, программно-вычислительные комплексы, пакеты прикладных программ приняты к внедрению в ПО "Татнефть", ПО "Саратовнефть", ПО "Ямбурггаздобыча", НГДУ "Южарланнефть", НГДУ "Альметьевнефть".

Результаты диссертационной работы использованы в следующих проектных документах: "Технологическая схема разработки Вишнево-Полянского месторождения"; "Технологическая схема разработки Пионерского месторождения"; "Технологическая схема разработки Русского месторождения"; "Технологическая схема разработки Приразломного месторождения", а также ряда других месторождений России.

АПРОБАЦИЯ РАБОТЫ. Основные положения исследования докладывались на восьми международных конференциях: "Обучение САПР в инженерных вузах" (Тбилиси, 1987 г.); "Эврика - Е" (НРБ, София, 1988 г.); "Разработка газоконденсатных месторождений" (Краснодар, 1990 г.); "Разработка месторождений нефти и газа: современное состояние, проблемы и перспектива" (Звенигород, 1991 г.); "Flow through Porous Media: Fundamental and Reservoir Engineering" (Moscow, 1992 г.); VII Европейский симпозиум по увеличению нефтеотдачи пластов (Москва, 1993 г.), "Столетняя годовщина Университета в Талсе" (Талса, 1994 г.),"Проблемы комплексного освоения трудноизвлекаемых запасов нефти и природных битумов" (Казань, 1994), European Petroleum Conference "EUROPEC-94" (London, 1994), а также на многих симпозиумах и семинарах в России и СНГ: "Математическое моделирование процессов разработки нефтяных месторождений" (Киев, 1986 г.); 8 Всесоюзном семинаре: "Численные

методы решения задач фильтрации многофазной несжимаемой", посвященной 65 - летию академика Н.А. Яненко (Новосибирск, 1986 г.); 108 заседании Всесоюзного семинара по разработке нефтяных месторождений (Москва, 1987 г.); по исскуственному интеллекту ЛИИАН (Ленинград, 1988 г.); "Методология системного анализа проблем разработки нефтяных и газовых месторождений" (Пермь, 1987-1991 гг.); "Термические методы повышения нефтеотдачи пластов" (Краснодар, 1988 г.); "Наука- 88" (ВДНХ, Москва, 1988 г.); Всесоюзном совещании "Современные методы увеличения нефтеотдачи пластов" (Бугульма, 1989 г.); "Системное прогнозирование и математическое моделирование разработки нефтяных месторождений" (Москва, 1988-1992 гг.); "Проблемы разработки месторождений углеводородов" (Москва, 1992-1993 гг.). Основные положения диссертационной работы докладывались на семинарах секции разработки месторождений углеводородов; в лаборатории проблем разработки месторождений углеводородов ИПНГ РАН и Госкомвуза РФ, 1987 - 1994 гг.; на научно-технических совещаниях и коллегиях Миннефтепрома СССР, РМНТК "Нефтеотдача", ПО "Татнефть", ПО "Ямбурггаздобыча", ПО "Саратовнефтегаз", ГАНГ им. И.М.Губкина при обсуждении соответствующих проектных документов и отчетов по результатам проведенных НИР в 1987-1994 гг.

В полном объеме диссертационная работа доложена на Ученом совете ИПНГ РАН и Госкомвуза РФ и научных семинарах кафедры разработки и эксплуатации нефтяных месторождений ГАНГ им. И.М. Губкина (1994 г.).

ПУБЛИКАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ И ЛИЧНЫЙ ВКЛАД АВТОРА. Основное содержание диссертации отражено в 37 печатных работах. Материалы диссертации вошли в монографию, учебные пособия. В рассматриваемых исследованиях автору принадлежит постановка задач, их решение, анализ и обобщение полученных результатов, рекомендации.

СТРУКТУРА И ОБЪЕМ ДИССЕРТАЦИИ. Диссертация состоит из введения, 6 глав, заключения, списка литературы из 414 наименований. Работа изложена на 397 страницах, в том числе содержит 72 таблицы, 168 рисунка.

ВО ВВЕДЕНИИ охарактеризованы актуальность темы диссертации, цель работы, основные задачи исследований, научная новизна, личный вклад автора, достоверность результатов и выводов, практическая ценность, внедрение результатов и апробация работы.

В ПЕРВОЙ ГЛАВЕ проводится критический анализ состояния работ в области прогнозирования разработки месторождений углеводородов, проблемы повышения точности прогнозирования на основе использования современных компьтерных и математических средств. Отмечено, что точность прогнозирования следует искать на пути геолого-управляемого подхода к разработке, в отличии от традиционного (алгоритмо-управляемого). В частности, показана зависимость коэффициента нефтеотдачи на естественных режимах, при заводнении и основных промышленных методах воздействия от литотологических типов пород и обстановок осадконакопления.

ВТОРАЯ ГЛАВА посвящена постановке и методам решения задачи системного прогнозирования разработки месторождений углеводородов в нечетких условиях.

Основные положения и принципы прогнозирования РНМ, заложенные в работах отечественных и зарубежных ученых, таких как Акульшин А.И., Белаш П.М., Борисов Ю.П., Гиматудинов Ш.К., Глоговский М.М., Горбунов А.Т., Дияшев Р.Н, Донцов К.М., Жданов С.А., Желтов Ю.П., Закиров С.Н., Золотухин А.Б., Иванова М.М., Коротаев Ю.П., Крылов А.П., Курбанов А.К., Лапук Б.Б., Лысенко В.Д., Мирчинк М.Ф., Муслимов Р.Х., Мухарский Э.Д., Николаевский Н.М., Орлов В.С., Раковский Н.Л., Саттаров М.М., Сомов Б.Е., Стрижов И.Н., Сургучев М.Л., Чарный И.А., Фазлыев Р.Т., Щелкачев В.Н., Craig F.F., Crichlow G.B., Haldorsen H.H., Lake L., Muskat M., Pirson S.J., Ramey H.J., Schiltnueis R.J., Warren J.E. и др. во многом остаются верными и до настоящего времени. В любом проекте РНМ должны быть освещены вопросы комплексирования разнородных данных о залежи (сейсмические исследования, ГИС, лабораторные и промысловые данные); обоснована и выбрана геологическая база – модель залежи для задачи проектирования; выделены ЭО; определена стадийность перехода с естественных режимов на активные МВ; выбраны МВ или комплекс МВ; выбрана система размещения скважин; вычислены технологические и экономические параметры альтернативных проектов и определен рациональный вариант разработки. В то же время прогнозирование РНМ, как самостоятельная научная дисциплина, развивается относительно медленными темпами. Некоторые вопросы оставались вне внимания исследователей: проектирование разработки залежи как сложной системы в условиях нечеткости и размытости целей и ограничений, исходных и текущих геологических и промысловых данных и особенности их учета при моделировании и прогнозировании залежей УВ. Этим вопросам и посвящена вторая глава диссертации.

В ТРЕТЬЕЙ ГЛАВЕ описаны модели и алгоритмы решения ряда основных задач прогнозирования РМУ на основе нечеткой логике: геологическое моделирование; выделение ЭО; выбор метода воздействия на ЭО; размещение скважин на ЭО; выбор способа добычи жидкости на ЭО и др.

Решению вопросов методики и практики выделения эксплуатационных объектов (ВЭО) посвятили свои работы многие исследователи: И.Х.Абрикосов, И.Д.Амелин, Н.Е.Быков, Ш.К. Гиматудинов, Л.Ф. Дементьев, В.Г. Каналин, А.П.Крылов, Б.М.Листенгартен, Н.М.Николаевский, В.Н.Щелкачев и др. Методика выделения эксплуатационных объектов, предложенная в данной работе, основана на многокритериальной системе принятия решений и теории нечетких множеств. При выделении ЭО решались следующие задачи: формирование и структуризация множества параметров, влияющих на ВЭО; разработка математической процедуры ВЭО на основе многокритериальной системы принятия решений и теории нечетких множеств (ТНМ). Математическая процедура ВЭО включает следующие этапы: приближенное описание параметров с помощью лингвистических переменных; формирование системы правил ВЭО; построение функций принадлежности параметров нечеткому

множеству "эксплуатационный объект"; построение диаграммы нечетких ("размытых") отношений; построение функций решения на диаграмме "размытых" отношений; окончательная "нечеткая" оценка ЭО.

Выбор метода воздействия (МВ) для разрабатываемого нефтяного месторождения – сложный и ответственный этап разработки залежи. Обоснованный выбор МВ позволяет в значительной мере снизить степень технологического и экономического риска при РНМ. Значительный вклад в создание и моделирование МВ внесли: М.Т. Абасов, М.А. Авдонин, М.Т. Алишаев, И.Д. Амелин, Г.А. Бабалян, Н.К. Байбаков, К.С. Басниев, И.И. Богданов, А.А. Боксерман, Л.Н. Бученков, А.Г. Важеевский, В.Е. Гавура, А.Р. Гарушев, Ш.К. Гиматудинов, А.П. Горбунов, И.К. Дуброва, В.М. Ентов, С.А. Жданов, Ю.П. Желтов, П.И. Забродин, С.Н. Закиров, Н.В. Зубов, Г.З. Ибрагимов, М.М. Иванова, В.А. Иванов, Б.И. Леви, Г.Е. Малофеев, Ю.Т. Мамедов, И.Л. Мархасин, Э.Д. Мухарский, А.Ю. Намиот, Р.И. Нигматулин, К.А. Оганов, А.В. Оноприенко, Н.Л. Раковский, В.А. Рождественский, Л.И. Рубинштейн, В.П. Степанов, И.Н. Стрижов, М.Л. Сургучев, В.В. Сурина, А.Г. Тарасов, Н.И. Хисамутдинов, М.М. Чарыгин, А.Н. Чекалин, Э.Б. Чекалюк, Э.П. Чен-Син, А.Б. Шейнман, В.Н. Щелкачев, Б.В. Щитов, С.И. Якуба, K. Aziz, V. Balint, W.E. Brigham, J. Burger, H.L. Chang, C. Chu, K.M. Coats, M. Combarnous, F.F. Craig, P.B. Crawford, R.B. Crookston, S.M. Farouq Ali, B.S. Gottfried, L.W. Holm, M.K. Hwang, A.W. Ioko, V.A. Josendal, H. Kazemi, M.A. Klins, F. Kovarik, R.N. Langenheim, M. Latil, H.A. Lawwerier, H.Y. Lo, T.W. Marx, C.S. Matthews, E.N. Mayer, F.M. Orr, D.W. Peaceman, M.A. Prats, H.J.Jr. Ramey, R.J. Robinson, A. Settari, J.L. Shelton, C.R. Smith, M.Y. Soliman, P. Souriean, A. Spivak, H.L. Stone. В диссертационной работе предложена классификация методов активного воздействия на нефтесодержащие пласты и критерии применимости этих методов.

Одной из важнейших задач при проектировании разработки нефтяного месторождения с использованием МВ является размещение скважин на месторождении. Вопросу выбора системы размещения скважин (СРС) уделено большое внимание в работах Н.Т. Балашовой, Н.Г. Вафиной, Г.Г. Вахитова, Н.В. Демина, Р.Н. Дияшева, С.А. Жданова, Ю.В. Желтова, М.М. Ивановой, В.С. Ковалева, В.И. Колчанова, В.Д. Лысенко, В.Н. Мартоса, Р.Х. Муслимова, Э.Д. Мухарского, Б.Ф. Сазонова, Н.Е. Стадниковой, Р.Т. Фазлыева, И.П. Чоловского, В.М. Рыжика, И.Н. Шустефа. Выбор системы размещения в основном производится с учетом опыта разработки в данном регионе и анализа разработки в аналогичных геологических условиях. Обычно перед составлением технологической схемы или проекта осуществляется дифференциация залежей по их размерам, активности естественных режимов, гидродинамической связи, трещиноватости, продуктивности, гидропроводности, вертикальной и латеральной связности, свойствам пластовых флюидов. Предложены критерии выбора СРС, основанные на экспертных знаниях и обобщениях. Математическая процедура обоснования ПСС включает следующие этапы:

приближенное описание параметров с помощью лингвистических переменных; формирование системы правил обоснования ПСС;

построение функций принадлежности параметров нечеткому множеству "редкая СС", "средняя СС" или "плотная СС"; построение диаграммы нечетких ("размытых") отношений; построение функций решений на диаграмме "размытых" отношений;

окончательная "нечеткая" оценка обоснования ПСС.

ЧЕТВЕРТАЯ ГЛАВА посвящена изложению современных компьютерных технологий, в частности, системы автоматизированного проектирования разработки нефтяных месторождений (САПР РНМ), системы управления базой данных по методам воздействия (СУБД по МВ). Основной задачей разработчиков САПР РНМ с применением тепловых методов (МИНГ им. И.М. Губкина, 1986) было создание методики проектирования РНМ, которая была бы пригодна для большинства типов залежей. Стадийность проектирования РНМ, положенная в основу системы, явилась обобщением и развитием сложившейся практики проектирования и включает следующие основные этапы или стадии проектирования: построение геологической модели; выбор МВ; выделение ЭО; размещение скважин; математическое моделирование внутрипластовых процессов извлечения УВ; экономико-математическое моделирование процесса разработки. Перечисленным стадиям в основном соответствуют глобальные подсистемы системы проектирования. С ее помощью составлены проекты и технологические схемы разработки нескольких месторождений России, в том числе одного из гигантских – Русского на севере Тюменской области. Время расчета одного варианта РНМ колеблется от 3 до 60 мин в зависимости от размеров месторождения и сложности его строения. Построение и функционирование САПР РНМ, предназначенной для проектирования РНМ, обусловлено применением следующих методов воздействия: внутрипластового горения (сухого, влажного и сверхвлажного); закачки горячей воды; паротеплового воздействия; методов, использующих создание в пласте тепловых оторочек с последующим проталкиванием их по пласту холодной водой; комбинированных методов с применением теплового воздействия. Приводится описание, разработанной автором совместно с А.Б. Золотухиным математической и численной модели влажного и сверхвлажного внутрипластового горения, реализованной в САПР РНМ.

Создана автоматизированная система многомерного статистического и нечеткого анализа, предназначенная для обработки геологических, технологических и экономических данных об успешных, многообещающих и неуспешных проектах МУН/МПН. Данные представлены в виде матрицы nxp (где n – число проектов, p – число параметров). Статистический и нечеткий анализ решает задачи: первичного статистического анализа (построения гистограмм, функций распределений); выделения основных зависимостей; изучения структуры материала, его однородности и разбиения на однородные группы (кластеры); прогнозирования успешности применения в новых нефтегазоносных районах; построения многомерных нечетких функций распределения по каждому МВ; определения степени близости между вновь вводимыми в разработку залежами и объектами (БД). В базе

данных содержатся геолого-физическая информация и основные технико-экономические показатели разработки более 800 месторождений мира (включая и Россию), где применялись методы повышения нефтеотдачи. Созданная база данных имеет следующую структуру:

- *общие сведения о месторождении* (название месторождения; фирма-оператор; страна; успешность применения метода);
- *геолого-физические параметры пласта* (проницаемость; пористость; начальная нефтенасыщенность; конечная нефтенасыщенность; глубина залегания пласта; пластовая температура; пластовое давление);
- *свойства пластовой нефти* (вязкость нефти; плотность нефти);
- *основные технико-экономические показатели разработки* (год начала разработки; площадь участка; число нагнетательных скважин; число добывающих скважин; предшествующий режим разработки; МВ на пласт; общая добыча нефти; добыча нефти за счет МВ; прибыль; стадия проекта)

В базе данных содержатся сведения о проведении около 20 МВ на пласт.

В ПЯТОЙ ГЛАВЕ описаны математические модели анализа динамики разработки крупных месторождений углеводородов на основе нечеткого стохастического подхода; оценки применимости методов ОПЗ и мероприятий по повышению производительности скважин и анализа устойчивости конечных технологических показателей, получаемых на основе уравнений подземной гидромеханики. На основе нечетко-стохастического подхода была проведена многомерная оценка процессов добычи нефти на площадях НГДУ "Альметьевнефть". Оценка площадей включала анализ геологических параметров, технологических, экономических и экологических показателей разработки площадей во времени. Для оценки статистической связи между факторами и показателями процесса разработки использовались коэффициенты корреляции. При анализе значимости геолого-физических параметров (мощность нефтенасыщенная ($h_н$); коэффициент пористости ($k_п$); коэффициент проницаемости ($k_{пр}$); коэффициент расчлененности ($k_р$); коэффициент зональной неоднородности ($k_з$)) использовались различные уравнения связи – линейная, степенная и экспоненциальная зависимости. Для оценки влияния технологических параметров на эффективность разработки рассматривались следующие регулируемые параметры: депрессия; репрессия; плотность сетки; отношение количества нагнетательных скважин к эксплуатационным; средняя приемистость на одну нагнетательную скважину. Оценивалась степень корреляции указанных параметров с темпом падения добычи. При анализе экономической эффективности исследовались следующие статьи затрат: электрическая энергия; искусственное воздействие; заработная плата; амортизация эксплуатационных скважин; сбор и транспорт нефти; технологическая подготовка нефти; геолого-разведочные работы; поддержание пластового давления; общепроизводственные расходы. Для сравнения экономической эффективности разработки рассматривалась себестоимость 1 т добытой нефти, куда вошли все перечисленные выше статьи затрат. При анализе экологических последствий от разработки рассматривался один обобщенный показатель – объем нагнетаемых

сточных вод. Для интервала изменения всех изучаемых параметров были построены линейные функции принадлежности. Многокритериальный анализ динамического режима разработки площадей на основе нечетко-стохастического подхода показал, что по всему комплексу показателей наиболее успешной в 1986 и 1987 гг. была разработка на Павловской площади, в 1988 г. – на Альметьевской, а с 1989 по 1991 г. – на Березовской площади.

Далее в пятой главе приведена методика системного анализа применимости методов ОПЗ и мероприятий по повышению производительности скважин. В качестве примера была проведена оценка эффективности методов ОПЗС на Родниковом месторождении на основе статистической информации в НГДУ "Комсомольскнефть" за 1990-1992 гг. Можно выделить следующие основные группы мероприятий:

- *технические* (изменение способа эксплуатации, промывка ствола скважины, перфорация колонны, изоляция заколонных перетоков и другие);
- *изоляционные* (селективная изоляция прослоев в добывающих скважинах; выравнивание профиля притока в нагнетательных скважинах);
- применение *кислотных* методов ОПЗС (солянокислотная обработка, глинокислотная обработка и их комбинирование с нагнетанием ПАВ, акустическим воздействием);
- нагнетание водных растворов *химических* реагентов (растворителей, растворов ПАВ и их комбинаций);
- применение *вибрационных* методов (акустическое воздействие и его комбинирование с солянокислотной обработкой и нагнетанием ПАВ);
- применение *перфорационных* методов (дострел, перестрел, перфорация колонны с нагнетанием кислоты и их комбинирование с солянокислотной и глинокислотной обработкой);
- применение *физико-химических* методов ОПЗС (нагнетание ПАВ и ВУС);
- применение *гидродинамических* методов ОПЗС (форсированный отбор, вовлечение в разработку недренируемых запасов, перевод добывающих скважин в нагнетательные и другие);
- *капитальный ремонт скважин* (устранение аварий, ликвидация аварий ЭЦН, извлечение оборудования после аварий, очистка забоя от металлических предметов, ликвидация пробок, зарез нового ствола).

Применение этих мероприятий характеризуется широким спектром разнородных технологических, экономических параметров: изменением добычи нефти и воды на одну операцию и в целом за счет применения мероприятия; изменением объмов нагнетания воды на одну операцию и в целом; технологической успешностью, продолжительностью воздействия; общим экономическим эффектом в целом и на одну операцию). Они отличаются и по масштабности воздействия: числу охваченных и реагирующих скважин и числу операций. Проблема оценки проводимых мероприятий ОПЗС является весьма актуальной задачей. В связи с постоянно меняющимся объемом воздействия, типом технологий, разнородностью и нечеткостью основных характеристик процессов, видом применяемых реагентов, отсутствием достоверных данных по

особенностям каждой операции особую важность приобретают методы многокритериальной оценки технологических решений и на ее основе выбора наилучшего решения на основе нечеткой логики. Постановка задачи оценки методов ОПЗС в многокритериальной нечеткой постановке включает в себя следующие основные этапы:

- идентификация нечетких целей методов ОПЗС;
- построение нечеткой иерархической структуры ситуации "оценки методов ОПЗС" (структуризация оценочных условий) на основе анализа нечетких целей и ее представления в виде нечеткого графа и диаграммы Хассе (диаграммы максимальных цепей);
- формализация процедуры выбора наилучших методов ОПЗС путем построения графа нечеткого включения и диаграммы максимальных цепей Хассе. Это позволит представить рассматриваемое множество методов ОПЗС в виде кортежа, в котором методы расположены в порядке убывания степени включения "худших" методов ОПЗС в "лучшие" в пространстве поставленных целей.

Решение задачи многокритериальной оценки методов ОПЗС в нечеткой информационной среде состоит из нескольких этапов. Первый этап включает построение функций принадлежности (чаще всего монотонно возрастающих) путем обработки статистической информации. Второй этап состоит в формировании совокупности критериев оценки методов ОПЗС. Третий этап направлен на построение пространства оценок для принятия решения. Четвертый этап состоит в нахождении средних степеней принадлежности и построении индивидуальных функций решения путем использования операции нечеткого включения. На этом этапе производится ранжирование множества методов ОПЗС и построения кортежа S, в котором методы упорядочены в порядке убывания средних степеней принадлежности. Пятый этап состоит в отражении индивидуального решения на пространство оценок, определения наиболее близкой оценочной кривой и получения окончательного лингвистического решения. Проведенный анализ показал, в частности, что по итогам за 1992 год капитальный ремонт скважин можно отнести к "прекрасным" мероприятиям по повышению производительности добывающих скважин, так как он в наибольшей степени удовлетворяет поставленным целям. К "хорошим" методам ОПЗ добывающих скважин - химические, вибрационные и перфорационные методы. К "посредственным" мероприятиям по повышению производительности добывающих скважин - технические мероприятия и гидродинамические методы. Изоляционные и кислотные методы относятся к "плохим" методам ОПЗ добывающих скважин. К "плохим" мероприятиям по повышению производительности и методам ОПЗ нагнетательных скважин относятся - технические мероприятия, химические и перфорационные методы, а к "посредственным" - кислотные и гидродинамические методы и капитальный ремонт скважин.

Далее в пятой главе описывается аппарат нечеткой математики, предназначенный для работы с нечеткими числами и интервалами. Этот аппарат был использован для анализа устойчивости решения уравнения Баклей-Леверетта и оценки неопределенности в конечных технологических показателях разработки при различных уровнях неопределенности в начальных геолого-физических параметрах (1%, 5%

и 10%). Были построены "размытые" фазовые проницаемости, функция Баклея-Леверетта и ее производная. Расчет технологических показателей при 1%-уровне неопределенности в начальных геолого-физических параметрах показал, что неопределенность в величине конечной нефтеотдачи достигает более 20%. Отсюда можно заключить, что методы подземной гидромеханики дают достаточно надежные результаты для объектов моделирования, которые отличаются высокой степенью однородности геологических параметров.

ШЕСТАЯ ГЛАВА освящает перспективы развития систем разработки месторождений углеводородов с учетом нечеткости информации. Отмечено, что одна из основных проблем нынешнего состояния наук о нефтяных залежах – нечеткость, размытость и неопределенность знаний о геологии и разработке пластов, останется неполностью разрешенной и в будущем.

В ЗАКЛЮЧЕНИИ приведены основные выводы.

Работа выполнена в институте проблем нефти и газа РАН и Госкомвуза РФ и на кафедре разработки и эксплуатации нефтяных месторождений ГАНГ им. И.М. Губкина и является обобщением исследований автора за период 1979-95 гг. В решении ряда практических и исследовательских задач на различных этапах работы принимали участие и оказали большую помощь И.К. Басниева, Т.Ю. Бочкарева, Е.С. Макарова, М.В. Муравьева, Л.Н. Назарова, Е.М. Пономаренко, В.В. Сурина, Н.Н. Фирсова и Е.Ф. Юдовина. Автор благодарит Ю.Г. Богаткину, Н.В. Бурову, Е.Д. Елисенко и М.В. Муравьеву за помощь при подготовке рукописи. Автор благодарит д-ра геол.-минер.наук О.А. Черникова за многочисленные и продуктивные дискуссии об успешности разработки нефтяных залежей в различных литологических типах пород. Автор благодарен за помощь, совет и поддержку в выполнении данной работы д-ру техн. наук К.С. Басниеву, д-ру техн. наук Ш. К. Гиматудинову, д-ру геол.-минер. наук Т.Ф. Дьяконовой, д-ру геол.-минер. наук И.П. Жабреву, д-ру геол.-минер. наук М.М. Ивановой, д-ру техн. наук И.Т. Мищенко, д-ру экон. наук И.А. Пономаревой, д-ру физ.-матем. наук. Я.И. Хургину. Особую благодарность автор выражает д-ру техн. наук Ю.П. Желтову и д-ру техн. наук А.Б. Золотухину за бесценную помощь в выборе направления исследования и творческую атмосферу многочисленных дискуссий. Автор глубоко благодарит за научное сотрудничество и содействие в получении данных, необходимых для выполнения исследований, сотрудников ПО "Татнефть" д-ра геол.-минер. наук Р.Х. Муслимова, канд. техн. наук Р.Р. Ибатуллина, А.Т. Панарина, А.А. Хусаинову, ПО "Саратовнефть" А.И. Малышева, ПО "Ямбурггаздобыча" А.Р. Маргулова, А.Г. Ананенкова, В.Е. Губяка, А.И. Райкевича, "Bechtel Energy Resources Corporation" Росса Коннелли (Ross J. Connelly), Давида Моргана (David Morgan), Стефана Шикоина (Stephen D. Chicoine).

Глава 1
АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ И МЕТОДОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

1.1. Современное состояние прогнозирования разработки нефтяных месторождений

Добыча нефти в основных нефтегазоносных районах России, а также в некоторых зарубежных нефтегазоносных провинциях вступила в период больших изменений. Открытия гигантских нефтяных месторождений представляются маловероятными. Основные капитальные и эксплуатационные затраты будут направлены на разработку существующих месторождений нефти и газа. В ближайшее время в структуре энергетики ведущих стран все большую роль будет играть газ, а не нефть. Объемы работ по разбуриванию, приходящиеся на одно (усредненное) месторождение, в целом будут уменьшаться. Это вызвано ростом числа вводимых в разработку мелких и средних месторождений. На заседании Центральной комиссии (26 января 1994 г.) по разработке месторождений России были рассмотрены пути решения этой проблемы.

По состоянию на 1 января 1994 г. в России добыто 383 млн т нефти при проектном уровне 485 млн т. Средняя обводненность составляет 80%. Общий фонд скважин — около 119 тыс., из них 35 тыс. нагнетательных и 47,8 тыс. добывающих. Средний дебит по нефти на скважину составляет 9,4 т/сут. Всего в разработке находится 858 месторождений со степенью выработанности 53%. Условно их можно разбить на четыре группы. Первая группа включает 24 месторождения с начальными извлекаемыми запасами нефти более 100 млн т. Эти месторождения содержат 49% общих извлекаемых запасов. Текущая добыча нефти по ним составляет 42% общей. Вторая группа включает 34 месторождения с извлекаемыми запасами от 50 до 100 млн т. Они содержат 19% текущих извлекаемых запасов и дают 18% общей добычи. Третью группу составляют месторождения с извлекаемыми запасами от 10 до 50 млн т. В сумме они составляют 21% извлекаемых запасов России, и из них отбирается 24% общих запасов. Наконец, самая многочисленная группа месторождений (699) содержит запасы менее 10 млн т. Они представляют 11% общих извлекаемых запасов, и из них добывается 16% текущей продукции. Из 159 месторождений с запасами более 10 млн т осталось еще извлечь 2 млрд т нефти.

Основные проблемы с разработкой месторождений нефти в Западной Сибири, в том числе таких, как Самотлорское, Федоровское, Мамонтовское, следующие: неудовлетворительное использование фонда скважин — 20+22%; высокая обводненность– 80+91%; система заводнения реализована не полностью; 80% труб в системе сбора и транспорта

нуждаются в ремонте или замене; степень нарушенности эксплуатационных колонн достигла 37%.

Центральная комиссия считает, что основными задачами на ближайшую перспективу с целью восстановления добычи нефти должны быть следующие: оптимизация плотности сетки скважин (ПСС) и размещения скважин; внедрение водогазового воздействия на малопродуктивных месторождениях; внедрение опыта ПО "Татнефть" по регулированию нагнетания воды (см. главу 5); эксплуатация вновь вводимых месторождений в первые годы на естественном режиме; увеличение объемов внедрения методов воздействия (МВ), гидроразрыва, горизонтального бурения; сокращение срока разработки и увеличение нефтеотдачи.

На разрабатываемых месторождениях следует ожидать увеличения объемов работ по капитальному ремонту скважин, снижения числа закрываемых скважин и применения безлюдных технологий для систем сбора и подготовки нефти и газа. В настоящее время отсутствуют методики, позволяющие получать однозначную интерпретацию строения залежи на основании исследований керна, геофизических исследований скважин (ГИС) и сейсмики, что создает определенные трудности при моделировании разработки нефтяных и газовых месторождений (РНГМ).

Россия быстро переходит в категорию второразрядной добывающей страны и утрачивает свои позиции как лидера в технологии и технике добычи нефти и газа. Для восстановления своего положения российские нефтяные корпорации должны предпринять ряд фундаментальных стратегических мер: разрабатывать прогнозные и перспективные планы деятельности российских корпораций не на один-два года, а на десятилетия; создавать эффективные инвестиционные программы по расширению деятельности российских корпораций за рубежом; создавать совместные предприятия с зарубежными фирмами по расширению научно-исследовательской работы; использовать мировой опыт для обеспечения приоритета и лидерства на международной арене, в частности путем осуществления различных проектов разработки за рубежом.

В то же время перед наукой о разработке месторождений нефти стоят серьезные проблемы: изучение и математическое описание нечеткой, размытой динамики пласта и насыщающих его флюидов при разработке; углубление научных знаний о механизмах смачиваемости горных пород пластовыми флюидами *[j10]*; увеличение эффективности дренирования пласта; создание высокоэффективной технологии по обезвоживанию нефти и очистке воды.

В настоящее время в странах СНГ из около 1400 месторождений 14 гигантских месторождений (Самотлор, Красноленинское, Мамонтово, Вать-Еганское, Лянторское, Южно-Юганское, Муравленковское, Ромашкинское, Федоровское, Арланское, Узеньское, Повховское, Суторминское, Покачинское; каждое из них дает по крайней мере 5 млн т) обеспечивают 1/3 общей добычи (154 млн т). Большинство этих месторождений находится на третьей и четвертой стадиях добычи, начиная с середины 80-х годов она упала на 120–130 млн т. На восьми больших месторождениях (Приобское, Приразломное, Комсомольское,

Вачинское, Харьягинское, Тевлинско-Русскинское, Вахское, Верхне-Возейское) в 90-х годах ожидается рост добычи. На этих месторождениях в 1992 г. было добыто 11,5 млн т нефти. К концу 90-х годов добыча здесь возрастет до 40 млн т. Весьма перспективными являются 11 месторождений, несмотря на то что коммерческая добыча на них еще не началась (Тенгиз, Сугмут, Качимовское, Калгинское, Северо-Покачинское, Южно-Хулчуйское, Тянское, Верхне-Чонское, Азери, Канитлорское, Западно-Салымское). Возможно, некоторые из них не вступят в стадию разработки до конца 90-х годов, но объемы первоначальной добычи нефти здесь ожидаются высокие. Остальные месторождения (около 1360) дают половину текущей добычи нефти СНГ.

Ожидается, что уменьшение добычи нефти на больших месторождениях будет в основном происходить из-за падения пластового давления и резкого обводнения. Все большую роль будет играть добыча не на старых гигантских залежах, а на больших, средних и малых месторождениях. Основной экономический фактор, который будет сказываться на РНГМ в 90-х годах, – свободные рыночные цены на нефть. В то же время ожидается троекратный рост цен на устьевое оборудование скважин. Это будет, пожалуй, основным сдерживающим экономическим фактором в разработке залежей в 90-х годах. Наиболее высокий рост добычи нефти следует ожидать в Казахстане – до 100 млн т (к 2005 г.) *[05]*. Прирост запасов нефти в России приходится в основном на трудноизвлекаемые, дорогостоящие. Это требует коренной реформы существующей организации работ и создания первоклассных систем разработки залежей нефти и газа. Потребность в нефти в последнее десятилетие увеличивалась в среднем на 1,5 % в год и достигнет 11–12 млн $м^3$/сут к 2000 г. *[01]*. В то же время цена на нефть сейчас составляет 70% реальной цены 1985 г. Капитальные вложения в восстановление запасов (на разведочные работы) сократились на 25% в целом во всем мире (см. рис. *1.1*). Для поддержания добычи нефти на текущем уровне к 2000 г. потребуется эксплуатировать в 1,5–2 раза больше месторождений. В связи с этим наиболее актуальным становится нахождение проектных решений, которые позволили бы сократить капитальные и эксплуатационные затраты на 1 т нефти на 40–50 и 20–30 % соответственно. Например, при морской добыче нефти основная статья – это расходы на персонал и его перевозку, что составляет от 50 до 55% общих эксплуатационных расходов. На одного человека расходуется приблизительно 100 тыс. долларов. Разработка глубоководной части континентального шельфа весьма перспективна. Для этого необходимо создать экономически эффективные системы разработки, которые должны включать подводную сепарацию и перекачку многофазных жидкостных систем; систему управления разработкой и методы нагнетания физико-химических реагентов; оптимальную систему трубопроводов. В этом случае возможно вовлечение в разработку скважин, отстоящих на 100 км от плавучих эксплуатационных систем (ПЭС). Современные техника и технология позволят вовлечь в разработку морские месторождения-спутники с использованием существующей инфраструктуры на старых больших залежах.

За последние годы точность прогнозирования разработки залежей УВ существенно не возросла. Хотя существуют многочисленные научные разработки в этой области, выбор инженера-нефтяника чрезвычайно узок (модель "черной нефти" и эмпирические модели). Одна из возможных причин заключается в том, что последние достижения в указанных областях не стали широко распространенными и типовыми методиками моделирования и прогнозирования РМУ. Последние научные исследования *[h5]*, проведенные в Великобритании для месторождений нефти в Северном море, показали, что капитальные вложения в разработку оказались в среднем на 95% выше прогнозных. В частности, на одном месторождении было зарегистрировано рекордное превышение капитальных инвестиций в 10,74 раза. Эксплуатационные расходы в среднем оказывались выше в 2,4 раза. Только для 651 проекта был достигнут запланированный уровень добычи нефти. Упомянутые исследователи отмечают, что запланированный уровень нефтеотдачи не достигался вследствие того, что прорыв воды в скважины происходил гораздо раньше запланированного. Указанные результаты были получены по месторождениям, которые начали эксплуатироваться с 70–80-х годов. Первые притоки промышленной нефти приходили в среднем на 1–3 года позже запланированных. Были неверно запрогнозированы мощности системы сбора, подготовки нефти и воды и системы поддержания пластового давления, в результате чего морские платформы реконструировались через весьма короткие промежутки времени.

Увеличение числа малых и средних по запасам нефтяных месторождений приведет к упрощению систем разработок *[o2]*: уменьшится число используемых методов воздействия, обработок призабойных зон скважин и способов эксплуатации; существенно упростится система сбора и подготовки нефти и газа. Более 90% всех залежей нефти и газа заключены в коллекторах с нефтенасыщенной толщиной не более 20 м *[B5]*. Поэтому следует ожидать увеличения числа пластов, объединенных в один эксплуатационный объект. Эта тенденция особенно характерна в настоящее время для разработки морских залежей нефти. В силу ограниченного количества дорогостоящих и технически сложных донных опорных плит и манифольдов следует ожидать снижения числа дорогостоящих стационарных платформ с одновременным ростом плавучих эксплуатационных систем (ПЭС). Характерным явлением будет расширение использования простых, надежных, экономичных технологий и методов воздействия: заводнения, соляно-кислотных обработок (СКО), гидроразрыва и др. Применение на малых залежах высокотехнологичных, наукоемких технологий, таких как внутрипластовое горение, микробиологические методы и др. будет определяться в основном экономической целесообразностью.

Авторы работы *[h5]* пришли к следующим выводам.

1. Структурные карты были построены некорректным образом из-за того, что были доступны только 2М (двухмерные) сейсмические данные, которые позволяют идентифицировать небольшое количество линий сброса.

2. Имитационные модели разработки строились на весьма однородных геологических моделях с незначительными вариациями геолого-физических параметров по залежи. Фациальное описание пластов и детальное геологическое моделирование практически не осуществлялось.

3. Дискретные решетки, используемые для моделирования, были весьма грубыми, что сказалось на точности представления механизмов и процессов вытеснения нефти. Как известно, эти силы вытеснения нефти требуют высокой пространственной разрешающей способности.

4. Вертикальная связь (или абсолютная проницаемость по вертикали) в имитационных моделях была преувеличена.

5. Связь по латерали в моделях была преувеличена. Практически все модельные песчаные пласты содержали немного сбросов *[r12]*.

Отсюда можно сделать вывод, что большинство существующих моделей процессов разработки как за рубежом, так и в России в основном пригодны для моделирования однородных залежей. Это залежи с обстановками осадконакопления, характерными для глубоководных морских конусов выноса; массивных песчаных тел или слоистых пластов с плавным изменением проницаемости по вертикали и горизонтали; структурно простых залежей с ограниченным количеством сбросов *[c9]*.

1.2. Современные технологии геологического моделирования.

Наиболее передовая компьютерная технология построения геологических моделей – стохастическое моделирование (см. главу 3). Имитационная модель разработки пласта по сравнению со стохастической моделью отличается грубостью сетки. Если стохастическая модель для крупных нефтяных месторождений включает 2–4 млн ячеек со средними размерами 100×100×1 м, то, как правило, имитационная модель на порядок грубее и насчитывает несколько сотен тысяч ячеек со средними размерами ячейки 400×400×4 м. Имитационная модель служит основой для оценки влияния неопределенностей в геологических параметрах на конечные технологические показатели; вычисления параметров; оптимизации стратегии разработки залежи, числа и местоположения скважин; определения положения интервалов перфорации; выбора оптимального плато в кривой добычи нефти, а также восстановления истории разработки эксплуатируемых залежей. Восстановление истории разработки иногда используют для уточнения геологической модели. При этом следует иметь в виду, что: во-первых, имитационная модель на порядок грубее геологической и менее неоднородна; во-вторых, любая смена технологического режима разработки требует новой настройки модели и подгона технологических кривых модели к истории разработки. Использование новых математических подходов, в частности фрактального моделирования, дает более реалистичную картину прогноза для залежи, которая эксплуатируется с применением последовательно или одновременно используемых методов воздействия или технологий. К исследованию влияния различных неопределенностей в геологических и технологических параметрах прибегают при наличии достаточного времени на прогнозирование и финансовых возможностях. Основной целью, которая преследуется при этом, является оценка влияния неопределенностей в геологии, разработке и экономике на текущее и будущее состояние геологии, особенности строения и свойств залежи, технологического режима и экономики проекта.

Рассмотрим более подробно достижения в области современной сейсмики, геофизики и промысловой геологии и разработки. Основной целью сейсмических исследований является определение местоположения залежи, ее границ по латерали и вертикали, построение пластовой геометрии (карты кровли залежи, прослеживание русловых каналов, отделение песков от глин), оценка площади нефтеносности и нефтенасыщенной толщины, определение густоты сбросов по латерали, установлние контактов флюидов, отслеживание фронтов вытеснения (сейсмический мониторинг). Получаемые данные от 3М (трехмерной) сейсмики по своему качеству не идут ни в какое сравнение с данными 2М сейсмики. Отметим, что эти качественные изменения касаются интерпретации сейсмической информации при построении геологической модели, обнаружения новых газонефтяных контактов (ГНК) или водонефтяных контактов (ВНК), а также ее согласования с данными ГИС и тестовыми исследованиями скважин. Интеграция разнородной информации в настоящее время обычно производится на рабочих

станциях. С другой стороны, данные по пористости, песчанистости и водонасыщенности, получаемые от 3М сейсмики, отличаются от данных 2М сейсмики не столь значительно. Межскважинная сейсмическая интерпретация латеральной непрерывности коллекторов и неколлекторов все более превращается в рутинную инженерную операцию. Из всех наук о Земле наиболее крупные технологические изменения в последнее десятилетие произошли в сейсмике. В настоящее время по своей информативности 3М сейсмика не имеет альтернативы. Для построения наиболее достоверной геологической модели предпочтительны альтернативные интерпретации сейсмической информации.

Технические возможности ГИС претерпели значительные изменения за последние 5 лет, тогда как кардинальных изменений в арсенале петрофизического анализа и интерпретации не произошло. По-прежнему основной задачей ГИС является определение основных петрофизических величин: песчанистости, пористости, проницаемости, водо- и нефтенасыщенности. В связи с широким внедрением рабочих станций, баз данных обычными стали компьютерная визуализация фаций, трещин и построение 3М структурных планов слоев пласта.

В настоящее время интеграция данных (структурные карты, исследования керна, петрофизические характеристики, тестовые исследования скважин и экспертные знания об общей геологической обстановке в регионе) осуществляется вручную, хотя и отмечается значительное привлечение 2М и 3М программного обеспечения. После построения основных структурных карт и идентификации различных литофаций, седиментологических блоков и блоков однородного течения флюидов пласт обычно разбивается на 4–15 слоев (пропластков). Для каждого слоя (пропластка) определяются основные средневзвешенные геологические параметры или их распределение в виде 2М карт. При определении границ и местоположения каждого пропластка привлекается обширная информация, включающая и сейсмическую информацию, и ГИС, и экспертные знания об условиях осадконакопления. Созданная послойная модель пласта служит основой для расчета запасов УВ в пласте. При этом запасы ранжируются по категориям, которые определяются с учетом анализа неопределенности в строении залежи, охвата запасов сеткой разведочных скважин, плотности размещения сбросов и трещин по исследуемому объекту.

Геологические характеристики строения и свойств залежи оказывают превалирующее влияние на текущие и интегральные технологические и экономические показатели процессов разработки. Накопление новых знаний в геологии и разработке, жесткие рыночные условия, создание новых технологий – все это привело к интеграции усилий ученых при построении моделей залежи и процессов вытеснения УВ из коллекторов. Наиболее значительные шаги были сделаны в понимании важности обстановок осадконакопления, которые являются своего рода каркасом конечной структуры залежи УВ. Фундаментальные работы геологов и инженеров-разработчиков в этой области (описание основных механизмов формирования обстановок и фаций; выделение основных морфологических элементов для каждого типа обстановки; определение взаимоотношения фаций и процессов формирования фациальных ассоциаций) послужили основой для построения

дискретных, непрерывных и гибридных стохастических моделей. Подобные стохастические модели состоят из нескольких миллионов ячеек решетки (от 2 до 5 млн). К настоящему времени созданы стохастические модели для следующих обстановок осадконакопления: дельтовых равнин, дельтовых, речных русел, эоловых, мелководно- и глубоководно-морских. Таким образом, за последние 2–3 года практически все основные обстановки осадконакопления описаны стохастическими моделями, которые послужили основой для имитационных моделей разработки залежей УВ.

Модели осадконакопления и их генетическая связь с геологической моделью

Геологическое и стохастическое 3М моделирование с использованием седиментологической концепции обычно включает несколько этапов. Первый этап состоит из построения 3М геологической модели гипотетического осадочного тела с использованием полной базы данных. База данных обычно включает сейсмическую и геофизическую информацию, а также данные по разрезам обнажений. Первые 3М геологические модели залежи появились в 1965 г. *[a4]*. Данные по разрезам обнажений горных пород позволяют градуировать (калибровать) количественные пластовые характеристики. Результатом первого этапа является гипотетическая модель залежи. Основная цель построения этой модели – добиться лучшего понимания архитектуры и особенностей строения осадочного тела специалистами. Второй этап состоит в реконструкции осадочных тел из ограниченного количества данных по скважинам. Этот подход включает генетические, стохастические и нечеткие аспекты построения модели. Генетические элементы учитывают седиментологические концепции, позволяющие более реалистично моделировать геометрию осадочных (песчаных и карбонатных) тел. Третий этап состоит в согласовании и интегрировании информации, полученной на разных этапах и при различных видах исследований *[p4]*. Основной проблемой при моделировании пласта является качество предварительных седиментологических исследований, которое часто неудовлетворительно для количественного моделирования и корреляции с сейсмической и геофизической информацией (при малом числе скважин на начальных этапах разработки). Важной задачей является интегрирование информации о пластах с информацией об обнажениях горных пород *[r3]*.

Новые технологии разработки залежей нефти (МУН, МПН, горизонтальные скважины для нагнетания и отбора нефти) требуют более детального и точного описания пласта. При этом в основном используются три основных метода для построения удовлетворительных моделей: 3М сейсмическое компьютизированное моделирование на основе геостатических теорий; улучшенная корреляционная техника; использование баз данных по обнажениям горных пород (для построения моделей пласта).

Очень важно построение реалистичных пластовых моделей для задач доразбуривания и проводки горизонтальных стволов скважин как на ранних, так и на поздних стадиях разработки нефтяных залежей. Весьма эффективно комбинирование различных методов при построении моделей. Вероятностные пластовые системы могут быть весьма сложными, и их использование ограничено только теми случаями, когда в достаточном количестве имеются статистические данные о геометрии песчаного тела и их взаимоотношениях. Такие модели могут быть построены, если контуры песчаного тела и поровое пространство выявлены достаточно полно на сейсмических разрезах и картах. В лучшем случае удается обнаружить нерегулярные водонефтяные контакты и вторичные газовые шапки на старых нефтяных месторождениях. Детальные геологические модели, содержащие миллионы ячеек, могут быть использованы для определения запасов пласта, в водонефтяных и газонефтяных зонах, а также для точного описания их внутренней неоднородности. Это позволяет оценивать охват залежи воздействием и уточнить местоположение остаточной нефти *[w3]*. В масштабе месторождения распознавание стратиграфии позволяет оптимально размещать скважины, использовать для разработки меньшее их число, определять стратегию разработки и улучшать технологии МПН *[a5]*.

Типовые модели обстановок осадконакопления

Типовые модели обстановок осадконакопления (ТМОО) предназначены для представления взаимоотношения фациальных ассоциаций (ФА), изображения местоположения ФА по латерали и вертикали, предсказания расположения источников сноса. Термин "фация" был введен в геологию Nicolaus Steno (1669). Он означал целостное содержание части земной поверхности, которая сформировалась за определенный промежуток геологического времени. В основе ТМОО лежит фациальная ассоциация или фациальная последовательность древних пород. В настоящее время разработано ограниченное число фациальных типовых моделей, представляющих определенные обстановки осадконакопления. В работе *[s7]* приведено сопоставление осадочных фаций и моделей крупных обстановок осадконакопления. В совокупности фаций той или иной обстановки осадконакопления существуют разрешенные и неразрешенные правила перехода, что позволяет говорить об иерархическом строении фациальных ассоциаций. Эти правила перехода удобно отражать в виде матриц взаимоотношений (или переходов) фаций. На основе анализа матриц взаимоотношений фаций зародилась идея построения типовых моделей обстановок осадконакопления. Каждый тип осадочных отложений характеризуется своей совокупностью фаций или ФА. Фации – своего рода смысловые ключи для построения геологической модели. Наиболее подробно идеология типовых моделей разработана в *[w1]*, где типовая модель доведена до полной "чистоты", или истинности, обстановки осадконакопления. В этом виде типовая модель может служить основным каркасом при построении геологической модели или применяться в качестве исходной модели для новых геологических ситуаций. В качестве других примеров типовых моделей обстановок осадконакопления можно

привести последовательности Боума *[b19]* для турбидитных отложений; концепции циклотем для последовательностей напластования дельтовых отложений *[s8]*; утончающиеся кверху последовательности отложений косы меандрирующей реки *[a14]*; фациальных ассоциаций ветвящихся русел *[c1]*; последовательности себхи для эвапоритовых отложений *[s10]*. Разнообразие фациальных моделей и сложность обстановок осадконакопления позволяют строить множество рабочих гипотез относительно древней обстановки, так как неполнота, нечеткость и неопределенность исходных данных являются типичной чертой нефтяной геологии. Обычно выделяют три стадии *[b23]* в разработке типовых моделей обстановок осадконакопления: начальной концептуальной геологической модели; дискретной геологической модели (стохастической или нечеткой); непрерывной геологической модели (стохастической или нечеткой по своей природе).

На стадии создания концептуальной геологической модели, на основе общей геологической обстановки в нефтегазоносном районе, происходит выбор наиболее близких начальных типовых моделей. Количество таких моделей зависит от геологической информации, изученности региона, количества разведочных скважин, открытых и разрабатываемых месторождений, близких к изучаемому, наличия представимого множества керновых данных из обнажений рассматриваемого горизонта. Таким образом, наиболее существенным фактором на этой стадии является неопределенность геологических знаний о нефтяном месторождении.

На стадии создания дискретной геологической модели определяются крупные фациальные ассоциации или фациальные последовательности осадочных пород в каждой скважине; их корреляция между скважинами, т.е. типовая модель обстановки осадконакопления закрепляется в опорных точках (скважинах) как по вертикали, так и по латерали. Вторая стадия, как и первая, существенным образом опирается на экспертные знания сейсмиков, геофизиков и промысловых геологов и широко открыта для рабочих гипотез. Геологами задаются, исходя из вариограмм, размеры крупных ФА, их ориентировки по сторонам света, наклон и взаимосвязь. Массовые последовательности массивных глин обычно не подразделяются на фации, но промежуточные песчаники и сланцы разбиваются на фации.

К началу третьей стадии – создания непрерывной геологической модели – в распоряжении геологов имеется обширная информация о сейсмофациях (керн и обнажения), которая позволяет привязать типовую модель к местным условиям, дополнить и расширить набор ФА, а в некоторых случаях и выделить достаточно крупные фации (более 50·50·1 м). Для построения непрерывной геологической модели важно иметь диаграмму взаимоотношений фаций, или матрицу вероятности переходов между фациями, или вариограммы характерных размеров ФА (полученные по данным из разведочных скважин или обнажения). Каждая ФА описывается характерными интервалами изменения основных геолого-физических и петрофизических параметров (пористости, проницаемости, капиллярного давления, начальной нефтенасыщенности, остаточной водонасыщенности, фазовой

проницаемости). Проницаемое пространство залежи (пласта) покрывается дискретной 3М сетью ФА, привязанных к каркасу дискретной модели. Каждая ФА задается местоположением своего центра масс, размерами, формой и степенью определенности ее положения в пространстве (получаемой из вариограмм). С помощью компьютерного моделирования происходит согласование положения ФА и их границ.

Подавляющее большинство нефтяных залежей размещено в следующих обстановках осадконакопления: мелководно-морские отложения (63%), отложения дельтовой равнины и дельты (13,9%), речные наносные и русловые отложения (10%), прибрежные (5,6%). В остальных обстановках осадконакопления нефтяные залежи встречаются реже (менее 3%), в том числе и в глубоководно-морских отложениях (2,6%). Процессы разработки в залежах с различными обстановками осадконакопления имеют свои особенности. Так, например, месторождения с дельтовой системой осадконакопления (с преобладанием речных процессов) характеризуются высоким темпом ликвидации скважин по техническим причинам и риском закрытия скважин, значительными объемами остаточной нефти (т.е. низкой нефтеотдачей). Как видно на рис. *1.2*, все обстановки осадконакопления достаточно хорошо освещены в специальной литературе.

Пласты с аллювиальными отложениями

Аллювиальные системы можно подразделить на основные крупные морфологические структуры *[s8]*: реки с твердым донным стоком; аллювиальные конусы выноса; меандрирующие реки; разветвленые реки. Система морфологических элементов каждого вида отложений, или архитектура отложений, является основой для прогнозирования форм залегания терригенных и карбонатных залежей. Характерными особенностями рек с твердым донным стоком являются слабая извилистость русла и значительная мобильность по латерали. В отложениях этих рек преобладают крупнозернистые фракции (гравий, песок). Иногда выделяют галечный и песчаный типы этой группы рек. Галечные реки вниз по течению переходят в песчаные или меандрирующие реки. Развитие баров, рассекающих поток, приводит к русловому ветвлению. Одна из принятых классификаций баров следующая: продольные бары; прикрепленные к берегу бары в извилистых руслах; поперечные бары. Первый тип характерен для галечных рек, второй – для меандрирующих и третий – для слабоизвилистых.

При выходе слабоизвилистых рек из тесной долины в бассейн (впадину) образуются аллювиальные конусы выноса. Условно их подразделяют на существенно речной (радиус 0,1–100 км) и семиаридный конусы выноса. Последний тип в основном является продуктом кратковременных наводнений.

В областях стока с небольшим уклоном образуются меандрирующие реки, размеры и извилистость которых связаны с шириной реки. Спектр отложений этих рек весьма широк – от гравия до

глины. Этот тип рек связан постепенными переходами со слабоизвилистыми и разветвленными типами.

Разветвленные реки образуют серию рукавов, которые то ветвятся, то объединяются. Причем длина рукава превосходит ширину русла в несколько раз.

Межрусловые области обычно занимают большое пространство для всех типов рек. Различают два типа межруслового пространства: пойменные обстановки и пространства за пределами влияния реки. Эти типы присутствуют в бассейнах рек различных видов, но особенно характерны для разветвленных рек.

В общем случае аллювиальные отложения не имеют определенных диагностических признаков. Поэтому вначале из общей региональной обстановки осадконакопления устанавливается принадлежность пород к речным обстановкам, а затем делаются попытки отнесения их к одному из типов речных систем. В древних обстановках осадконакопления иногда выделяют две нечеткие основные фациальные ассоциации. Первая ФА – "крупнозернистая", характеризуется преобладанием песчаников и конгломератов с относительно небольшим количеством мелких фракций. Вторая ФА – "мелкозернистая", наоборот, характеризуется мелкозернистыми осадками и песчаниками с незначительным содержанием конгломератов.

В первой ФА можно выделить пять главных фракций: конгломераты, косослоистые песчаники, песчаники с мелкой косой слоистостью, параллельно-тонкослоистые песчаники, косослоистые песчаники с латеральным нарастанием (типа "эпсилон") (см. табл. *1.1*). Вторая ФА подразделяется на четыре фации: алевролиты и аргиллиты; пласты песчаников с речными контактами, косослоистые песчаники и отложения палеопочв.

Таблица 1.1. Основные параметры фаций аллювиальных отложений

Фация	Толщина, м	Распространенность
Первая ФА		
1. Конгломераты	1–5	Низкая
2. Косослоистые песчаники	0,5–40	Высокая
3. Песчаник с мелкой косой слоистостью	–	"
	–	Низкая
4. Параллельно-тонкослоистые песчаники	1–5	–
5. " типа "эпсилон"		
Вторая ФА		
6. Алевролиты и аргиллиты	0,5–3	Высокая
7. Пласты песчаников с резкими контактами	0,1–1	–
	1–5	Средняя
8. Косослоистые песчаники	0,1–3	–
9. Палеопочва		

Формы песчаных тел в аллювиальной системе сильно варьируют. Песчаные тела с плоской подошвой относят чаще всего к меандрирующим рекам, а линзовидные тела с вогнутой подошвой - к разветвленным, слабоизвилистым рекам. Реки с твердым донным стоком

образуют ограниченные по латерали и сильновытянутые песчаные тела. Форма тел в долинах рек значительно варьирует.

Конкретные разрезы описываются с помощью детальных схем подразделения фаций *[m10]*. Выделяются три класса зерен по размеру: G - гравий, S - песок, F - тонкая фракция. Кроме того, вводятся типы слоистости: m - массивная, t - корытообразная (троговая), p - плоскопараллельная, r - знаки ряби, h - горизонтальная тонкая слоистость. Например, F_h - тонкая фракция с горизонтальной слоистостью. Эта классификация используется при количественном анализе данных, основанных на марковском анализе циклов фаций. Следует отметить, что этот подход является первым приближением к более полной палеомодели залежи.

Классическая последовательность фаций аллювиальных отложениий связана с уменьшением зернистости кверху, переходом от косой слоистости к параллельной или к слоистости со знаками ряби, затем следуют отложения тонкозернистой пачки *[b10]*. В мощных речных отложениях отмечается уменьшение кверху толщин косослоистых пачек. Эта классическая последовательность является идеализацией реальной картины, и она справедлива для большинства типов аллювиальных систем, кроме галечных рек.

Конечно, простые модели не могут охватить все разнообразие древних аллювиальных систем, но в то же время их использование в геологических моделях для задач разработки является качественно новым шагом. Эти модели позволяют в определенной мере учесть фациальную неоднородность и форму песчаных тел в пластовых моделях.

Пласты с речным типом осадконакопления содержат значительные объемы УВ. Эффективная разработка и управление процессами вытеснения в таких пластовых системах требуют их детального описания, седиментологической характеристики, поскольку такие системы отличаются чрезвычайной изменчивостью строения, геометрической и внутренней неоднородностью *[s8, m10]*. Для пластовых систем с речным типом отложений характерно, что распределение пористости, проницаемости и насыщенности тесно связано с обстановкой осадконакопления. Эффективная проницаемость УВ зависит от типа пласта и фациальных условий.

При описании неоднородности таких пластовых систем обычно идут последовательно от неоднородности в масштабе залежи через неоднородность в масштабе межскважинного пространства к микронеоднородности на уровне керна. При этом используются исследования керна и ГИС.

Размеры и неоднородность продуктивных речных систем могут быть предсказаны на ранней стадии разработки залежи, если тип и глубина канала известны *[s8]*. Для установления размеров меандрирующих и разветвленных каналов в таких пластах прибегают к численному или эмпирическому седиментологическому моделированию. Результаты прогнозирования при использовании этих методов для пластов со средней проницаемостью выше 0,001 мкм^2 являются удовлетворительными.

Интеграция сейсмических и геофизических данных макро- и мезоуровня позволяет получать хорошие седиментологические характеристики пластовых систем, согласованные с речным типом осадконакопления.

Пласты с озерными отложениями

Озерные отложения можно разделить на две основные группы *[s8]*: отложения озер гидрогеологически открытых впадин; отложения соленых озер закрытых впадин.

Циклическое чередование фаций является характерной чертой озерных обстановок осадконакопления. В озерах открытых впадин выделяют ФА, удаленные от берега, и отложения береговой зоны. ФА, удаленная от берега, включает фации карбонатов (ламиниты) и тонкослоистые алевриты и глины. ФА отложений береговой зоны состоит из песчаников со знаками волновой ряби; косослоистых песчаников; алевритов; трехкарбонатных фаций (биогермов; пизолитов, онколитов и оолитов; "озерного мела").

В закрытых озерах также выделяют ФА центральной части озера и его окраин. ФА центра озера в основном состоит из минералов-эвапоритов, мергелей и карбонатно-гипсовых ламинитов. ФА окраин закрытого озера включает строматолитовые известняки; кремнисто-обломочные песчаники; листоватые и загипсованные мергели.

Пласты с эоловыми отложениями

Эоловые отложения – это отложения древних пустынь. Ряд залежей УВ привязан к этим обстановкам, в частности газокон денсатные месторождения Северного моря.

По размерам различают три типа эоловых отложений: драа, дюны и песчаную рябь *[s8]*. Эоловая форма типа драа имеет длину волны 1–3 км с высотой 50–200 м. Тип дюн характеризуется длиной волны 10–300 м с высотой 1–10 м. Песчаная рябь имеет длину волны 0,5–5 м с высотой до 0,2 м.

Эоловым отложениям свойственны крупномасштабная косая слоистость, высокая степень сортированности от среднего до тонкого песка, высокая степень окатанности и округлости зерен, отсутствие глинистых минералов, высокая первичная пористость, высокий коэффициент песчанистости.

Эоловые отложения встречаются в виде линзо- и пластообразных песчаных тел. Линзовидные дюны могут быть куполоподобными и сейфовыми. Куполообразные дюны имеют ширину до 200 м, длину до 400 м и высоту до 30 м. Они отстоят друг от друга на 50–200 м и вытянуты в цепи, параллельные направлению палеоветра.

Сейфовые дюны представляют собой параллельные вытянутые гряды длиной до 10 км, шириной до 2 км и высотой до 60 м. Более распространены пластообразные песчаные тела. Мощность их достигает 200–400 м, площадь до 100 км^2.

В эоловых отложениях различают границы раздела поверхности до трех порядков. Границы 1-го порядка очень протяженные, слабонаклоненные и разделены группами косослоистых пачек. У

косослоистых пачкек границы 2-го порядка протяженные, ровные в направлении, параллельном палеоветру, и слабовогнутые в перпендикулярном направлении. Внутри пачек отличают границы 3-го порядка, имеющие значительный угол наклона и не столь протяженные, как первые два типа.

Пласты с дельтовыми отложениями

В дельтах образуются очень мощные осадочные толщи, что позволяет их легко распознавать. Дельты представляют собой выступы береговой линии в местах, где реки впадают в моря и океаны *[s8]*. В древних дельтовых обстановках осадконакопления сосредоточены значительные запасы УВ.

В строении дельты выделяют поверхностный слой (topset), передовой слой (foreset) и донный слой (bottomset) *[b1]*. Поверхностный слой сложен преимущественно горизонтально-залегающими гравелитами, передовой слой – прослоями песка и гравия, наклоненными под углами 10–25°. Донный слой состоит из слабо наклоненных тонкозернистых осадков.

В строении дельт выделяют две основные части: фронт дельты и дельтовую равнину. Фронт дельты включает береговую линию и устье реки, наклоненное и простирающееся в сторону моря. За счет бассейновых процессов речные осадки рассеиваются и осаждаются в области, где река впадает в бассейн. Позади фронта дельты располагается низменная дельтовая равнина.

На основе режима фронта дельты создана наиболее распространенная классификация типов дельт: флювиальные, волновые и приливные. Следует отметить, что это идеализированная схема и в мощных разрезах дельт возможно изменение как типа дельт, так и фациальных ассоциаций дельт.

При распознавании древних дельт в первую очередь устанавливаются три основные ФА: дельтовой равнины, фронта дельты и отмирания дельты. Флювиальная ФА дельтовой равнины существует во всех дельтах, тогда как приливная ФА встречается в нижней части дельтовых равнин приливных дельт. ФА фронта дельты характеризуется обычно разрезами с увеличением кверху размеров зерен (регрессивный тип). Это интерпретируется как переход от тонкозернистых фаций участков, удаленных от берега, к фациям песчаников береговой линии. ФА отмирания дельты представляют собой тонкие, латерально выдержанные маркирующие слои, которые появляются при отмирании дельты или ее лопасти. ФА помогают определять тип дельты и восстанавливать дельтовую обстановку.

На фациальную модель дельтовых отложений оказывают влияние деформационные процессы, особенно сильно они сказываются на фронте дельты, которая наклонена в сторону моря под углами 0,2–2°. Различают следующие деформационные типы: оползни, диапиры, растущие разрывы, сланцевые валы. По данным анализа обнажения, оползневые блоки имеют в среднем ширину < 100 м, длину < 5 км и могут быть смещены по склону на 1–2 км. Диапиры (глиняные бугры) характерны для быстрого осадконакопления. Они изменяют форму и положение

песков пальцевых баров, которые представляют собой серию отдельных линз песка мощностью < 100 м. Растущие разрывы появляются в областях быстрого захоронения илов. Разрывы падают под углами 20–50 ° в направлении продвижения дельты и распространяются на 10–150 м по разрезу. Среднее расстояние между разрывами до 500 м.

Месторождение с дельтовой системой осадконакопления (с преобладанием речных процессов) характеризуется высоким темпом ликвидации скважин по техническим причинам и риском закрытия скважин; значительными объемами остаточной нефти (низкой нефтеотдачей). Геологическое описание и моделирование пластов с дельтовым типом осадконакопления позволяет определить объем, распределение и потенциальный отбор остаточной подвижной и неподвижной нефти. Потенциальная нефтеотдача в таких залежах во многом определяется условиями седиментации, которые сказываются на конечной неоднородности строения и свойств поровой системы.

Крупномасштабными факторами, регулирующими тип осадконакопления, являются уровень моря; скорость и тип отложений; палеоклимат; морской термический градиент; палеоокеанография (циркуляция, стратификация, химический состав и др.).

Понимание и моделирование неоднородностей в дельтовых типах пластов являются основополагающими для проектирования технологий нефтеизвлечения, включая доразбуривание, МНП/МУН и горизонтальные скважины *[a2]*.

При моделировании дельтовых резервуаров дельтовые тела рассматривают как множество уложенных в определенном порядке песчаных баров. Седиментация каждого песчаного бара моделируется с использованием некоторых основных принципов последовательной стратиграфии, например погрубения кверху отложений проградирующей (продвигающейся) дельты *[a3, s8]*.

Пласты с прибрежными отложениями

По наиболее распространенной классификации M.O. Hayes *[h10, s8]*, прибрежные отложения с терригенной седиментацией подразделяются по амплитуде приливов: микроприливные (низкие) < 2 м; мезоприливные (средние) 2–4 м; макроприливные (высокие) > 4 м. Прибрежные обстановки можно разбить по динамическому режиму на группы: волновой; смешанно-волновой и приливно-отливной деятельности; с преобладанием приливно-отливной деятельности. Первая группа включает такие крупные морфологические элементы, как пляжи, микроприливные барьерные острова и береговые валы пляжа (шеньеры). Вторая группа в основном состоит из приливно-отливных дельт и приливных потоков. Такие морфологические элементы, как приливно-отливные отмели, эстуарии и песчаные береговые валы пляжа, характерны для третьей группы *[a4]*.

Субобстановки пляжа побережья с преобладанием волновых процессов, которые состоят из верхнего и нижнего пляжей, берегового склона, переходной и внешней зон. Структура песчаных отложений в субобстановках меняется от тонкозернистой (верхний и нижний пляжи, береговой склон) через илистую тонкозернистую (переходная зона) к

средне- и крупнозернистой (дельтовая зона). Разрезы с укрупнением вверх зернистости отложений характерны для фаций наступающего (регрессивного) пляжа с преобладанием волнового режима.

Фации побережья со смешанным волновым и приливно-отливным режимом представляют собой сложную картину. Волновому режиму свойственны параллельно-слоистые пески, пологая косая слоистость и слойчатость ряби, тогда как фации преимущественно приливно-отливного режима представлены серией крутопадающей (15–25°) плоско-параллельной косой слоистости, ориентированной в сторону отлива. Трансгрессивные побережья со смешанным режимом характеризуются чаще всего уменьшением зернистости отложений вверх по разрезу и мощностью отложений до 200–300 м. Трансгрессивные побережья могут быть сформированы за счет проявления двух механизмов: отступания предфронтальной зоны (берегового склона) и погружение барьера на месте.

В настоящее время существует немного примеров древних ФА эстуариев (полузамкнутых прибрежных водных тел, которые имеют свободное сообщение с открытым морем *[s8]*). Отличительными чертами этой ФА являются быстрые локальные латеральные и вертикальные фациальные изменения, следы биполярных палеотечений.

Примеров древних ФА приливно-отливных отмелей существует достаточно. Чаще всего они характеризуются разрезом с уменьшающейся вверх зернистостью, что отражает наступление приливно-отливной отмели.

Пласты с терригенными отложениями мелководных морей

Отложения мелководных морей занимают промежуточное положение между прибрежными отложениями и глубоководными, которые формируются за счет океанических процессов. Мелководные моря подразделяются на два типа: краевые (шельфы континентов) и эпейрические (мелководные, частично замкнутые бассейны типа Северного моря). Обстановки осадконакопления в мелководных морях относятся к наименее изученным. Большую роль в этом сыграло то, что существует фундаментальное различие между современными и древними морями. Современные моря, в отличие от древних, испытали влияние голоценовой трансгрессии. Поэтому модели фаций для этой обстановки недостаточно разработаны.

Спектр моделей мелководных обстановок осадконакопления включает шельфы с преимущественно волновыми процессами, шельфы с преимущественно приливно-отливными течениями и шельфы с преимущественно штормовыми процессами.

На шельфе принято выделять следующие зоны (или морфологические элементы): прибрежную равнину, прибрежную зону, внутренний шельф, внешний шельф, континентальный склон и бассейн. К древнему шельфу относится собственно внутренний и внешний шельф, эту часть шельфа еще называют "сублиторальная зона", "неритовая зона" и "мелководная зона"*[E2]*.

С этими зонами связаны три основные ФА: преимущественно приливно-отливных отложений, преимущественно волновых и штормовых отложений, преимущественно илистых отложений.

ФА преимущественно приливно-отливных отложений представляют собой косослоистые мелководные песчаники. Это преобладающая фация в разрезах. Песчаники обычно в виде "проксимальной" пачки венчают разрез с увеличением кверху зернистости. Эта фация характерна для частично замкнутых мелководных морей. ФА преимущественно волновых и штормовых фаций внешней зоны шельфа обычны в разрезах в силу того, что они хорошо сохраняются. ФА этой зоны характеризуются отражением действия волн на фации в виде волновой ряби, мелкой косой слоистости, бугорчатой косой слоистости. Для штормовых отложений более характерна бугорчатая косая слоистость *[h8]*. К сожалению, геометрия и латеральное протяжение отдельных штормовых песчаных слоев до конца неизвестны *[s8]*. Проксимальные песчаные слои быстро изменяют свою мощность и выклиниваются через десятки метров по латерали. Дистальные слои характеризуются табулярной геометрией пластов и большой протяженностью (200–3000 м).

ФА преимущественно иловых фаций являются самыми распространенными терригенными отложениями в дальней зоне шельфа. В то же время седиментология их изучена недостаточно. Глинистые шельфовые отложения большой мощности чаще всего накапливаются в зонах слабого воздействия волн. При интерпретации ФА этой зоны прибегают в основном к детальному палеонтологическому анализу.

Пласты с мелководно-морскими карбонатными отложениями

Карбонатное осадконакопление происходит при отсутствии терригенного осадконакопления и высокой биологической активности на континентальном шельфе. Различают крупные карбонатные тела – рампы и платформы. Рампы – это карбонатные тела, расположенные на удалении от суши, на пологих склонах. Платформами называются карбонатные тела с плоскими вершинами, крутыми склонами, окруженные глубокими водами. Карбонатные шельфы расположены на вершине платформ и рамп.

J.L. Wilson *[w7]* выделил девять стандартных фациальных поясов в карбонатных обстановках осадконакопления. В зависимости от локальных условий осадконакопления (тектоники, крутизны склона и др.) в каждой из обстановок может присутствовать неполный набор этих фаций. Стандартные фациальные пояса (или ФА), по J.L. Wilson, состоят из бассейновых фаций; фаций открытого моря; карбонатов подошвы склона; фаций переднего склона; органических построек или рифов; песков края платформы; фаций открытой платформы; фаций замкнутой платформы и эвапоритов. Бассейновые фации (ФА бассейна) состоят из переслаивающихся аргиллитовых и пелагических илов, карбонатов и эвапоритов. Фации открытого моря (ФА открытого моря) состоят из карбонатов (известковые аргиллиты и мергели) и сланцев. Карбонаты подошвы платформы (ФА подошвы платформы) представлены пелагическими и гемипелагическими отложениями,

переслаиваемыми рифовой осыпью. Отложения переднего склона рифа (ФА переднего склона) представляют собой обломки аргиллитов и брекчий. Слоистость часто нарушена. Рифы (ФА рифов) чаще всего представлены иловыми холмами, биокластическими бугристыми и твердыми каркасными рифами. Пески края платформы (ФА края платформы) сложены ооидами, пелоидами и скелетными зернами. Фации открытой платформы (ФА открытой платформы) содержат битурбированные микриты и слои штормовых калькаренитов. Фации замкнутой платформы (ФА замкнутой платформы) состоят из известковых илов, литобиокластических песков, тонкозернистых кластических прослоев. Платформы эвапоритов (ФА эвапоритов) включают желваковый ангидрид, доломит и тонкослоистые эвапориты.

Пласты с соленосными отложениями

Образование эвапоритовых отложений происходило там, где испарение было больше количества осадков. Они характеризуются высокой степенью неоднородности и изменчивостью свойств.

Различают две основные обстановки осадконакопления: преимущественно субаэральную в древних себхах и солончаках; преимущественно субаквальную в мелководных и глубоководных бассейнах.

Общая схема диагенеза отложений в себхе включает пять стадий [*w6*]: осаждение кристалов гипса; образование ранней желваковой структуры гипса; замещение гипса пластинками ангидрита; поздние стадии диагенеза, включающие гидратацию и образование вторичного гипса. Фациальная ассоциация себхи [*w6*], включает четыре фации: известняковую с фораминиферами мощностью 0,3–5 м; известняковую со строматолитами и частично замещающим гипсом мощностью 1–3 м; кальцитизированных эвапоритов мощностью 0,2–1 м; известняков мощностью 1–5 м.

В мелководных древних бассейновых эвапоритах образуются массивные слои со значительной латеральной протяженностью (до 40–70 км). Глубоководные эвапориты имеют большую протяженность как по горизонтали, так и по вертикали, чем мелководные.

Пласты с глубоководно-морскими отложениями

На формирование глубоководно-морских терригенных отложений оказывают влияние поступление осадочного материала, локальная тектоническая обстановка и колебания уровня моря. Поступление осадочного материала определяется типом осадка: размером зерен и их составом; скоростью отложения; объемом осадочного материала; количеством и расположением источников сноса. В свою очередь, поступление осадочного материала влияет на формирование макроэлементов обстановок осадконакопления (шлейф склона, подводные конусы выноса, дно бассейна). Обломочные карбонатные отложения характерны для склоново-шельфовых систем. Напротив, иловые и песчаные отложения позволяют распознавать конусы выноса и равнину (дно) бассейна. Тектоническая обстановка определяется режимом регионального напряжения, скоростью воздымания и

опускания, характером и частотой сейсмических событий; разломообразованием в областях сноса и питания. Колебания уровня моря приводят к смещению источников сноса: при низком море источники могут находиться на склонах бассейна, при высоком уровне они смещаются на континентальный шельф.

Основными макроэлементами обстановок осадконакопления глубоководно-морских отложений являются шельф, верхний склон, спокойный склон, основание склона, верхний, средний и нижний конусы выноса и равнина бассейна.

Основные типы осадков в глубоководных обстановках – отложения лавин; крипповые отложения; сползшие блоки; оползни; дебриты; грубо-, средне- и мелкозернистые турбидиты; отложения нормальных придонных течений (ОНПТ); контуриты; пелагиты; гемипелагиты и хемогенные отложения.

Гемипелагические отложения (известняки, терригенный и вулканогенный ил) – это терригенные составляющие (глины, кварц, вулканический пепел) с большой долей зерен алевритовой размерности.

Пелагические отложения (отложения открытого моря) состоят из отложений мелких, микроскопических планктонных животных и растительных организмов. Они представляют собой биогенные илы и глины на дне глубокого моря, сформировавшиеся за счет медленного осаждения сквозь толщу воды.

Хемогенные осадки (известковый ил, пелагический карбонат, серый пелагичесекий известняк) развиты в малых пелагических бассейнах, где соленость вод повышенная, в результате чего происходит хемогенное осаждение магнезиального кальцита. Поставщиками магнезиального кальцита служат мелководные участки карбонатных платформ. Характерные параметры для глубоководно-морских осадков приведены в табл. *1.2*:

Таблица 1.2. Характерные параметры глубоководно-морских отложений

Параметры	Интервал изменения	Отложения лавин	Крипп	Блок	Оползень	Дебрит
Мощность отложений, м	>100	+	–	–	–	–
	10–100	+	+	+	+	–
	1–10	–	–	–	–	+
	0,1–1	–	–	–	–	–
	<0,1	–	-	–	–	–
Перенос отложений, км	>1000	–	–	–	–	–
	100–1000	–	–	–	–	–
	10–100	–	–	–	–	+
	1–10	–	–	+	+	–
	0,1–1	+	+	+	+	–
	<0,1	–	–	–	–	–
Крутизна склона, ^{o}	>10	+	–	–	–	–
	2–10	–	–	+	+	–
	0,5–2	–	+	–	–	+
	<0,5	–	–	–	–	–

Таблица 1.2 (окончание)

Параметры	Интервал изменения	Турбидит, грубозернистый	Турбидит, среднезернистый	Турбидит, мелкозернистый	ОНПТ	Контурит	Гемипелагит, хемогенные осадки
Мощность отложений, м	>100	–	–	–	–	-	-
	10–100	–	–	–	–	-	-
	1–10	+	–	–	–	-	-
	0,1–1	+	+	+	+	-	-
	<0,1	–	–	+	+	+	+
Перенос отложений, км	>1000	–	–	+	–	+	-
	100–1000	+	+	–	–	-	-
	10–100	–	–	–	+	-	-
	1–10	–	–	–	–	-	-
	0,1–1	–	–	–	–	-	-
	<0,1						+
Крутизна склона,°	>10	–	–	–	–	-	-
	2–10	–	–	–	–	-	-
	0,5–2	+	+	–	–	-	-
	<0,5	–	–	+	+	+	+

По особенностям строения осадочной толщи и морфологическим элементам (каньонам, каналам, оврагам, ветвящимся руслам, намывным валам, лопастным конусам выноса, клинам осадков, наносным холмам) выделяются три обобщенные модели шлейфа склона: $Ш_1$ – нормальный, $Ш_2$ – разломный, $Ш_3$ – карбонатный, и три обобщенные модели конуса выноса: $К_1$ – радиальный, $К_2$ – вытянутый, $К_3$ – дельтовый; Б – басейн (см. табл. *1.3*).

Таблица 1.3. Характерные структурные параметры основных обстановок осадконакопления глубоководно-морских отложений

Параметры	Интервал изменения	$Ш_1$	$Ш_2$	$Ш_3$	$К_1$	$К_2$	$К_3$	Б
Мощность отложений, м	>1000	+	+	+	+	+	-	-
	100–1000	–	+	–	+	–	+	+
	10–100	–	–	–	–	–	+	+
Размер элемента по длине, м	>1000	–	–	–	–	+	-	+
	100–1000	+	–	+	+	+	-	+
	10–100	+	+	+	+	+	+	-
	<10	–	+	–	–	–	+	-
Крутизна склона, °	>10	–	+	+	–	–	-	-
	2–10	+	+	-	+	+	+	-
	0,5–2	–	-	-	+	+	+	-
	<0,5	–	-	-	–	–	-	+

В конце 70-х годов классификация глубоководно-морских фаций была достаточно тщательно разработана. Фация определяется на основании изучения следующих особенностей осадочных пород: размерности зерен; отношения песок / ил; мощности; геометрии и внутренней упорядоченности слоев; **динамических и биогенных**

осадочных текстур; строения, состава и биоты. Таким образом, каждая фация отражает условия и процесс осадконакопления. Количество описанных фаций в настоящее время очень велико. Только глубоководно-морских фаций около 50. Более крупным структурным элементом является группа фаций. Группу фаций описывают по внутренней упорядоченности структур (упорядоченные – A1, B1 и т.д. и неупорядоченные – A2, B2 и т.д.) и текстур (обломки – F1, слои–F2). Так, например, для глубоководно-морских фаций выделены 15 групп фаций. 7 классов фаций определены исходя из размерностей (классы A–E), внутренней упорядоченности (класс F) и состава (класс G). Классы фаций включают гравий, илистый гравий, гравийный ил, галечный песок, пелагит, хемогенные отложения (см. рис. *1.3*). Переотложенные карбонатные осадки глубоких морей представлены на классификационной схеме *[E2]*, а основные типы терригенных осадков – на рис. *1.4*.

На рис. *1.5* представлены коммулятивные функции распределения пористости, проницаемости, среднего размера зерен и параметра сортировки для основных условий осадконакопления глубоководно-морских отложений.

В настоящее время основные усилия ученых направлены выявление взаимотношений между фациями и средой конкретных обстановок осадконакопления. Анализ осадочных фаций служит основой для стохастического моделирования залежей углеводородов приуроченных к различным обстановкам осадконакопления.

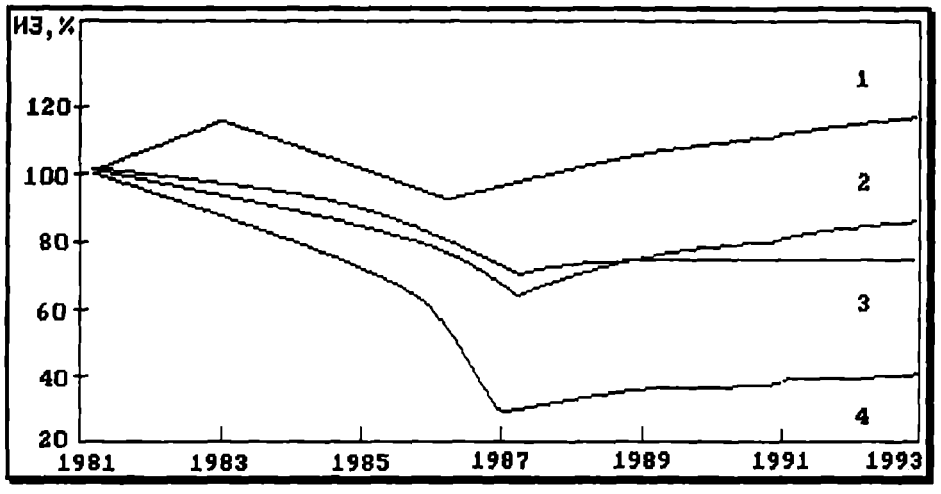


Рис. 1.1. Динамика индекса затрат (ИЗ) на разведку и разработку месторождений 1 – "Petrobras"; 2 – "Royal Dutch Shell"; 3 – "British Petroleum"; 4 – 17 крупнейших американских компаний

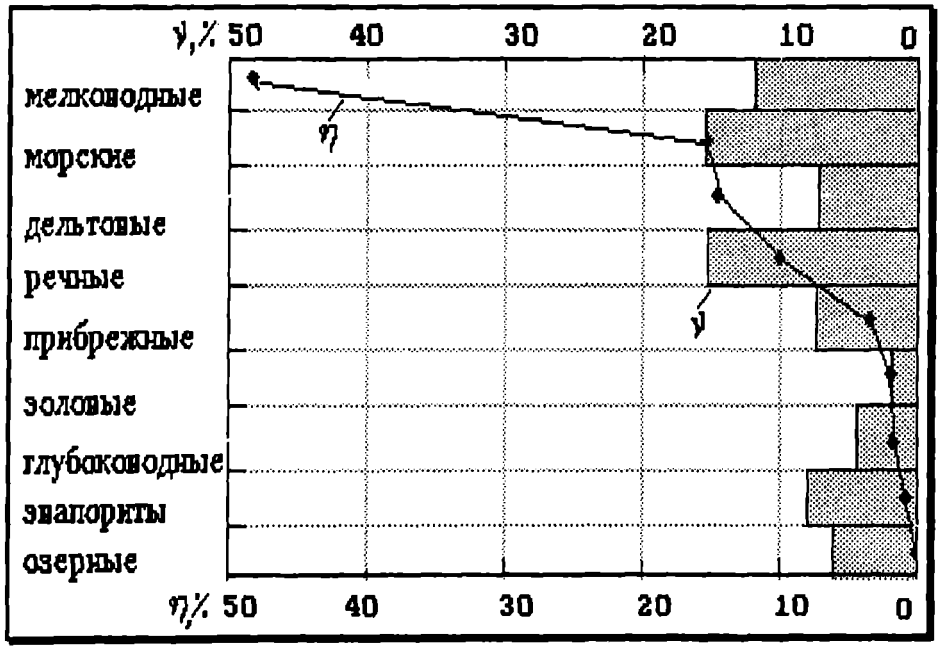


Рис. 1.2. Диаграмма частостей научных публикаций (ν) и обстановок осадконакопления, в которых расположены залежи УВ (η)

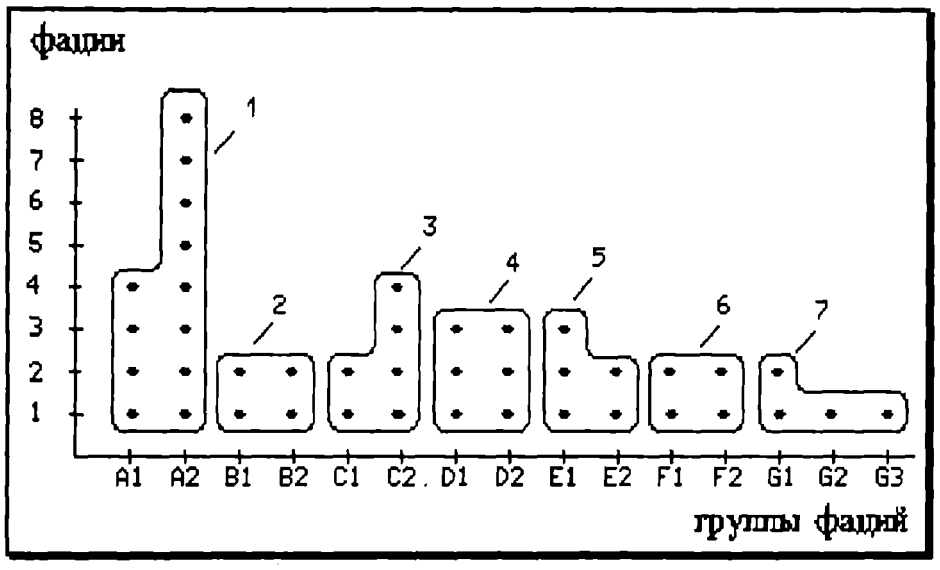


Рис. 1.3. Классификационная схема групп фаций глубоководно-морских отложений

1 – гравий, галечный песок; 2 – песок; 3 – песок, ил; 4 – алеврит, ил, алевритовый ил; 5 – ил, глина; 6 – хаотические отложения; 7 – биогенный ил, гемипелагиты, хемогенные отложения

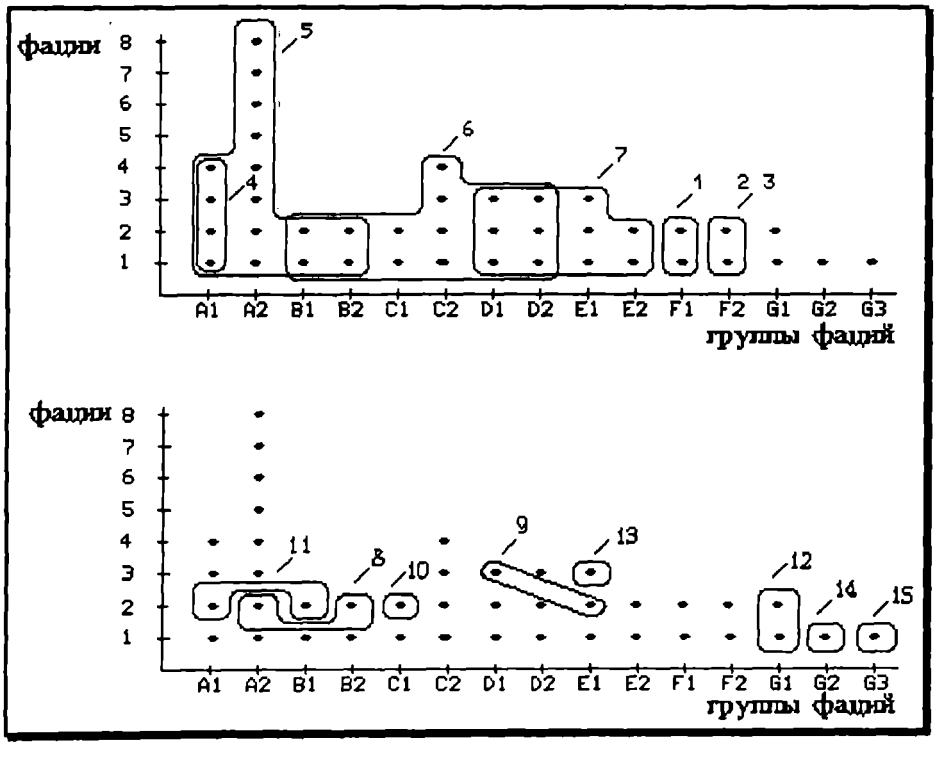


Рис. 1.4. Основные типы осадков глубокого моря на классификационной схеме фаций и групп фаций

1 – отложения лавин; 2 – крипповые отложения; 3 – сползшие блоки и оползни; 4 – дебриты; 5–7 – турбидиты: 5 – грубозернистые, 6 – среднезернистые, 7 – мелкозернистые; 8 – переотложенные русловые осадки; 9–11 – контуриты: 9 –илистые, 10 – песчаные, 11 – гравийно-остаточные; 12, 13 – пелагит: 12 – илов, 13 – красных глин; 14 – гемипелагит; 15 – хемогенные отложения

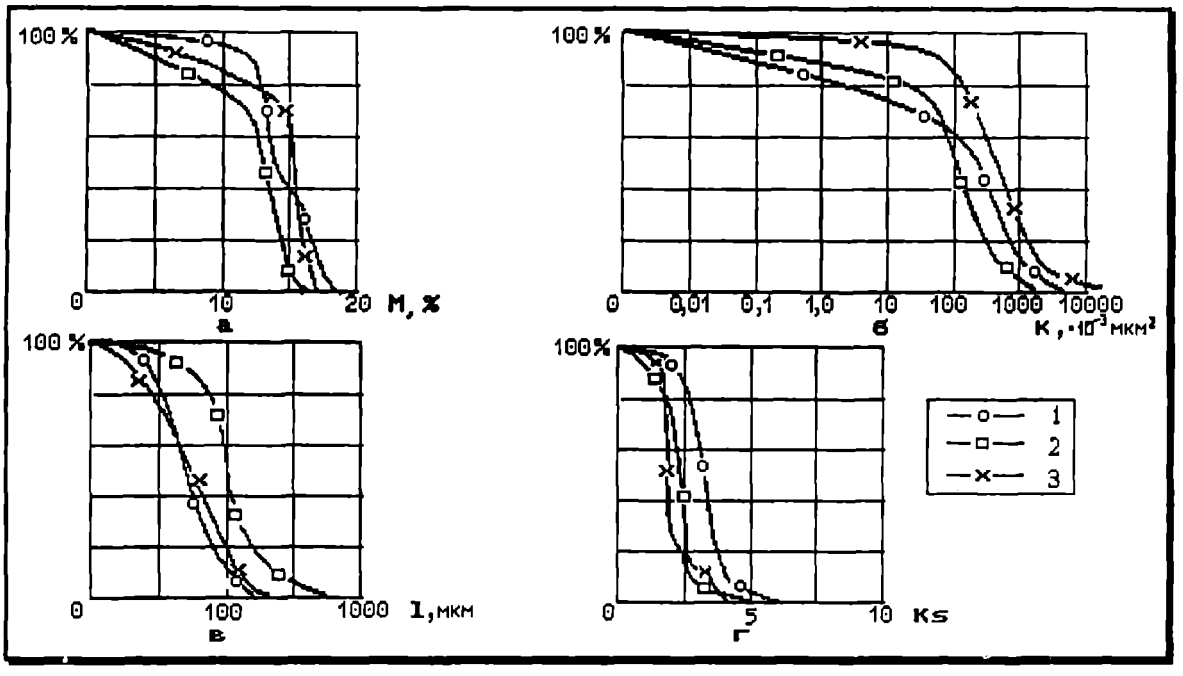


Рис. 1.5. Коммулятивные функции распределения пористости (а), проницаемости (б), среднего размера зерен (в) и сортировки (г) для основных условий осадконакопления глубоководно-морских отложений

1 – основное питающее русло (каньон); 2 – мелкие разветвленные русла; 3 – лопастевидный выступ конуса выноса дельты

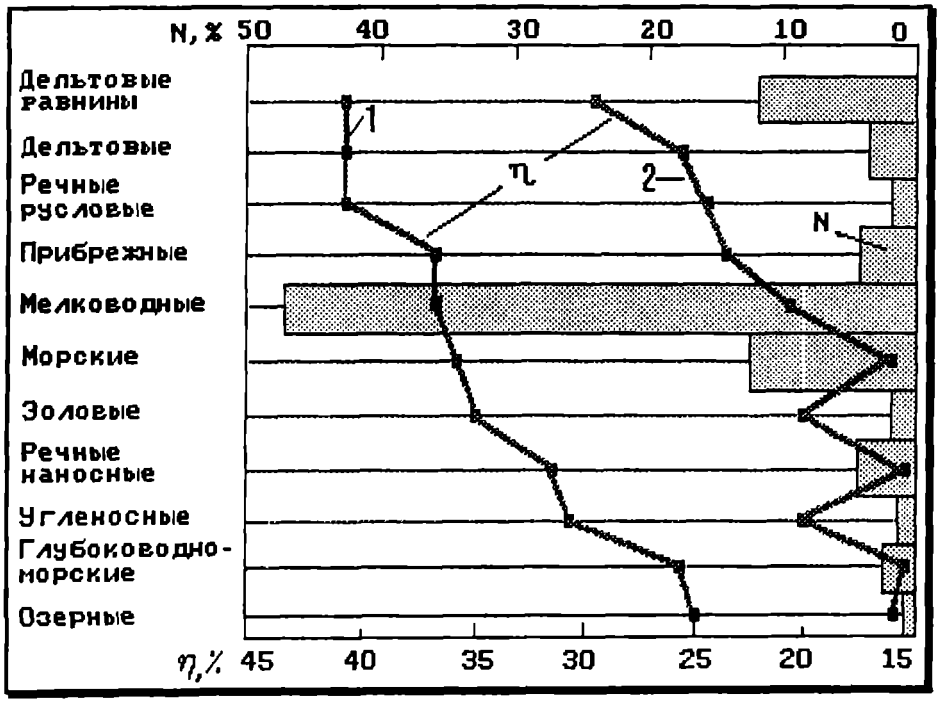


Рис. 1.6. Коэффициент нефтеотдачи (η) и относительная частота встречаемости (N) нефтяных залежей в зависимости от условий осадконакопления

1 – заводнение; 2 – естественный режим

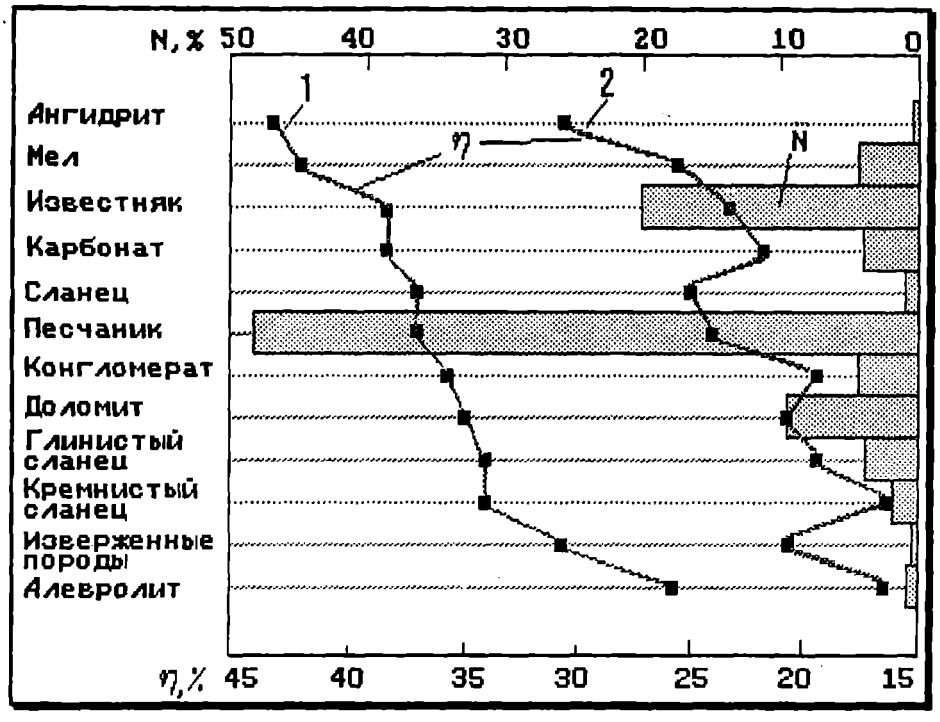


Рис. 1.7. Коэффициент нефтеотдачи (η) и относительная частота встречаемости (N) нефтяных залежей в зависимости от литологических типов пород

1 – заводнение; 2 – естественный режим

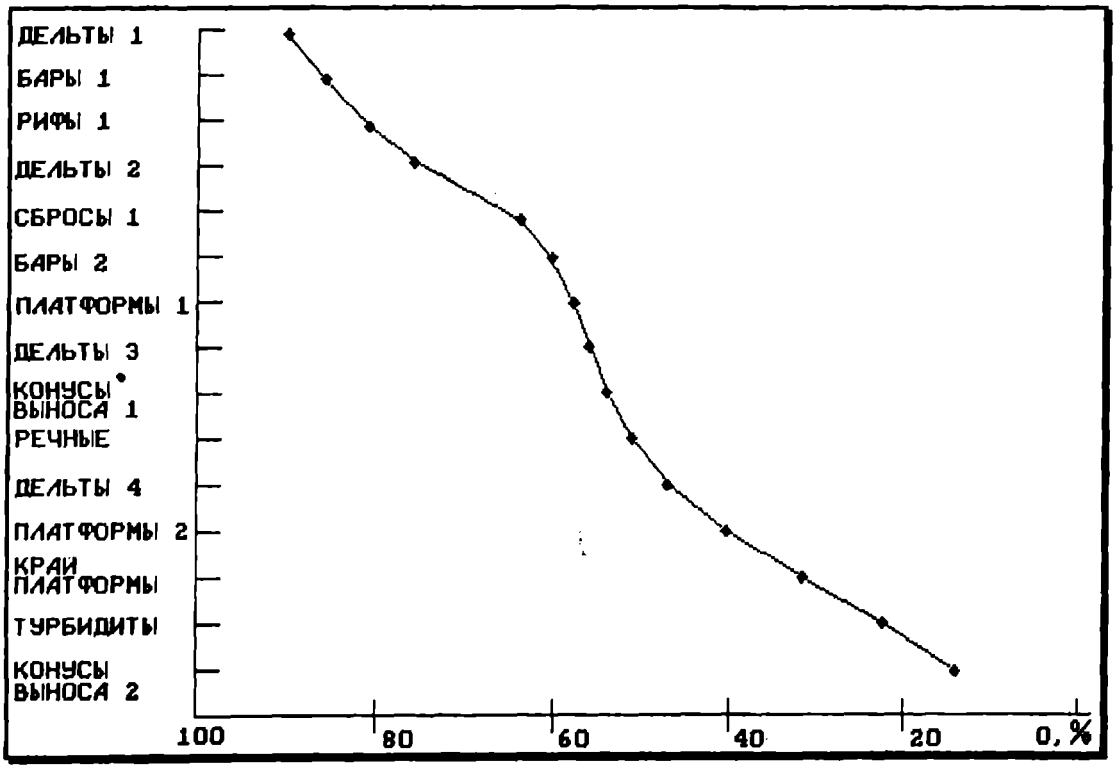


Рис. 1.8. Коэффициент вытеснения нефти при разработке залежи на естественных режимах в зависимости от условий осадконакопления [*m11*]

1.3. Анализ процессов разработки в различных седиментологических и литологических типах нефтяных коллекторов.

В условиях повышенного внимания к процессам разработки в различных обстановках осадконакопления ряд государственных и частных научно-исследовательских учреждений (Департамент энергетики США, PRISM, PETROCONS) направили свои усилия на обобщение уже имеющегося опыта разработки нефтяных залежей на естественных режимах и при заводнении для основных обстановок осадконакопления. На рис. *1.6–1.8* представлены зависимости, построенные с учетом полученных указанными организациями результатов.

На рис. *1.6* приведены коэффициент нефтеотдачи процессов разработки (η) и относительная частота встречаемости (N) нефтяных залежей в зависимости от основных обстановок осадконакопления. Зависимость для заводнения получена на основе обработки данных по более 1000 залежей, для естественных режимов – около 1400 залежей. Средневзвешенная нефтеотдача составляет 20,4% для естественных режимов и 36% для заводнения в целом по всем залежам. Наиболее высокая нефтеотдача (свыше 40%) при заводнении характерна для следующих обстановок осадконакопления: дельтовых равнин, дельтовых и речных русловых. Этим обстановкам свойственна и высокая нефтеотдача на естественных режимах – свыше 25%. Наиболее низкая нефтеотдача при заводнении характерна для глубоководно-морских и озерных отложений – около 25%. Мелководно-морские отложения – самые распространенные (N = 50%) и характеризуются достаточно высокой нефтеотдачей при заводнении (около 37%). Обстановки осадконакопления ранжируются по относительной частоте встречаемости следующим образом: мелководно-морские, морские, дельтовых равнин, речные наносные, дельтовые, речные русловые, эоловые, глубоководно-морские, угленосные и озерные. В последних четырех обстановках нефтяные залежи встречаются сравнительно редко – менее 3%. С точки зрения эффективности применения заводнения после разработки залежей на естественных режимах обстановки осадконакопления могут быть проранжированы (по приросту нефтеотдачи, %) следующим образом: морские (19); речные русловые (17); мелководно-морские (16); речные наносные (16); эоловые (15); дельтовые (15); прибрежные (14); дельтовых равнин (12); угленосные (11); глубоководно-морские (10) и озерные (8).

На рис. *1.7* представлены коэффициент нефтеотдачи (η) и относительная частота встречаемости (N) нефтяных залежей в зависимости от литологических типов пород. Эти зависимости построены для процессов разработки на естественных режимах (свыше 3000 объектов) и при заводнении (около 1800 объектов). Ангидрит и мел как литологические типы пород характеризуются самой высокой нефтеотдачей и при заводнении (43 и 42% соответственно), и на естественных режимах (31 и 26% соответственно), тогда как изверженные породы и алевролит имеют самую низкую нефтеотдачу (31 и 26%) при заводнении. Три наиболее распространенных литологических

типа пород – песчаник, известняк и доломит – характеризуются следующей нефтеотдачей при заводнении: 37, 38 и 35% соответственно, а при разработке на естественных режимах нефтеотдача для этих типов пород составляет 24, 23 и 21% соответственно. По эффективности применения заводнения после естественных режимов литологичес-кие типы пород могут быть проранжированы по величине прироста нефтеотдачи (в %) следующим образом: конгломерат (17), кремнистый сланец (17), мел (16), карбонаты (15), глинистый сланец (15), известняк (14), песчаник (13), доломит (13), ангидрит (12), сланец (12), изверженные породы (10) и алевролит (9). По относительной частоте встречаемости литологические типы пород ранжируются следующим образом (в %): песчаник (48,0), известняк (21,3), доломит (9,17), мел (6,09), конгломерат (3,95), карбонат (3,59), глинистый сланец (3,49), кремнистый сланец (1,88), алевролит (0,84), сланец (0,84), ангидрит (0,35), изверженные породы (0,50). Залежи нефти в остальных типах пород отмечаются относительно редко – менее 2%. Сравнение средневзвешенной нефтеотдачи при заводнении, полученной для литологических типов пород (36,8%), с нефтеотдачей для обстановок осадконакопления (36%) показывает их удовлетворительное согласование, так же как и для средневзвешенной нефтеотдачи для естественных режимов (21 и 20,4% соответственно).

Литологическая приуроченность нефтесодержащих пластов, разрабатываемых с применением промышленных методов воздействия (МУН/МПН – методов увеличения или повышения нефтеотдачи пластов), характеризуется широким спектром пород. Некоторые объекты имеют смешанный литологический состав: песчаники – известняки, доломиты–известняки, песчаники–доло-миты, доломиты–трепел. Смешанный литологический состав весьма нехарактерен для объектов разработки с промышленными МУН (только 3,5% объектов). За последние годы спектр МВ, которые используются в широких промышленных масштабах, существенно не изменился: паротепловое воздействие, нагнетание CO_2 (смешивающееся), нагнетание углеводородных газов (смешивающееся, несмешивающееся), нагнетание азота (смеши-вающееся, несмешивающееся) и полимерное заводнение. Следует отметить, что, несмотря на небольшое число проектов с различными методами нагнетания азота (смешивающееся и несмешивающееся, а также нагнетание дымовых газов) – 13 объектов, общая дополнительная добыча нефти на этих объектах значительно превысила таковую от полимерного заводнения *[o4]*. Масштабы применения полимерного заводнения резко сокращаются, что, скорее всего, вызвано изменением общей экономической ситуации, а не технологическими возможностями метода. В данном исследовании рассматриваются средне-арифметические геолого-физические и технологические параметры. Интервалы изменения параметров более подробно изучены в работах *[E5, b2, e4]*. Проекты с применением основных МВ в целом характеризуются высоким коэффициентом успешности – 83%. Самый высокий коэффициент успешности имеют проекты в доломитах – 87,8%, в известняках – 83,7% и в песчаниках – 80,9%. Подавляющее большинство успешных проектов осуществляется в

песчаниках – 68,4%, в известняках – 11,5%, в доломитах – 10,1% и в несцементированных песках – 5,3%. В смешанных типах пород, а также в конгломератах и трепеле отмечено незначительное количество успешных проектов – 4,7%.

На рис. *1.8* представлен коэффициент вытеснения нефти при разработке залежи на естественных режимах в зависимости от условий осадконакопления. Эти результаты получены на основе данных по 500 месторождениям Техаса *[m11]*. Сопоставление рис. *1.8* и *1.6* показывает их удовлетворительное согласование для основных типов осадконакопления. Наиболее высокие коэффициенты вытеснения характерны для дельт с прибрежно-волновыми процессами (дельты *1* – около 90%), барьерных песчаных баров (бары *1* – 85%), больших рифов, атоллов (рифы *1* – 80%) и песчаных дельт с преобладанием речных процессов (дельты *2* – 75%). Можно выделить группу обстановок осадконакопления со средними значениями коэффициентов нефтеизвлечения: карбонатный надвиговый сброс (сбросы *1* – 65%), барьерные бары (бары *2* – 60%), карбонатные платформы (платформы *1* – 60%), дельты с преобладанием волновых процессов (дельты *3* – 60%), конусы выноса дельты и глубоководные песчаные конусы выноса (конусы выноса *1* – 55%), речные (55%), дельты с преобладанием флювиальных процессов (дельты *4* – 50%). Группа обстановок осадконакопления с относительно низким коэффициентом нефтевытеснения включает: карбонаты замкнутой платформы (платформы *2* – 45%), карбонаты края платформы (40%), турбидиты (30%) и глубоководные конусы выноса, богатые глиной (конусы выноса *2*– 15%).

На рис. *1.9* представлена блок-диаграмма, отражающая долю успешных проектов каждого МВ (в % от общего числа успешных проектов) в основных литологических типах пород. Анализ успешности применения МВ в различных литологических типах коллекторов нефти был проведен на основе информации, содержащейся в базе данных по МВ, созданной в ИПНГ РАН. В песчаниках применяются все пять основных МВ, но доля успешных проектов паротеплового воздействия (*пар*) самая большая – 64,5%. Методы нагнетания CO_2, углеводородных газов (*УГ*) и полимерное заводнение занимают промежуточную область по распространенности в песчаниках – 10,2, 10,61 и 13,91% соответственно. Нагнетание азота (N_2) в песчаниках до настоящего времени не нашло широкого применения. В известняках также можно выделить три группы МВ по спектру успешного использования. В группу с невысокой долей распространенности попадают такие методы, как нагнетание пара, полимерное заводнение и нагнетание азота, – 2,2, 4,9 и 4,9% соответственно. В промежуточную группу попадает метод нагнетания CO_2 – 17%. Основная группа включает методы нагнетания углеводородных газов – 71%. В доломитах выделяются две группы: относительно малораспространенных МВ и относительно широко используемых МВ. Первая состоит из полимерного заводнения и нагнетания N_2 с 5,6 и 8,3% успешных проектов. Вторая группа включает

нагнетание CO_2 и углеводородных газов (41,7 и 44,4% успешных проектов от общего их количества в доломитах).

Диаграмма спектра распространенности успешных МВ в различных литологических типах пород представлена на рис. *1.10*. Наиболее широкий спектр распространенности характерен для метода нагнетания CO_2, а наиболее узкий – у паротеплового воздействия.

На рис. *1.11* представлена дополнительная добыча нефти в зависимости от ее дебита *[04]* для различных типов пород. Как видно на рисунке, области распространения успешных проектов разделяются на кластеры не совсем четко и определенно. Дополнительная добыча нефти из песчаников в целом превышает дополнительную добычу из карбонатных пород. На рис. *1.12* эти же точки сгруппированы по МВ. Разделение на кластеры очевидно. Паротепловое воздействие находится в области с высокой дополнительной добычей нефти (от 15 000 до 101 000 т/сут для несцементированных песков и песчаников соответственно) и с низкими дебитами по нефти (5,2 и 3,8 т/сут соответственно). Напротив, нагнетание УГ в различных типах пород характеризуется высокими текущими дебитами для песчаников, известняков и доломитов: 18,4; 24,8 и 20,8 т/сут соответственно. По дополнительной добыче нефти методы нагнетания УГ занимают промежуточную область между паротепловым воздействием и нагнетанием CO_2 и N_2. Методы нагнетания CO_2 отличаются невысокими дебитами нефти: от 6,5 до 2,8 т/сут для песчаников и доломитов соответственно. Методу нагнетания азота свойственны средние значения дебита нефти для карбонатных типов пород – около 11 т/сут и низкие значения для песчаников – 3,7 т/сут.

На рис. *1.13* представлено отношение числа добывающих скважин к нагнетательным и плотность сетки скважин для успешных проектов основных МВ. Доломиты и известняки в этом пространстве параметров разделяются между собой достаточно хорошо. Для доломитов характерны значения ПСС – от 9,0 до 28,0 га/скв., тогда как проекты в известняках тяготеют к значениям ПСС – от 24 до 45 га/скв. Проектам в песчаниках в целом свойственны ПСС менее 15 га/скв., за исключением проектов с применением нагнетания УГ, которые отличаются ПСС более 50 га/скв. Возможно, это связано с широким распространением этого метода воздействия при разработке морских месторождений, которые в основном имеют более разреженную сетку скважин по сравнению с объектами разработки на суше. Методы воздействия в пространстве параметров $n_Д/n_Н$ и S разбиваются на кластеры весьма удовлетворительно. Паротепловое воздействие характеризуется значением ПСС – 0,8÷12 га/скв. и высоким отношением $n_Д/n_Н$ – 4÷8. Такая область распространения успешных проектов с применением пара объясняется тем, что пар является очень дорогостоящим рабочим агентом и его технологическая эффективность резко убывает с ростом расстояния от нагнетательной скважины. Методы нагнетания CO_2 и N_2 характеризуются ПСС – от 10 до 30 га/скв. Они различаются между собой по величине $n_Д/n_Н$. Методу нагнетания CO_2 свойственны низкие значения $n_Д/n_Н$ – от 1,3 до 2,4, тогда как методу нагнетания N_2 присущи средние и высокие значения $n_Д/n_Н$ – от 2 до 8.

На рис. *1.14* представлено распределение основных МВ по успешности и доля МВ в успешных проектах для каждого литологического типа породы. Как видно на рисунке, выделяются три группы. Первая группа самая многочисленная, она включает МВ, которые используются в малых масштабах для различных типов пород. В ней, в свою очередь, можно выделить высоко-, средне- и низкоуспешные МВ. К высокоуспешным относятся нагнетание азота (доломиты), CO_2 (известняки) и УГ (песчаники) с коэффициентом успешности более 90%. К среднеуспешным относятся полимерное заводнение и нагнетание CO_2 (в песчаниках) и нагнетание азота (в известняках) с коэффициентом успешности от 70 до 80%. Метод нагнетания азота в песчаниках относится к низкоуспешным (30%). Вторая группа включает основные промышленные методы воздействия для доизвлечения нефти в основном после заводнения и режимов истощения. К ним относятся: для доломитов – методы нагнетания CO_2 и УГ с высокими коэффициентами успешности (более 80%), для песчаников – паротепловое воздействие (85%) и для известняков – УГ (90%). Третья группа представлена единственным промышленным МВ для несцементированных песков – методом нагнетания пара (70%).

На рис. *1.15* показано распределение успешных МВ в литологических типах пород в пространстве параметров $m \cdot S_н$ (произведение пористости на нефтенасыщенность на начало проекта с МВ) и k/μ (отношение абсолютной проницаемости к вязкости пластовой нефти). МВ по величине $m \cdot S_н$ хорошо разделяются на две группы: с $m \cdot S_н < 0{,}1$ и с $m \cdot S_н > 0{,}1$. Во вторую группу попадают все успешные проекты в песчаниках, а в первую – все в карбонатных породах. Проекты с нагнетанием УГ в известняках и доломитах, а также с нагнетанием N_2 в песчаниках имеют нефтенасыщенность более 70%. Все остальные проекты характеризуются нефтенасыщенностью менее 70%. Как видно на рис. *1.11,* метод нагнетания пара имеет узкую область применения с относительно высоким значением $m \cdot S_н = 0{,}2$ и низким значением отношения k/μ =1÷3 мД/мПа·с. Напротив, метод нагнетания УГ успешно применяется в зоне с высокими значениями отношения k/μ = 400÷1600 мД/мПа·с и средними значениями $m \cdot S_н = 0{,}7 \div 1{,}6$. Промежуточные области распространения занимают методы нагнетания CO_2 и N_2, у которых произведение $m \cdot S_н$ принимает значения 0,5÷1,3 и 0,5÷1,5 соответственно, а отношение k/μ изменяется в пределах 7÷50 и 70÷460 мД/мПа·с соответственно.

Таким образом, при проектировании системы разработки нефтяных месторождений нельзя обходить вниманием условия осадконакопления, в которых была сформирована залежь. Включение особенностей обстановок осадконакопления, фаций в геологическую модель залежи, а затем и в имитационную позволит более обоснованно вычленять эксплуатационные объекты, выбирать методы воздействия, размещать скважины, оптимизировать процессы вытеснения нефти, увеличивать в конечном итоге нефтеотдачу и чистую прибыль нефтегазодобывающего предприятия. Иногда в стохастических моделях при отсутствии детальной информации по залежи прибегают к

экспертному заданию функций распределения фильтрационно-емкостных параметров (пористости, проницаемости, трещиноватости и др.) для каждой фации. В этом случае статистическая информация об аналогичных обстановках осадконакопления и литологических типах пород может служить своего рода ориентиром в выборе более достоверных функций распределения. Наиболее актуальным становиться поиск эффективных проектных решений с целью сокращения капитальных и эксплуатационных расходов и одновременного увеличения чистой прибыли фирмы-оператора на основе использования современных достижений в области стохастического и нечеткого моделирования сложных систем. Имитационное моделирование процессов разработки месторождений УВ следует производить на ЗМ неоднородных моделях, получаемых на основе комплексирования геологической, промысловой, сейсмической и геофизической информации. Следует критически рассмотреть существующие системы разработки, в первую очередь крупных и гигантских месторождений УВ, проектирование которых производилось на однородных, зонально-неоднородных и 2М геологических моделях, в свете рассмотренных недостатков.

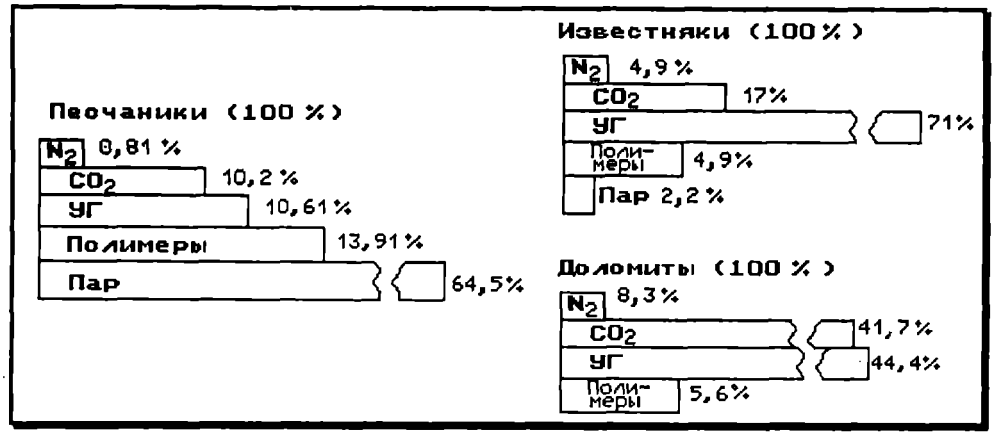


Рис. 1.9. Блок-диаграмма успешных проектов основных МВ в литологических типах пород

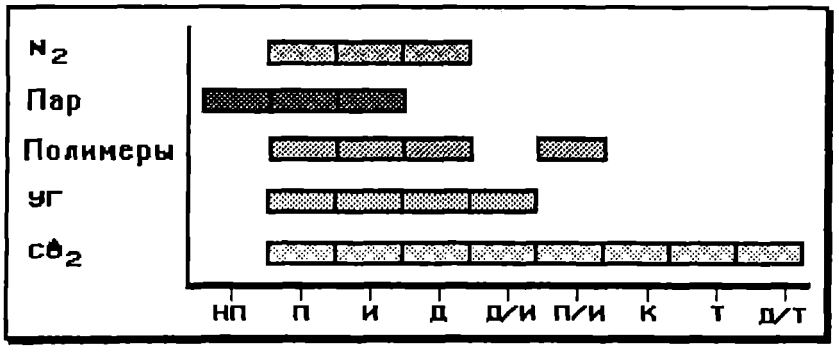


Рис. 1.10. Спектр распространенности успешных МВ в литологических типах пород

НП – несцементированные пески; П – песчаники; И – известняки; Д – доломиты; Д/И – доломиты и известняки; П/И – песчаники и известняки; К – конгломераты; Т – трепел; Д/Т – доломиты и трепел

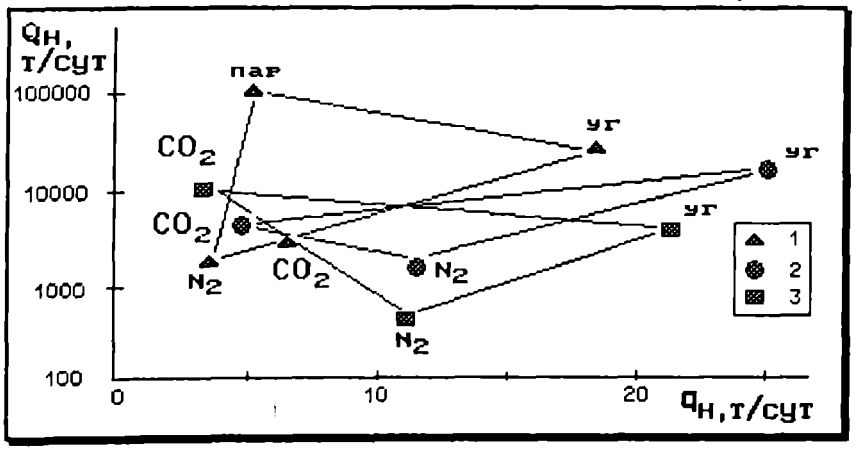


Рис. 1.11. Дополнительная добыча нефти $Q_н$ в зависимости от ее дебита $q_н$ для различных типов пород

1 – песчаники; 2 – известняки; 3 – доломиты; пар – паротепловое воздействие; УГ – углеводородные газы; CO_2 – нагнетание двуокиси углерода; N_2 – нагнетание азота или дымовых газов

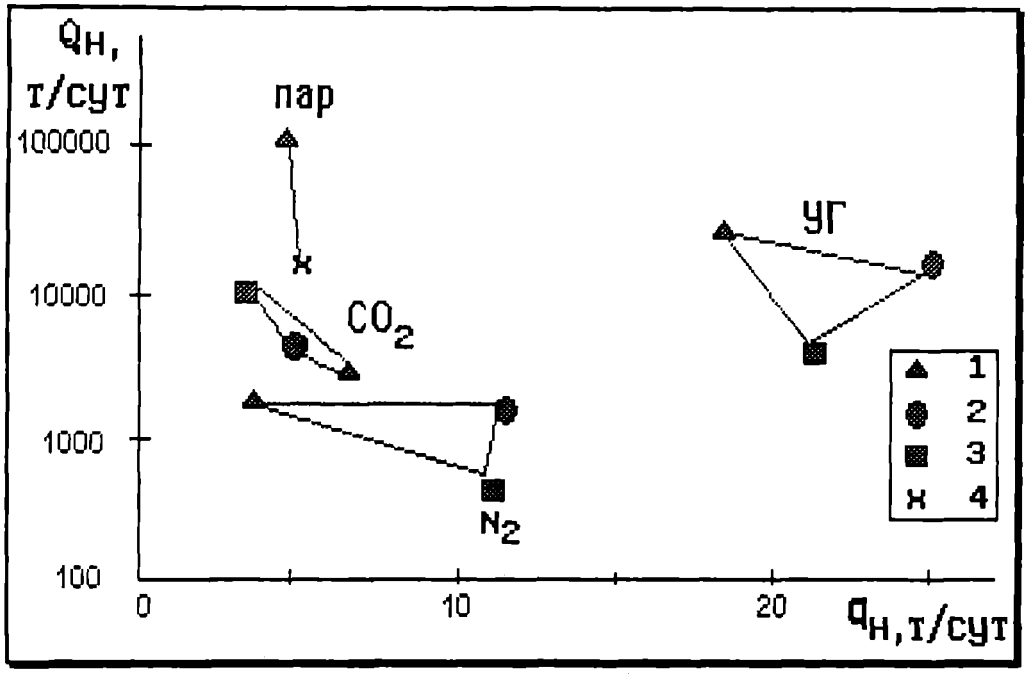


Рис. 1.12. Дополнительная добыча нефти $Q_н$ в зависимости от ее дебита $q_н$ для основных МВ

Условные обозначения см. на рис. 1.7; 4 – несцементированные пески

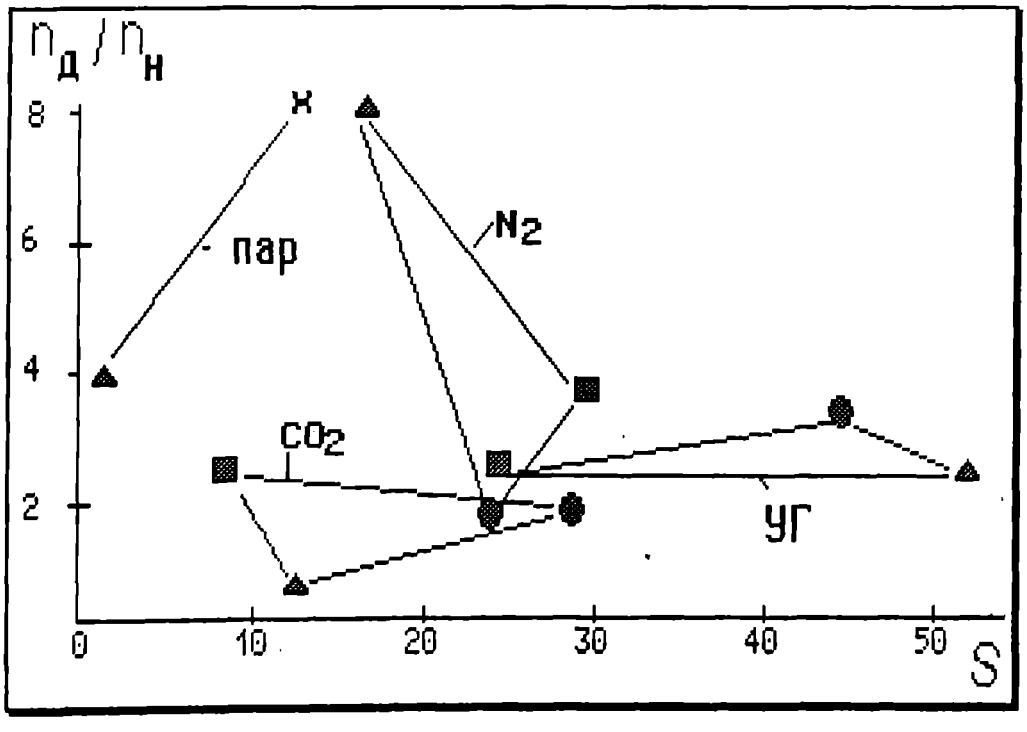


Рис. 1.13. Отношение числа добывающих скважин к нагнетательным ($n_д/n_н$) и плотность сетки скважин (S, га/скв.) для успешных проектов основных МВ

Условные обозначения см. на рис. 1.7 и 1.8

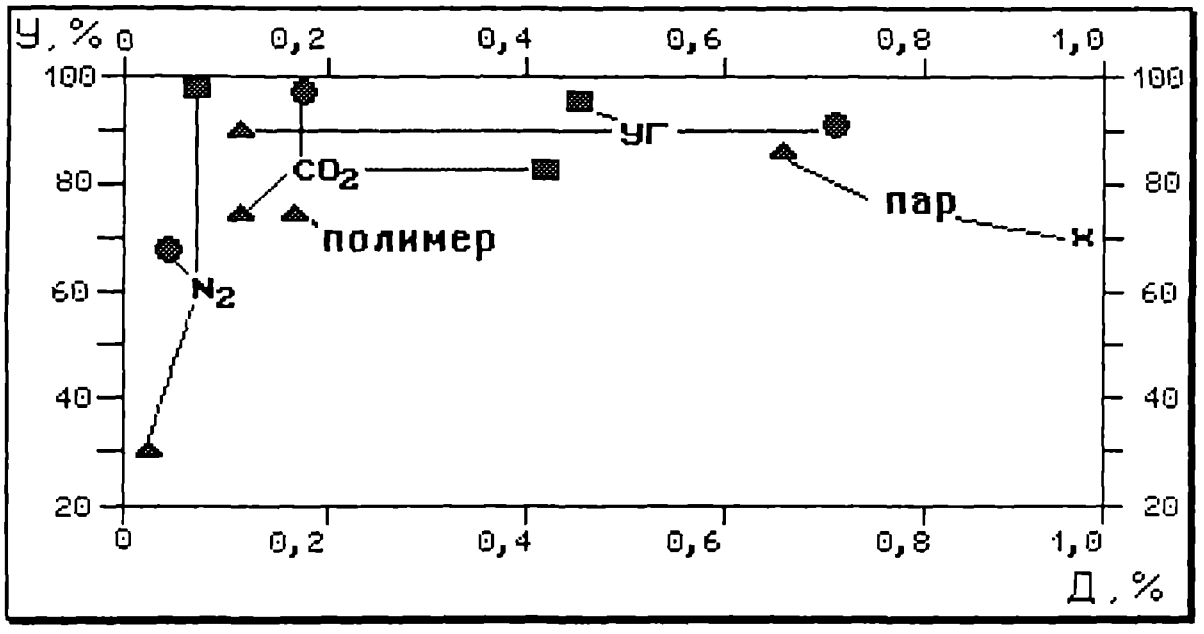


Рис. 1.14. Успешность МВ (У) и доля каждого МВ в успешных проектах (Д) для различных литологических типов пород

Условные обозначения см. на рис. 1.7 и 1.8

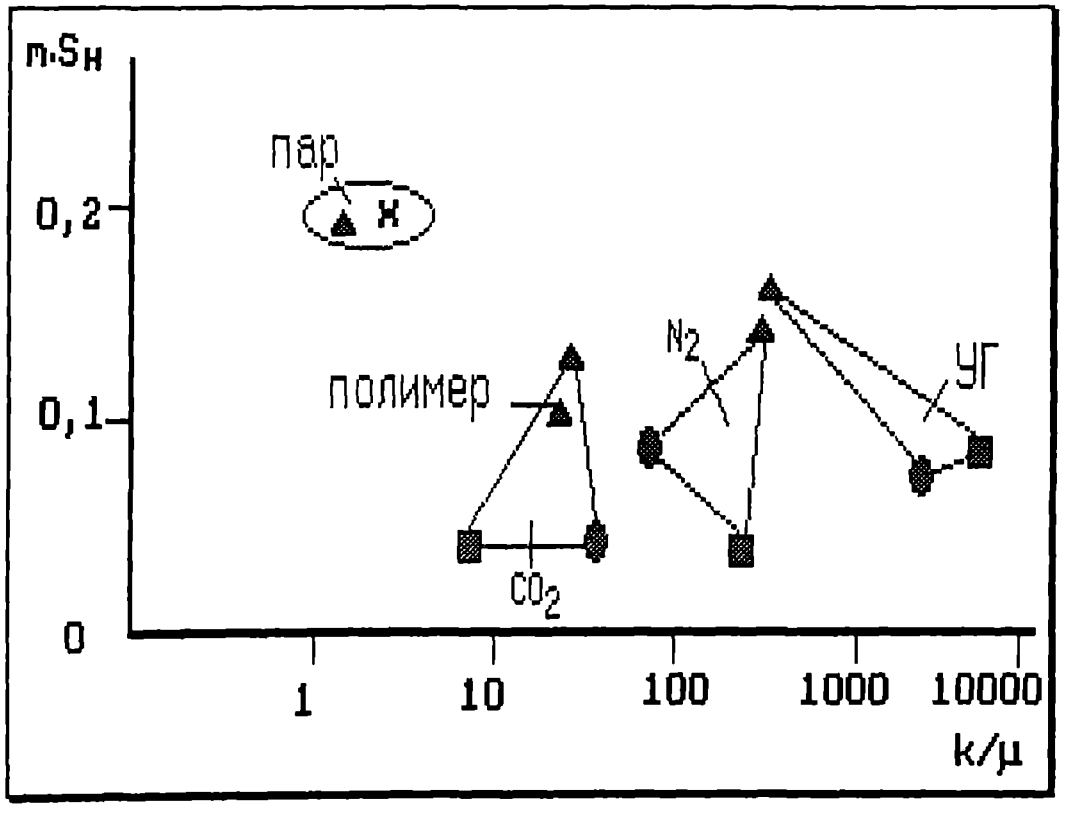


Рис. 1.15. Распределение успешных проектов МВ в литологических типах пород в пространстве параметров $m \cdot S_н$ (произведение пористости на нефтенасыщенность на начало проекта) и k/μ (отношение абсолютной проницаемости к вязкости пластовой нефти, мД/мПа·с)

Условные обозначения см. на рис. 1.7 и 1.8

1.4. Методологические основы, процедуры и методы принятия решения при разработке нефтяных месторождений

Теория разработки месторождений нефти и газа (ТРМНГ) – это система научных принципов и знаний о процессах извлечения углеводородов из недр. Другими словами, ТРМНГ – это наука об управлении извлечением нефти и газа из горных пород *[А6, Г5, Д2, Ж1, Ж2, З3, И4, К6, К10, К11, Л5, Л9, Л10, М10, М13, М14, С8, С16, Ф1, Ш3, Щ1, Щ3]*.

Объектом разработки являются геологические тела, содержащие промышленные запасы УВ. Геологические тела и их границы относятся к основополагающим понятиям геологии. "Геологические тела являются материальными объектами и геологические границы – идеальными объектами" *[Г12, с.21]*. Объект разработки – нефтяная залежь – характеризуется множеством свойств (геологических, физических, механических и др.), тогда как границы залежи определяются лишь геометрическими параметрами, в частности формой поверхности *[Б3, И4, М10, С8]*. Под промышленными понимаются запасы, которые могут быть успешно (с технологической и экономической точек зрения) извлечены существующими методами и способами.

Тремя компонентами методологии теории РМУ являются: объект разработки, субъект и методы исследования и разработки. Принципы теории разработки месторождений УВ (ТРМУ) предназначены для решения конкретных научных проблем, таких как выделение эксплуатационных объектов (ЭО), выбор МВ, размещение скважин и т.д. Уровень фундаментальных исследований РМУ в значительной мере определяет степень эффективности извлечения нефти и газа из недр. Научные методы разработки залежей УВ базируются на экспериментальных исследованиях и опытно-промышленных испытаниях технологий, опыте эксплуатации существующих месторождений и теоретических разработках.

Очевидно, что существует множество путей построения систем разработки (СР) для нефтяного месторождения. Из всех возможных СР реализуется только та, которая в наибольшей степени соответствует целям, поставленным заинтересованными сторонами (фирмой, владеющей лицензией, банком, государством и местными органами власти). СР нефтяного месторождения – непрерывный процесс истощения и извлечения углеводородных ресурсов залежи. Основной целью науки о разработке залежей нефти и газа является построение такой СР, которая наиболее эффективна с технологической, экологической и экономической точек зрения. В общем случае основная цель и подцели разработки (истощение запасов залежи с максимальной прибылью, с высокой нефтеотдачей за короткий срок разработки, с наименьшими ресурсными и финансовыми расходами) – расплывчатые, нечеткие и неопределенные *[j8]*. Эти цели (подцели) не только не достижимы полностью, но и сами изменяются во времени. С ростом размеров залежи, ожидаемой прибыли, количества данных, сложности геологического строения залежи, срока ее разработки возрастает потребность в тщательном научном прогнозировании и обосновании СР. Система разработки залежей нефти и газа должна удовлетворять

множеству целей и подцелей, учитывать многочисленные возможные потребности (которые могут выявиться на наиболее поздних этапах и в силу специфики РМУ должны быть предусмотрены в СР), быть гибкой и адаптивной к технологическим, экономическим, юридическим и экологическим требованиям, устойчивой к рыночным изменениям. Следует отметить, что объем информации в течение разработки залежи последовательно возрастает. В случае недостаточности информации в настоящее время используется стохастическое и детерминированное моделирование для интерполяции и экстраполяции достоверной информации. При большом потоке информации используются специальные статистические пакеты для отбора существенно важной и достоверной информации. С экономической точки зрения важно предусмотреть в проектных решениях сбор, анализ и синтез необходимой и достоверной информации.

При разработке залежей нефти и газа используют не один, а совокупность методов исследования и извлечения УВ. При этом в каждом конкретном случае эта совокупность может носить индивидуальный характер.

Компьютерные технологии прогнозирования разработки нефтяных месторождений

В последние годы происходит активное внедрение компьютерных технологий в нефтяную отрасль. Они включают супер-компьютеры, интерактивные рабочие станции, локальные сети и программно-вычислительные комплексы для ЗМ визуализации (см. рис. *1.16*). В этих условиях становится возможной интеграция усилий специалистов из различных отраслей знаний, одновременно работающих над одной проблемой. Необходимость целостного подхода к изучению таких сложных объектов, как залежи нефти и газа, была провозглашена 10–15 лет назад на заре развития системного подхода к разработке. Одним из его конкретных воплощений и является интегрированный подход. Как отмечал основатель системного подхода Л. Берталанфи, положение Аристотеля о том, что целое всегда больше его частей, является основой в системном подходе *[Б6]*.

Каждый специалист внутри своей дисциплины, как правило, хорошо осознает неопределенность данных, с которыми ему приходится работать. Однако при передаче данных от одного специалиста к другому очень часто неопределенности игнорируются, так как получатель информации хочет работать только с детерминированной информацией. Поэтому командный подход имеет еще одно достоинство – специалисты понимают важное значение неопределенностей в смежных дисциплинах и учитывают их влияние на результаты в собственных технических разделах.

Характерными чертами современных компьютерных технологий являются распараллеливание вычислительных процессов, одновременная визуализация решений из смежных научных дисциплин на нескольких экранах и мгновенное предоставление любой исходной и расчетной

информации. Интегрированные команды ученых и специалистов включают геологов, геофизиков, нефтяников и экологов. Использование интегрированного подхода к проектированию привело к тому, что общие инвестиции на исследования в области технологии добычи и разработки упали с 3,1 до 1,1 млрд долл. Такая команда обычно работает над крупными проектами разработки, но может решать и сложные частные проблемы. В работе над проектом разработки нефтяных месторождений можно выделить несколько подходов или направлений научных исследований: последовательный; параллельный; интегрированный.

Последовательное прогнозирование разработки месторождений УВ

Ни один из указанных выше подходов не снимает окончательно вопрос о точности прогнозирования поведения нефтяной залежи. Основные различия между подходами к моделированию залежей проявляются в вопросах стоимости, временных затрат и гибкого реагирования на запросы лиц, принимающих решения.

В России в основном развит последовательный подход. Последовательная технология, или, как ее еще называют, технология "ручки и бумаги", позволяет сейсмологу, геофизику, геологу, разработчику, экономисту и экологу работать над своей частью проблемы, передавая полученные результаты следующему специалисту. Вначале проблемой занимаются сейсмологи, затем геологи, геофизики и только в самом конце подключаются специалисты в области разработки, эксплуатации, бурения и информации. В основном результаты последовательной технологии проектирования РНМ реализуются в виде схем, графиков, карт и таблиц.

Исторически последовательное прогнозирование использовало в качестве математической основы конечно-разностное моделирование. Базовой философией этого подхода является линейная последовательность проектных операций, которая включает пять этапов: анализ проектной ситуации, создание геолого-физической и математической моделей залежи, восстановление истории разработки, модификация моделей и собственно прогноз (см. рис. *1.17*).

Последовательное прогнозирование предполагает, что каждый последующий этап начинается, когда заканчивается предыдущий. Задержка в выполнении работ по одному этапу вызывает задержку всех остальных этапов и проекта в целом. Критические изъяны в предыдущих этапах часто не могут быть идентифицированы тотчас же и обнаруживаются только через определенное время. В этом случае процесс последовательных операций должен быть повторен. В идеальном случае предполагается, что информация и исходные условия для прогноза будут оставаться неизменными. В противном случае новая информация о строении и свойствах залежи также вызовет необходимость проведения повторных операций со 2 по 5 этапы. В частности, этап восстановления истории разработки не может стартовать из-за отсутствия информации о фазовой проницаемости и PVT данных.

Сторонники последовательного подхода к прогнозированию разработки залежей УВ основывают его необходимость на принципе учета природы систем. Этот принцип требует раздельного моделирования геологических и технических систем *[Б14]*. При этом не принимается во

внимание другой естественно-научный принцип – принцип причинности и взаимозависимости.

Параллельное прогнозирование разработки залежей УВ

Параллельное прогнозирование следует рассматривать как антитезу последовательного подхода. Математической основой служит конечно-разностное моделирование пласта. Корни параллельного подхода лежат в приближенном, грубом моделировании, которое было адекватным ответом на потребности подготовки проектных решений в короткие сроки (до полугода).

При этом подходе происходит распараллеливание процесса вычисления (см. рис. *1.18*). Процесс моделирования осуществляется одновременно и на основной модели залежи, и на системе расчетных моделей. Основная модель наиболее полно и точно представляет реальный резервуар и используется при подготовке окончательного прогноза. Расчетные модели используются для получения предварительных оценок разработки НМ и действуют как тестирующие инструменты для идентификации и устранения ошибок. Информация, используемая в расчетных моделях, учитывается и в построениях на основной модели. Кроме того, параллельный подход позволяет быстрее идентифицировать критические недостатки и изъяны в модели, обходить недостоверные решения. При этом резко возрастают проблемы моделирования на всех этапах прогнозирования.

Расчетные модели представляют собой грубую аппроксимацию действительной геологической и технологической информации (см. рис. *1.19*). При этом численная модель расчетной модели и основной модели должны быть аналогичными (т.е. размер, ориентация и число узлов решетки одинаковые). В этом и достоинство и недостаток расчетных моделей, так как ограничено применение других численных подходов, например метода конечных элементов (МКЭ), нечеткой логики и вероятностно-статистических методов.

Расчетные модели содержат синтетические данные, которые в основном включают труднодоступную на начало проектирования информацию: фазовая проницаемость, вертикальная и горизонтальная абсолютная проницаемость, PVT, геологическое описание и др. Зачастую для получения такой информации можно использовать аналогичные месторождения. Это относится также к основной структуре и этапности построения системы разработки. Такой подход позволяет идентифицировать на раннем этапе проблемы разработки, подготовить для основной модели наиболее вероятные сценарии и соответствующую информацию, получить предварительные оценки разработки залежи. Параллельное прогнозирование эффективно и для разрабатываемых залежей – около 70% всех затрат приходится на восстановление разработки.

Основные достоинства параллельного подхода по сравнению с последовательным заключаются в следующем: на более ранних этапах идентифицируются критические изъяны в системе разработки; не происходит накопления временных задержек на этапах прогнозирования;

временные затраты становятся существенно меньшими; стоимость проектных работ снижается на 50%.

Интегрированное прогнозирование разработки залежей УВ

Сложные проблемы, такие как РНМ, требуют сложного организованного взаимодействия. Интегрированная команда, или, как еще ее называют, "синергетическая группа" *[об]*, призвана решать сложные, комплексные задачи разработки залежей УВ более эффективно и с наименьшими затратами. При традиционном подходе основными достоинствами работы "синергетической группы" являются значительное сокращение встреч по согласованию и увязке различных смежных аспектов и, таким образом, увеличение времени, посвященного непосредственно работе над проектом; делегирование финансовой ответственности на более низкий уровень принятия решений; улучшение согласованности целей и результатов между управленцами и специалистами.

Обычно "синергетическая группа" насчитывает от 10 до 30 человек, которые представляют от 10 до 15 специальностей. Использование таких групп сокращает расходы на проектирование в 2 раза и резко уменьшает время – в 1,5–2 раза. Численность персонала, вовлеченного в процесс проектирования, сокращается более чем в 2–3 раза.

Начало периода интегрированного подхода следует отнести к середине 80-х годов. К этому времени были созданы десятки супер-ЭВМ, и практически 70% их вычислительного времени были закуплены нефтяными корпорациями. Несмотря на колоссальные мощности этих машин, полномасштабные 3М геологические модели разрабатывались одной интегрированной командой с производительностью 8–10 моделей в год. Поэтому говорить о повсеместном применении этого подхода пока еще рано. Интегрированное прогнозирование позволяет более эффективно использовать ресурсы нефтяной компании. Инженер-разработчик фирмы может получить компьютерные файлы 3М геологических и математических моделей залежи в считанные минуты от филиала фирмы, который может располагаться и на другом континенте. После этого он может связаться по телефону с коллегами из филиала и обсудить с ними полученные результаты. Основная суть интегрированного подхода – ускорение процесса моделирования при помощи локальной сети фирмы. При этом расширяются возможности личного взаимодействия. Компьютерные технологии основываются на новейших разработках в таких областях, как суперкомпьютеры, интерактивные рабочие станции, локальные сети, базы данных и 3М визуализация.

Основная масса информации о нефтяных пластах поступает от сейсмики, геофизики, геологии и разработки. Обработка данных, интерпретация полученных результатов, моделирование процессов разработки и хранение постоянно обновляющейся массы информации нуждаются в сверхскоростных процессорах супер-компьютеров.

Информация для моделирования геологии и разработки была еще несколько лет назад достаточно ограниченной и включала сведения о

распределении по разрезу и простиранию пласта пористости, проницаемости, мощности и глубины залегания. На основании этой информации строились геологические модели для математического и численного моделирования процессов разработки.

Применение технологически сложных методов воздействия (МПН/МУН), горизонтальных технологий, разработка сложно-построенных нефтегазоконденсатных залежей вызвали потребность в большем количестве дополнительной информации о пласте. В полном объеме эту информацию могут предоставить инженерам-технологам только суперкомпьютеры. Суперкомпьютеры значительно расширили возможности тщательного, детального моделирования пласта при разработке его на естественном режиме, заводнении и использовании различных МВ. Наиболее полную и обширную информацию о нефтяном пласте дают в настоящее время ЗМ сейсмические, промысловые и геофизические исследования. Информация, которая извлекается из совокупности используемых методов, превосходит информацию, получаемую из каждого метода в отдельности *[Г12]*. Это утверждение является следствием системного подхода к анализу. Существуют два метода интегрирования (комплексирования) геологических и промысловых данных: попарного сравнения и уточнения; взаимосогласованный (увязанный). При первом методе (широко развитом сегодня) используются специальные программы комплексирования данных одной научной дисциплины с другой (например, использование данных ГИС для сейсмической интерпретации или согласования тестовых испытаний скважин с сейсмической информацией и др.). Недостатком этого метода является длительный процесс создания или модификации программ комплексирования для новых методов исследований.

Этих недостатков лишен второй метод – так называемое взаимосогласованное интегрирование данных (стандарт Geoshare) *[о6]*. В этом случае все данные записываются и хранятся в едином формате и запрашиваются по единому правилу. Пользователь может обратиться одновременно ко всей информации в целом, обрабатывать и анализировать ее для любых прикладных задач. Однако опыт показал, что многомерная интерпретация всех данных разведки и разработки с использованием унифицированной модели данных является трудной задачей. Это связано с тем, что данные, полученные от сейсмики, ГИС и разработки, могут быть проинтерпретированы по-разному. Например, если положение покрывающих (глинистых) пород-перемычек носит региональный характер, то разные методы исследований дают согласованный результат, тогда как в случае локального простирания существуют определенные разночтения.

Транспьютерная технология применяется в семействе параллельных компьютеров и характеризуется: совместно используемой памятью, распределенной памятью и очень длинным командным словом. Параллельные компьютеры с совместно используемой памятью позволяют соединять каждый процессор со всей памятью. Это требует очень дорогой технологии быстрого доступа к памяти. Поэтому были созданы более дешевые компьютеры с архитектурой распределенной памяти (кольцо, дерево, гиперкуб). Наиболее популярная архитектурная

схема – гиперкубическая для пересылки данных и синхронизации. В этом случае каждый процессор выполняет различную систему операций над различными данными.

Идеология использования локального параллелизма, присущего программе пользователя, была заложена в компьютеры с очень длинным командным словом. При этом достигалось значительное увеличение скорости вычисления *[c8]*. Ключевыми проблемами распараллеливания являются структуризация данных, пересылка данных между процессорами, разработка решения линейных уравнений.

Нерешенными проблемами остаются создание унифицированного программного обеспечения, пригодного для всех типов параллельных компьютеров с различным числом процессоров; равномерное распараллеливание вычислительных процессов; декомпозиция пласта; учет особенностей геологического строения (трещины, выклинивания, линзовидность).

Большинство существующих ЭВМ используют традиционную технологию, основанную на принципе фон Неймана, т.е. для решения любой задачи необходимо иметь четкий, однозначный алгоритм ее решения. Развитием традиционной технологии является создание параллельных компьютеров. Методы распараллеливания векторного алгоритмического счета позволяют получать высокую скорость счета. Традиционные и параллельные компьютеры оказываются беспомощными при решении ряда задач, таких, для которых построение алгоритма решения очень сложно либо невозможно. Это проблемы создания, моделирования, распознавания, анализа сложных систем. Характерные свойства этих задач следующие: способ решения известен либо апробирован на ряде примеров; существует множество аналогичных ситуаций с найденными решениями; существуют близкие элементы хотя бы в двух множествах. Решение этих задач осуществляется с применением нейрокомпьютеров, которые не используют алгоритм, а создают свои собственные правила путем обучения, анализа различных проектных ситуаций. При этом получаются результаты, принципиально недостижимые при традиционном алгоритмическом подходе.

Большинство нейрокомпьютеров предназначено для решения конкретной задачи, хотя есть и универсальные. Нейрокомпьютеры часто выполняются в виде сопроцессоров, подсоединяемых к серийному компьютеру через шину передачи данных. Нейросеть представляет собой множество процессорных элементов со множеством входов и одним выходом. Этот выход подсоединяется к другим процессорным элементам. Каждый процессорный элемент на определенном слое получает сигнал от входного массива. Данные обрабатываются в соответствии с функцией решения, которая в них заложена. Результатом является выходной массив, близкий по некоторым параметрам к входному. Изменение весовых коэффициентов во времени позволяет нейросети обучаться. Процессорный элемент, как правило, имеет небольшую память, содержащую предыдущие вычисления и коэффициент передаточной функции. Элементы одного уровня часто имеют одинаковую передаточную функцию. Эти элементы на входе – весовые коэффициенты, которые определяют силу связи. Обучение нейросети

осуществляется следующим образом. На вход подается заданная последовательность данных, выходные сравниваются со множеством эталонов. Итерационный процесс настройки нейросети осуществляется на основе изменения коэффициентов передаточной функции и весовых коэффициентов на входе. Он заканчивается при определенной близости получаемых решений к эталонным.

Одной из особенностей интегрированного подхода является мобильность и доступность информации. Громадные массы информации в считанные секунды последовательно проходят от программных блоков одной научной дисциплины к другой. Геологи и геофизики нуждаются в информации, полученной разработчиками, и наоборот. Например, анализ керна и петрофизическая обработка данных ГИС необходимы для определения величины пористости в ПЗС, которая в дальнейшем коррелируется с такими сейсмическми характеристиками, как амплитуда и форма сейсмической волны *[n2]*. 3М компьютерные карты, полученные от сейсмологов и геофизиков, коррелируются с данными PVT анализа, добычи, обводненности, изменения пластового давления во времени и др., используются для восстановления истории разработки и прогноза поведения нефтяной залежи. В свою очередь, сейсмические данные коррелируются с данными, полученными из космоса, 2М сейсмики, грави- и магниторазведки. Данные ГИС интерпретируются с учетом сейсмических результатов исследований и параметров тестовых испытаний скважин.

Разнообразные характеристики пласта служат базой для построения множества промысловых и геологических моделей интегрированной командой специалистов. Эти модели буквально пронизывают друг друга, постоянно обогащаясь и насыщаясь информацией из смежных моделей. Интепретация огромных массивов информации требует специальной техники – интерактивной компьютерной рабочей станции.

Если суперкомпьютеры предназначены в основном для вычислительной обработки огромного количества данных, то рабочие станции служат в первую очередь для анализа, синтеза и интерпретации этих данных.

Наиболее распространенными рабочими станциями в настоящее время являются SUN; DEC; IBM; MicroVAX; Hewlett - Packard; Silicon Graphics. На них проводится построение геологических профилей, создание карт, петрофизический анализ данных ГИС, математическое моделирование процессов вытеснения, оптимизация бурения, анализ разработки, 3М визуализация процессов разработки, данных сейсмики, ГИС, литологии и др. Рабочие станции можно объединять, увеличивая при этом вычислительные возможности, и соединять их через локальные сети.

Крупные нефтяные компании соединяют свои компьютерные подразделения, разбросанные по всему миру, в единую сеть при помощи следующих компьютеров: больших станций IBM; суперкомпьютеров Cray; рабочих станций UNIX. Такие сети позволяют получать информацию из любой БД, от любого специалиста. При помощи таких сетей организуются конференции, тематическое обучение по наиболее острым проблемам разведки, разработки залежей нефти и газа так часто,

как позволяет бюджет компании. Карты, графики, таблицы при помощи электронной почты доставляются специалистам компании в короткое время. Взаимоперекрещивающиеся комьютерные сети формируют своего рода мир информатива и связи, называемый "киберкосмосом" (cyber-space), по В. Гибсону (W.Gibson). Компьютерные сети позволяют получать и отправлять информацию по многим сотням каналов.

Базы данных, хранящиеся в супер-ЭВМ или больших станциях ЭВМ, благодаря сетям становятся легкодоступными для специалистов интегрированной команды, работающих на рабочих станциях. Базы данных создаются для хранения данных ГИС, карт, анализов керна и PVT, сейсмической интерпретации, геостатистики, литологических исследований, фазового поведения, 3М моделирования, системного анализа, прогноза разработки, бурения, ежедневных, еженедельных, ежемесячных рапортов по бурению и добыче (см. рис. *1.19*).

Графическая анимация начала широко использоваться с середины 80-х годов. Графическая визуализация данных сейсмики, ГИС и разработки позволила быстро получать горизонтальные и вертикальные срезы анализируемого объекта путем вращения, анимации, затушевывания с плавными цветовыми переходами. С использованием этой техники у специалистов появилась возможность анализировать 3М модели нефтяного пласта сверху, снизу, сбоку и изнутри.

Данные по каротажу, контурные карты, сейсмические разрезы и даже цветные фотографии керна могут быть в считанные минуты посланы из одного компьютерного центра в другой. Рабочие станции SUN, Silicon Graphics, Hewlett-Packard позволяют одновременно коррелировать 30 и более скважин.

Синтез различных данных с одновременной визуализацией позволяет анализировать геологические аспекты и процессы разработки и в макро-, и в микромасштабе *[об]*. Компьютерная визуализация является инструментом, позволяющим отражать в 3М образах структуру пласта и течение многофазной жидкости внутри этой структуры. При построении 3М моделей используются следующие типы данных: скалярные; векторные; матричные.

Скалярные данные (давление, насыщенность, типы пород, фаций) чаще всего известны по результатам исследования скважин и являются усредненными (или экспертно оцененными) для пласта. Векторные данные (песчанистость, глинистость, пористость) могут быть получены на основании данных ГИС по разрезу скважины. Матричные данные (2, 3, ..., n-мерные) – это расчетные данные численных моделей залежи и процессов разработки. Цветовая гамма в случае дискретных видов данных жестко привязана к соответствующему значению (например, красный – поровый тип коллектора, синий – трещинный тип коллектора). Цветовая гамма (в виде радуги) для непрерывных видов данных может отражать количественное изменение параметра (нефтенасыщенности, пористости и др.) от меньших (холодные тона) до больших значений (теплые тона). Современные компьютеры позволяют отражать свыше 1 млн цветовых тонов, полутонов и оттенков.

Существует несколько способов построения 3М изображений пласта и процессов разработки. Наиболее распространенный из них –

метод построения изолиний или изоповерхностей. Для отображения темпа изменения параметра в 3М пространстве строят карты изоградиентов.

Данные по геологии и разработке залежей нефти и газа могут быть как статистическими (не зависящими от времени), так и динамическими (изменяющихся во времени). Для динамических параметров (нефтенасыщенность, давление) карты распределения могут быть воспроизведены через определенные интервалы времени.

Анализ результатов математического моделирования требует мощных инструментов для визуализации 3М потоков на сложных, нерегулярных и динамических решетках. Как указывается в работе *[a18],* эти инструменты могут помочь инженеру-разработчику быстро построить решетку для описания течения флюидов в сложнопостроенной среде. Обычно такая операция для больших, сложных залежей с системой трещин (Gullfaks, Норвегия) занимает несколько месяцев. Разработка инструментов интегрированного подхода в настоящее время более важна, чем усилия по увеличению компьютерных мощностей и производительности.

Синергетические команды специалистов и ученых

Одно из новых направлений в прогнозировании разработке залежей – создание междисциплинарных (синергетических) команд на базе компьютерных технологий. Основная цель, которая преследуется при этом фирмой-оператором, – ускорение продвижения новых технологий в сейсмике, геофизике, промысловой геологии, разработке из исследовательских и академических лабораторий в объединения, НГДУ и фирмы. Компьютерные технологии существенно увеличили возможности фирм-операторов в хранении и переработке ежедневной технологической и экономической информации; подготовке разнообразных прогнозов разработки залежей УВ; исследовании и оптимизации процессов вытеснения нефти различными рабочими реагентами; сопоставлении, интеграции и корректировке данных из разнородных источников; визуализации результатов исследований. Компьютеры сами по себе не могут наилучшим образом решать проблемы геологии и разработки залежей, но они превращают традиционные науки о залежах нефти и газа в компьютерные (экранные) науки, например "компьютерная разработка нефтяных залежей", "компьютерная геология нефти и газа". Проблема сравнения десятков компьютерных вариантов разработки и обустройства залежи, которые могут быть сгенерированы при использовании традиционных, детерминированных и стохастических моделей, остается неразрешенной. Экономические требования к проекту ограничивают полномасштабное моделирование разработки по каждому из возможных сценариев (вариантов) системы разработки (СР).

Многодисциплинарные (синергетические) команды, включают специалистов из многочисленных подразделений – геологов, разработчиков, трубопроводчиков, экономистов, менеджеров, экологов, финансистов (см. рис. *1.21*). Это делается для того, чтобы достичь консенсуса среди специалистов, которые будут в конечном итоге воплощать проект разработки залежи в жизнь. С самых первых шагов

руководство нефтяной компании добивается тесного взаимодействия и взаимопонимания между специалистами различных научных и технических дисциплин. Тем самым формируется команда близких по духу и намерениям единомышленников. Принятие решений обычно происходит на уровне команды в целом, окончательное решение на верхнем уровне освобождается от технических аспектов и мелких деталей. Для детальной проработки сложных технологических и технических проблем могут создаваться подкоманды, при этом по крайней мере один член подкоманды представлен на уровне команды. При планировании работы такой команды исходят из системных позиций. Узкопрофильные специалисты передают свои выводы и решения на более высокий уровень принятия решений. Например, специалисты по способам добычи нефти анализируют объемы и физико-химические свойства добываемой продукции, содержание механических примесей, глубины разрабатываемых горизонтов и готовят решения по способу добычи нефти и газа. Экологи детально исследуют влияние бурения, освоения, разработки и эксплуатации залежи на окружающую среду, ландшафт, людей и оценивают возможные варианты снижения этого влияния. Выводы, полученные на локальном уровне рассмотрения частных вопросов разработки (сейсмики, геофизики, геологии, бурения, разработки, эксплуатации, моделирования, экономики, экологии), служат основой для формирования множества решений на глобальном уровне. Команда управляющих, имея информацию о всех решениях, полученных на локальном уровне, формирует стратегию разработки и осуществляет конечный выбор нескольких вариантов проектов. Эти варианты затем поступают на рассмотрение Совета директоров нефтяной компании, партнеров по совместной разработке, банка и местных органов власти. С учетом всех замечаний, полученных в ходе детального рассмотрения финансовых, экономических, технических и юридических вопросов, принимается окончательный проект разработки, который в дальнейшем обычно не пересматривается. Для достижения максимально эффективной работы на каждом уровне стремятся ограничить команду по количеству специалистов. Обычно специализированная команда состоит из 3–7 человек, причем если членов команды больше 4, то используется техника группового принятия решений: голосования номинальной группы *[07]*. При использовании метода голосования обычно подсчитывают количество голосов, полученных по каждому аспекту, а метода номинальной группы – каждый участник ранжирует свои предпочтения, после чего подсчитывается общий ранг для этой проблемы. Групповое решение устанавливается по наибольшему числу голосов (для метода голосования) или общему рангу (для метода номинальной группы). Это позволяет включить каждого участника в процесс принятия решения, ограничить необходимость детального обсуждения, исключить споры, сделать достижение компромисса легким и безболезненным.

Синергетический подход создает в команде особый духовный настрой, когда каждый ее член является совладельцем всего проекта и в то же время ответствен за каждое принятое решение. Командный настрой улучшает взаимодействие как по вертикали, так и по горизонтали. Взаимодействие между функциональными областями

увеличивается вследствие необходимости получения знаний участниками команды в каждой смежной области. Резко снижаются бумаготворчество и согласование организационных и технических неувязок. При традиционном подходе для менеджеров характерен перенос мелких вопросов на верхний уровень, без особого желания самостоятельной углубленной проработки всех деталей проблемы. При принятии решения командой специалистов или группой лиц, принимающих решение (ЛПР), не остается времени на дискуссии, однажды высказанная точка зрения обязательно будет учтена в окончательном решении. Группу ЛПР формируют из специалистов узкого профиля (по данному региону, технологии и техники) и избегают привлечения лиц из других специальностей либо лиц, специализирующихся по геологии и разработке других нефтегазоносных провинций и регионов. При получении новой информации по объекту разработки руководитель команды организует ее обсуждение обязательно со всеми специалистами. При этом он стремится получить настоящий консенсус и добиться прекрасных проектных решений. Для работы в команде специалисты должны пройти обучение по организации междисциплинарной команды с учетом специфики ее работы. После завершения проекта команда распускается. Этим достигается возможность постоянного обновления персонала. В то же время каждый участник может быть членом более чем одной команды *[j14, b15]*.

Предлагаемая методология моделирования РМУ на базе теории нечетких множеств есть расширение классической теории принятия решений, в частности за счет нечеткости, которая ассоциируется с оценками, явно связанными с агрегированием различных промысловых, физических и геологических параметров, влияющих на разработку месторождений УВ. При комплексировании различных методов (лабораторных исследований керна, тестовых исследований скважин, ГИС и др.) неопределенность в данных увеличивается. Агрегирование различных методов привносит еще один вид неопределенности в информацию. Принятие решений применительно к разработке залежей нефти и газа интенсивно развивалось в работах Грейсона (Grayson, 1960), Райфа (Raiffa, 1970), Невендорпа (Newendorp, 1975), Мигеля (Megile, 1984).

Основные элементы многодисциплинарного подхода: идентификация неопределенностей (геологической, петрофизической и др.); 3М описание пласта; моделирование течения флюидов с целью предсказания поведения пласта при разработке *[a8]*. Обычные результаты анализа керна, данные ГИС, геологической интерпретации путем использования геостатической методологии интегрируются для создания многомерных равновероятностных реализаций структур, фаций, пористости и проницаемости. Созданная таким образом решетка из многих миллионов ячеек служит основой для дискретной модели при численном моделировании пласта (обычно она состоит из нескольких сот тысяч ячеек). К кардинальным вопросам разработки нефтяных месторождений авторы работы *[Л5]* относят следующие: выделение ЭО; установление оптимальных размещения и плотности сетки скважин; принципы выбора МВ на залежь; последовательность разбуривания месторождений с неоднородными пластами; выбор рационального

варианта разработки. Авторы данной статьи совершенно справедливо полагают, что гидродинамические расчеты, основанные на исследовании процессов фильтрации в однородных пластах, для реальных месторождений не применимы; не любая плотность сетки скважин позволяет отобрать извлекаемый запас нефти; при любых других возможностях вариант с меньшими сроками разработки и более плотной сеткой скважин предпочтителен; выделение ЭО должно быть строго увязано с проблемой размещения скважин. Набор основных задач РМУ в целом уже достаточно определен и устойчив. Достаточно сравнить их с перечисленными в работе *[36]*. В ней впервые была обоснована задача многоцелевого системного проектирования разработки нефтяного месторождения (МСП РНМ), включающая следующие этапы (см. рис. *1.22*): формализация задачи проектирования с идеализацией объекта разработки; структуризация проектных условий; непрерывное уточнение проектных условий. Переменные проектирования определяют область допустимых значений. Критерии проектирования ограничивают область допустимых решений задачи. Под критерием (или системой критериев) понимается мерило, в качестве которого используется степень соответствия результатов поставленной цели (по С.И. Ожегову). Алгоритм последовательности построения и решения задачи МСП РНМ состоит из формирования глобальных целей решения задачи, набора задач, отвечающих достижению глобальных целей, множества глобальных критериев выбора эффективных решений; установления последовательности решения задач, переменных, критериев проектирования и локальных критериев выбора; выбора рационального варианта разработки. Решение задачи МСП РНМ состоит из следующих этапов: определение множества вариантов проектных решений; определение более узкого (парето-оптимального) множества вариантов проектных решений; выбор рациональных вариантов проектных решений с учетом предпочтений ЛПР (см. рис. *1.23*). Оценка проектного решения проводится не по одному отдельно взятому критерию, а по совокупности критериев, удовлетворяющих противоречивым целям разработки нефтяного месторождения. Эти противоречия возникают из-за того, что система разработки нефтяного месторождения должна удовлетворять стремлениям по крайней мере трех обязательных участников: фирмы-оператора, местных органов власти и государства. Цели этих участников не всегда совпадают. Поэтому такая система является компромиссным решением, соответствующим заявленным целям участников в наибольшей мере. Так, фирма-оператор преследует цели максимизации прибыли и минимизации инвестиций; местные органы власти – максимизации налогов, отчислений, платежей, штрафов в местный бюджет и минимизации экологических последствий; государство – максимизации использования ресурсов УВ и максимизации отчислений. Из простого сопоставления этих целей видно, что они противоречат друг другу.

Предположим, что ищутся проектные решения в пространстве двух переменных – a_1 и a_2. В этом случае последовательность определения парето-оптимального множества решений будет следующая. Пусть переменные имеют соответствующие области допустимых значений: $a_1^* < a_1 < a_1^*$ и $a_2^* < a_2 < a_2^*$. И пусть качество проектных

решений взвешивается или оценивается по двум критериям $F_1 = F_1(a_1, a_2)$ и $F_2 = F_2(a_1, a_2)$, тогда множество всех допустимых проектных решений разработки залежи B, отображенное в пространстве критериев (F_1, F_2), будет иметь вид, показанный на рис. *1.24, а*. Пусть существуют критерии проектирования (или функциональные ограничения), которые ограничивают область допустимых значений переменных a_1 и a_2 (например, рассматриваются только те значения a_1 и a_2, которые характерны для исследуемого нефтесодержащего пласта). В этом случае множество проектных решений в пространстве критериев (F_1, F_2) значительно сузится: $G \subset B$ (см. рис. *1.24, б*). Существуют ограничения, которые накладываются и на критерии выбора F_1 и F_2: $F_1^* \le F_1 \le F_1^*$ и $F_2^* \le F_2 \le F_2^*$. Полученное множество проектных решений будет существенно меньше G: $D \subset G \subset B$ (см. рис. *1.24, в*). Наконец, в полученном пространстве можно определить парето-оптимальные решения.

Def.1. Точка C называется оптимальной (максимальной) точкой по Парето, если не существует такое $C_i \in D$, что $F(C_i) > F(C)$. Такое множество $P \subset D$ называется парето-оптимальным, если оно состоит из всех оптимальных, по Парето, точек (см. рис. *1.24, в*).

Классическая теория принятия решений обычно имеет дело с системой альтернативных действий, охватывающих пространство решений, и с системой выводов, охватывающих пространство выводов (заключений). Действие, обозначающее вывод, должно быть ожидаемо из каждого альтернативного действия. Целевая функция (или функция полезности) определяет эти выводы в соответствии с их желательностью. В принятии решений существуют различные подходы. Решения могут быть одностадийными или многостадийными; приняты одним лицом или группой лиц; однокритериальные или многокритериальные. Проблемы принятия решений экстенсивно изучаются при помощи статистических методов математического программирования (линейного и нелинейного) и техники многокритериального принятия решений. Следует отметить, что в большинстве случаев на ранних стадиях разработки имеется недостаточная (или неадекватная) информация по скважинам для генерации достоверных геологических моделей подсчета запасов и разработки *[a7]*. В этом случае многокритериальный подход, основанный на теории нечетких множеств и экспертных оценках, является наиболее адекватным исходным условиям моделирования залежи, нечетким по своей природе. Процесс разработки месторождений нефти и газа рассматривается в сложных геолого-технических системах как многокритериальный процесс принятия решений. К настоящему времени накоплена значительная специализированная информация о процессах и технологиях при разработке нефтяных месторождений (НМ). При этом опыт применения широкоиспользуемых технологий (заводнение и др.) позволил сформировать целостную систему критериев для достижения экономической и технологической успешности их осуществления.

Выводы

При проектировании системы разработки месторождений нефти и газа нельзя обходить вниманием условия осадконакопления, в которых была сформирована залежь. Включение особенностей обстановок осадконакопления и фаций в геологическую модель залежи, а затем и в имитационную позволит более обоснованно вычленять ЭО, выбирать МВ, размещать скважины, оптимизировать процессы вытеснения нефти, увеличивать в конечном итоге нефтеотдачу и чистую прибыль. Наиболее актуальным становиться поиск эффективных проектных решений с целью сокращения капитальных и эксплуатационных расходов и одновременного увеличения чистой прибыли фирмы-оператора на основе использования современных достижений в области стохастического и нечеткого моделирования сложных систем. Имитационное моделирование процессов разработки месторождений УВ следует производить на ЗМ неоднородным моделях, получаемых на основе комплексирования геологической, промысловой, сейсмической и геофизической информации. Следует критически рассмотреть существующие системы разработки, в первую очередь крупных и гигантских месторождений УВ, проектирование которых производилось на однородных, зонально-неоднородных и 2М геологических моделях, в свете указанных недостатков.

Разработка месторождений УВ – это наука об управлении извлечением УВ из осадочных (горных) пород. Детерминальные принципы РМУ определяют возможность и целесообразность разработки залежей УВ. "Размытые", нечеткие принципы позволяют инженерам-разработчикам учитывать неравномерность процессов разработки, неопределенность и нечеткость исходной геологической и текущей промысловой информации о залежи.

На ранних стадиях разработки имеется недостаточная (или неадекватная) информация по скважинам для генерации достоверных геологических моделей в целях подсчета запасов и разработки. На поздних стадиях разработки имеется весьма объемная информация, которая не поддается в полной мере обработке существующим традиционным математическим аппаратом и программным обеспечением. В этом случае многокритериальный подход, основанный на теории нечетких множеств и экспертных оценках, является наиболее адекватным исходным условиям моделирования залежи, нечетким по своей природе. Применение основных МВ существенным образом зависит от литологических типов пород и обстановок осадконакопления. Некоторые МВ (паротепловое воздействие и полимерное заводнение) широко и успешно применяются только в определенном литологическом типе пород – песчаниках, а ПТВ, кроме того, единственный промышленный МВ для разработки несцементированных пород. В то же время успешность применения метода нагнетания CO_2 не столь существенно зависит от литологических особенностей состава горных пород.

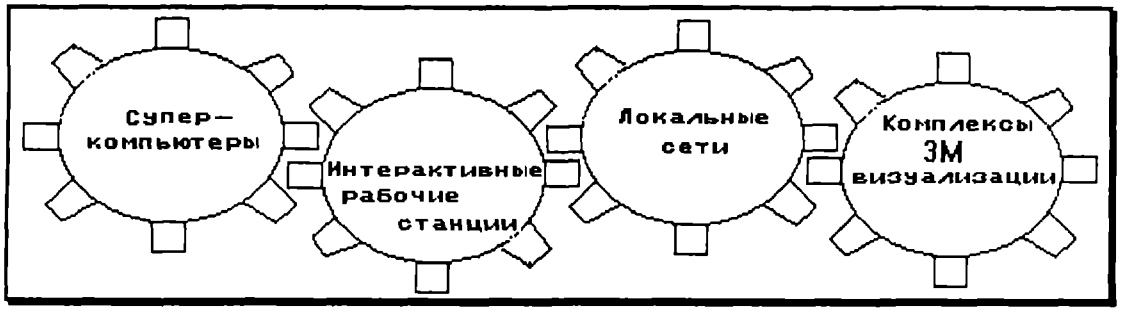


Рис. 1.16. Компьютерные технологии процессов РНМ

Рис. 1.17. Этапы последовательного прогнозирования РНМ

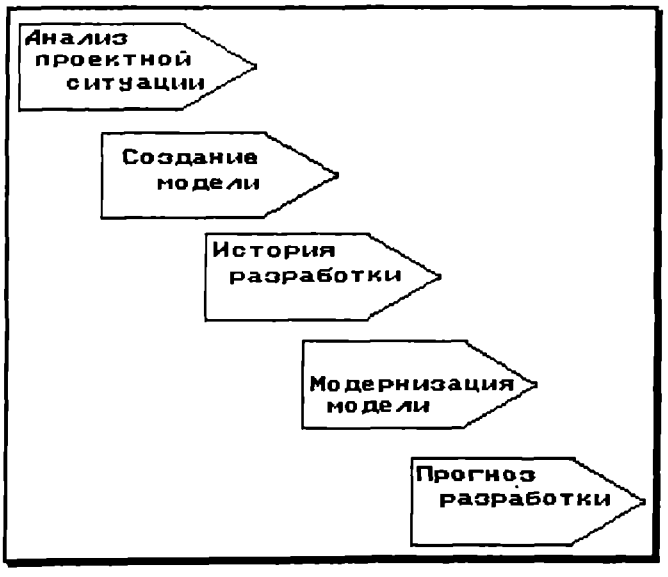


Рис. 1.18. Этапы параллельного прогнозирования РНМ

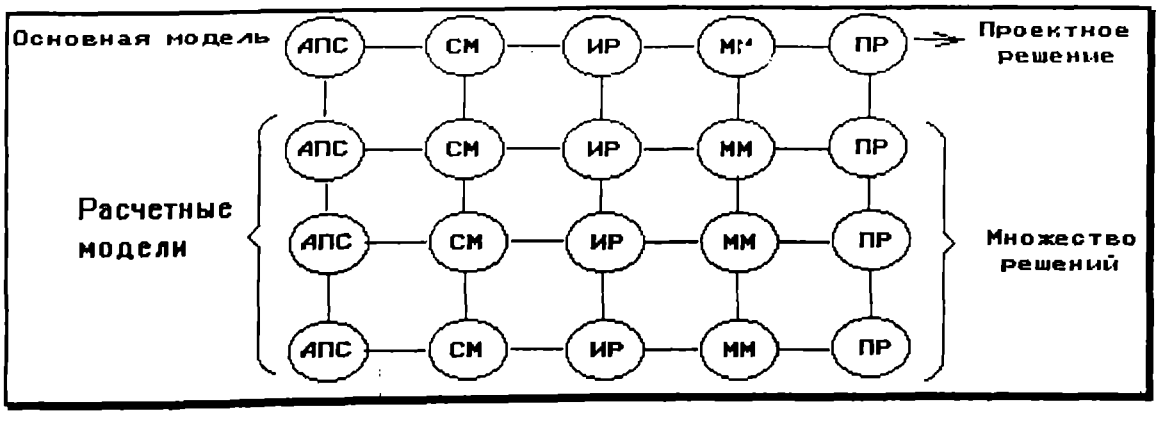


Рис. 1.19. Схема информационных потоков при интегрированном прогнозировании

АПС – анализ проектной ситуации; СМ – создание модели; ИР – история разработки; ММ – математическое моделирование; ПР – прогноз разработки

Рис. 1.20. Методы интегрирования геологических и промысловых данных

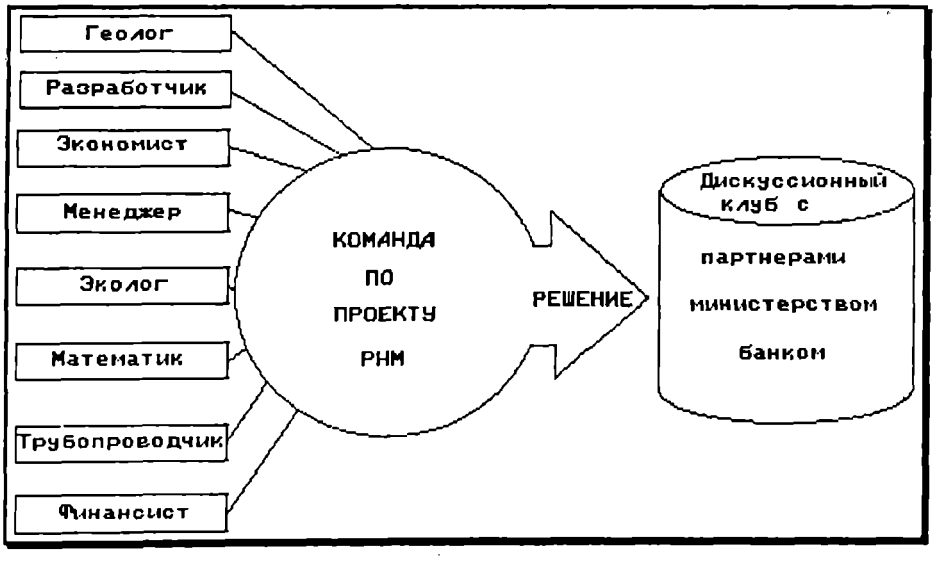


Рис. 1.21. Командная среда

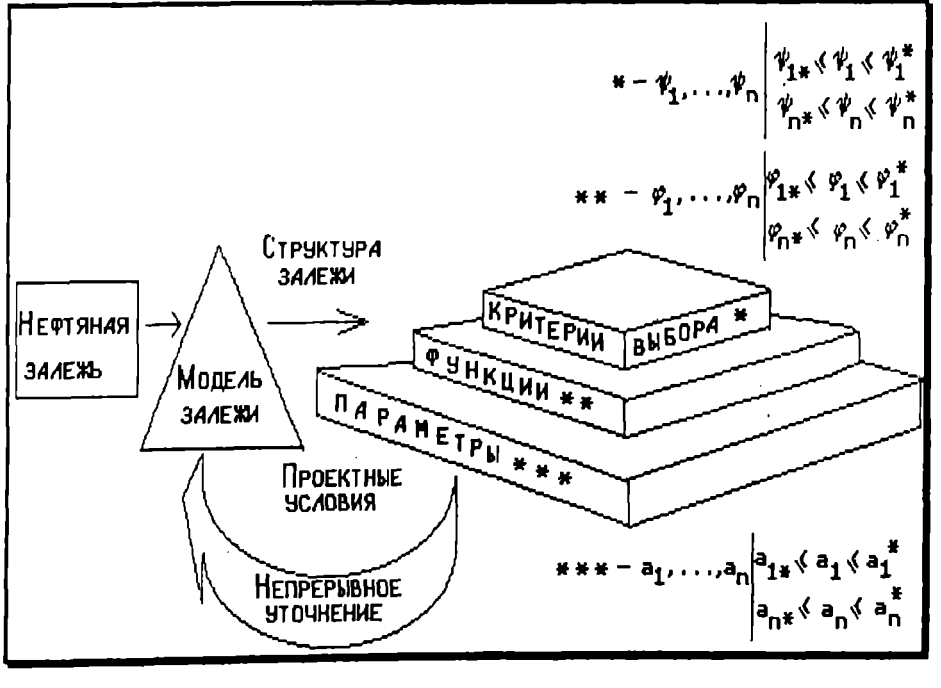


Рис. 1.22. Постановка задачи многоцелевого системного проектирования разработки месторождений углеводородов (МСП РНМ)

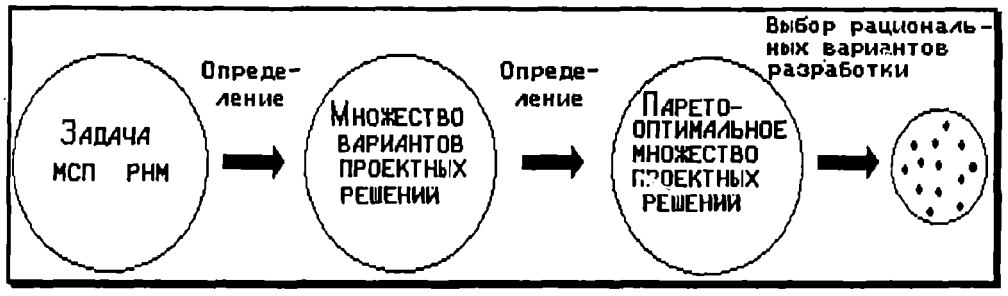


Рис. 1.23. Этапы решения задачи МСП РНМ

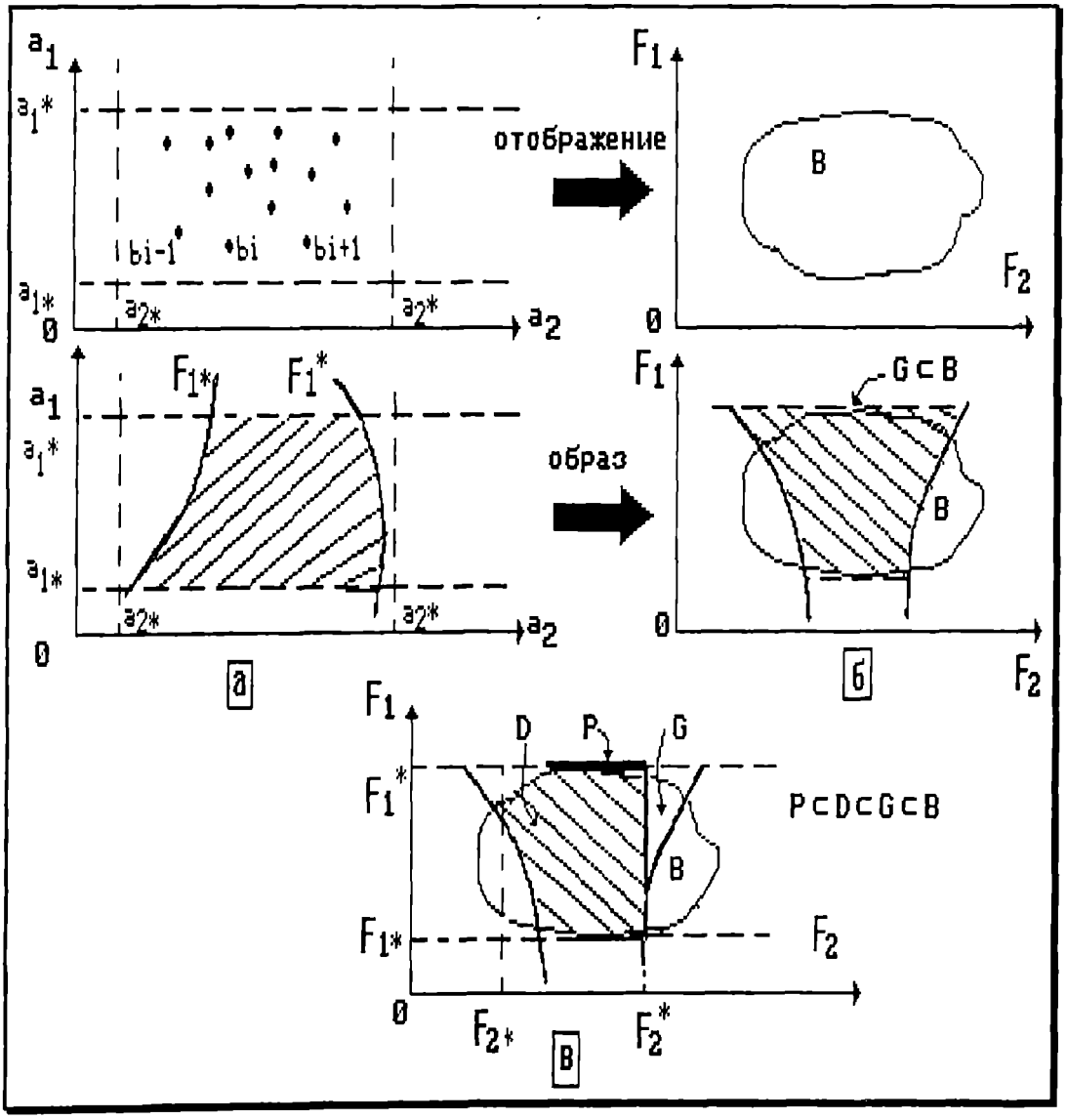


Рис. 1.24. Динамика определения допустимого множества решений в задачах разработки месторождений УВ

Глава 2
НАУЧНЫЕ ОСНОВЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В НЕЧЕТКОЙ ИНФОРМАЦИОННОЙ СРЕДЕ

2.1. Многокритериальность и слабоструктуризованность задач разработки нефтяных месторождений

Задачи РНМ многокритериальны по своей сути. Объект разработки – залежь УВ – описывается множеством разнородных параметров и характеристик: геологических, экономических, технологических, технических, экологических, физико-химических и др. С другой стороны нефтяная залежь – объект с иерархической структурой (скважина, пласт, ЭО, залежь). "Никакая математика не может заменить человеческий ум и опыт в интерпретации реального мира" (Саати). Поэтому столь важно овладеть методами накопления и использования экспертных знаний о РНМ. К таким методам относятся системное и нечеткое моделирование. С помощью системного анализа и моделирования анализируют сложные проблемы разработки НМ с использованием простой математической базы и получают наилучшие проектные решения. Системный подход и моделирование в современном представлении были заложены работами Л. фон Берталанфи, Т. Котарбинского, У.Р. Эшби, К. Боулдинга, А. Рапопорта, М. Месаровича, Р. Жерара, А. Акофера. Становление и развитие системного подхода в геологии нефти и газа в России закладывалось работами А. А. Бакирова, Э. А. Бакирова, А. Н. Дмитриевского, Ю. А. Косыгина, А. А. Трофимука. Важными для системных исследований в области разработки месторождений нефти и газа были труды М. Т. Абасова, Л. Ф. Дементьева, А. Б. Золотухина, А. Х. Мирзаджанзаде.

Система разработки месторождений углеводородов (МУ) предназначена для эффективного извлечения УВ из природных резервуаров. Природный резервуар – залежь нефти и газа – представляет собой геологическую систему, состоящую из коллектора УВ и экранов. Экраны подразделяются на литологические и тектонические. По структуре порового пространства различают поровые, трещинные, смешанные, по литологии – терригенные, карбонатные и изверженные коллекторы. Залежь нефти и газа – это основной уровень иерархии объектов при построении системы разработки нефтяных месторождений (СРНМ). На более низком уровне можно выделить пласты, скважины, керн и систему пор и трещин. Этим иерархическим уровням соответствуют различные виды моделей. Для моделирования основного уровня наиболее распространенными являются детерминированные, тогда как для систем пор и трещин в настоящее время используют стохастические модели. Предметом изучения в РНМ являются сложные геолого-технологические системы, развивающиеся во времени. Геолого-технологическая система есть упорядоченное множество составляющих

(геологических, технологических, технических), которое образует единое целое – объект разработки.

Методология исследования и разработка сложных геолого-технических комплексов лежит в основе системного подхода к РНМ. Залежь нефти и газа с комплексом скважин, технологий и поверхностных сооружений представляется как единое целое, которому присущи специфические, качественно новые свойства. Эти системные свойства не могут быть получены простым сложением свойств отдельных составляющих системы. В течение разработки такие системы характеризуются множеством протекающих в них процессов: механических, гидродинамических, физических, химических, биологических и др. Соответственно залежам нефти как совокупности коллекторов и экранов свойственны различные виды связи с внешней средой. К ним можно отнести процессы обмена энергией, веществом и информацией. Таким образом, залежь нефти и газа не является изолированной и замкнутой системой разработки. По определению, закрытой системой называется система, которая обменивается с внешней миром только информацией о своем состоянии. Следовательно, залежь нефти и газа – это открытая, неизолированная система.

До сих пор существовало два определения систем по характеру взаимосвязей и предсказуемости поведения: детерминированные и вероятностные. Детерминированной называется такая система, где взаимодействие составляющих ее элементов поддается точному описанию или законам. Вероятностной называется система, где процессы, протекающие в залежи, рассматриваются как случайные. Предлагается ввести еще одно определение – неопределенная, нечеткая система. Это такая система, в которой взаимодействие элементов и протекающие процессы являются неопределенными. Залежь нефти и газа в большей мере неопределенная система с чертами детерминированности и случайности во взаимодействии элементов и протекающих в ней процессов. Описание и прогнозирование поведения залежи основывается на информации, которая позволяет ее вычленить из окружающего мира с определенной долей уверенности. Для этого используется целый комплекс информации: сейсмической, геофизической, геологической, физической и промысловой. Эти исследования формируют свои информационные поля, которые можно затем комплексировать, интегрировать. Более подробно вопрос интеграции информации при разработке залежей нефти рассматривается в главе 4.

Различают следующие виды моделей залежей нефти и газа: математические, физические и концептуальные. Математические модели наиболее широко используются при прогнозировании РНМ, физические модели – в основном при обосновании физико-химических свойств и технологий извлечения, концептуальные модели – на ранних стадиях изучения и разработки (при создании ТЭО технологической схемы). Логические методы принятия решений в РНМ включают в себя методы классической (линейной или булевой; многокритериальной) и нечеткой логики (нечетко одно- и многокритериальной). С математической точки зрения наиболее хорошо разработана линейная (булевая) логика. Чисто логическое построение простых дедуктивных предпосылок не приводит к

лучшим решениям в РНМ. Поэтому булевая логика не нашла здесь широкого применения за исключением частных задач на раннем этапе разработки, например при выборе МВ путем последовательного сравнения усредненных параметров с критериями применимости МВ. В случае положительных результатов сравнения по всем параметрам МВ может быть рекомендован к внедрению на данной залежи. Этот путь характеризуется значительными упрощениями реальной залежи и МВ.

Задачи РНМ относятся к слабоструктуризованным задачам, в которых содержатся и количественные и качественные элементы, причем последние доминируют. В то время как задачи подземной гидромеханики как и механики сплошных сред в целом являются хорошоструктуризованными задачами, в которых сформулированы количественные зависимости, позволяющие получать конечные численные оценки. В задачах РНМ достаточно полно можно определить перечень основных параметров (геологических, технологических и экономических), но установление количественных зависимостей между ними весьма затруднена в силу отсутствия необходимой информации. Поэтому качественные зависимости, отражающие малоизвестные и слабоопределенные стороны задач РНМ, находят широкое применение. Следует отметить, что системный анализ как раз и ориентирован на решение слабоструктуризованных задач. Разработанные в рамках системного анализа математические процедуры нахождения решения в слабоструктуризованных задач направлены на поиск компромисса между многими протиpоречивыми целями. Математические процедуры состоят из следующих основных логических этапов: выделения из внешней среды рассматриваемой задачи; качественное и количественное описание задачи; формирования множества альтернативных вариантов (или решений); сравнения вариантов и выбора наилучшего. К недостаткам системного анализа следует отнести недостаточно совершенные процедуры сравнения вариантов и выбора лучшего варианта. В системном анализе альтернативные варианты варажены в единой (чаще всего денежной) мере. Более гибкие и эффективные математические средства выбора лучшего варианта разработаны в рамках многокритериального принятия решений. В этом методе варианты выражены многими критериями и поиск лучшего из них производится в многомерном пространстве.

Хорошоструктуризованные задачи подземной гидромеханики, использующие математические, количественные методы сплошной среды для обоснования решений, имеют ряд особенностей. Во-первых, они основываются на идеализированной и, практически, единственной модели нефтяного пласта с однозначными фильтрационно-емкостными параметрами. Во-вторых, специалисты по математическому моделированию находят решения самостоятельно, не прибегая к консультированию с экспертами в области РНМ, в силу достаточной простоты и идеализированности модели пласта. Полученные решения неплохо согласуются с результатами физического моделирования на идеализированных, однородных моделях пористых сред. Подобный согласованности в расчетных и фактических параметрах непосредственно при осуществлении РНМ добиться не удается. Эта проблема достаточно полно обсуждается в работах *[Л5, М9]*. Это проистекает из

неопределенности и нечеткости наших представлений о строении залежи и свойствах флюидов, а также многокритериальности задач РНМ. Многокритериальность задач РНМ не разрешима в рамках средств и методов механики сплошных сред и классических методов оптимизации (теории нелинейного программирования, квадратичного программирования, условной оптимизации). Классические методы оптимизации направлены на решение задач с непрерывными переменными и единственной целевой функцией (функционалом). Эти методы предназначены для хорошоструктуризованных задач подземной гидромеханики, в которых выявлены количественные зависимости между переменными, определен количественный критерий на основе которого можно провести анализ вариантов с целью выявления наилучшего. Такая последовательность действий и лежит в основе постановке задач классической оптимизации, которая неплохо работает в технике и инженерных задачах (транспортные, сетевые, маркетинг и др.). Но даже в этих задачах приходится прибегать к существенному упрощению реальной ситуации, поскольку "в ряде практических случаев было бы весьма желательно найти решение, которое бы являлось наилучшим с позиций нескольких различных критериев" *[Р10]*. Поэтому использование методов классической оптимизации в приложении к таким сложным геолого-технических системам как нефтяные месторождения с нашей точки зрения представляется малоубедительными, а получаемые с их помощью решения необоснованными.

Большинство задач РНМ относится к классу многокритериальных задач, в которых информация либо неполная, неопределенная и нечеткая либо по ряду параметров (геологических и технологических) вообще отсутствует. В этом случае задача объективного нахождения наилучшего решения в рамках классических методов подземной гидромеханики и оптимизации вообще не разрешимая. Нечеткая логика для однокритериальных задач принятия решений в области РНМ предназначена скорее для демонстрации принципиальной возможности описания размытых, качественных решений. Более прикладной характер носит нечеткая логика решения многокритериальных задач (многомерные функции принадлежности, нечеткие типовые проектные ситуации), которая пронизывает все основные задачи РНМ вплоть до конечного проектного решения. При принятии решений в сложных многокритериальных задачах используются различные методы: метод анализа иерархий (МАИ); методы шкалирования; теория полезности; многокритериальные методы. Основные математические операции в многокритериальных методах: операции с целями и критериями, операции с оценками альтернативных вариантов по критериям; операции собственно с альтернативными вариантами. Основными параметрами многокритериальных задач являются следующие: количество целей (критериев); количество переменных; количество альтернатив; характер шкал критериев и характер оценок альтернатив *[Л1]*. Метод анализа иерархий (Analitic Hierarchy Process) относительно новый, он находит широкое применение при решении многокритериальных задач в сложной обстановке с иерархическими структурами *[l3, s22]*. Этот метод позволяет выбирать из множества альтернативных проектных решений наиболее полно удовлетворяющее поставленным целям разработки НМ.

Методы шкалирования отображают экспертные эмпирические предпочтения по проектным решениям РНМ на численной шкале предпочтений. Такое преобразование является инвариантным и сохраняет всю экспертную информацию. Теория полезности позволяет представлять в числах предпочтения ЛПР того или иного проектного решения по РНМ. Многокритериальные методы (пространственной близости, последовательного исключения, математического программирования, взвешивания) предназначены для принятия решения или выбора при многих целях.

Принятие решений в РНМ обусловлено пониманием проблем геологии, бурения, разработки, эксплуатации нефтяных залежей, глубиной анализа и качеством проектных решений на последовательных стадиях проектирования: при предварительной экспертной оценке, ТЭО, создании технологической схемы и в итоге в полномасштабном проекте разработки (см. рис. *2.1*). При разработке приходится сталкиваться со множеством параметров, характеристик, присущих нефтяной залежи как сложной системе. Одна из сложных задач – систематизация и кластеризация этого объема информации, а также вычленение наиболее важных из них. Кластеризация данных связана с одной из фундаментальных задач принятия решений в РНМ – декомпозицией задачи РНМ. РНМ разбивается на ряд этапов: создание геологической модели, выбор МВ, выделение ЭО и др. Если количество рассматриваемых параметров велико, прибегают к группированию данных в соответствии с их общими свойствами и целями разработки. Общие свойства группы являются признаками элемента структуры более высокого уровня иерархии (см. рис. *2.2*). Объединение характеристик групп классов параметров по отношению к внешним целям получило название синтеза подцелей относительно высших целей РНМ. Обратные отношения (подцели и цели) обеспечивают наиболее рациональный способ принятия решений в РНМ.

Другим основным моментом в РНМ является сознание степени приоритетности (влияния) факторов на каждом уровне иерархии СРНМ. На рис. *2.3* показана нечеткая последовательность определения приоритетов параметров на иерархических уровнях СРНМ. Сложность в определении приоритетности, "размытость" этих приоритетов и интенсивность влияния параметров возрастают с повышением уровня иерархии, тогда как чувствительность конечного проектного решения РНМ к детализации разбиения снижается от верхнего уровня к нижнему. Окончательная оценка каждой альтернативы проектного решения складывается из оценки параметров, групп и классов параметров и численной оценки достижения целей РНМ (см. рис. *2.4*). Численное взвешивание альтернатив РНМ позволяет отобрать 2–3 альтернативы, которые одобряются руководством фирмы-оператора и выносятся им на обсуждение с партнерами по СП, местными органами власти и банком (см. рис. *2.5*). Теория нечетких множеств находит применение при создании экспертных систем, принятии решений, задачи распознавания, в нечеткой логике. Эта теория появилась в результате обобщения, переосмысления достижений многозначной логики, позволившей перейти к произвольному множеству значений истинности

(трехзначная логика Лукасевича, κ-значная логика Пата, бесконечная логика, нечеткая мера Сугено). Следует отметить, что в нечеткой логике Заде степень истинности для логической операции конъюнкции равна наибольшей оценке, тогда как в многозначной логике Лукасевича она равна наименьшей оценке *[l3]*. Сугено *[s22]* ввел понятие нечеткой меры для оценки неопределенных и неточных знаний, таких что $\tilde{A} \subseteq \tilde{B} \Rightarrow \mu_A(u) \leq \mu_B(u)$, где $u \in U$ означает, что, если нечеткое событие $\tilde{A}$ влечет за собой другое нечеткое событие $\tilde{B}$, то имеется по меньшей мере столько же уверенности в появлении нечеткого события $\tilde{B}$, как и события $\tilde{A}$.

Нечеткость информации о залежах углеводородов возникает в силу следующих основных неопределенностей: физической и лингвистической. Физическая неопределенность проистекает из-за невозможности определения всех необходимых физико-химических, механических, геологических и технологических параметров в каждой точке сложной геолого-технической системы разработки месторождений углеводородов *[И6]*. Такая система рассматривается как единое целое, включающее в себя и геологическое образование - залежь, и поверхностные и подземные технические сооружения для добычи, подготовки и транспортировки углеводородов и воды. Наиболее полную информацию о залежи получают из системы размещения разведочных скважин (расстояние между скважинами от 2 до 7 км), менее полная информация из системы эксплуатационных скважин (характерные расстояния от 200 до 1500 м). Таким образом, информация о геолого-технической системе по своей сути точечная, неохватывающая в поной мере всю систему в целом. Кроме того, неточность измерений и их последующая интерпретация также вносят свой вклад в физическую неопределенность количественных параметров. Лингвистическая неопределенность качественных параметров обусловлена множественностью и неоднозначностью значений понятий и отношений языка специалистов и экспертов. В данной работе полагается, что количественные и качественные характеристики сложной геолого-технической системы - нечеткие. Вопросы о методах получения, способах обработки экспертной информации выходят за рамки данной работы и им посвящен достаточно широкий спектр публикаций, приведенный в работе *[Л7]*. Отметим здесь, что некоторые из методов анализа экспертной информации могут быть частично использованы при решении задач РНМ с использованием теории нечетких множеств, например, при построении функции принадлежности на основе установления частичного порядка. Но ни одна из смежных научных дисциплин (теория принятия решений, теория измерений, методы анализа экспертной информации, теория вероятностей и другие) не предназначены для математических операций и структур с элементами, которые частично или неполно принадлежат множеству.

Таким образом, нечеткая логика при решении многокритериальных задач РНМ –наиболее эффективный метод теории принятия решений в области разработки месторождений УВ. Она может находить применение на различных стадиях прогнозирования РНМ (экспертного анализа; составления ТЭО; разработки технологической схемы и

полномасштабного проектирования). Сочетание нечеткой логики с методом анализа иерархий весьма целесообразно при системном анализе сложных систем – залежи УВ и системы разработки этой залежи.

Таким образом, характерными чертами задач РНМ как слабоструктуризованных, многокритериальных задач являются следующие:

- количественные зависимости между основными параметрами не могут быть однозначно определены для залежи на основе геологических, геофизических и промысловых исследований;
- неполнота, нечеткость и неопределеность геологической и промысловой информации принципиально неустранима на момент принятия решения;
- восполнение неполной, нечеткой информации при построения объективных геологической и имитационной моделей достигается путем привлечения экспертной информации и ее последующей математической обработки;
- экспертное восполнение информации должно достигать определенного качественного уровня равномерно по каждому параметру;
- для подавляющего числа параметров не существует точных способов измерения.

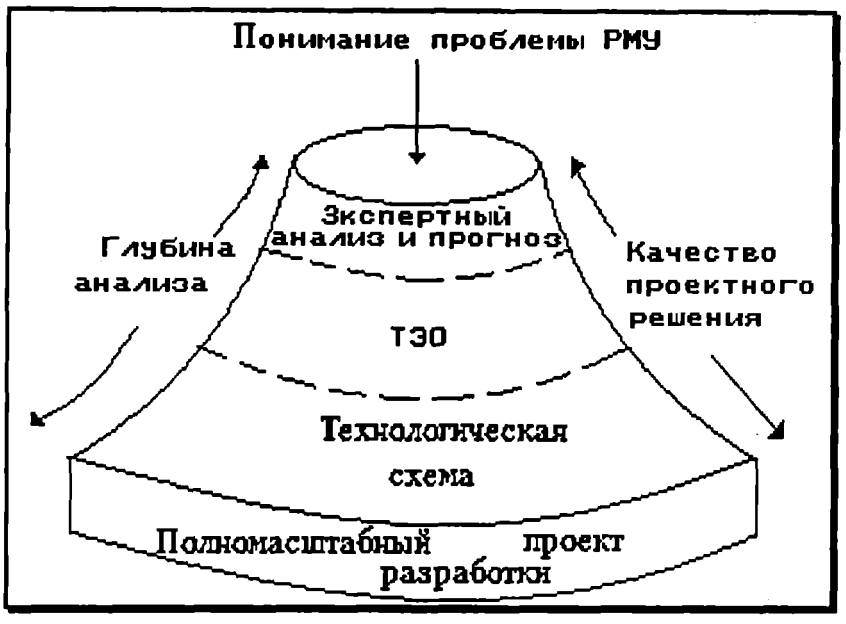


Рис. 2.1. Принятие решений на стадиях прогнозирования РМУ

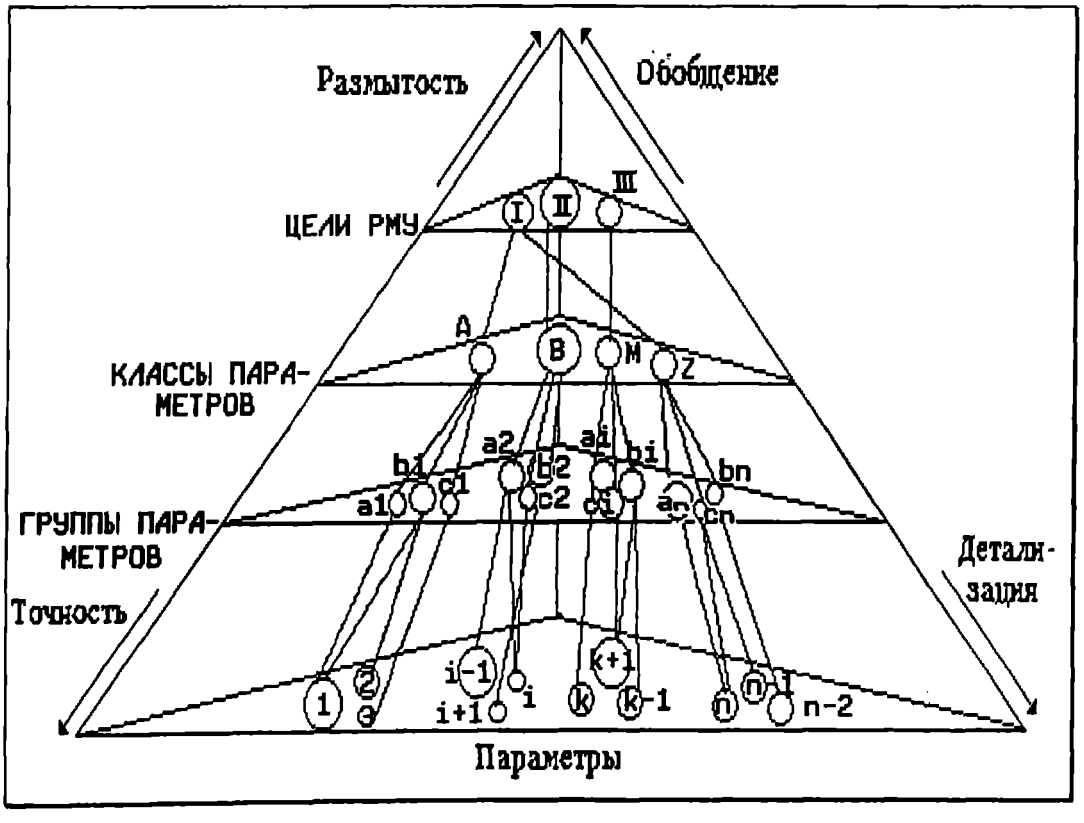


Рис. 2.2. Иерархия наслаиваемых уровней (величина приоритетности фактора отображается величиной круга)

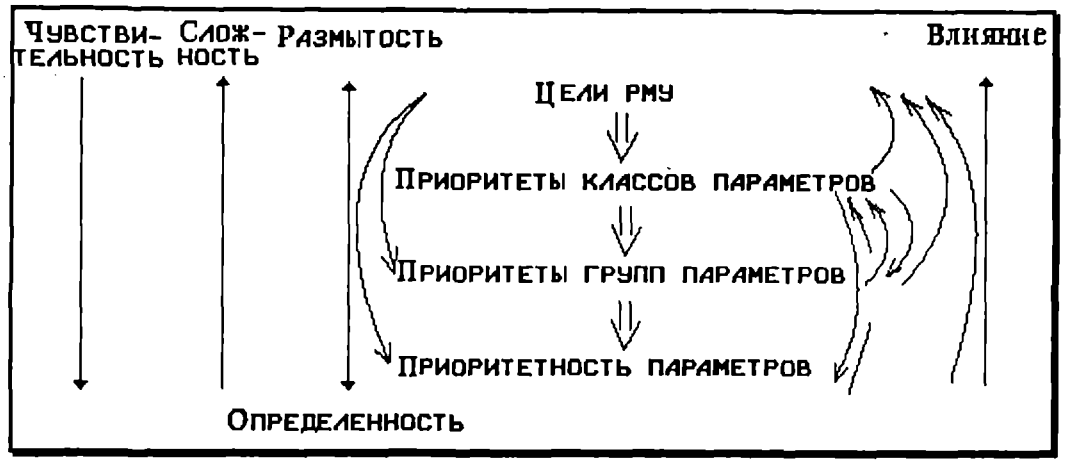


Рис. 2.3. Нечеткая последовательность определения приоритетов параметров на иерархческих уровнях СРМУ

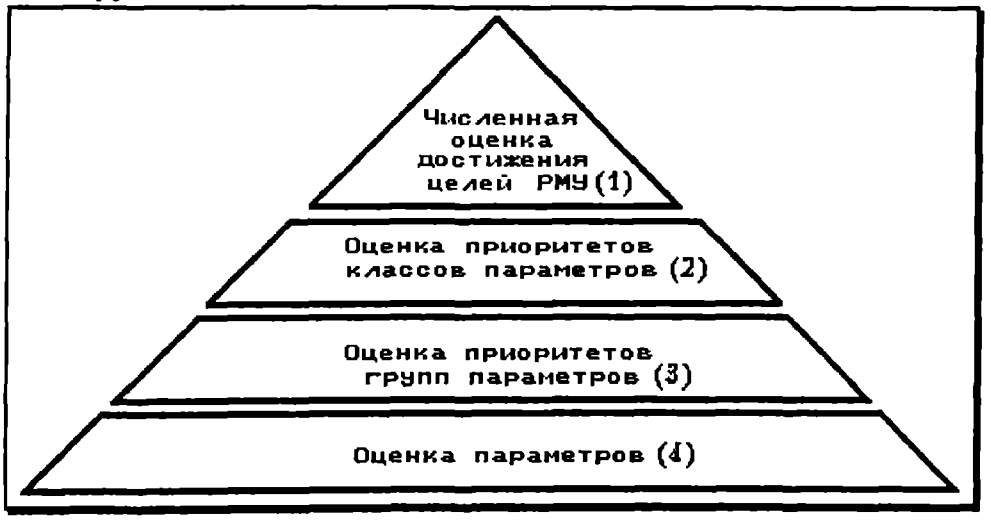


Рис. 2.4. Взвешивание проектного решения

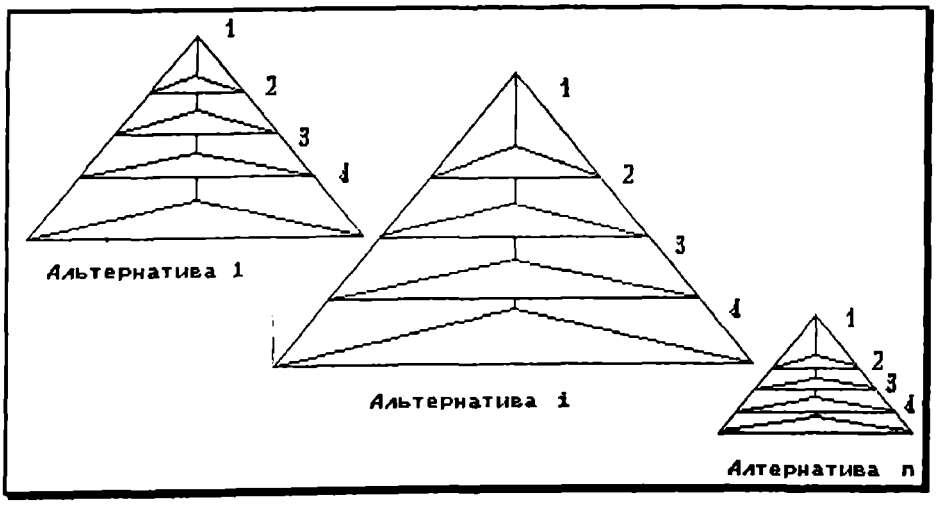


Рис. 2.5. Численное взвешивание альтернатив РМУ

2.2. Основы теории нечетких множеств

Основной характерной чертой геологии и разработки залежей УВ является неопределенность, нечеткость и неполнота знаний об объекте разработки – месторождении – в отличие от других наук, таких как физика, химия и механика. В середине 60-х годов была заложена основа для описания нечетких систем (или объектов) – теория нечетких множеств (Zadeh, 1965). Эта теория нечетких множеств по своей природе наиболее пригодна для обработки такого рода информации в отличие от теории вероятности, но она не отвергает последнюю.

Сегодняшняя наука о РМУ знает два рода закономерностей: детерминированную и статистическую. Прогнозирование разработки месторождений углеводородов на основе методов и законов механики сплошных сред является наиболее распространенным (детерминированным) подходом.. Наличие представительного множества статистической информации о разработке аналогов месторождений углеводородов позволяет испольэовать средства и методы теории вероятности и статистики. В данной работе предлагается рассмотреть третий род закономерности: нечеткий ("размытый", "расплывчатый"). Нечеткая закономерность исходит из того, что начальное состояние залежи УВ более или менее известно только для некоторой ее части (скважин, сейсмических разрезов), а в остальной области залежи оно нечетко. В этом случае можно говорить о нечетком прогнозе процесса разработки и росте нечеткости прогноза во времени. Под нечеткостью состояния остальной области залежи здесь понимается то, что любая точка залежи характеризуется числом от 0 до 1, т.е. степенью принадлежности нечеткому множеству, носящему название "начальное состояние залежи УВ". В то же время в детерминированном подходе степень принадлежности любых точек в пространстве между скважинами (сейсмическими разрезами) множеству "начальное состояние залежи УВ" определяется двумя членами – либо 1, либо 0. Статистическая закономерность правомерно может быть использована для оценки вероятности принадлежности точек залежи множеству "начальное состояние залежи УВ", если число скважин, вскрывших пласт, достаточно велико (более 20÷25).

В данной работе предлагается новый подход к моделированию и прогнозированию разработки нефтяных месторождений на основе теории нечетких множеств и нечетких чисел. Новая методология предназначена для агрегирования нечетких, фрагментарных, неопределенных и зачастую субъективно понимаемых частей геологической и промысловой информациии. Она основана скорее на возможности события, на его вероятности и связана с многокритериальной теорией принятия решений. Новая методология пригодна там, где некоторые данные пропущены, неясны или субъективны. Это альтернативный подход, не только не подменяющий традиционные методы, основанные на теории вероятности или классических методах подземной гидромеханики, но и допускающий их разумное сочетание при прогнозировании РНМ. Этот метод предполагает сравнение (соотнесение) вновь полученной промысловой и геологической информации с известной (накопленной) с целью

определения уровня близости (степени принадлежности). Дело в том что информационная основа геологии и разработки залежей нефти и газа – это неполная, неясная, "размытая" и потерянная информация. Таким образом, теория нечетких множеств наиболее близка по своей природе к математической обработке такого рода информации в отличие от теории вероятности, причем она не отвергает последнюю.

Существуют различные уровни формализации экспертной информации, которые включают нечеткие числа, серые числа *[g2]*, нечеткие множества, нечеткие интервалы, нечеткие графы и нечеткие гиперграфы. Использование различных формальных средств помогает отражать неоднозначность, расплывчатость знаний об объекте и системе разработки.

В задачах синтеза приходится иметь дело со следующими знаниями: координатными; синтетическими; условиями согласования. Совокупность знаний об отдельных подсистемах сложной геолого-технологической системы образует координатное знание. Множество знаний о геолого-технологической системе в целом формирует синтетическое знание. Взаимосвязь координатных и синтетических знаний достигается условиями согласования.

Основные математические методы используют различные масштабы дискретизации пластов при вычислениях. Характерный масштаб конечно-разностных методов в РНМ 1:100 000, тогда как для геостатистических методов масштаб вычислений близок к 1:100. Величина неопределенности в модели будет определяться ее характерным масштабом. Особенности нефтяной отрасли ограничивают предсказуемость решений в силу таких внешних факторов, как точность выполнения проектных технологических операций *[Б14]*. Термин "нечеткий" по своей сути также нечеткий и недостаточно определенный *[П6]*. Он включает нечеткость (неточность) исходных и текущих данных; неполноту информации о пласте; недетерминированность процессов и явлений, протекающих в пласте; многозначность первичных данных, а также результатов исследований; степень надежности и точности выполнения проектных технологий и использования технических средств при разработке. Геологическим данным внутренне присуща "размытость" и неопределенность *[a9]*. Источники данных о залежи ранжируются от макроскопического (пласт, горизонт) через мезоскопический (образец керна) до микроскопического масштаба (микрофации, минералы). С уменьшением масштаба исследования возрастают неоднородность и противоречивость данных.

Методология учета неопределенностей обычно состоит из следующих этапов *[a10]*: установление неопределенностей во входных данных; настройка модели залежи с учетом неопределенностей; моделирование поведения залежи путем варьирования значений одного из параметров во времени; выбор множества параметров, которые будут изменяться от базового уровня, на основе математической теории проведения эксперимента; получение профилей добычи для различных фиксированных моментов времени в n-мерном пространстве, где неопределенные параметры рассматриваются как неизвестные, но которые могут быть коррелируемыми; использование техники Монте-

Карло для моделирования независимых параметров с заданной неопределенностью в профилях добычи.

На рис. *2.6* представлена методика оптимистической, базовой и пессимистической оценок балансовых запасов залежи с использованием наиболее вероятных функций распределения геологических параметров (G – балансовые запасы, A – площадь, H – эффективная нефтенасыщенная толщина, m – пористость, $S_н$ – нефтенасыщенность, $B_н$ – пересчетный коэффициент). Оптимистическая оценка определяет верхний предел возможных запасов, пессимистическая – нижний предел. Эти оценки неявным образом помогают учитывать неопределенности в исходных данных. Базовая оценка основывается на наиболее вероятных средних значениях параметров. В работе *[s16]* рассматривается комбинация метода Монте-Карло и параметрического метода для вычисления запасов и оценки неопределенности в получаемых результатах. Работа *[b11]* основывается на стохастической технике, которая строится с использованием теории регионализованных переменных, байесовской статистики и техники повторного опробования. Аналогичный подход *[h6]* используется для построения распределения коэффициента неопределенности в нефтеотдаче. Предположим, что коэффициент неопределенности в нефтеотдаче определяется как

$$F_\eta = F_{вп} * F_{вер} * F_{оп} * F_о * F_г * F_с * F_к,$$

где $F_{вп}$ – коэффициент неопределенности в определении взаимозависимости переменных, который принимает следующие значения: низкий (н), средний (с) и высокий (в) (значение "низкий" для зависимости между коэффициентом проницаемости по горизонтали и вертикали; "средний" – для зависимости между пористостью и коэффициентом проницаемости по горизонтали; "высокий" – для зависимости между k/m и P, т.е.пластовым давлением); $F_{вер}$ (н, с, в) – коэффициент неопределенности в значении вертикальной проницаемости; $F_{оп}$ (н, с, в) – коэффициент неопределенности в значениях относительной проницаемости; $F_о$ (н, с, в) – коэффициент неопределенности в значении обводненности; $F_г$ (н, с, в) – коэффициент неопределенности в непрерывности глин F (н, с, в); $F_с$ (н, с, в) – коэффициент неопределенности в мощности загерметизированных сбросов; $F_к$ (н, с, в) – коэффициент неопределенности в модельном распределении абсолютной проницаемости (н – для фрактального распределения, с – для случайного гауссовского распределения, в – в случае если абсолютная проницаемость постоянна по пласту).

Для этих параметров задается экспертная (субъективная) функция распределения, по ним строится накопленная функция распределения, которая используется при вычислении коэффициента неопределенности в нефтеотдаче. Накопленные функции распределения в зависимых параметрах используются для построения накопленной функции распределения коэффициента неопределенности в нефтеотдаче (см. рис. *2.7*). Неопределенность в извлекаемых запасах находится путем перемножения полученной кривой накопленного распределения

коэффициента неопределенности в нефтеотдаче на кривую накопленной кривой распределения запасов в пласте. После этого находится кривая распределения для темпов отбора нефти и воды и чистой прибыли. Окончательно определяется накопленное распределение чистой прибыли для варианта СР в зависимости от возможной цены на нефть (см. рис. *2.8*). Детерминированность является внутренне присущей чертой залежей нефти и газа *[h6]*. Детерминированность существует хотя бы в силу того, что свойства и особенности залежи измеримы во всех направлениях. С другой стороны, пластовым характеристикам свойственна случайность *[s3]*. Авторы работы *[h6]* утверждают, что все крупномасштабные геологические особенности являются детерминированными по своей природе. Автор работы *[s3]* возражает и указывает на опасность игнорирования случайности в геологии пластов. В частности, в результате деятельности человека возникают разломы, трещиноватость в горных породах, опускание поверхности. Эти изменения носят случайный характер. Этот автор, ссылаясь на опыты "Chevron E&P Services Co.", утверждает маловероятность детерминизма в геологии залежи. N.G. Saleri указывает, что неопределенность в разработке многих пластов во много раз превышает неопределенность в геологии пласта. Неопределенность в геологии залежи проистекает из неполной информации о внутреннем строении и геометрических формах пластов, пространственной ориентации и местоположении внутренних геологических составляющих залежи (трещины, песчаные тела, глинистые слои), а также изменчивости пластовых характеристик в различных направлениях. Понимание и описание геологической неопределенности залежи не является самоцелью для РМУ. Более важно установить пределы влияния геологической неопределенности на определенность конечных показателей разработки и уровень достоверности получаемых прогнозов РМУ. В этом случае, как он утверждает, стохастическое моделирование вряд ли значительно повысит конечную точность прогноза. С его точки зрения, весьма полезным было бы знать возможные ранги неопределенностей во всех аспектах разработки. Остается только сожалеть, что за 3 года в этой области исследований ничего не изменилось. В работе *[h4]* указывается, что для условий Северного моря неопределенности в геологической модели и разломных характеристиках превалируют в ошибках конечного прогноза разработки над неопределенностями в разработке (капитальный ремонт скважин, безремонтный период разработки). Важно отметить, что существенную неопределенность вносит межскважинная корреляция, основанная на оценке непрерывности песчаных тел и глинистых слоев. Особенно высокую степень неопределенности имеют прерывистые глинистые слойки (или, как их еще называют, "стохастические" глины *[h6]*). Таким образом, существуют два основных источника неопределенности: первый связан с корреляцией эквивалентных слоев, а второй включает физическую непрерывность коррелируемых песчаных тел и глинистых пропластков.

Независимость событий, параметров – ключевое понятие в аппарате вероятностно-статистических методов. А.Н.Колмогоров, основатель аксиоматики этих методов, отмечал, что именно понятие

независимости выделяет теорию вероятности из общей теории меры. Таким образом, только в тех пространствах с мерой, где существуют независимые или почти независимые подмножества, можно применять теорию вероятности. Поэтому в общем случае использование стохастического моделирования и статистических методов в РМУ, мягко говоря, не совсем оправданно. И не зря авторы работы *[h6]* H.Haldorsen и др. в самом начале описания их методов оговаривают, что рассматриваемые геолого-физические параметры являются независимыми. Как и в любой физической системе, начальное состояние в нефтяной залежи не может быть задано абсолютно точно.

Несмотря на прогресс в нефтяной науке, инженеры-нефтяники все еще далеки от полного понимания совокупности протекающих процессов (геологических, физических, технологичеких, экологических и др.), которые происходят при разработке залежей нефти и газа. Поэтому создание новых методов моделирования, прогнозирования, описания, в том числе на основе теории нечетких множеств, является актуальным. Одна из причин того, почему классические (традиционные) подходы до сих пор являются незрелыми, – это недостатки формализма при работе с неточными, неопределеными данными и их фрагментарность.

Традиционные подходы сводятся в основном к использованию аналитических, численных (МКР) и вероятностно-статистических методов при моделировании РНМ (см. главу 3). Эти методы предполагают наличие многочисленных статистических данных, и они обращаются с неопределенностью, используя теорию вероятности. В попытке обойти недостатки в существующей практике РМУ предлагается новый метод, основанный на многокритериальной модели принятия решений, которая имеет корни в теории нечетких множеств. Он рассматривает всю доступную информацию, обычно фрагментарную и неполную, т.е. которая не может быть обработана традиционными методами.

Нечеткие множества

Догмат теории нечетких множеств (ТНМ) – нечеткость используется как альтернатива концепции случайности – центральной концепции традиционной теории вероятности.

Нечеткое множество (Zadeh,1965) допускает частичную принадлежность множеству. Такой подход есть развитие непрерывной логики, которая оперирует величинами от 0 до 1 *[П6]*. В случае же не абсолютной уверенности в полной или нулевой принадлежности элемента множеству классическая теория не дает ответа. Теория нечетких множеств решает эту проблему, позволяя каждому элементу иметь частичную принадлежность. Таким образом, можно записать, например, степень применимости МВ на нефтяную залежь (0,5/пар; 0,9/заводнение; 0,3/полимерное заводнение; 0,1/углекислый газ), где долевое значение показывает, насколько строго предполагается успешное осуществление того или иного МВ при разработке залежи нефти.

Нечеткие множества обладают некоторыми полезными свойствами для проблем реального мира. Во-первых, они допускают общность, т.е. применимы к широкому кругу ситуаций геологических, физико-химических, математических, управленческих и финансовых ситуаций в РМУ. Во-вторых, они могут обращаться с двусмысленными ситуациями в рациональной манере. Например, ТНМ на основе многокритериального подхода позволяет выбирать из множества проектных решений компромиссное, которое в наибольшей мере удовлетворяет противоречивым целям государства и фирмы-оператора. Наконец, они могут иметь дело с неопределенностью там, где границы нечетки, например при построении нечеткой геологической модели залежи.

Категории нечеткости, расплывчатости условно разделяются на простые, сложные и трудноформализуемые. К простым категориям относятся такие категории, как "низкая пористость", "высокая проницаемость", т.е. множества, которые легко поддаются упорядочиванию. В этом случае функция принадлежности будет отражать некоторый условный порядок элементов, заданных на универсальном множестве. Например, пусть рассматриваются два пласта на множестве эффективной пористости, при этом усредненная пористость первого пласта меньше, чем усредненная пористость второго пласта: $m_1 < m_2$. Нечеткое множество $\tilde{A}$ пусть является нечетким множеством "высокой пористости". Тогда второй пласт с m_2 более принадлежит этому множеству, чем первый пласт с m_1. К сложным категориям относятся такие категории, которые требуют одновременного рассмотрения нескольких универсальных множеств. Например, для определения пласта с "хорошими фильтрационно-емкостными свойствами" необходимо рассмотреть несколько универсальных множеств: "пористость", "проницаемость", "гидропроводность" и др. В этом случае нечеткое множество "хорошие фильтрационно-емкостные свойства" задается путем теоретико-множественных операций над более простыми нечеткими множествами.

Для описания трудноформализуемых категорий, таких, например, как "рациональный" или "оптимальный" вариант разработки, обычно прибегают к построению некоторого множества, которое состоит из небольшого числа типовых или эталонных ситуаций или решений. Более подробно вопрос построения "типовых" нечетких подмножеств рассмотрен в разделе 2.3, где приведена методика построения нечетких множеств "исходные проектные ситуации РНМ" и "рациональные варианты РНМ".

Так как нечеткие множества – множества, то для них определены операции над множествами. Например, сложение нечетких множеств отлично от такой же операции с булевыми множествами. Так, если мы имеем два множества A = {"пар", "CO_2", "полимер"} и B = {"пар", "щелочное заводнение", "ПАВ"}, тогда пересечение A и B есть множество $A \cap B$ = {"пар"}. Этот пример включает конкретные МВ и может быть прекрасно обработан классической булевой логикой.

Однако для того чтобы иметь дело с вещами, которым присуща неточность и которые не имеют четких границ, необходимо использовать нечеткие множества. Операция пересечения нечетких множеств непохожа

на ту же операцию, приведенную выше с булевыми множествами. Как указывалось прежде, элемент в нечетком множестве имеет частичное членство. Например, вязкость пластовой нефти может быть выражена как нечеткое множество: "вязкость нефти" = {0,6/ "очень высокая"; 0,5/"высокая"; 0,3/"низкая"}, означающее, что пластовая нефть будет принадлежать нечеткому множеству "очень высоковязкая нефть" со степенью принадлежности, равной 0,6.

Субъективность и неопределенность – две характеристики нечетких множеств. Представим глубину залегания как нечеткое множество: "глубина" = {0,4/ "высокая"; 0,6/ "средняя"; 0,3/ "низкая"}. Если это не были бы нечеткие множества, то пересечение пористости и проницаемости было бы пустым множеством, потому что эти два множества не имеют ни одного общего элемента. Однако поскольку они нечеткие множества, то нечеткое пересечение производит другое нечеткое множество. Напомним, что в теории нечетких множеств дихотомии не существует и значение располагается между 0 и 1, т.е. с различной степенью определенности. В сущности, для производства операции пересечения над этими двумя нечеткими множествами мы сравниваем элементы из одного множества с элементами из другого множества и выбираем элемент с минимальной степенью принадлежности. Одна из основных идей нечеткой логики – определение минимума, т.е. использование оператора min(·). В других математических логиках чаще используют умножение.

Представление о недетерминированности процессов и явлений при РНМ возникает из-за того, что отсутствует полное знание о залежи. Знание о залежи фрагментарно и в основном локализовано пространством вблизи скважины (около 1 м). В последнее время появляются новые методы ГИС и сейсмики, позволяющие детально изучать геометрию пласта на расстоянии до 10–15 м от скважины. Одним из путей разрешения данной проблемы является использование эвристических знаний, т.е. знаний, содержащих нечеткости. Достоинством эвристических знаний является их высокая эффективность в решении типовых задач, и, наоборот, для новых, нетипичных ситуаций они зачастую неэффективны.

Многозначность интерпретации результатов прогнозирования – обычное явление в РНМ. Многозначность полученных первичных данных в геофизических и промысловых исследованиях устраняется на основе экспертных ограничений. Экспертные ограничения базируются на знаниях о специфике геологического строения и свойствах флюидов для исследуемого режима и комплексировании данных. Многозначность интерпретации результатов прогнозирования процессов разработки в какой-то мере устраняется путем использования итерационных операций для последовательных этапов прогнозирования с одновременным учетом ограничений, которые накладывают на разработку экология, ресурсосбережение и экономика. При таком подходе многозначность устраняется на основе учета как локальных, так и глобальных ограничений, а также их согласования с целью многозначности и нечеткости в проектных решениях и особенно эффективно при интегрированном подходе к прогнозированию (см. главу 4). Устранение

многозначности проводится на каждом этапе РНМ с помощью специфических знаний, полученных на различных уровнях. Нечеткость в РМУ проистекает из недетерминированности процессов и явлений в РМУ; многозначности получаемых данных и интерпретации результатов прогнозирования; ненадежности знаний о залежи; неполноты информации о залежи.

Одним из подходов в представлении о ненадежности знаний является их представление в виде байесовской вероятности. Но это совсем нелогично – представлять незнание в виде вероятности, т.е. для байесовской вероятности требуется, чтобы выполнялось соотношение $P(A)+P(\overline{A}) = 1$. Таким образом нельзя отделить знание от незнания. Поэтому выход наметился с созданием Демпстером–Шафером математической вероятностной теории, в которой не фиксируются значения вероятности, что позволяет представлять и незнание. Этот метод более субъективен, но, с другой стороны, по сравнению с нечеткой логикой более сильный. Существенным недостатком этой теории является требование существования взаимно неперекрывающихся подмножеств, в противном случае интерпретация становится сложной.

Немонотонность рассуждений о строении, свойствах и происходящих процессах является следствием неполноты и противоречивости знаний о нефти. Поэтому геологи, инженеры-разработчики всегда готовы отказаться от предыдущих рассуждений, если появляются новые данные, которые ставят под сомнение эти рассуждения. Классическая логика базируется на том, что имеется полный набор аксиом и вывод не изменится, если добавить еще одну аксиому. Это свойство получило название "монотонность". Таким образом, раз выведенные рассуждения остаются верными и в последующих выводах. Но в случае добавления новых аксиом могут возникнуть ситуации, в которых возможно отрицание вывода, который был верным в старой системе аксиом. Это свойство получило название немонотонности вывода. Сейчас известны следующие методы немонотонной логики: Макдермотта–Доули (McDermott – Doyle) с условными логическими операциями *[m9]*; умолчания Рейтера (Reiter)*[r5]*; ограничения Маккарти (McCarthy) *[m8]*. Немонотонная логика изучается в настоящее время наиболее активно, но еще содержит немало проблем. Она важна как инструмент для обработки неполных знаний. Многие типы логических рассуждений, которые используются в моделировании РНМ, такие как рассуждение по умолчанию, являются немонотонными. В настоящее время сделаны попытки практической реализации моделирования немонотонных рассуждений *[35]*. Разработаны системы управлениия истинностью (СУИ), или системы ревизии убежденности (СРУ) или знаний (СРЗ). Только такие системы позволяют получать выводы при неполных, ненадежных и противоречивых данных и знаниях. В основе этих систем лежат проблемно-ориентированные компоненты знания, а не теоретические разработки в области немонотонной логики. В случае обнаружения противоречия в выводах происходит многократная ревизия базы знаний. Ревизия может идти двумя способами: проверка всех суждений, породивших вывод; анализ принципов (или гипотез), положенных в

основу выведенного суждения *[m5]*. В ближайшие годы следует ожидать создания СУИ в области РНМ.

Как внутренние, так и внешние факторы являются источниками неопределенности в прогнозе разработки. Некоторые особенности строения залежи могут быть потеряны при построении модели. С другой стороны, очень часто внешние факторы: специфика систем сбора и подготовки нефти и газа, изменения в целях и средствах разработки и освоения залежи, не могут быть учтены в модели. Использование точных математических решений, например аналитических, не гарантирует получения верных результатов, так же как увеличение количества узлов (блоков решетки) в численных методах автоматически не увеличивает точности расчетов *[a18]*. С другой стороны, неудовлетворительные результаты прогнозирования вовсе не обязательно должны проистекать из плохой геологической модели. К основным источникам неопределенности в РНМ относятся геологические и промысловые данные *[s1]*; описание пласта; дискретизация модели; математические погрешности вычисления; внешние факторы (см. табл. *2.1*).

Таблица 2.1. Неопределенность в прогнозе разработки залежи углеводородов

Комбинированная неопределенность в прогнозе разработки залежи		
Геологическая	*Технологическая*	*Экономическая*
геометрия залежи параметры интерпретация сейсмики и ГИС запасы	обустройство разбуривание эксплуатация	стоимость нефти инфляция

Неопределенность, нечеткость в характеристиках пласта и технологических параметрах лежит в основе комбинированной неопределенности в прогнозе поведения залежи при разработке. Прогнозная неопределенность складывается из неопределенностей в геометрии и форме залежи; геологических и физико-химических характеристик пластов; интерпретации геофизических и сейсмических данных; геологических и физических моделях, используемых в математическом моделировании; освоении, обустройстве залежи и технологии добычи, которые, возможно, будут отличаться от проектного графика. Анализ реализованных проектов показывает, что параметры разработки и запасы характеризуются более низкими величинами, чем проектные параметры. Возможно, это происходит из-за неучета различного вида неопределенностей.

Для построения алгоритма решения задачи выбора варианта разработки и удобства последующего изложения введем основные понятия теории нечетких множеств *[Б10, k2, z2, z3]*. Существует много способов формализаций нечеткости. Первый подход к формализации нечеткости состоит в следующем. Нечеткое множество (НМ) образуется

путем введения обобщенного понятия принадлежности, т. е. путем расширения двухэлементного множества значений характеристической функции {0,1} до континуума [0,1]. Это значит, что переход от полной принадлежности объекта классу к полной его непринадлежности происходит не скачком, а постепенно, причем принадлежность элемента множеству выражается числом из интервала [0,1]. Нечеткое множество

$$\tilde{A} = \{(x, \mu(x))\}$$

определяется математически как совокупность упорядоченных пар, составленных из элементов универсального множества X и соответствующих степеней принадлежности $\mu(x)$, например, $X=\{x_1, x_2, x_3, x_4\}$ и $\mu(x)=\{0,2; 0,6; 1; 0,8\}$, или непосредственно в виде $\mu(x)$: $X \rightarrow [0,1]$. Пример записи НМ:

$$\tilde{A} = \{(x_1/0,2),(x_2/0,6),(x_3/1),(x_4/0,8)\}.$$

Под функцией принадлежности большинством исследователей понимается некоторое невероятностное субъективное измерение нечеткости. Часть исследователей полагает, что функция принадлежности $\mu_A(u)$ есть условная вероятность наблюдения события $\tilde{A}$ при наблюдении (u) *[H4]*. В данном исследовании для построения функции принадлежности используются обе эти возможности.

Рассмотрим более подробно два прямых метода построения функции принадлежности (ФП). Первый метод основан на аксиоматическом задании типа ФП и последующем уточнении ее отдельных параметров. Точка перехода u – такой элемент множества U, для которого справедливо соотношение $\mu_A(t) = 0,5$; $t \in U$. Функции принадлежности выбирались в следующем виде:

$$\mu_A(y) = \begin{cases} 0, & \text{если } y \le y_{lmin} \text{ и } y \ge y_{rmax}, \\ 1/(1 + \nu_s(y) \cdot K_s(y)), & \text{если } y_{smin} \le y \le y_{smin}; s=l,r, \\ 1, & \text{если } y_{lmax} \le y \ge y_{rmin}, \end{cases}$$

где

$$\nu_s(y) = [(y_{smid} - y_{smin})/(y_{smax} - y_{smin})]^{\alpha},$$
$$K_s(y) = [(y_{smax} - y)/(y - y_{smin})]^{\beta}.$$

Здесь l,r есть левая и правая ветви функции принадлежности соответственно.

Второй метод основан на использовании S-образной функции. При таком способе описания ФП ее зависимость от безразмерного параметра Y будет иметь следующий вид:

$$\mu_A(y) = (1+Y)^{-1},$$

где $Y = \left(\left(\frac{amaxi-a_i^*}{ai-amini}\right)^2 \left(\frac{a-a_{mini}}{amaxi-a}\right)^2\right)^{(-1)^i}$,

a_{mini} и a_{maxi} – минимальные и максимальные значения переменной u для левой (i = 1) и правой (i = 2) ветвей ФП соответственно; a_i^* – точка перехода, в которой соответствующая ветвь ФП принимает значение, равное 0,5. Процедура построения ФП сводится при этом к заданию трех значений рассматриваемого геолого-физического параметра для каждой из ветвей функции, в которых ФП принимает значения 0–0,5 и 1,0.

В задачах теории нечетких множеств (ТНМ) в основном используются операторы min (·) и max (·). Этот факт обусловлен, скорее всего, тем, что при экспертной оценке (неявной) требуется сохранение свойств ограниченности, монотонности, коммуникативности, ассоциативности, дистрибутивности и идемпотентности. В работе *[H7]* показано, что операторы min (·) и max (·) являются единственно возможными в этих условиях. Этим операторам присущ один недостаток – они некомпенсационны. Такие операторы не учитывают улучшение одного из критериев (свойств) при равенстве экстремальных критериев (свойств):

$$\min (0,1 : 0,3) = \min (0,1 : 0,9).$$

Приведем наиболее важные понятия теории нечетких множеств. Нечеткое множество $\tilde{A}$ нормально, если верхняя граница его функции принадлежности равна единице, т.е.

$$\sup \mu (x) = 1.$$

При $\sup \mu(x)<1$ нечеткое множество (НМ) называется субнормальным. Нечеткое множество пусто, если $\mu(x) = 0$ для любого $x \in X$. Непустое субнормальное НМ можно привести к нормальному по формуле

$$\mu(x_i) = \mu(x_i)/\max(x_i), \text{ где } i = 1,k.$$

Множеством уровня *a* НМ $\tilde{A}$ называется четкое подмножество универсального множества X, определяемое в виде

$$\tilde{A} = \{x \in X \text{ такое, что } \mu(x) \geq a\}, a \in [0,1].$$

Множества строгого уровня определяются в виде

$$A = \{x \in X, \text{ такое, что } \mu(x) > a\}.$$

Понятие множества уровня является расширением понятия интервала. Пусть U – произвольное непустое множество. Нечетким подмножеством A на множестве U = { u } называется множество пар

$$\tilde{A} = \{< \mu_A (u) / u >\},$$

где $u \in U$, $\mu_A (u) \in [0,1]$ – функция принадлежности нечеткого множества $\tilde{A}$, осуществляющая отображение базового множества U в единичный отрезок [0,1]. Здесь нечеткие множества обозначаются прописным латинскими буквами с тильдой (~).

Значение функции принадлежности μ_A для каждого элемента $u \in U$ на отрезке [0,1] будем называть степенью принадлежности элемента u нечеткому множеству A. Носителем нечеткого множества A называется подмножество A, такое, что

$$A = \{u \in U: \mu_A (u)>0\}.$$

Таким образом, носитель нечеткого множества – обычное "четкое" подмножество множества U. Например, пусть U – множество эффективной пористости горных пород. Тогда его нечеткое подмножество $\tilde{A}$ "высокой эффективной пористости" можно записать как

$$\tilde{A} = \{<0,1/0,05>, <0,3/0,1>, <1,0/0,2>, <1,0/0,3>, <1,0/0,4>\}.$$

Носителем нечеткого множества $\tilde{A}$ является множество

$$A = \{0,05;\ 0,1;\ 0,2;\ 0,3;\ 0,4\}$$

(если эффективная пористость измеряется в долях единиц). Как показано в работе *[d9],* для практических целей нет большой необходимости в точном задании границ ядра

$$\{(\mu_A <u> = 1,0)/ <u>, u \in U\}$$

и носителя нечеткого множества, достаточно иметь приближенное представление функции принадлежности. Определение функции принадлежности является во многом субъективной задачей. Это определение зависит от точки зрения эксперта и от характера рассматриваемой проблемы.

Высотой нечеткого множества $\tilde{A}$ называется $\sup_v \mu_A (u)$. Точкой перехода нечеткого множества $\tilde{A}$ называется элемент множества U, для которого степень принадлежности нечеткому множеству $\tilde{A}$ равна 0,5.

Множеством уровня 0,5 нечеткого множества $\tilde{A}$ называется множество $\tilde{A}_{0,5}$ всех элементов универсального множества U, степень принадлежности которых нечеткому множеству $\tilde{A}$ больше или равна 0,5:

$$\tilde{A}_{0,5} = \{<\mu_A (u) \geq 0,5/u>\}.$$

Например, пусть нечеткое множество "маловязкая пластовая нефть" принимает следующие значения:

$$\tilde{A} = \{<1/0,5>; <1/1,0>; <1/2,0>; <0,7/12,0>; <0,3/20,0>; <0,01/50,0>\}.$$

Тогда нечеткое множество $\tilde{A}_{0,5}$ будет иметь вид

$$\tilde{A}_{0,5} = \{<1/0,5>; <1/1,0>; <1/2,0>; <0,7/12,0>\}.$$

Рассмотрим некоторые основные операции над нечеткими множествами. Дополнение нечеткого множества $\tilde{A}$ обозначается как $\neg\tilde{A}$ и определяется через

$$\neg\tilde{A} = \{<\mu_{\neg A}(u)/u>\}, \; u \in U.$$

Операция дополнения нечеткого множества $\tilde{A}$ является логическим отрицанием:

$$\mu_{\neg A}(u) = 1 - \mu_A(u).$$

Объединением нечетких множеств $\tilde{A}$ и $\tilde{B}$ называется нечеткое множество, которое обозначается как $\tilde{A} \cup \tilde{B}$ и определяется выражением

$$\tilde{A} \cup \tilde{B} = \{<\mu_{A \cup B}(u)/u>\}, \; u \in U,$$

где $\mu_{A \cup B}(u)$ определяется через логическую операцию дизъюнкции $\vee$ следующим образом:

$$\mu_{A \cup B}(u) = \mu_A(u) \vee \mu_B(u) = \max [\mu_A(u); \mu_B(u)].$$

Таким образом, степень принадлежности элемента (u) из универсального множества U объединению нечетких множеств $\tilde{A} \cup \tilde{B}$ совпадает с более высокой степенью принадлежности (здесь и далее используется минимаксная трактовка логических операций, которая была введена L.A. Zadeh *[z1]*).

Пересечением нечетких множеств $\tilde{A}$ и $\tilde{B}$ называется нечеткое множество $\tilde{A} \cap \tilde{B}$, которое определяется как

$$\tilde{A} \cap \tilde{B} = \{<\mu_{A \cap B}(u)/u>\}, \; u \in U,$$

где $\mu_{A \cap B}$ определяется через логическую операцию конъюнкции & как

$$\mu_{A \cap B}(u) = \mu_A(u) \; \& \; \mu_B(u) = \min (\mu_A(u); \mu_B(u)),$$

т.е. степень принадлежности элемента (u) пересечению нечетких множеств $\tilde{A} \cap \tilde{B}$ соответствует минимальной степени принадлежности в паре $\mu_A(u)$ и $\mu_B(u)$.

Разностью нечетких множеств $\tilde{A}$ и $\tilde{B}$ будет называться нечеткое множество $\tilde{A} \setminus \tilde{B}$, которое записывается как

$$\tilde{A} \setminus \tilde{B} = \{<\mu_{A \setminus B}(u)/u>\}, \; u \in U,$$

где $\mu_{A \setminus B}(u)$ определяется через последовательность логических операций конъюнкции и отрицания: $\mu_{A \setminus B}(u) = \mu_A(u) \& \neg \mu_B(u)$. Наконец, симметрической разностью нечетких множеств $\tilde{A}$ и $\tilde{B}$ называется такое нечеткое множество $\tilde{A} \Theta \tilde{B}$, которое удовлетворяет равенству

$$\tilde{A} \Theta \tilde{B} = \{<\mu_{A \Theta B}(u)/u>\}, \; u \in U,$$

где $\mu_{A \Theta B}$ определяется через логическую операцию дизъюнкции как

$$\mu_{A \Theta B}(u) = \mu_{A \setminus B}(u) \vee \mu_{B \setminus A}(u).$$

Рассмотрим в качестве параметра нечеткое подмножество $\tilde{A}$ – "большая глубина залегания пласта" и нечеткое подмножество $\tilde{B}$ – "малая глубина залегания пласта" множества

$$H = \{h1, h2, \ldots, h5\},$$

где

h1 = 500 м; h2 = 1000 м; h3 = 1500 м; h4 = 2500 м; h5 = 3500 м;

тогда нечеткое подмножество $\tilde{A}$ можно записать как

$$\tilde{A} = \{<0,05/h1>; <0,1/h2>; <0,5/h3>; <0,9/h4>; <1,0/h5>\},$$

а нечеткое подмножество $\tilde{B}$ в виде

$$\tilde{B} = \{<1,0/h1>; <1,0/h2>; <0,6/h3>; <0,1/h4>; <0,01/h5>\}.$$

Тогда

$$\neg\tilde{A} = \{<0,95/h1>; <0,9/h2>; <0,5/h3>; <0,1/h4>; <0,0/h5>\};$$
$$\neg\tilde{B} = \{<0,0/h1>; <0,0/h2>; <0,4/h3>; <0,9/h4>; <0,99/h5>\};$$
$$\tilde{A} \cup \tilde{B} = \{<1,0/h1>; <1,0/h2>; <0,6/h3>; <0,9/h4>; <1,0/h5>\};$$

$\tilde{A} \cap \tilde{B}$ = {<0,05/h1>; <0,1/h2>; <0,5/h3>; <0,1/h4>; <0,1/h4>};

$\tilde{A} \setminus \tilde{B}$ = {<0,0/h1>; <0,0/h2>; <0,4/h3>; <0,9/h4>; <0,99/h5>};

$\tilde{B} \setminus \tilde{A}$ = {<0,95/h1>; <0,9/h2>; <0,5/h3>; <0,1/h4>; <0,0/h5>};

$\tilde{A} \ominus \tilde{B}$ ={<0,95/h1>; <0,9/h2>; <0,5/h3>; <0,9/h4>; <0,99/h5>}.

Если базовая переменная векторная (Z = (u,v,w,...)), каждый из компонентов которой является элементом своего универсального множества (u ∈ U, v ∈ V, w ∈ W и т.д.), нечеткое множество $\tilde{B}$, образованное совокупностью пар

$$\tilde{B} = U\ \mu_B\ (u,v,w,...) / (u,v,w,...),$$

называется нечетким отношением. Здесь

$$\mu_B : U \times V \times W \times ... \rightarrow [0;1] -$$

функция принадлежности нечеткого множества $\tilde{B}$.

Нечеткое отношение $\tilde{f}$ на универсальном множестве U определяется как нечеткое подмножество декартового произведения U x U. Обозначим через $\tilde{f} = (U,\tilde{A})$ пару множеств, где $\tilde{A}$ – нечеткое подмножество в U x U или U^2. При этом множество U называется областью задания, а $\tilde{A}$ – нечетким графиком отношения. Носитель нечеткого отношения $\tilde{f} = (U, \tilde{A})$ есть четкое отношение f = (U, A).

Приводимые ниже основные понятия и определения нечетких множеств в основном опираются на результаты работ *[A2, H4, П4, П6, k1, k2, d9, z1]*.

Произведением нечетких множеств $\tilde{A}$ и $\tilde{B}$ (где

$\tilde{A} = \{<\mu_A(u)/u>\}$,

$\tilde{B} = \{<\mu_B(v)/v>\}$

при u∈U и v∈V) называется нечеткое подмножество $\tilde{A} \times \tilde{B}$ в U×V, которое определяется как

$$\tilde{A} \times \tilde{B} = \{<\mu_{A\times B}<u,v>/<u,v>>\},\ u \in U \text{ и } v \in V,$$

где степень принадлежности $\mu_{A\times B}<u,v>$ определяется через логическую операцию конъюнкции как

$$\mu_{A\times B}<u,v> = \mu_A<u> \ \&\ \mu_B<v> = \min(\mu_A<u>;\ \mu_B<v>).$$

Пусть, например, имеются нечеткие подмножества $\tilde{A}$ – "высокой эффективной пористости" и $\tilde{B}$ –"высокой абсолютной проницаемости" универсальных множеств эффективной пористости

$$U = \{u_1 = 0;\ u_2 = 0{,}18;\ u_3 = 0{,}35\}$$

и абсолютной проницаемости

$$V = \{v_1 = 0{,}2;\ v_2 = 0{,}7\}$$

соответственно. Значения пористости заданы в долях единицы, а проницаемости – в мкм^2. Нечеткие подмножества будут иметь вид:

$$\tilde{A} = \{<0{,}4/u_1>;\ <0{,}9/u_2>;\ <1{,}0/u_3>\};$$

$$\tilde{B} = \{<0{,}3/v_1>;\ <0{,}8/v_2>\}.$$

Нечеткое множество $\tilde{A}\times\tilde{B}$ определяется в этом случае как

$$\tilde{A}\times\tilde{B} = \{<0{,}3/<u_1,v_1>>;\ <0{,}4/<u_1,v_2>>;<0{,}3/<u_2,v_1>>;<0{,}8/<u_2,v_2>>;$$
$$<0{,}3/<u_3,v_1>>;\ <0{,}8/<u_3,v_2>>\}.$$

Композиция нечетких множеств $\tilde{A}$ и $\tilde{B}$ (где

$$\tilde{A} = \{<\mu_A<u,v>/<u,v>>\},$$

$$\tilde{B} = \{<\mu_B<v,w>/<v,w>>\}$$

для $<u,v> \in U \times V$ и $<v,w> \in V\times W$) универсальных множеств U, V, W определяется как нечеткое множество $\tilde{A}\cdot\tilde{B}$

$$\tilde{A}\cdot\tilde{B} = \{<\mu_{A\cdot B}<u,w>/<u,w>>\},\ <u,w> \in U\times W,$$

где степень принадлежности пары $<u,w>$ – $\mu_{A\cdot B}<u,w>$ нечеткому множеству $A\cdot B$ вычисляется с использованием последовательно логических операций конъюнкции (&) и дизъюнкции ($\vee$) как

$$\mu_{A\cdot B}<u,w> = \bigvee_{v\in V} (\mu_A<u,v> \,\&\, \mu_B<v,w>) = \max_{v\in V} (\min(\mu_A<u,v>;\ \mu_B<v,w>)),$$

где $u\in U$; $w\in W$.

Таким образом, степень принадлежности есть наибольшая из минимумов степень принадлежности различных пар $<u, v>$ и $< v,w >$ нечетких множеств $\tilde{A}$ и $\tilde{B}$.

Предположим, что имеются матрицы отношений $U\to V$ (или $U\times V$) и $U\to W$ (или $U\times W$), которые могут являться результатом экспертного опроса специалистов-геологов, разработчиков, и пусть парные взаимоотношения элементов отражают степени принадлежности пар $<u,v$

$> \in U \times V$ и $<v,w> \in V \times W$ нечетким множествам $\tilde{A}$ и $\tilde{B}$ соответственно. Например:

$$\tilde{A} = \begin{pmatrix} \mu_A<u_1,v_1> & \mu_A<u_1,v_2> \\ \mu_A<u_2,v_1> & \mu_A<u_2,v_2> \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0,5 & 0,7 \\ 0,8 & 0,2 \end{pmatrix};$$

$$\tilde{B} = \begin{pmatrix} \mu_B<v_1,w_1> & \mu_B<v_1,w_2> \\ \mu_B<v_2,w_1> & \mu_B<v_2,w_2> \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0,3 & 0,4 \\ 0,9 & 0,6 \end{pmatrix}.$$

Их иначе можно записать как

$$\tilde{A} = \{<0,5/<u_1,v_1>>; <0,8/<u_2,v_1>>; <0,7/<u_1,v_2>>; <0,2/<u_2,v_2>>\}$$

и

$$\tilde{B} = \{<0,3/<v_1,w_1>>; <0,9/<v_2,w_1>>; <0,4/<v_1,w_2>>; <0,6/<v_2,w_2>>\}.$$

Определим степени принадлежности различных пар:

$$\mu_{A\bullet B}<u_1,w_1> = (\mu_A<u_1,v_1> \& \mu_B<v_1,w_1>) \vee (\mu_A<u_1,v_2> \& \mu_B<v_2,w_1>) =$$
$$= (0,5 \& 0,3) \vee (0,7 \& 0,9) = 0,7;$$

$$\mu_{A\bullet B}<u_2,w_1> = (\mu_A<u_2,v_1> \& \mu_B<v_1,w_1>) \vee (\mu_A<u_2,v_2> \& \mu_B<v_2,w_1>) =$$
$$= (0,8 \& 0,3) \vee (0,2 \& 0,9) = 0,3;$$

$$\mu_{A\bullet B}<u_1,w_2> = (0,5 \& 0,4) \vee (0,7 \& 0,6) = 0,6;$$

$$\mu_{A\bullet B}<u_2,w_2> = (0,8 \& 0,4) \vee (0,2 \& 0,6) = 0,4,$$

т.е. композиция $\tilde{A}\bullet\tilde{B}$ есть не что иное, как максминное (maxmin) произведение матриц $\tilde{A}$ и $\tilde{B}$

$$\underset{\tilde{A}}{\begin{pmatrix} 05 & 07 \\ 08 & 02 \end{pmatrix}} \bullet \underset{\tilde{B}}{\begin{pmatrix} 03 & 04 \\ 09 & 06 \end{pmatrix}} = \underset{\tilde{A}\bullet\tilde{B}}{\begin{pmatrix} 07 & 06 \\ 03 & 04 \end{pmatrix}}$$

В максминном произведении матриц $\tilde{A}$ и $\tilde{B}$ вместо операций сложения и умножения используются операции дизъюнкции ($\vee$) и конъюнкции ($\&$) соответственно.

Для введения понятий нечеткого равенства нечетких множеств рассмотрим понятие степени равенства $\mu(\tilde{A},\tilde{B})$ нечетких множеств $\tilde{A}$ и $\tilde{B}$ в U, которое определяется через логические операции эквивалентности ($\leftrightarrow$) и конъюнкции как

$$\mu(\tilde{A},\tilde{B}) = \underset{u \in U}{\&} [\mu_A(u) \leftrightarrow \mu_B(u)] =$$

$$= \underset{u\in U}{\&}\{\min[(\max(1-\tilde{A},\tilde{B})),\ (\max(1-\tilde{B},\tilde{A}))]\}=$$

$$= \min_{u\in U}\{\min[(\max(1-\tilde{A},\tilde{B})),\ (\max(1-\tilde{B},\tilde{A}))]\}.$$

Полагают, что нечеткие множества $\tilde{A}$ и $\tilde{B}$ нечетко равные, если степень равенства $\mu(\tilde{A},\tilde{B}) \geq 0{,}5$ и нечеткое равенство обозначается как $\tilde{A} \approx \tilde{B}$, и, наоборот, если $\mu(\tilde{A},\tilde{B}) \leq 0{,}5$, то $\tilde{A} \not\approx \tilde{B}$ – нечетко неравные множества. При $\mu(\tilde{A},\tilde{B}) = 0{,}5$ множества $\tilde{A}$ и $\tilde{B}$ являются взаимно индифферентными и обозначаются как $\tilde{A} \sim \tilde{B}$. Например, пусть имеется универсальное множество "пластовой вязкости нефти" (в мПа·с)

$$U = \{u_1=1{,}0;\ u_2 = 50{,}0;\ u_3 = 100{,}0;\ u_4 = 150{,}0\}.$$

Рассмотрим два нечетких множества: $\tilde{A}$ – "средневязкая пластовая нефть" и $\tilde{B}$ – "высоковязкая пластовая нефть", которые определены как

$$\tilde{A} = \{<0{,}1/u_1>;\ <1{,}0/u_2>;\ <1{,}0/u_3>;\ <0{,}2/u_4>\};$$
$$\tilde{B} = \{<0{,}01/u_1>;\ <0{,}4/u_2>;\ <1{,}0/u_3>;\ <1{,}0/u_4>\}.$$

Определим степень равенства нечетких множеств $\mu(\tilde{A},\tilde{B})$

$$\begin{aligned}\mu(\tilde{A},\tilde{B}) &= (0{,}1\leftrightarrow 0{,}01)\&(1{,}0\leftrightarrow 0{,}4)\&(1{,}0\leftrightarrow 1{,}0)\&(0{,}2\leftrightarrow 1{,}0)=\\ &=[\min\{(\max(1-0{,}1;\ 0{,}01));\ (\max(1-0{,}01;\ 0{,}1))\}\ \&\\ &\&\ (\min((\max(1{,}0-1{,}0;\ 0{,}4));\ (\max(1-0{,}4;\ 1{,}0)))]\ \&\\ &\&\ (\min((\max(1{,}0-1{,}0;\ 1{,}0));\ (\max(1{,}0-1{,}0;\ 1{,}0))))\ \&\\ &\&\ (\min((\max(1{,}0-0{,}2;\ 1{,}0));\ \max(1{,}0-1{,}0;\ 0{,}2)))=\\ &=0{,}9\ \&\ 0{,}4\ \&\ 1{,}0\ \&\ 0{,}2 = 0{,}2.\end{aligned}$$

Следовательно, нечеткие множества $\tilde{A}$ и $\tilde{B}$ нечетко не равные:

$$\tilde{A} \not\approx \tilde{B}.$$

Рассмотрим вопрос нечеткого включения нечеткого множества $\tilde{A}$ в нечеткое множество $\tilde{B}$. Пусть степень включения $\tau(\tilde{A},\tilde{B})$ множества $\tilde{A}$ в $\tilde{B}$ определяется через последовательность логических операций импликации ($\rightarrow$) и конъюнкции ($\&$) над всеми $u\in U$ как

$$\tau(\tilde{A},\tilde{B}) = \underset{u\in U}{\&}(\mu_A(u)\rightarrow\mu_B(u)) = \underset{u\in U}{\&}(\min(\max((1-\mu_A(u));\ \mu_B(u))))$$

и, наоборот,

$$\tau(\tilde{B},\tilde{A}) = \underset{u\in U}{\&}(\mu_B(u)\to\mu_A(u)) = \underset{u\in U}{\&}(\min(\max((1-\mu_B(u)); \mu_A(u))))$$

определяет степень включения множества $\tilde{B}$ в множестве $\tilde{A}$. Полагают, что множество $\tilde{A}$ нечетко включено в $\tilde{B}$, если

$$\tau(\tilde{A},\tilde{B}) \geq 0{,}5,$$

и обозначается это нечеткое включение как $\tilde{A} \subsetneq \tilde{B}$, если

$$\tau(\tilde{A},\tilde{B}) \leq 0{,}5,$$

то множество $\tilde{A}$ нечетко невключено в $\tilde{B}$: $\tilde{A} \not\subsetneq \tilde{B}$. Например, пусть задано универсальное множество "плотности сетки скважин" (в га/скв.) как

$$U = \{u_1 = 5{,}0;\ u_2 = 10{,}0;\ u_3 = 15{,}0;\ u_4 = 20{,}0;\ u_5 = 25{,}0\}.$$

Рассмотрим нечеткие $\tilde{A}$ – множества "плотной плотности сетки скважин" и $\tilde{B}$ – "редкой плотности сетки скважин", которые заданы как

$$\tilde{A} = \{<1{,}0/u_1>;\ <0{,}9/u_2>;\ <0{,}7/u_3>;\ <0{,}2/u_4>;\ <0{,}5/u_5>\};$$

$$\tilde{B} = \{<0{,}1/u_1>;\ <0{,}4/u_2>;\ <0{,}8/u_3>;\ <0{,}9/u_4>;\ <1{,}0/u_5>\};$$

$$\tau(\tilde{A},\tilde{B}) = (1{,}0\to 0{,}1)\&(0{,}9\to 0{,}4)\&(0{,}7\to 0{,}8)\&(0{,}2\to 0{,}9)\&(0{,}05\to 1{,}0) = 0{,}1\&0{,}4\&0{,}8\&0{,}9\&1{,}0 = 0{,}1;$$

$$\tau(\tilde{B},\tilde{A}) = (0{,}1\to 1{,}0)\&(0{,}4\to 0{,}9)\&(0{,}8\to 0{,}7)\&(0{,}9\to 0{,}2)\&(1{,}0\to 0{,}1) = 1{,}0\&0{,}9\&0{,}7\&0{,}2\&0{,}05 = 0{,}05,$$

т.е. как $\tilde{A} \not\subsetneq \tilde{B}$, так и $\tilde{B} \not\subsetneq \tilde{A}$ являются нечетко не включенными соответственно в множества $\tilde{B}$ и $\tilde{A}$.

Введем еще несколько определений. Степенью общности по качественному свойству нечеткого множества $\tilde{A}$ называется

$$\mu(\tilde{A}) = \underset{u\in U}{\&}\ \mu_A(u).$$

Например, имеется нечеткое множество $\tilde{A}$ – "высокая нефтеотдача", которое является подмножеством в универсальном множестве "нефтеотдача пласта" (в д.ед.) –

$$U = \{u_1 = 0,20;\ u_2 = 0,15;\ u_3 = 0,40;\ u_4 = 0,30\},$$

и пусть $\tilde{A}$ задано как

$$\tilde{A} = \{<0,5/u_1>;\ <0,3/u_2>;\ <1,0/u_3>;\ <0,95/u_4>\}.$$

Тогда степень общности элементов нечеткого множества $\tilde{A}$ определяется как

$$\mu(\tilde{A}) = 0,5 \ \&\ 0,3 \ \&\ 1,0 \ \&\ 0,95 = 0,3,$$

т.е. степень общности по качественному свойству "высокая" элементов нечеткого множества $\tilde{A}$ равна 0,3. Если $\mu(\tilde{A}) \geq 0,5$, то говорят, что элементы множества $\tilde{A}$ нечетко общны по какому-либо свойству. Антиподом степени общности $\mu(\tilde{A})$ служит степень существования качественного свойства у нечеткого множества $\tilde{A}$, определяемая как

$$\tau(\tilde{A}) = \bigvee_{u \in U} \mu_A(u).$$

Определим степень существования качества "высокая" у элементов множества $\tilde{A}$ для приведенного выше примера

$$\tau(\tilde{A}) = 0,5 \vee 0,3 \vee 1,0 \vee 0,95 = 1,0.$$

Если $\tau(\tilde{A}) \geq 0,5$, то говорят, что у элементов множества $\tilde{A}$ нечетко существует некоторое качественное свойство. Для случаев $\mu(\tilde{A}) \geq 0,5$ и $\tau(\tilde{A}) \geq 0,5$ вводятся кванторы нечеткой общности $\tilde{\forall}$ и нечеткого существования $\tilde{\exists}$, которые читаются как "нечетко для всех" и "нечетко существует такой" соответственно. Более сложные свойства логических операций подробно рассмотрены в работах *[A2, H4, d9, k1, k2, z1]*.

Пусть имеется универсальное непустое множество U, и пусть в нем определено нечеткое подмножество $\tilde{A}$, тогда $\tilde{f} = (U, \tilde{A})$ задает нечеткое отношение между парой множеств U и $\tilde{A}$. Множество U называется областью задания, а $\tilde{A}$ – нечетким графиком нечеткого отношения. Пусть заданы универсальные, непустые множества U, V и нечеткое множество $\tilde{B}$ в декартовом произведении $U \times V$, тогда $\tilde{F} = (U, V, \tilde{B})$ задает нечеткое соответствие между множествами U, V, $\tilde{B}$. Множество U называется областью отправления, множество V –

областью прибытия, $\tilde{B}$ – нечетким графиком нечеткого соответствия. Тогда легко увидеть, что нечеткое отношение $\tilde{f}$ есть частный случай нечеткого соответствия $\tilde{F}$ для случая, когда универсальные множества равны, т.е. U = V.

Введем понятия носителей нечетких отношения и соответствия. Носителем нечеткого отношения $\tilde{f} = (U, \tilde{A})$ называется четкое отношение f = (U, A), и график f есть носитель графика $\tilde{f}$. Аналогично носителем нечеткого соответствия $\tilde{F} = (U, V, \tilde{B})$ называется четкое соответствие F=(U, V, B), и график F является носителем для нечеткого графика $\tilde{F}$. Нечеткие отношение и соответствие могут быть представлены в графическом, матричном и формальном видах. В графическом виде они представляются в виде графа с множеством вершин U и в виде ориентированного графа с множеством вершин $U \cup V$. Соответственно каждой дуге $<u_i,u_j>$ и $<u_i,v_j>$ приписываются значения функции принадлежности. Для каждой дуги $<u_i,u_j>$ нечеткого отношения $\mu_A <u_i,u_j>$ и для каждой дуги $<u_i,v_j>$ нечеткого соответствия $\mu_B<u_i,v_j>$. В матричном виде нечеткие отношения и нечеткие соответствия могут быть заданы соответственно с помощью матрицы смежности M_f и матрицы инцинденций M_F в виде

$$M_f = \begin{pmatrix} \mu_F<u_1,u_1> & \mu_F<u_1,u_2> & \dots & \mu_F<u_1,u_n> \\ \mu_F<u_2,u_1> & \mu_F<u_2,u_2> & \dots & \mu_F<u_2,u_n> \\ \mu_F<u_n,u_1> & \mu_F<u_n,u_2> & \dots & \mu_F<u_n,u_n> \end{pmatrix}$$

и

$$M_F = \begin{pmatrix} \mu_F<u_1,v_1> & \mu_F<u_1,v_2> & \dots & \mu_F<u_1,v_n> \\ \mu_F<u_2,v_1> & \mu_F<u_2,v_2> & \dots & \mu_F<u_2,v_n> \\ \mu_F<u_n,v_1> & \mu_F<u_n,v_2> & \dots & \mu_F<u_n,v_n> \end{pmatrix}$$

Кроме того, задаются нечеткие графики

$$\tilde{f} = \{<\mu_A <u_i,u_j>/<u_i,u_j>>\}, \qquad <u_i,u_j> \in U^2,$$

$$\tilde{F} = \{<\mu_B<u_i,v_j>/<u_i,v_j>>\}, \qquad <u_i,v_j> \in U \times V$$

соответственно для нечетких отношения и соответствия. Здесь $i = \overline{1,n}$, $j = \overline{1,m}$.

Нечеткие отношения, кроме того, могут быть представлены в виде нечетких логических формул для двух переменных из u^2 и принимающих значения из интервала [0; 1]. Такие нечеткие логические формулы называются нечеткими предикатами. Например, для нечеткого отношения

$$\tilde{f} = (U, \tilde{A})$$

с

$$<\mu_A <u_i,u_j>/<u_i,u_j>> \in \tilde{A}$$

и

$$<u_i,u_j> \in U$$

нечеткий предикат записывается как $u_i \tilde{f} u_j$, величина истинности которого определяется функцией принадлежности $\mu_A <u_i,u_j>$.

Так, пусть задано нечеткое отношение $\tilde{f} = (U, \tilde{A})$ на множестве геологических параметров $U = \{u_1, u_2, u_3, u_4, u_5\}$. Подмножество "геологические параметры, сильно влияющие на процесс разработки", является нечетким подмножеством $\tilde{A}$ в u^2. В этом случае график $\tilde{A}$ будет представляться, например, как

$$\tilde{A} = \{<0,4/<u_1, u_2>>; <0,8/<u_1, u_5>>; <1,0/<u_2,u_3>>;<0,1/<u_2,u_4>>; <0,9/<u_3, u_1>>; <0,3/<u_4, u_5>>; <0,5/<u_5, u_2>>\}.$$

Степени принадлежности $\mu_A <u_i,u_j>$ отражают точку зрения экспертов относительно величины влияния геологического параметра u_i на u_j при процессе разработки. Матрица смежности M_f и граф отношения представлены на рис. *2.9*.

Рассмотрим нечеткое соответствие

$$\tilde{F} = (U, V, \tilde{B}),$$

где

$$U = \{u_1, u_2, u_3, u_4\} -$$

множество геологических параметров, а

$$V = \{v_1, v_2, v_3\} -$$

множество экспертов-геологов. Пусть нечеткий график нечеткого соответствия задан в виде

$$\tilde{B} = \{<0,9/<u_1, v_1>>; <0,6/<u_1, v_3>>; <0,1/<u_2, v_3>>;<0,5/<u_3,v_1>>; <0,4/<u_3, v_2>>; <0,2/<u_4, v_3>>\},$$

где степени принадлежности $\mu_B<u_i,v_j>$ отражают, например, степень важности геологического параметра u_i по мнению эксперта v_j. Граф и матрица инциденций M_F нечеткого соответствия показаны на рис *2.10*.

Введем понятие нечеткого образа на нечетком соответствии $\tilde{F}$ =(U, V, $\tilde{B}$). Нечетким образом множества $\tilde{A}$ в U называется нечеткое множество $\tilde{F}(\tilde{A})$ в V, которое определяется как

$$\tilde{F}(\tilde{A}) = \{<\mu_{F(A)}(v), v>\}, \quad v \in V,$$

и $\mu_{F(A)}$ задана как

$$\mu_{F(A)}(v) = \bigvee_{u \in A} (\mu_A(u) \& \mu_B<u, v>).$$

Пусть имеется нечеткое соответствие, как показано на рис. *2.10*. Пусть задано нечеткое подмножество $\tilde{A}$ – "наиболее информативные геологические параметры" в U как

$$\tilde{A} = \{<0,5/u_1>; <0,1/u_2>; <0,9/u_3>; <0,4/u_4>\}.$$

Найдем нечеткий образ $\tilde{A}$ для нечеткого соответствия $\tilde{F}$. Тогда

$$\mu_{F(A)}(v_1) = (\mu_A(u_1)\&\mu_B<u_1,v_1>)\vee(\mu_A(u_2)\&\mu_B<u_2,v_1>)\vee(\mu_A(u_3)\& \\ \&\mu_B<u_3,v_1>)\vee(\mu_A(u_4)\&\mu_B<u_4,v_1>) = \\ = (0,5\&0,9)\vee(0,1\&0,0)\vee(0,9\&0,5)\vee(0,4\&0,0)=0,5\vee0\vee0,5\vee0 = 0,5;$$

$$\mu_{F(A)}(v_2) = (0,5\&0)\vee(0,1\&0)\vee(0,9\&0,4)\vee(0,4\&0) = 0,4;$$

$$\mu_{F(A)}(v_3) = (0,5\&0,6)\vee(0,1\&0,1)\vee(0,9\&0)\vee(0,4\&0,2) = 0,5,$$

т.е. нечетким образом $\tilde{A}$ является множество

$$\tilde{F}(A) = \{<0,5/v_1>; <0,4/v_2>; <0,5/v_3>\}.$$

Если в нечетком бинарном отношении

$$\tilde{f} = (U, \tilde{A}), \quad u = \{u_i\}, \quad i= \overline{1,n}$$

есть множество вершин графа, а

$$\tilde{A} = \{<\mu_A <u_i,u_i>/<u_i,u_i>>\}, \quad <u_i,u_i> \in u^2 -$$

нечеткое подмножество ориентированных дуг графа, то говорят, что задан ориентированный нечеткий граф $\tilde{G}$ = (U, $\tilde{A}$). В дуге $<u_i,u_i>$ вершина u_i есть начало, а u_i – конец дуги. Кроме того, ориентированный нечеткий граф $\tilde{G}$ = (U, $\tilde{A}$) можно задать через нечеткое соответствие $\tilde{F}$ = (U, V, $\tilde{B}$). В этом случае дуги графа $\tilde{G}$ будут устанавливать нечеткое

соответствие $\tilde{F} = (U, V, \tilde{B})$ между его вершинами. Говорят, что задан ориентированный граф $\tilde{G} = (U, \tilde{A})$, если для каждой вершины $u_i \in U$ существует ее нечеткий образ $\tilde{F}(\tilde{u}_i)$.

Нечетко инцидентными (случайными) называются вершины дуги u_i и дуга $<u_n,u_m> \in A$ графа $\tilde{G} = (U, \tilde{A})$, если выполняется $(u_i = u_n) \vee (u_i = u_m)$. Степень инцидентности вершины u_i и дуги $<u_n,u_m>$ определяется величиной $\mu_A <u_n,u_m>$.

Нечетко смежными называются вершины u_n и u_m графа

$$\tilde{G} = (U, \tilde{A}),$$

если существуют дуги $<u_n,u_m>$; $<u_n,u_m> \in A$, для которых

$$\mu_A <u_n, u_m> > 0$$

или

$$\mu_A <u_n,u_m> > 0{,}5.$$

Степень смежности вершин u_n и u_m (или u_m и u_n) определяется функцией принадлежности $\mu_A <u_n,u_m>$ (или $\mu_A <u_m, u_n>$). Более сложные характеристики рассмотрены в работе *[E2]*. Для ориентированного нечеткого графа $\tilde{G} = (U, \tilde{A})$, приведенного на рис. *2.9*, $u = \{u_i\}$, $i = \overline{1,5}$ – множество вершин графа $\tilde{A}=\{<\mu_A <u_i,u_j>/<u_i,u_j>>\}$, $<u_i,u_j> \in U^2$ – нечеткое множество ориентированных дуг графа $(j = \overline{1,5})$. Тогда для матрицы смежности $\tilde{M}_G$ имеем

$$\tilde{M}_G = \begin{pmatrix} 0 & 0{,}4 & 0 & 0 & 0{,}8 \\ 0 & 0 & 1{,}0 & 0 & 1 \\ 0 & 0{,}9 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0{,}3 & 0 & 0{,}1 & 0 & 0 \end{pmatrix}$$

Ориентированные нечеткие графы особенно полезны для моделирования пластовых систем, в которых несущественно направление нечетких связей, в этом случае применяют неориентированные нечеткие графы. Неориентированный нечеткий граф $\tilde{G} = (U, \tilde{C})$ графически отличается от ориентированного отсутствием ориентации у его ребер.

$$\tilde{C} = \{<\mu_c<u_i,u_j>/<u_i,u_j>>\},$$

где $<u_i,u_j> \in u$ – нечеткое множество ребер и $\mu_c<u_i,u_j>$ определяет степень смежности вершин u_i, u_j.

Введем понятие нечеткого гиперграфа. Пусть имеется множество

$u = \{u_i\}$, $i = \overline{1,n}$,

которое является множеством вершин, и множество

$v = \{v_j\}$, $j = \overline{1,m}$,

и пусть для всех пар (u, v) определен двухместный нечеткий предикат (логическая формула), которая принимает значения из интервала [0, 1], называемого нечетким инцидентором $\tilde{I}$. Тогда говорят, что задан нечеткий гиперграф $\tilde{H} = \{U, V, \tilde{I}\}$. Нечеткий инцидентор описывается нечетким множеством

$$D(\tilde{I}) = \{<\mu_{D(I)}(u, v)/(u, v)>\}$$

на декартовом множестве $U \times V$. Функция принадлежности

$$\mu_{D(I)}(u, v)$$

определяет для каждой пары (u, v) степень инцидентности элементов гиперграфа. В матричном виде нечеткий гиперграф $\tilde{H} = \{U, V, \tilde{I}\}$ задается с помощью матрицы инцидентности

$$M_H = ||m_{ij}||_{n\times m},$$

где $m_{ij} = \mu_{D(I)}(u_i, v_j)$. Основные параметры нечеткого гиперграфа $\tilde{H}$ рассматриваются в работе *[E2]*. Рассмотрим, например, нечеткий гиперграф $\tilde{H} = (U, V, \tilde{I})$, где $u = \{u_i\}$, $i = \overline{1,5}$ есть множество вариантов (проектных решений), а $v = \{v_j\}$, $j = \overline{1,4}$, причем v_j, $j = \overline{1,3}$ представляет множество нечетких целей разработки залежи, а v_4 – нечеткое ограничение. Нечеткий инцидентор $\tilde{I}$ определяется нечетким множеством $D(\tilde{I})$, где степень принадлежности $\mu_{D(I)}(u, v)$ определяет степень инцидентности между нечеткими альтернативами $u_i \in U$ и нечеткими целями с ограничениями $v_j \in V$, как

$$D(\tilde{I}) = \{<0,7/(u_1, v_1)>; <0,6/(u_1, v_3)>; <0,9/(u_1, v_4)>;$$
$$<0,8/(u_2, v_2)>; <0,2/(u_2, v_4)>; <0,5/(u_3, v_1)>;<0,3/(u_3, v_2)>;$$
$$<0,4/(u_4, v_3)>; <0,1/(u_4, v_4)>; <0,9/(u_5, v_1)>\}.$$

Нечеткий гиперграф $\tilde{H} = (U, V, \tilde{I})$ можно представить в виде кенигова представления (двудольного нечеткого графа)

$$\tilde{K}(H) = (U \cup V, \tilde{W}),$$

где

$$\tilde{W} = \{w = <\mu_I(u, v) / (u, v)>\}$$

для $u \in U$ & $v \in V$ & $<\mu_I(u, v) / (u, v)> \in D(\tilde{I})$.

Для приведенного выше примера кениговo представление будет иметь вид, приведенный на рис. *2.11*. При кениговом представлении каждое нечеткое ребро $w \in \tilde{W}$ есть упорядоченная пара степени смежности вершин u с ребрами v, которая равна степени инцидентности вершины u и ребра v.

Нечеткой переменной называется тройка $<\tau, U, \tilde{R}(\tau)>$, где τ – название нечеткой переменной, $u = \{u\}$ – универсальное (базовое) множество или область определения нечеткой переменной, $\tilde{R}(\tau) = \{<\mu_{R(\tau)}(u) / u>\}$, $u \in U$ – нечеткое подмножество множества u, которое представляет собой ограничения на возможные значения нечеткой переменной τ.

Лингвистическая переменная описываетсяя набором $<\eta, T(\eta), U, G, M>$, где η – название лингвистической переменной, $T(\eta)$ – терм-множество лингвистической переменной η, т.е. множество названий лингвистических значений переменной η (эти значения являются нечеткими параметрами в области определения U), G – синтаксическое правило в форме грамматики, которое порождает названия $\tau \in T(\eta)$ вербальных значений для η, M – семантическое правило, ставящее в соответствие каждой нечеткой переменной $\tau \in T(\eta)$ нечеткое множество $\tilde{R}(\tau)$.

Таким образом, лингвистическая переменная является переменной более высокого порядка, чем нечеткая переменная, в том смысле, что значения лингвистической переменной описываются нечеткими переменными. Лингвистические переменные служат для формализации качественной информации об объекте разработки или системе разработки, полученной в результате опросов экспертов. Лингвистическая переменная – это такая переменная, которая задана на некоторой количественной шкале и которая принимает значения в форме слов или словосочетаний. Количественная шкала называется универсальной или базовой шкалой.

Например, рассмотрим нечеткую переменную "низкая пористость", которая задается как

<"низкая пористость"; [0; 0,5], $\tilde{R}$>.

Нечеткое подмножество $\tilde{R}$ может быть задано как

$$\tilde{R}=\{<1/0,05>;<1/0,10>;<1/0,15>;<0,4/0,20>;<0,3/0,25>;<0,1/0,30>\}.$$

Значение лингвистической переменной для пористости определяется набором <"пористость"; T;[0; 0,5]>, где терм-множество T(η) есть множество конкретных названий, порожденное синтаксическим правилом G:

T = {"низкая", "средняя", "высокая"}.

Значения лингвистической переменной "пористость" из терм-множества T характеризуются нечеткими переменными. Пример записи такой нечеткой переменной "низкая" приведен выше (см.рис. *2.12*).

На вид функций принадлежности лингвистической переменной накладывается ряд ограничений *[z1, s22]*. Рассмотрим лингвистическую переменную $<\eta, T, u>$ и нечеткую переменную$<\tau_i, u, \tilde{R}(\tau_i)>$, где τ_i – терм базового терм-множества $T = T_i$, $i = \overline{1,m}$ лингвистической переменной, а

$$\tilde{R}(\tau_i) = \tilde{R}_i = \{<\mu_{R(\tau i)}(u) / u>\}, \quad u \in U.$$

Пусть u является подмножеством множества действительных чисел $\Re$: $u \subseteq \Re$; $u_1 = \inf U$, а $u_2 = \sup U$. Терм-множество T упорядочено так, чтобы терм, имеющий носитель с меньшими действительными числами, имел меньший номер, т.е.

$$(\forall T_i \in T)\ (\forall T_j \in T)\ (i>j \leftrightarrow (\exists u \in R_i)\ (\forall v \in R_j)\ (u>v),$$

где R_i и R_j – носители нечеткого множества $\tilde{R}$ с меньшими и большими по величине действительными числами соответственно.

В этом случае лингвистическая переменная должна удовлетворять следующим условиям:

а) $\mu_{R_i}(u_1) = 1,\ \mu_{R_m}(u_2) = 1;$

б) $(\forall T_i \in T \setminus \{T_m\})(0 < \min\limits_{u \in U} \sup\limits_{u \in U} \mu_{R_i \cap R_{i+1}}(u) < 1);$

в) $(\forall T_i \in T)(\exists u \in U)(\mu_{R_i}(u) = 1);$

г) $(\forall \eta)(\exists u_1 \in \Re)(\exists u_2 \in \Re)((\forall u \in U)(u_1 < u < u_2);$

д) $(\forall T_i \in T)(\exists u_3 \in \Re;\ \exists u_4 \in \Re,\ u_3 < u_4)(\mu_{Ri}(u_3) = 0{,}5;\ \mu_{Ri}(u_4) = 0{,}5),$

где η – название лингвистической переменной.

Функции принадлежности нечетких множеств для лингвистической переменной "эффективная пористость", которая удовлетворяет указанным условиям, приведены на рис *2.12*.

Принятие проектных решений на основе нечеткой логики в условиях неопределенности, нечеткости и неполноты исходной информации о залежи

Основными отличительными чертами процесса разработки нефтяной залежи как сложной системы являются следующие:

многие цели и ограничения могут быть выражены только в качественном виде, а не в количественном;

представления специалистов о ключевых моментах системы разработки (размещение скважин, выделение эксплуатационных объектов, методы воздействия, темпы разбуривания и разработки и т.д.) существуют только в качественном виде;

строгое, полное и формализованное описание объекта разработки и собственно системы разработки в принципе невозможно в силу их сложности.

Использование классических математических методов как математического аппарата принятия решений весьма затруднено, и они могут применяться как вспомогательные для решения частных задач. Наиболее разумный подход к описанию разработки – использование нетрадиционных математичесих методов – аппарата нечеткой логики, который адекватен нечетким понятиям и категориям, свойственным языку специалистов.

Известно, что цели разработки отражают интересы вовлеченных в разработку сторон (фирмы-оператора, местной власти и государства). Поэтому они противоречивы по своей сути и удовлетворительное разрешение должно достигаться в компромиссных проектных решениях. Вместе с тем продуктивным подходом было бы построение модели разработки залежи для каждой цели. Такое целенаправленное прогнозирование наиболее полно отвечало бы достижению одной конкретной цели разработки с одновременным абстрагированием от второстепенных задач. Полученное множество моделей разработки залежи помогало бы формировать у специалистов лучшее представление о системе разработки в целом. Окончательный вариант системы разработки залежи в этом случае носит компромиссный характер.

Процедура принятия нечеткого решения состоит из нескольких этапов. Первый этап включает построение функций принадлежности нечетких множеств для множества рассматриваемых нечетких параметров $\langle \tau, u, \tilde{R}(\tau) \rangle$. Нечеткие множества задаются своими функциями принадлежности либо в виде непрерывных функций с помощью формул (см. рис. *2.12*), либо в табулированном виде, либо в графической форме. Функции принадлежности могут быть найдены путем обработки экспертной (прямые или косвенные методы) или статистической информации.

Второй этап состоит из построения терм-множества лингвистических переменных $\langle \eta, T(n), U, G, M \rangle$ для рассматриваемой проблемы. Здесь важно, чтобы терм-множество было достаточно представительным, т.е. не слишком малым ($m \le 2$) и не слишком большим ($m > 6$). Названия термов должны быть общепринятыми у специалистов по данной проблеме.

Третий этап основан на построении универсальной шкалы *[H7]* и функции отображения для оцениваемых параметров. В большинстве случаев среди специалистов-экспертов существует высокий уровень согласия относительно количества термов m в терм-множестве $T = \{T_i\}$, $i = \overline{1,m}$, тогда как области определения термов (или нечетких переменных) могут различаться. Области определения нечетких переменных у одной лингвистической переменной, например "вязкость пластовой нефти", могут быть также различными для разных методов активного воздействия, в то время как их количество остается постоянным. Для устранения этого недостатка предлагается использовать построение универсальной шкалы *[H7]*. Типы универсальных шкал для наиболее используемых терм-множеств приведены на рис. *2.13*.

Предположим, что для лингвистической переменной

<"вязкость пластовой нефти метода нагнетания CO_2"; T; [0,50 (мПа·с)]>

терм-множество T определяется как

T = {"малая", "средняя", "высокая"}.

Нечеткие переменные заданы как

<"малая", [0, 25], $\tilde{R}$>;

$\tilde{R}_{\text{"малая"}}$= {<1,0/0>; <1,0/5,0>;<0,7/10,0>; <0,5/15,0>;<0,2/20>; <0,0/25>},

<"средняя", [10, 40], $\tilde{R}$>;

$\tilde{R}_{\text{"средняя"}}$ = {<0,0/0>; <0,5/15,0>; <0,8/20,0>; <1,0/25>; <0,9/30>; <0,5/35>; <0,0/40>},

<"высокая", [30, 50], $\tilde{R}$>;

$\tilde{R}_{\text{"высокая"}}$ = {<0,0/30>; <0,5/35>; <0,7/40>; <0,9/45>; <1,0/50>}.

Пусть также имеется лингвистическая переменная

<"вязкость пластовой нефти метода нагнетания УГ"; T; [0, 20 (мПа·с)]>.

Терм-множество T определяется аналогично:

T = {"малая", "средняя", "высокая"}.

Нечеткие переменные заданы как

<"малая", [0, 5], $\tilde{R}$>;

$\tilde{R}_{\text{"малая"}}$ = {<1,0/0>; <0,7/2>; <0,5/3>;<0,2/4>; <0,0/5>},

<"средняя", [0, 20], $\tilde{R}$>;

$\tilde{R}_{\text{"средняя"}}$ = {<0,0/0>; <0,5/3>; <1,0/5>;<0,7/10>; <0,5/15>; <0,0/20>},

<"высокая", [5, 20], $\tilde{R}$>;

$\tilde{R}_{\text{"высокая"}}$ = {<0,0/5>; <0,5/15>; <0,7/18>; <1,0/20>}.

На универсальной шкале на отрезке [0, 1] показаны функции принадлежности для трех термов

T_i = {"малая", "средняя", "высокая"}

для лингвистической переменной "вязкость пластовой нефти", которые удовлетворяют указанным выше ограничениям для функций принадлежности лингвистической переменной. Для перехода с универсальной шкалы на предметную используется функция отображения φ:[0, 1]→u. Построение этой функции включает несколько шагов.

1. На оси ординат фиксируем значение степени принадлежности одной из нечетких переменных, например

<"малая", [0, 25], $\tilde{R}$> ⇒ $\mu_{10,0}$ = 0,7.

2. Находим соответствующее ей значение носителя – $\bar{u}$ на универсальной шкале [0, 1] ⇒ $\bar{u}$ = 0,4.

3. На предметной шкале находим значение u = 10,0.

4. Точка, находящаяся на пересечении этих значений, и будет принадлежать функции отображения $\varphi(u, \bar{u}) = \varphi(10; 0,4)$.

На рис. *2.14* построены функции отображения для лингвистической переменной "вязкость пластовой нефти" для двух методов воздействия: нагнетания CO_2 – φ_1 и нагнетания углеводородных газов – φ_2. И, наоборот, имея функцию отображения и функции принадлежностей на предметной шкале, можно построить функции принадлежности на универсальной шкале.

Четвертый этап принятия нечеткого решения в многокритериальной среде состоит в формировании совокупности (или множества) критериев принятия решения. Это может быть множество критериев выбора МВ; совокупность критериев выделения ЭО, множество критериев выбора системы размещения скважин и плотности сетки скважин и т.д. Например, d_1: если эффективная толщина пласта (h) "хорошая" – ($\mu_h \geq 0,8$); эффективная пористость (m) "высокая" – ($\mu_m \geq 0,8$); абсолютная проницаемость (k) "высокая" – ($\mu_k \geq 0,8$) и т.д., то рассматриваемый пласт имеет "хорошие" ($\tilde{R}_5$) геолого-физические условия для применимости метода нагнетания пара.

Подобные лингвистические правила вывода являются результатом тщательной работы с экспертом или группой экспертов. Причем принятие решения может быть не только многокритериальным, но и многоуровневым (уровень локальных параметров; уровень класса параметров; уровень глобальных параметров; уровень целей и

ограничений). Отметим здесь, что $\tilde{R}_5(\bar{u})$ – "хорошая" – есть функция предпочтимости из пространства оценок.

Пятый этап включает построение пространства оценок (или оценочное пространство) для принятия решения. Определим, что в пространстве оценок решение может принимать семь значений: T_i="непригодное", "очень плохое", "плохое", "посредственное", "хорошее", "очень хорошее" и "прекрасное". Таким образом, "решение" можно рассматривать как лингвистическую переменную в виде < "решение"; T; [0, 1]>, где интервал [0, 1] представляет собой шкалу оценок или уровень предпочтимости. Термы или нечеткие переменные T = $\{T_i\}$, i = $\overline{1,7}$ задаются в виде $\tilde{R}$ тройки $<T_i, u, \tilde{R}(T_i)>$, где область определения u – есть шкала оценок или уровень предпочтимости, а функции принадлежности имеют вид как в работе *[H4]* с некоторыми добавлениями:

$$\tilde{R}(T_1) = \tilde{R}_1 = \{<\mu_{R(T1)}(\bar{u})/\bar{u}>\} \text{ и } \mu_{R(T_1)}(\bar{u}) = 1-\bar{u}^{1/3};$$

$$\tilde{R}(T_2) = \tilde{R}_2 = \{<\mu_{R(T_2)}(\bar{u})/\bar{u}>\} \text{ и } \mu_{R(T_2)}(\bar{u}) = 1-\bar{u}^{1/2};$$

$$\tilde{R}(T_3) = \tilde{R}_3 = \{<\mu_{R(T_3)}(\bar{u})/\bar{u}>\} \text{ и } \mu_{R(T_3)}(\bar{u}) = 1-\bar{u};$$

$$\tilde{R}(T_4) = \tilde{R}_4 = \{<\mu_{R(T_4)}(\bar{u})/\bar{u}>\} \text{ и}$$

$$\mu_{R(T_4)}(\bar{u}) = \{2\bar{u},\ \bar{u}< 0{,}5;\ 2(1-\bar{u}),\ \bar{u}\geq 0{,}5\};$$

$$\tilde{R}(T_5) = \tilde{R}_5 = \{<\mu_{R(T_5)}(\bar{u})/\bar{u}>\} \text{ и } \mu_{R(T_5)}(\bar{u}) = \bar{u};$$

$$\tilde{R}(T_6) = \tilde{R}_6 = \{<\mu_{R(T_6)}(\bar{u})/\bar{u}>\} \text{ и } \mu_{R(T_6)}(\bar{u}) = \bar{u}^2;$$

$$\tilde{R}(T_7) = \tilde{R}_7 = \{<\mu_{R(T_7)}(\bar{u})/\bar{u}>\} \text{ и } \mu_{R(T_7)}(\bar{u}) = \bar{u}^3.$$

Шестой этап состоит в построении индивидуальных функций решения – I(k). Для этого лингвистические правила, которые построены на четвертом шаге, приводятся к математическим функциям решения. Другими словами, вычисляются степени принадлежности на универсальных шкалах для каждого из рассматриваемых параметров в лингвистическом правиле вывода, и эти степени принадлежности определенным образом комбинируются для получения индивидуального правила вывода для каждого d_k, k = $\overline{1,s}$ (где s – общее количество правил вывода). Таким образом, агрегируется значимость каждого параметра в индивидуальную функцию решения путем использования логической операции конъюнкции над степенями принадлежности по всем параметрам

$$B(\tilde{k}) = \underset{u\in U}{\&}[\mu_k(u)]$$

и логической операции нечеткого включения по L. Zadeh *[z1]*:

$$\tilde{I}(\tilde{k}, \bar{u}) = \underset{(u\in[0,1])}{\&} (B(\tilde{k})\rightarrow\tilde{R}_{T_\xi}(\bar{u}))= \min_{(u\in[0,1])}[1, (1-B(\tilde{k})+\tilde{R}_{T_\xi}(\bar{u}))],$$

где $T = \{T_i\}$, $i = \overline{1,7}$.

Здесь $\tilde{I}(\tilde{k}, \bar{u})$ – нечеткое множество в пространстве оценок. Количество нечетких множеств $\tilde{I}(\tilde{k}, \bar{u})$ определяется совокупностью правил, используемых для принятия решений. Например, при выборе МВ количество нечетких множеств $\tilde{I}(\tilde{k}, \bar{u})$ зависит от числа рассматриваемых МВ.

Седьмой этап – это нахождение общего решения. В работе *[d9]* показано, что общая функция решения ищется путем применения логической операции конъюнкции ко всем индивидуальным функциям решения:

$$\tilde{D} = \underset{k\in S}{\&}\tilde{I}(\tilde{k}) = \min_{k\in S}\tilde{I}(\tilde{k}).$$

Применение этой логической операции позволяет находить общее решение, например наиболее пригодный по рассматриваемым пластовым параметрам метод активного воздействия.

Восьмой этап состоит в отражении полученного нечеткого множества

$$\tilde{D}(\bar{u}) = \min_{k\in S}\tilde{I}(\tilde{k}),$$

где $\bar{u} \in [0,1]$, на пространстве оценок и определении наиболее близкой оценочной кривой $\tilde{R}(T_i)$, $i = \overline{1,7}$ к кривой общего решения $\tilde{D}(\bar{u})$. Мерой близости может служить евклидово расстояние *[П4]*:

$$d(\tilde{D}, \tilde{R}_T) = [\sum_{\bar{u}=0}^{1} [\tilde{D}(\bar{u}) - \tilde{R}_T(\bar{u})]^2]^{0,5},$$

где $T = \{T_i\}$, $i = \overline{1,7}$. Оценочная кривая, у которой евклидово расстояние наименьшее,

$$d = \min_{1} d(\tilde{D}, \tilde{R}_T)$$

и будет окончательным лингвистическим решением.

Таким образом, предложено использование нового вида закономерностей – нечеткого, размытого в дополнение к существующим

– детерминированным и вероятностно-статистическим при описании структуры и свойств залежи и ее поведения в процессе разработки.

Новая методология предназначена для агрегирования нечетких, фрагментарных, неопределенных и зачастую субъективно понимаемых частей геологической и промысловой информации. Она основана скорее на возможности события, на его вероятности и связана с многокритериальной теорией принятия решений. Новая методология пригодна там, где некоторые данные пропущены, неясны или субъективны. Это альтернативный подход, не только не подменяющий традиционные методы, основанные на теории вероятности или классических методах подземной гидромеханики, но и допускающий их разумное сочетание при прогнозировании РНМ.

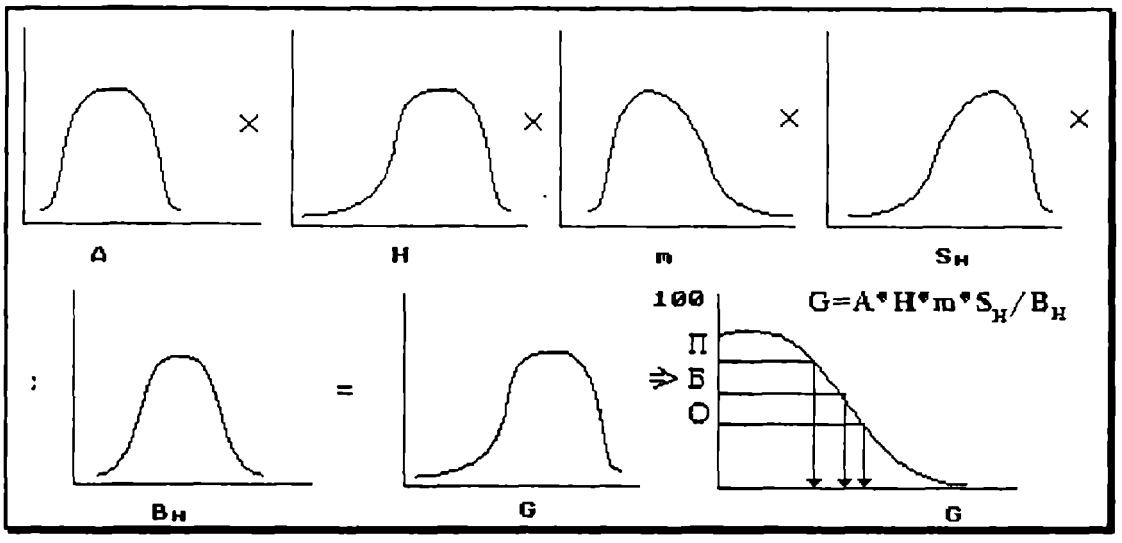


Рис. 2.6. Оптимальная (О), базовая (Б) и пессимистическая (П) оценки балансовых запасов G в пласте с использованием вероятностных функций распределения параметров *[h2]*

A – площадь залежи; H – нефтенасыщенная толщина; m – пористость; S_H – нефтенасыщенность; B_H – объемный коэффициент

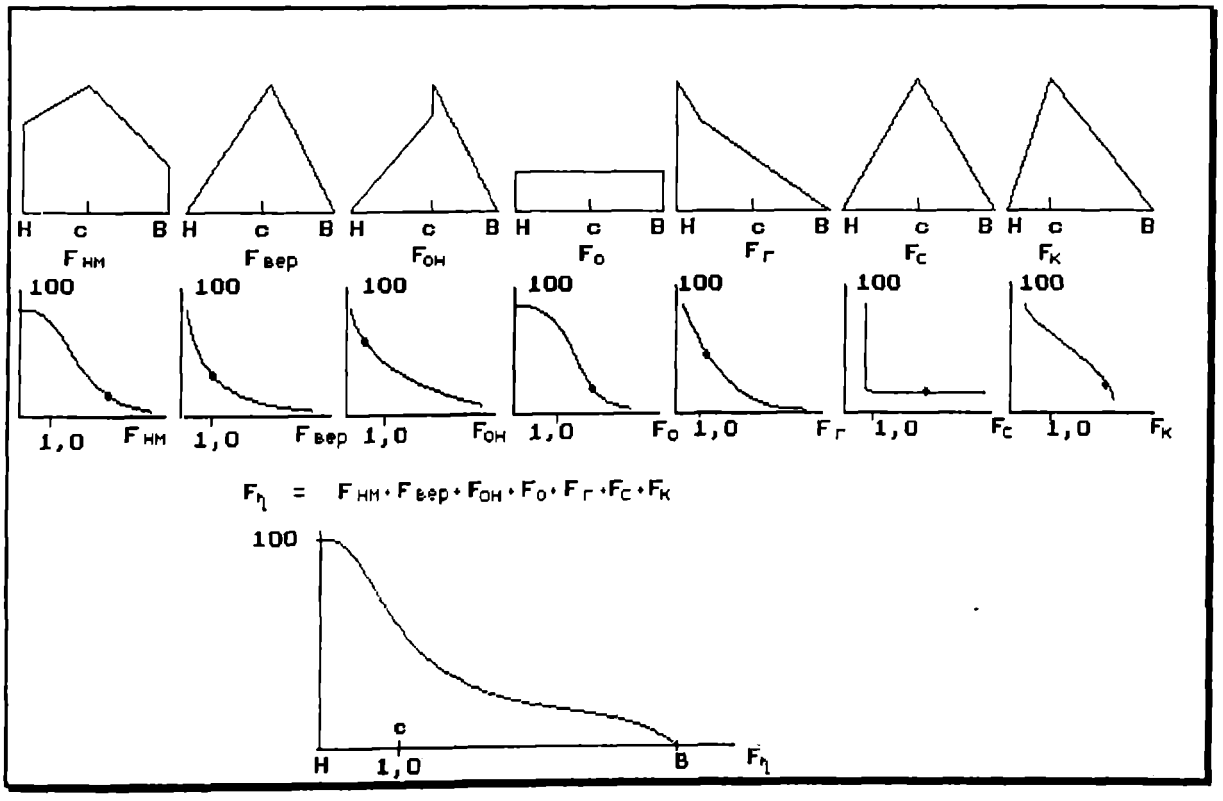


Рис. 2.7. Функция распределения коэффициента неопределенности в нефтеотдаче *[h2]*

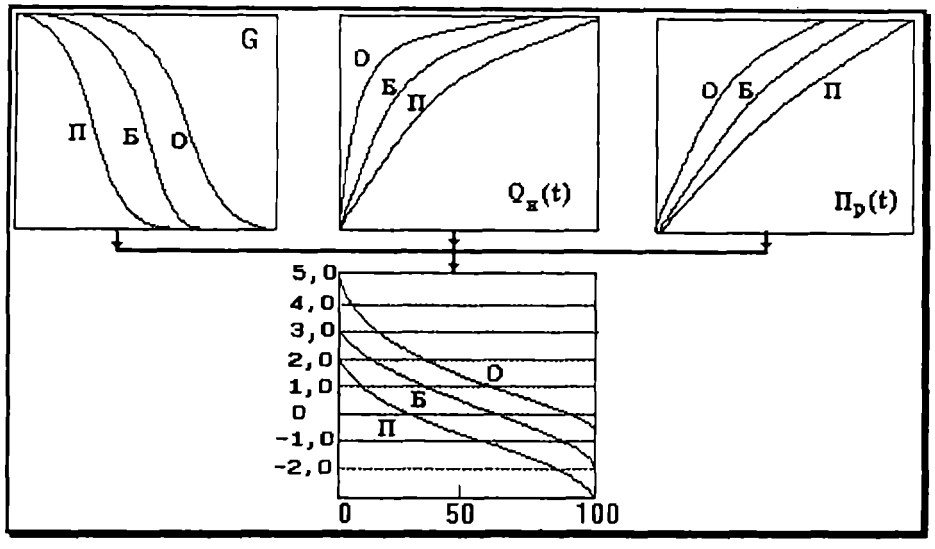
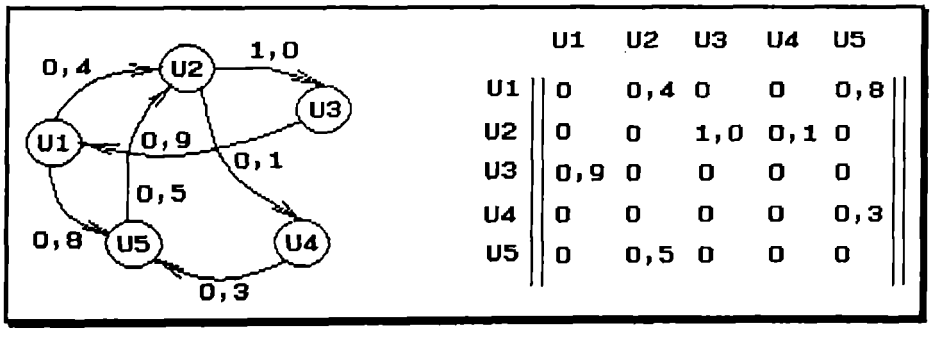


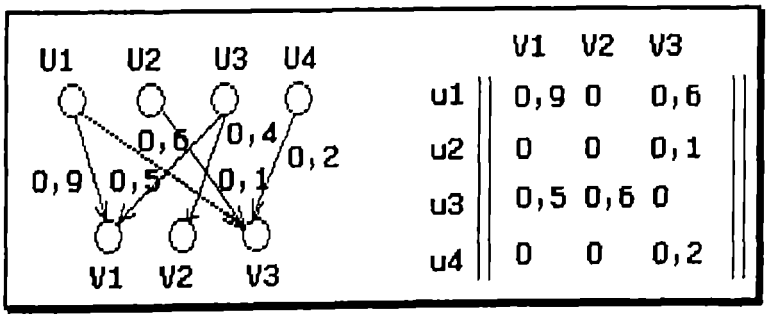
Рис. 2.8. Накопленная функция распределения чистой прибыли для пессимистической (П), базовой (Б) и оптимистической (О) оценок варианта СР с учетом цены на нефть *[h2]*

G - запасы; $Q_н(t)$ - накопленная добыча нефти; $П_р(t)$ - чистая прибыль



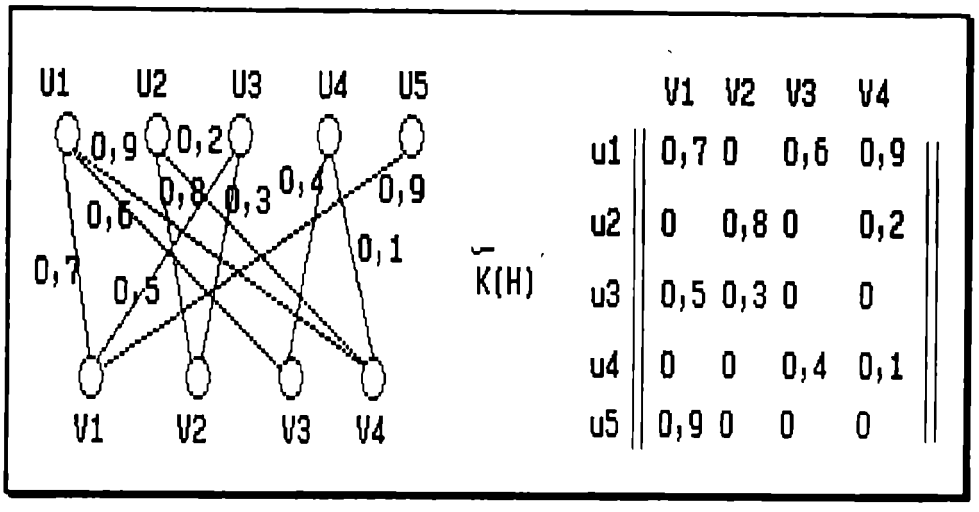
	U1	U2	U3	U4	U5
U1	0	0,4	0	0	0,8
U2	0	0	1,0	0,1	0
U3	0,9	0	0	0	0
U4	0	0	0	0	0,3
U5	0	0,5	0	0	0

Рис. 2.9. Граф отношения и матрица смежности M_f нечеткого отношения



	V1	V2	V3
u1	0,9	0	0,6
u2	0	0	0,1
u3	0,5	0,6	0
u4	0	0	0,2

Рис. 2.10. Граф и матрица инциденций M_F нечеткого соответствия



	V1	V2	V3	V4
u1	0,7	0	0,6	0,9
u2	0	0,8	0	0,2
u3	0,5	0,3	0	0
u4	0	0	0,4	0,1
u5	0,9	0	0	0

Рис. 2.11. Гиперграф $\tilde{H}$ в кенигговом представлении $\tilde{K}(H)$

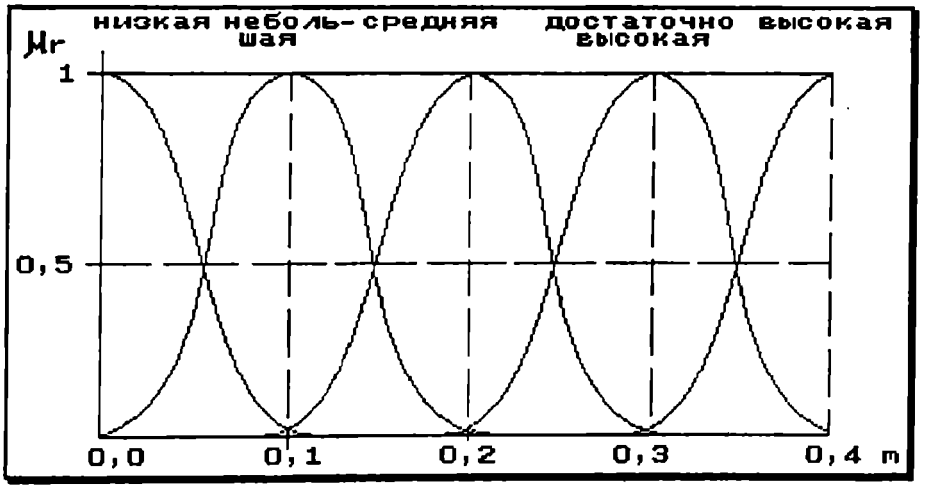


Рис. 2.12. Функции принадлежности нечетких множеств лингвистической переменной "эффективная пористость"

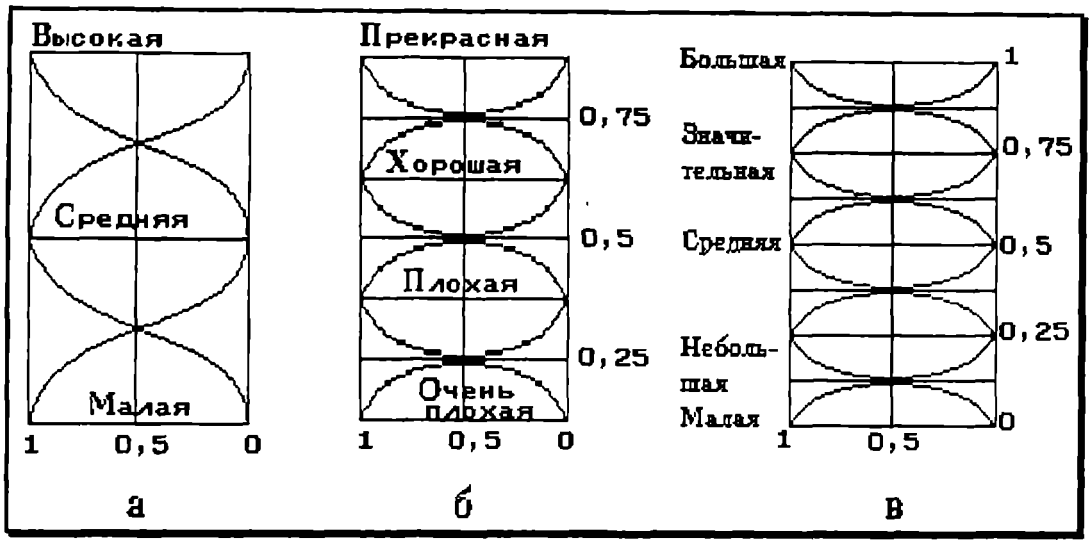


Рис. 2.13. Типы универсальных шкал для различного количества термов в терм-множестве T

а – трехтермное множество; б – четырехтермное множество; в – пятитермное множество

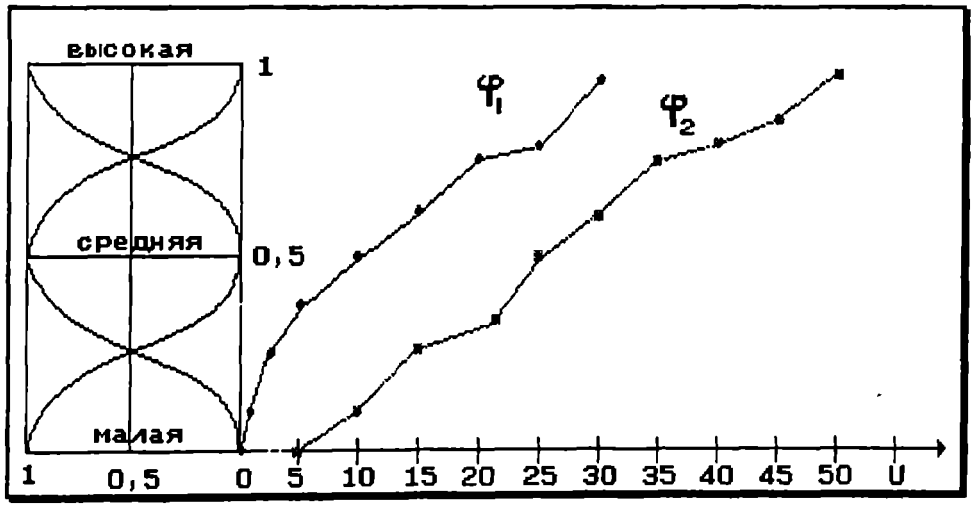


Рис. 2.14. Построение функции отображения для перехода с универсальной шкалы на предметную φ_i: *[0, 1]→U, i = 1,2* для лингвистической переменной φ_1 – "вязкость пластовой нефти для метода нагнетания CO_2"; φ_2 – "вязкость пластовой нефти для метода нагнетания углеводородных газов "

2.3. Основы проектирования разработки нефтяных месторождений на базе теории нечетких множеств

Нечеткое системное проектирование РНМ

Проектирование разработки нефтяных месторождений тесным образом связано с прогрессом в области создания новых методов и технологий извлечения нефти, прикладных математических моделей фильтрации флюидов и поведения залежи в целом, новых компьютерных технологий. Развитие и модернизация арсенала средств и методов проектирования разработки нефтяных месторождений служат задачам совершенствования системы разработки залежи, контроля и регулирования процессов извлечения нефти. В то же время, как справедливо отмечается в работе *[З6]*, проектирование РНМ как самостоятельная научная дисциплина развивается относительно медленными темпами. С одной стороны, это связано с тем, что проектные показатели объекта разработки являются строгой коммерческой тайной фирм-операторов. Открытая публикация проектных показателей может существенно сказаться на финансовом положении этой фирмы как в настоящее время, так и в будущем. С другой стороны, поток публикаций, посвященных математическим и экономическим моделям, используемым в проектах и технологических схемах, привел к подмене понятий. Под проектированием стали понимать развитие и модернизацию математических, гидродинамических и экономических расчетов, а не собственно комплекс методов проектирования разработки залежи как сложной геолого-физической и технической системы, для которой простое суммирование отдельных показателей не будет характерной чертой системы в целом. Этот недостаток был преодолен в работе *[З6]*, где проектирование РНМ рассмотрено с системных позиций на основе таких работ как *[Ж2, Н3, П7, С7]*. Концептуальная схема проектирования впервые построена с позиций многокритериальности проектирования РНМ.

Основные положения и принципы проектирования РНМ, заложенные в работах отечественных и зарубежных авторов *[И8, Л2, Н3, П7, Щ1, Щ2, m14, m15, p5, s6]*, остаются неизменными и до настоящего времени. В любом проекте РНМ должны быть освещены вопросы комплексирования разнородных данных о залежи (сейсмические исследования, ГИС, лабораторные и промысловые данные); обоснована и выбрана геологическая база – модель залежи для задачи проектирования; выделены ЭО; определена стадийность перехода с естественных режимов на активные МВ; выбраны МВ или комплекс МВ; выбрана система размещения скважин; вычислены технологические и экономические параметры альтернативных проектов и определен рациональный вариант разработки. Накопление опыта разработки залежей в различных геологических обстановках, создание новых методов и технологий воздействия способствовали совершенствованию знаний в проектировании РНМ, детальной проработке отдельных задач проектирования *[Б12, В3, З3, И4, К6, Л6, Л10, О5, Р5, С8, С16, Ф1]*.

Детальный критический анализ работ по проектированию РНМ выходит за рамки данного исследования. История становления ТРНМ

насчитывает несколько десятилетий. Практически любой кардинальный вопрос РНМ (размещение скважин, выделение ЭО и т.д.) имеет глубокие корни в прошлом, и его полное освещение требует глубокого ретроспективного и широкого сравнительного анализа. Поэтому следует с большой осторожностью подходить к кратким критическим статьям в журнальной периодике даже самых уважаемых авторитетов в области РНМ. В частности, это относится к поверхностному отрицанию накопленных в прошлом знаний и методик в области проектирования. Так, например, математические методы и расчеты, созданные в 50-е годы для однородных объектов разработки, могут использоваться и сейчас на ранних стадиях разведки и разработки залежей УВ, особенно если имеется только сейсмическая информация или данные с одной поисковой скважины. С другой стороны, недопустимо использование упрощенных моделей для однородных залежей в качестве базовых на стадиях составления технологических схем и проектов. В то же время на этих стадиях их можно применять как контрольные методы более точных и детальных моделей – стохастических или детерминированных. Чем более широкий арсенал средств и методов использован в цикле проектирования РНМ, тем более достоверный и надежный прогноз поведения нефтяной залежи будет получен. В то же время некоторые вопросы оставались вне внимания исследователей: проектирование разработки нефтяной залежи как сложной системы; нечеткость и размытость целей (и ограничений) разработки НМ. Первый вопрос достаточно подробно изучен в работе А.Б.Золотухина *[З6]*. В ней с системных позиций исследованы аспекты взаимодействия нефтяной залежи с внешней системой; проведен анализ принципов и путей проектирования; выделены основные этапы проектирования и изучена их взаимосвязь. Второй вопрос, к сожалению, не был в достаточной мере раскрыт ни в работе *[З6]*, ни в других работах, посвященных собственно задачам проектирования РНМ. В работах *[Е4, Ж3, Н1, З12, З14]* указано на широкие возможности теории нечетких множеств для решения частных задач проектирования (при выборе МВ и объектов разработки), но не для всей проблемы в целом.

Основной задачей ТРНМ является излечение нефти из залежи, удовлетворяющее в наибольшей степени заинтересованные стороны – государство, местные власти, фирму-оператор и потребителя. Такая постановка задачи ТРНМ органично вписывается в одну из широко распространенных в настоящее время концепций – модель социально-этичного маркетинга *[Е2]*. Развитие теории РНМ выявило то, что неопределенность в данных, управляющих действиях и принятии решений имеет две стороны. Одна из них связана с вероятностью, а другая – с неточностью и "размытостью". Если в основе функции принадлежности лежит субъективный фактор, то в основе функций распределений вероятностей находится объективный фактор в виде накопленной статистической информации. В последнем случае случайность есть неопределенность, которая связана с вопросом принадлежности или непринадлежности изучаемого объекта к обычному, точному множеству. Например, высказывание: "Вероятность того, что скважина выйдет из строя в течение года, равна 0,9", характеризует

неопределенность в наступлении события – выхода скважины из эксплуатации. Напротив, нечеткость характеризует различную степень (или уровень) принадлежности объектов в интервале от 0 (полной непринадлежности) до 1 (полной принадлежности) к некоторому классу элементов (или нечеткому множеству). Например, классы "высокая пористость", "средняя пористость" и "низкая пористость" являются нечеткими множествами, но между этими классами не существует точной, резкой границы. Например, выражение: "Степень принадлежности пласта А с пористостью 0,2 к классу "высокопористых" пластов равна 0,95", характеризует уровень неопределенности по отнесению пласта к классу "высокопористых", следовательно, это нечеткое утверждение.

По своему характеру основная задача ТРНМ является нечеткой и расплывчатой с противоречивыми целями. Основная задача ТРНМ находит компромиссное решение через проектный цикл в создании системы разработки. Система разработки – это совокупность мероприятий, включающих построение геологической модели; выделение ЭО; выбор МВ; размещение скважин; последовательность и темп разработки; контроль и управление разработкой. Создание системы разработки НМ относится к классу нечеткого проектирования (прогнозирования) сложной системы. "Жизненный цикл" РНМ включает открытие, разведку, опытно-промышленную разработку, освоение, разработку, эксплуатацию и консервацию месторождения. Проектные службы (фирм-операторов, отраслевых институтов) готовят документацию, которая в основном состоит из подсчета запасов, технико-экономического обоснования, технологической схемы разработки и обустройства, проекта разработки и обустройства, периодичного уточнения запасов и проектов разработки (обычно через 3–5 лет), проекта консервации месторождения. Аналогичный подход существует и у зарубежных нефтяных фирм. На рис. *2.15* приведен цикл принятия проектных решений в РНМ.

На разных стадиях проектного цикла могут использоваться различные системы искусственного интеллекта: экспертные системы (ЭС), системы принятия решения (СПР), системы автоматизированного проектирования (САПР) и системы управления базами данных (СУБД) (см. рис. *2.15*). На начальном и завершающем этапах цикла в основном существуют широкие возможности для применения ЭС. На начальном этапе это объясняется отсутствием в полном объеме исходной информации, поэтому, естественно, приходится полагаться на экспертные знания специалистов. На завершающей стадии разработки НМ (при консервации скважин) в основном приходится полагаться на знания инженерно-технического персонала, который занимался в последнее время обслуживанием скважин. При составлении технологической схемы и проекта разработки в основном используются системы типа САПР или "Eclipse". Системы принятия решений, которые не требуют полномасштабного объема расчетных операций, наиболее естественно применять на стадии обоснования проектной ситуации, создания ТЭО и на завершающей стадии разработки. Базу данных по месторождению начинают создавать на последующих этапах проектирования.

Спектр математических методов, используемых при проектировании РНМ, весьма широк: методы многокритериальной оптимизации (ММО); теория нечетких множеств (ТНМ); интервальная математика (ИМ); вероятностно-статистические методы (ВСМ); теория принятия решений (ТПР); математическое моделирование процессов вытеснения нефти (ММ); стохастическое моделирование (СМ); вычислительный эксперимент (ВЭ). Теорию нечетких множеств и стохастическое моделирование следует использовать на ранних этапах "жизненного цикла" проектных решений. Математическое моделирование процессов вытеснения и методов увеличения нефтеотдачи (ММУН) пластов наиболее эффективно при наличии достаточно представительного объема геологической и технологической информации (см. рис. *2.16*).

Рассмотрим методы и принципы проектирования РНМ с точки зрения нечеткого системного подхода. Практически все задачи проектирования РНМ не только многокритериальные по своей сути, но и нечеткие по своей постановке. Это, например, принцип рациональной (или наилучшей) системы разработки: наилучшей системой разработки каждой залежи будет та, которая обеспечивает получение наиболее дешевой нефти с наиболее высоким коэффициентом отдачи нефти пластом *[П7]*. Приведем еще несколько определений рациональной системы разработки. Рациональной называют систему разработки, реализация которой обеспечивает потребности страны в нефти (газе) и возможно более полное извлечение из пластов нефти, газа, конденсата и полезных попутных компонентов при наименьших затратах *[И6]*. Разработка каждого нефтяного месторождения должна осуществляться таким образом, чтобы при заданном объеме материальных и трудовых ресурсов была получена максимальная добыча нефти по стране в целом при возможно более полном извлечении из недр всех полезных ископаемых и соблюдении мер по охране окружающей среды *[Ж2]*. Обеспечение минимальных народно-хозяйственных издержек на единицу добычи нефти при возможно более полном использовании промышленных запасов нефти *[Д4]*. Достижение максимальных результатов по использованию запасов нефти и газа, находящихся в недрах, при минимальных расходах и соблюдении правил по охране недр *[С7]*. Основоположник науки о технологии добычи нефти в США М.Маскет (M.Muskat) также под основной целью РНМ понимал получение максимальной нефтеотдачи при минимальных затратах *[m15]*. Категории "наилучшая", "наиболее дешевая", "с наиболее высоким", "максимальная", "минимальная" относятся к "расплывчатым", нечетким понятиям, а сама постановка задачи нечеткая по своей сути. И это не недостаток, а свойственное каждому человеку описание задачи в неформализованном виде, на качественном уровне. Для разработчика-нефтяника поиск проектного решения – это поиск качественного замысла решения. С другой стороны, не следует забывать, что залежь – это сложная система, которую невозможно описать во всем ее многообразии в формальном или количественном виде. Поэтому и проектные решения представляются в качественном виде.

Моделирование процессов разработки позволяет получать многочисленные варианты СР. При традиционном подходе к

прогнозированию разработки в основном использует только одну геологическую модель в качестве исходной. Стохастическое и нечетко-стохастическое моделирование позволяет генерировать большое количество геологических моделей, причем каждая реализация будет отличаться от других распределением параметров, запасами, геологическим строением. Соответственно и результаты разработки будут различными (нефтеотдача, срок разработки, прибыль). Исследуя таким образом многие варианты проектных реализаций, можно оценить влияние неопределенности в данных на конечные результаты. К сожалению, в настоящее время стоимость вычислений на 2М и 3М моделях значительно ограничивает использование указанного подхода для поиска лучших альтернатив и оценки неопределенностей во всем спектре возможных реализаций. По-видимому, наиболее продуктивен гибридный подход, совмещающий экспертную оценку наиболее возможных реализаций и их стохастическое или нечетко-стохастическое моделирование.

Новые направления в теории принятия решений фокусируются в настоящее время на разработке методов, позволяющих определять эффективные (с экономической точки зрения) решения в управлении сложными системами (месторождения и т.д.) в условиях резкого изменения рыночных цен. Оказывается, что экономическая эффективность системы разработки (предприятия) вовсе не означает одновременно высокую прибыльность. Иными словами, в изменчивом мире современной мировой экономики наиболее устойчивое положение в долговременном плане имеет та система разработки (или фирма), которая характеризуется высокой степенью экономической эффективности, а не прибыльностью. Последняя характеристика более зависит от случайных факторов, а система разработки (или нефтяная фирма), высокоприбыльная в текущем году, при очередном скачке цен на нефть или инфляционного уровня может оказаться высоко нерентабельной и низкоприбыльной. "Летучесть" цен в нефтяной промышленности сегодня – это норма финанасовой и экономической жизни. Эта реальность требует совершенно нового подхода к созданию рациональных систем разработки.

При анализе основных задач РНМ в данной работе внимание главным образом уделяется характеру их постановки и не рассматривается детально их содержательная часть. Одним из основных проектных решений при РНМ является выделение ЭО в разрезе залежи. Под ЭО понимают искусственно выделенную часть залежи – один или несколько пластов с промышленными запасами УВ для совместной разработки одной сеткой скважин. Большинство исследователей при постановке задачи выделения ЭО прибегают к нечетким, "расплывчатым" формулировкам. Часть авторов относит эту задачу к трудноформализуемым *[З6, Е2]*. Сложность задачи возрастает с увеличением количества пластов на залежи. Представляется целесообразным на предварительном этапе (до полномасштабного моделирования) определиться с основными вариантами объединения пластов в ЭО. Так, в работе *[И6]* задача выделения ЭО ставится как выделение минимального количества объектов (т.е. расчленение на

крупные многопластовые объекты), что позволяет разрабатывать месторождение меньшим количеством скважин и тем самым обеспечивать весомую экономию капитальных вложений. Увеличение количества пластов в ЭО приводит к снижению их суммарной продуктивности, ухудшению управления процессами разработки, но в то же время уменьшаются и объемы капитальных вложений в разработку. При разукрупнении ЭО справедливо обратное *[И6, Ж2]*. Таким образом, эта задача также является многокритериальной нечеткой с нечеткими ограничениями. Часть авторов полагает, что выделение ЭО должно способствовать достижению планируемого уровня добычи нефти на начальной стадии разработки, а в дальнейшем достижению максимально возможной по технико-экономическим условиям нефтеотдачи пластов *[С7]*. Рациональными ЭО следует считать такое объединение нефтяных пластов, которое обеспечивает максимум среднего дебита нефти на пробуренную скважину за основной период или за все время разработки нефтяной залежи *[И8]*. Выделенный ЭО, подчеркивается в *[П7]*, должен удовлетворять требованиям наиболее полного и рационального извлечения нефти из пласта. Здесь также определенная максимально возможная нефтеотдача, промышленный запас УВ, основной период разработки, наиболее полное и рациональное извлечение нефти относятся к нечетким и не строго определенным понятиям.

Другой важной задачей при создании системы разработки является выбор сетки размещения скважин на ЭО. Неправильный выбор системы размещения скважин приводит к росту потерь нефти в пластах. При выборе системы размещения скважин большую роль играет формализованное знание о строении и свойствах пласта и флюидов – геологическая модель. Острота проблемы рационального размещения скважин на ЭО связана с высокой капиталоемкостью бурения и освоения каждой скважины (до 70–80% общих капитальных затрат на разработку). Ряд авторов полагает, что применение современных компьютеров, математическое моделирование и многостадийное разбуривание позволяют сделать проблему размещения скважин "беспредметной" *[С16]*. Компьютеры во многом облегчают работу проектировщиков и делают рутинную работу по расчетам и переборам вариантов быстрее и лучше человека. Но и их пределы не безграничны – они не могут перебрать и просчитать бесконечное множество вариантов размещения скважин. С другой стороны, сроки проектирования даже крупных месторождений весьма жесткие – от полугода до года. В этом случае на начальном этапе проектирования необходим анализ экспертной и статистической информации, предшествующего опыта разработки, а на завершающем этапе – грамотная постановка задачи по размещению скважин на ЭО.

Рассмотрим понятие рациональной системы размещения скважин и то, что понимается авторами работ по проектированию под этим понятием. В работе *[И6]* указывается, что размещение скважин на ЭО должно быть достаточным для обеспечения необходимых темпов добычи нефти и возможно более высокого коэффициента извлечения нефти. Для каждого ЭО должна создаваться индивидуальная сетка скважин, неравномерная по площади объекта в соответствии с изменчивостью его

строения. Для обеспечения при вытеснении нефти водой возможно более высокой нефтеотдачи на объектах с менее благоприятной геолого-промысловой характеристикой необходимо применять более плотные сетки основного фонда скважин. Последнее обобщение можно рассматривать как готовое правило (или умозаключение) для базы знаний в ЭС, основанное на нечетких, качественных понятиях. Под рациональным размещением нефтяных скважин в работе *[П7]* понимается такое, которое обеспечивает возможно меньшую себестоимость добычи нефти и возможно наибольшую нефтеотдачу. Как указывается в работе *[З6]*, это положение приводит к парето-оптимальной постановке задачи размещения скважин. Размещение, которое обеспечивает наиболее высокие технико-экономические показатели при выполнении заданных условий разработки, предлагается в работе *[С8]* называть рациональным.

Категории "необходимые темпы добычи нефти", "более высокий коэффициент извлечения нефти", "неравномерная сетка скважин", "более высокая нефтеотдача", "менее благоприятная геолого-промысловая характеристика", "более плотная сетка скважин", "меньшая себестоимость" и т.д. также относятся к нечетким, "расплывчатым" понятиям, а сама постановка задачи размещения скважин является нечеткой многокритериальной. Порядок разбуривания, темпы и динамика разработки и освоения месторождения также существенно влияют на эффективность системы разработки. Как указывается в работе *[С16]*, целесообразно, чтобы динамика добычи нефти характеризовалась стабильным максимальным уровнем. Наш опыт проектирования показывает, что наилучшие технологические и экономические показатели достигаются, если продолжительность существования плато с относительно стабильным уровнем добычи жидкости не превышает срока эксплуатации скважин (около 20 лет) *[Е4]*.

Постановка задачи выбора рационального варианта разработки является также по своей сути нечеткой системной. В работе *[И6]* говорится, что из расчетных вариантов выбирают оптимальный, соответствующий требованиям, предъявляемым к рациональной системе разработки. Авторы работы *[С7]* полагают, что из всех расчетных вариантов следует выбрать тот, который позволит получить заданный уровень добычи нефти с наименьшими трудовыми и материальными затратами и при наибольшей степени использования запасов нефти. В работе *[Л5]* отмечается, что, учитывая средний срок разработки залежи и среднюю продолжительность эксплуатации скважин, следует выбирать вариант разработки с меньшими сроками разработки и более плотной сеткой скважин. Итак, в постановке задачи выбора рационального варианта у различных авторов приходится сталкиваться с нечетким и многокритериальным по своей сути подходом. Многокритериальный метод решения задач проектирования РНМ, в частности парето-оптимальный подход, подробно рассмотрен в работе *[З6]*. Из всех расчетных вариантов разработки следует выбирать тот, который в наибольшой степени удовлетворяет поставленным целям. Когда поставлена только одна цель разработки, выбор рационального варианта является простой задачей. Но уже при двух целях разработки задача

выбора рационального варианта становится не очевидной, и приходится прибегать к парето-оптимальной процедуре поиска оптимального решения. С ростом числа целей разработки и их внутренней противоречивости задача выбора рационального варианта перестает быть тривиальной. Поэтому использование последних достижений в математике, в частности ТНМ, теории принятия решений и многокритериальной оптимизации, является актуальной проблемой при выборе рационального варианта разработки.

Множество совместно неподчиненных исходов, или совместное максимальное множество, было впервые введено в работе *[p1]* и получило название "оптимальное множество Парето (Pareto)" или "парето-оптимальное множество". Рассмотрим парето-оптимальное множество в приложении к целям проектирования РНМ. Пусть задано множество альтернативных вариантов (или проектных решений) в пространстве двух критериев. Цель проектирования – максимизация проектных решений по двум критериям (например, максимальная нефтеотдача U_1 и максимальная прибыль U_2). С точки зрения первой цели наиболее предпочтительна точка В, а с точки зрения второй цели – точка А (см. рис. *2.17*). u_1 и u_2 являются максимальными параметрами, т.е. с точки зрения достижения первой цели можно гарантировать достижение в проектных решениях величины u_1, а с точки зрения достижение второй цели – достижение величины u_2. Поэтому неразумно полагать, что в рациональном проектном решении проектные величины будут меньше u_1 и u_2. Приемлемые решения образуют так называемое "переговорное" множество решений – (дуга АВ см. рис. *2.17*). Априорным при выборе варианта РНМ является правило абсолютного предпочтения: вариант y_i предпочтительнее варианта y_j, если он предпочтительнее его по всем оцениваемым параметрам: $y_i \geq y_j \Leftrightarrow \forall k$ $r_k(y_j) \geq r_k(y_j)$, где $r_k(y)$ – ранговая оценка y по k-му параметру *[p1]*. Множество вариантов РНМ, которые не доминируют по правилу абсолютного предпочтения, называется множеством Парето (или П-оптимальными вариантами РНМ), иногда эффективными вариантами РНМ по Парето. В работах [c2, c3, t1, t2] предлагается рекомендовать такие проектные решения, которые являются парето-оптимальными в пространстве параметров: максимальной доле прибыли и относительной доле прибыли (см. рис. *2.17*). В то же время сама методология нечеткого системного проектирования, в которой все задачи проектирования рассматривались в нечеткой постановке и проектные решения искались на пути наиболее полного удовлетворения поставленным нечетким и противоречивым целям проектирования, находится на начальном пути становления и развития.

Постановка задачи нечеткого системного проектирования

В настоящее время нефтегазовый комплекс страны находится на переходной стадии от централизованной экономики к жесткому рынку. Происходит становление рынка производителей и покупателей нефти и нефтепродуктов. В силу специфики нефтегазовой отрасли – огромных

капиталовложений, медленного оборота денежных ресурсов и большого экономического риска, перед проектированием РНМ встает ряд новых задач. Во-первых, произошло увеличение количества заинтересованных сторон в РНМ. При централизованной системе планирования основную роль в РНМ играло государство, и проект РНМ был направлен на наибольшее удовлетворение поставленных государством целей. При этом практически не принимались во внимание ни интересы потребительского рынка, ни интересы предприятий по производству нефти. В рыночных условиях заинтересовано не только государство, но и непосредственно сама фирма-оператор, местные органы власти и потребитель. Их интересы должны быть явным образом учтены при формировании целей РНМ, а проектные решения – направлены на наиболее полное их удовлетворение. Во-вторых, фирма-оператор в новых условиях готова пойти на значительные капитальные вложения на начальном этапе разведки и разработки в сейсмические, геофизические, геологические исследования и промысловые испытания разведочных скважин с целью получения достоверной и достаточной информации о состоянии залежи. В-третьих, наступает черед революционных изменений и в самой технологии проектирования. На смену просуществовавшей не одно десятилетие последовательной технологии приходит интегрированная или синергетическая технология составления проектных решений. Применение интегрированной технологии составления проектов призвано в 2–3 раза сократить время проектирования, на порядок уменьшить капитальные затраты на проектные решения и необходимое количество специалистов.

Использование системного подхода позволило разработать рациональную процедуру по выбору варианта РНМ. Рациональная процедура состоит из следующих основных логических этапов: выделения из внешней среды рассматриваемой задачи; качественное и количественное описание задачи; формирования множества альтернативных вариантов РНМ; сравнения вариантов и выбора наилучшего. Постановка задачи нечеткого системного проектирования включает в себя следующие основные этапы:

- идентификация нечетких целей функционирования системы РНМ и их классификации;
- построение нечеткой иерархической структуры проектной ситуации РНМ и ее представления в виде нечеткого графа и диаграммы Хассе (диаграммы максимальных цепей);
- формирования множества исходных типовых проектных ситуаций РНМ;
- структуризации типовых проектных решений (вариантов разработки);
- определения множества рациональных вариантов разработки в пространстве поставленных целей и ограничений;
- выбора рекомендуемого варианта РНМ путем построения графа нечеткого включения и диаграммы максимальных цепей Хассе.

Рассмотрим более подробно различные этапы постановки и решения задачи нечеткого системного проектирования РНМ.

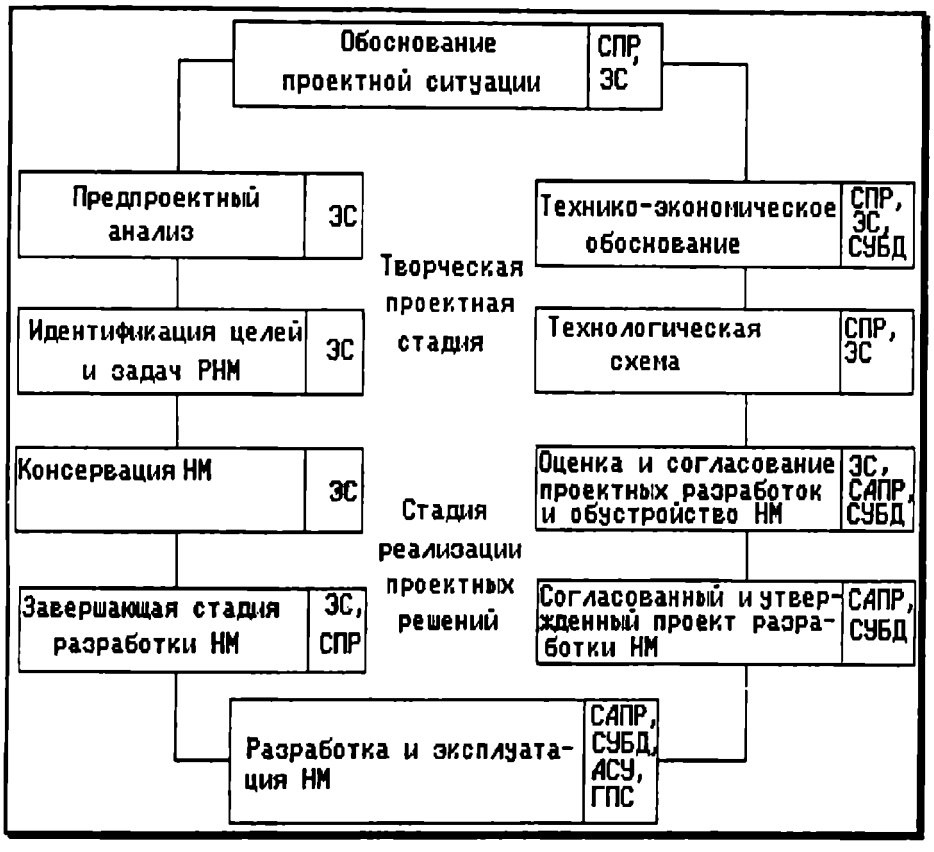


Рис. 2.15. Цикл принятия проектных решений в РНМ

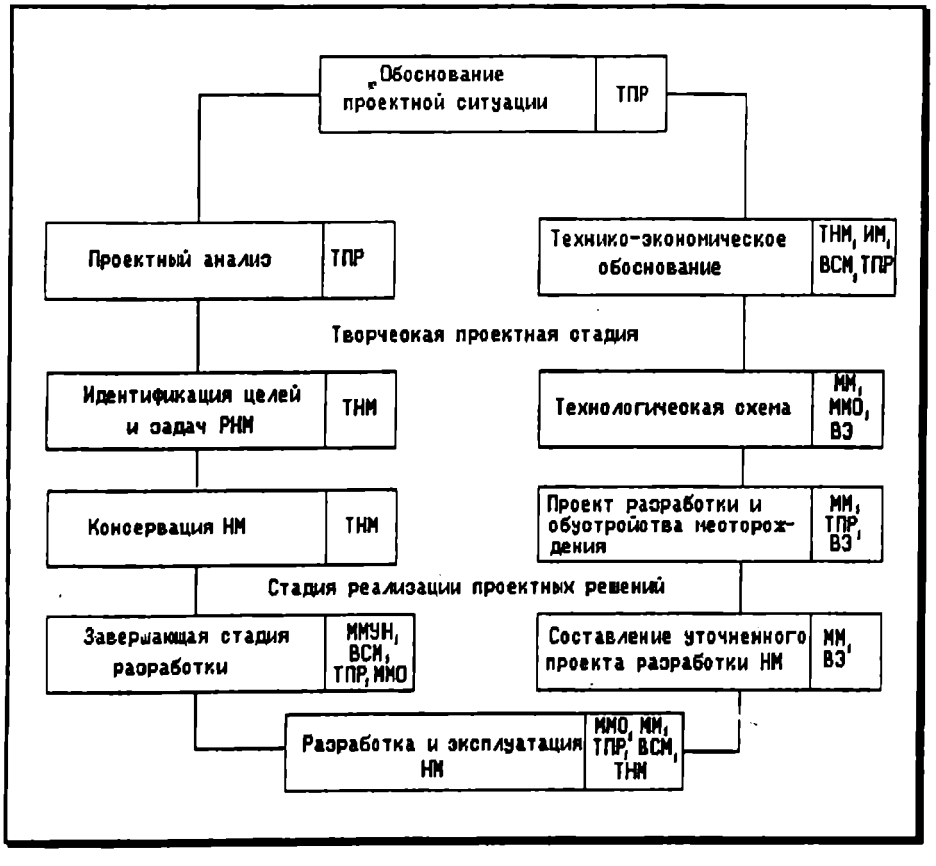


Рис. 2.16. Математические методы принятия решений в РНМ

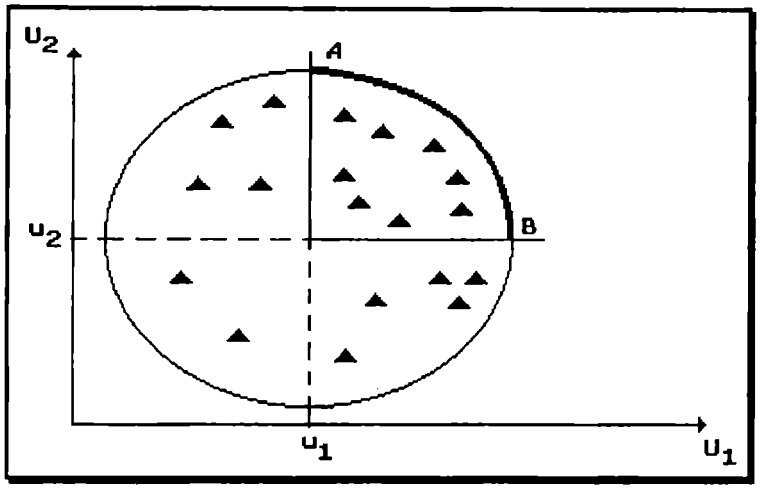


Рис. 2.17. Множество проектных решений в пространстве функций предпочтения U_1 и U_2

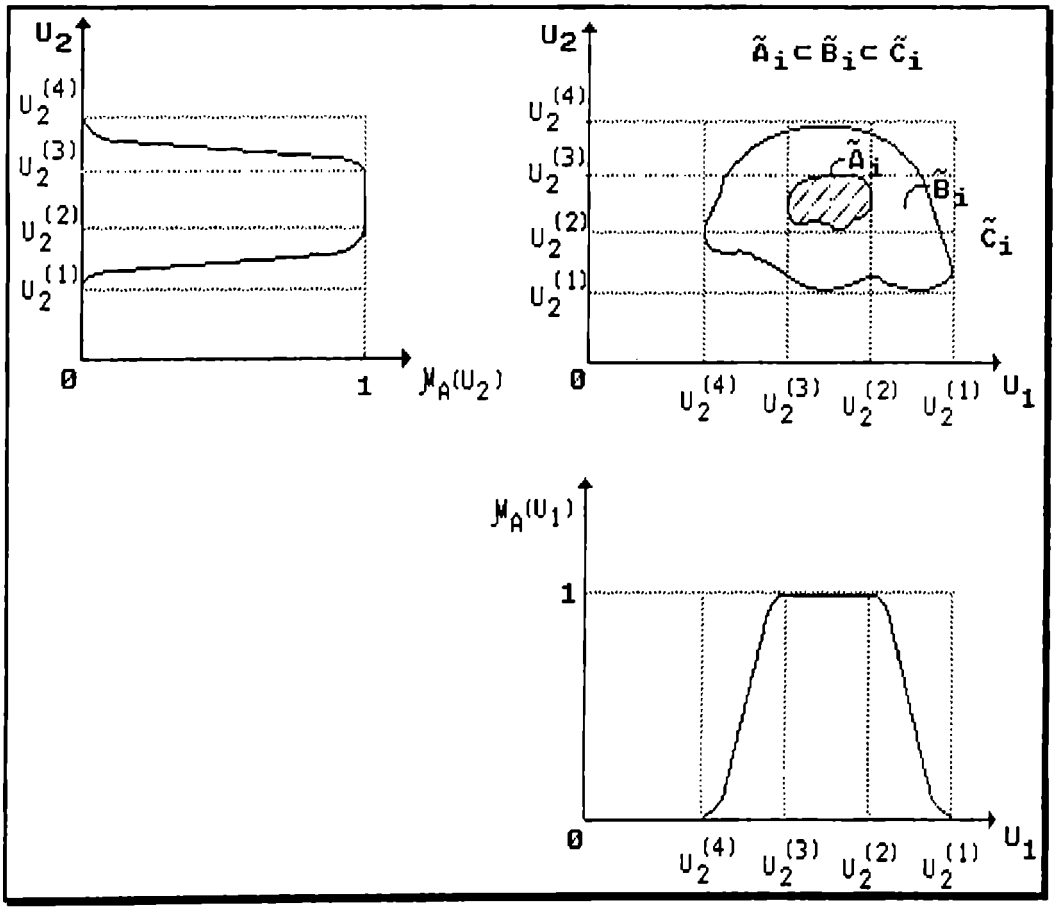


Рис. 2.18. Область размытой цели $\tilde{A}_i$ РНМ в двухмерном критериальном пространстве параметров (u_1, u_2) и соответствующие нечеткие функции принадлежности $\mu_A(u_1)$ и $\mu_A(u_2)$ множеству нечеткой цели $\tilde{A}_i$

Идентификация нечетких целей функционирования системы РНМ и их классификация

В системном подходе к РНМ одним из основных является понятие цели *[36]*. Под нечеткой целью РНМ понимают будущий результат деятельности СР, желательный для одного или нескольких участников разработки, который может быть достигнут за конечный срок РНМ. Под нечеткой целью понимают цель РНМ, которую можно описать как нечеткое множество в соответствующем пространстве параметров. Нечеткая цель, таким образом, тесно связана с общими характеристиками функционирования СР как сложной системы – неопределенностью, "размытостью" и неразличимостью. Основные заинтересованные участники РНМ (фирма-оператор, государство, местная власть) на стадии постановки задачи и целей РНМ имеют дело с более "размытой" информацией о залежи, чем интегрированная команда специалистов на стадии проектирования. Так как на стадии составления ТЭО, технологической схемы или проекта анализируется, сопоставляется информация о залежи, поступающая из различных источников, то и формируется непротиворечивая, менее "размытая" информационная основа для проектирования. Средством достижения поставленных нечетких целей РНМ служат механизмы и способы функционирования сложной системы разработки НМ. Рациональной СР соответствует некоторая "размытая" область $\tilde{A}$, в которой полностью достигаются поставленные нечеткие цели РНМ. Эта область полного достижения одной или нескольких целей РНМ окружена областью частичного достижения одной или нескольких целей РНМ – $\tilde{B}$. Существует также область полного недостижения нечетких целей РНМ – $\tilde{C}$. Таким образом, $\tilde{A} \subset \tilde{B} \subset \tilde{C}$. Наиболее простой путь формализации таких областей – использование аппарата нечетких множеств. На рис. *2.18* представлены области для одной *i*-нечеткой цели $\tilde{A}_i$, $\tilde{B}_i$ и $\tilde{C}_i$. Области $\tilde{A}_i$ на оси абсцисс – u_1 соответствует интервал $(u_1^{(2)}, u_1^{(3)})$, а области $\tilde{B}_i$ – интервал $(u_1^{(1)}, u_1^{(4)})$. Следовательно, с точки зрения ТНМ это можно интерпретировать следующим образом: степень принадлежности $\mu_A(u_1)$ нечеткому множеству цели РНМ на отрезке $[u_1^{(2)}, u_1^{(3)}]$ равна единице, а в интервалах $(u_1^{(1)}, u_1^{(2)})$ и $(u_1^{(3)}, u_1^{(4)})$ принимает значения от 0 до 1. Аналогично степень принадлежности по критерию u_2 – $\mu_A(u_2)$ нечеткому множеству цели РНМ на отрезке $[u_2^{(2)}, u_2^{(3)}]$ равна единице, а в интервалах $(u_2^{(1)}, u_2^{(2)})$ и $(u_2^{(3)}, u_2^{(4)})$ изменяется в пределах (0, 1).

На рис. *2.19* представлена парето-оптимальная область размытых целей РНМ в пространстве критериев (u_1, u_2) и построены функции принадлежности $\mu_П(u_1)$ и $\mu_П(u_2)$ парето-оптимальному множеству нечеткой цели – $\tilde{П}_i$. При этом $\tilde{П}_i \subset \tilde{A}_i \subset\subset \tilde{B}_i \subset \tilde{C}_i$. Нечеткое множество всех целей РНМ есть объединение множеств $\tilde{A}_i$, $i = \overline{1,I}$, где I – количество целей:

$$\tilde{A} = \bigcup_{i=1,I} \tilde{A}_i = \{<\mu_{\cup A}(u)/u>\},\ u \in U,$$

где $\mu_{\cup A}(u) = \bigvee_{i=1,I} \mu_{A_i}(u)$. Парето-оптимальное множество нечетких целей задается аналогично:

$$\tilde{\Pi} = \bigcup_{i=1,I} \tilde{\Pi}_i = \{<\mu_{\cup \Pi}(u)/u>\},\ u \in U,$$

где $\mu_{\cup \Pi}(u) = \bigvee_{i=1,I} \mu_{\Pi_i}(u)$.

Субъективность в формулировании нечетких целей РНМ

На формирование множества целей РНМ большое влияние оказывают не только объективные факторы (экономическая и политическая обстановки в стране и в мире, стоимость нефти на рынках, труднодоступность и стратегическая важность запасов УВ), но и субъективные факторы *[r11]* (лица, принимающие решения, руководители государственных и местных органов власти, руководители фирмы-оператора, банкиры и др.). Каждое ЛПР обладает своим производственным опытом, видением стратегической и тактической ситуаций, складывающихся вокруг РНМ. В то же время нельзя отрицать влияния такой психологической составляющей, как интуиция и отрицательный опыт ЛПР. В конечном итоге, всю полноту ответственности, связанную с успехом или неуспехом РНМ: потеря инвестиций, экологические, социальные и политические последствия от РНМ, несут непосредственные участники РНМ. Руководитель фирмы-оператора отвечает перед правлением и акционерами фирмы, руководитель местной власти – перед избирателями, правительство – перед парламентом и народом. Субъективный фактор приводит к тому, что область нечеткой цели – $\tilde{A}_i$ будет либо увеличиваться, либо уменьшаться, либо перемещаться в пространстве критериев U. Оптимистическая или рискованная стратегия ЛПР в РНМ, скорее всего, будет приводить к увеличению области $\tilde{A}_i$, тогда как излишне осторожная или пессимистическая стратегия – к уменьшению области $\tilde{A}_i$. Соответствующие изменения в размерах и местоположении области $\tilde{A}_i$ будут сказываться на виде функций принадлежности нечеткой цели $\mu_{A_i}(u)$ и местоположении ее характерных точек $u^{(1)}$, $u^{(2)}$, $u^{(3)}$ и $u^{(4)}$. Для двухкритериального пространства область размытой цели и соответствующие функции принадлежности в зависимости от субъективного фактора приведены на рис. *2.20*.

Сформулируем цели и ограничения проектирования РНМ, принимая при этом во внимание внешнюю проектную ситуацию *[К4, З6]* в новых рыночных условиях. Следует отметить, что строгой установленной процедуры генерирования целей не существует. В то же время необходимо особенно тщательно устанавливать приоритеты основных заинтересованных сторон в РНМ. Они наиболее противоречивы, и есть насущная необходимость достижения в проекте их компромиссного разрешения. Используя подход, описанный в *[З6, К4, s1]*, выделим основных участников РНМ (государство; местные органы власти, выражающие интересы местного населения; фирма-оператор,

имеющая лицензию на разработку залежи; потребитель) и их цели (см. табл. *2.2*).

Таблица 2.2. Список целей по РНМ

N п/п	Цель (v_j)	Участники (u_i)
1	Достижение максимальной потребительской удовлетворенности в нефти	Государство, фирма-оператор,потребитель
2	Максимизация чистой прибыли и денежного оборота	Фирма-оператор
3	Максимизация использования запасов УВ	"
4	Повышение благосостояния людей	Государство, местная власть
5	Минимизация экологических последствий от РНМ	Местная власть, государство
6	Повышение политической стабильности и улучшение социально-экономических взаимоотношений в регионе	Государство, местная власть, фирма-оператор
7	Максимизация доходов в местный бюджет	Местная власть
8	Снижение ресурсоемкости РНМ	Государство, фирма-оператор
9	Максимизация доходов в государственный бюджет	Государство
10	Снижение стоимости нефти	Потребитель

Сформулированные 10 целей характерны для рыночных отношений и кардинальным образом отличаются от целей, свойственных централизованной экономике *[36]*. Табличное представление не отражает в полной мере степени заинтересованности каждого участника в достижении сформулированных целей. Эту степень можно выразить через матрицу инциденций M_R и граф нечеткого соответствия $\tilde{R}=(U, V, \tilde{A})$. Множество участников $u = \{u_i\}$, $i = г, м, ф, п$ (г – государство; м – местная власть; ф – фирма-оператор; п – потребитель) называется областью отправления, множество основных целей РНМ $V = \{v_j\}$, $j = \overline{1,10}$ (здесь j – номер цели в табл. *2.2*) – областью прибытия, а нечеткое множество $\tilde{A}$ является нечетким графиком нечеткого соответствия. На пересечении строки u_i и столбца v_j находится элемент $m_{ij} = \mu_A<u_i,v_j>$, и каждой дуге $<u_i, v_j>$ ориентированного графа присвоено значение $\mu_A< u_i, v_j>$, где μ_A – функция принадлежности элементов из декартового произведения U×V нечеткому графику $\tilde{A}$. Пусть на основе экспертного опроса нечеткий график $\tilde{A}$ определен следующим образом:

$$\tilde{A} = \{<0,7/<u_г, v_1>>;<0,3/<u_г, v_4>>; <0,2/<u_г, v_5>>;<0,5/<u_г, v_6>>;$$
$$<0,1/<u_г, v_8>>; <1,0/<u_г, v_9>>;<0,2/<u_м, v_4>>; <0,8/<u_м, v_5>>;$$
$$<1,0/<u_м, v_6>>;<1,0/<u_м, v_7>>; <0,6/<u_ф, v_1>>; <1,0/<u_ф, v_2>>;$$
$$<1,0/<u_ф, v_3>>; <0,2/<u_ф, v_4>>; <0,1/<u_ф, v_5>>;<0,8/<u_ф, v_7>>;$$
$$<1,0/<u_п, v_1>>; <1,0/<u_п, v_{10}>>\}.$$

В этом случае матрица инциденций $M_{\tilde{R}}$ и ориентированный граф с множеством вершин $U \cup V$ нечеткого соответствия $\tilde{R} = (U, V, \tilde{A})$ будут иметь вид, представленный на рис. *2.21*. Внешняя проектная ситуация по отношению к РНМ является недолговечной структурой, которая сильно зависит от политических, экономических и социальных условий в государстве и в мире. Цели РНМ отражают в общих чертах внешнюю обстановку (среду), в которой происходит формирование проектных решений.

Таблица 2.3. Подцели РНМ

Подцель	Цель, связанная с подцелью
Получение наиболее дешевой нефти	1, 4, 10 *
Достижение наиболее высокого коэффициента нефтеотдачи пласта	2
Достижение наименьших затрат при РНМ	2, 3
Более полное извлечение из недр всех полезных ископаемых	2, 7, 9
Минимальные издержки на единицу добычи нефти	8, 10
Соблюдение мер по охране окружающей среды	5, 6
Взимание платы за пользование недрами	4, 7, 9
Обеспечение безопасности жизни и здоровья местного населения	5, 6
Выделение минимального количества ЭО	2, 3, 8
Максимальная потребительская удовлетворенность по качеству, объемам и срокам поставки УВ	1, 3, 10
Повышение уровня занятости и благосостояния	4, 7
Снижение остроты политических разногласий и взаимоотношений между различными социальными группами в регионе РНМ	4, 5, 6
Стабильный максимальный уровень добычи нефти	2, 3

* Номера целей соответствуют табл. 2.2.

Углубление и детализация требований внешней среды приводит к составлению списка подцелей РНМ (см. табл. *2.3*). Нечеткое соответствие

$$\tilde{P} = (V, W, \tilde{B})$$

множества основных целей РНМ $V = \{v_j\}$, $j = \overline{1,10}$ с множеством главных подцелей $W = \{w_k\}$, $k = \overline{1,13}$ также можно задать в виде матрицы инциденций M_P и нечеткого ориентированного графа с множеством вершин $U \cup W$ (см. рис. *2.22*). Элементам матрицы $M_P = \{m_{jk}\}$ и дугам $\langle v_j, w_k \rangle$ приписывается значение функции принадлежности этих элементов из $U \times W$ нечеткому множеству $\tilde{B}$, называемому нечетким графиком нечеткого соответствия. Для целей и подцелей, представленных в табл. *2.3*, нечеткий график $\tilde{B}$ нечеткого соответствия $\tilde{P} = (V, W, \tilde{B})$ может быть задан на основании экспертного опроса как

$$\tilde{B} = \{\langle 0{,}7/\langle v_1, w_1\rangle\rangle; \langle 0{,}8/\langle v_1, w_{10}\rangle\rangle; \langle 0{,}9/\langle v_2, w_2\rangle\rangle; \langle 1{,}0/\langle v_2, w_3\rangle\rangle;$$
$$\langle 0{,}6/\langle v_2, w_4\rangle\rangle; \langle 0{,}9/\langle v_2, w_9\rangle\rangle; \langle 0{,}8/\langle v_2, w_{13}\rangle\rangle; \langle 1{,}0/\langle v_3, w_3\rangle\rangle;$$
$$\langle 0{,}8/\langle v_3, w_9\rangle\rangle; \langle 0{,}4/\langle v_3, w_{10}\rangle\rangle; \langle 0{,}8/\langle v_3, w_{13}\rangle\rangle; \langle 0{,}8/\langle v_4, w_1\rangle\rangle;$$
$$\langle 0{,}6/\langle v_4, w_7\rangle\rangle; \langle 1{,}0/\langle v_4, w_{11}\rangle\rangle; \langle 0{,}9/\langle v_4, w_{12}\rangle\rangle; \langle 1{,}0/\langle v_5, w_6\rangle\rangle;$$

$<1,0/<v_5, w_8>>$; $<0,8/<v_5, w_{12}>>$; $<0,5/<v_6, w_6>>$; $<0,6/<v_6, w_8>>$;
$<1,0/<v_6, w_{12}>>$; $<0,4/<v_7, w_{15}>>$; $<1,0/<v_7, w_7>>$; $<0,9/<v_7, w_{11}>>$;
$<0,8/<v_8, w_5>>$; $<0,8/<v_8, w_9>>$; $<0,4/<v_9, w_4>>$;$<1,0/<v_9, w_7>>$;
$<1,0/<v_{10}, w_1>>$; $<0,9/<v_{10}, w_5>>$; $<0,6/<v_{10}, w_{10}>>$}.

Используя логическую операцию композиции нечетких соответствий $\tilde{R} = (U, V, \tilde{A})$ и $\tilde{P} = (V, W, \tilde{B})$, можно получить нечеткое соответствие $\tilde{Q} = (U, V, \tilde{C})$, где $\tilde{Q} = \tilde{R} \circ \tilde{P}$, у которого область отправления есть множество участников (или заинтересованных сторон) $u = \{u_i\}$, i = г, м, ф, п, а область прибытия $W = \{w_k\}$, $k = \overline{1,13}$ – множество подцелей РНМ. Нечетким графиком $\tilde{C}$ является композиция нечетких графиков $\tilde{A}$ и $\tilde{B}$, он показан на рис. *2.23*, где также приведена соответствующая матрица инциденций M_Q. Как видно на рисунке, подцели достаточно хорошо представляют интересы государства, местной власти и фирмы-оператора, тогда как только три подцели (w_1, w_5, w_{10}) представляют интересы потребителей. В ряде частных задач нечеткого системного анализа может оказаться информативным исследование основных свойств нечетких соответствий, таких как нечеткая функциональность, нечеткая инъективность, нечеткая всюду определенность, нечеткая сюръективность и нечеткая биективность. Пространное изложение этих свойств в приложении к теории графов можно найти в работах *[к1, М5]*.

Списки целей и подцелей не являются жесткими и исчерпывающими. Во-первых, состав целей и подцелей зависит от этапа проектного цикла (ТЭО, технологическая схема, проект). Во-вторых, перечень подцелей зависит от объективных условий нефтегазоносного региона (климат, география, населенность, инфраструктура и т.д.). В-третьих, нельзя отрицать роль субъективных факторов в определении списка целей – уровня и квалификации лиц, защищавших интересы государства, местной власти, фирмы-оператора и потребителя. В-четвертых, не все указанные цели должны находить полное решение в таких проектных документах по РНМ, как ТЭО, технологическая схема и проект. Часть проектной документации готовится фирмой-оператором по частным запросам со стороны государства, местной власти и банков для освещения ряда специфических вопросов. Так, например, Мировой банк, Международный банк реконструкции и развития, Европейский банк реконструкции и развития при выдаче денежных кредитов на разработку нефтяных месторождений, исходя в первую очередь из поддержания своей высокой репутации в мире, требуют тщательной проработки экологических, социально-политических, этнических аспектов деятельности нефтяных фирм.

В то же время ряд целей должен быть достигнут на стадии проектирования РНМ *[З6]*. На рис. *2.24* приведен знаковый орграф $P = (V,D)$ основных целей РНМ $V = \{v_i\}$, $i = \overline{1,10}$, где D – множество дуг. Найдем множество вершин (целей), из которых были бы достижимы другие вершины (цели). Минимальная совокупность вершин $B = \{B_l\}$, $l \le i$ орграфа P **называется вершинной базой, если любая вершина** $\forall v_i$, не

входящая в B, достижима из B_1 *[r11]*. Назовем подграфом $P^* = (B, E)$ знакового орграфа $P = (V, D)$, у которого $B \supset V$ и $D \supset E$. Орграф $P = (V, D)$ называется сильно связным, если для каждой пары вершин v_i и v_j, $i \neq j$ вершина v_j достижима из v_i и наоборот. Сильно связный подграф с максимальным множеством вершин называется сильной компонентой. На рис. *2.24* приведены четыре сильные компоненты для знакового орграфа основных целей РНМ: $K = \{k_m\}$, $m = \overline{1,4}$, где $k_1 = \{3, 8\}$, $k_2 = \{2, 5, 6, 7, 9\}$, $k_3 = \{4\}$, $k_4 = \{1, 10\}$. Заметим здесь, что единственная вершина B = 4 может также быть сильной компонентой. Подграф $P^* = (K, E)$, где $K = \{k_m\}$, $m = \overline{1,4}$ – сильные компоненты и $m<i$, называется "конденсацией" исходного знакового орграфа $P = (V, D)$. Конденсация позволяет значительно упростить исходный знаковый граф целей РНМ; выявить приоритетную структуру целей и определить вершинную базу B^* в P^* как $B^* = \{k_1, k_4\}$. Каждая другая вершина в P^* достижима из k_1 и k_4, т.е. $B^* = \{k_1, k_4\}$ будет вершинной базой в P^*. Если теперь взять по одному элементу из сильных компонент k_1 и k_4, то получим вершинную базу для P: {3, 1}; {3, 10}; {8, 1} и {8, 10}, т.е. вершинная база состоит из вершин, которые не имеют входящих дуг. Таким образом, вершинная база представляет собой композицию следующих основных целей (вершин): *1* – "достижение максимальной потребительской удовлетворенности в нефти"; *3* – "максимизация использования запасов УВ", *8* – "снижение ресурсоемкости РНМ"; *10* – "снижение стоимости нефти". Исполь-зование метода сильных компонент – весьма эффективный способ уменьшения размерности проектной задачи (т.е. уменьшения количества глобальных целей). Метод сильных компонент позволяет выявлять так называемые интегрированные (или связные) цели. В приведенном примере задачу с 10 глобальными целями РНМ удалось свести к задаче с 5 интегрированными целями $K = \{k_m\}$, $m = \overline{1,5}$. Анализ орграфа конденсации P^*, представленного на рис. *2.24*, показывает, что цели *1* – "достижение максимальной потребительской удовлетворенности в нефти"; *10* – "снижение стоимости нефти"; *4* – "повышение благосостояния людей" являются удаленными и периферийными относительно других целей РНМ. Обычно эти цели находят решение в других документах и решениях, не связанных непосредственно с проектными решениями по РНМ, например в документах, определяющих политику фирмы-оператора на товарном рынке нефти, налоговую политику государства и местной власти по стимулированию производителей нефти. Налоговые отчисления в местный и государственный бюджет являются чаще всего строго фиксированными (налог на землю, на недра и т.д.) и могут быть легко учтены при определении экономических показателей. Цель *6* – "повышение политической стабильности и улучшение социально-экономических взаимоотношений в регионе" не является прямой целью для задачи проектирования РНМ. Она может быть достигнута за счет дальновидной политики фирмы-оператора в регионе, в частности грамотной рекламы деятельности фирмы, увеличения уровня занятости

местного населения и т.д. К целям, которые должны быть разрешены на проектной стадии, относятся следующие: *2* – "максимизация чистой прибыли и денежного оборота"; *3* – "максимизация использования запасов УВ"; *5* – "минимизация экологических последствий от РНМ"; *8* – "снижение ресурсоемкости РНМ"; *7,9* – "максимизация доходов в местный и государственный бюджет" (см. табл. *2.2*). Остальные цели могут достигаться в проектных решениях опосредованно через другие цели. Так, например, цель *10* – "снижение стоимости нефти" неявным образом включена в цель *2* – "максимизация чистой прибыли и денежного оборота", так как достижение последней зависит также и от ситуации на рынке нефти. Цель *6* – "повышение политической стабильности и улучшение социально-экономиченских взаимоотношений в регионе" неявным образом отражена в целях *7, 9* – "максимизация денежных доходов в местный и государственный бюджет" и т.д. На рис. *2.25* представлен графовый орграф $\bar{P}$ и его конденсация $\bar{P}^*$ для основных целей собственно проектирования РНМ $V = \{v_i\}$, $i = 2, 3, 5, 7 \frown 9, 8$. Знаковый орграф $\bar{P}$ целей проектирования значительно проще орграфа P целей РНМ как по количеству вершин и дуг, так и по своей структуре. Метод сильных компонент позволяет построить орграф конденсации $\bar{P}^*$. Вершинная база $\bar{B}^*$ в $\bar{P}^*$ насчитывает только одну вершину $\{\bar{k}_1\}$. Таким образом, вершинная база соответственно знакового орграфа $\bar{P}$ проектных целей РНМ состоит всего из одной пары вершин *{3, 8}*, так как только эта пара не имеет входящих дуг. Противоречивость целей, которые требуется удовлетворительно разрешить в проектном решении, наиболее полно можно отразить с помощью знакового орграфа. В этом случае дугам орграфа присваиваются знаки плюс (+) или минус (–). Цели представляются вершинами орграфа. В случае непротиворечивости целей между собой, т.е. когда из достижения одной цели следует достижение другой, направлению дуги между ними приписывается положительный знак (+). Например, из достижения цели "максимизация использования запасов УВ" следует достижение другой цели – "максимизация чистой прибыли и денежного оборота", т.е. дуга $< v_3, v_2 >$ имеет положительный знак (+). Если цели противоречивые, то направленной дуге между ними приписывается отрицательный знак (–), например $< v_3, v_8 >$.

Внимательное изучение основных целей и взаимоотношений участников в РНМ приводит к выявлению еще одного субъекта – банка. При разведке, освоении и разработке малых и средних по размерам нефтяных залежей фирме-оператору (или группе фирм-операторов) достаточно своих свободных инвестиций (или капитальных вложений). С ростом размеров залежи до крупных, гигантских и сверхгигантских месторождений ситуация резко изменяется. Даже такие супергиганты по добыче нефти, как "Shell", "Mobil", "British Petroleum" и др., не располагают свободным капиталом, который требуется для разработки гигантских месторождений. В этом случае фирма-оператор прибегает к услугам банка. Роль банка – своего рода роль "аудитора" (или

контролера), самым серьезным образом заинтересованного в глубокой и тщательной проработке проектных решений и точном, своевременном и детальном воплощении этих решений в жизнь. Включение банка как активного ЛПР в РНМ приводит к возрастанию уровня приоритетности не только таких целей, как "максимизация чистой прибыли и денежного оборота", "максимизация использования запасов УВ", но, что интересно, и таких, как "повышение благосостояния людей", "минимизация экологических последствий от РНМ", "повышение политической стабильности и улучшение социально-экономических взаимоотношений в регионе". Банк также заинтересован в бесконфликтных и партнерских взаимоотношениях на долговременной основе фирмы-оператора с государством и местной властью. "Омертвление" огромных денежных инвестиций на начальной стадии РНМ является характерной особенностью при разработке больших месторождений. В этих условиях особенно необходимы политическая стабильность в стране и регионе, отсутствие экологических потрясений, доброжелательное и заинтересованное отношение местного населения к РНМ.

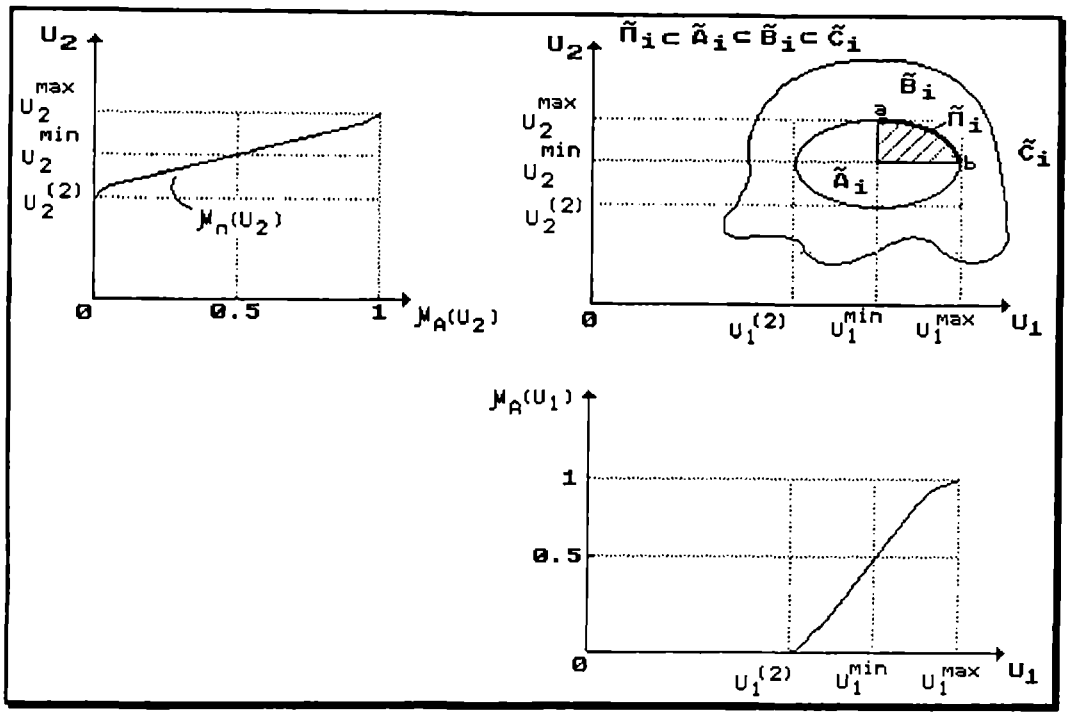


Рис. 2.19. Парето-оптимальная область размытой цели РНМ в двухмерном критериальном пространстве параметров (u_1, u_2) и соответствующие нечеткие функции принадлежности $\mu_П(u_1)$ и $\mu_П(u_2)$ парето-оптимальному множеству нечеткой цели $\tilde{П}_i$ (дуга ab)

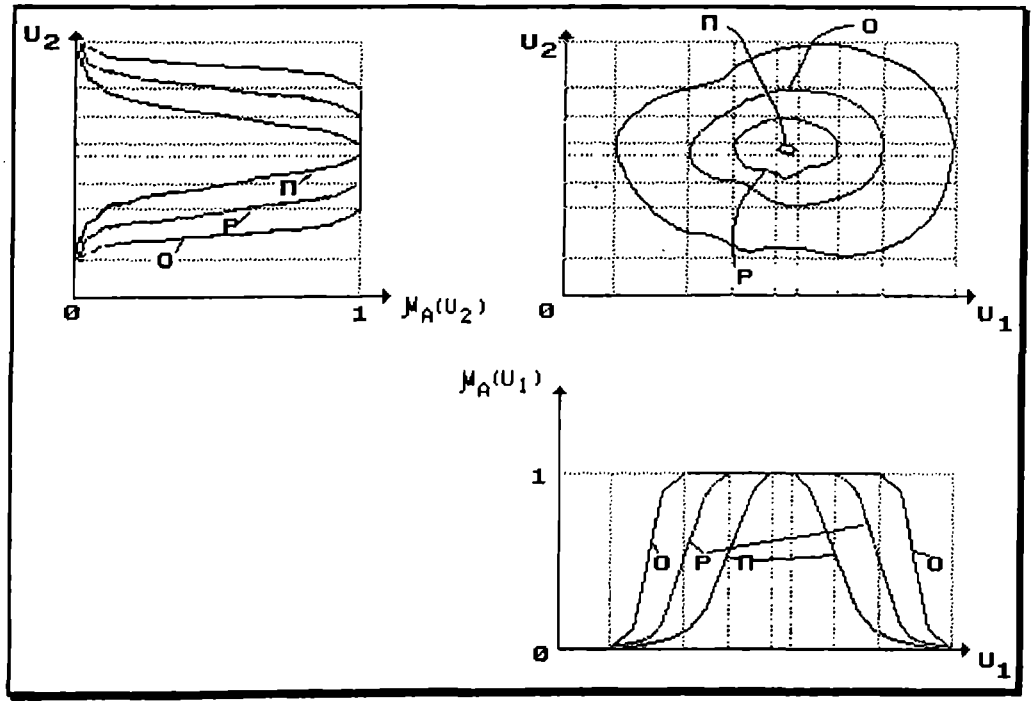
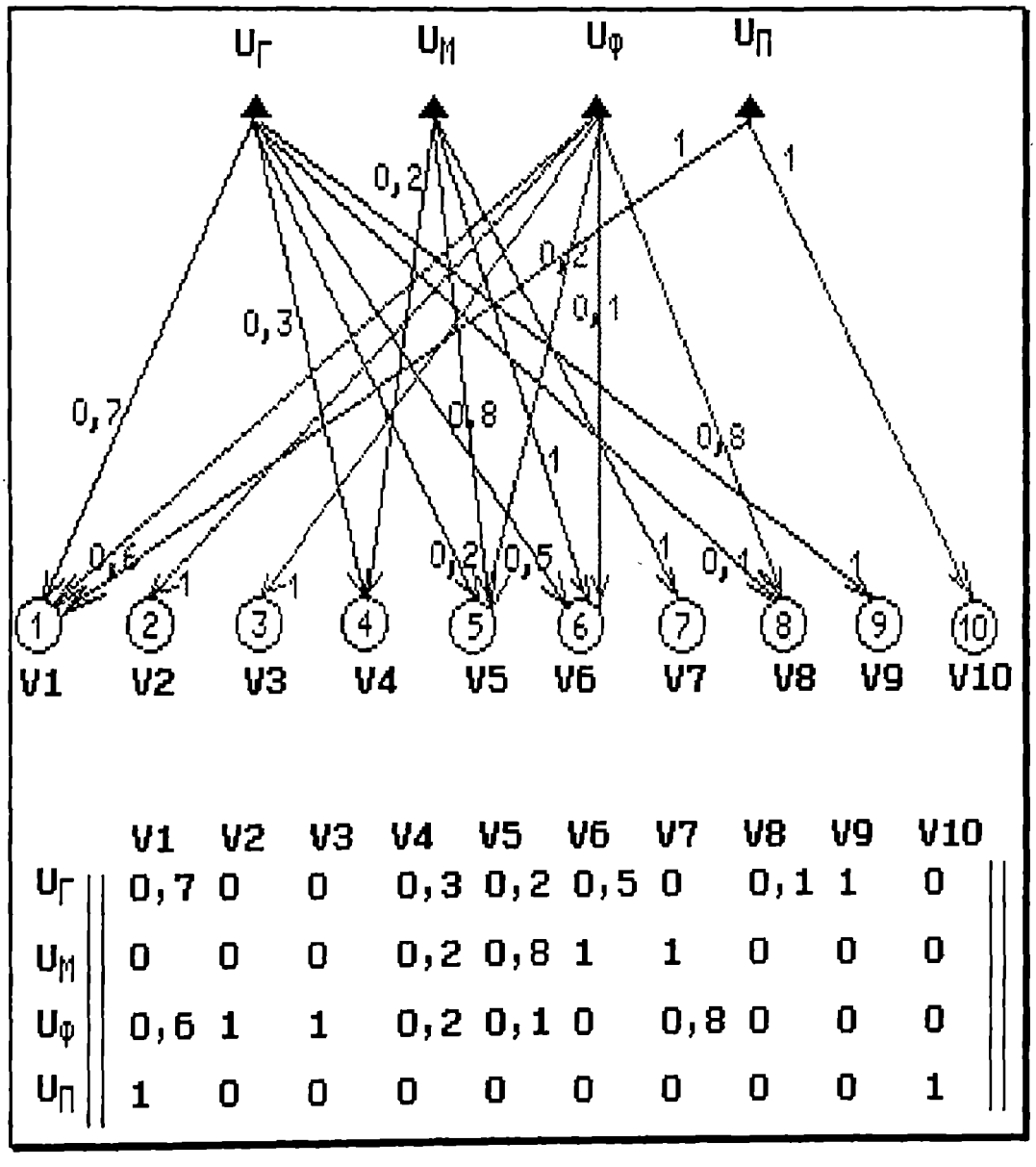


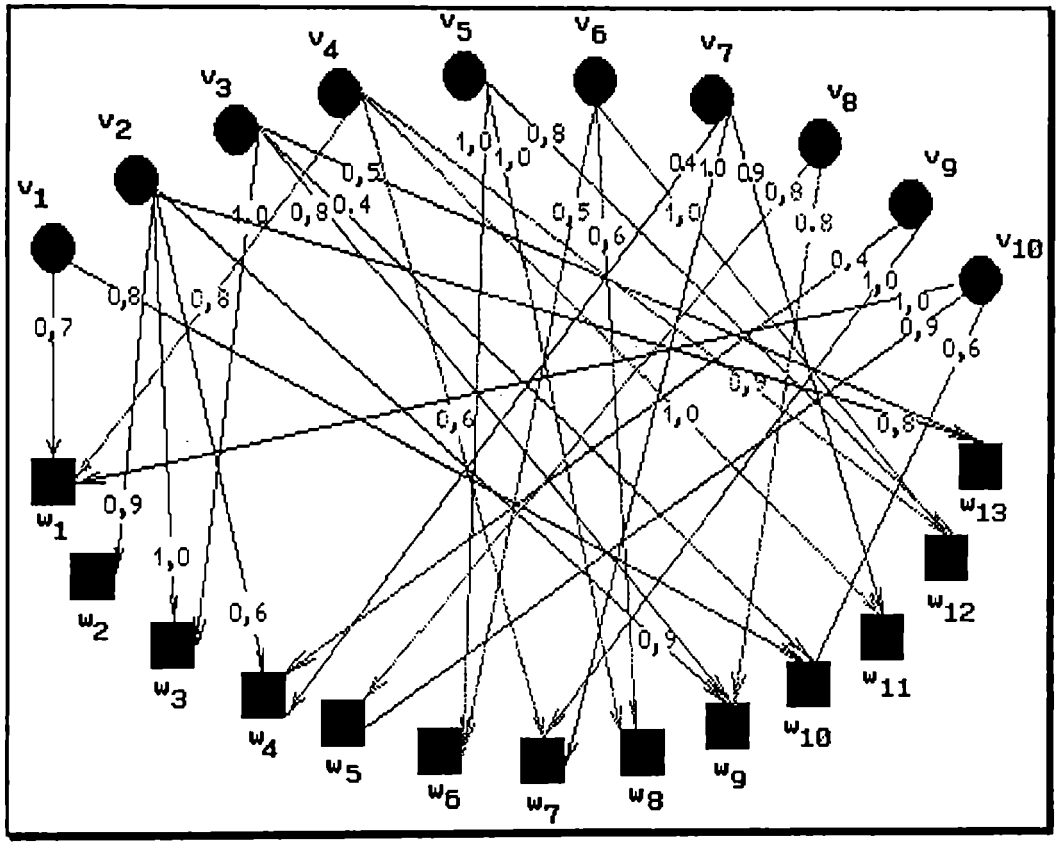
Рис. 2.20. Влияние субъективного фактора на размеры области размытой цели РНМ ($\tilde{A}_i$) и вид соответствующих функций принадлежности

О – оптимистическая стратегия; Р – реалистическая стратегия; П – пессимистическая стратегия



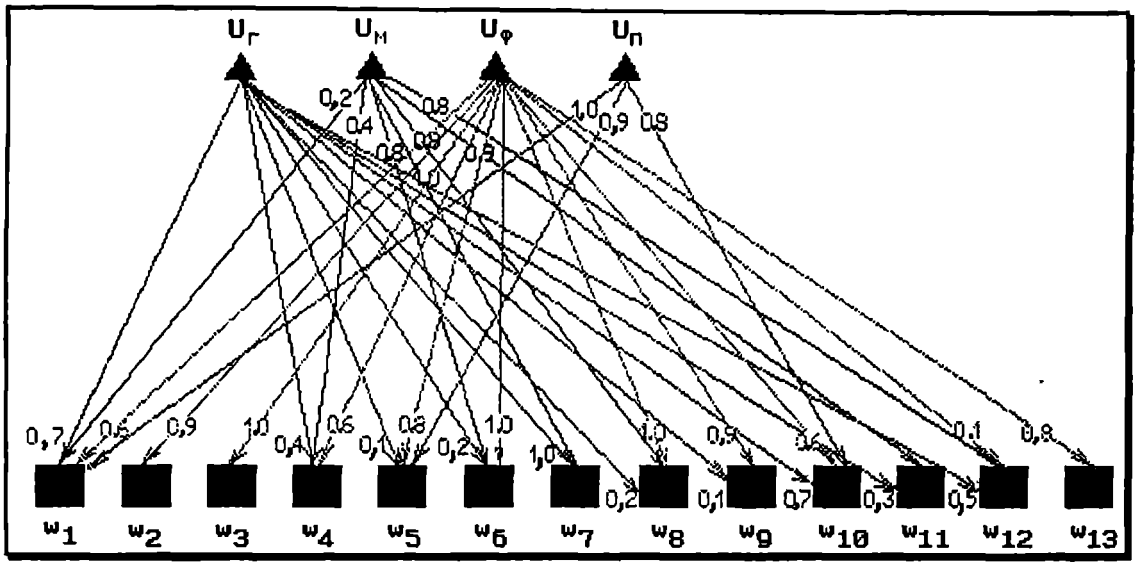
	V1	V2	V3	V4	V5	V6	V7	V8	V9	V10
$U_Г$	0,7	0	0	0,3	0,2	0,5	0	0,1	1	0
$U_М$	0	0	0	0,2	0,8	1	1	0	0	0
$U_Ф$	0,6	1	1	0,2	0,1	0	0,8	0	0	0
$U_П$	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1

Рис. 2.21. Нечеткий ориентированный граф нечеткого соответствия $\tilde{R}=(U, V, \tilde{A})$ и матрица инциденций $M_{\tilde{R}}$ между множествами $U = \{u_Г, u_М, u_Ф, u_П\}$ заинтересованных участников в РНМ и $V = \{v_j\}$, $j = (\overline{1,10})$ основных целей РНМ



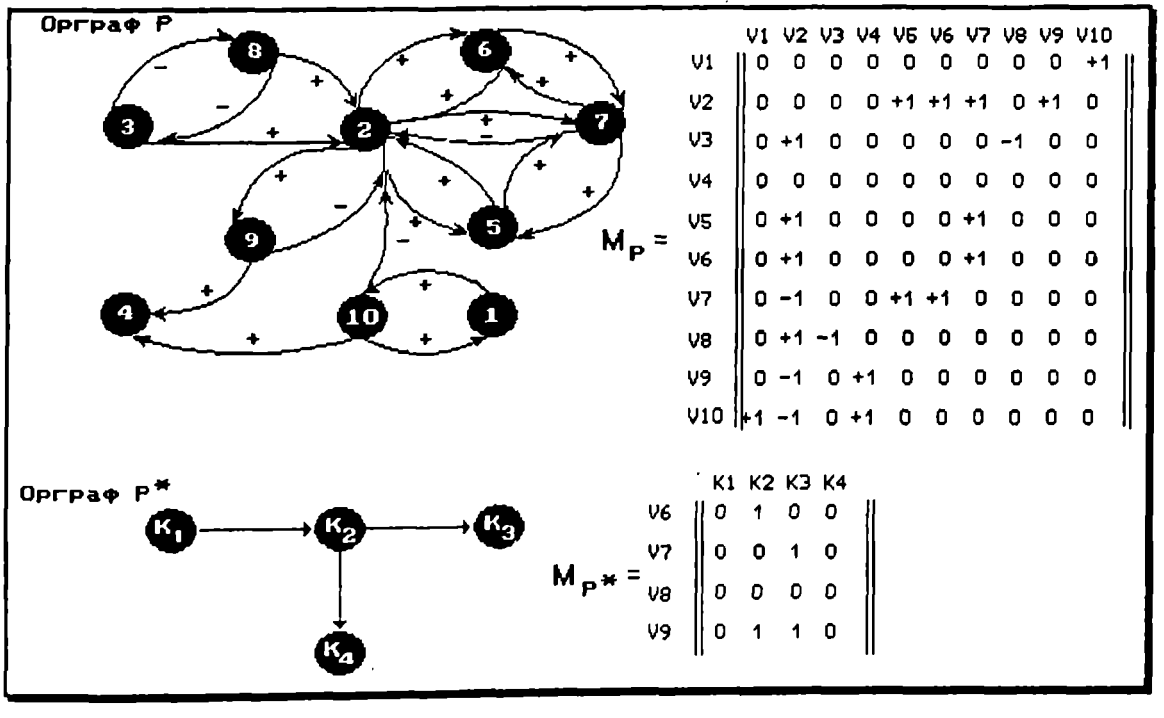
	w1	w2	w3	w4	w5	w6	w7	w8	w9	w10	w11	w12	w13
v1	0,7	0	0	0	0	0	0	0	0	0,8	0	0	0
v2	0	0,9	1	0,6	0	0	0	0	0,9	0	0	0	0,8
v3	0	0	0,1	0	0	0	0	0	0,8	0,4	0	0	0,8
v4	0,8	0	0	0	0	0	0,6	0	0	0	1	0,9	0
v5	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0,8	0
v6	0	0	0	0	0	0,5	0	0,6	0	0	0	1	0
v7	0,4	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0,9	0	0
v8	0	0	0	0	0,8	0	0	0	0,8	0	0	0	0
v9	0	0	0	0,4	0	0	1,0	0	0	0	0	0	0
v10	1	0	0	0	0,9	0	0	0	0	0,6	0	0	0

Рис. 2.22. Нечеткий ориентированный граф нечеткого соответствия $\tilde{P} = (V, W, \tilde{B})$ и матрица инциденций $M_{\tilde{P}}$ для множества целей $V = \{v_j\}$ и множества подцелей $W = \{w_k\}$, $k = (\overline{1,13})$



	w_1	w_2	w_3	w_4	w_5	w_6	w_7	w_8	w_9	w_{10}	w_{11}	w_{12}	w_{13}
$U_Г$	0,7	0	0	0,4	0,1	0,2	1	0,2	0,1	0,7	0,3	0,5	0
$U_М$	0,2	0	0	0,4	0	0,8	1,0	0,8	0	0	0,9	0,8	0
$U_Ф$	0,6	0,9	1	0,6	0,8	1	0	1,0	0,9	0,6	0	0,1	0,8
$U_П$	1	0	0	0	0,9	0	0	0	0	0,8	0	0	0

Рис. 2.23. Композиция нечетких соответствий $\tilde{Q} = \tilde{R} \circ \tilde{P}$



	V1	V2	V3	V4	V5	V6	V7	V8	V9	V10
V1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	+1
V2	0	0	0	0	+1	+1	+1	0	+1	0
V3	0	+1	0	0	0	0	0	-1	0	0
V4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
V5	0	+1	0	0	0	0	+1	0	0	0
V6	0	+1	0	0	0	0	+1	0	0	0
V7	0	-1	0	0	+1	+1	0	0	0	0
V8	0	+1	-1	0	0	0	0	0	0	0
V9	0	-1	0	+1	0	0	0	0	0	0
V10	+1	-1	0	+1	0	0	0	0	0	0

	K1	K2	K3	K4
V6	0	1	0	0
V7	0	0	1	0
V8	0	0	0	0
V9	0	1	1	0

Рис. 2.24. Знаковый орграф P, его конденсация P^* основных целей $V = \{v_j\}$, $i = (\overline{1,10})$ и матрицы смежности Mp и Mp*

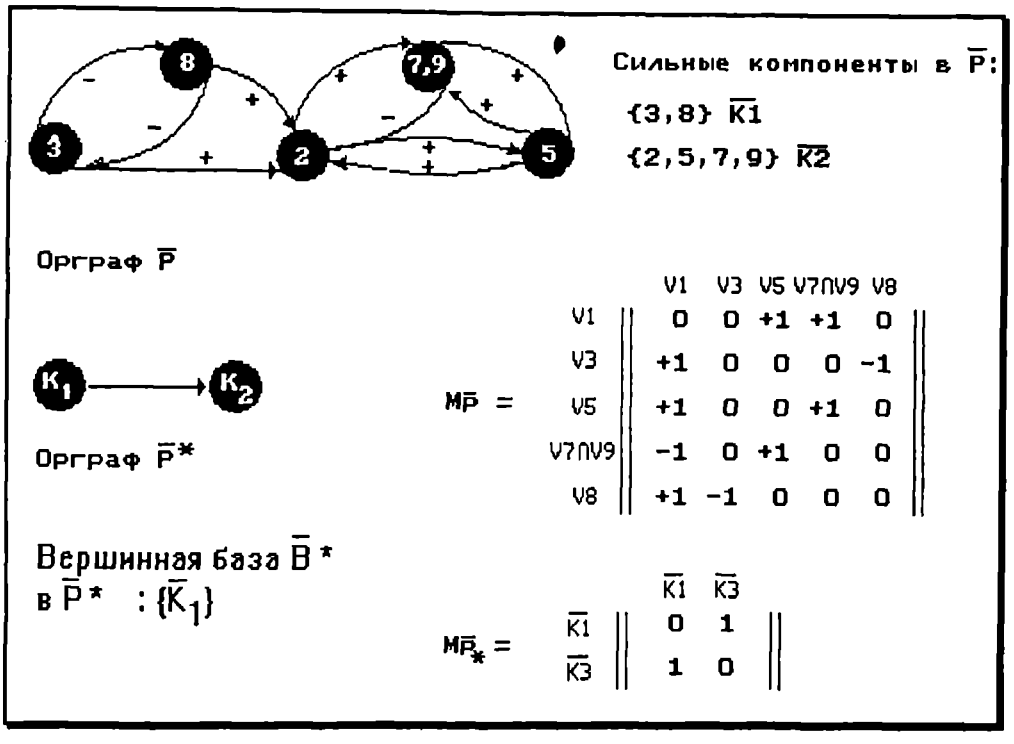


Рис. 2.25. Знаковый орграф P, его конденсация P^* для целей проектирования РНМ V = $\{v_i\}$, i = 2, 3, 5, 7∩9, 8 и их матрицы смежности MP и MP*

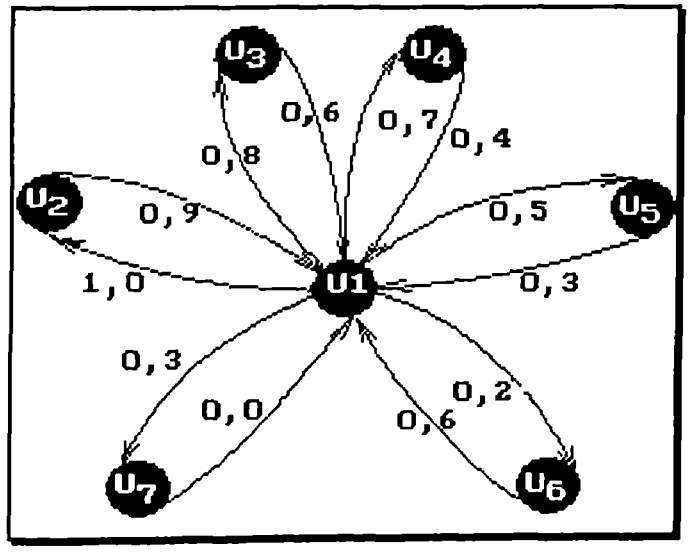


Рис. 2.26. Нечеткий граф $\tilde{G}_f$ и диаграмма Хассе $H(\tilde{G}_f)$ для разработки морских месторождений

Построение нечеткой иерархической структуры проектной ситуации РНМ

При установлении структуры проектной ситуации будем исходить из традиционного опыта проектирования и разработки НМ.

Таблица 2.4. Множество традиционных проектных стадий при РНМ

Обозначение	Проектная стадия
u_1	Создание интегрированной базы данных
u_2	Генерация геологических моделей
u_3	Выделение эксплуатационных объектов (ЭО)
u_4	Выбор метода воздействия (МВ) на ЭО
u_5	Установление системы размещения скважин, способа добычи из скважин и схемы обустройства на ЭО
u_6	Определение динамики разработки ЭО и залежи
u_7	Выбор рационального варианта разработки

В табл. *2.4* представлено традиционное множество проектных решений для РНМ (или круг задач проектирования, или подсистем проектирования, или стадий проектирования РНМ) *[Е4, З6, И6, Л5, П7, С7, С8].*

Традиционные проектные решения представляют собой некоторое непустое множество $U = \{U_i\}$, $i = \overline{1,7}$. Проектные решения связаны между собой некоторыми отношениями. Вариант наиболее простых отношений – отношения строгого порядка для набора задач проектирования РНМ, рассмотрен достаточно подробно в работе *[З6].* Основным недостатком этого подхода является сильная идеализация и значительное упрощение сложной картины взаимодействия между основными стадиями (или подсистемами) проектирования РНМ. Такой подход позволил построить жесткую иерархическую структуру проектной ситуации, которая удовлетворяла широко распространенной 4–5 лет назад традиционной последовательной технологии проектирования. В современных интегрированных и параллельных технологиях проектирования применение жесткой иерархической структуры проектной ситуации, во-первых, не отражает сути и духа этих технологий, во-вторых, неадекватно реальным, нечетким взаимоотношениям между основными подсистемами проектирования РНМ. Поэтому в данном исследовании основное внимание уделено описанию реальных отношений между подсистемами с помощью нечетких отношений и построению нечеткой иерархической структуры проектной ситуации, которая в наибольшей мере отвечала бы потребностям современных технологий проектирования – интегрированной и параллельной.

Построение нечеткой иерархической структуры проектной ситуации основано на определении нечеткого отношения $\tilde{\varphi} = (U, \tilde{A})$ между парой множеств U (множество проектных решений или стадий проектирования) и $\tilde{A}$ – нечеткого подмножества в $U \times U$. Напомним, что в нечетком отношении $\tilde{\varphi} = (U, \tilde{A})$ множество U есть область задания, а $\tilde{A}$

– нечеткий график отношения. Полученное нечеткое отношение можно представить в виде нечеткого графа нечеткого отношения $\tilde{A}$, который и будет графическим отражением нечеткой иерархической структуры проектной ситуации. Для задания нечеткого отношения $\tilde{\varphi}$ на U необходимо задать нечеткий предикат (или нечеткую логическую формулу) $u_i \tilde{\varphi} u_j$ для пар элементов из U. Значение истинности нечеткого предиката определяется величиной $\mu_A<u_i, u_j>$, $i,j = \overline{1,7}$. Значение $\mu_A<u_i, u_j>$ определяется экспертным путем и зависит от специфики проектирования РНМ (проектирование разработки месторождения на море или на суше, с применением естественных режимов или активных МВ и т.д.).

Рассмотрим более детально основные стадии (или подсистемы) проектирования РНМ и их взаимоотношения. Создание интегрированной базы данных является важным этапом проектирования РНМ. Наиболее сложной задачей на этой стадии является интеграция (или комплексирование) многочисленной и разнородной информации: аэрокосмической, сейсмической, геологической, геофизической, геохимической, гидродинамической, промысловой, проектной, справочной и др. Необходимо добиваться удовлетворительного согласования между различными видами информации, чтобы они дополняли друг друга и не были противоречивыми. Особенно важными на начальном этапе проектирования могут быть информация по разработке аналогов рассматриваемого месторождения, а также данные по обнажениям или выходам на поверхность идентичных пластов. Кроме того, в базе данных происходит накопление текущей проектной информации: 2М и 3М модели залежи, детерминированные или стохастические модели; варианты ЭО, систем размещения скважин и динамики разработки. Таким образом, данная подсистема связана отношениями со всеми остальными подсистемами $u_1 \tilde{\varphi} u_2$, $u_2 \tilde{\varphi} u_1$, $u_1 \tilde{\varphi} u_3$, ..., $u_1 \tilde{\varphi} u_7$, $u_7 \tilde{\varphi} u_1$. Для задания нечеткого графика $\tilde{A} = \{<\mu_A<u_i, u_j>, <u_i, u_j>>\}$, $<u_i, u_j> \in U^2$ отношения $\tilde{\varphi} = (U, \tilde{A})$ используем теоретико-множественный способ:

$$\tilde{A} = \{<1,0/<u_1, u_2>>; <0,8/<u_1, u_3>>; <0,7/<u_1, u_4>>; <0,5/<u_1, u_5>>; <0,5/<u_1, u_6>>; <0,5/<u_1, u_7>>; <0,9/<u_2, u_1>>; <0,6/<u_3, u_1>>; <0,5/<u_4, u_1>>; <0,3/<u_5, u_1>>; <0,2/<u_6, u_1>>; <0,0/<u_7, u_1>>\}.$$

Граф нечеткого отношения для вершины u_1 представлен на рис. *2.26.* Компьютеризация проектирования приводит к интенсификации взаимоотношения первой подсистемы с остальными подсистемами и повышению ее роли в отличие от ранее существовавшей последовательной технологии проектирования *[36].*

Стадия генерации геологических моделей существенным образом зависит от этапа разработки НМ и имеющейся информации в БД. Для начальных этапов РНМ в настоящее время характерно построение 3М стохастических моделей залежи (см.главу 3). С ростом информации о залежи более актуальной становится задача построения 3М

детерминированных геологических моделей. Существует достаточно широкий набор программных комплексов для построения 3М геологических моделей на рабочих станциях и персональных компьютерах: "Landmark", "Western Atlas", "GOCAD", "ADM", "SGM" и др. Полное и детальное изложение возможностей компьютерного моделирования и генерации геологических моделей можно найти в *[с8]*.

В теоретико-множественном виде нечеткий график $\tilde{A}$ для u_2 можно задать как

$$\tilde{A} = \{<1,0/<u_2, u_2>>; <0,8/<u_2, u_3>>; <0,8/<u_2, u_4>>; <0,9/<u_2, u_5>>; <0,5/<u_2, u_6>>; <0,5/<u_2, u_7>>; <0,5/<u_3, u_2>>; <0,5/<u_4, u_2>>; <0,5/<u_5, u_2>>\}.$$

Таким образом, устанавливаются нечеткие предикаты следующих нечетких отношений:

$$u_2\tilde{\varphi}u_2,\ u_2\tilde{\varphi}u_3,\ u_2\tilde{\varphi}u_4,\ u_2\tilde{\varphi}u_5,\ u_2\tilde{\varphi}u_6,\ u_2\tilde{\varphi}u_7,\ u_3\tilde{\varphi}u_2,\ u_4\tilde{\varphi}u_2,\ u_5\tilde{\varphi}u_2.$$

Выделение эксплуатационных объектов, как указывалось ранее, – одна из кардинальных задач РНМ, во многом определяющая успешную технологическую разработку НМ. В отличие от работы *[З6]* в данном исследовании полагается, что выделение ЭО является первоочередной задачей и выбор МВ не должен ей предшествовать. Данное предположение опирается на многочисленные публикации по этой проблеме *[И6, Л5, Л9, П7, С7, С8]* и традиционный опыт разработки. Для выделения ЭО характерны следующие нечеткие отношения (кроме рассмот-ренных выше), которые можно записать в виде нечетких предикатов как

$$u_3\tilde{\varphi}u_4,\ u_3\tilde{\varphi}u_5,\ u_3\tilde{\varphi}u_6,\ u_3\tilde{\varphi}u_7,\ u_4\tilde{\varphi}u_3,\ u_5\tilde{\varphi}u_3,\ u_6\tilde{\varphi}u_3,\ u_7\tilde{\varphi}u_3.$$

Нечеткий график $\tilde{A}$ для этих нечетких предикатов можно задать в виде

$$\tilde{A}= \{<0,5<u_3, u_4>>; <0,9/<u_3, u_5>>; <1,0/<u_3, u_6>>; <0,6/<u_3, u_7>>; <0,5/<u_4, u_3>>; <0,5/<u_5, u_3>>; <0,9/<u_6, u_3>>;<0,5/<u_7, u_3>>\}.$$

Выбор метода воздействия на ЭО также входит в круг кардинальных проблем РНМ. Особенно актуальна эта задача для России, так как подавляющее большинство вновь вводимых в разработку залежей характеризуются трудноизвлекаемыми запасами и период их эксплуатации на естественных режимах весьма незначителен (1–3 года). Выбор МВ на ЭО является также нечеткой задачей и во многом зависит от экспертной и статистической информации по накопленному опыту разработки аналогичных месторождений. Более подробно этот вопрос рассматривается в главе 3. В силу более высокой сложности с точки зрения технологии разработки по сравнению с естественными режимами количество МВ, используемых на месторождении, стремятся

минимизировать. Обычно количество МВ, применяемых в промышленных масштабах, в целом по всем ЭО не превышает двух-трех. Кроме рассмотренных выше нечетких отношений, задача выбора МВ характеризуется следующими нечеткими предикатами:

$$u_4\tilde{\varphi}u_5,\ u_4\tilde{\varphi}u_6,\ u_4\tilde{\varphi}u_7,\ u_6\tilde{\varphi}u_4,\ u_7\tilde{\varphi}u_4.$$

Соответствующий этим предикатам нечеткий график $\tilde{A}$ можно задать в виде

$$\tilde{A}= \{<0,5/<u_4,\ u_5>>;\ <0,6/<u_4,\ u_6>>;\ <0,5/<u_4,\ u_7>>;\ <0,5/<u_6,\ u_4>>;\ <0,2/<u_7,\ u_4>>\}.$$

Установление системы размещения скважин на ЭО относится к важным проблемам разработки и является существенно нечеткой задачей по своей постановке. Нечеткость задачи проистекает из бесчисленного множества вариантов размещения скважин, а также нечеткости и неопределенности в геологии залежи. Окончательная система размещения скважин в силу высоких капитальных издержек является нечеткой и трудно модифицируемой. Поэтому столь важно на этапе проектирования выбрать рациональную систему размещения скважин. Выбор способа добычи жидкости является второстепенной задачей по сравнению с задачей размещения скважин, но в то же время неотъемлемой частью проектного цикла. Выбор способа добычи жидкости относится к нечетким задачам.

Рассмотрение вопросов системы обустройства месторождений носит общий характер в проектных решениях по РНМ и более детально разрабатывается в проекте по обустройству НМ. В силу общего, неконкретного характера эта задача также относится к нечетким. Для этой стадии можно ввести ряд дополнительных к рассмотренным выше нечетких отношений, описываемых нечеткими предикатами как $u_5\tilde{\varphi}u_6$, $u_5\tilde{\varphi}u_7$, $u_6\tilde{\varphi}u_5$, $u_7\tilde{\varphi}u_5$, нечеткий график $\tilde{A}$ которых может иметь вид

$$\tilde{A}=\{<0,9/<u_5,\ u_6>>;<0,8/<u_5,\ u_7>>;<0,6/<u_6,\ u_5>>;<0,5/<u_7,\ u_5>>\}.$$

Динамика разработки ЭО и залежи в целом определяется на основе использования математических моделей. Математические модели разработки по своему характеру могут быть детерминированными, стохастическими или нечеткими. Динамика разработки в значительной степени обусловлена темпами разбуривания и ввода в эксплуатацию скважин, темпами нагнетания рабочих агентов и отбора жидкости, условиями вскрытия пластов, периодичностью капитального и текущего ремонта скважин, темпом обводненности и выхода из эксплуатации скважин. В силу многочисленности технологических факторов, непредсказуемости внешних факторов, неопределенности в интенсивности, продолжительности управляющих факторов эта задача относится к нечетким. Опыт разработки показывает, что наилучшими с экономической точки зрения являются проекты, у которых динамическая

кривая отбора жидкости представляет собой плато с постоянным во времени количеством отбираемой жидкости. В этом случае капитальные и эксплуатационные вложения в систему сбора и подготовки нефти, газа и воды сокращаются почти в 2 раза *[E4]*. К рассмотренным выше нечетким отношениям остается добавить следующие в виде нечетких предикатов: $u_6\tilde{\varphi}u_7$, $u_7\tilde{\varphi}u_6$, которые могут быть заданы нечетким графиком следующего вида:

$$\tilde{A}= \{<1,0/<u_6, u_7>>; <0,7/<u_7, u_6>>\}.$$

Полученное нечеткое отношение $\tilde{\varphi} = (U, \tilde{A})$ на множестве проектных этапов (или стадий) $U = \{U_i\}$, $i = \overline{1,7}$ отражает субъективно установленную зависимость между различными стадиями, т.е. уровень взаимосвязанности или взаимозависимости.

Степенью нечеткости $\rho(\tilde{\varphi})$ нечеткого отношения $\tilde{\varphi}=(U, \tilde{\Lambda})$ для рассмотренной проектной ситуации РНМ является величина *[M5]*

$$\rho(\tilde{\varphi}) = 1-\mu(\tilde{\varphi}, \varphi) = 1 - \mathop{\&}_{<u_i,u_j>\in A} \mu<u_i, u_j> = 0,8,$$

где φ – носитель нечеткого отношения $\tilde{\varphi}$.

Нечеткое отношение $\tilde{\varphi} = (U, \tilde{A})$ проектной ситуации РНМ может быть охарактеризовано единственным четким отношением $\varphi_* =(U, A_*)$, которое будет нечетко равным $\tilde{\varphi}$ и описано графиком A_*, как

$$A_* = \{<u_i, u_j>\in U^2\}, \; u_A(u_i, u_j)>0,5, \qquad i,j=\overline{1,7}.$$

Соответствующая матрица смежности M_A имеет вид

$$M_A = \begin{matrix} 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 0 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 \\ 1 & 0 & 1 & 0 & 1 & 0 & 1 \\ 1 & 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 \end{matrix}$$

Применим к данной матрице процедуры построения матрицы восстановления *[36]*, такой, что

$$N \neq N^2 \neq \ldots \neq N^k = C,$$

где $N = M_A + I$, I – единичная матрица; C – матрица восстано-вления, у которой $C_{ij} = 1$ в случае наличия транзитивной связи для (u_i, u_j) и $C_{ij} = 0$ в противном случае. Выделение иерархических уровней проектных условий по процедуре, описанной в *[36]*, дает аналогичные результаты,

т.е. подсистемы u_7, ..., u_1 представляют с 1 по 7 иерархические уровни жесткой проектной ситуации РНМ.

Процедура выделения иерархических уровней заключается в том, что в матрице С выделяется строка $L_1 = u$ и определяется такое максимальное число m_1, что

$$m_1 : \exists I_{m1 \times m1},$$

и строки изменяются от $L_1 - m_1 + 1$ до L_1. При этом строки матрицы С, которые попали в матрицу $I_{m1 \times m1}$, образуют 1 иерархический уровень. Затем полагают $L_2 = u - m$, находят

$$m_2 : \exists I_{m2 \times m2}$$

со строками из С от $L_2 - m_2 + 1$ до L_2. Эти строки С образуют 2 иерархический уровень и т.д.

Это может служить подтверждением выполненной ранее процедуры построения нечеткой проектной ситуации.

Основные свойства нечеткого отношения $\tilde{\varphi} = (U, \tilde{A})$ проектной ситуации РНМ

Для исследования основных свойств нечеткого отношения $\tilde{\varphi} = = (U, \tilde{A})$ рассмотрим матрицу $M = M_A + I$, т.е. дополним матрицу M_A единичной матрицей, полагая, что $\forall \langle u_i, u_i \rangle$, $i = \overline{1,7}$; $\mu_A \langle u_i, u_i \rangle \geq 1$.

Введем понятия нечеткого покрытия $\mathfrak{R}$ и частного вида покрытия – нечеткого разбиения $\mathfrak{P}$. Совокупность $\mathfrak{R}$ нечетких подмножеств $\tilde{B}$ множества U, которые удовлетворяют условиям

$$(\forall \tilde{B} \in \mathfrak{R})\ (\tilde{B} \approx 0),$$

$$(\forall \tilde{B} \in \mathfrak{R})\ (\tilde{B} \subsetneq U),$$

$$\bigcup_{\tilde{B} \in \mathfrak{R}} \tilde{B} \approx U,$$

называется нечетким покрытием множества U, а сами подмножества $\tilde{B}$ называются классами нечеткого покрытия. Если класс нечеткого покрытия нечетко не включен ни в какой другой класс этого покрытия, то он называется максимальным. Нечетким разбиением множества U называется совокупность $\mathfrak{P}$ нечетких классов покрытия $\tilde{B}$, попарное пересечение нечетко близко пустому множеству:

$$(\forall \tilde{B} \in \mathfrak{P})\ (\tilde{B} \approx 0),$$

$$(\forall \tilde{B} \in \mathfrak{P})(\tilde{B} \subsetneq U),$$

$$(\forall \tilde{B} \in \mathfrak{P})(\forall \tilde{C} \in \mathfrak{P})\ ((\tilde{B} \neq \tilde{C}) \approx ((\tilde{B} \cap \tilde{C}) \approx 0)).$$

$$\bigcup_{\tilde{B} \in \mathfrak{P}} \tilde{B} \approx U$$

Элементы совокупности $\mathfrak{M}$ носят названия классов нечеткого разбиения.

Рассмотрим основные свойства нечеткого отношения: нечеткую рефлексивность, нечеткую симметричность, нечеткую транзитивность и нечеткую связность *[k1, M5]*. Эти свойства позволят более точно определить тип полученного нечеткого отношения $\tilde{\varphi} = (U, \tilde{A})$ проектной ситуации РНМ. Степенью рефлексивности (возвратности) нечеткого отношения $\tilde{\varphi}=(U, \tilde{A})$ является величина

$$\beta(\tilde{\varphi})_{ref} = \underset{u_i \in U}{\&} \mu_A\langle u_i, u_i\rangle = 1{,}0, \qquad i=\overline{1,7}.$$

Так как отношение $\tilde{\varphi}$ называется нечетко рефлексивным, если $\beta(\tilde{\varphi})_{ref} \geq 0{,}5$, то отношение $\tilde{\varphi} = (U, \tilde{A})$ нечетко рефлексивно. Степень симметричности отношения $\tilde{\varphi} = (U, \tilde{A})$ равна

$$\beta(\tilde{\varphi})_{sym} = \underset{u_i,u_j,\, i\neq j}{\&} (\mu_A\langle x_i, x_j\rangle \to \mu_A\langle x_j, x_i\rangle) =$$

$$= \underset{u_i,u_j,\, i+j}{\&} (\max((1-\mu_A\langle x_i, x_j\rangle), \mu_A\langle x_j, x_i\rangle)) = 0{,}5,\ i,j = \overline{1,7},$$

где $\&$, $\to$ – логические операции конъюнкции и импликации соответственно. Так как отношение $\tilde{\varphi}$ называется нечетко симметричным, если $\beta(\tilde{\varphi})_{sym} \geq 0{,}5$, и нечетко несимметричным в противном случае, то нечеткое отношение $\tilde{\varphi} = (U, \tilde{A})$ является нечетко симметричным. Введем понятие нечеткой транзитивности (перехода) для $\tilde{\varphi} = (U, \tilde{A})$

$$\beta(\tilde{\varphi})_{tr} = \underset{u_i,u_j,u_k \in u,\, i\neq j\neq k}{\&} ((\underset{u_j}{\vee}(\mu_A\langle u_i, u_j\rangle \& \mu_A\langle \mu_j, \mu_k\rangle \to \mu_A\langle \mu_i, \mu_k\rangle))).$$

Раскрывая логические операции $\vee$ – дизъюнкции, $\&$ – конъюнкции и $\to$ – импликации, получим

$$\beta(\tilde{\varphi})_{tr} = \underset{u_i,u_j,u_k \in u,\, i\neq j\neq k}{\&} (\underset{u_j}{\vee}(\min(\mu_\Lambda\langle u_i, u_j\rangle; \mu_\Lambda\langle u_j, \mu_k\rangle)) \to \mu_\Lambda\langle \mu_i, \mu_k\rangle) =$$

$$= \underset{u_i,u_j,u_k \in u,\, i\neq j\neq k}{\&} ((\underset{u_j}{\vee}(\max((1-\min(\mu_\Lambda\langle u_i, u_j\rangle; \mu_\Lambda\langle \mu_j, \mu_k\rangle)); \mu_\Lambda\langle \mu_i, \mu_k\rangle)))) =$$

$$= 0{,}6.$$

Следовательно, отношение $\tilde{\varphi} = (U, \tilde{A})$ нечетко транзитивно, так как $\beta(\tilde{\varphi})_{tr} \geq 0{,}5$. Определим степень связности $\beta(\tilde{\varphi})_{con}$ для нечеткого отношения $\tilde{\varphi} = (U, \tilde{A})$ как

$$\beta(\tilde{\varphi})_{con} = \underset{u_i,u_j \in u,\, i\neq j}{\&} (\mu_A\langle u_i, u_j\rangle \vee \mu_A\langle u_j, u_i\rangle).$$

Раскрывая логические операции конъюнкции – $\&$ и дизъюнкции – $\vee$, получим

$$\beta(\tilde{\varphi})_{con}= \min_{u_i,u_j\in u,\ i\neq j} (\max(\mu_A<u_i, u_j>; \mu_A<\mu_j, \mu_i>))=0,5.$$

Следовательно, нечеткое отношение проектной ситуации РНМ является нечетко связанным, так как $\beta(\tilde{\varphi})_{con} \geq 0,5$. Определим, к каким видам нечетких отношений относится $\tilde{\varphi} = (U,\tilde{A})$. Вначале оценим степень эквивалентности отношения $\tilde{\varphi}$ по формуле

$$\eta(\tilde{\varphi}) = \beta(\tilde{\varphi})_{ref} \,\&\, \beta(\tilde{\varphi})_{sym} \,\&\, \beta(\tilde{\varphi})_{tr} = 1,0 \,\&\, 0,5 \,\&\, 0,6 = 0,5.$$

Следовательно, нечеткое отношение является нечеткой эквивалентностью, так как $\eta(\tilde{\varphi}) \geq 0,5$. Следует отметить, что для четкого отношения φ степень эквивалентности $\eta(\varphi) = 1$. Таким образом, с ростом $\eta(\tilde{\varphi})$ отношения эквивалентности становятся более четкими. Предположим, что множество проектных стадий U разбито на классы $\tilde{B} \in \mathfrak{M}$, тогда говорят, что нечеткое отношение $\tilde{\varphi} = (U,\tilde{A})$ на U и разбиение $\mathfrak{M}$ на U нечетко сопряжены, если степень сопряженности

$$\sigma(\tilde{\varphi}, \mathfrak{M})= \mathop{\&}_{u_i,u_j\in u,\ i\neq j} (\mu_A<u_i, u_j>\leftrightarrow \bigvee_{\tilde{B}\in\mathfrak{M}} (\mu_B<u_i>\&\mu_B<u_j>))\geq 0,5.$$

В противном случае отношение φ и разбиение $\mathfrak{M}$ нечетко не сопряженные. Нечетким фактор-множеством $U/\tilde{\varphi}$ множества по отношению к $\tilde{\varphi}$ называется нечеткое разбиение $\mathfrak{M}$, сопряженное с отношением нечеткой эквивалентности. В приведенной выше логической формуле использованы логические операции конъюнкции – &, эквивалентности – $\leftrightarrow$ и дизъюнкции – $\vee$, раскрытие которых приводит к следующему выражению:

$$\sigma(\tilde{\varphi}, \mathfrak{M})= \mathop{\&}_{u_i,u_j\in u,\ i\neq j} (\mu_A<u_i,u_j>\leftrightarrow \bigvee_{\tilde{B}\in\mathfrak{M}} (\min(\mu_B<u_i>;\mu_B<u_j>)))=$$

$$= \mathop{\&}_{u_i,u_j\in u,\ i\neq j} (\mu_A<u_i, u_j>\leftrightarrow \max_{\tilde{B}\in\mathfrak{M}} (\min(\mu_B<u_i>; \mu_B<u_j>)))=$$

$$= \mathop{\&}_{u_i,u_j\in u,\ i\neq j} (\min[\max(1-\mu_A<u_i,u_j>); \max_{\tilde{B}\in\mathfrak{M}} (\min(\mu_B<u_i>;\mu_B<u_j>))];$$

$$[\max(1-(\max_{\tilde{B}\in\mathfrak{M}} (\min(\mu_B<u_i>; \mu_B<u_j>)))); \mu_A<u_i, u_j>]) = 0,5.$$

Следовательно, нечеткое отношение проектной ситуации РНМ $\tilde{\varphi} = (U,\tilde{A})$ и нечеткое разбиение $\mathfrak{M}$ нечетко сопряжены и являются нечетким фактор-множеством $U/\tilde{\varphi}$ множества U по отношению $\tilde{\varphi}$. Если теперь для каждой проектной стадии $u_i \in U$, $i = \overline{1,7}$ получить нечеткое множество $\tilde{B}(u_i)$, такое, что

$$\tilde{B}(u_i)=\{<\mu_{B(ui)}(u_j)/u_j>\},\ u_j\in U,\ j=\overline{1,7},$$

где $\mu_{B(ui)}(u_j) = \mu_A<u_i, u_j>$, то оно будет являться классом нечеткого покрытия множества U. Если классы нечеткого покрытия такие, что $\tilde{B}(u_i) \approx \tilde{B}(u_j)$, то проектные стадии u_i и u_j входят в один класс нечеткого покрытия $\tilde{B}(u_i) \cup \tilde{B}(u_j)$. Тогда такая система классов нечеткого покрытия удовлетворяет условиям нечеткого разбиения $\mathfrak{M}$ множества U и называется каноническим фактор-множеством $U/\tilde{\varphi}$ множества U по отношению $\tilde{\varphi}$. Получим каноническое разбиение $\mathfrak{M}$ для найденного нечеткого отношения $\tilde{\varphi} = (U, \tilde{A})$:

$\tilde{B}(u_1)=\{<1/u_1>;<1/u_2>;<0,8/u_3>;<0,7/u_4>;<0,5/u_5>;<0,5/u_6>;<0,5/u_7>\};$

$\tilde{B}(u_2)=\{<0,9/u_1>;<1/u_2>;<0,5/u_3>;<0,8/u_4>;<0,9/u_5>;<0,5/u_6>;<0,5/u_7>\};$

$\tilde{B}(u_3)=\{<0,6/u_1>;<0,8/u_2>;<1/u_3>;<0,5/u_4>;<0,9/u_5>;<1/u_6>; <0,6/u_7>\};$

$\tilde{B}(u_4)=\{<0,5/u_1>;<0,5/u_2>;<0,5/u_3>;<1/u_4>;<0,5/u_5>;<0,6/u_6>;<0,5/u_7>\};$

$\tilde{B}(u_5)=\{<0,3/u_1>;<0,5/u_2>;<0,5/u_3>;<1/u_5>;<0,9/u_6>;<0,8/u_7>\};$

$\tilde{B}(u_6)=\{<0,2/u_1>;<0,9/u_3>;<0,5/u_4>;<0,6/u_5>;<1/u_6>;<1/u_7>\};$

$\tilde{B}(u_7)=\{<0/u_1>;<0,5/u_3>;<0,2/u_4>;<0,5/u_5>;<0,7/u_6>;<1/u_7>\}.$

$\tilde{B}(u_i) \approx \tilde{B}(u_j), \quad i \neq j, \quad i,j = \overline{1,7},$

если $\mu(\tilde{B}(u_i), \tilde{B}(u_j)) = \&(\mu_{Bi}(u_i) \leftrightarrow \mu_{Bj}(u_j)) \geq 0,5.$

Проводя соответствующие вычисления, находим, что

$\tilde{B}(u_1)\approx\tilde{B}(u_2)$, $\tilde{B}(u_2)\approx\tilde{B}(u_3)$, $\tilde{B}(u_2)\approx\tilde{B}(u_4)$, $\tilde{B}(u_6)\approx\tilde{B}(u_7)$.

Следовательно, каноническое фактор-множество $U/\tilde{\varphi}$ множества U по φ есть $\mathfrak{M} = \{\tilde{B}_1, \tilde{B}_2, \tilde{B}_3, \tilde{B}_4, \tilde{B}_5\}$, где

$\tilde{B}_1 = \tilde{B}(u_1) \cup \tilde{B}(u_2) =$
$= \{<1/u_1>; <1/u_2>; <0,8/u_3>; <0,8/u_4>;<0,9/u_5>;<0,5/u_6>; <0,5/u_7>\};$

$\tilde{B}_2 = \tilde{B}(u_2) \cup \tilde{B}(u_3) =$
$= \{<1/u_1>; <0,9/u_2>; <1/u_3>; <0,8/u_4>;<0,9/u_5>;<1/u_6>; <0,6/u_7>\};$

$\tilde{B}_3 = \tilde{B}(u_2) \cup \tilde{B}(u_4) =$
$= \{<1/u_1>; <1/u_2>; <0,5/u_3>; <1/u_4>;<0,9/u_5>; <0,6/u_6>; <0,5/u_7>\};$

$\tilde{B}_4 = \tilde{B}(u_5)$;

$\tilde{B}_5 = \tilde{B}(u_6) \cup \tilde{B}(u_7) =$.
$= \{<1/u_1>;<0,9/u_3>; <0,5/u_4>;<0,6/u_5>;<1/u_6>; <0,5/u_7>\}.$

Таким образом, выделены пять классов $\tilde{B} = \{B_l\}$, $l = \overline{1,5}$наиболее тесно взаимосвязанных стадий проектирования: $\tilde{B}_1$ – "создание интегрированной БД" u_1 наиболее связано с "генерацией геологической модели" u_2; $\tilde{B}_2$ означает, что существует тесная связь стадии "генерации геологической модели" u_2 и стадии "выделения ЭО" u_3; $\tilde{B}_3$ указывает на явную связь между стадиями "генерация геологической модели" u_2 и "выбором МВ" u_4; $\tilde{B}_5$ говорит о том, что "определение динамики разработки" u_6 тесно связано с задачей "выбора варианта разработки" u_7. Степень принадлежности $\mu_B(u_i)$, $i = \overline{1,7}$ означает степень важности стадии u_i в нечетком классе $\tilde{B}_l$, $l = \overline{1,5}$. Так, например, стадия u_6 является "очень важной" – $\mu_{B5}(u_6) = 1$ в классе $\tilde{B}_5$ и "существенной" – $\mu_{B1}(u_6) = 0,5$ в нечетком классе $\tilde{B}_1$. Степень обоснованности полученных выводов не превышает 0,65, так как степени эквивалентности $\eta(\tilde{\varphi})=0,5$ и степени сопряженности $\sigma(\tilde{\varphi}, \mathfrak{M})=0,5$. Кроме того, из теоремы, доказанной в *[M5]*, следует, что $\sigma(\tilde{\varphi},\mathfrak{M}) \le \eta(\varphi)$. Отметим, что изучение даже простой нечеткой проектной ситуации с количеством этапов i=7 требует многочисленных и трудоемких компьютерных вычислений.

Рассмотрим еще один вид нечеткого отношения – нечеткую толерантность (допустимое отклонение) как конъюнкцию нечеткой рефлексивности и нечеткой симметричности, у которого степень толерантности

$$\gamma(\tilde{\varphi}) = \beta(\tilde{\varphi})_{ref} \,\&\, \beta(\tilde{\varphi})_{sym} \ge 0,5.$$

Для нечеткого отношения рассмотренной проектной ситуации РПМ

$$\gamma(\tilde{\varphi}) = 1,0 \,\&\, 0,5 = 0,5.$$

Следовательно, $\tilde{\varphi} = (U, \tilde{A})$ является нечеткой толерантностью. Из определения степеней эквивалентности и толерантности следует, что нечеткая эквивалентность

$$\eta(\tilde{\varphi}) \le \gamma(\tilde{\varphi}).$$

Говорят, что нечеткое отношение $\tilde{\varphi}=(U, \tilde{A})$ на множестве U и нечеткое покрытие $\mathfrak{N}$ множества U нечетко сопряжены, если

$$\sigma(\tilde{\varphi}, \mathfrak{N})= \underset{u_i,u_j,\, i\ne j}{\&} (\mu_A<u_i, u_j> \leftrightarrow \underset{B\in\mathfrak{N}}{\vee} (\mu_B(u_i) \,\&\, \mu_B(u_j))) \ge 0,5,$$

где $\sigma(\tilde{\varphi}, \Re)$ – степень сопряженности. Нечеткое отношение

$$\tilde{\varphi} = (U, \tilde{A})$$

называется отношением нечеткого строгого порядка, если

$$\tau(\tilde{\varphi}) = \beta(\tilde{\varphi})_{ref} \,\&\, \beta(\tilde{\varphi})_{sym} \,\&\, \beta(\tilde{\varphi})_{tr} \geq 0{,}5,$$

где $\tau(\tilde{\varphi})$ – степень строгого порядка. В нашем случае

$$\tau(\tilde{\varphi})=1{,}0 \,\&\, 0{,}5 \,\&\, 0{,}6 = 0{,}5 \geq 0{,}5.$$

Следовательно, $\tilde{\varphi} = (U, \tilde{A})$, отражающее проектную ситуацию РНМ, есть отношение нечеткого строгого порядка. В этом случае говорят, что стадии проектной ситуации РНМ u_i, $u_j \in U$ связаны отношением нечеткого строгого порядка и стадия u_i нечетко предшествует стадии u_j, если

$$\mu_A\langle u_i, u_j\rangle \geq 0{,}5.$$

Например, u_1, $u_3 \in U$ связаны отношением строгого порядка, так как $\mu_A\langle u_i, u_j\rangle = 0{,}8$ и стадия u_1 предшествует проектной стадии u_3. Нечеткое отношение $\tilde{\varphi} = (U, \tilde{A})$ является нечетким совершенным строгим порядком, если

$$\tau_1(\tilde{\varphi}) = \tau(\tilde{\varphi}) \,\&\, \beta(\tilde{\varphi})_{con} = 0{,}5 \,\&\, 0{,}5 = 0{,}5 \geq 0{,}5,$$

где $\tau_1(\tilde{\varphi})$ – степень совершенного строгого порядка.

Множество проектных стадий U называется нечетко линейно упорядоченным по предшествованию (или нечеткой линейной последовательностью) $\tilde{D}(U)$, если любому $u \in U$ присвоим индекс $i \in I$, $I = \{1, 2, \ldots, 7\}$ и любой $u_i \in U$ характеризуется степенью предшествования $\beta(u_i) = \underset{u_j \in U,\ i>j}{\&} \mu_A\langle u_i, u_j\rangle$. Построим нечеткую линейную последовательность $\tilde{D}(U)$ для нечеткого отношения $\tilde{\varphi} = (U, \tilde{A})$ проектной ситуации РНМ. Для этого найдем наименьшую стадию (элемент) $u_i \in U$ (имея в виду, что на U задан нечеткий совершенный строгий порядок $\tau_1(\tilde{\varphi})$), такую, что

$$\varepsilon(u_i) = \underset{u_j \in U,\ i \neq j}{\&} \mu_A\langle u_i, u_j\rangle \geq 0{,}5.$$

Выберем произвольную стадию $v_i \in U$, такую, что v_i – нечетко наименьшая. Если же нет, то в U найдется (в силу нечеткого совершенного порядка) $v_j \neq v_i$, $i = 1,7$, для которого будет выполняться $\mu_A\langle v_j, v_i\rangle \geq 0{,}5$ и $\mu_A\langle v_j, v_i\rangle \geq \mu_A\langle v_i, v_j\rangle$, и, тогда, стадия v_j будет

нечетко предшествовать проектной стадии v_i. В этом случае v_j – нечетко наименьшая стадия. В противном случае найдется $v_k \neq v_j$, что $\mu_A<v_k, v_j> \geq \mu_A<v_j, v_k> \geq 0$ и т.д. В конце концов получим на m-шаге ($m \leq 7$)

$$v_m \tilde{\tau} v_{m-1} \tilde{\tau} v_{m-2}, \ldots, v_2 \tilde{\tau} v_1.$$

Причем для любой пары последующей v_p и предыдущей v_q стадий справедливо

$$\mu_A<v_q, v_p> \geq \mu_A<v_p, v_q>$$

и

$$\mu_A<v_q, v_p> \geq 0{,}5.$$

Применим эту процедуру к нечеткому отношению $\tilde{\varphi} = (U, \tilde{A})$. Получим

$$\varepsilon(u_1)=0{,}5;\ \varepsilon(u_2)=0{,}5;\ \varepsilon(u_3)=0{,}6;\ \varepsilon(u_4)=0{,}5;\ \varepsilon(u_5)=0;\ \varepsilon(u_6)=0;\ \varepsilon(u_7)=0.$$

Так как

$$\mu_A<u_1, u_2> > \mu_A<u_2, u_1>;$$
$$\mu_A<u_1, u_3> > \mu_A<u_3, u_1>;$$
$$\mu_A<u_1, u_4> > \mu_A<u_4, u_1>,$$

то нечеткая наименьшая проектная стадия есть u_1. Присвоим ей номер 1 со степенью предшествования $\beta(u_1) = 0{,}5$. Затем удаляем элемент u_1 из множества U. Тогда $u_1 = \{u_r\}$, $r = \overline{2,7}$. На этом нечетком отношении находим нечетко наименьшую стадию. Для u_1 имеем

$$\varepsilon(u_2)=0{,}5;\ \varepsilon(u_3)=0{,}6;\ \varepsilon(u_4)=0{,}5;\ \varepsilon(u_5)=0;\ \varepsilon(u_6)=0;\ \varepsilon(u_7)=0,$$

так как

$$\mu_A<u_2, u_3> > \mu_A<u_3, u_2>;$$
$$\mu_A<u_2, u_4> > \mu_A<u_4, u_2>.$$

Следовательно, нечетко наименьшая стадия в u_1 есть u_2. Присваиваем ей номер 2 со степенью предшествования $\beta(u_1)=0{,}5$. Удаляем элемент u_2 из множества u_1. Получим $u_3=\{u_r\}$, $r=\overline{3,7}$. Для u_2 имеется

$$\varepsilon(u_3)=0{,}6;\ \varepsilon(u_4)=0{,}5;\ \varepsilon(u_5)=0;\ \varepsilon(u_6)=0{,}5;\ \varepsilon(u_7)=0{,}2.$$

Аналогично проводя исследования для u_3, получим, что наименьшая проектная стадия u_3. Присваиваем ей номер 3 со степенью предшествования $\beta(u_3)=0{,}6$. Последовательно повторяя этот итерационный цикл, найдем нечеткую линейную последовательность

$\tilde{D}(U) = \{<0,5/u_1>; <0,5/u_2>;<0,6/u_3>;<0,5/u_4>;<0,8/u_5>;<1/u_6>;<1/u_7>\}.$

Для $\tilde{D}(U)$ и отношения $\tilde{\varphi}$ можно определить степень нечеткой сопряженности как

$$\sigma(\tilde{\varphi}, \tilde{D}(U)) = \underset{u_i,u_j \in U,\ i<j}{\&} (\mu_{\Lambda}<u_i, u_j> \leftrightarrow \beta(u_i)) = 0,5,$$

так как $\sigma(\tilde{\varphi}, \tilde{D}(U)) \geq 0,5$, то отношение $\tilde{\varphi}$ и $\tilde{D}(U)$ нечетко сопряжены. Нечеткая линейная последовательность проектных ситуаций $\tilde{D}(U)$ устанавливает нечеткий порядок проектирования подсистемы u_i в виде кортежа

$$<u_1, u_2, u_3, u_4, u_5, u_6, u_7>.$$

При получении канонического фактор-множества ♍ было найдено, что

$$\tilde{B}(u_1) \approx \tilde{B}(u_2),\ \tilde{B}(u_2) \approx \tilde{B}(u_3),\ \tilde{B}(u_2) \approx \tilde{B}(u_4),\ \tilde{B}(u_6) \approx \tilde{B}(u_7).$$

Это говорит о том, что ряд проектных ситуаций тесно взаимосвязан и, возможно, находится на одних и тех же уровнях иерархии. Для проверки этой гипотезы воспользуемся теоремой о том, что отношения нечеткого включения $\tilde{f}=(U, \tilde{G})$, где

$$\tilde{G} = \{\mu_G<B(u_i), B(u_j)>/<B(u_i), B(u_j)>\},$$
$$\mu_G<B(u_i), B(u_j)> = \nu(B(u_i), B(u_j)) = \underset{u \in U}{\&} (\mu_{B(ui)}(u) \rightarrow \mu_{B(uj)}(u))$$

есть отношение нечеткого нестрогого порядка *[M5]*. Нечеткий нестрогий порядок $\tilde{f} = (U, \tilde{G})$ связан с нечетким строгим порядком $\tilde{\varphi} = (U, \tilde{G})$ соотношением $(U, \tilde{G} \cup \tilde{\Delta}_u)$, где

$\tilde{\Delta}_u = \{<\mu_{\Delta u}<u, u>/<u, u>>\}$ –

нечеткая диагональ множества U с $\mu_{\Delta u}<u, u> \geq 0,5$. Определим степень включения проектной стадии $\tilde{B}(u_i)$ в проектную стадию $B(u_j)$ с учетом нечеткой линейной последовательности $\tilde{D}(U)$. Тогда

$\nu(\tilde{B}(u_i),\tilde{B}(u_j))=$

	$B(u_1)$	$B(u_2)$	$B(u_3)$	$B(u_4)$	$B(u_5)$	$B(u_6)$	$B(u_7)$
$B(u_1)$	0	0,5	0,6	0,5	0,3	0	0
$B(u_2)$	0	0	0,6	0,5	0,2	0	0
$B(u_3)$	0	0	0	0,5	0,5	0,2	0,2
$B(u_4)$	0	0	0	0	0	0,5	0,2
$B(u_5)$	0	0	0	0	0	0,5	0,2
$B(u_6)$	0	0	0	0	0	0	0,5
$B(u_7)$	0	0	0	0	0	0	0

Тогда отношение нечеткого включения $\tilde{f} = (U, \tilde{G})$ будет определяться нечетким включением $\tilde{B}(u_i) \subseteq \tilde{B}(u_j)$, $i < j$, т.е.

$$\nu(\tilde{B}(u_i),\tilde{B}(u_j)) \geq 0{,}5.$$

Здесь

$\tilde{G}=$

	$B(u_1)$	$B(u_2)$	$B(u_3)$	$B(u_4)$	$B(u_5)$	$B(u_6)$	$B(u_7)$
$B(u_1)$	0	0,5	0,6	0,5	0	0	0
$B(u_2)$	0	0	0,6	0,5	0	0	0
$B(u_3)$	0	0	0	0,5	0,5	0	0
$B(u_4)$	0	0	0	0	0	0,5	0
$B(u_5)$	0	0	0	0	0	0,5	0
$B(u_6)$	0	0	0	0	0	0	0,5
$B(u_7)$	0	0	0	0	0	0	0

Нечеткий граф $\tilde{G}_f$, соответствующий отношению нечеткого включения $\tilde{f} = (U, \tilde{G})$, приведен на рис. *2.27*. Построим диаграмму Хассе $H(\tilde{G}_f)$. Для этого в графе $\tilde{G}_f$ убираются транзитивно замыкающие дуги

$$\langle B(u_1), B(u_3)\rangle; \langle B(u_1), B(u_4)\rangle; \langle B(u_2), B(u_4)\rangle.$$

Диаграмма Хассе $H(\tilde{G}_f)$ представляет собой нечеткую иерархическую структуру проектной ситуации РНМ. Она состоит из шести уровней иерархии, причем на первом уровне иерархии находится только вершина u_7, из которой не выходит ни одна дуга. На следующем уровне иерархии находится вершина u_6, из которой выходит дуга, инцидентная только вершине u_7. На третьем уровне – вершины u_4 и u_5, из которых выходят дуги, инцидентные вершинам, расположенным на верхних уровнях, и т.д. Таким образом, нечеткая иерархическая структура проектной ситуации РНМ устанавливает нечеткий порядок проектирования подсистем в виде кортежа

$$\langle (u_1);\ (u_2);\ (u_3);\ (u_4, u_5);\ \ (u_6);\ (u_7)\rangle.$$

Анализ нечеткого графа $\tilde{G}_f$ позволяет сделать следующие выводы. При интегрированной параллельной технологии проектирования РНМ после создания БД команда специалистов может одновременно работать над проблемами "генерация геологических моделей" u_2; "выделение ЭО" u_3; "выбор МВ" u_4. После выделения ЭО интегрированная команда специалистов может одновременно сосредоточить усилия над "выбором МВ" u_4 и "обоснованием системы размещения скважин, способов добычи жидкости и схемы обустройства залежи" u_5. Стадия "определение динамики разработки" u_6 возможна только после завершения этапов u_4 и u_5. Этап "выбор варианта разработки" u_7 является завершающим в проектировании РНМ и занимает первый уровень в нечеткой структуре проектирования РНМ.

Для процесса проектирования разработки морских месторождений (РММ) следует учесть ряд особенностей. Во-первых, в отличие от месторождений нефти и газа на суше, где основные капиталовложения связаны с бурением и освоением скважин, на морских месторождениях огромные капитальные инвестиции связаны не только с "бурением и

заканчиванием горизонтальных скважин" u_9, но и со "строительством и размещением морских платформ для бурения и эксплуатации скважин" u_8 и "созданием сложной инфраструктуры сбора, подготовки и транспорта жидкости" u_{10}. Во-вторых, в подавляющем большинстве случаев, морские залежи эксплуатируют на естественных режимах и заводнении. Поэтому стадия "выбор МВ" u_4 не является актуальной для РММ. Опуская промежуточные выкладки, можно представить нечеткий граф $\tilde{G}_f$ и диаграмму Хассе $H(\tilde{G}_f)$ для проектирования РММ в виде, показанном на рис. *2.28*.

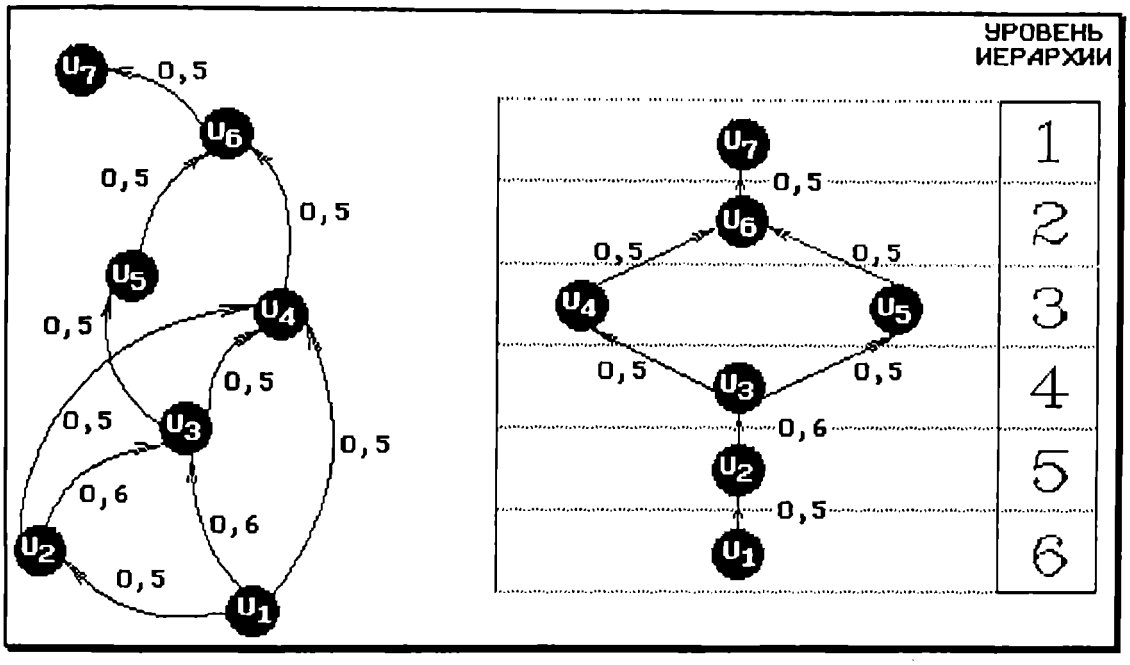


Рис. 2.27. Нечеткий граф $\tilde{G}_f$, соответствующий отношению нечеткого включения $\tilde{f} = (U, \tilde{G})$, и диаграмма Хассе графа $H(\tilde{G}_f)$

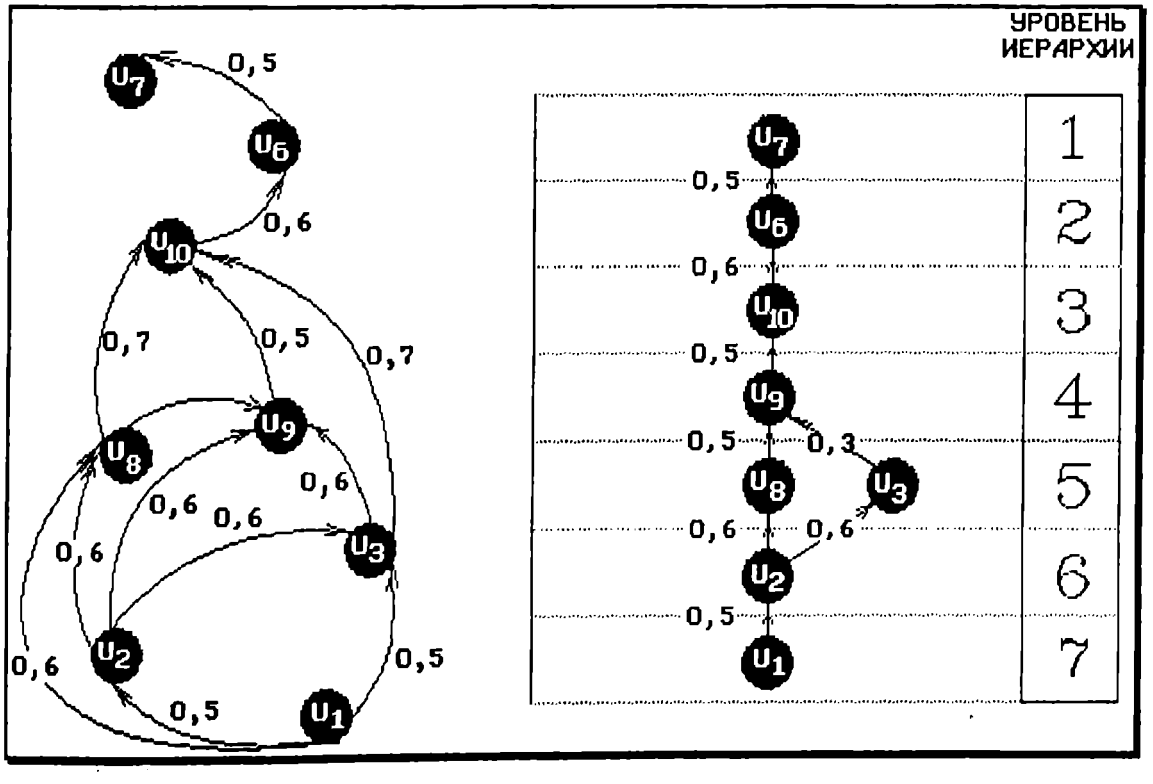


Рис. 2.28. Нечеткий граф $\tilde{G}_f$ и диаграмма Хассе графа $H(\tilde{G}_f)$ для разработки морских месторождений

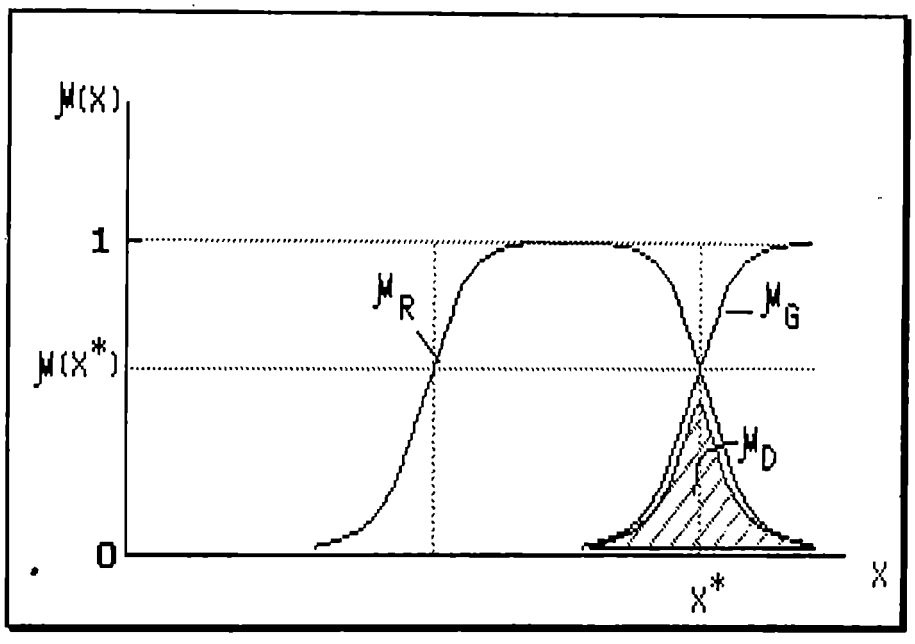


Рис.2.29. Функции принадлежности нечетких целей (μ_G), ограничения (μ_R) и решения (μ_D) и рациональный вариант разработки (x*)

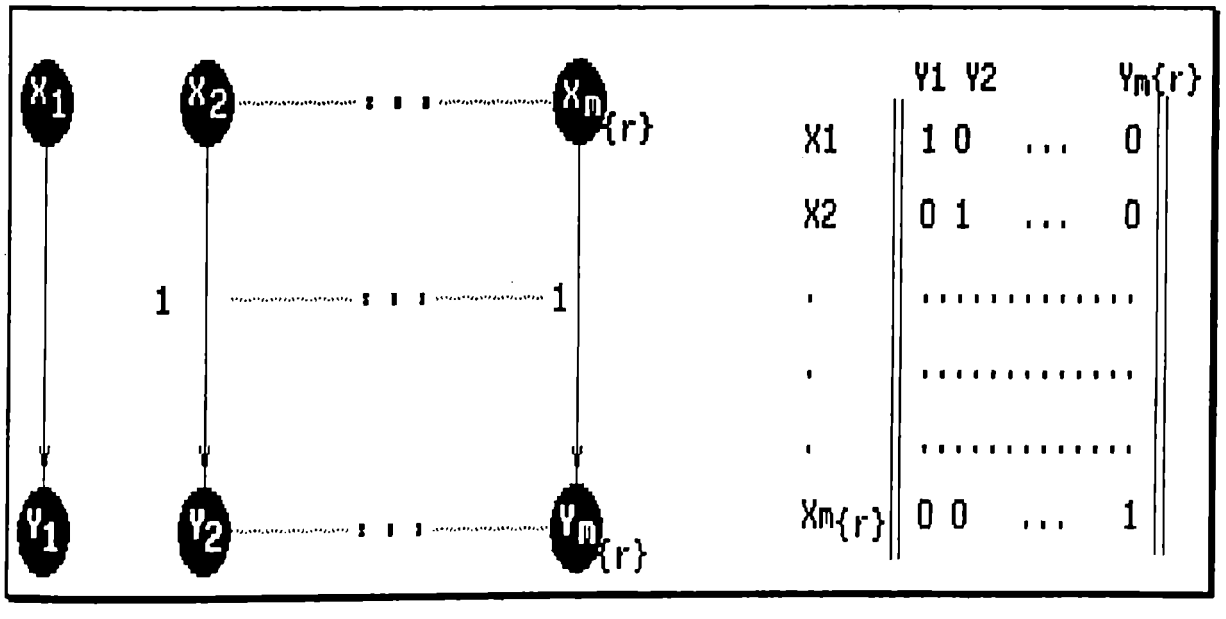


Рис. 2.30. Матрица M_S и соответствующий ей ориентированный граф четкого соответствия S = {X, Y, F } между множествами X начальных проектных ситуаций и Y конечных проектных решений

Формирование множества исходных типовых проектных ситуаций РНМ в нечетких условиях

Нечеткие множества, введенные в 1965 г. Лотфи Заде (L.A.Zadeh), можно использовать не только для построения нечеткой иерархической системы проектирования РНМ, выбора МВ, выделения ЭО и других основных задач РНМ, но и для принятия решения в нечетких условиях. Под нечеткими условиями понимается то, что цели и ограничения в РНМ не являются точками, а представлены нечеткими категориями. Это соответствует существующей практике, когда ЛПР или группа ЛПР, которая хорошо представляет себе предметную область РНМ с ее характерными нечеткими, приблизительными данными о строении пластов, свойствах жидкостей, принимает решения по РНМ и достигает при этом совокупности нечетко сформулированных целей. Следует отметить, что неточность, неопределенность, "размытость" является специфической чертой всех процессов принятия решения, а не только в РНМ. Принятие решений по РНМ в нечетких условиях кардинально отличается от традиционной, логической схемы принятия решения *[З6, Н3, П7]*. В классической схеме принятия решения определяется множество вариантов разработки, множество ограничений (параметрических, функциональных) и критерии выбора (целевые функции или цели). В нечетких условиях возможные варианты разработки НМ ищутся как пересечение множества нечетких целей и нечетких ограничений. Таким образом, логическая схема принятия решения здесь совершенно иной природы, чем в классическом подходе. Кроме того, в нечетких условиях различие между нечеткими целями и нечеткими ограничениями исчезает. Из множества возможных вариантов разработки НМ в качестве рационального выбирается такое, для которого функция принадлежности пересечению множеств нечетких целей и нечетких ограничений принимает максимальное значение.

В основе выбора проектного решения на каждом иерархическом уровне проектной ситуации РНМ лежат три основных понятия – нечеткая цель, нечеткое ограничение и нечеткое решение. Для каждого иерархического уровня характерен свой набор этих трех составляющих, причем полученное нечеткое решение может делегироваться на следующий уровень нечеткой иерархии в виде нечеткого ограничения. В данной работе делается различие между нечеткой структуризацией проектной ситуации РНМ (см. предыдущий раздел) и проектных условий в отличие от работ *[З6, Н3, П7]*, где совмещение этих понятий иногда приводит к путанице. Нечеткая структуризация проектной ситуации РНМ направлена на выявление стадий, последовательности проектирования и взаимосвязи между различными стадиями. В то же время нечеткая структуризация проектных условий на каждой стадии проектирования и в целом для задачи составления проектных решений РНМ служит задаче определения вектора переменных проектирования P = $\{P_i\}$, i = $\overline{1,I}$; вектора глобальных переменных q = $\{q_j\}$, j = $\overline{1,J}$ (в сложных задачах может решаться и промежуточная задача: выделение вектора классов переменных t = $\{t_k\}$, k = $\overline{1,K}$); вектора нечетких

ограничений $r = \{r_l\}$, $l = \overline{1,L}$; вектора нечетких целей $g = \{g_m\}$, $m = \overline{1,M}$.

Под нечеткой структурой проектных условий понимают совокупность параметров, глобальных ограничений и нечетких целевых функций, описывающих проектную ситуацию вокруг отдельной стадии проекта либо проекта разработки залежи в целом. Тогда задача нечеткого системного проектирования разбивается на два этапа. Первый этап – поиск нечетких решений на локальных уровнях (стадиях) иерархии проектирования соответственно с шестого по второй уровень (см. рис. *2.27*). Второй этап – нахождение глобального нечеткого решения на высшем, первом уровне иерархии, т.е. определение рационального варианта разработки НМ. На каждом этапе решение задачи нечеткого системного проектирования (так же как и многокритериального системного проектирования *[36]*) предусматривает выполнение следующих трех операций: определение допустимого множества вариантов нечетких проектных альтернатив; определение парето-оптимального множества нечетких проектных альтернатив (см. рис. *2.19*); выбор рационального нечеткого решения (или варианта разработки). Для простоты рассмотрим случай выбора нечеткого решения из множества вариантов относительно одной заданной цели g, в пространстве одного выходного параметра y. Множество альтернативных вариантов разработки задано в $y = \{y_i\}$, $i = 1, I$, где I – общее количество альтернатив. Тогда нечеткая цель $\tilde{g}$ может быть задана нечетким множеством $\tilde{G}$ в Y

$$\tilde{g}=\{<\mu_G(y)/y>\},\ y\in Y,$$

где $\mu_G(y)$ – функция принадлежности нечеткой цели $\tilde{g}$. Аналогично нечеткое ограничение (дополнительное условие) $\tilde{r}$ в однопараметрическом пространстве альтернативных вариантов Y может быть также задано как нечеткое множество $\tilde{R}$ в Y с функцией принадлежности $<\mu_R(y)/y>$ как

$$\tilde{r}=\{<\mu_R(y)/y>\},\ y\in Y.$$

Очевидными достоинствами нечеткого подхода к принятию решения в РНМ являются следующие. Во-первых, цели и ограничения являются нечеткими множествами в одном и том же пространстве вариантов разработки в отличие от традиционной схемы принятия решения, где они находятся, по существу, в двух разных пространствах (ограничения являются классическими множествами в пространстве альтернатив, а цели – множествами в множестве упорядоченных предпочтений). Во-вторых, применение функций принадлежности позволяет перевести задачу выбора рационального варианта разработки из размерного пространства в безразмерное. Это особенно важно, когда

принятие проектных решений производится в многомерном пространстве параметров. Введем теперь понятие нечеткого решения. Нечетким решением в пространстве альтернативных вариантов разработки называется нечеткое множество $\tilde{D}$, которое образуется как пересечение нечетких множеств цели $\tilde{G}$ и ограничения $\tilde{R}$: $\tilde{D} = \tilde{G} \cap \tilde{R}$

$$\tilde{D} = \tilde{G} \cap \tilde{R} = \{<\mu_{G \cap R}(y)/y>\}, \quad y \in Y,$$

где $\mu_{G \cap R}(y) = \mu_G(y)$ & $\mu_R(y)$.

Таким образом, результат проектирования, т.е. рациональные варианты разработки, будет представлять собой значения y в выделенной области, которая ограничена сверху линией пересечения функций принадлежностей нечетких целей и ограничений $\mu_G(y)$ & $\mu_R(y)$ (см. рис. *2.29*). В частности, в качестве рекомендуемого рационального варианта разработки может быть взята точка y^*, при которой достигается максимум$\mu_D(y)$, т.е.

$$\mu_D(y^*) = \max(\mu_G(y) \ \& \ \mu_R(y)).$$

Для РНМ более характерна ситуация со многими целями $G = \{G_j\}$, $j = \overline{1,J}$ и ограничениями $R = \{R_k\}$, $k = \overline{1,K}$, заданными в многопараметрическом пространстве $Y = \{y_i\}$, i=1, I. В этом случае рациональный вариант разработки ищется как

$$D = \prod_{i=1}^{I} \left(\prod_{p} G_p^i \prod_{q} R_q^i \right), \quad i = \overline{1,I}, \ p \le j, \ q \le k,$$

для которого $\mu_D(y^*) = \max\limits_{i \in I}(\mu^i{}_G(y) \ \& \ \mu^i{}_R(y))$. В РНМ может встречаться ситуация, когда нечеткие цели и нечеткие ограничения находятся в разных пространствах. Например, пусть $y_{i+1} = f(y_i)$ и нечеткие цели $G = \{G_j\}$, $j = \overline{1,J}$ заданы в x_{i+1} и нечеткие ограничения $R = \{R_k\}$, $k = \overline{1,K}$ – в y_i. Тогда справедливо соотношение *[b8]*

$$\mu_G(y_i) = \mu_G(f(y_i)).$$

Тогда

$$D = \tilde{G} \cap \tilde{R} = \{<\mu_{G \cap R}(y_i)/y_i>\},$$

где $\mu_{G \cap R}(y_i) = \mu_G(f(y_i)$ & $\mu_R(y_i))$.

Количество альтернатив разработки, которые рассматриваются на стадии u_7 – "выбор варианта РНМ", зависит от геолого-физических свойств залежи, ее строения и целей разработки. Множество параметров проектирования, которые описывают систему разработки нефтяной залежи, назовем состоянием СР в момент времени t (при $t_0 = 0$ – начальном состоянии СР). Для разработки определения рационального варианта установим соответствие между начальным состоянием или начальными проектными ситуациями – x_i СР и множеством выходных проектных альтернатив разработки – z_i, т.е. сформулируем своего рода "решающую таблицу". Таким образом, существует соответствие между $X = \{x_i\}$ – множеством начальных проектных ситуаций и $Z=\{z_i\}$ – множеством конечных проектных решений $i = \overline{1,m}_{\{r\}}$, которое записывается в виде четкого соответствия $S = \{X, Y, F\}$, т.е. X – область отправления, Y – область прибытия, а F – график четкого соответствия. Область отправления X определена на множестве глобальных переменных проектирования $r = \overline{1,l}$, где l – количество глобальных переменных. Область прибытия Y характеризуется множеством выходных параметров $r = \overline{1,j}$, где j – количество глобальных выходных параметров, которые характеризуют степень достижения поставленных целей (их еще называют критериями выбора *[36, 72]*). Четкое соответствие $S = \{X, Y, F\}$ может быть задано в виде матрицы инциденций $M_S = \{m_{pq}\}$, у которой диагональные элементы $m_{pp} = 1$, а $m_{pq} = 0$, для $\forall p,q$, $p \neq q$ (см.рис. *2.30*). Пусть количество исходных параметров проектирования равно r, а q_i – число возможных значений параметра i ($i = \overline{1,r}$). Тогда количество возможных альтернатив разработке

$$\{m_r\} \le \prod_{i=1}^{r} q_i$$

Обычно под параметрами проектирования понимают глобальные переменные проектирования основных стадий (или подсистем) *[36]*: R_1 – ЭО разработки НМ; R_2 – метод разработки ЭО; R_3 – система размещения скважин со своей ПСС на ЭО; R_4 – темп и последовательность разбуривания скважин (или общий метраж проходки) на ЭО; R_5 – темп нагнетания рабочего агента на 1 м нефтенасыщенной толщины для ЭО; R_6 – темп добычи нефти на ЭО; R_7 – способ добычи жидкости на ЭО; R_8 – система обустройства ЭО. Так как параметры R_2–R_8 определяются в основном для ЭО, то предыдущая формула будет иметь вид

$$\{m_r\} \le \prod_{i=1}^{q_2} \left(\prod_{j=2}^{r} q_j \right).$$

Оценка количества возможных альтернатив СР представляется весьма неоднозначной задачей. Так, количество пластов для НМ варьирует от 1

до 50 со средним значением 10–12. Теоретически возможное сочетание n-пластов в N-ЭО будет определяться как $(^{N+n-1}_{n})$ для N = 10 и n = 10, возможное количество ЭО равно $(\frac{19}{10}) = \frac{19!}{9!10!}$. Таким образом, с чисто математической точки зрения изучение теоретически возможных ЭО представляет сложную, трудоемкую процедуру, которая может потребовать значительного машинного времени. Поэтому практическое решение задачи выделения ЭО ищется экспертным образом в нечеткой постановке. Опыт разработки НМ показывает, что предельное количество ЭО на нефтяной залежи составляет 2–3 ЭО даже в случае высокой неоднородности и несхожести пластов между собой (q_1 = 4). Это объясняется высокой капиталоемкостью, сложностью технологических проблем размещения скважин, систем сбора и подготовки и т.д.

Кроме основных естественных режимов – упруговодо-напорного, растворенного газа и газовой шапки, а также заводнения, существует около 20 МВ *[Е4]*. Из них в широких промышленных масштабах используются пять МВ: нагнетание пара, CO_2, азота, углеводородных газов и полимера. Таким образом, существует по крайней мере девять широко применяемых методов разработки (q_1 = 9), возможность использования которых с чисто теоретических позиций должна найти отражение в проектных решениях по залежи нефти. Широко используются следующие системы размещения скважин в РНМ: рядные (одно- и трехрядные), площадные (пяти-, семи- и девятиточечные), внутриконтурная. Для каждой системы размещения скважин теоретически надо рассмотреть различные варианты ПСС. Промышленная ПСС при РНМ варьирует в широких пределах от 0,5 до 150 га/скв. Наиболее характерен интервал ПСС от 5 до 60 га/скв. Если рассмотреть различные варианты ПСС от 5 до 60 га/скв. с шагом 5 га/скв. для одной системы размещения скважин, то их количество составит 12. Таким образом, q_3 = 6 ××12 = 72.

Темп и последовательность разбуривания скважин на ЭО – R_4 зависят от возможностей фирмы-оператора, размеров залежи, климатических условий и т.д. Поэтому эти величины также сильно варьируют. Если взять за единицу измерения общий метраж проходки в год на ЭО, то она может изменяться от нескольких тысяч до нескольких сот тысяч метров. С учетом того, что в последнее время возросло количество средних и небольших ЭО, можно полагать, что характерные значения общего метража проходки лежат в пределах 10 000–100 000 м/год на один ЭО. Если рассматривать вариант общего метража проходки с шагом 10 000 м/год, то общее количество вариантов может составить q_4= 10.

Темп нагнетания рабочих агентов – воды, воздуха, химических реагентов (R_5) – сильно изменяется в зависимости от геологии объекта разработки, особенностей рабочего агента. Для наиболее распространенного вида воздействия – заводнения – приемистость скважин по воде варьирует в широких пределах – от 0,1 до 100 $м^3$/сут на 1 м эффективной толщины. Характерный интервал – от 5 до 50

$м^3$/сут на 1 м толщины. Если задаться шагом 5 $м^3$ /сут на 1 м толщины, то количество вариантов с различным темпом нагнетания воды может составить $q_5 = 10$.

Темп добычи нефти на ЭО (R_6) характеризует динамику разработки ЭО и часто используется для сравнительного анализа вариантов разработки ЭО. Он выражается или в долях единицы, или в % от начальных извлекаемых запасов нефти. Темп добычи нефти обычно изменяется в пределах от 2 до 15%. Характерные значения R_6 лежат в пределах 4–8%. Поэтому q_6 можно принять равным 5, если варьировать R_6 с шагом 1% в характерном интервале изменения значений.

Количество способов добычи жидкости (R_7), используемых в промышленной добыче, весьма широко (см. главу 3). Из них наиболее широко применяются ЭЦН, ШГН и газлифт. Таким образом, количество вариантов по способу добычи жидкости по крайней мере $q_7 \geq 3$.

На стадии составления технологической схемы и проекта РНМ система обустройства ЭО (R_8) рассматривается только в первом приближении. Более детальное освещение этот вопрос находит в проекте обустройства РНМ. Но общие решения по системе сбора, подготовке и транспорту нефти, газа и воды должны быть отражены. Обычно количество вариантов $q_8 = 1$. Окончательно количество альтернатив разработки в пределах характерных интервалов изменения проектных параметров (с дискретным шагом) равно

$$m\{r_{all}\} \leq \prod_{i=1}^{4}\left(\prod_{j=2}^{7} q_j\right) = 2288000 \leq 3 \cdot 10^6.$$

Таким образом, количество различных альтернативных вариантов СР для средней нефтяной залежи с применением промышленных МВ, широко распространенных и апробированных систем размещения с различной ПСС (в характерном для РНМ интервале изменения), определенными темпами разбуривания и нагнетания рабочих агентов, широко используемыми способами добычи жидкости составляет по крайней мере $3 \cdot 10^6$.

Определив таким образом множество исходных дискретных параметров (или переменных) проектирования, можно установить четкое соответствие между множеством исходных параметров проектирования R и множеством исходных проектных ситуаций X в виде $S_1 = \{R, X, F_1\}$. Множество $R = \{r_{ij}\}$ является областью отправления, множество $X = \{x_l\}$ – областью прибытия, а F_1 – графиком четкого соответствия. Четкое соответствие $S_1 = \{R, X, F_1\}$ можно задать в виде матрицы инциденций M_S, у которой строки являются элементами $r_{ij} \in R$, где $i = 1,r$ ($r = 8$ – количество параметров или переменных проектирования), $j = \overline{1,q_r}$ (q_r – количество дискретных значений для каждого i-параметра проектирования). Столбцы матрицы M_S являются исходными проектными ситуациями – x_l, $l = \overline{1,m_{\{r\ all\}}}$. На пересечении столбца x_l со строками для каждого исходного параметра проектирования R_i хотя бы один $m_{i_j l} = 1$, а остальные $m_{i_k l} = 0$, $j \neq k$. Матрица инциденций M_{S1} и

соответствующий граф представлены на рис. *2.31*. Если компьютерная революция будет развиваться и далее такими же темпами, как в 80-е и 90-е годы, то возможно, что чисто механистический путь получения вариантов разработки и выбор рационального варианта разработки по описанной выше нечеткой процедуре найдет свое применение. Однако существующие компьютерные возможности и математические модели принятия решений не позволяют оценить такое огромное количество ВР и выбрать из них рациональный вариант разработки (РВР) за обозримый промежуток времени, отведенный для этапа проектирования (до 0,5–1 года).

Один из возможных путей – локальная оптимизация проектных решений, полученный традиционным путем, приводящий к существенному сокращению вариантов разработки на уровне стадий проектирования, рассмотрен в работе *[36]*. Другой путь основан на использовании теорем нечетких множеств для описания сложившегося экспертного подхода инженеров-нефтяников к построению проектных решений по РНМ и выбору рационального варианта разработки (РВР). На каждой стадии прогнозирования эксперт (или группа экспертов) относит каждое проектное решение к одному из устойчивых классов или групп стандартных, типовых решений. Например, эксперт-нефтяник безошибочно подразделяет варианты темпа обычно на три класса: "низкий", "средний" и "высокий". Но, как было показано выше, такие нечеткие, "размытые" категорийные понятия легко описываются с помощью лингвистических переменных. Поэтому для каждой проектной стадии можно создать базу нечетких типовых проектных ситуаций. Частную исходную ситуацию на новой стадии проектирования можно без труда сравнить с имеющимися в базе нечеткими типовыми ситуациями и определить наиболее близкую из них к полученной частной ситуации. В этом случае можно поставить вопрос о решении задачи локальной оптимизации (т.е. задачи поиска парето-оптимальных решений на каждой стадии проекта), только уже не в четкой, традиционной форме *[36]*, а в нечетком виде. Все возможные исходные проектные ситуации на каждой стадии проектирования можно свести к типовым проектным ситуациям. Пусть имеются $R = \{R_i\}$, $i = 1,r$ ($r = 8$) параметров проектирования, которые задают множество проектных ситуаций X. Таким образом, устанавливается своего рода четкое соответствие между множествами R_t (областью отправления в виде параметров проектирования) и X_t (областью прибытия), т.е. типовыми проектными ситуациями. Это четкое соответствие можно записать как $S_t = (R_t, X_t, F_t)$, где F_t – четкий график четкого соответствия. С точки зрения теоретико-множественного подхода к заданию t для получения четкого соответствия достаточно задать матрицу M_{St}. Строками матрицы M_{St} будут являться типовые параметры проектирования r_{ij}, $i = 1,8$; $j = \overline{1,q}_{r(i)}$, а столбцами – типовые проектные ситуации x_k, $k = 1, m\{r_t\}$. Матрица M_{St} построена таким образом, что для любого столбца x_k в каждом параметре проектирования R_i один

$$m_{i,k} = 1,$$

а остальные $m_{i,k} = 0$, где $j,1 = \overline{1,q_{r(i)}}$, $j \neq 1$.

Матрица M_{St} и соответствующий ей ориентированный граф с множеством вершин $R \cup X$, каждая дуга $<r_{ij}, x_k>$ которого определяется значением 1 или 0, приведены на рис. *2.32*. Дуги со значением, равным 0, на рисунке опущены. Опишем параметры проектирования в виде соответствующих лингвистических переменных, которые в упрощенной форме представляются как тройка $<R_i, T_i, Z_i>$, где R_i – название (или параметры) проектирования лингвистической переменной; $T_i = \{T_{i1}, T_{i2},..., T_{ik}\}$ (где k – количество термов параметра r_i) – терм-множество значений лингвистической переменной R_i; Z_i – область определения (или базовое множество) R_i. Термы T_{ij}, $j = \overline{1,k_i}$ описываются как нечеткие переменные $<T_{ij}, Z_i, \tilde{A}_{ij}>$, где $\tilde{A}_{ij}$ – нечеткое множество терма T_{ij} в базовом множестве Z_i

$$\tilde{A}_{ij} = \{<\mu_{Aij}(z)/z>\}, \qquad z \in z_i.$$

Например, $<R_1, T_1, Z_1>$, где R_1 = "эксплуатационный объект", T_1= {"простой", "сложный", "очень сложный"}, т.е. $q_{1t} = 3$; Z_1={1, 2, 3,..., 12} – базовое множество, представляющее собой количество пластов в нефтяной залежи. Вид функции принадлежности $\mu_{Aij}(z)$, $j = 1, q_{1t}$ представлен на рис. *2.33*.

$<R_2, T_2, Z_2>$, где R_2 = "метод разработки ЭО", T_2 = ={"естественный режим", "метод активного воздействия", "комбинированный"}, т.е. $q_{2t} = 3$; Z_2 = {"режим газовой шапки", "гравитационный режим", "режим растворенного газа", "упругий режим", "упруговодонапорный режим", "водонапорный режим", "заводнение", "полимерное заводнение",..., "внутрипластовое горение"} (см. главу 3). T_2^3 = "комбинированный" = $T_2^1 \cap T_2^2$, или $T_2^3 = T_2^{2i} \cap T_2^{2j}$, или $T_2^3 = T_2^1 \cap T_2^{1i} \cap T_2^{2j}$.

$<R_3, T_3, Z_3>$, $R_3 = R_3' \cap R_3''$, где R_3' = "системы размещения скважин на ЭО", R_3' = {"средняя плотность сетки скважин на ЭО"},

$T_3 = T_3' \cap T_3''$; T_3' = {"площадные", "рядные", "комбинированные"}, т.е. $q_{3t}' = 3$, T_3'' = {"редкие", "средние", "плотные"} *[И6]*, т.е. $q_{3t}'' = 3$; $Z_3 = Z_3' \cap Z_3''$; Z_3' = {"пятиточечная", "семиточечная", "девятиточечная", "однорядная", "трехрядная", "пятирядная", "законтурная", "приконтурная", "квадратно-блочная"}, следовательно, $q_{3t} = 9$; Z_3'' = {0, 5, 10, 15,...,100} в га/скв. Терм-множество T_3'' лингвистической переменной <"средняя плотность сетки скважин", T_3'', Z_3''> описывается нечеткими множествами $\tilde{A}_{3j}'' = \{<\mu_{Aij}''(z)/z>\}$, $z \in z_3$, $j = 3$, представленными функциями принадлежности в виде, показанном на рис. *2.34*.

$<R_4, T_4, Z_4>$, где R_4 = "темп разбуривания ЭО", T_4= ={"низкий", "средний", "высокий"},, т.е. $q_{4t} = 3$; Z_4 = {0, 5, 10, ..., 100} в тыс.т/год. Функции принадлежности нечеткому множеству $\tilde{A}_{4j} = \{<\mu_{A4j}(z)/z>$

}, $z \in z_4$, $j = \overline{1,3}$, описывающему терм-множество T_4 приведены на рис. *2.35*.

$<R_5, T_5, Z_5>$, где R_5 = "темп нагнетания агента в ЭО", T_5 = ={"низкий", "средний", "высокий"}, следовательно, $q_{4t} = 3$; Z_5 = ={0, 10, 20,...,50} в $м^3/сут$ на 1 м эффективной нефтенасыщенной толщины для жидких рабочих агентов и Z_5={0,1000,2000,...,10000} тыс.$м^3/сут$ на 1 м эффективной нефтенасыщенной толщины для газовых рабочих агентов. Вид функции принадлежности нечеткому множеству $\tilde{A}_{5j}=\{<\mu_{A5j}(z)/z>\}$, $z \in z_5$, $j = \overline{1,3}$, описывающему терм-множество T_5, показан на рис. *2.36*.

$<R_6, T_6, Z_6>$, где R_6 = "темп добычи нефти на ЭО", T_6 = ={"низкий", "средний", "высокий"}, т.е. $q_{6t} = 3$; Z_6 = {0, 1, 2, ..., 15} в % извлекаемых запасов нефти на ЭО. Функции принадлежности нечеткому множеству $\tilde{A}_{6j} = \{<\mu_{A6j}(z)/z>\}$, $z \in z_6$, $j = 1, q_{6t}$, характеризующему терм-множество T_6, представлены на рис. *2.37*.

$<R_7, T_7, Z_7>$, где R_7 = "способ добычи жидкости", T_7 = ={"фонтанный", "механизированный"}, т.е. $q_{6t} = 3$, в необходимых случаях при составлении полного проекта разработки терм "механизированный" может быть детализирован и включать термы "ШГН", "ЭЦН", "газлифт" и др.; Z_7 = {0, 1, 2, ..., 15} в единицах отношения $P_{уст}/P_{атм}$, где $P_{уст}$ – давление на устье скважины в случае естественного притока жидкости (в МПа) и $P_{атм}$ = 0,1МПа. Функции принадлежности нечеткому множеству

$\tilde{A}_{7j}=\{<\mu_{A7j}(z)/z>\}$, $z \in z_7$, $j = \overline{1,2}$

для описания терм-множества T_7 имеют вид, показанный на рис.*2.38*.

Так же как и ранее, положим, что R_8 –"система обустройства ЭО" представлена одним вариантом (т.е. $q_{6t} = 1$), который описывает системы сбора, подготовки воды, нефти и газа только в общих чертах. Тогда множество возможных вариантов разработки будет определяться ограниченным набором типовых проектных ситуаций на каждой стадии (подсистеме) проектирования, иначе говоря, типовыми проектными ситуациями (ТПС). Типовая проектная ситуация разработки НМ может быть задана как {R_1 –"простой ЭО"; R_2 –"метод активного воздействия на ЭО"; R_3 –"рядная СРС с редкой ПСС на ЭО"; R_4 –"средний темп разбуривания ЭО"; R_5 – "высокий темп нагнетания агента в ЭО"; R_6 – "средний темп добычи нефти на ЭО"; R_7 –"механизированный способ обустройства ЭО"; R_8 – "типовая схема обустройства ЭО"}. Нечеткая проектная ситуация РНМ соответственно задается как

$$\tilde{X} = \{<\mu_X(R_i)/R_i>\},\ R_i \in R,$$

где $\mu_X(R_i) = \{<\mu_{X(Ri)}(T_{ij})/T_{ij}>\}$, $i = \overline{1,8}$, $j = \overline{1,q_{it}}$, т.е. представляет собой нечеткое множество второго уровня *[с4]*. Например, нечеткая типовая проектная ситуация РНМ может быть описана как

{<< 0,8/"простой">; <0,5/"сложный">;<0,0/"очень сложный">/R_1 >;
<<0,2/"естественный режим">;<0,9/"метод активного воздействия">;

<0,3/"комбинированный">/R_2>;
<<0,5/"площадная">; <0,7/"рядная">; <0,1/"комбинированная">/R_3'>;
<<0,6/"редкая">; <0,4/"средняя">; <0,2/"плотная">/R_3''>;
<<0,0/"низкий">; <0,8/"средний">; <0,4/"высокий">/R_4>;
<<0,0/"низкий">; <0,2/"средний">; <0,8/"высокий">/R_5>;
<<0,2/"низкий">; <0,6/"средний">; <0,0/"высокий">/R_6>;
<<0,9/"механизированный">; <0,0/"фонтанный">/R_7>;
<<1,0/"типовая схема обустройства">/R_8>}.

Таким образом, имея любую исходную проектную ситуацию, ее можно идентифицировать с одной из нечетких типовых проектных ситуаций по максимальной степени включения. Например, пусть имеются некоторые ситуации $\tilde{X}_i=\{<\mu_{Xi}(R)/R>\}$ и $\tilde{X}_j = \{<\mu_{Xj}(R)/R>\}$. Тогда степень включения $\tau(\tilde{X}_i, \tilde{X}_j)$ ситуации $\tilde{X}_i$ в ситуацию $\tilde{X}_j$ определяется как

$$\tau(\tilde{X}_i, \tilde{X}_j) = \underset{r\in R}{\&} (\mu_{Xi}(R) \to \mu_{Xj}(R)).$$

Если $\tau(\tilde{X}_i, \tilde{X}_j) \geq 0{,}5$, то говорят, что проектная ситуация $\tilde{X}_i$ нечетко включена в нечеткую проектную ситуацию $\tilde{X}_j$. Другой путь, более короткий, но и более сложный, – установление нечеткой иерархии (с помощью диаграммы Хассе) на множестве нечетких типовых ситуаций, так как по теории, доказанной в *[k1, M5]*, отношение нечеткого включения есть отношение нечеткого нестрогого порядка. В этом случае поиск наиболее близкой нечеткой исходной проектной ситуации для любой входной ситуации ведется с верхнего иерархического уровня по нижний. Количество вариантов разработки в данной постановке определяется величиной

$$m_{\{rt\}} = \prod_{i=1}^{r} q_{it} = 3\cdot3\cdot9\cdot3\cdot3\cdot3\cdot2\cdot1 = 2\cdot3^7 = 4374\approx4{,}0\cdot10^3,$$

которая на 3 порядка меньше количества вариантов для характерных интервалов изменения параметров с дискретным шагом.

Набору идеализированных или типовых исходных параметров проектирования $R = \{r_{ij}\}$ соответствует множество исходных типовых проектных ситуаций $x_t = \{x_k\}$, $k = 1, q_{rt}$ и множество типовых проектных решений $y_t = \{y_k\}$, $k = 1, q_{rt}$. Типовые проектные решения y_t определены на множестве выходных типовых глобальных параметров, т.е. целей и ограничений. Таким образом, любое проектное решение (или вариант РНМ) можно свести к типовым проектным решениям РНМ. Пусть имеется $P = \{P_i\}$, $i = 1, p$ ($p = 5$) основных целей проектирования РНМ, для которых определены окончательные проектные решения (или варианты разработки). И пусть имеется $Q = \{Q_i\}$, $i = 1, p$ ограничений в пространстве целей проектирования РНМ – P. Возможны три способа задания нечетких целей и ограничений. Первый – в виде конкретных функций принадлежности, которые могут быть получены либо

экспертным путем, либо из статистического анализа разработки аналогов рассматриваемого месторождения. Второй способ – задание нечетких целей и ограничений как лингвистических переменных, т.е. своего рода типизация возможных проектных решений. Третий способ – комбинация целей и ограничений, которые могут быть получены по первому и второму способам. Определение окончательного варианта РНМ, когда цели и ограничения заданы по первому способу, рассмотрено выше в соответствии с подходом, описанным в работе *[b8]*. Этот подход не вызывает особых трудностей, если каким-либо способом заданы функции принадлежности для целей и ограничений. Ниже более подробно рассматривается второй способ задания целей и ограничений для задачи нахождения типовых проектных решений (или вариантов разработки) НМ. Набор типовых проектных ситуаций достаточно полно описывает возможные исходные ситуации при РНМ, но в то же время следует избегать абсолютизации всех конкретных ситуаций. Таким образом, качественное описание конкретных ситуаций с помощью нечетких, "размытых" множеств наиболее точно отражает суть классификационного метода специалиста-эксперта.

Нечеткое соответствие между множеством R_t – исходными типовыми параметрами проектирования (область отправления) и X_t – типовыми проектными ситуациями (область прибытия) можно задать как $\tilde{S}_t = \{R_t, X_t, \tilde{F}_t\}$, где $\tilde{F}_t$ – нечеткий график нечеткого соответствия. Тогда элементы матрицы инциденций M_{St} будут определяться как

$$m_{ijk} = \mu_{Ft}\langle r_{ij}, x_k\rangle = \langle \mu_{X_k}(r_{ij})/r_{ij}\rangle = \langle \mu_{\mu_{x_k}(r_{ij})}(T_{ij})/T_{ij}\rangle, \quad i = \overline{1,r},$$

$$j = \overline{1,q_{it}}, \; k = \overline{1,m_{\{rt\}}}.$$

Нечеткое соответствие $\tilde{S}_t = \{R_t, X_t, \tilde{F}_t\}$ задается также в виде ориентированного графа с множеством вершин $r_{ij} \cup x_t$, каждой дуге $\langle r_{ij}, x_k\rangle$ которого приписано значение $\mu_{Ft}\langle r_{ij}, x_k\rangle$. Ориентированный граф и матрица инциденций M_{St} нечеткого соответствия $\tilde{S}_t = (R_t, X_t, \tilde{F}_t)$ приведены на рис. *2.39*.

Структуризация типовых проектных решений (вариантов разработки)

Множеству исходных типовых проектных ситуаций $X = \{x_i\}$, $i = 1, m_{\{rt\}}$ можно поставить в соответствие множество выходных проектных альтернатив $y = \{y_i\}$, $i = 1, m_{\{rt\}}$, определенных на множестве типовых или эталонных проектных альтернатив. Максимальную степень включения $\tau_{max}(\tilde{y}_k, \tilde{g}_l)$ можно искать, так же как и ранее, методом как простого перебора, так и направленного поиска на иерархии отношений нечеткого включения на множестве Y (представленной в виде диаграммы Хассе). Далее можно установить нечеткое соответствие между множествами нечетких типовых проектных ситуаций $\tilde{X}$ и нечетких типовых проектных решений $\tilde{Y}$ в виде $\tilde{S} = (X_t, Y_t, \tilde{E})$, где $\tilde{E}$ – нечеткий график в декартовом произведении XxY. Множество нечетких проектных

ситуаций X_t является областью отправления, а множество нечетких проектных решений Y_t – областью прибытия. Нечеткое соответствие $\tilde{S}$ задается как композиция нечетких соответствий $\tilde{T} = (X_t, P_i, \tilde{I})$ и $\tilde{Q} = (P_i, Y_t, \tilde{J})$ и обозначается

$$\tilde{S} = \tilde{T} \circ \tilde{Q} = \{<\mu_s<x_t,y_t>/<x_t,y_t>>\}, <x_t,y_t> \in <x_t,y_t>,$$

где $\mu_s<x_t,y_t> = V(\mu_t<x_t,p> \& \mu_A<p,y_t>)$, $x_t \in X_t$, $y_t \in Y_t$, т.е. $\mu_s<x_t, y_t>$ равна наибольшей из минимумов степеней принадлежности различных составных пар $<x_t, p> \in X_t \times P$ и $<p,y_t> \in P \times X_t$ нечетким множествам $\tilde{X}_t$ и $\tilde{Y}_t$.

Существует соответствие между типовой проектной ситуацией (исходной) $K = i, m\{r_t\}$ и выходными типовыми проектными решениями $P_t = \{P_k\}$, $k = 1, m_{\{r\}}$. Аналогично тому, как были определены типовые или эталонные исходные проектные ситуации, находятся типовые или эталонные выходные проектные альтернативы. Пусть имеется $P = \{P_i\}$, $i = 1,p$ ($p = 5$) целей проектирования РНМ и $Q = \{q_i\}$, $i = 1, q$ ($q = 5$) ограничений в пространстве целей проектирования – P. Опишем цели и ограничения в виде соответствующих лингвистических переменных, т.е. в виде тройки $<P_i, T_i, G_i>$, где P_i – наименование цели (или ограничения) или лингвистической переменной; T_i – терм-множество значений P_i – цели (или P_i – лингвистической переменной); $T_i = \{T_{ik}\}$, $k = 1 - S_i$, S_i – количество лингвистических значений P_i – цели; G_i – область определения (или базовое, универсальное множество) P_i – цели. Аналогично лингвистическим параметрам проектирования, термы лингвистических целей проектирования описываются как нечеткие переменные $<T_{ij}, G_j, \tilde{B}_{ij}>$, где $\tilde{B}_{ij}$ – нечеткие множества терма T_{ij} в базовом множестве G_j:

$$\tilde{B}_{ij} = \{<\mu_{\tilde{B}ij}<g>/<g>>\}, g \in G_j.$$

Для пространства целей, определенных в табл. 2.4, лингвистические переменные целей задаются следующим образом.

$<P_1, T_1, G_1>$, где P_1 = "чистая прибыль и денежный оборот"; T = {"высокая", "средняя", " низкая"}, т.е. $S_1 = 3$; G_1 = {0; 0,5; 1,0; 1,5; 2; ...; 10,0} – базовое множество, которое отражает отношение суммарной прибыли за весь срок разработки по всем вложенным инвестициям в РНМ. Функция принадлежности нечетких множеств $\tilde{B}_{1j}$, $j = 1,S$, представляющих термы $T_1 = \{T_{1j}\}$, $j = 1,S$, показана на рис. *2.40*.

$<P_2, T_2, G_2>$, где P_2 = "использование запасов УВ"; T_2 = ={"высокое", "среднее", "низкое"}, т.е. $S_2 = 3$; G_2 = {0, 10, 20, ..., 80, 100} – базовое множество, которое определяет коэффициент углеводородоотдачи (нефтеотдача, газоотдача или конденсатоотдача), в %. Функции принадлежности нечетких множеств

$$\tilde{B}_{2j} = \{<\mu_{\tilde{B}_{2j}}<g>/<g>>\},\ g \in G_2,$$

на которых определены термы $T_2 = \{T_{2j}\}$, $j = 1, S_2$, представлены на рис. *2.41.*

<P_3, T_3, G_3>, где P_3 = "экологические последствия от РНМ"; T_3 = {"сильные", "средние", "слабые"}, т.е. $S_3 = 3$; G_3 = {0,0; 0,1; 0,2;...;1,0}, – затраты по устранению экологических последствий от РНМ, отнесенные к чистой прибыли. Нечеткие множества

$$\tilde{B}_{3j} = \{<\mu_{\tilde{B}_{3j}}<g>/<g>>\}, \qquad g \in G_3,$$

определяющие термы $T_3 = \{T_{3j}\}$, $j = 1, S_3$, приведены на рис. *2.42.*

<P_4, T_4, G_4>, где P_4 = "ресурсоемкость РНМ", T_4 = ={"высокая", "средняя", "низкая"}, т.е. $S_4 = 3$; G_4 = {0, 10, 20,..., 100}, в $/т (или тыс. руб/т), – стоимость ресурсов, необходимая для добычи 1 т нефти. Для термов $T_4 = \{T_{4j}\}$ соответствующие нечеткие множества

$$\tilde{B}_{4j} = \{<\mu_{\tilde{B}_{4j}}<g>/<g>>\},\ g \in G_4$$

показаны на рис. *2.43.*

<P_5, T_5, G_5>, где P_5 = "доходы от РНМ в государственный и местный бюджет"; T_5 = {"высокие", "средние", "низкие"}, т.е. G_5= ={0; 0,1; 0,2; ...; 1,0} – базовое множество, отражающее отношение доходов в государственный и местный бюджет к чистой прибыли фирмы-оператора. Нечеткие множества

$$\tilde{B}_{5j} = \{<\mu_{\tilde{B}_{5j}}<g>/<g>>\},\ g \in G_5$$

для термов $T_5 = \{T_{5j}\}$, $j = 1, S_5$ представлены на рис. *2.44.*

Типовое проектное решение (или типовой вариант разработки) может быть определено, например, как {P_1 = "средняя чистая прибыль со средним денежным оборотом"; P_2 = "низкое использование запасов УВ"; P_3 = "слабые экологические последствия от РНМ"; P_4 = "средняя ресурсоемкость РНМ"; P_5 = = "средние доходы от РНМ в государственный и местный бюджет"}.

Таким образом, типовые варианты разработки достаточно полно описывают возможные проектные решения в пространстве целей проектирования РНМ. Правильно оценить каждый вариант разработки в пространстве нечетких целей означает практически наполовину решить задачу выбора варианта. В то же время непредсказуемость каждого варианта разработки и его зависимость от многих других второстепенных целей и подцелей и исходных локальных параметров проектирования заставляют предельно осторожно относиться к типовым проектным решениям. Указанную выше неопределенность в получаемых проектных решениях удобно учитывать путем ввода нечетких типовых проектных решений (или нечетких типовых вариантов РНМ).

Нечеткий типовой вариант разработки (или нечеткое типовое проектное решение) в случае, если отсутствуют ограничения, определяется следующим образом:

$$\tilde{Y} = \{<\mu_Y(P_i)/P_i>\},\ P_i \in P,$$

где

$$\mu_Y(P_i) = \{<\mu_{\mu Y(Pi)}(T_{ij})/T_{ij}>\},\ i = 1,\ P,\ j = 1,\ S_i -$$

нечеткие множества второго уровня *[z1]*. Нечеткий типовой вариант РНМ может быть задан, например, как:

{<< 0,3/"низкая">; <0,7/"средняя">; <0,0/"высокая"> /P_1 >;
<< 0,8/"низкое">; <0,1/"среднее">; <0,0/"высокое"> / P_2 >;
<< 0,1/"сильные">; <1,0/"средние">; <0,2/"слабые"> /P_3 >;
<< 0,0/"низкая">; <0,9/"средняя">; <0,4/"высокая"> /P_4 >;
<< 0,9/"низкие">; <0,3/"средние">; <0,0/"высокие"> /P_5 >}.

Любой вариант РНМ идентифицируется с нечетким типовым вариантом РНМ Y_i по максимальной степени включения

$$\tau(Y_k\ ,\ \tilde{Y}_j\ ) = \max(\ \&\ (\ \mu_{Yk}\ (P) \rightarrow \mu_{Yj}\ (P))),\ \text{где } j=1,\ P;\ p\in P,$$
$$p\in P$$

если $\tau(Y_k\ ,\ \tilde{Y}_j\ ) \geq 0{,}5$, то говорят, что вариант РНМ Y_k включен в нечеткий типовой вариант РНМ $\tilde{Y}_j$.

Аналогично лингвистическим целям проектирования РНМ задаются и лингвистические ограничения. Лингвистические ограничения в РНМ чаще всего представлены одним термом. В этом случае терм H_i представляется в виде нечеткой переменной. Например, $< Q_1, H_1, G_1>$, где Q_1 = "чистая прибыль должна в 4 раза превышать инвестиции в РНМ", H_1 = "средняя чистая прибыль и выше", G_1 – базовое множество, определенное для цели P_1. Терм H_1 нечеткого ограничения описывается как нечеткая переменная $<H_1, G_1, \tilde{C}_1>$, где $\tilde{C}_1$ – нечеткое множество терма H_1 в базовом множестве G_1:

$$\tilde{G}_1 = \{<\mu_{c_1}(g_1)/g_1>\},\quad g_1 \in G_1.$$

$<Q_2, H_2, G_2>$, где Q_2 = "коэффициент использования запасов УВ должен быть выше 35%" или Q_2 = "коэффициент нефтеотдачи должен быть выше 35%", H_2 = {"высокая нефтеотдача"}. Терм H_2 представляется в виде нечеткой переменной $<H_2, G_2, \tilde{C}_2>$, где $\tilde{C}_2$ – нечеткое множество терма H_2 в базовом множестве G_2:

$$\tilde{C}_2 = \{<\mu_{c_2}(g_2)/g_2>\},\quad g_2\in G_2.$$

$<Q_3, H_3, G_3>$, где Q_3 = "затраты на устранение экологических последствий от РНМ не должны превышать 0,15 чистой прибыли". Терм H_3 = {"незначительные экологические последствия"} задается как $<H_3, G_3, \tilde{C}_3>$, где $\tilde{C}_3$ – нечеткое множество терма H_3 в базовом множестве G_3:

$$\tilde{C}_3 = \{<\mu_{c3}(g_3)/g_3>\}, \quad g_3 \in G_3.$$

$<Q_4, H_4, G_4>$, где Q_4 = "ресурсоемкость РНМ должна быть не выше 7 \$/т нефти", H_4 = "низкая ресурсоемкость" определяется как $<H_4, G_4, \tilde{C}_4>$, где $\tilde{C}_4$ – нечеткое множество, которое записывается как

$$\tilde{C}_4 = \{<\mu_{c4}(g_4)/g_4>\}, \quad g_4 \in G_4.$$

$<Q_5, H_5, G_5>$, где Q_5 = "доходы от РНМ в государственный и местный бюджет должны быть не менее 0,25 всей чистой прибыли фирмы-оператора", H_5 = "высокие доходы" будет определяться как нечеткая переменная, где

$$\tilde{C}_5 = \{<\mu_{c5}(g_5)/g_5>\}, \quad g_5 \in G_5.$$

Тогда нечеткое типовое проектное решение или нечеткий типовой вариант РНМ в каждом базовом множестве G_i, $i = \overline{1, p}$ будет представлять собой нечеткое множество, обозначаемое как $\tilde{P}_i \cap \tilde{Q}_i$, которое определяется как

$$\tilde{y}_i = \tilde{P}_i \cap \tilde{Q}_i = \{<\mu_{\tilde{P}_i \cap \tilde{Q}_i}(g_i)/g_i>\}, \quad g_i \in G_i,$$

где

$$\mu_{\tilde{P}_i \cap \tilde{Q}_i}(g_i) = \mu_{\tilde{P}_i}(g_i) \ \& \ \mu_{\tilde{Q}_i}(g_i).$$

Таким образом, полагаем, что $\mu_{\tilde{y}_i}(g_i) = \mu_{\tilde{P}_i \cap \tilde{Q}_i}(g_i)$. Другими словами, нечеткое типовое проектное решение нечетко включено в нечеткие цели

$$\tilde{P}_i \cap \tilde{Q}_i \subseteq \tilde{P}_i$$

и нечетко включено в нечеткие ограничения

$$\tilde{P}_i \cap \tilde{Q}_i \subseteq \tilde{Q}_i.$$

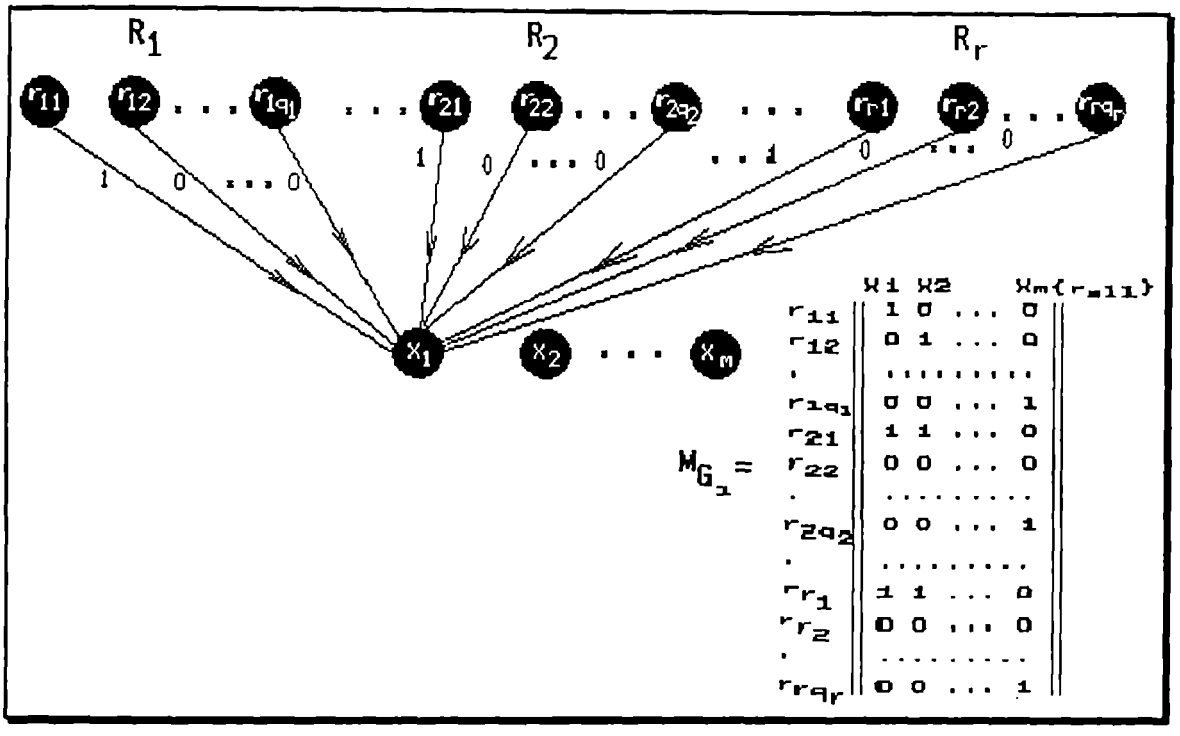


Рис. 2.31. Матрица M_{S_1} и соответствующий ей ориентированный граф четкого соответствия $S_1 = \{R, X, F_1\}$ между множествами исходных дискретных параметров проектирования $R = \{r_{ij}\}$, $i = \overline{(1,r)}$ $j = \overline{(1,q_r)}$ и исходными дискретными проектными ситуациями $X = \{x_k\}$, $k = 1,m_{\{r_{all}\}}$

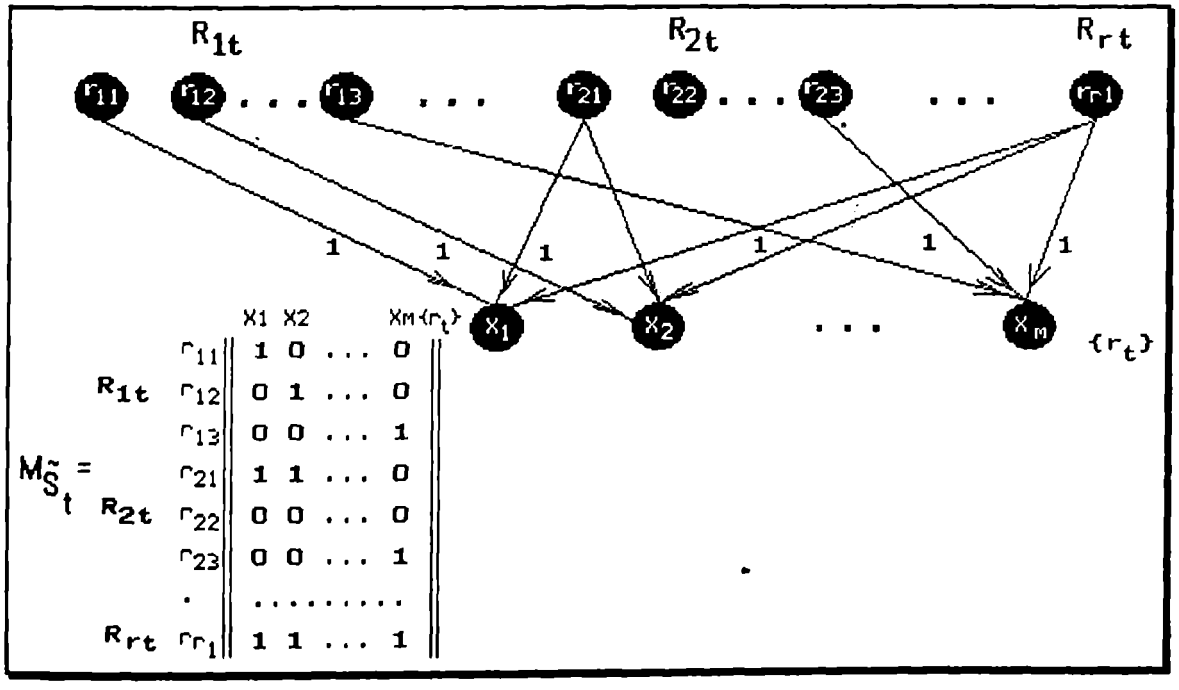


Рис. 2.32. Матрица M_{S_t} и ориентированный граф четкого соответствия $S_t = \{R_t, X_t, F_t\}$ между исходными типовыми параметрами $R_t = \{r_{ij}\}$ и типовыми проектными решениями $X_t = \{x_k\}$, $i = \overline{(1,r)}$, $j = \overline{(1,q_{rt})}$, $k = 1,m_{\{r_t\}}$

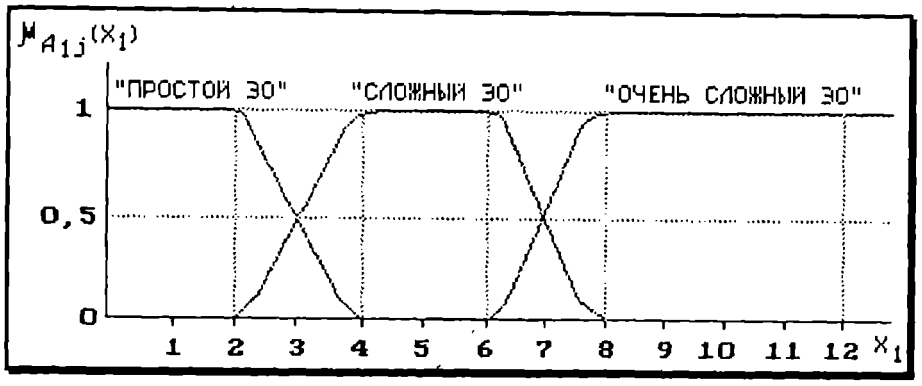


Рис. 2.33. Терм-множество T_1 = {"простой"; "сложный"; "очень сложный"} лингвистической переменной <"эксплуатационный объект", T_1, X_1>, заданное нечеткими множествами $\tilde{A}_{1j} = \{<\mu_{A_{ij}}(x)/x>\}$, $x \in X_1$, $j = (\overline{1,3})$

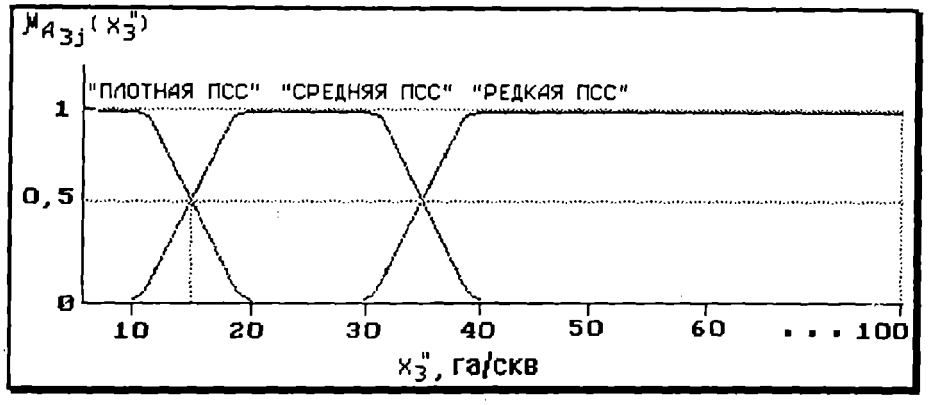


Рис.2.34. Терм-множество T_3 = {"плотная"; "средняя";"редкая"} лингвистической переменной <"плотность сетки скважин", T_3, X_3>, заданное нечеткими множествами $\tilde{A}_{3j} = \{<\mu_{A_{3j}}(x)/x>\}$, $x \in X_3$, $j = (\overline{1,3})$

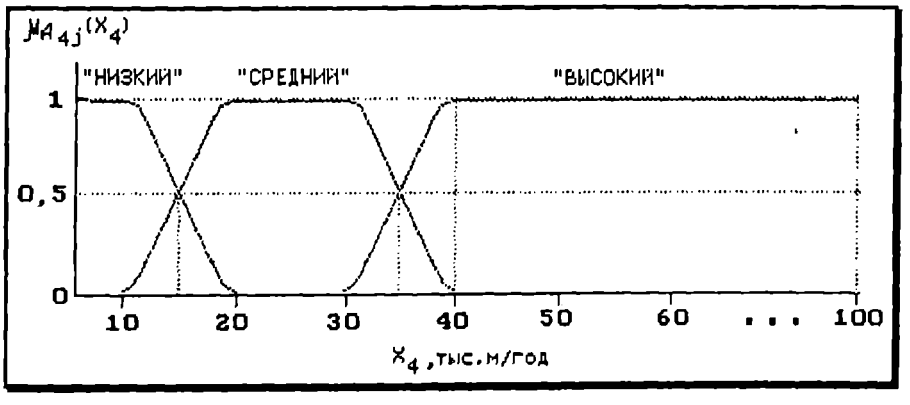


Рис.2.35. Функции принадлежности нечетким множествам $\tilde{A}_{4j} = \{<\mu_{A_{4j}}(x)/x>\}$, $x \in X_4$, $j = (\overline{1,3})$, описывающих терм-множество T_4 = {"низкий"; "средний";"высокий"} лингвистической переменной <"темп разбуривания ЭО" , T_4, X_4>

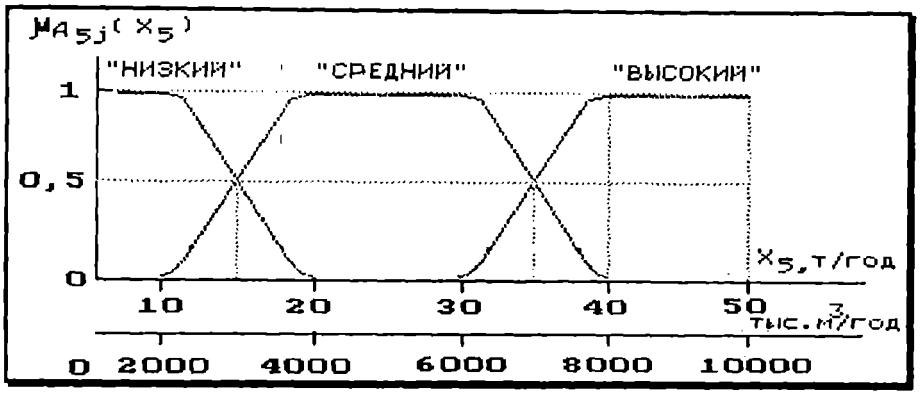


Рис.2.36. Функции принадлежности нечетким множествам $\tilde{A}_{5j} = \{<\mu_{A_{5j}}(x)/x>\}$, $x \in X_5$, $j = (\overline{1,3})$, характеризующим терм-множество T_5 = {"низкий"; "средний";"высокий"} лингвистической переменной <"темп нагнетания агента в ЭО", T_5, X_5>

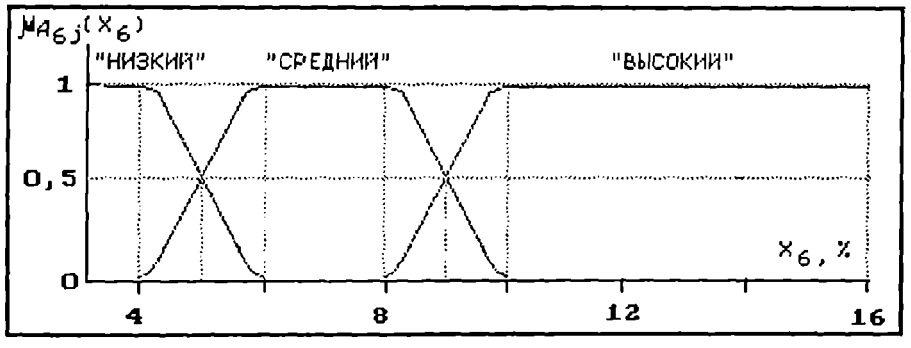


Рис.2.37. Функции принадлежности нечетким множествам $\tilde{A}_{6j} = \{<\mu_{A_{6j}}(x)/x>\}$, $x \in X_6$, $j = (\overline{1,3})$, характеризующим терм-множество T_6 = {"низкий"; "средний";"высокий"} лингвистической переменной <"темп добычи нефти", T_6, X_6>

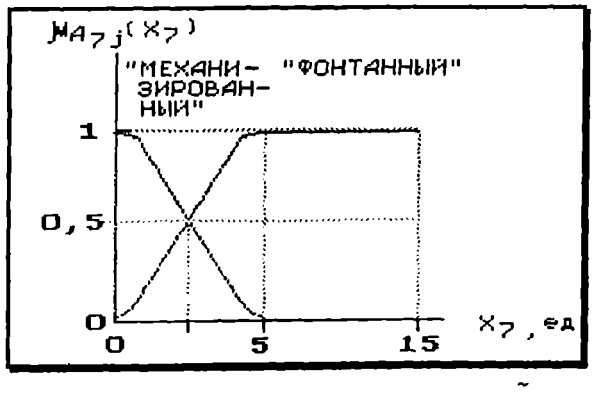


Рис.2.38. Функции принадлежности нечетким множествам $\tilde{A}_{7j} = \{<\mu_{A_{7j}}(x)/x>\}$, $x \in X_7$, $j = (\overline{1,3})$, описывающим терм-множество T_7 = {"фонтанный"; "механизированный"} лингвистической переменной <"способ добычи жидкости на ЭО", T_7, X_7>

Множество рациональных вариантов разработки в пространстве поставленных целей и ограничений

Нечеткие типовые проектные решения или нечеткие типовые варианты РНМ ($\tilde{y}_i$) в пространстве всех поставленных целей РНМ ($\tilde{P}_i$) и их ограничений $\tilde{Q}_i$ будут иметь вид, показанный на рис. *2.45*. Таким образом, рациональные типовые альтернативы (или варианты разработки) будут находиться в пятигранном гиперкубе в области максимальных значений по трем целям и ограничениям ("высокая чистая прибыль", "высокое использование запасов УВ" и "высокие доходы в государственный и местный бюджет") и минимальных значений по двум оставшимся целям с их ограничениями ("слабые экологические последствия от РНМ"; "низкая ресурсоемкость РНМ"). Область рациональных типовых вариантов или решений РНМ $\tilde{y}_t^R$ представляют собой область пересечения поставленных нечетких целей и их ограничений ($\tilde{y}_t^R \subseteq \tilde{y}_t$, где $\tilde{y}_t = \{y_i\}$, i = 1,m) – множество выходных ситуаций или альтернатив, тогда как $\tilde{y}_t^R$ – нечеткое типовое проектное решение в свете указанного определения. На множестве $\tilde{y}_t^R$ находится парето-оптимальное решение, либо определяется нечеткий нестрогий порядок, либо используется понятие нечеткого включения $\tilde{y}_{ti}^R$ в $\tilde{y}_{tj}^R$, где $i \neq j$, i,j = 1,m, и строится диаграмма Хассе, если $\mu(y_i, y_j) \geq 0{,}5$, то y_i нечетко предшествует y_j. Следовательно, решения, которые нечетко находятся на нижних уровнях иерархии, и будут парето- оптимальными (см. рис. *2.46*).

Выбор рекомендуемого варианта РНМ

Пусть $\tilde{y}_t^R = \{\tilde{y}_{t1}^R, \tilde{y}_{t2}^R, \ldots, y_{m\{rR\}}\}$ есть множество рациональных вариантов разработки, т.е. таких, которые лежат в области пересечения поставленных целей и ограничений. Тогда отношение

$$\tilde{\tau} = (\tilde{y}_t^R, \tilde{\Lambda}),$$

где

$$\tilde{A} = \{<\mu<y_{ti}^R, y_{tj}^R>/<y_{ti}^R, y_{tj}^R>>\}, \; i,j \in m_{\{r_R\}}, \; i \neq j,$$

$m_{\{r_R\}}$ – количество рациональных вариантов разработки, есть отношение нечеткого включения, если

$$\mu_A<y_{ti}^R, y_{tj}^R> = \nu(y_{ti}^R, y_{tj}^R) = \underset{p \in P}{\&} (\mu_{y_{ti}^R}(P) \rightarrow \mu_{y_{tj}^R}(P)).$$

Как указывалось ранее, отношение нечеткого включения

$$\tilde{\tau} = (\tilde{y}_t^R, \tilde{\Lambda})$$

есть отношение нечеткого нестрогого порядка. Напомним, что отношение будет **являться нечетким нестрогим порядком**

$$\tilde{\tau} = (\tilde{y}_t^R, \tilde{A})$$

тогда, когда это отношение нечетко рефлексивно, нечетко антисимметрично и нечетко транзитивно. В этом случае, если

$$\mu_A\langle y_{ti}^R, y_{tj}^R\rangle \geq 0{,}5,$$

то говорят, что варианты $y_{ti}^R, y_{tj}^R \in \tilde{y}_t^R$ связаны отношением нечеткого нестрогого порядка и вариант y_{ti}^R нечетко предпочтительнее варианта разработки y_{tj}^R.

Замечание. Иногда для усиления предпочтительности выбираемых вариантов прибегают к вводу некоторого порога предпочтительности, например $\mu_A\langle y_{ti}^R, y_{tj}^R\rangle \geq \varepsilon$, где $\varepsilon \in [0{,}5;\ 1]$, чаще всего его выбирают равным 0,6 или 0,7.

Для организации иерархии на множестве $\tilde{y}_t^R$ строится, как и ранее было это показано, диаграмма Хассе (диаграмма максимальных связей) *[k1]* графа

$$\tilde{G}_{\tau 1} = (\tilde{y}_t^R, \tilde{A} \setminus \tilde{C}_A \setminus \tilde{D}_A)$$

нечеткого отношения $\tilde{\tau}_1 = \{\tilde{y}_t^R, \tilde{A} \setminus \tilde{C}_A \setminus \tilde{D}_A\}$, которое порождается нечетким отношением $\tilde{\tau} = (\tilde{y}_t^R, \tilde{A})$. Здесь

$$\tilde{C}_A = \{\langle \mu_A \langle \tilde{y}_t^R, \tilde{y}_t^R\rangle / \langle \tilde{y}_t^R, \tilde{y}_t^R\rangle\rangle\},\ \tilde{y}_t^R \in Y_t^R;$$

$$\tilde{D}_A = \{\langle \mu_A \langle y_{ti}^R, y_{tj}^R\rangle\rangle / \langle \mu_A \langle y_{ti}^R, y_{tj}^R\rangle\rangle\};$$

где $\mu_A\langle y_{ti}^R, y_{tj}^R\rangle < \varepsilon$, $\langle y_{ti}^R, y_{tj}^R\rangle \in Y_t^R$.

В графе $\tilde{G}\tau$ убираются все транзитивно замыкающие дуги и его вершины по уровням иерархии. На верхнем уровне иерархии располагаются вершины или варианты, которые не предпочтительнее ни одного другого варианта разработки. На втором уровне иерархии находятся те варианты, которые предпочтительнее вариантов первого уровня (т.е. из них выходят дуги, инцидентные вершинам первого уровня), и т.д. Наконец, на самом верхнем уровне располагаются вершины (или варианты РНМ), которые предпочтительнее всех других вершин (или вариантов РНМ), которые располагаются на нижних уровнях иерархии. Эти варианты РНМ и будут оптимальными или рекомендуемыми вариантами РНМ. Причем так как эти варианты РНМ не доминируются никаким другим вариантом РНМ, то их можно назвать нечетко оптимальными по Парето (П-нечетко оптимальными) и они образуют множество Парето P_y .

На рис. *2.46* приведен граф $\tilde{G}\tau_1 = (\tilde{y}_t^R, \tilde{A} \setminus \tilde{C}_A \setminus \tilde{D}_A)$ нечеткого отношения $\tau_1 = (\tilde{y}_t^R, \tilde{A} \setminus \tilde{C}_A \setminus \tilde{D}_A)$, который является порождением некоторого нечеткого отношения $\tilde{\tau} = (\tilde{y}_t^R, \tilde{A})$, и диаграмма Хассе $H(\tilde{G}\tau_1)$ графа $\tilde{G}\tau_1$ для $\varepsilon = 0{,}7$. Как видно на рисунке, варианты $\tilde{y}_{15}$, $\tilde{y}_{16}$, $\tilde{y}_{17}$ предпочтительнее остальных и, следовательно, они являются оптимальными или рекомендуемыми вариантами РНМ.

Может сложиться ситуация, когда множество проектных решений или рациональных вариантов окажется пустым множеством. В этом случае следует изменить цели РНМ и уточнить ограничения.

Рассмотрим на конкретном примере вышеизложенную методику выбора варианта РНМ.

Выбор варианта разработки для конкретного нефтяного месторождения

Настоящее исследование выполнено с целью сравнения альтернативных вариантов и выбора рекомендуемого варианта для одного из месторождений, расположенного на севере европейской части России. Расчетные варианты были получены с помощью различных математических моделей и программных комплексов, включая и САПР РНМ. Объектом разработки являлись карбонатные отложения нижнепермско-каменноугольного возраста. Средняя проницаемость составляла - 0.1 мкм^2, средняя пористость - 20 %, вязкость пластовой нефти - 4 мПа·с, объемный коэффициент - 1.1, пластовое давление - 26 МПа, давление насыщения - 10 МПа, пластовая температура - 58 °С, нефтенасыщенность - 0.9.

В качестве рабочих агентов рассматривались холодная и подогретая вода. Расчеты были проведены для различных типов скважин: вертикально-наклонных; горизонтальных и вертикально-наклонно-горизонтальных. Для вертикально-наклонных скважин были рассмотрены трехрядная и семиточечная системы размещения скважин, для горизонтальных - однорядная и трехрядная системы, для вертикально-наклонно-горизонтальных - пятиточечная система. Начальные дебиты по нефти были приняты на основании гидродинамических исследований. Темп разбуривания для всех вариантов был принят одинаковым. На срок разработки месторождения и максимальное количество скважин были наложены жесткие ограничения. Было просчитано около 60 вариантов разработки базисных элементов СРС. Для детальных проектных расчетов было отобрано 14 вариантов разработки: В1÷В14 (см. табл. 2.5).

Напомним, что выбор варианта разработки состоит из следующих этапов: идентификации нечетких целей; построения нечеткой иерархической структуры проектной ситуации; идентификации проектных ситуаций с нечеткими типовыми; определения множества нечетких проектных решений и определения нечетко оптимальных вариантов РНМ.

Таблица 2.5. Основные характеристики расчетных вариантов РНМ.

	В1	В2	В3	В4	В5	В6	В7
Тип скважин	*в-н*	*в-н*	*в-н*	*в-н*	*в-н-г*	*г*	*г*
Система размещения скважин	*3-р*	*3-р*	*7-п*	*7-п*	*5-п*	*1-р*	*1-р*
Метод воздействия	*хв*	*хв*	*гв*	*хв*	*гв*	*гв*	*гв*
Продуктивность,$м^3$/сут	650	750	765	765	675	900	675
Начальная приемистость, $м^3$/сут	1600	1800	1800	1800	1600	2000	800
Количество скважин	72	56	63	63	48	48	52
Длина перфорированной части,м	60	60	60	60	1000	1000	850
Сетка скважин, м×м	800× 600	800× 800	900× 900	900× 900	1500× 1500	1500× 1500	850× 800

Продолжение таблицы 2.5.

	В8	В9	В10	В11	В12	В13	В14
Тип скважин	*г*	*г*	*г*	*г*	*г*	*г*	*г*
Система размещения скважин	*1-р*	*1-р*	*1-р*	*1-р*	*1-р*	*1-р*	*1-р*
Метод воздействия	*гв*	*гв*	*гв*	*гв*	*гв*	*гв*	*гв*
Продуктивность,$м^3$/сут	900	660	900	900	440	675	900
Начальная приемистость, $м^3$/сут	1000	800	1000	1000	1000	1500	2000
Количество скважин	52	46	46	34	72	72	72
Длина перфорированной части,м	850	850	850	850	400	400	400
Сетка скважин, м×м	850 × 800	850× 600	850× 600	850× 800	400× 450	400× 450	400× 450

Примечание. В таблице использованы следующие обозначения:
в-н - вертикально-наклонные; *г* - горизонтальные; *в-н-г* - вертикально-наклонно-горизонтальные; *1-р* - однорядные; *3-р* - трехрядные; *5-п* - пятиточечная площадная; *7-п* - семиточечная площадная; *хв* - холодная вода; *гв* - горячая вода.

Для простоты изложения предположим, что выбор варианта производится по двум критериям (нефтеотдачи и обводненности), которые отвечают достижению следующих целей: максимизация использования УВ и минимизация экологических последствий от РНМ. Пусть множество проектных стадий будет таким как это представлено в таблице 2.4, а нечеткая иерархическая структура проектной ситуации РНМ аналогична, представленной на рис. 2.27. Также для простоты изложения ограничимся двумя характеристиками для задания проектных ситуаций: "продуктивность скважин" и "количество скважин". Опишем параметры проектирования в виде соответствующих лингвистических переменных $<R_i, T_i, Z_i>$, i=1,2, где R_1 – "q-продуктивность скважин"; R_2 – "N - количество скважин" - названия лингвистических переменных; T_1 = {"низкая", "средняя", "высокая"}; T_2 = {"низкое", "среднее", "высокое"} – терм-множества значений лингвистических переменных R_1 и R_2; Z_1 = {0, 100, 200, ..., 900, 1000}, $м^3$/сут - область определения переменной R_1; Z_2 = {0, 10, 20, ...,70, 80} область определения переменной R_2.

Термы- множества T_{1j} и T_{2j}, $j = \overline{1,3_i}$ описываются как нечеткие переменные $<T_{ij}, Z_i, \tilde{A}_{ij}>$, где $\tilde{A}_{ij}$ – нечеткое множество терма T_{ij} в базовом множестве Z_i

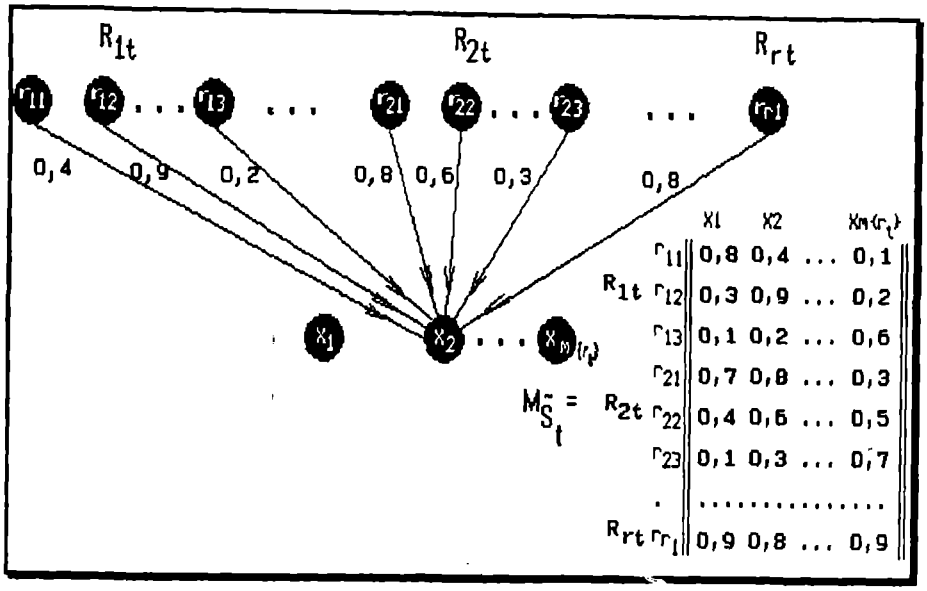


Рис. 2.39. Матрица $M\tilde{S}_t$ и ориентированный граф нечеткого соответствия $\tilde{S}_t = \{R_t, X_t, \tilde{F}_t\}$ между типовыми параметрами $R_t = \{r_{ij}\}$ и типовыми проектными решениями $X_t = \{x_k\}$, $i = (\overline{1,r})$, $j = (\overline{1,q_{rt}})$, $k = 1,m_{\{rt\}}$ (для удобства чтения ориентированный граф представлен нечетким графиком только для x_2)

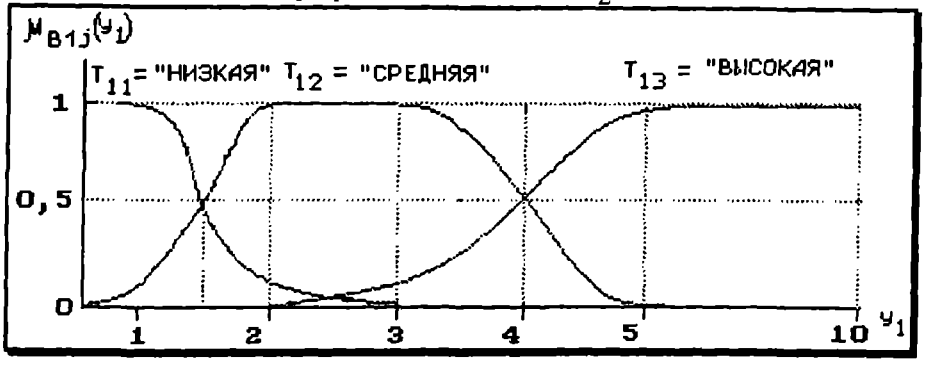


Рис.2.40. Функции принадлежности нечетким множествам $\tilde{B}_{1j} = \{<\mu_{B_{1j}}(y_1)/y_1>\}$, $y_1 \in Y_1$, описывающие терм-множество $T_1 = \{T_{1j}\}$ = {"низкая"; "средняя";"высокая"}, $j=(\overline{1,3})$, лингвистической переменной P_1 = <"чистая прибыль и денежный оборот">

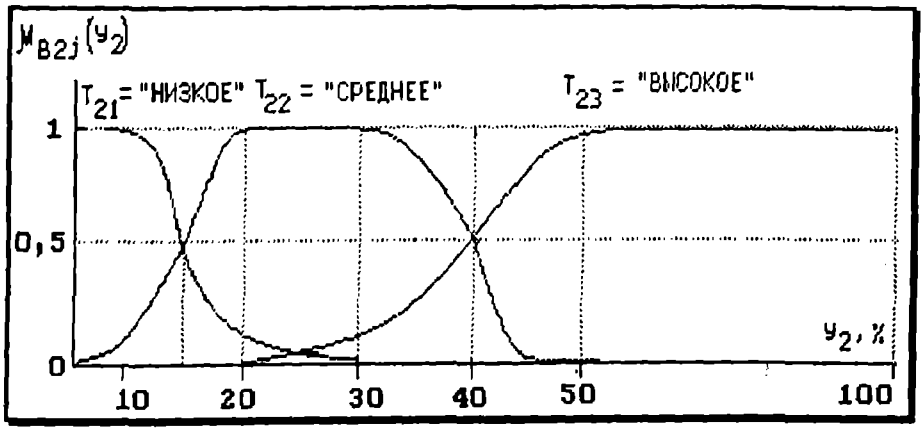


Рис.2.43. Функции принадлежности нечетким множествам $\tilde{B}_{2j} = \{<\mu_{B_{2j}}(y_2)/y_2>\}$, $y_2 \in Y_2$, описывающим терм-множество $T_2 = \{T_{2j}\}$ = {"низкое"; "среднее";"высокое"}, $j = (\overline{1,3})$, лингвистической переменной P_2 = <"использование запасов углеводородов">

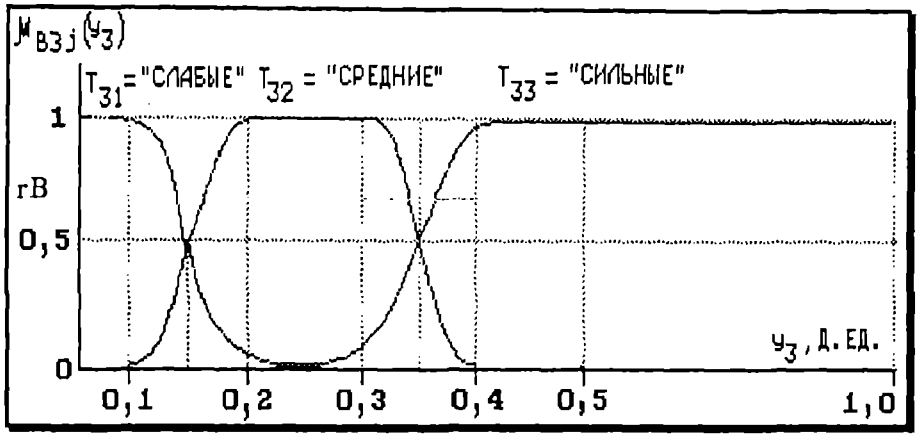


Рис.2.42. Нечеткие множества $\tilde{B}_{3j} = \{<\mu_{B3j}(y_3)/y_3>\}$, $y_3 \in Y_3$, описывающие терм-множество $T_3 = \{T_{3j}\}$ = {"слабые"; "средние";"сильные"}, $j = (\overline{1,3})$, лингвистической переменной P_3 = <"экологические последствия от РНМ">

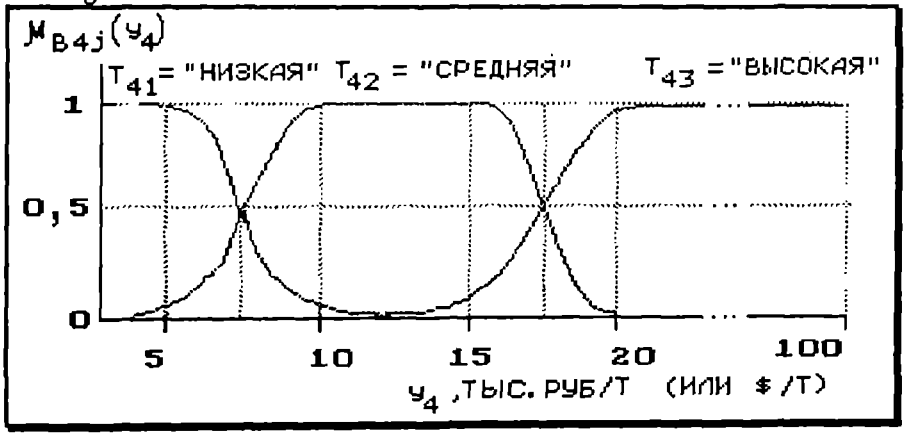


Рис.2.43. Терм-множество $T_4 = \{T_{4j}\}$ = {"низкая"; "средняя";"высокая"}, $j = (\overline{1,3})$, лингвистической переменной P_4 = <"ресурсоемкость РНМ">, представленное соответствующими функциями принадлежности нечетких множеств $\tilde{B}_{4j} = \{<\mu_{B4j}(y_4)/y_4>\}$, $y_4 \in Y_4$

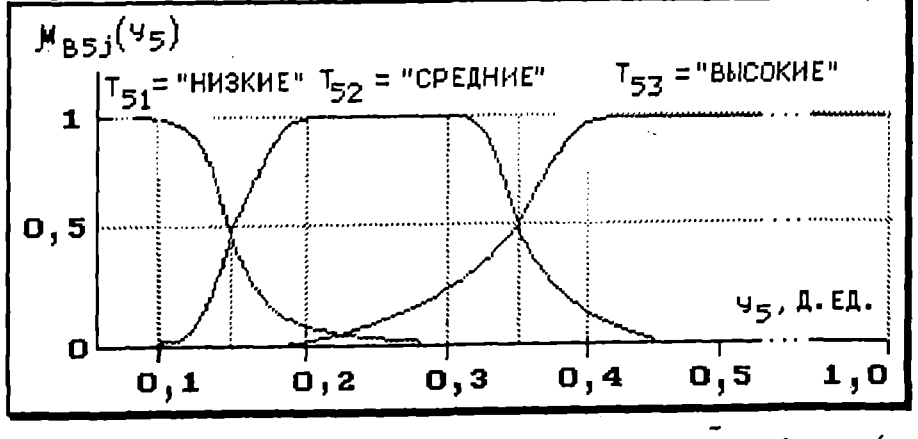


Рис.2.44. Функции принадлежности нечетким множествам $\tilde{B}_{5j} = \{<\mu_{B5j}(y_5)/y_5>\}$, $y_5 \in Y_5$, описывающим терм-множество $T_5 = \{T_{5j}\}$ = {"низкие"; "средние";"высокие"}, $j = (\overline{1,3})$, лингвистической переменной P_5 = <"доходы от РНМ в государственный и местный бюджет">

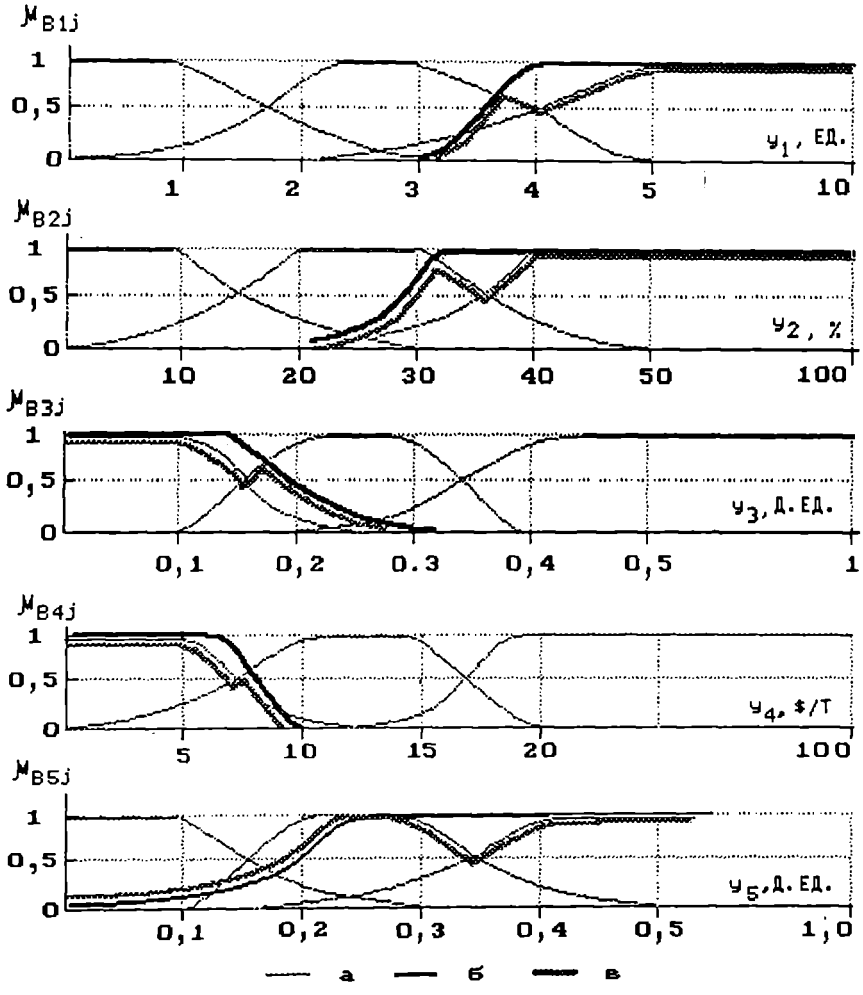


Рис.2.45. Нечеткие типовые решения $\tilde{Y}_i$, i = $(\overline{1, p})$ в пространстве нечетких целей $\tilde{P}_i$ и ограничений $\tilde{Q}_i$.

а – $\tilde{P}_i$; б – $\tilde{Q}_i$; в – $\tilde{Y}_i$

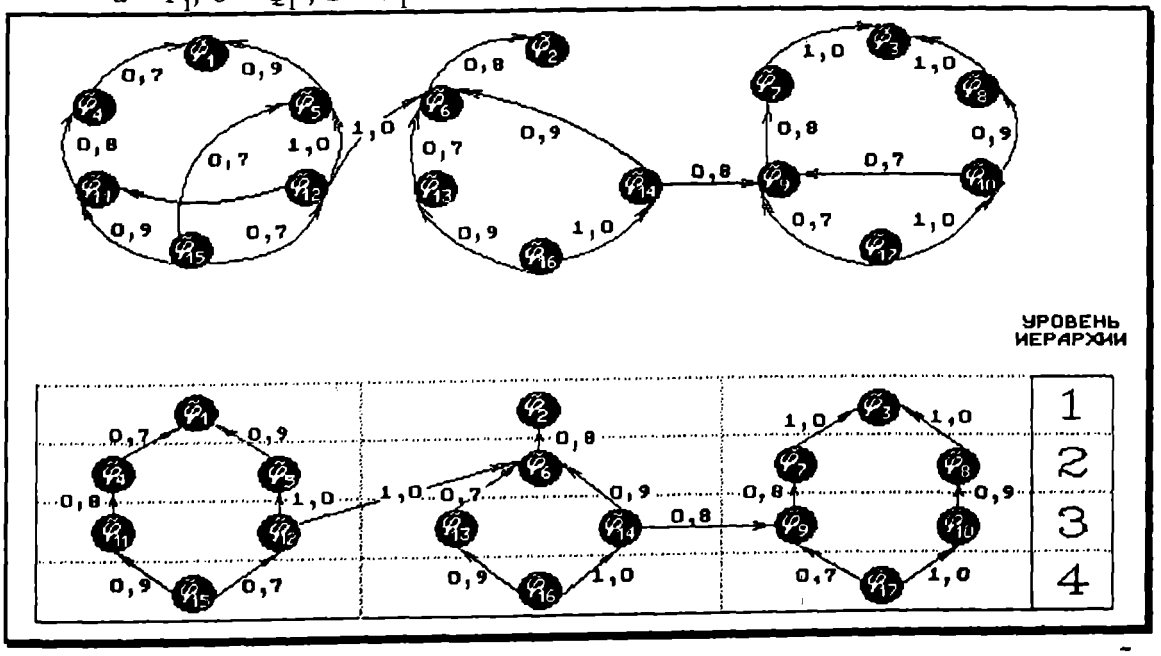


Рис.2.46. Определение оптимальных вариантов РНМ путем построения графа $\tilde{G}_{\tau 1}$, отношения нечеткого включения и диаграммы Хассе графа $\tilde{G}_{\tau 1}$

Таблица 2.6. Сводная таблица степеней принадлежности вариантов РНМ нечетким множествам лингвистических переменных P_q = <"продуктивность скважины"> и P_N = <"количество скважин">

Вариант	$q_э$, $м^3/сут$	N, шт	$\mu_A(q)$-"высокая"	$\mu_A(q)$-"средняя"	$\mu_A(q)$-"низкая"	$\mu_A(N)$-"высокое"	$\mu_A(N)$-"среднее"	$\mu_A(N)$-"низкое"
1	650	72	0.3	0.8	0	1	0	0
2	750	56	0.4	0.6	0	0.1	1	0.2
3	765	63	0.7	0.3	0	0.4	0.8	0
4	765	63	0.7	0.3	0	0.4	0.8	0
5	675	48	0.4	0.6	0	0	1	0.3
6	900	48	1	0	0	0	1	0.3
7	675	52	0.3	0.7	0	0.2	1	0.1
8	900	52	1	0	0	0.2	1	0.1
9	660	46	0.3	0.8	0	0	1	0.4
10	900	46	1	0	0	0	1	0.3
11	900	34	1	0	0	0	0.45	0.6
12	440	72	0	0.4	0.6	1	0	0
13	675	72	0.4	0.6	0	1	0	0
14	900	72	1	0	0	1	0	0

$$\tilde{A}_{ij} = \{<\mu_{Aij}(z)/z>\}, \qquad z \in z_i.$$

Вид функций принадлежности $\mu_{Aij}(z)$, i=1,2; j = 1,2,3 представлен на рис. *2.47*. На этом рисунке показаны 14 исходных проектных ситуаций в пространстве параметров "продуктивность скважин" и "количество скважин". Как видно из рисунка, теперь достаточно легко определить степени принадлежности исходных проектных ситуаций нечетким множествам $\tilde{A}_{ij}$. Расчетные степени принадлежности приведены в таблице 2.6.

Так как количество термов у рассматриваемых терм-множеств T_{1j} и T_{2j} равно трем, то в пространстве двух переменных общее количество типовых проектных ситуаций будет равно - 9. Например, одна из типовых проектных ситуаций может быть задана как {R_1 - "низкая продуктивность" и R_2 - "низкое количество скважин"}. Зададим нечеткие типовые проектные ситуации такие как

$$\tilde{X} = \{<\mu_X(R_i)/R_i>\}, \; R_i \in R,$$

где $\mu_X(R_i) = \{<\mu_{X(Ri)}(T_{ij})/T_{ij}>\}$, i = 1,2; j = 1, 2, 3; - представляет собой нечеткое множество второго уровня. Тогда, нечеткая типовая проектная ситуация РНМ может быть описана как

{<< 0,3/"высокая">; <0,8/"средняя">;<0,0/"низкая">/R_1 >;
<<1/"высокое">;<0,9/"среднее">; <0,3/"низкое">/R_2>}.

Пусть нечеткие типовые проектные ситуации заданы так как это представлено в таблице 2.7.

Таблица 2.7. Нечеткие типовые ситуации, заданные степенями принадлежности нечетким множествам.

Типовая ситуация	μ(q) "высокая"	μ(q) "средняя"	μ(q) "низкая"	μ(N) "высокое"	μ(N) "среднее"	μ(N) "низкое"
1	0.3	0.8	0	1	0	0
2	0.4	0.6	0	0.1	1	0.2
3	0.7	0.3	0	0.4	0.8	0
4	0.7	0.3	0	0.4	0.8	0
5	0.4	0.6	0	0	1	0.3
6	1	0	0	0	1	0.3
7	0.3	0.7	0	0.2	1	0.1
8	1	0	0	0.2	1	0.1
9	0.3	0.8	0	0	1	0.4

Для идентификации исходных проектных ситуаций - X_l={<$\mu_{Xl}(R_l)/R_l$>}, i=1,2; l=1,2, ...14 с одной из нечетких типовых ситуаций - $\tilde{X}_m$={<$\mu_{Xm}(R_l)/R_l$>}, m=1,2, ...,9 найдем степень включения $\tau(\tilde{X}_l, \tilde{X}_m)$ ситуации $\tilde{X}_l$ в ситуацию $\tilde{X}_m$, которая определяется как

$$\tau(\tilde{X}_l, \tilde{X}_m) = \underset{r \in R_i}{\&} (\mu_{Xl}(R_i) \rightarrow \mu_{Xm}(R_i)).$$

Если $\tau(\tilde{X}_l, \tilde{X}_m) \geq 0{,}5$, то проектная ситуация $\tilde{X}_l$ нечетко включена в нечеткую проектную ситуацию $\tilde{X}_m$. В таблице 2.8 приведены максимальные степени включения исходных проектных ситуаций в нечеткие типовые.

Множеству исходных проектных ситуаций соответствует множество расчетных вариантов РНМ. Определим положение расчетных вариантов относительно множества типовых вариантов РНМ в двухкритериальном пространстве поставленных целей.

Таблица 2.8. Максимальные степени включения исходных проектных ситуаций (В1÷В14)в нечеткие типовые (1÷9).

Типовая ситуация	В1	В2	В3	В4	В5	В6	В7	В8	В9	В10	В11	В12	В13	В14
1														1
2		0.8	0.6	0.6		0.7		0.8		0.7				
3											0.6			
4	0.7												0.6	
5					0.6		0.7		0.6					
6														
7												0.6		
8														
9														

На рис.2.48. показаны области полного, частичного достижения и полного недостижения целей в двухкритериальном пространстве. На рис. 2.49. показано, как размеры области достижения целей и вид соответствующих функций принадлежности меняются в зависимости от субъективного фактора. Оптимистической стратегии РНМ соответсвует сравнительно узкая область достижения целей. Пессимистической стратегии соответствует самая большая область. Промежуточное положение занимает область достижения целей при реалистической стратегии. Опишем критерии в виде соответствующих лингвистических переменных $<P_i, T_i, G_i>$, где P_1 – "нефтеотдача"; P_2 – "обводненность"; T_i – терм-множество значений P_i – критерия; T_i = {"низкая"; "средняя"; "высокая"}, i=1,2; G_1 = {0, 10, 20, ..., 40, 50}, % область определения критерия P_1; G_2 = {0, 10, 20, ..., 90, 100}, % область определения критерия P_2;. Термы лингвистических критериев можно описать как нечеткие переменные $<T_{ij}, G_j, \tilde{B}_{ij}>$, где $\tilde{B}_{ij}$ – нечеткие множества терма T_{ij} в базовом множестве G_j:

$$\tilde{B}_{ij} = \{<\mu_{\tilde{B}ij}<g>/<g>>\}, g \in G_j.$$

Функции принадлежности нечетких множеств $\mu_{Bij}(z)$, i=1,2; j = 1,2,3 представляющих термы $T_i = \{T_{ij}\}$, показаны на рис. *2.50*.

Количество типовых вариантов разработки в двухкритериальном пространстве целей будет равно 9, так как количество термов у этих критериев одинаково и равно 3. Типовой вариант РНМ может быть задан, например, как {P_1 = "высокая нефтеотдача"; P_2 = "низкая обводненность"}. Определим нечеткий типовой вариант разработки следующим образом:

$$\tilde{Y} = \{<\mu_Y(P_i)/P_i>\},\ P_i \in P,$$

где

$$\mu_Y(P_i) = \{<\mu_{\mu_Y(Pi)}(T_i)/T_i>\},\ i = 1,\ P,$$

нечеткие множества второго уровня. Зададим искомый нечеткий типовой вариант РНМ в двухкритериальном пространстве, как:

{<< 0,1/"низкая">; <0,7/"средняя">; <1,0/"высокая"> /P_1 >;
<< 1,0/"низкая">; <0,6/"средняя">; <0,4/"высокая"> / P_2 >}.

Расчетные значения конечной нефтеотдачи и обводненности для вариантов РНМ и соответствующие степени принадлежности приведены в таблице 2.9.

Найдем максимальную степень включения анализируемых вариантов РНМ в нечеткий типовой вариант Y по

$$\tau(Y_k,\ \tilde{Y}) = \max(\ \&_{p\in P}\ (\mu_{Y_k}(P) \rightarrow \mu_Y(P))),\ \text{где}\ k=1,14.$$

если $\tau(Y_k,\ \tilde{Y}) \geq 0{,}5$, то говорят, что вариант РНМ Y_k включен в нечеткий типовой вариант РНМ $\tilde{Y}$. Определим нечеткий нестрогий порядок на множестве расчетных вариантов РНМ путем определения степени включения:

$$\tau(Y_1, \tilde{Y}) = (0.2\rightarrow0.1)\&(0.8\rightarrow0.7)\&(0.4\rightarrow1.0)\&(0.0\rightarrow1.0)\&$$
$$\&(0.4\rightarrow0.6)\&(0.6\rightarrow0.4)=$$
$$=0.8\ \&\ 0.7\ \&\ 1\&\ 1\ \&\ 0.6\ \&\ 0.4 = 0.4$$

$\tau(Y_2, \tilde{Y})=0.5$; $\tau(Y_3, \tilde{Y})=0.4$; $\tau(Y_4, \tilde{Y})=0.4$;
$\tau(Y_2, \tilde{Y})=0.4$; $\tau(Y_6, \tilde{Y})=0.4$; $\tau(Y_7, \tilde{Y})=0.6$;
$\tau(Y_8, \tilde{Y})=0.4$; $\tau(Y_9, \tilde{Y})=0.7$; $\tau(Y_{10}, \tilde{Y})=0.6$
$\tau(Y_{11}, \tilde{Y})=\mathbf{0.8}$; $\tau(Y_{12}, \tilde{Y})=0.6$; $\tau(Y_{13}, \tilde{Y})=0.4$
$\tau(Y_{14}, \tilde{Y})=0.4$

Для порога предпочтительности $\varepsilon \geq 0.5$ кортеж предпочтительных вариантов РНМ в двухкритериальном пространстве будет следующий :

Таблица 2.9. Сводная таблица степеней принадлежности вариантов РНМ нечетким множествам лингвистических переменных P_η = <"нефтеотдача"> и P_ν = <"обводненность">

Вариант	η	ν	$\mu_A(\eta)$- "низкая"	$\mu_A(\eta)$- "средняя"	$\mu_A(\eta)$- "высокая"	$\mu_A(\nu)$- "низкая"	$\mu_A(\nu)$- "средняя"	$\mu_A(\nu)$- "высокая"
1	0.34	0.86	0.2	0.8	0.4	0	0.4	0.6
2	0.35	0.83	0.17	0.5	0.5	0	0.8	0.2
3	0.29	0.94	0.4	1	0.09	0	0.09	1
4	0.28	0.95	0.45	1	0.1	0	0.1	1
5	0.38	0.97	0.1	0.4	0.8	0	0.08	1
6	0.38	0.98	0.1	0.4	0.8	0	0.08	1
7	0.37	0.83	0.15	0.45	0.7	0	0.8	0.2
8	0.38	0.88	0.1	0.4	0.8	0	0.2	0.8
9	0.44	0.57	0	0.05	1	0.3	0.7	0
10	0.47	0.81	0	0.02	1	0	0.9	0.15
11	0.45	0.52	0	0.04	1	0.9	0.2	0
12	0.49	0.77	0	0.01	1	0.1	1	0.1
13	0.46	0.98	0	0.025	1	0	0.05	1
14	0.42	0.99	0	0.08	1	0	0.01	1

<B2, B7, B9, B10, B12, B11>.

Интересно отметить, что предпочтительные варианты располагаются в центральной области в пространстве типовых проектных ситуаций, что позволяет значительно сузить количество исходных ситуаций для поиска оптимальных вариантов РНМ при последующем проектировании. Диаграмма максимальных связей (диаграмма Хассе) отражает нечеткий нестрогий порядок и иерархию расчетных вариантов относительно двух поставленных целей (см. рис. 2.51.). Как видно из кортежа и диаграммы Хассе наилучшим вариантом РНМ является вариант 11.

О применении более абстрактных конструкций теории нечетких множеств в решении задач РНМ.

Несколько слов об использовании более сложных элементов теории нечетких множеств при выборе вариантов РНМ. Может сложиться ситуации, когда варианты РНМ рассматриваются в безразмерном пространстве целей и ограничений. При этом пространство целей и ограничений представляет собой упорядоченное множество, а каждый вариант РНМ характеризуется кортежем целей, в котором последние расположены в порядке убывания их достижимости.

В этом случае следует использовать более сложные структуры теории нечетких множеств, а именно, L-множество. До этого элементы универсальных множеств U принимали свои значения на отрезке [0,1]. Goguen J.A. в 1967 году предложил расширить возможности отображения на более сложные структуры, а именно, на структуры L-решетки. (Буква L начальная буква Lattice - решетка).

Согласно *[k1]* L - решеткой называется такое упорядоченное множество, в котором для каждой пары обычных подмножеств $\{A_i, A_j\}$ множества L найдется один и только один элемент - нижняя граница $\{A_i, A_j\}$:

$A_i \Delta A_j$

и найдется один и только один элемент - верхняя граница $\{A_i, A_j\}$:

$A_i V A_j$.

Примером L-решетки может служить диаграмма Хассе (или диаграмма максимальных связей).

Пусть множество основных целей РНМ $V=\{V_k\}$, k=1,2, ...,K (K - количество целей) представляет собой упорядоченное множество. Например, показанные на рис. 2.24 и 2.25 знаковые орграфы представляют собой структуры L, имеющие конфигурацию обычного предпорядка. Конденсация этих знаковых орграфов позволяет организовывать частичный или полный порядок на множестве целей.

Предположим, что имеется K=7 целей РНМ. Пусть диаграмма максимальных связей для этих целей имеет вид, показанный на рис. 2.52. Отметим, что на диаграмме отражены две максимальные связи, которые записываются как

$V_1 < V_2 < V_3 < V_6 < V_7$;

$V_1 < V_2 < V_4 < V_5 < V_7$.

Здесь знак < означает предшествование, например, запись $V_1 < V_2$ говорит о том, что V_1 предшествует V_2 или, что цель V_2 более значима, чем цель V_1. Расстояние между двумя вершинами в таком неориентированном графе G=(V,A) получило название длины кратчайшей цепи - R_{ij}. Максимальный кратчайший путь между любыми двумя вершинами называется диаметром неориентированного обычного графа *[o7]* - d(G)

$$d(G) = \max_{V_i,V_j \in V} R_{ij}.$$

Для каждой вершины V_i найдем W_i как

$$W_i = \max_{V_j \in V} R_{ij}.$$

Вершина V_c называется центром графа, если W_c имеет минимальное значение среди вершин графа. Такое значение W_c называется радиусом графа G.

В таблице 2.10. приведена матрица расстояний $R(V_i,V_j)$ для диаграммы максимальных цепей, представляющей собой неориентированный граф.

Таблица 2.10. Матрица расстояний $R(V_i,V_j)$ для диаграммы максимальных цепей.

$R(V_i,V_j)$	V_1	V_2	V_3	V_4	V_5	V_6	V_7	max $R(V_i,V_j)$
V_1	0	1	2	2	3	3	4	4
V_2	1	0	1	1	1	2	3	3
V_3	2	1	0	2	3	1	2	3
V_4	2	1	2	0	1	3	2	3
V_5	3	2	3	1	0	2	1	3
V_6	3	2	1	3	2	0	1	3
V_7	4	3	2	2	1	1	0	4

Нетрудно увидеть, что $d = \max R(V_i,V_j) = 4$

Пусть $Y = \{y_1, y_2, y_3, y_4, y_5, y_6, y_7\}$ - множество вариантов РНМ. Каждый вариант характеризуется кортежом целей y_i , i=1,2, ...,N (N=7), упорядоченных по степени предпочтения (или значимости) и функции принадлежности этих целей принимают свои значения на множестве L. Кроме того, известно, что "наилучший" вариант разработки должен быть представлен следующим кортежом целей:

$$<V_5, V_7, V_4, V_2, V_1, V_6, V_3>$$

или

$$Y_{sup} = \{<V_5/y_1>,<V_7/y_2>, <V_4/y_3>, <V_2/y_4>, <V_1/y_5>, <V_6/y_6>, <V_3/y_7>\}$$

Рассмотрим два варианта РНМ Y_1 и Y_2, которые являются нечеткими подмножествами множества Y: $Y_1 \subset Y$ и $Y_2 \subset Y$. Предположим, что эти подмножества заданы в виде

$$Y_1 = \{<V_3/y_1>,<V_4/y_2>, <V_6/y_3>, <V_1/y_4>, <V_5/y_5>, <V_2/y_6>, <V_7/y_7>\}$$

и

$$Y_2= \{<V_7/y_1>,<V_5/y_2>, <V_3/y_3>, <V_4/y_4>, <V_2/y_5>, <V_6/y_6>, <V_1/y_7>\}.$$

Ставится задача выбрать из этих двух вариантов наиболее близкий к "наилучшему" по наиболее значимым целям. Для дальнейших выкладок понадобится обобщенное относительное расстояние Хемминга, которое задается как

$$\delta(Y_1, Y_2) = 1/N \sum_{i=1}^{N} R_{y_i}(V_1,V_2)/d .$$

Такое расстояние полностью удовлетворяет свойствам неотрицательности, симметричности, транзитивности *[k1]*. Тогда значения функции принадлежности можно представить как

$$\mu_Y(V_i,V_j) = R_{y_i}(V_i,V_j)/d.$$

Расстояния $R_{y_i}(V_i,V_j)$ находятся из матрицы (см.табл. 2.10):

$$R_{y_i}(V_1,V_{sup}) = \{<(V_3,V_5)/y_1>,<(V_4,V_7)/y_2>, <(V_6,V_4)/y_3>, <(V_1,V_2)/y_4>,<(V_5,V_1)/y_5>,<(V_2,V_6)/y_6>,<(V_7,V_3)/y_7>\} = \{<3/y_1>,<2/y_2>,<3/y_3>, <1/y_4>, <1/y_5>,<2/y_6>,<2/y_7>\}.$$

$$R_{y_i}(V_2,V_{sup})=\{<(V_7,V_5)/y_1>,<(V_5,V_7)/y_2>,<(V_3,V_4)/y_3>, <(V_4,V_4)/y_4>,<(V_2,V_1)/y_5><(V_6,V_6)/y_6>, <(V_1,V_3)/y_7>\}= \{<1/y_1>,<1/y_2>, <2/y_3>, <0/y_4>, <1/y_5>,<0/y_6>,<2/y_7>\}.$$

Найдем значения функций принадлежности

$$\mu_Y(V_1,V_{sup}) = R_{y_i}(V_1,V_{sup})/d=\{<0.75/y_1>, <0.5/y_2>, <0.75/y_3>, <0.25/y_4>, <0.25/y_5>,<0.5/y_6>,<0.5/y_7>\}.$$

$$\mu_Y(V_2,V_{sup}) = R_{y_i}(V_2,V_{sup})/d=\{<0.25/y_1>, <0.25/y_2>, <0.50/y_3>, <0.0/y_4>, <0.25/y_5>,<0.0/y_6>,<0.5/y_7>\}.$$

Определим обобщенное относительное расстояние Хемминга как

$$\delta(Y_1,Y_{sup}) = 1/N\ (0.75+0.5+0.75+0.25+0.25+0.5+0.5)=3.5/7=0.5;$$
$$\delta(Y_2,Y_{sup})=1/N\ (0.25+0.25+0.50+0.0+0.25+0.0+0.5)=1.75/7=0.25$$

Таким образом вариант РНМ Y_2 наиболее близкий к наилучшему Y_{sup}.

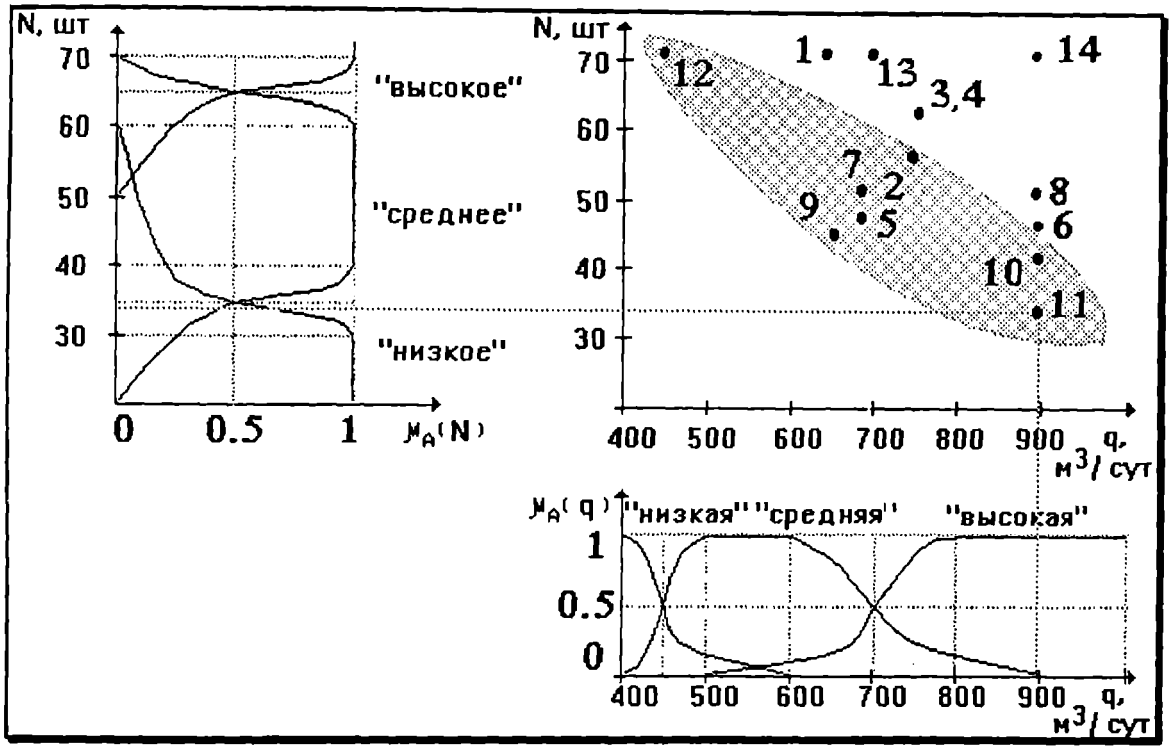


Рис. 2.47. Вычисление степеней принадлежности проектных ситуаций РНМ нечетким множествам, описывающих терм-множество {"низкая"; "средняя"; "высокая"} лингвистических переменных P_q = <"продуктивность скважины"> и P_N = <"количество скважин">

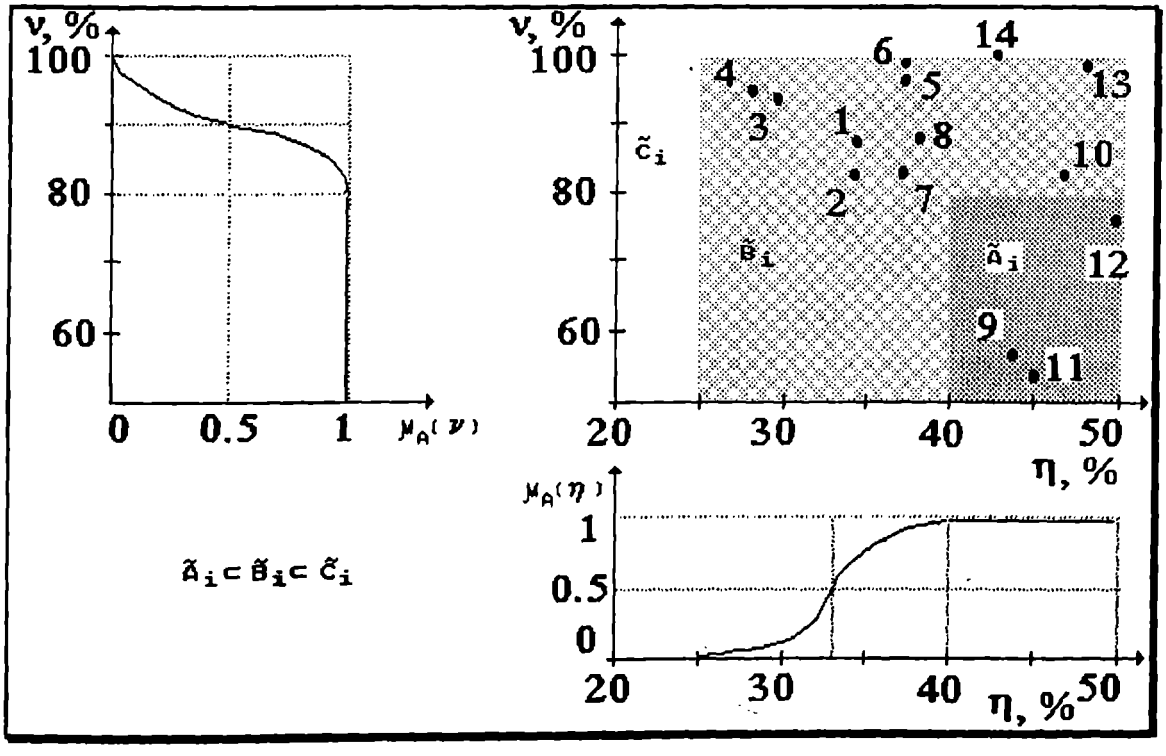


Рис. 2.48. Области достижения целей РНМ в 2М пространстве параметров (η, ν) и соответствующие нечеткие функции принадлежности $\mu_A(\eta)$ и $\mu_A(\nu)$ множеству нечеткой цели

A_i- область полного достижения целей; B_i- область частичного достижения целей; C_i- область полного недостижения целей

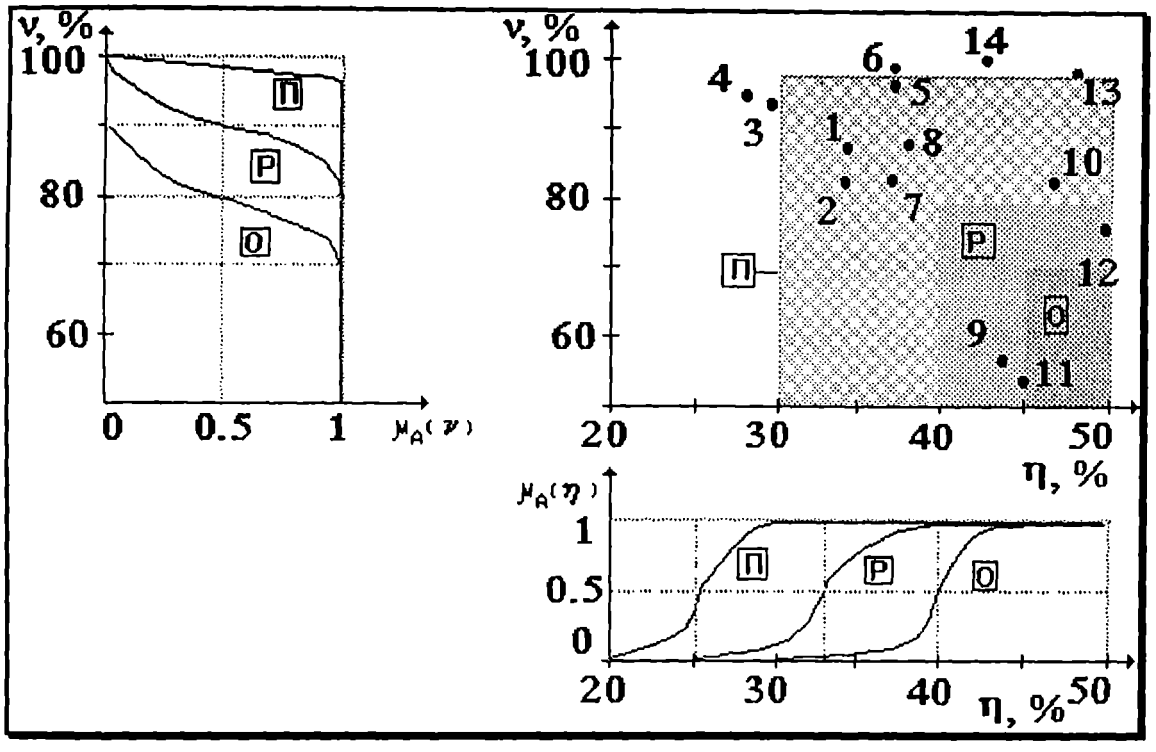


Рис. 2.49. Влияние субъективного фактора на размеры областей достижения целей РНМ и вид соответствующих функций принадлежности

О – оптимистическая стратегия; Р – реалистическая стратегия; П – пессимистическая стратегия

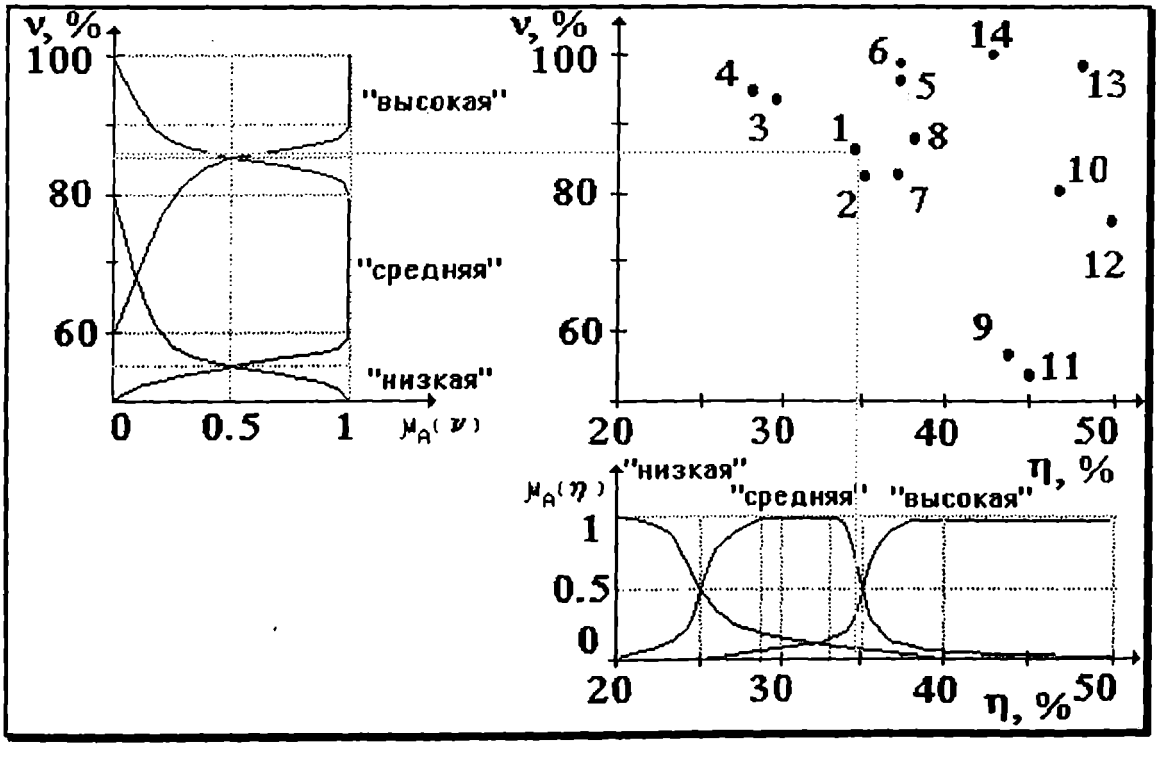


Рис. 2.50. Вычисление степеней принадлежности вариантов РНМ нечетким множествам, описывающих терм-множество {"низкая"; "средняя"; "высокая"}, лингвистических переменных P_η = <"нефтеотдача"> и P_ν = <"обводненность">

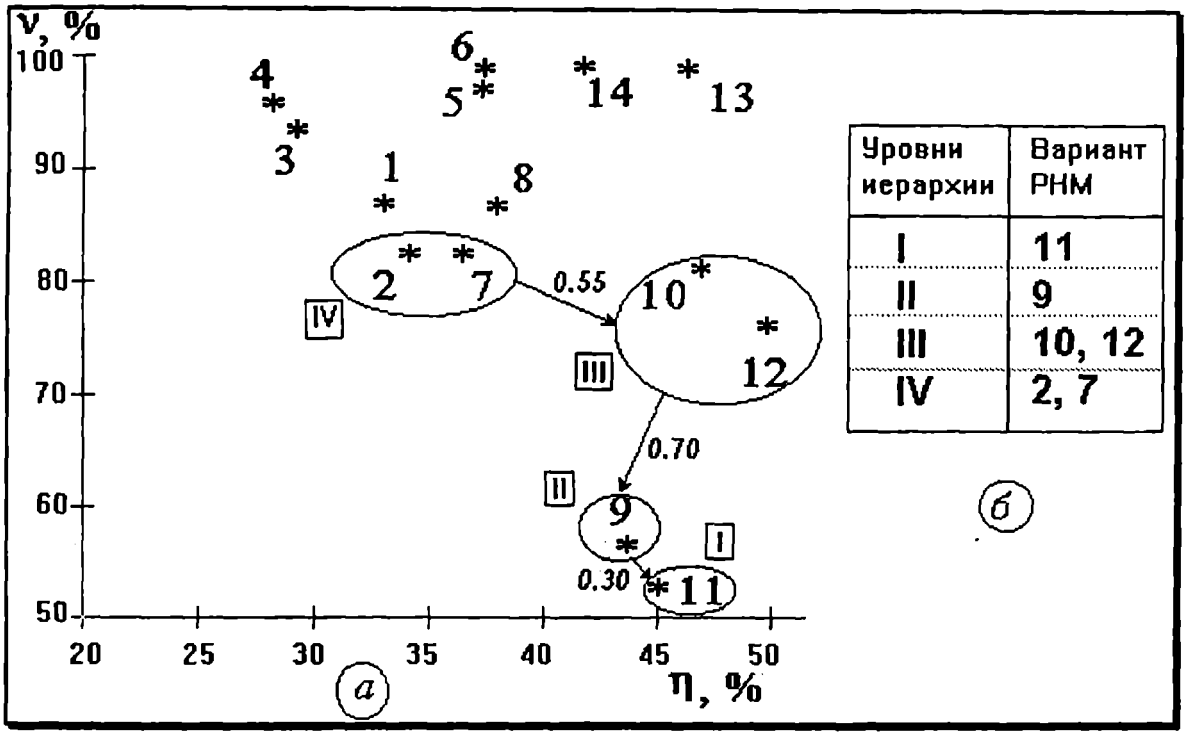


Рис. 2.51. Определение оптимальных вариантов РНМ путем построения графа отношения нечеткого включения (а) и диаграммы Хассе (б).

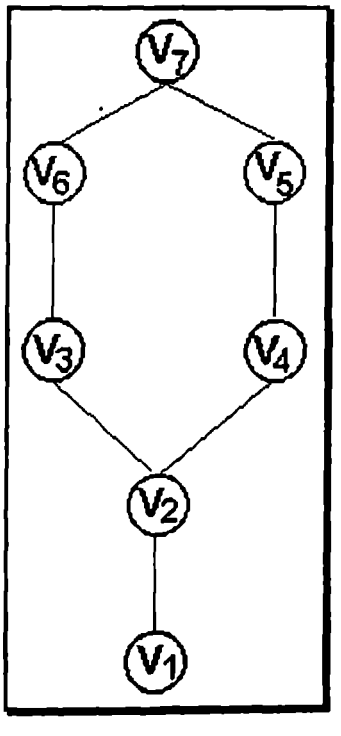


Рис.2.52. Диаграмма максимальных связей (диаграмма Хассе) для целей РНМ, определяющая неориентированный обычный граф.

Выводы

Многокритериальная нечеткая логика – наиболее эффективный метод теории принятия решений в области разработки месторождений углеводородов. Она может находить применение на различных стадиях прогнозирования РМУ (экспертного анализа; составления ТЭО; разработки технологической схемы и полномасштабного проектирования). Аналогично тому, как в многокритериальном прогнозировании парето-оптимальная область наиболее полно отвечает поставленным целям проекта, в нечетком прогнозировании нечеткие типовые проектные решения наиболее соответствуют поставленным нечетким, противоречивым целям и ограничениям. Нечеткие типовые проектные решения эффективно и относительно быстро определяются путем использования оператора нечеткого включения.

Сочетание многокритериальной нечеткой логики с методом анализа иерархий весьма целесообразно при системном анализе залежи УВ и системы разработки этой залежи.Предложено использование нового вида закономерностей – нечеткого, "размытого" в дополнение к существующим детерминированным и вероятностно-статистическим при описании структуры и свойств залежи и ее поведения при процессах разработки. Предложено использование теории нечетких множеств в качестве концептуальной основы для задачи выбора оптимального (рационального) варианта РНМ. Показана возможность представления размытых и противоречивых целей и ограничений в РНМ посредством нечетких множеств. Предложены теоретико-множественные операции над нечеткими множествами для агрегирования (свертывания) целей и глобальных параметров, которые в общем случае определены в пространствах с различной размерностью.

Процедура выбора оптимальных вариантов разработки НМ в нечетких условиях состоит из следующих этапов: идентификация нечетких целей и ограничений РНМ; построение нечеткой иерархической структуры проектной ситуации в РНМ; определение множества нечетких типовых ситуаций РНМ; определение множества нечетких типовых альтернатив РНМ; определение множества типовых рациональных вариантов РНМ (или нечетких проектных решений); формирование множества расчетных вариантов РНМ, нечетко включенных в множество типовых рациональных вариантов РНМ; определение нечетко оптимальных вариантов РНМ (или нечетко-оптимальных по Парето). Разработанная процедура отвечает всем требованиям, предъявляемым к окончательным решениям в многокритериальной системе принятия решения: выделяет наилучший вариант РНМ; разделяет рассматриваемые варианты по иерархическим уровням; упорядочивает варианты по качеству решения на основе использования функций принадлежности.

Глава 3

МОДЕЛИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ В НЕЧЕТКОЙ И НЕОПРЕДЕЛЕННОЙ СРЕДЕ

3.1. Стохастическое и нечетко-стохастическое моделирование месторождений нефти и газа

Для большинства месторождений характерна невысокая ПСС. Недостаток информации о межскважинном пространстве является критическим при описании пласта и моделировании разработки. В то же время сложившаяся ситуация диктует разработку новых математических подходов, позволяющих создавать удовлетворительные модели геологии и разработки залежей нефти и газа – это стохастическое и нечеткое моделирование. Эти методы являются альтернативами классическим методам описания и разработки пласта, которые использовали упрощенную технику корреляции между скважинами. Основной причиной успеха стохастического моделирования в последние 2–3 года является то, что это геолого-управляемый подход, тогда как классические методы скорее можно отнести к алгоритмо-управляемым подходам *[j13]*. Стохастические модели строятся путем моделирования в первую очередь неоднородностей большого масштаба (например, основные структурные элементы залежи), а затем уже – неоднородностей мелкого масштаба (петрофизические особенности).

Современные методы разработки базируются на междисциплинарном подходе, при котором достигается эффективная с экономической и технической точек зрения тесная кооперация и координация между седиментологами, инженерами-нефтяниками, математиками, программистами и управленцами. Подобная команда ученых и специалистов отличается тем, что ее члены лучше понимают геологические процессы, создают более реальные модели разработки залежей за короткое время и с меньшим набором неоднородностей, получают быстрые и точные прогнозы в удобной для ЛПР форме.

Успех стохастического моделирования, кроме того, опирается на разработки в области построения седиментологических моделей, учитывающих обстановки осадконакопления и архитектуру фаций; скважинного фациального анализа как базы для построения геометрии пласта и моделей фаций; создания адекватной базы данных.

Первичные осадочные фации влияют на петрофизические характеристики горных пород. Петрофизические характеристики пласта контролируются процессом диагенеза, влияние которого на различные типы пород разнородное. Петрофизический анализ включает распределение пор по размерам, отношение площади поверхности к объему, полезную пористость. Геометрия и топология поровой системы влияет на движение и распределение жидкостей.

Особенно обещающим является моделирование процессов формирования залежи в течение геологического времени. В этом случае

создается последовательный стратиграфический каркас, который включает неоднородности архитектурных (составных) элементов, связанных с соответствующей петрографической шкалой. Сложности возникают при привязке информации по скважине к исходным данным, таким как начальная скорость осадконакопления, скорости опускания породы и др. Эти исходные данные поддаются определению для конкретных районов.

За последние 10 лет стохастическое моделирование значительно увеличило возможности научных исследований в РНМ. К ним можно отнести следующие:

использование реалистичных моделей приводит к более реалистичным прогнозам (проектная нефтеотдача стала ниже при моделировании неоднородных пластов, прогнозный прорыв воды наступает раньше, отборы нефти ниже в случае использования входных данных от геостатических или седиментологических моделей);

поиск более дальновидных решений, а не сверхоптимальных; опыт разработки показывает, что из-за неучета неоднородностей на ранних стадиях проектирования очень часто наступает быстрое и высокое обводнение;

ускоренное восстановление истории разработки с улучшенными пластовыми характеристиками (основная проблема здесь – неопределенность вследствие использования нескольких альтернативных моделей залежи при восстановлении истории разработки);

3М моделирование залежей за короткий срок (несколько дней) по сравнению с традиционным 2М моделированием (несколько месяцев). 3М моделирование позволяет быстрее учитывать новую промысловую информацию, в том числе от бурения новых скважин.

Авторы работы *[j13]* считают, что ключевыми элементами для извлечения большего объема нефти из залежей является улучшенное описание пласта совместно с пониманием динамики течения жидкостей в пористых средах. Почти все пласты неоднородны настолько, что их невозможно моделировать, используя гомогенные модели. Основной движущей силой в разработке стохастических моделей на седиментологической основе является долгосрочное прогнозирование разработки залежей УВ.

Нечеткая геологическая модель

Поскольку описание нефтяной залежи содержит разнородную информацию, наиболее естественно использовать гибридный подход для генерации модели залежи. Детерминированные элементы геологического описания (тип породы, коллектора, фации) разумнее всего описывать с использованием детерминированных моделей. Случайные данные и особенности строения залежи (прерывистые, линзовидные песчаные и глинистые тела, наблюдаемые только в одной скважине либо предполагаемые в пространстве между скважинами) удобнее генерировать на основе стохастических моделей. Нечеткие (в том числе неопределенные, зачастую субъективно трактуемые) параметры, свойства и структурные элементы, наблюдаемые в точечных источниках – скважинах и сейсмических разрезах, естественно воспроизводить на базе

нечетких, "размытых" моделей. Точка в геологическом пространстве может принадлежать ограниченному числу фаций, со степенью принадлежности от 0 до 1. Неопределенность в геологии залежи возникает из-за неполной информации о внутреннем строении и геометрических формах пластов. Основная задача РМУ – создание эффективной СР залежи, и поэтому очень важно установление пределов влияния геологической неопредленности на конечные показатели разработки и уровень достоверности получаемых прогнозов. Нечеткая модель позволяет вычислить степень определенности перехода (или замещения) одних фаций в другие, одного геологического тела в другое, перемещения сбросов и разломов. Каждая точка в залежи рассматривается как нечеткая точка. Нечеткая модель описывает значение параметров в точке с различной степенью принадлежности различным нечетким множествам. Например, точка $P(x_i, y_i, z_i)$ характеризуется пористостью 0,2, степень принадлежности данной точки нечетким множествам "высоко-", "средне-", "низкопористая". Проект определяется величинами 0,6; 0,8; 0,5 соответственно. Для каждой нечеткой точки заданы возможные направления изменения ее значений как по вертикали, так и по горизонтали; границы ее изменения.

Неоднородность пласта

Экономически эффективная разработка новых и существующих нефтяных ресурсов настоятельно требует углубленного понимания природы и характера пластов. В основу новейших технологий и процессов извлечения нефти положены исследования физических, биологических, химических факторов, влияющих на течение флюидов в сложнопостроенных и неоднородных коллекторах *[d8]*. Как показывают результаты междисциплинарной научной программы, проведенной по инициативе департамента по энергетике США (DOE), существует высокая степень корреляции между нефтеотдачей на естественных режимах и пластовым типом системы осадконакопления. Однако тип структуры и происшедшие диагенетические преобразования в некоторых пластах могут играть доминирующую роль. В данной программе приняли участие 24 научно-исследовательские организации из 19 штатов, которые охватывают все основные нефтеносные провинции. Усилия около 500 ученых были объединены в работе над шестью основными программными элементами, включающими 41 область научно-исследовательских работ: усовершенствованное геологическое описание пласта; высокое сейсмическое разрешение и 3М отображение; усовершенствованные численные методы для геологического моделирования; улучшение контроля за подвижностью рабочих агентов (пены, загустителя); создание совершенных инструментов для ГИС; создание технических средств по измерению и оценке нефтяных и газовых пластов при горизонтальном разбуривании.

Неоднородность пласта определяется следующими основными факторами: системой осадконакопления, типом структуры, диагенезом, свойствами жидкостей и режимом пласта. Традиционными петрофизическими исследованиями охватывается шлиф площадью до 5

см^2, который дает представление о строении пласта объемом до 10^6 м^3. В то же время тестовые исследования скважин и ячейка дискретной решетки при численном моделировании характеризуют пласты размером до 10^{14} и 10^{12} м^3 соответственно. Были определены четыре уровня, или шкалы неоднородности: микроскопическая (поровая); мезоскопическая (пропластки, слои); макроскопическая (межскважинная залежь); мегаскопическая (несколько горизонтов).

Результаты исследований показали, что макроскопическая неоднородность (межскважинная) играет доминирующую роль в эффективности нефтеизвлечения. Характер макроскопической неоднородности есть в основном функция типа системы осадконакопления пласта. Глинистые пропластки в системах осадконакопления типа русловых баров могут сужать фильтрационное пространство флюидов и разбивать пласт на несвязанные элементы по латерали. Такой пласт не может успешно эксплуатироваться одной скважиной. Необходимо бурение нескольких либо горизонтальных (наклонных), либо вертикальных скважин. Коэффициент вытеснения очень сильно корреллирует с типом системы осадконакопления. Коэффициент нефтевытеснения изменяется от более 80–90% для дельтовых отложений с преобладанием волновых процессов (East Texas field) до менее 20% для богатых глинами глубоководных конусов выноса (Spraberry, West Texas). Системы речных отложений имеют промежуточные значения нефтевытеснения вследствие отсутствия латеральной непрерывности продуктивных зон. Второй основной вывод этих исследований – карбонатные пластовые системы более неоднородные, чем песчанные пласты, и имеют более низкие коэффициенты нефтевытеснения. В результате анализа свыше 500 залежей *[d8]* было выделено около 48 типов объектов, из них 11 основных:

обломочные (кластические) пласты (дельты с преобладанием речных процессов; морские; дельтовые; прибрежные; речные);

карбонатные пласты (замкнутые платформы; край платформы; надвиговый сброс; открытый шельф; атоллы, большие рифы).

Неоднородность пласта может быть смоделирована путем присвоения ячейкам 3М решетки различных значений параметров. Например, уменьшение снизу вверх проницаемости, характерное для песчаных отложений речных каналов, моделируется так, как это показано на рис. *3.1*. Перетоки между соседними блоками могут быть учтены путем ввода коэффициента перетока между блоками – M_l (в мкм^2), где l = x, y, z (см. рис. *3.2*). Коэффициент перетока M_l определяется как среднегармоническое абсолютных проницаемостей в соседних блоках:

$$M_l = (2k_{lp} * k_{lp+1}) / (k_{lp} + k_{lp+1}),$$

где p =1, n–1 – количество узлов в направлении l.

Введение коэффициента перетока между соседними блоками позволяет моделировать глинистые прослои с абсолютной проницаемостью k ≥0,0, сцементированные зоны, разломы, заполненные

низкопроницаемыми осадками. Коэффициенты перетока между соседними блоками очень часто используются для представления латерально непрерывных глинистых барьеров (см. рис. *3.3*). Коэффициент песчанистости отражает долю порового объема, занятого глинистыми слоями.

Концептуальное моделирование

Моделирование РМУ включает построение концептуальной модели, модели описания пластов и разработки залежи. Концептульная модель залежи – субъективная основа для любой модели пласта. Обстановки осадконакопления, внешние факторы (скорости осадконакопления, изменения уровня моря), фации, направления разломов, региональные особенности учитываются при построении концептульаной модели. Концептуальная модель залежи строится путем использования классических геонаучных принципов для конкретных геологических свойств и условий залегания изучаемого объекта. Разрабатываемые в настоящее время модели нефтегазоносных бассейнов могут послужить основой для построения концептуальной модели залежи. Последняя обычно включает создание структурной карты. Значительную неопределенность в концептуальную модель залежи вносят следующие параметры: неоднозначность путей транспортировки осадков и направления палеорусел, неопределенность местоположения основных элементов палеомодели залежи, бедная эмпирическая основа для построения форм и размеров фациальных тел, глинистых покрышек на базе анализа обнажений аналогичных горных пород. Стохастическое моделирование требует более широкой концептуальной основы, чем та, которая используется при традиционном геологическом моделировании. Концептуальная модель формирует как бы качественную модель залежи. Количественная модель строится чаще всего с использованием различных модификаций процедуры, предложенной в работе *[h7]*.

Перед построением стохастической модели тщательно изучаются результаты региональных геологических исследований, условия и типы осадконакопления в данном нефтегазоносном бассейне, обнажения аналогичных типов пород и собираются данные по минипзмерениям проницаемостей в обнажениях. На основании этих исследований строится концептуальная модель (см. рис. *3.4*). Каждый морфологический элемент обстановки осадконакопления (русло, бары, конус выноса и др.) задается положением в пространстве его центра тяжести (x, y, z), геометрической формой (прямоугольник, эллипсоид), размерами (длиной L, шириной W, высотой h), ориентацией относительно сторон света q (север, юг, запад, восток) и сферическим углом вращения b (см.рис. *3.5*). Возможные варианты размещения элементов осадконакопления проигрываются на компьютере и из них выбираются наиболее вероятные *[d8]*. При рассмотрении каждого варианта размещения добиваются согласованности в данных в разрезе между двумя скважинами.

Концептуальная модель осадконакопления служит основой для построения модели залежи по пластам, модели разведки аналогичных

залежей и модели типов течения флюидов *[s14]*. Слоистая модель залежи строится на основе дискретного стохастического подхода. Каждый пласт характеризуется основными фациальными условиями осадконакопления. Обычно рассматривают 4–6 основных фаций (или условий осадконакопления). Такая грубая модель обстановок осадконакопления обусловлена ограниченными возможностями современных компьютеров. Характерный размер ячейки ЗМ дискретной решетки залежи варьирует от 50·50·0,5 до 200·200·2 м. При этом количество ячеек в дискретной решетке залежи УВ достигает 3 млн.

В работе *[d1]* рассматривается шесть условий осадконакопления: F_1 – пески устьевого бара (лопасти); F_2 – алевриты межлопастной области; F_3 – пески канала (русла) реки; F_4 – тонкозернистый песок и алевриты фронта дельты; F_5 – тонкозернистые разности дельтовой равнины; F_6 – кальциты. Для девяти пластов была построена дискретная фациальная модель (см. рис. *3.6*).

Фация (или условие осадконакопления) характеризуется: средним значением петрофизической переменной (пористость, проницаемость); интервалом изменения петрофизического параметра; матрицей корреляции между параметрами; пространственной функцией корреляции. В силу трудностей компьютерного моделирования, а также ограниченного количества данных на начальном этапе проектирования в основном ограничиваются двумя петрофизическими параметрами – пористостью и проницаемостью (или проницаемостью по горизонтали и вертикали). Для этих параметров строится непрерывная стохастическая модель с использованием методов, описанных выше. Морфологические элементы обстановок осадконакопления на разных уровнях (пластах) задаются своими математическими ожиданием и дисперсией. Пространственные корреляционные функции для петрофизических параметров задаются экспертным путем. Размеры морфологических элементов варьируются как по латерали (до нескольких сот метров), так и по вертикали (в пределах нескольких метров). Каждый элемент характеризуется несколькими петрофизическими параметрами (до 5–7). Для десятков возможных реализаций строятся непрерывные стохастические модели. Окончательный выбор наиболее реальной геологической модели залежи осуществляется экспертным путем геологами.

Стохастическое моделирование

Значение осадочных отложений рассматривалось в работах исследователей начиная с 60-х годов. Но и в настоящее время информация об основных механизмах осадконакопления не позволяет получить однозначную интерпретацию на основании исследований керна, геофизических исследований скважин и сейсмики. Современное развитие общей и промысловой геологии и широкое внедрение компьютерных технологий в РМУ позволяет говорить о разработке и геологии залежей нефти и газа как о компьютерно-ориентированных науках. Залежь УВ является продуктом деятельности многочисленных

геологических процессов (седиментации, диагенеза, эрозии и др.), как кратко текущих, так и долговременных. Традиционные подходы к моделированию речных, морских, озерных и других отложений дают сильно упрощенные модели залежи (см. главу 1). Использование последних в имитационных моделях приводит к тому, что прогнозные модели неудовлетворительно описывают процессы добычи нефти. При использовании стохастического моделирования (СМ) риск и неопределенность в РМУ заметно снижаются по сравнению с традиционными подходами.

Одним из новых подходов, который хорошо описывает неоднородные осадочные отложения, является стохастическое моделирование. Основные классы стохастических моделей – дискретная, непрерывная и гибридная (объединяющая базовое пространство первых двух моделей). Первые работы по созданию основ стохастического моделирования появились с середины 80-х годов *[h6, r10, s19]*. Но наиболее интенсивные исследования в этом направлении отмечаются в последние 2 года *[m1]*. Предпосылкой использования стохастических моделей в РМУ послужили следующие факторы *[d1]*: неполная информация о пластовых размерах, внутренней архитектуре и изменчивости пластовых свойств во всех измерениях; сложное пространственное размещение основных структурных элементов (фаций) пласта; масштабирование при установлениии взаимосвязи характеристик на макроуровне и интегральных характеристик горной породы (проницаемости, смачиваемости и др.); трудноустанавливаемые свойства пород и геометрия пласта в пространстве между скважинами; относительное изобилие статической информации (т.е. информации со скважин для фазовых проницаемостей, пористости, нефтенасыщенности и сейсмических данных) по сравнению с динамической, например о влиянии изменения архитектуры горной породы со временем на процесс нефтеотдачи. Одной из причин, лежащих в основе развития СМ, была разработка морских месторождений (РММ), которая революционизировала многие процессы в технике и технологии, в том числе и в компьютерном моделировании. Как правило, РММ прогнозируют на основе относительно небольшого количества поисковых и разведочных скважин по сравнению с разработкой залежей на суше.

При стохастическом моделировании создается синтетическая геологическая модель со свойствами флюидов обычно в трех измерениях. Как известно, неоднородность пласта в значительной степени контролирует вытеснение нефти из коллекторов. Одним из достоинств стохастического моделирования является учет малых и больших неоднородностей в геологической модели. Он позволяет моделировать сложные неоднородные распределения; включать широкий спектр геологических интерпретаций фаций; получать более правдоподобные модели корреляции между скважинами и распределения вертикальной проницаемости песчаных тел. Стохастический подход был использован при моделировании различных обстановок осадконакопления: турбидитных *[a12]*, речных и дельтово-береговых *[c6]*, карбонатных *[f2]*, глубоководно-морских конусов выноса *[h3, s12]*, эоловых *[h1]*,

конуса выноса дельты *[d1]*, дельтовой равнины *[d1]*, фронта дельты *[d1]*, ледниковых *[m4]*.

Стохастические геологические модели предназначены для использования в математическом и численном моделировании разработки пласта, контроле за разработкой залежи, оптимизации доизвлечения оставшихся УВ, оптимального размещения скважин *[m1]*. Статистические модели описывают вероятности, которые определяют случайные характеристики геологических параметров, тел и процессов.

К недостаткам стохастического подхода следует отнести то, что в настоящее время имеется крайне небольшая информация по аналогам фациальных обстановок, содержащая сведения об их характерных размерах, распределениях и латеральной непрерывности. Чрезвычайно трудной задачей остается детальная геологическая интепретация обстановок осадконакопления по данным со скважин, а полученные результаты моделирования не полностью однозначны.

Стохастические модели значительно лучше моделей, которые строятся с использованием традиционных подходов. Процесс осадкоотложения редко непрерывный и постоянный. Неоднородность осадконакопления связана со скоростью седиментации, тектоническими движениями и природно-климатическими циклами. Очевидно, что в модели описания залежи должны быть представлены как изменения петрофизических свойств пласта по латерали и вертикали, так и первичные структуры процессов осадконакопления (русла рек, бары, лагуны, конуса выноса и др.). С другой стороны, неоднородность процессов осадконакопления вовсе не означает, что окончательные параметры пласта носят полностью случайный характер. Это говорит о том, что петрофизические характеристики содержат достаточно много "шума", который и затрудняет полное и точное распознавание системы, типов и элементов седиментационных процессов *[b9]*.

Например, пласты с речным типом отложений характеризуются сложным латеральным и вертикальным сложением песчаных речных русел и их переслаиванием с глинистыми пластами и перемычками. Для создания рациональной системы разработки, размещения скважин на подобного рода пластах очень важно точное описание неоднородности строения, геометрии и формы песчаных тел, пропластков, геометрии и форм глинистых перемычек, в частности создание зональных моделей (или блоков) со схожим типом течения флюидов или дискретных стохастических моделей.

Гибридная модель

Почти все модели дискретного и непрерывного типов могут быть объединены в гибридную модель. Это является одним из основных достоинств гибридного подхода. При объединении непрерывных и дискретных моделей следует использовать наиболее разумные сочетания, учитывающие сложность математических методов, широту их применимости и особенности компьютерного моделирования. В этом случае удобно воспользоваться диаграммой условий применимости математических методов, представленной на рис. *3.7*. Процесс создания стохастической модели обычно двухстадийный. На первой стадии создается дискретная модель для широкомасштабных седимен-

тологических обстановок осадконакопления на основе данных, полученных от сейсмики, ГИС и для обнажений горных пород. Для моделирования элементов структуры дискретной модели используется непрерывная модель, описывающая пространственную вариацию петрофизических переменных. Моделирование седиментологических обстановок (пакет "SESIMIRA") осуществляется обычно в несколько этапов. На первом этапе вся геометрически точкопривязанная (детерминированная) информация вводится в модель. К такой информации относятся: разломы, геометрия залежи, фации (по исследованным скважинам), пространственные зависимости, иерархия и последовательности между фациями. Второй этап заключается в генерации случайного (стохастического) распределения моделируемых параметров в оставшемся объеме залежи. Размеры, ориентация в пространстве каждого фациального тела задаются исходя из вероятностного распределения (см. рис. *3.8*). При этом центр тяжести тела размещается в модели пласта в соответствии с вероятностными распределениями для горизонтального и вертикального местоположения. Допускается, что тело может в некоторых пределах слегка перемещаться во всех измерениях для привязки к детерминированным данным. Этап заканчивается, когда получено удовлетворительное распределение для объемной доли каждой рассматриваемой фации. В базу данных вводится обычно вся имеющаяся информация по месторождению (в некоторых случаях она превышала 100 скважин). Объемная доля и средние значения толщины каждой фации определяются по информации со скважин. В то же время размеры фаций по латерали с трудом поддаются определению. Частично учитывается информация по корреляции между скважинами, данные по обнажениям и бурению и анализу шлама. Очень важна палеографическая информация при оценке направления отложения и пространственного положения фаций.

Методология программного пакета "HERESIM" состоит из четырех шагов: геологического изучения и геостатического анализа; стохастического моделирования пластового строения; определения пористости и проницаемости; масштабирования петрофизической информации. Первый из них включает построение литостратиграфических единиц, установление фациальной последовательности, построение пропорциональных кривых вариограмм.

Литостратиграфические единицы представляют собой систему генетически связанных напластований, ограниченных основным седиментационным нарушением или изменением режима осадконакопления. Примерами таких нарушений служат основные поверхности размыва, поверхности разрыва. Фациальная последовательность в модели определяется положением литофаций в осадочных отложениях. Пропорциональные кривые определяют долю каждой фации на данной глубине и вычисляются для каждой литостратиграфической единицы. С помощью вариограмм количественно задают пространственную непрерывность каждой литофации в пласте и средние размеры осадочных тел.

На втором шаге осуществляется стохастическое моделирование пластовой геологии, основанное на модели усеченных гауссовских случайных функций.

На третьем шаге для каждой фации определяется интервал изменений по пространству и функция распределения пористости и проницаемости. Затем устанавливаются значения этих параметров в узлах решетки.

На четвертом этапе проводится переход от масштаба высокоточных геологических моделей с мелкой решеткой к крупным блокам имитационных моделей разработки.

Предварительным условием для петрофизического моделирования (пакет "DESIRE") является разбиение пласта на основные блоки (или фации). Для каждого блока (фации) определяется характерное множество параметров. Для этих петрофизических параметров (пористости, проницаемости, насыщенности) находятся их ожидаемая величина и вариация, а также межпараметрическая корреляционная матрица. Пространственные структуры могут соответствовать сферическим, экспоненциальным и фрактальным корреляционным функциям. В настоящее время используется только сферическая функция. Число фаций обычно изменяется от 2 до 10, а число рассматриваемых скважин – от 0 до 100. Характерные (ожидаемые) значения параметров, их вариации, корреляционные матрицы и вертикальные корреляционные функции получаются из анализа данных по скважинам или могут задаваться экспертами-геологами. Латеральная пространственная корреляция должна выводиться из данных по обнажениям этой породы или ее аналогов. Моделирование пластовой неоднородности может иметь лишь ограниченный интерес. Основной целью стохастического моделирования является повышение качества прогнозов добычи и снижение их неопределенностей. Обычно детальная петрофизическая модель содержит свыше 1 млн ячеек решетки. Тогда решетка для моделирования разработки имеет около 5–10 тыс. блоков со средними размерами от 100·100·10 до 300·300·30 м. Основная проблема – усреднение и условия перетока между блоками. Проблема в стохастическом моделировании – генерирование пластовой архитектуры непосредственно из сейсмической информации. Пока эта задача не решена.

Область применения стохастического моделирования, как считает автор работы *[s4]*, должна быть ограничена вновь вводимыми в разработку месторождениями или залежами, находящимися на первой стадии разработки (у которых отобрано менее 5% общих запасов). С этой точки зрения стохастическое моделирование наиболее пригодно для оценки неопределенности при добыче нефти. Полномасштабное ЗМ моделирование можно использовать для оценки влияния неопределенности в данных на конечный проектный показатель. Сдерживающим фактором применения этого подхода является чрезмерно высокая стоимость вычислений *[h6]*. С другой стороны, большинство разрабатываемых пластов, для которых уже построены высокочувствительные ЗМ модели по восстановлению истории разработки, должны выпадать из области применения стохастического моделирования, так как в противном случае каждая возможная стохастическая модель должна быть настроена на основные данные разработки за предыдущий период, перед тем как быть использованной в прогнозной модели. Напротив, в

[m6] показано, что 3М модель с традиционным подходом к восстановлению 21-летней разработки (включая и режим истощения и заводнение) при прогнозировании последующего попеременного нагнетания воды и газа дала ошибочные прогнозы. Более реалистичный прогноз был получен с применением 3М фрактальной модели без восстановления истории разработки. Авторы *[m6]* далее отмечают, что фрактальная модель дает лучшее понимание пластового поведения, чем восстановление истории разработки на традиционных грубых сеточных моделях. Авторы *[h6]* согласны с тем, что стохастическое моделирование в основном необходимо использовать при разработке новых залежей *[h4]*. Для более гибкого прогнозирования разработки и обустройства залежей можно воспользоваться равновероятностными геологическими моделями. Однако нельзя согласиться с ними в том, что ранжировать модели необходимо только относительно одной цели– максимума потенциальной добычи.

Одна из неразрешенных проблем разработки – сравнение десятков различных вариантов разработки и обустройства, которые могут быть сгенерированы при использовании традиционных детерминированных и стохастических моделей. Экономические требования (время и стоимость проекта) ограничивают полномасштабное моделирование разработки по каждому из этих возможных сценариев или вариантов. Выход ищется в предварительной оценке соответствия этих вариантов (или сценариев) разработки поставленным целям на основе многокритериального нечеткого подхода. Таким образом, генерирование вариантов ограничено практической целесообразностью и технологической необходимостью.

Моделирование глинистых слоев

Стохастическое моделирование хорошо описывает песчаные пласты, содержащие до 30 % глин в разрезе (см. рис. *3.9*). В противном случае прибегают к моделированию распределения песчаных тел внутри глинистого слоя *[d7, f1, m2, n3, s17]*. Глинистые прослои относятся к одним из самых важных типов неоднородностей пласта. С одной стороны, их наличие может приводить к увеличению безводного периода добычи, снижению вероятности раннего прорыва газа и воды к скважине, гравитационной вязкостной неустойчивости, сегрегации флюидов. Глины могут служить препятствием горизонтальному движению флюидов, так как их слойки наклонены под определенным углом к среднему направлению напластования горизонта. С другой стороны, возможны и отрицательные эффекты: появление локальных зон с аномально высоким давлением и неоднородных, застойных зон, зон неустойчивости фронта вытеснения, языкообразование. Оценку влияния всех факторов (соотношения вязкостей, направления потоков флюидов, проницаемостей, давления, распределения давления) можно провести на основе компьютерного моделирования.

Основная цель при моделировании глинистых слоев – определение непрерывности глин по латерали, их распределения в зонах и влияния на движение флюидов. Под глинами понимаются тонкослоистые глины, глинистые пропластки и массивные глинистые покрышки. Предполагается, что глины случайно распределены в пространстве за

исключением точек, в которых расположены скважины. На основании анализа обнажений аналогичных пород строятся коммулятивные кривые распределения глин как по толщине *[h7]*, так и по длине *[w4]* (см. рис. *3.10*). На этом рисунке представлены вероятности распределения глинистых включений по длине и ширине для условий осадконакопления.

Изучение обнажений позволяет определить геометрию, частоту встречаемости и литологию глин и алевритовых включений. Детальные изучения обнажений *[z4]* плотно разбуренных площадей (Pryor et al., 1978) позволили установить, что геометрия и распределение глин и алевритовых включений в осадочных породах в аналогичных условиях осадконакопления подобны. Морские пески содержат обычно глинистые включения, которые распространяются на нескольких сот метров (см. рис. *3.10*, тип 1). Береговые барьеры также содержат непрерывные глинистые включения, обычно концентрирующиеся в нижней части песчаного интервала (см. рис. *3.10*, тип 2). Глины фронта дельты и дельтовой равнины менее обширны, чем указанные выше, вследствие эрозии глинистых слоев мигрирующими и немигрирующими речными и приливными руслами (см. рис. *3.10*, тип 3). Русла (каналы) в основном содержат короткие глинистые включения (часто менее 10 м). Появление этих включений, как правило, связано с гирляндной косой слоистостью, которая часто сливается, особенно в направлении, перпендикулярном течению (см. рис. *3.10*, тип 4). Точечные бары меандрирующих рек могут содержать непрерывные глинистые прослои, расположеные вдоль наносов. Крупнозернистые точечные бары и разветвленные реки обычно имеют очень короткие глинистые и алевритистые включения (см. рис. *3.10*, тип 5). Эти коммулятивные кривые построены при следующих допущениях: во-первых, пласты с близким генезисом имеют высокую степень схожести характеристик глин *[b13, r8, s16, w4]*; во-вторых, небольшие прерывистые глины распределены в пространстве беспорядочным и случайным образом (это допущение основано на анализе глин в обнажениях *[z4]*). Из анализа следует, что прибрежно-морские глинистые барьеры разбивают пласт на зоны с незначительной связью между ними. В то же время русловые песчаные тела редко имеют внутренние разделы большой протяженности. Существует несколько подходов к компьютерному моделированию глин, основанных на вероятностной функции распределения (распределение непроницаемых глин с нулевой толщиной *[p6]*; распределение глин по разрезу пласта и частота их появления с ростом глубины залегания *[h7]*; распределение глин с фиксированными размерами *[w4]*).

Наиболее интересная модель описана в работе *[h7]*. Авторы представляют залежь в виде множества дискретных разрезов. В каждом разрезе с помощью генератора случайных чисел моделируется центр глин; находится толщина из эмпирической частоты распределения глин и определяется длина из эмпирической частоты распределения глин для данной обстановки осадконакопления (см. рис. *3.8*). Если представлен разрез по скважине, то восстанавливается картина распределения глин по вертикали по ГИС, керну, а длина глинистых слоев генерируется случайно. Частота появления глин в разрезе должна не превышать

средней частоты по залежи. Возможно усовершенствование предложенной процедуры. Вначале строится детерминированное распределение частот появления глин (расчлененность) в разрезе. Генерация глин завершается в случае близости частоты появления глин к детерминированной оценке для этого разреза.

Глины в речных системах могут быть подразделены на четыре типа: пойменной равнины; прерывистые русловые; русловых баров; глинистые брекчии. Разницу в глинах межканальных (глины пойменной равнины) и внутриканальных (прерывистые русловые глины) отложений очень трудно определить из каротажа. Это определение должно основываться на общей картине осадконакопления и рассмотрении общих толщин. Например, появление резких восходящих вверх от песчаника к глине последовательностей скорее отражает прерывистые русловые глины, чем глины пойменной равнины *[m1]*. Третий и четвертый типы глин обычно идентифицируют как резкие всплески на гамма-каротаже. Глины русловых баров обычно интерпретируются как тонкие глинистые слои, появляющиеся вблизи кровли русловых песчаников, тогда как глинистые брекчии – в местах слияния русловых песчаников. Коммулятивные функции распределения толщин глинистых слоев как функции речных условий осадконакопления приведены на рис. *3.11*. Вероятности распределения глин по длине и толщине основаны на литературном анализе аналогов залежей и частично на экспертном подходе. Вероятности распределения глин по длине для данных толщин описываются кривыми распределения по нормали к основному направлению палеодренажа (см. рис. *3.12*). В направлении, параллельном палеодренажу, непрерывность глин по длине предполагается в 2 раза большей. Для глин межрусловой пойменной равнины (или болота) эти кривые построены на основании экспертного, прагматичного подхода. Предполагается, что прерывистые русловые глины откладывались в отмерших руслах меандрирующей палеореки. Накопленные кривые распределения для этих глин построены на основе многочисленных литературных данных. Эти глины очень хорошо опознаются в обнажениях по резкому эрозионному, выпуклому вниз основанию. Изучение процессов осадконакопления в речных системах лежит в основе прогнозирования форм песчаных залежей в аллювиальных отложениях. Вместе с тем лучшее понимание сложности речных систем делает все менее приемлемыми упрощенные модели, а также ведет к неопределенностям и разночтениям в интерпретации древних рек и их отложений *[s8]*. Моделирование глин включает следующие процедуры: разбиение разреза пласта в каждой скважине на песчаные и глинистые интервалы; определение фациальной принадлежности глин; интерполяции коррелируемых поверхностей между скважинами с помощью метода крайгинга (см. рис. *3.13*).

Оценка вероятности (от 0 до 1) непрерывности глин между всеми соседними скважинами для каждой коррелируемой поверхности проводится на основе концептуальной седиментологической модели, пластового давления, толщины глинистых прослоев, относительной позиции в последовательности фаций и др. Эта оценка осуществляется экспертным путем непосредственно геологами. С этой целью

коррелируемая поверхность представляется в виде каркаса из попарных связей между скважинами. Эксперт-геолог назначает вероятность от 0 до 1 для каждой такой связи.

С помощью генератора случайных чисел задаются числом для каждой связи между скважинами, т.е. это своего рода выборка Монте-Карло для оценки непрерывности глинистых прослоев. Если это число меньше вероятностной оценки, определенной экспертом, то глина генерируется в прямую линию между двумя скважинами. Если случайное число больше вероятностной экспертной оценки, то ячейки песка генерируются в некоторой точке между скважинами. Количество ячеек песка определяется случайным образом.

Созданный таким образом каркас геологической модели глинистого барьера (т.е. непрерывных глинистых прослоев с длиной более 2 км) служит основой для получения окончательного распределения глин и песков по латерали барьера. Окончательное распределение получается на основе моделирования марковских полей. Модель марковского поля (Ripley, 1987) включает описание распределения фаций и изменения толщины глины в величинах марковских переходных вероятностей. Начальным распределением (первой итерацией) для марковского поля служит каркас геологической модели. Последующие итерации (до 300–400) служат последовательной аппроксимацией переходных вероятностей, определенных в ячейках решетки. Основными входными параметрами в модель марковского поля являются: доля песков внутри глинистого барьера; вероятность распределения глинистых толщин; вероятность перехода от глины к песку; вероятность изменчивости толщины глин по латерали. Первые два параметра оцениваются по данным исследования скважин, а последние назначаются либо экспертным путем, либо из статистического анализа аналогов залежи. Последние два параметра являются регионализированными, и поэтому желательно задавать их местоположение по сторонам света.

После того как смоделированы глинистые прослои (барьеры), приступают к моделированию прерывистых глин, размеры которых менее 2 км и которые могут появляться либо в одной скважине, либо в межскважинном пространстве. Существенным недостатком моделирования этих глин в настоящее время является их представление в виде прямоугольников, хотя такие методы, как процесс меченых точек и булевские статистические модели, в принципе позволяют отображать форму русел рек. В каждой зоне пласта на основании анализа данных по скважинам генерируются свои значения песчанистости и число прерывистых глин в разрезе (Stoyan et al.,1987).

Модель меченых точек используется для генерации прерывистых глин в каждой взятой в отдельности зоне пласта. Процедура включает генерацию глин случайным образом до тех пор, пока не будет достигнута определенная доля глин в объеме этой зоны. Каждый глинистый барьер генерируется путем задания случайным образом x, y и z координат центра масс и размеров барьера: ширины, толщины и длины. В противоположность процедуре, разработанной H. Haldorsen, L. Lake (1984), пространственное распределение глинистых прослоев вводится с использованием функций попарного взаимодействия. Эти функции определяются из вариограммы, которая описывает вероятность того, что

центр масс следующего глинистого прослоя появится на определенном расстоянии от другого в x, y и z направлениях. Впервые процесс меченых точек с функциями взаимодействия был применен для речных обстановок осадконакопления, богатых глинами (Clementsen et al., 1990). Их применение связано с тем фактом, что речные песчаные тела распределены в пространстве не чисто случайно, а скорее цикличпо или полурегулярно. Для прерывистых глин, так же как и для глинистых барьеров различных обстановок осадконакопления, назначаются свои собственные распределения.

Затем зональные модели с прерывистыми глинами комбинируются с моделями глинистых непрерывных барьеров для создания окончательной 3М неоднородной модели пласта. При этом случайные прерывистые глины будут накладываться на непрерывные глинистые барьеры. Это можно учесть, назначив несколько большую вероятность появления прерывистых глин в процессе моделирования методом меченых точек.

Сравнение детерминированного подхода со стохастическим моделированием показывает, что традиционные модели характеризуются высокой степенью непрерывности глин по длине. Такой подход может быть весьма удачным для соответствующих обстановок осадконакопления, например для дельтовых и мелководно-морских типов отложения. Речные обстановки, напротив, представляют весьма сложный комплекс систем отложения и эрозии. Детерминированный подход к речным отложениям, богатым песком, генерирует слишком постоянные по латерали глинистые прослои. Непрерывность глин существенно меньше в стохастических моделях, и, следовательно, они отличаются от детерминированных более высокой крупномасштабной вертикальной связью. Мелкомасштабные глинистые барьеры явным образом оказываются включенными в стохастическую модель. В традиционных моделях эффект присутствия мелкомасштабных глин может быть достигнут путем снижения вертикальной проницаемости песков произвольным образом. Явное моделирование размеров, распределения и доли в объеме глинистых прослоев в стохастических моделях создают более сложную основу для оценки локальной вертикальной проницаемости внутри пластовых песчаных тел (Haldorsen, Lake, 1984; Begy, King, 1985).

Стохастическое моделирование очень часто критикуется геологами-нефтяниками за негеологический подход, создающий нереальные модели неоднородности как результат "удачного геологического стечения обстоятельств". С этим нельзя согласиться, так как в отличие от традиционного подхода стохастическое моделирование характеризуется гибкостью включения широкого круга интерпретаций и допущений явным образом в неоднородную модель (Souruel, Alabert, 1990; MacDonald et al., 1992; MacDonald, Halland, 1993).

Стохастическое моделирование опирается на более широкую геологическую базу, чем традиционное моделирование. Но в то же время это является и слабостью стохастического моделирования и связано со значительной неопределенностью. В частности, высокая неопределенность характерна для направления дренажа основных палеорек, а также для кумулятивных распределений для размеров

элементов осадконакопления, которые опираются на весьма бедную эмпирическую основу.

Процедура стохастического моделирования речных отложений, богатых песком, может оказаться пригодной для моделирования проксимальных конусов выноса глубоководно-морских отложений и эоловых пластов.

Математическое моделирование стохастических геологических полей

Из возможных подходов к определению вероятности через вероятностное пространство, сигма-алгебру и меру Бореля (Borel) используется в основном первый. Дискретные модели описывают геологические особенности залежи, дискретные по своей природе: распределение песчаных тел в глинистой пачке *[c6, d1]*; распределение глинистых тел в песчаном слое *[h3]*, разломов и сбросов *[e2]*; местоположение, размеры и ориентацию фаций (дельтовых, речных, карбонатных) *[a14, b22, g3, k4, m7, r1, r2]*. Дискретная стохастическая модель условно подразделяется на детерминированную и стохастическую *[h7]*. Детерминированная модель используется для построения непрерывных фациальных тел в толще пласта и глинистых покрышек. Дискретная модель наиболее пригодна для моделирования элементов залежей (фаций) в крупномасштабном плане. Наиболее распространенный метод построения детерминированной модели – 2М марковское случайное поле (2D Markov field model). Стохастическая дискретная модель используется для построения прерывистых, линзовидных геологических тел, которые либо наблюдаются только в одной скважине, либо присутствуют в межскважинном пространстве. При создании дискретных стохастических моделей применяют: 1 – процесс меченых точек (булевская схема, R.D. Ripley, 1987 *[a15, b22, k4]*); 2 – марковские случайные поля (D.Stoyan, 1987 *[m1]*); 3 – усеченные случайные функции *[g3]*; 4 – двухточечные гистограммы *[h6]* (см. рис. *3.7*). Основной метод построения дискретных стохастических моделей – 3М модель процесса меченых точек (3D Marked-point process model).

Непрерывные модели используются для описания геологических параметров, непрерывных по своей природе: глубины залегания кровли пласта, пористости, остаточной нефтенасыщенности, проницаемости, ВНК и др. Эти модели в основном хорошо работают в относительно однородных залежах для имитации пространственного распределения пластовых характеристик. Основные математические методы, которые используются для построения непрерывных стохастических моделей: 5 – случайные гауссовские поля *[h6]*, 6 – универсальный и точечный крайкинг *[d5, j2]*, 7 – фрактальные поля *[m6]* (см. рис. *3.7*). Для получения более реалистических поверхностей используется метод искусственного "шума", т.е. случайный разброс значений добавляется к интерполируемой поверхности. "Шум" равняется нулю в местоположениях скважины. В то же время большинство статистических моделей характеризуется определенной стационарностью распределения параметров по пласту за исключением направлений изменений средних

этих параметров. Следует согласиться с авторами *[h6]*, что такое допущение не всегда правомерно.

Метод меченых точек

Метод меченых точек (Stoyan et al., 1987) адаптирован для описания распределения прерывистых небольших барьеров внутри песчаного тела. Дискретный стохастический метод предназначен для моделирования геологических особенностей месторождения, дискретных по своей природе глинистых или песчаных тел, фациальных тел. Он основан на вероятностной оценке размеров глинистых прослоев, которые определяются путем использования кумулятивных частот распределения. Этот метод в принципе позволяет описывать формы песчаных и глинистых тел, наиболее характерных для моделируемых обстановок осадконакопления (русел, баров и др.). Но исследователи чаще прибегают к более простым геометрическим формам – прямоугольникам и квадратам (Gundesf, Egeland, 1990).

Метод меченых точек аналогичен процедуре, предложенной Haldorsen, Lake (1984). Для 3М модели каждый глинистый прослой генерируется путем задания случайным образом шести чисел: три из них определяют x, y и z координаты центра этого тела, а другие три – толщину, высоту и длину (см. рис. *3.8)*. Генерация глинистых слоев продолжается до тех пор, пока не будет достигнута определенная доля глинистых слоев для выбранной зоны пласта. Эта доля находится из анализа данных по скважине, находящейся в данной зоне.

Существует подход, совмещающий метод меченых точек с функциями "поперечного взаимодействия", которые определяются из вариограммы. Эти функции описывают вероятность, что следующий глинистый прослой появится на определенном расстоянии с координатами точки (x, y, z) от текущего глинистого прослоя. Этот подход особенно эффективен для обстановок осадконакопления, в которых появление глинистых прослоев не носит чисто случайного характера (речные, эоловые, дистальные конусы выноса глубоководно-морских отложений).

Такой подход, во-первых, носит черты случайного характера; во-вторых, он позволяет итерационным путем создавать определенную структуру размещения глинистых слоев в рассматриваемой зоне пласта, которая удовлетворяет средней пропорции содержания глин в объеме.

Вероятность появления глин в объеме зоны назначается более высокой, чем в реальности. Так как процедура предусматривает наложение структуры прерывистых глин на структуру непрерывных глин, то часть прерывистых глин накладывается на непрерывные.

На основе метода меченых точек была разработана программа "SESIMIRA". Она состоит из двух этапов: генерации геометрии залежи, элементов осадконакопления, сбросов и любых фиксированных геологических особенностей; случайное заполнение оставшегося пространства дискретными элементами более мелкого масштаба. Формы тел обычно задаются либо прямоугольными, либо эллипсоидными. Для каждого элемента осадконакопления (русла, конуса выноса, бара и др.) задаются их размеры (длины, ширины), углы вращения вокруг центра

масс и их ориентаций относительно сторон света в соответствии с накопленными функциями распределения. При наличии данных такие функции распределения могут быть построены для каждого прослоя пласта. Местоположение тела внутри пласта (x, y, z – координаты центра масс) может варьироваться в случае, если тело оказывается наложенным на другое тело. Объемная доля каждого элемента осадконакопления определяется из данных по скважинам. Итерационная процедура размещения дискретных тел в пласте заканчивается при достижении удовлетворительной близости к объемным долям каждого элемента осадконакопления.

Булевские статистические модели

Булевские множества используются для моделирования неоднородностей (линз, фаций и трещин) в песчаном массиве. В этом случае линзы и фации представляются как случайные точки в пространстве залежи. Этот метод зависит от нескольких параметров: плотности распределения центров линз по объему; формы линз и фаций (постоянные или переменные); их размеров и ориентации по сторонам света *[m7]*. Эти модели также позволяют отображать формы геологических тел не только в виде прямоугольников и квадратов, но и в формах, близких по конфигурации к руслам палеорек, барам (Haldorsen, Damsleth, 1990). К недостаткам этого подхода следует отнести то, что предполагается независимость распределений фаций друг от друга. Метод крайгинга используется для интерполяции коррелируемых поверхностей между скважинами *[c7]*.

Выборка Монте-Карло

Случайное распределение небольших глинистых прослоев внутри пласта может быть сгенерировано с использованием вероятностной процедуры моделирования Монте-Карло. Метод Монте-Карло в этом случае используется для прямого вероятностного моделирования. В основе его лежит компьютерная имитация вероятностных распределений с использованием псевдослучайных чисел. При этом важную роль играют допущения, касающиеся вероятностных латеральных размеров глин. Впервые процедура была предложена H.Haldorsen, L.Lake (1984), в ней генератор случайных чисел определяет случайным образом местоположение, ширину глинистого слоя. Выборка Монте-Карло также используется для назначения случайных вероятностей непрерывности глинистых прослоев в пространстве между скважинами. Если эта вероятность меньше вероятности, определенной экспертным путем, полагается, что глинистый прослой непрерывен между этими скважинами. В противном случае генерируется случайное число ячеек, содержащих песок, на прямой, соединяющей эти скважины. Эффективность метода Монте-Карло слабо зависит от размеров и геометрических особенностей строения залежи, что является очевидным его достоинством *[a11, d6]*.

Фрактальные поля

Несколько слов следует сказать о фрактальной природе распределения (или вариации) геологических параметров в зависимости от масштабов

описания процессов вытеснения нефти. Последние работы в области фрактальной геостатистики показали, что объекты разработки – залежи УВ характеризуются фрактальной геометрией (Мандельброт, 1969; Emanuel et al., 1989). Задача выделения однородных областей в залежи, весьма актуальная при дискретизация залежи для адекватного численного моделирования, сталкивается с фрактальным характером распределения параметров. В выделенной однородной области обнаруживается более мелкая по масштабу неоднородность, которая лишь частично коррелирует с верхним уровнем. Характерный фрактальный параметр – показатель прерывистости (H) для песчаника варьируется от 0,85 до 0,9. Это означает, что распределение проницаемости в пласте не носит чисто случайного характера (так как в этом случае H был бы равен 0,5) и не является строго коррелируемым (или детерминированным – $H = 1$). Лабораторные исследования проницаемости и пористости керна и данные ГИС дают возможность определить показатель прерывистости для исследуемого объекта. Знание показателей прерывистости по скважинам дает возможность построить стохастическую интерполяционную схему в целом для залежи. В этом случае при переходе с одного масштаба на более мелкий в распределение параметров вводится случайная компонента, зависящая от масштаба. Последнее весьма важно, так как при численном моделировании для увеличения точности расчетов вблизи особенностей (скважин, разломов и т.д.) прибегают к измельчению дискретной решетки. Опыт использования фрактальной геостатистики в численном моделировании процессов РНМ показал, что расчетные интегральные характеристики получаются весьма удовлетворительными, тогда как поведение скважины в процессе разработки хорошо описывается лишь в качественном плане.

Моделирование случайных марковских полей

Модель марковского поля (Ripley,1987) используется как альтернатива традиционному построению карт глин для описания распределения глинистых слоев, которые коррелируют между двумя и большим числом скважин. Модель, основанная на вероятностной оценке непрерывности глин между парами скважин, позволяет имитировать эрозию речным каналом глинистых слоев. Моделирование марковских полей позволяет в общем случае получать более реалистичные модели с геологической точки зрения. Однако с точки зрения локального распределения параметров моделируются менее реалистичные ситуации. В частности, нереалистичны формы глинистых барьеров – прямоугольные, квадратные (MacDonald, Halland, 1993). Количество случайно моделируемых ячеек песка между скважинами также сильно сказывается на модели глинистых барьеров. Модель марковского поля включает описание распределения фаций и применение глинистых толщин в величинах марковских переходных вероятностей *[h6]*. Марковский процесс – это процесс, в котором текущее состояние зависит только от предшествующего сотояния. Для однородной марковской цепи (т.е. в которой условные вероятности не зависят от времени t) совокупность вероятностей можно записать в виде матрицы *[m1]*:

$$A=(P_{ij}),$$

где $P_{ij} = P(x_{t+1}=j \mid x_t=i)$. Тогда для n-кратной степени

$$A^n=P_{ij}^{(n)},$$

где $P_{ij}^{(n)} = P(x_{t+n}=j \mid x_t=i)$.

Случайные гауссовские поля

Случайные гауссовские поля являются одним из методов построения непрерывных стохастических моделей (пористости, проницаемости). Перед построением гауссовских полей пласт предварительно разбивают на основные элементы осадконакопления по разрезу и латерали (до 10 элементов). Для каждого элемента осадконакопления определяются: математическое ожидание (среднее) для каждой петрофизической величины; интервал изменения каждой петрофизической величины для элемента осадконакопления; межпеременная корреляционная матрица; пространственная корреляционная функция (сферическая, экспоненциальная или фрактальная). Эти величины определяются из данных по скважинам или на основании экспертных данных *[d10]*. Функция распределения каждой фации в пространстве полагается подчиненной нормальному (гауссовскому) распределению.

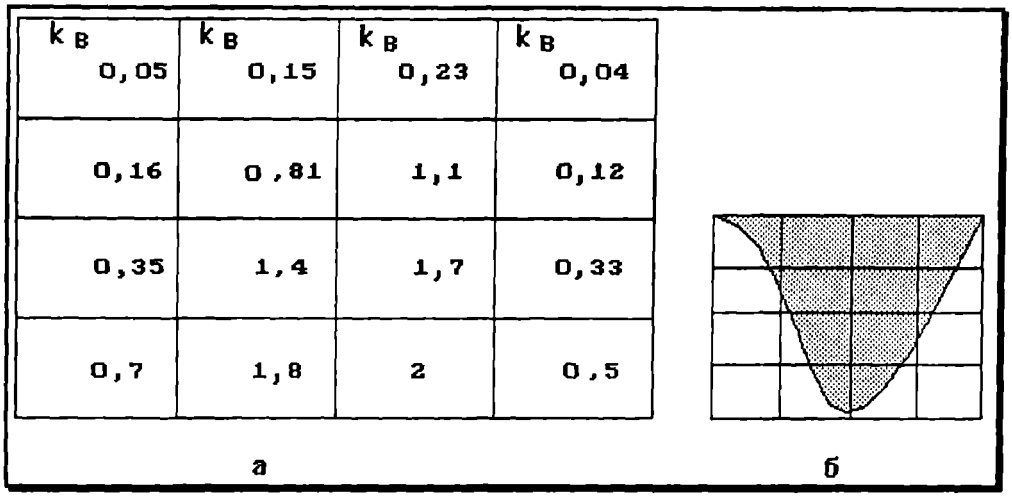


Рис. 3.1. Моделирование неоднородностей по проницаемости для песчаных отложений русел рек

$k_в$ – вертикальная проницаемость, мкм^2; а – решетка; б – разрез русла

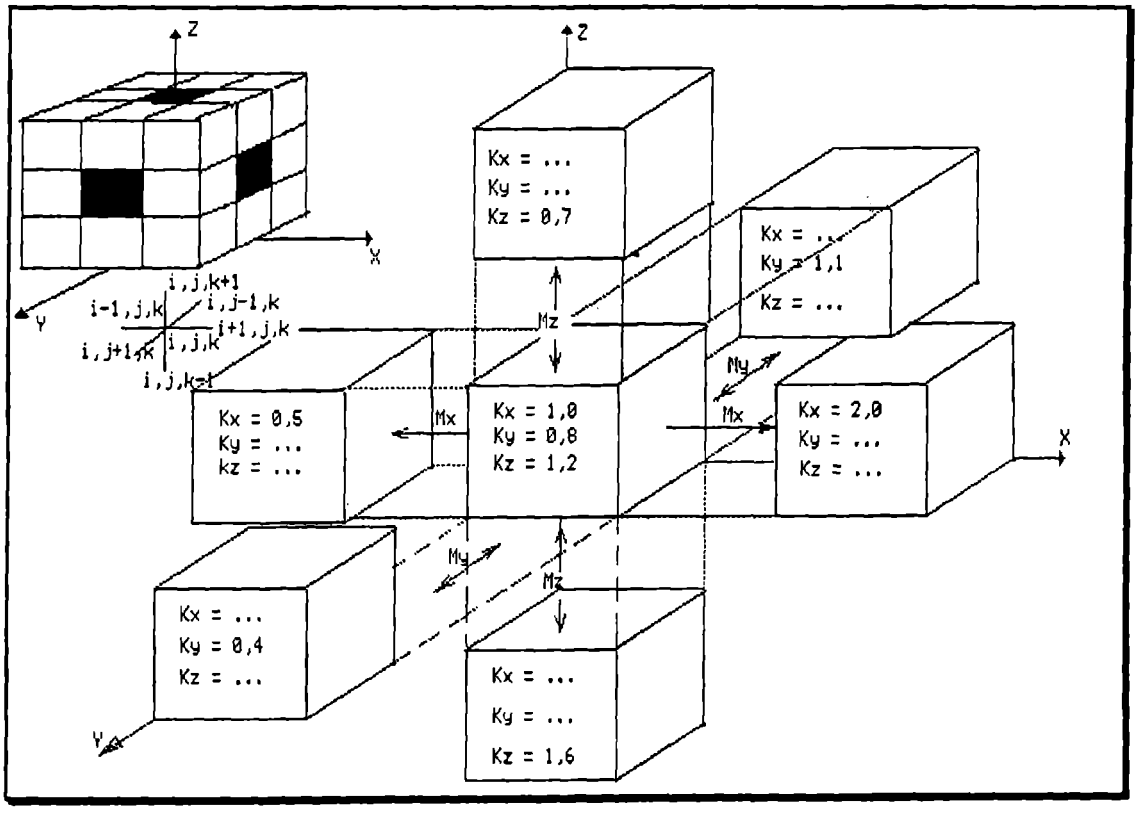


Рис. 3.2. Учет связности между блоками неоднородной решетки при моделировании пласта

k_l, l = x, y, z – абсолютная проницаемость, мкм^2; M_l – коэффициент перетока флюидов между блоками

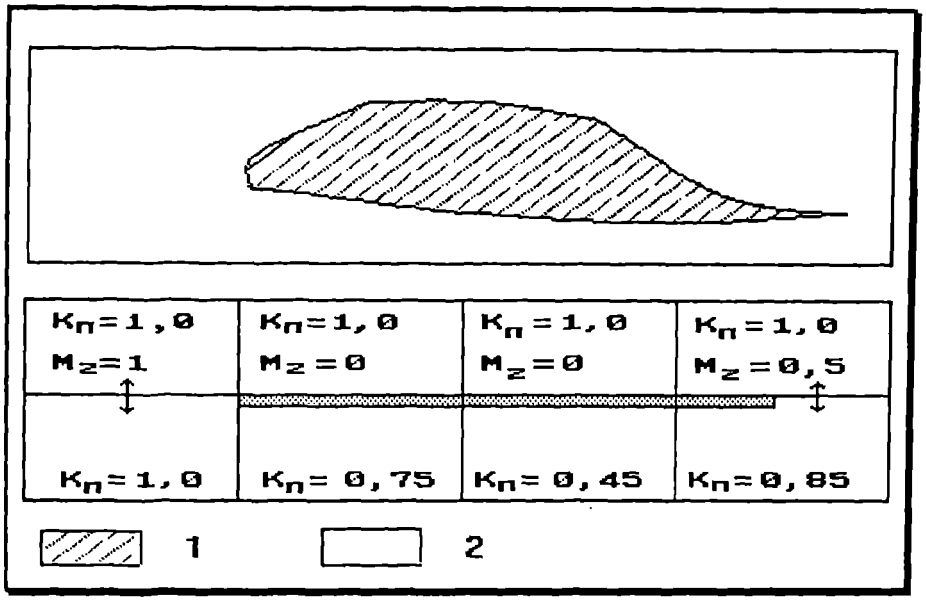


Рис. 3.3. Модельное представление глинистых барьеров с использованием коэффициентов песчанистости $К_П$ и коэффициента перетока флюидов M_Z [*m1*]
1 – глинистый барьер; 2 – песчаник

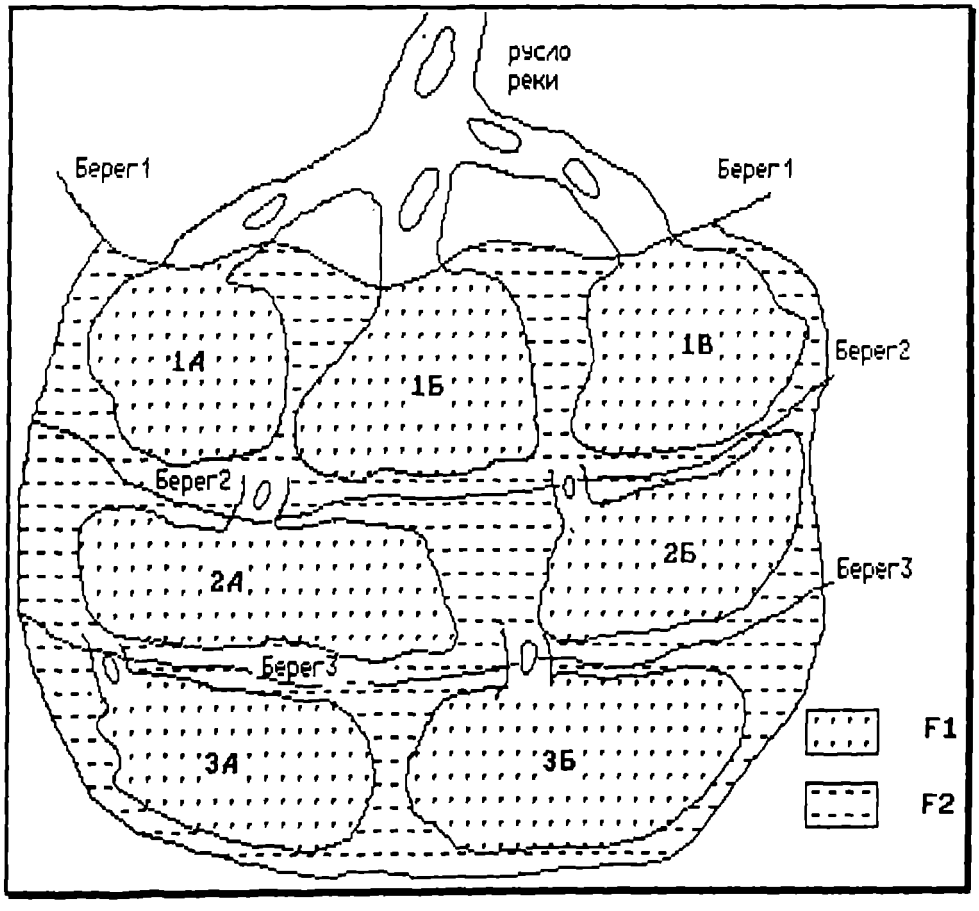


Рис. 3.4. Крупномасштабная концептуальная модель конуса выноса дельты [*d8*]
F1 – песок; F2 – низкопроницаемые зоны (пояснения в тексте)

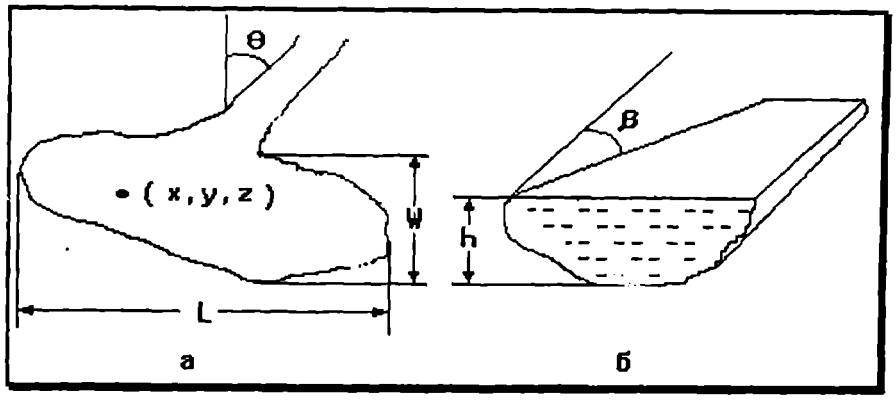


Рис. 3.5. Входные параметры, задающие пространственное положение элементов осадконакопления [*h6*]

а – вид сверху; б – вид сбоку; x, y, z – координаты центра тяжести; Θ – угол, задающий ориентацию элемента относительно сторон света; L, W, h – длина, ширина и толщина элемента; β – сферический угол вращения элемента

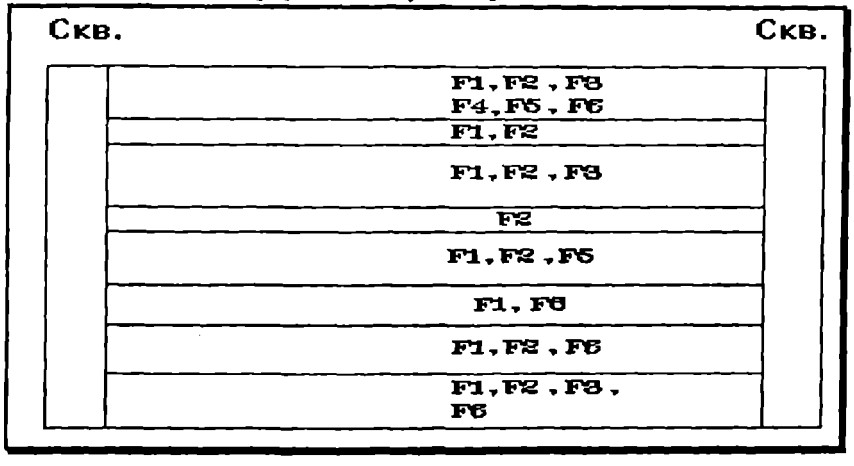


Рис. 3.6. Фациальная дискретная модель (F_i, i = 1,6 – фации) [*h6*]

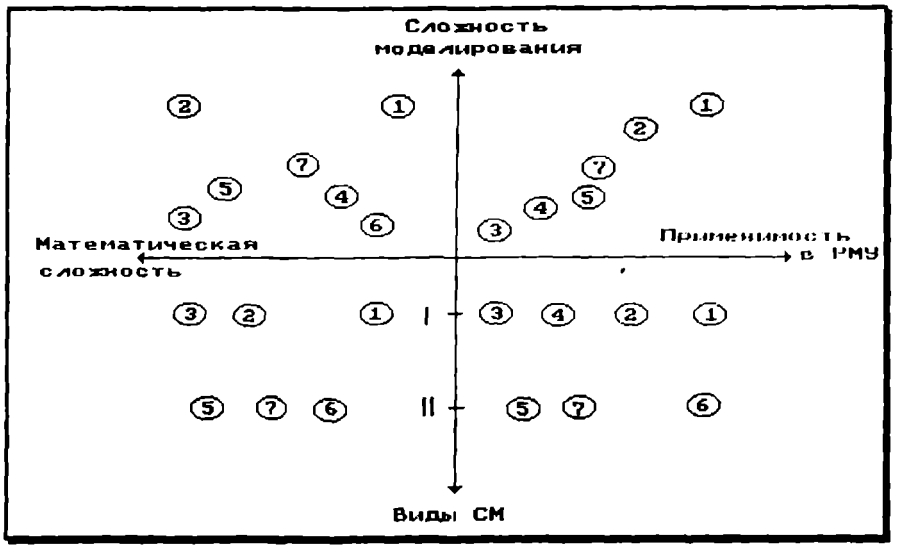


Рис. 3.7. Диаграмма условий применимости стохастических моделей

I – дискретные модели: 1 – метод меченых точек, 2 – марковские случайные поля, 3 – усеченные случайные функции, 4 – двухточечные гистограммы; II – непрерывные модели: 5 – случайные гауссовские поля, 6 – универсальный и точечный крайкинг, 7 – фрактальные поля

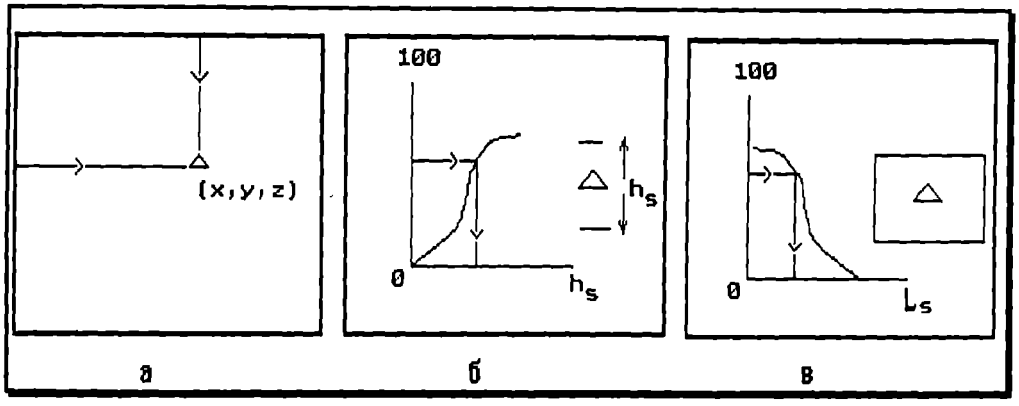


Рис. 3.8. Схема генерации геологических тел (глинистых прослоев, фаций), построенная с помощью метода меченых точек [*h7*]

а – случайное задание центра тяжести геологического тела; б – случайное задание толщины геологического тела; в – задание длины геологического тела

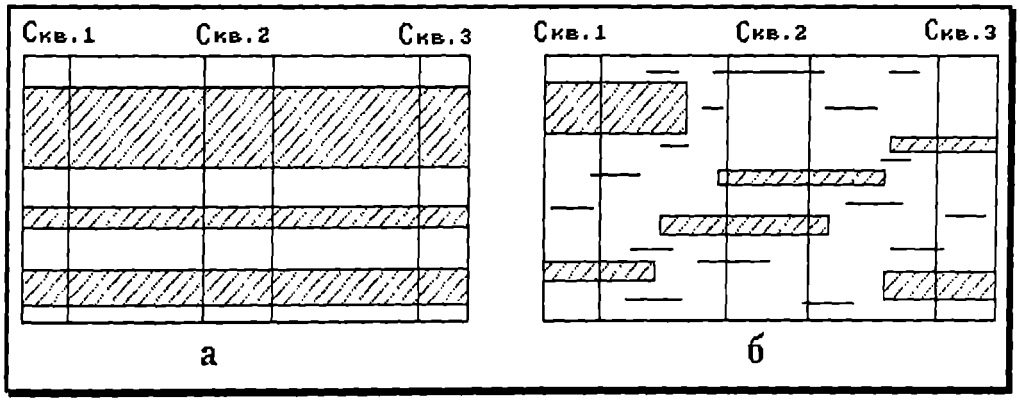


Рис. 3.9. Дискретные модели глинистых слоев в песчаном теле пласта [*h7*]

а – детерминированная; б – стохастическая

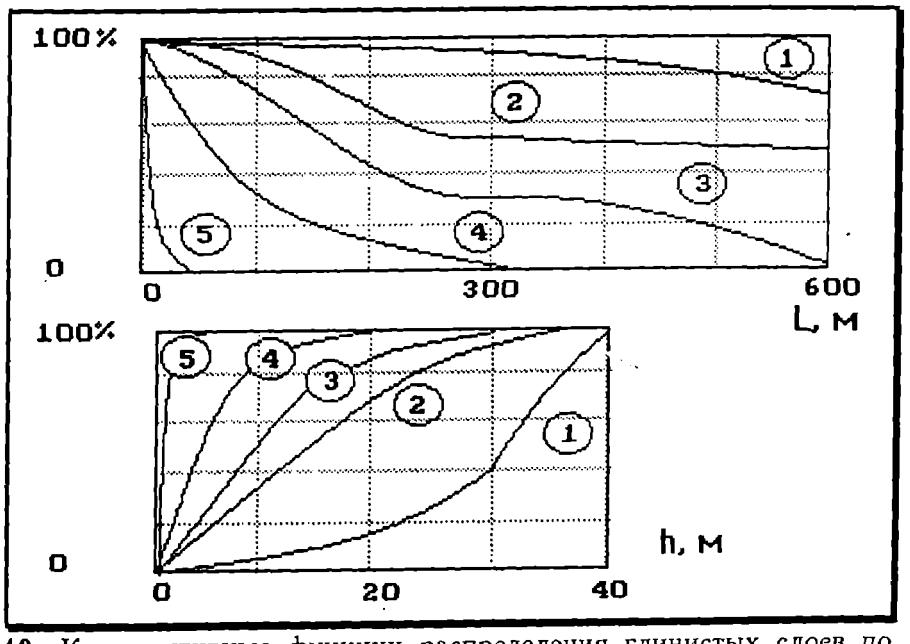


Рис. 3.10. Коммулятивные функции распределения глинистых слоев по длине L и толщине h [*w4*]

Пояснения в тексте.

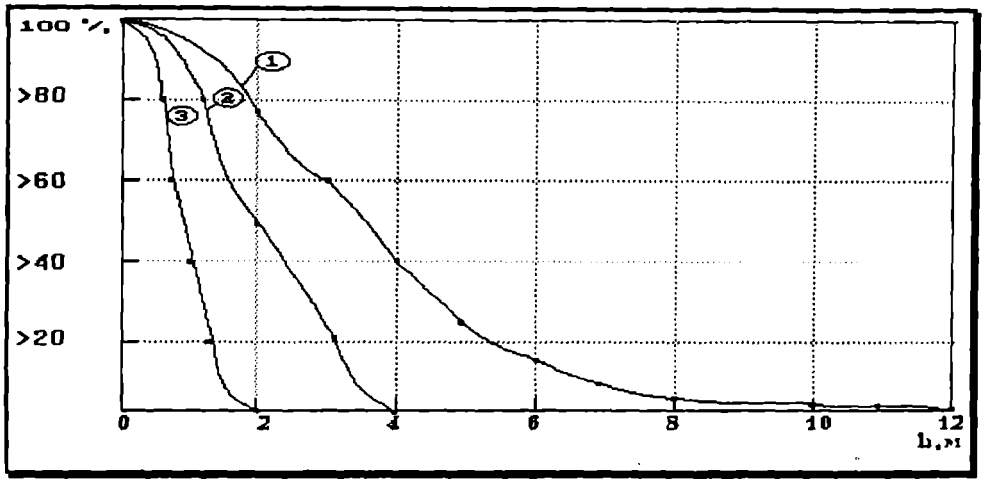


Рис. 3.11. Коммулятивные распределения толщин глинистых слоев в зависимости от речных условий осадконакопления

1 – межрусловая пойменная равнина; 2 – русла; 3 – русловые бары и брекчии

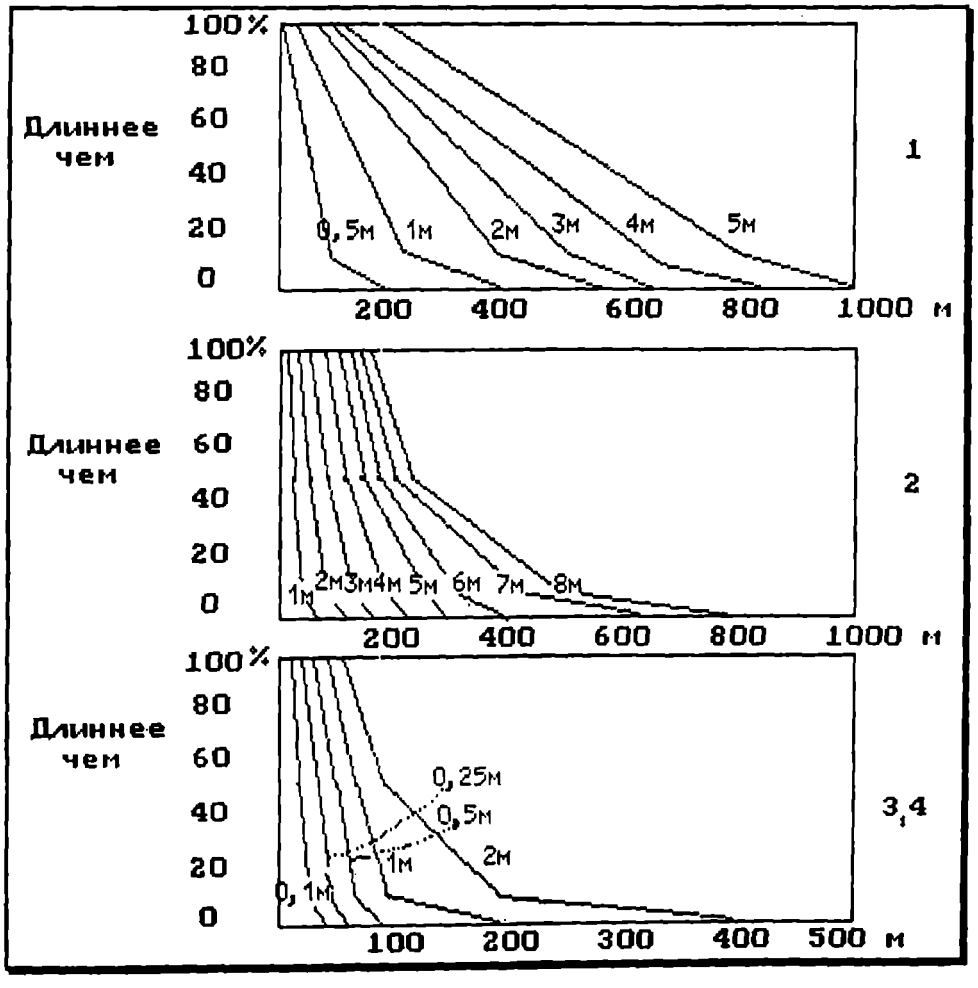


Рис. 3.12. Коммулятивные кривые распределения длин глинистых прослоев для заданных толщин по нормали к направлению палеодренажа основных русловых условий осадконакопления [*m1*]

1 – межрусловая равнина; 2 – русло; 3, 4 – русловые бары и брекчии

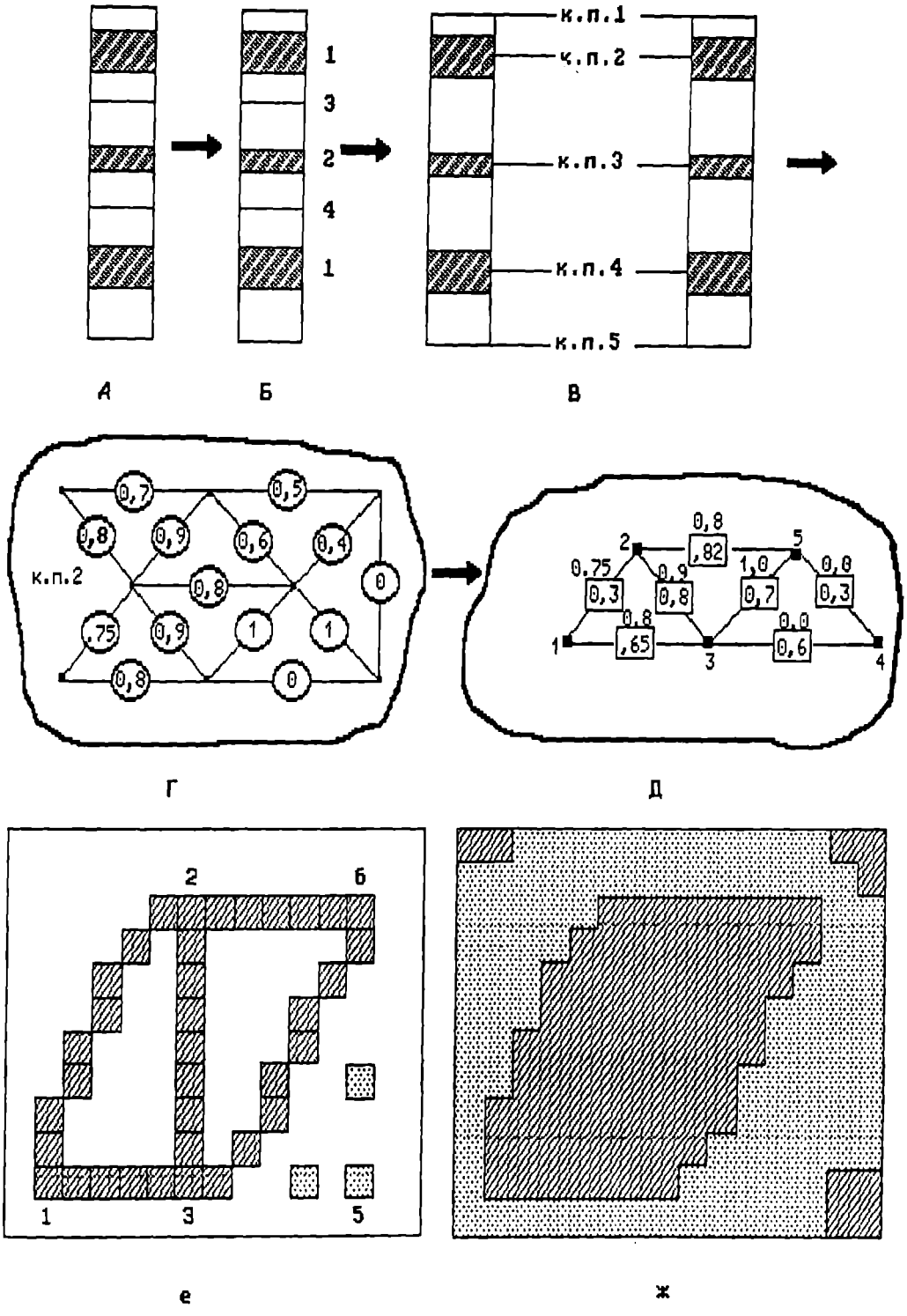


Рис. 3.13. Основные этапы построения глинистых барьеров [*m1*]

а – выделение глин и песков в разрезе; б – определение фациальной принадлежности глин; в – построение коррелирующих поверхностей (к.п.); г – экспертная оценка вероятности непрерывности глинистых слоев; д – задание случайных чисел; е – построение каркаса модели; ж – моделирование марковского поля распространенности глин

3.2. Выделение эксплуатационных объектов на основе теории нечетких множеств

Эксплуатационным объектом следует называть группу пластов (пласт) или часть продуктивного разреза, предназначенные для одновременной совместной эксплуатации одной сеткой скважин *[К2, А5]*. Решению вопросов методики и практики выделения эксплуатационных объектов (ВЭО) посвятили свои работы многие исследователи: И.Х.Абрикосов, И.Д.Амелин, Б.А. Багиров, Н.Е.Быков, Ш.К. Гиматудинов, Л.Ф. Дементьев, В.Г. Каналин, А.П.Крылов, Б.М.Листенгартен, Н.М.Николаевский, В.Н.Щелкачев, М.М. Элланский и др. В 20-х годах М.В. Абрамович предложил рассматривать часть нефтяной залежи со своей сеткой скважин как отдельный объект разработки. Впервые понятие ЭО появилось в 1932 г. в учебнике "Нефтепромысловая геология" под ред. М.В.Никитина, где говорится, что под ЭО следует понимать ту часть нефтеносной свиты, которая, нередко включая ряд отдельных нефтяных пропластков, по определенным соображениям предназначена для эксплуатации одной специальной серией скважин, расположенных на поверхности на некоторых, заранее выбранных расстояниях друг от друга. При этом предполагалось учитывать две группы факторов: геологические и технологические. Но, по существу, при объединении в ЭО учитывалась только первая группа факторов – обязательное сходство геолого-промысловых параметров. В 1948 г. А.П.Крылов и другие ученые подчеркивали, что ВЭО должно осуществляться с учетом трех групп факторов:

геологических (ЭО может быть один мощный или несколько более мелких нефтяных пластов, отделенных на значительной площади от выше- и нижележащих отложений пачкой непроницаемых пород; пласты, объединямые в ЭО, должны быть сходными по литологическому составу и значениям проницаемости и пористости; нефти в пластах должны иметь близкие физико-химические свойства, а сами пласты – близкие площади нефтеносности; пласты должны иметь примерно одинаковые приведенные давления; все нефтеносные пласты, имеющие одну поверхность ВНК, могут быть объединены в единый ЭО);

гидродинамических (необходимо учитывать возможности ППД, режимы нефтяных пластов, давления насыщения);

экономических (ЭО должен содержать рентабельные запасы нефти при ее извлечении самостоятельной сеткой скважин; ЭО должен обладать определенной мощностью, которая определяется экономической рентабельностью и техническими возможностями).

Анализ разработки многопластовых нефтяных месторождений Западной Сибири показывает, что объединение в один ЭО нескольких продуктивных пластов (Усть-Балыкское, Западно-Сургутское месторождения и др.) приводит к их неравномерной выработке, фактические показатели отстают от проектных, поэтому и конечные коэффициенты нефтеотдачи ожидаются ниже проектных. Такие многопластовые ЭО обычно разукрупнены и разделены. В то же время на месторождениях, где ЭО охватывает залежь одного продуктивного пласта (ПП), разработка проходит нормально. В меньшей степени

принимались во внимание при ВЭО неоднородность пластов, характер совмещения контуров нефтеносности и залежей в плане.

Следует отметить, что некоторые авторы пытаются рассматривать задачу выделения ЭО как простую задачу "группирования объектов по комплексу характеристик" *[Э1]*. При этом ссылаются на ряд методик выделения однородных групп объектов по данным ГИС и петрофизики: "видовой каротаж"; выделение типо-кластеров на основе излома петрофизических характеристик; метод группирования Л.Б. Бермана и др. При этом происходит подмена понятий. Методы типизации, группирования по данным ГИС направлены на выявление основных типов, групп горных пород в разрезе скважин, на основе изучения законов распределения геофизических и петрофизических характеристик. Количество таких "однородных" типов и групп пород в разрезе скважин может составлять от 3 до 10. Тогда как задача выделения ЭО имеет дело с группированием пластов с близкими геолого-физическими признаками. Каждый пласт может содержать от 3 до 10 таких типов, групп или, правильнее назвать, фаций в терригенных отложениях и от 5 до 15 в карбонатных отложениях. При этом, как правило, пласты разделены непроницаемыми (чаще всего, глинистыми) прослоями. Поэтому, методики выявления однородных групп в разрезе скважин нельзя напрямую переносить на задачу выделения ЭО. Тогда как, математические методы, лежащие в основе этих методик, могут быть использованы и в методиках выделения ЭО.

Математические методы выделения ЭО включают вероятностно-статистические и методы теории нечетких множеств. К вероятностно-статистическим методам относится так называемый кластерный анализ. Пусть имеется k пластов, каждый из которых характеризуется определенным набором из n параметров, т.е. каждому пласту в n-мерном пространстве признаков X можно поставить в соответствие точку

$$X = (X_1, X_2, \ldots, X_k), \quad k = 1,2,\ldots,n.$$

Очевидно, объектам из разных групп должны соответствовать изолированные группы точек в пространстве X. Если в пространстве X выделить компактные группы точек, то тем самым будет проведено некоторое группирование исходной совокупности пластов. Группирование на основе выделения наиболее аномальных и типичных объектов можно проводить с помощью агломеративных иерархических процедур классификации. Одну из таких процедур реализует алгоритм "ОБЪЕДИНЕНИЕ", предложенный А.А.Дорофеюком. Алгоритм А.А.Дорофеюка базируется на последовательном объединении объектов в группы. Вначале каждый объект совокупности рассматривается как отдельная группа. На первом шаге процедуры число групп сокращается на единицу за счет объединения двух наиболее сходных объектов в одну группу. На последующих шагах процедуры возникает необходимость сравнения групп, состоящих более чем из одного наблюдения. Для этого вводится мера сходства d между группами (между точками). Объединение групп происходит по индуктивному правилу. Выбор осмысленного числа групп производится с помощью дендрограмм и дендрографов (графиков, иллюстрирующих объединение).

Чем ближе будут расположены объекты в многомерном пространстве, тем ближе величина d к единице. Дендрограф дает более

наглядное представление связей, так как здесь отражается не только иерархическое соподчинение групп, но и зависимости между объектами внутри группы. Каждый пласт представляется в виде точки в многомерном пространстве. Чтобы найти ряд решений по группированию пластов, а из них по возможности выбрать оптимальные, в работе *[К2]* были рассмотрены различные варианты комбинирования признаков. Группирование нефтяных залежей по комплексу параметров оказалось вполне допустимым. При этом комплекс параметров не должен превышать 5–7 признаков.

Методика выделения эксплуатационных объектов, предложенная в данной работе, основана на многокритериальной системе принятия решений и теории нечетких множеств. Основными задачами, решаемые при выделении ЭО, являются следующие: формирование и структуризация множества параметров, влияющих на ВЭО (см. рис. *3.13*); математическая процедура ВЭО на основе многокритериальной системы принятия решений и теории нечетких множеств (ТНМ). В табл. *3.1* приведена структура геолого-физических факторов, влияющих на ВЭО. Аналогичные структуры можно ввести для технических, технологических и экономических параметров.

Таблица 3.1. Структура геолого-физических параметров коллектора при ВЭО

Геометрия залежи	Геология залежи	Коллекторские свойства
Распространение и объемная форма Общая толщина Нефтенасыщенная толщина Расчлененность и характер зональной неоднородности Наличие газовой шапки Глубина залегания Средний угол падения пласта Размеры переходной зоны Размеры водоплавающей зоны Положение ВНК Гидрогеологическая характеристика	Насыщающие флюиды Режим залежи Обстановка осадкооразования Тип породы	Тип коллектора Проницаемость Пористость Насыщенность флюидами

Математическая процедура ВЭО включает следующие этапы:

приближенное описание параметров с помощью лингвистических переменных;

формирование системы правил ВЭО;

построение функций принадлежности параметров нечеткому множеству "эксплуатационный объект";

построение диаграммы нечетких ("размытых") отношений;

построение функций решения на диаграмме "размытых" отношений;

окончательная "нечеткая" оценка выделенного ЭО.

Указанная процедура может производиться как для средневзвешенных значений параметров залежи, так и по всему пространству изменения параметров. В последнем случае возможно

построение двух- и трехмерных карт успешности выделения по простиранию (разрезу) и по объему залежи (см. рис. *3.14*).

Описание параметров с помощью лингвистических переменных

Рассмотрим примеры описания параметров с помощью лингвистических переменных. Под лингвистической переменной понимается переменная, которая принимает не численные, а категорийные, качественные значения. Например, лингвистическая переменная "пористость коллектора" может принимать следующие значения: низкопористый, среднепористый, высокопористый *[e4]* или в символьном виде

"пористость коллектора" = {"низко-", "средне-", "высокопористый"}.

Каждому категорийному понятию соответствует "размытый" (нечеткий) интервал численных значений параметра. Так, например, под среднепористым коллектором понимается коллектор, у которого пористость варьирует от 0,14 до 0,20, а под высокопористым – коллектор с пористостью от 0,18 до 0,30 и выше.

Концепция лингвистических переменных наиболее соответствует по своей сути тем категорийным понятиям, которые используются в понятийной базе. Кроме того, при желании лингвистические переменные могут быть легко конвертируемы в количественные величины.

Выделение и обоснование эксплуатационного объекта разработки – нефтяной залежи – является фундаментальной задачей ТРНМ. Дело в том, что существующие технологии, технико-экономические возможности не позволяют охватить процессом разработки всю залежь.

Поле геологических параметров – одна из разновидностей континуальных физических полей. Оно характеризует распределение в горных породах величин i-го геологического параметра. Если m_i – i-й параметр, то в декартовой системе координат $m_i = m_i(x, y, z, t)$, где t – время.

Как указывалось выше, объект разработки – это залежь нефти и газа, которая представляет собой сложную систему. По мере роста ее сложности возрастает и трудность ее описания в точных количественных характеристиках. Один из возможных путей решения этой проблемы – ввод нечетких "размытых" понятий *[b8]*. Таким образом, концепция лингвистических переменных служит своего рода базисом теории нечетких множеств в РНМ. Уровни лингвистических параметров можно представить на диаграмме (см. рис. *3.15)*, а в табл. *3.2* приведен примерный список лингвистических параметров и их составляющих.

Глобальные параметры, влияющие на ВЭО, в символьном виде записываются как

ФЕС = {"соотношение пористостей", "соотношение проницаемостей",...}.

Локальные переменные, например такие, как отношение пористостей, записываются в виде нечетких множеств как

ФЕС / "соотношение пористостей" = {"очень близкое", "близкое", "далекое", "очень далекое"}

или в символьном виде $P_1 = \{L_1 , L_2 , L_3 , L_4 \}$, где $L_1 ,\ldots,L_4$ – лингвистические переменные. С учетом степени принадлежности это уравнение переписывается в следующем виде:

$$P_1 = \{L_1 / 0{,}90; L_2 / 0{,}65; L_3 / 0{,}35; L_4 / 0{,}15\}.$$

Формирование системы правил выделения ЭО

Одна из наиболее важных проблем, с которой приходится сталкиваться при выделении ЭО, это представление знаний. Выбор оптимального представления знаний зависит от сложности объекта разработки. Знания, используемые для выделения ЭО, в основном получают от экспертов в области геологии и РНМ. Информация, полученная от экспертов, разделяется на фактическое знание и правила (знания для принятия решений). Под фактическим знанием понимается знание типа "абсолютная проницаемость – это способность горной породы пропускать через себя флюиды". Под знаниями для принятия решений понимаются знания вида "если..., то... ", "явления – реакция". Правильно построенная логическая формула (ППЛФ) состоит из кванторов существования (∃) и общности (∀).

В общем случае задача выделения ЭО – это некорректная задача вследствие того, что, во-первых, полное описание залежи невозможно, во-вторых, не существуют точные знания для выделения ЭО. Логика выделения ЭО по простиранию и разрезу – это интеллектуальная модель с нечеткой структурой, основанной на правилах вывода (продукции). Система продукций – это модель представления знаний по правилам, которые являются логическим способом выделения ЭО в задачах РНМ. Например, в идеальном виде правило выделения ЭО можно записать как

> П1 = "Если (∃) разница в глубине залеганий пластов незначительная и (∃) отношение пластовых проницаемостей небольшое, то (∀) пласты будут представлять хороший ЭО ".

Это справедливо для пластов, у которых все остальные параметры, влияющие на выделение ЭО, эквивалентны. Выделение ЭО рассматривается как многокритериальный процесс принятия решений (МППР). На этом этапе формируется система правил выводов (продукции) на основе обработки экспертной информации. Отметим здесь, что утверждение П является само по себе системой критериев. Система правил (продукций) структурирована, и существуют как локальные правила в П, так и глобальные, например

> П2 = "Если (∃) геологические факторы (G) хорошие и (∃) технологические факторы (T) хорошие, то (∀) ЭО хороший".

Построение диаграммы нечетких, "размытых" отношений

Теория нечетких множеств позволяет работать с категорийными понятиями, такими как "очень плохой", "плохой", "хороший", "очень

хороший", которые весьма свойственны человеческому мышлению. Предположим, что понятия "плохой", "посредственный" и "хороший" отображаются на диаграмме нечетких отношений в виде прямой и ломаной (см. рис.*3.16*). На диаграмме отношений степень предпочтения показывает относительное положение категорийных понятий. Так, например, понятие "плохой" смещено в левую сторону, тогда как понятие "хороший" – в правую сторону. Суть данного подхода заключается в том, что окончательная оценка выделяемого ЭО выражается в виде кривой на диаграмме, а не в виде числа или порядка отношений. Использование такой диаграммы впервые было предложено в работах *[Б14, с4]*. В *[Б14]* диаграмма отношений использована для оценки уплотнения и диагенетических изменений осадков, а в *[с4]* – для оценки запасов горизонта.

В данной работе впервые предлагается использовать диаграммы нечетких, "размытых" отношений для одной из основных задач РНМ – выделения ЭО. Диаграммы нечетких отношений введены на основе работ L.Zadeh (1965). L. Zadeh первый ввел понятие нечеткого множества. Например, нечеткое множество F = {"пористость пласта"} состоит из нечетких элементов {"высокопористый", "среднепористый", "низкопористый"}. Элемент "низкопористый" этого нечеткого множества отражается на графике в виде кривой, смещенной в левую сторону. В диаграмме предпочтимости сделана одна существенная модификация. Вместо конкретного значения параметра, откладываемого по оси абсцисс, используется степень предпочтимости (или уровень влияния, желательности и т.п.). Степень предпочтимости меняется в пределах от 0 до 1. Она отражает величину желательности того или иного нечеткого категорийного понятия для лица, принимающего решения (ЛПР). Количество вводимых отношений произвольно и устанавливается ЛПР. В данной работе предлагается ввести семь нечетких отношений:

ЭО = {"непригодный", "очень плохой", "плохой", "посредственный", "хороший", "очень хороший", "прекрасный"}

или в символьном виде $ЭО = \{C_1 , C_2 , C_3 , C_4 , C_5 , C_6 , C_7 \}$.

Эти нечеткие отношения приводятся на рис. *3.16* и задаются в виде следующих математических записей:

$C_1(x) = 1-x^{1/3}$ – "непригодный";
$C_2(x) = 1-x^{1/2}$ – "очень плохой";
$C_3(x) = 1-x$ – "плохой";
$C_4(x) = 2x$, если $x < 0,5$ – "посредственный";
$= 2(1-x)$, если $x \geq 0,5$
$C_5(x) = x$ – "хороший";
$C_6(x) = x^2$ – "очень хороший";
$C_7(x) = x^3$ – "прекрасный".

Построение функций принадлежности

Функции принадлежности нечеткому множеству "эксплуатационный объект" строятся на основе экспертных знаний. Пусть известны средние

(средневзвешенные по запасам или среднеарифметические) параметры по пластам. Предположим, что на выбор ЭО в основном влияют следующие параметры:

количество пластов n;

разница глубин залегания пластов ($H_i^j - H_i^s$),

где $j \neq s; j = 1,n; s = 1,n;$

соотношение геолого-промысловых параметров

(проницаемости, вязкости, обводненности, содержания

сероводорода и др.) $\min k_i^s / \max k_i^j$,

где $j \neq s; k = 1, m$; $s = 1,n;$ m – число параметров.

Тогда функции принадлежности будут иметь вид, показанный на рис.*3.17*. Итак, степень принадлежности пластов нечеткому множеству "выделяемый эксплуатационный объект" будет определяться как

$$\mu\ (ЭО) = \min \{ \mu_1\ (x\ ), \mu_2\ (x\ ),..., \mu_l\ (x\ ),..., \mu_m\ (x\ ) \}, l = 1,m.$$

Построение функции решения

Выделяемый ЭО с полученной степенью принадлежности можно отразить на диаграмме "размытых" отношений с помощью следующей формулы:

$R\ (ЭО,x) = \min \{1; [1-\mu\ (ЭО) + c_q\ (x)]\}$, где $x = 0 \div 1$ и $q = 1,7$.

Функция R(ЭО,x) называется искомой функцией решения, которая определяет степень предпочтения выбора ЭО в терминах нечетких, "размытых" отношений (см. рис. *3.18*).

Нечеткая оценка выделяемого ЭО

Для получения окончательной оценки принадлежности полученной кривой решения R(ЭО, X) к отношениям $C_1,...,C_7$, заданным в виде кривых, вычисляется степень близости, которую можно определить как

$$d\ (R,\ c_q) = (\ \sum_{x=0}^{1} [\ R(ЭО,X) - c_q\ (X)]^2\ )^{0.5}$$

для q = 1,7. В качестве меры близости принято евклидово расстояние. По наименьшему расстоянию выбирается отношение, наиболее близкое к полученной функции решения

$$d\ (R,c_{min}) = \min \{d(R\ ,c_1\ ),...,d(R\ ,c_7\ )\}.$$

В результате получаем, например, для случая $C_{min} = C_6$ лингвистическое решение, которое гласит, что "выделяемый ЭО – очень хороший" по рассматриваемому множеству геолого-промысловых параметров.

Рассмотрим задачу выделения ЭО по вышеописанной методике применительно к условиям месторождения, описанного в разделе 2.3.

Таблица 3.2. Структура признаков для ВЭО, описанных с помошью лингвистических переменных

Глобальная группа факторов	Локальный параметр	Количественная характеристика, представленная в виде лингвистической переменной	Символьный вид лингвистической переменной
Геолого-физическая	Проницаемость	"кратность проницаемостей"	{"очень близкая", "близкая","далекая"}
	Пористость	"соотношение пористостей"	{"далекое", "близкое", "очень близкое"}
	Нефтенасыщенность	"соотношение нефтенасыщенностей"	{"далекое", "близкое", "очень близкое"}
	Толщина	"соотношение нефтенасыщенных толщин"	{"далекое", "близкое",."очень близкое"}
	Расчлененность	"соотношение расчлененностей пластов"	{"далекое", "близкое", "очень близкое"}
	Глубина залегания	"разница глубин залегания"	{"очень близкая", "близкая", далекая"}
	Песчанистость	"соотношение песчанистостей пластов"	{"далекое", "близкое", "очень близкое"}
	Угол падения пласта	"соотношение углов падения пластов"	{"далекое", "близкое", "очень близкое"}
	Водоплавающая зона	"соотношение водоплавающих зон"	{"далекое", "близкое", "очень близкое"}
	Вязкость нефти	"кратность вязкостей нефти"	{"очень близкая", "близкая", далекая"}
	Содержание Ca-Mg солей	"соотношение содержаний Ca-Mg солей"	{"далекое", "близкое", "очень близкое"}
Технологическая	Продуктивность	"соотношение продуктивностей скважин"	{"далекое", "близкое", "очень близкое"}
	Депрессия	"соотношение предельных депрессий"	{"далекое", "близкое", "очень близкое"}
	Обводненность	"соотношение обводненностей скважин"	{"далекое", "близкое", "очень близкое"}
	Гидропроводность	"соотношение гидропроводностей"	{"далекое", "близкое", "очень близкое"}
	Пьезопроводность	"соотношение пьезопроводностей"	{"далекое", "близкое", "очень близкое"}
	Приемистость	"соотношение приемистостей скважин"	{"далекое", "близкое", "очень близкое"}
	Репрессия	"соотношение предельных репрессий"	{"далекое", "близкое", "очень близкое"}
Техническая	Вязкость продукции	"кратность вязкостей продукции"	{"очень близкая", "близкая", далекая"}
	Содержание мех.примесей	"соотношение содержаний мех.примесей"	{"далекое", "близкое", "очень близкое"}
	Содержание сероводорода	"соотношение содержаний сероводорода"	{"далекое", "близкое", "очень близкое"}
	Газовый фактор	"соотношение газовых факторов"	{"далекое", "близкое", "очень близкое"}
	Давление насыщения	"соотношение давлений насыщений"	{"далекое", "близкое", "очень близкое"}
Экономические	Цена 1 т товарной нефти	"соотношение цен за 1 т нефти"	{"далекое", "близкое", "очень близкое"}

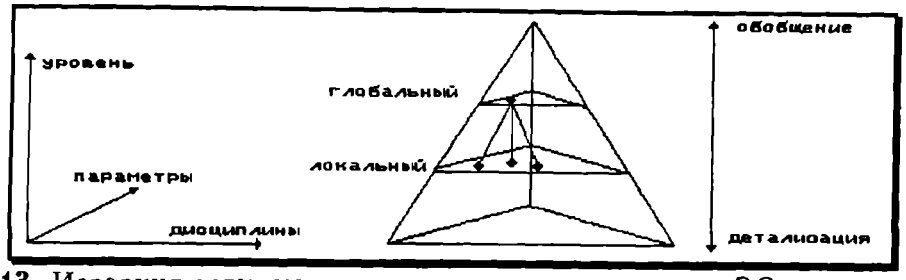


Рис. 3.13. Иерархия организации данных в задаче выделения ЭО

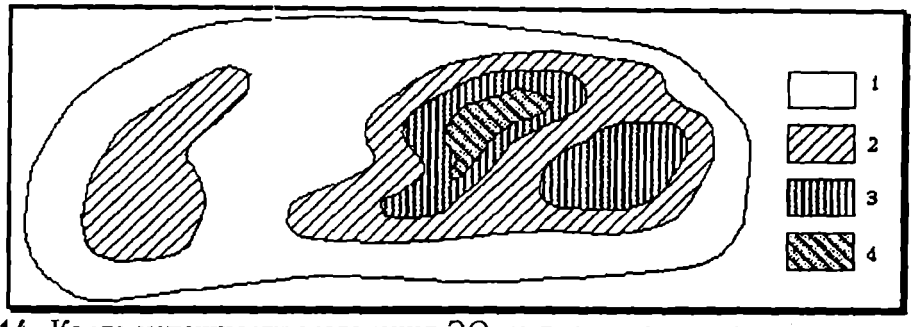


Рис. 3.14. Карта успешности выделения ЭО по простиранию залежи

1 – "очень плохой ЭО"; 2 – "плохой ЭО"; 3 – "хороший ЭО"; 4 – "очень хороший ЭО"

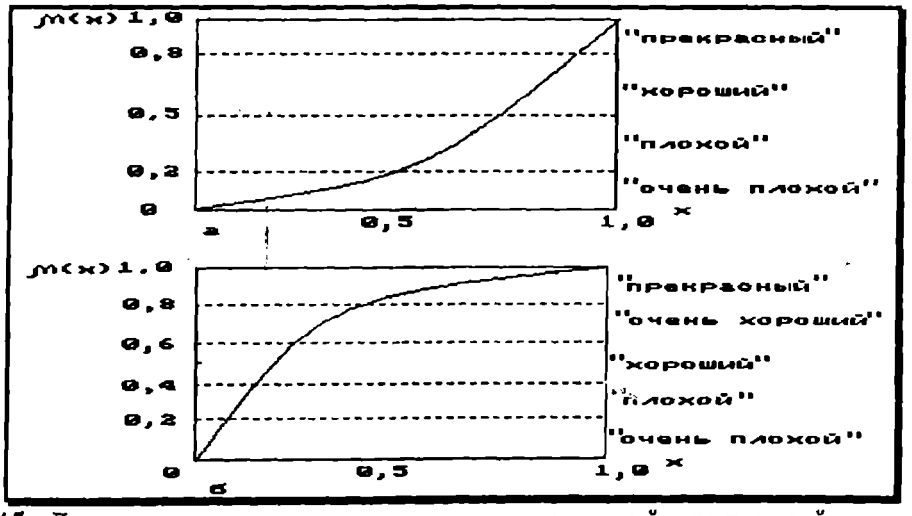


Рис. 3.15. Диаграмма нечеткого представления категорийных понятий

а – четырехтермное; *б* – пятитермное

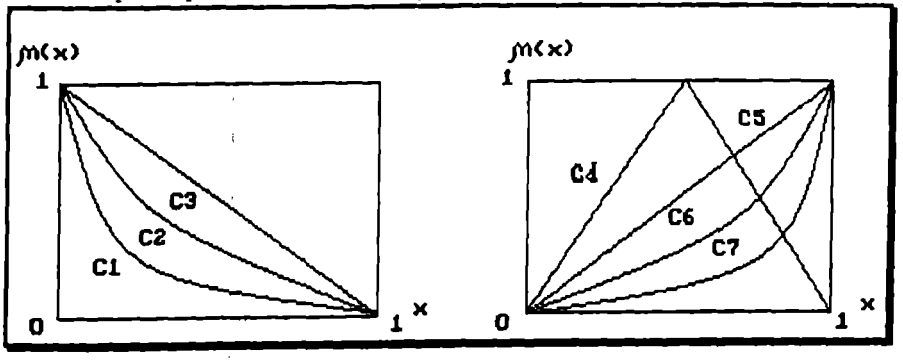


Рис. 3.16. Диаграмма нечетких отношений для различных категорий

C_1 – "непригодный"; C_2 – "очень плохой"; C_3 – "плохой"; C_4 – "посредственный"; C_5 – "хороший"; C_6 – "очень хороший"; C_7 – "прекрасный"

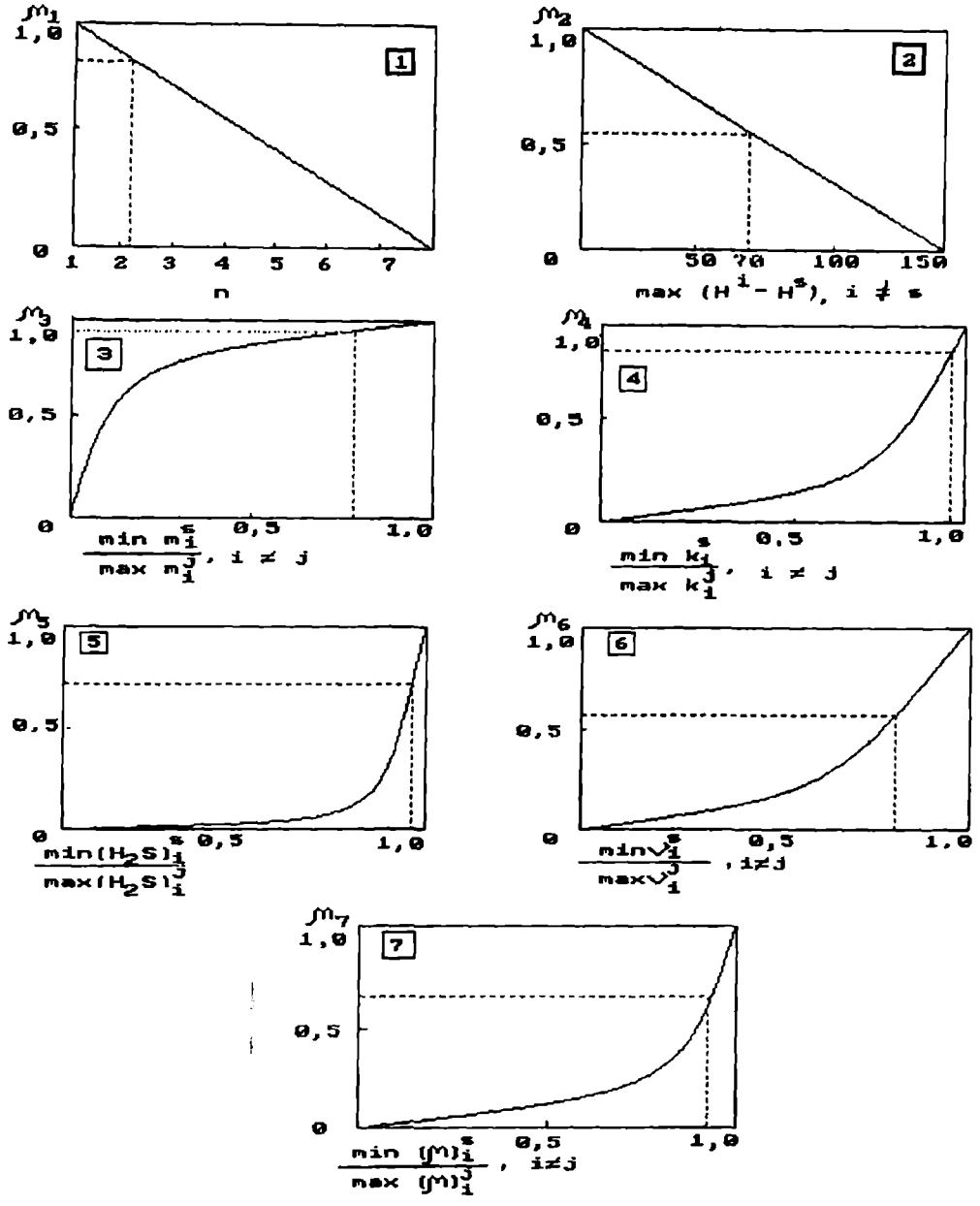


Рис. 3.17. Функции принадлежности геолого-физических параметров, влияющих на выделение ЭО

1 – число пластов; 2 – разница глубин; 3–7 – отношения в пластах: 3 – пористостей, 4 – проницаемостей, 5 – коэффициентов содержания сероводорода, 6 – обводненностей, 7 – вязкостей нефти

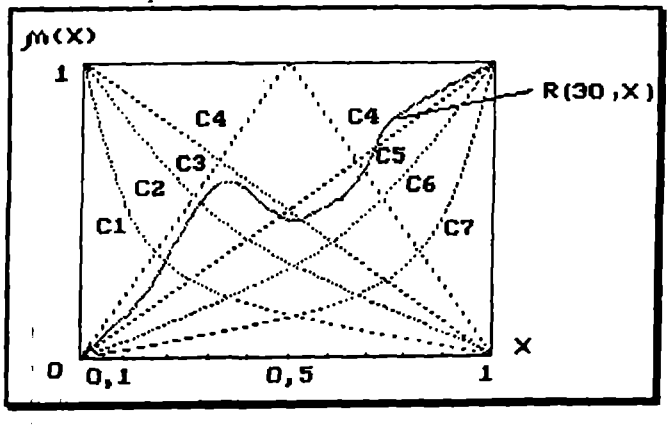


Рис. 3.18. Функции решения R (ЭО, X – степень предпочтения) на диаграмме размытых отношений

Пример выделения ЭО на конкретном месторождении

Описанное в разделе 2.3 нефтяное месторождение представлено в разрезе тремя пластами. Основные геолого-физические характеристики приведены в таблице 3.3.

Таблица 3.3. Основные геолого-физические характеристики пластов.

	Пласт 1	Пласт 2	Пласт 3
Пористость - m, %	21	16	10
Эффективная нефтенасыщенная толщина - h,м	29	16	5
Начальная нефтенасыщенность - $S_н$, %	0.9	0.8	0.5
Абсолютная проницаемость - K, мкм^2	0.1	0.09	0.025

Напомним, что математическая процедура ВЭО включает следующие этапы: приближенное описание параметров с помощью лингвистических переменных; построение функций принадлежности параметров нечеткому множеству "эксплуатационный объект" и вычисления степеней принадлежности; построение диаграммы нечетких отношений; построение функций решения на диаграмме "размытых" отношений; окончательная "нечеткая" оценка выделенного ЭО. Для простоты изложения в данном примере опущен этап формирования правил выделения ЭО. Опишем рассматриваемые геолого-физические параметры с помощью лингвистических переменных, согласно данным, приведенным в таблице 3.2. Кроме того найдем количественные значения лингвистических переменных для совокупностей пар рассматриваемых пластов (см. табл.3.4).

Таблица 3.4. Вычисление количественных характеристик для лингвистических переменных.

Лингвистическая переменная	(1,2)	(1,3)	(2,3)
"кратность проницаемостей"	1.1	8.0	3.6
"соотношение пористостей"	0.76	0.47	0.6
"соотношение нефтенасыщенностей"	0.89	0.56	0.6
"соотношение нефтенасыщенных толщин"	0.55	0.17	0.3

При построении функций принадлежности параметров нечеткому множеству "эксплуатационный объект" была использована статистическая информация по свыше чем 200 эксплуатационным объектам, представленная в работе *[К2]*. Кривые функций принадлежности строились с учетом математического ожидания и коэффициента вариации. Поэтому, формы полученных. функций принадлежности (см. рис. 3.19. и рис. 3.20.) несколько отличаются от форм функций принадлежности, построенных на основе экспертных оценках (см. рис.3.17.). На рисунках 3.19. и 3.20., кроме того, представлены совокупности пар пластов в пространстве рассматриваемых лингвистических переменных. Расчетные значения степеней принадлежности по каждому линвистическому параметру для рассматриваемых пар пластов приведены в таблице 3.5. Минимальная степень принадлежности пластов нечеткому множеству "выделяемый эксплуатационный объект" определим как

$$\min \mu\ (ЭО) = \min \{ \mu_1\ (x\ ), \mu_2\ (x\ ),\ldots, \mu_l\ (x\ )\},$$

где l = 1,4. Вычисленные минимальные степени принадлежности также приведены в таблице 3.5.

Таблица 3.5. Минимальные степени принадлежности для совокупности пар пластов.

Степени принадлежности	(1,2)	(1,3)	(2,3)
μ"кратность проницаемостей"	0.7	0.6	0.7
μ"соотношение пористостей"	0.8	0.2	0.3
μ"соотношение нефтенасыщенностей"	1	0.4	0.5
μ"соотношение нефтенасыщенных толщин"	1	0.2	0.4
min μ (ЭО)	**0.7**	**0.2**	**0.3**

В качестве диаграмм нечетких отношений возьмем диаграммы, представленные на рис. 3.21. Нечеткие отношения заданы формулами:

$C_1\ (x) = 1-x$ – "плохой";

$C_2\ (x) = 2x$, если $x < 5$ – "посредственный";

$= 2(1-x)$, если $x \geq 5$

$C_3\ (x) = x$ – "хороший";

$C_4\ (x) = x^2$ – "очень хороший";

$C_5\ (x) = x^4$ – "прекрасный".

Вычислим степени нечеткого включения рассматриваемых совокупностей пластов в нечеткие отношения

ЭО = {"плохой", "посредственный", "хороший", "очень хороший", "прекрасный"}

Для этого найдем искомые функции решения R(ЭО,x), определяющие степень предпочтения выбора ЭО в терминах нечетких, "размытых" отношений по формуле:

$$R\ (ЭО,x) = \min \{1; [1-\mu\ (ЭО) + c_q\ (x)]\},$$

где x = 0.0; 0.1; 0.2; ..., 1.0 и q = 1,5. Искомые функции решения для рассматриваемой совокупности пар пластов представлены на рисунке 3.22. Найдем окончательную оценку принадлежности полученных кривых функций решения R(ЭО, X) к нечетким отношениям $C_1,\ldots,C_5$, по формуле

$$d\ (R, c_q) = \Big(\sum_{x=0}^{1} [\ R(ЭО,X) - c_q\ (X)]^2 \Big)^{0.5}$$

для q = 1,5. Результаты расчетов представлены в таблице 3.6.
По наименьшему расстоянию выбираем отношение, наиболее близкое к полученной функции решения

$$d\ (R,c_{min}) = \min \{d(R\ ,c_1\ ),\ldots,d(R\ ,c_5\ )\}.$$

Таблица 3.6. Евклидовые расстояния между функциями решения и кривыми нечетких отношений для совокупности пар пластов.

Совокупность пластов	C_1 (x)	C_2 (x)	C_3 (x)	C_4 (x)	C_5 (x)
(1,2)	1.29	1.07	1.03	**1.0**	1.09
(1,3)	1.71	**1.59**	1.6	1.98	2.2
(2,3)	1.51	1.47	**1.31**	1.73	2.5

В таблице 3.6 наименьшие расстояния выделены жирным шрифтом. Как видно из таблицы 3.6 лингвистические решения для пар пластов будут следующими:

(1,2) - очень хороший ЭО;
(1,3) - посредственный ЭО;
(2,3) - хороший ЭО.

Поэтому, можно рекомендовать объединить пласты 1 и 2 в один ЭО, а пласт 3 рассматривать как возвратный объект разработки.

Знаковые структуры при выделении ЭО

В работе *[Д5]* описывается способ формирования знаковых структур на основе вычисления интегрального сходства обектов по совокупности выделенных объектов и обосновывается выбор порогов сходства. Этот способ основан на идее, предложенной в работе *[h12],* и состоит в приписывании знака и связи (экспертом) между однородными объектами на основании анализа отношения сходства. Рассмотрим этот подход в приложении к выбору ЭО.

Пусть имеется n пластов, обладающих m геолого-физическими параметрами. Необходимо распределить n пластов по ЭО так, чтобы в каждом ЭО оказались пласты, наиболее сходные друг с другом по совокупности k выбранных признаков (k < m). В математическом моделировании каждый пласт a_i представляется как вектор параметров

$$\{P_i\}_m = \{P_1^i, P_2^i, \ldots, P_m^i\},$$

где i = $(\overline{1,n})$; j = $(\overline{1,n})$; i≠j, среди которых можно использовать любое подмножество $\{P_i\}_k$ для сравнения пластов между собой. Значения параметров выражены количественным образом. Пласты сравниваются между собой по каждому геолого-физическому параметру.

Введем f – функцию сходства пластов по совокупности выбранных параметров, нормированную на максимальный диапазон значения параметра на множестве из n пластов. При этом сами параметры P_l^i и P_l^j, l = $(\overline{1,k})$; i = $(\overline{1,n})$; j = $(\overline{1,n})$; i ≠ j нормируются на максимальный интервал изменения и им приписываются соответствующие величины из интервала [0,1]. Для двух пластов a_i и a_j, сходство которых устанавливается с точностью до k параметров $\{P_i\}_k$, функция сходства имеет вид

$$f_{ij}=1(1/k)\sum_{l=1}^{k}(P_{l}^{i} - P_{l}^{j})/ (\max_{l} (P_{max l} - P_{min l})),$$

где P_{l}^{i}, P_{l}^{j} – нормированное значение l-го признака соответственно в i-м и j-м пластах; $P_{max l}^{i}$ – максимальное значение l-го признака по всем пластам; $P_{min l}$ – минимальное значение l-го признака по всем пластам. Отметим здесь, что функция f – интегральная. Очевидно, что $0 < f < 1$, где $f = 1$ означает полное сходство между пластами и $f = 0$ – отсутствие сходства. Допустимо полагать $P_{l}^{i} = 0$ у a_i, если а не обладает признаками P_l. В результате каждой паре пластов a_i и a_j $(i,j = 1,\ldots,n)$ будет поставлено в соответствие число $0 < f_{ij} < 1$, характеризующее интегральное сходство пластов по k выбранным параметрам. На основе значений f_{ij} сходство пластов a_i и a_j будет интерпретироваться как результат объективной оценки сходства пластов, а не как субъективная оценка экспертов-специалистов.

Так же как и в работе *[Д5],* можно ввести знаковую интерпретацию сходства пластов путем выбора порогов сходства. Пусть задан один порог сходства α функции f, для которого $0 < < f< \alpha$. Это неравенство характеризуется отрицательным знаком сходства. Тогда пласты a_i и a_j считаются несходными по k признакам. Если выполняется неравенство $(a < f_{ij} < 1)$, то пласты a_i и a_j считаются сходными и знак сходства будет положительный.

Для того чтобы более подробно оценить сходство пластов, задают два пороговых значения сходства α и β. Тогда рассматриваются три интервала, имеющие знаки сходства:

Знак сходства пластов	Интервал, которому соответствует значение функции сходства
–	$0 \le f_{ij} \le \alpha$
0	$\alpha < f_{ij} \le \beta$
+	$\beta < f_{ij} \le 1$

иными словами, вводится диапазон индифферентности (α, β), значение сходства (или близости) внутри которого говорит об индифферентности к сходству по k выбранным параметрам (при $\alpha = \beta$ справедлив случай, рассмотренный выше, с одним пороговым параметром).

Рассмотрим в качестве примера пять пластов. Допустим, что для выделения их в ЭО эксперты выбрали пять параметров: проницаемость $P_1^l = k$, мкм^2; мощность пласта $P_2^l = h$, м; вязкость нефти $P_3^i = \mu$, мПа·с;

коэффициент нефтенасыщенности P_4^i = Кн, д.ед.; пористость P_5^i = m, д.ед.:

Пласт	P_1^i	P_2^i	P_3^i	P_4^i	P_5^i
a_1	0,200	0,5	5,0	0,70	0,20
a_2	0,215	0,7	9,5	0,63	0,22
a_3	0,300	1,0	10,0	0,60	0,30
a_4	0,335	1,3	17,0	0,81	0,34
a_5	0,350	1,5	20,0	0,90	0,35

Поскольку функция сходства зависит от масштаба признаков, то исходную информацию необходимо преобразовать по формуле

$$P_l^i = (P_l^i - P\min_l)/(P\max_l - P\min_l),$$

где $i = (\overline{1,5})$; $j = (\overline{1,k})$; $i \neq j$; $k=5$; P_l^i – нормированное значение l-го признака по i-му пласту; P_l^i – значение l-го признака по i-му пласту; $P\max_l$ – максимальное значение l-го признака по всем пластам; $P\min_l$ – минимальное значение l-го признака по всем пластам.

Получаемые при этом данные являются безразмерными величинами, значения которых будут колебаться в интервале (0,1). Нормированные геолого-физические параметры приведены ниже:

Пласт	P_1^i	P_2^i	P_3^i	P_4^i	P_5^i
a_1	0,0	0,0	0,0	0,333	0,0
a_2	0,100	0,200	0,300	0,100	0,133
a_3	0,667	0,500	0,333	0,0	0,667
a_4	0,900	0,800	0,800	0,700	0,933
a_5	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0

Следующим шагом является определение функции сходства пластов:

Пласт	a_1	a_2	a_3	a_4	a_5
a_1	1	0,806	0,500	0,240	0,066
a_2	0,806	1	0,690	0,360	0,167
a_3	0,500	0,690	1	0,607	0,433
a_4	0,240	0,360	0,607	1	0,867
a_5	0,066	0,167	0,433	0,867	1

Введем пороги сходства. Рассмотрим два случая.

1. Порог сходства функции f один. Пусть α = 0,5. При выполнении неравенства $0 < f_{ij} < 0,5$ знак сходства будет отрицательным. Следовательно, пласты, функции сходства между которыми принадлежат этому интервалу, нецелесообразно выделять в ЭО для совместной эксплуатации. К такой группе относятся следующие пары пластов: (a_1, a_3), (a_1, a_4), (a_1, a_5), (a_2, a_4), (a_2, a_5), (a_3, a_5). Другими словами, пласт a_1 нежелательно объединять с пластами a_3, a_4, a_5; пласт a_2 – с

пластами a_4, a_5; пласт a_3 – с a_5. Если выполняется неравенство $0,5 < f_{ij} < 1$, то знак сходства будет положительным. Пласты, функции сходства между которыми принадлежат этому интервалу, следует объединять в ЭО для совместной эксплуатации. В эту группу входят такие группы пластов, как (a_1, a_2), (a_2, a_3), (a_3, a_4), (a_4, a_5). Но в этом случае трудно провести разделение пластов по ЭО. Поэтому рассмотрим второй случай, где вводится диапазон индифферентности.

2. Два порога сходства (α, β): a = 0,2, b = 0,8. Посмотрим, как распределяются функции сходства пар пластов по отношению к диапазону индифферентности (ДИ):

Знак сходства	Рассматриваемые интервалы	Пары пластов
–	$0 \le f_{ij} \le 0,2$	(a_1, a_5), (a_2, a_5)
0	$0,2 < f_{ij} \le 0,8$	(a_1, a_3), (a_1, a_4), (a_2, a_3), (a_2, a_4), (a_3, a_4), (a_3, a_5)
+	$0,8 < f_{ij} \le 1$	(a_1, a_2), (a_4, a_5)

Видно, что знак сходства пласта a_5 с пластами a_1 и a_2 отрицательный. Следовательно, эти пласты должны принадлежать к разным ЭО. Значение сходства внутри второго интервала (ДИ) говорит об индифферентности к сходству по пяти выбранным параметрам следующих пар пластов: (a_1, a_3), (a_1, a_4), (a_2, a_3), (a_3, a_4), (a_3, a_5). Таким образом, пласт a_3 нежелательно объединять в ЭО с другими пластами. Скорее его следует выделить в отдельный самостоятельный ЭО. Третьему интервалу, характеризующимуся положительным знаком сходства, принадлежат функции сходства пластов (a_1, a_2), (a_4, a_5). Поэтому пары пластов a_1 и a_2, a_4 и a_5 рекомендуется объединять в самостоятельные ЭО. В результате на основе знаковой интепретации пять взятых для примера пластов будут выделены в ЭО следующим образом: первый ЭО – пласты (a_1, a_2); второй ЭО – пласт a_3; третий ЭО – пласты (a_4, a_5).

Однако знаковая интерпретация позволяет решать данную задачу с достаточной степенью точности. При выделении ЭО очень часто прибегают к умозаключению по аналогии, т.е. знание, полученное при изучении одной пластовой системы, переносится на другую, менее изученную систему на основании сходства по некоторому количеству геолого-физических и технологических признаков (продуктивность, гидропроводность и др.). Сказать, что такое ЭО – это указать на то, как он будет функционировать в процессе разработки. В частности, эффективность применения метода воздействия на ЭО во многом зависит от того, насколько правильно и обоснованно выделены близкие по своим характеристикам пласты в ЭО *[37]*.

Таким образом, предложены две методики выделения ЭО в разрезе и по простиранию нефтяной залежи.

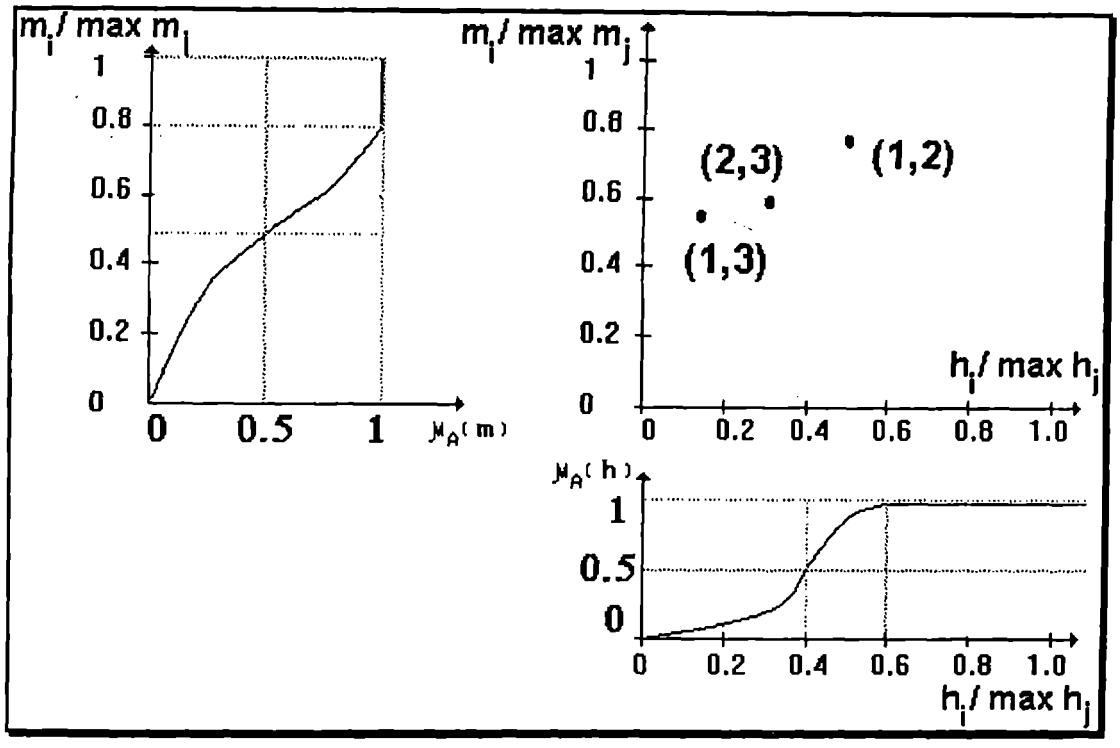


Рис.3.19. Функции принадлежности "соотношение пористотей" и "соотношение нефтенасыщенных толщин" и рассматриваемые совокупности пластов в пространстве этих характеристик.

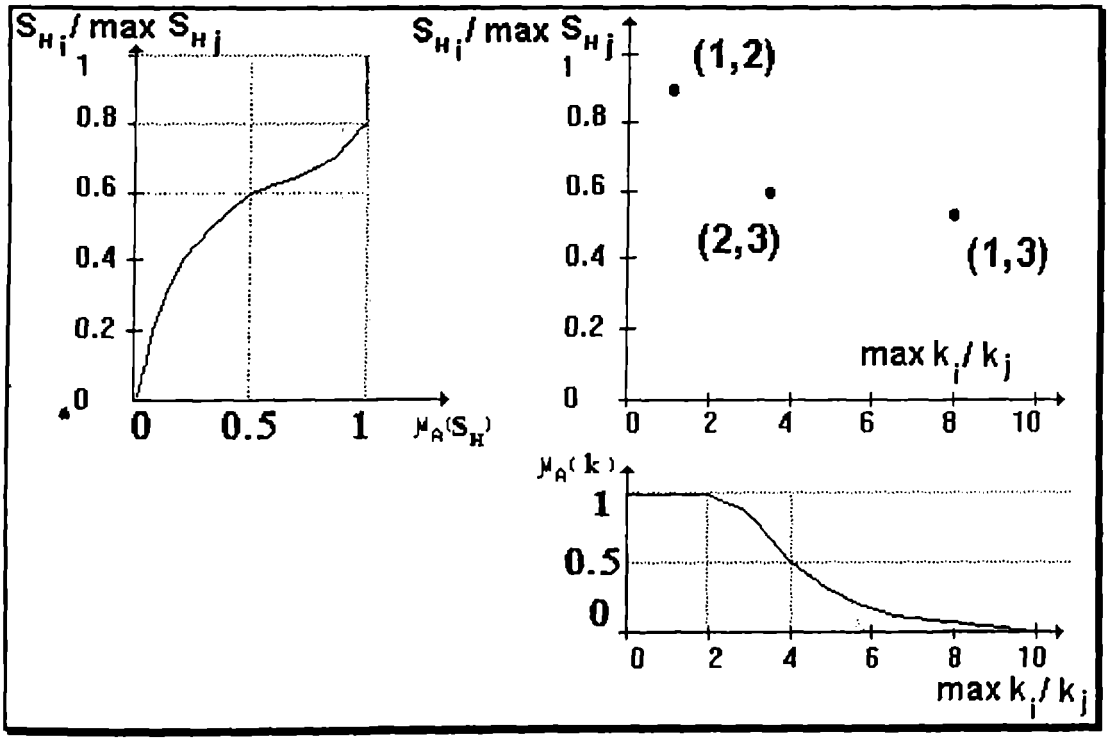


Рис.3.20. Функции принадлежности "кратность проницаемостей" и "соотношение нефтенасыщенностей" и рассматриваемые совокупности пластов в пространстве этих характеристик.

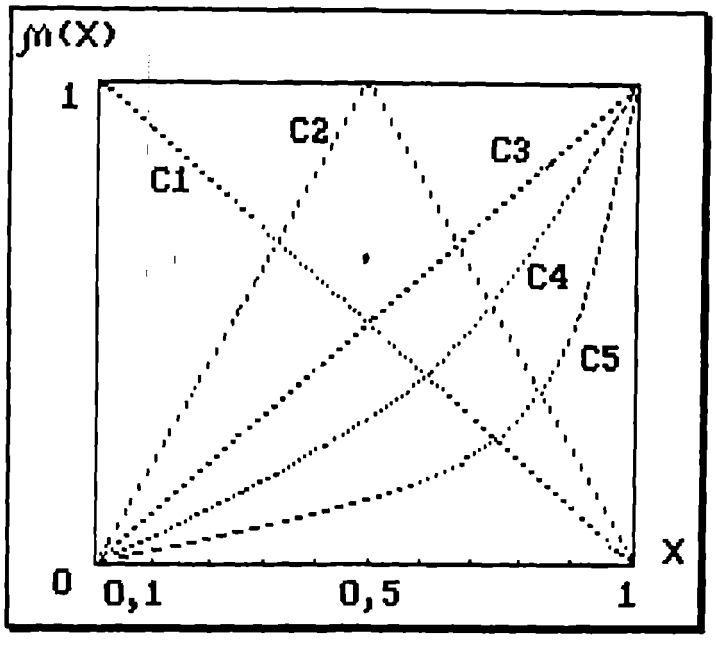


Рис. 3.21. Диаграммы нечетких отношений.

$C_1(x) = 1-x$ – "плохой"; $C_2(x) = 2x$, если $x < 5$ – "посредственный" и $C_2(x) = 2(1-x)$, если $x \geq 5$; $C_3(x) = x$ – "хороший"; $C_4(x) = x^2$ – "очень хороший"; $C_5(x) = x^4$ – "прекрасный".

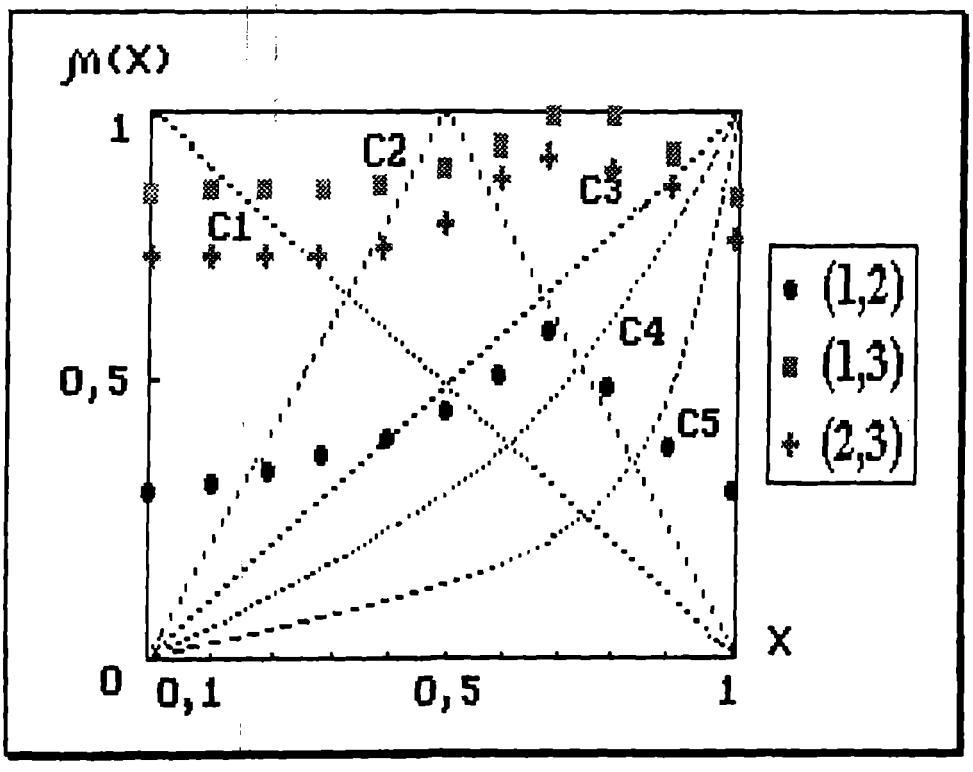


Рис. 3.22. Построение функций решения для совокупности пластов (1,2); (1,3) и (2,3) на диаграмме нечетких отношений.

3.3. Выбор метода воздействия на основе нечеткой логики

Выбор метода воздействия (МВ) для разрабатываемого нефтяного месторождения – сложный и ответственный этап разработки залежи. Подавляющее большинство МВ – это дорогостоящие и технологически более сложные процессы по сравнению с естественным режимом пласта или с заводнением. Обоснованный выбор МВ позволяет в значительной мере снизить степень технологического и экономического риска при РНМ.

Любые воздействия на нефтенасыщенный продуктивный пласт сводятся, по существу, к сохранению или повышению подвижности нефти. Сохранение подвижности нефти осуществляется с помощью нагнетания рабочего агента (воды) в продуктивный пласт, при котором поддерживаются начальные термодинамические условия пласта – пластовое давление и температура. Повышение подвижности нефти может осуществляться с помощью снижения вязкости нефти; увеличения проницаемости пористой среды продуктивного пласта; увеличения вытесняющей способности рабочего агента и вымывающей способности нагнетаемого агента (воды и др.). Выбору МВ на нефтяную залежь предшествует этап подробного изучения геологического строения продуктивного пласта, петрографо-минерального состава, структуры и петрофизических свойств пород, слагающих пласт, геохимических условий и характеристик насыщающих пласт жидкостей; построения геологической модели залежи.

Неопределенность (нечеткость) характерна не только для геологического строения, но и для пределов применимости различных МВ на залежь. Эта нечеткость проистекает из-за неполноты знания как строения, свойств залежи и ее неоднородности, так и всей совокупности процессов и механизмов, происходящих при нагнетании рабочих агентов. Использование аппарата нечеткой логики и экспертных оценок позволяет определять наиболее эффективные МВ и получать не только качественную характеристику применимости метода типа "пригоден–не пригоден" (в случае использования классической булевой логики), но и находить количественную оценку, например "70 % запасов данного месторождения могут быть выработаны с использованием метода нагнетания пара с коэффициентом успешности, равным 0,9". На основании решения этой "предзадачи" из множества возможных технологий определяются несколько наиболее перспективных с точки зрения их реализации в данных геологических условиях МВ с достаточно высоким коэффициентом успешности. Для этих МВ в дальнейшем осуществляется полномасштабное компьютерное моделирование процесса извлечения нефти. Такой подход является своего рода локальной оптимизацией *[36]*, позволяющей не рассматривать заведомо неэффективные технологии разработки и полностью сосредоточиться на наиболее перспективных МВ с точки зрения их применения на данном месторождении. Этот подход, гарантируя выбор оптимальной технологии (или сочетания технологий) воздействия, обеспечивает, кроме того, значительную экономию затрат машинного времени и человеческих ресурсов по сравнению с

дорогостоящими и длительными опытно-промышленными испытаниями новых технологий.

Одной из основных задач современной разработки нефтяных месторождений является повышение нефтеотдачи пластов. Значительный прирост добычи нефти от применения различных современных МВ по сравнению с традиционными методами разработки достигается в основном в пластах с повышенной вязкостью нефти, обводненных пластах и низкопроницаемых коллекторах. Мировые нефтяные запасы составляют около $600 \cdot 10^9$т. Применение МВ позволит повысить нефтеотдачу в среднем на 5÷10%. Это соответственно равно приросту извлекаемых запасов нефти на $(30–60) \cdot 10^9$т.

Значительный вклад в создание и моделирование МВ внесли: М.Т. Абасов, М.А. Авдонин, М.Т. Алишаев, И.Д. Амелин, Г.А. Бабалян, Н.К. Байбаков, К.С. Басниев, И.И. Богданов, А.А. Боксерман, Л.Н. Бученков, А.Г. Важеевский, В.Е. Гавура, А.Р. Гарушев, Ш.К. Гиматудинов, А.П. Горбунов, И.К. Дуброва, В.М. Ентов, С.А. Жданов, Ю.П. Желтов, П.И. Забродин, С.Н. Закиров, Н.В. Зубов, Г.З. Ибрагимов, М.М. Иванова, В.А. Иванов, Б.И. Леви, Г.Е. Малофеев, Ю.Т. Мамедов, И.Л. Мархасин, Э.Д. Мухарский, А.Ю. Намиот, Р.И. Нигматулин, К.А. Оганов, А.В. Оноприенко, Н.Л. Раковский, В.А. Рождественский, Л.И. Рубинштейн, В.П. Степанов, И.Н. Стрижов, М.Л. Сургучев, В.В. Сурина, А.Г. Тарасов, Н.И. Хисамутдинов, М.М. Чарыгин, А.Н. Чекалин, Э.Б. Чекалюк, Э.П. Чен-Син, А.Б. Шейнман, В.Н. Щелкачев, Б.В. Щитов, С.И. Якуба, K. Aziz, V. Balint, W.E. Brigham, J. Burger, H.L. Chang, C. Chu, K.M. Coats, M. Combarnous, F.F. Craig, P.B. Crawford, R.B. Crookston, S.M. Farouq Ali, B.S. Gottfried, L.W. Holm, M.K. Hwang, A.W. Ioko, V.A. Josendal, H. Kazemi, M.A. Klins, F. Kovarik, R.N. Langenheim, M. Latil, H.A. Lawwerier, H.Y. Lo, T.W. Marx, C.S. Matthews, E.N. Mayer, F.M. Orr, D.W. Peaceman, M.A. Prats, H.J.Jr. Ramey, R.J. Robinson, A. Settari, J.L. Shelton, C.R. Smith, M.Y. Soliman, P. Souriean, A. Spivak, H.L. Stone.

Одной из наиболее распространенных является классификация МВ, основанная на физической характеристике вытесняющего агента. Различают следующие основные виды МВ: гидродинамические (ГДМВ); термические (ТМВ); физико-химические (ФХМВ); газовые (ГМВ); микробиологические (МБМВ). Основные виды МВ приведены в табл. *3.7*. По природе сил МВ можно подразделить на гидродинамические, термические, физико-химические, газовые, микробиологические и акустические.

Термические методы предназначены для повышения подвижности нефти, главным образом за счет уменьшения ее вязкости, что осуществляется путем нагнетания в пласт горячей воды и пара, а также за счет создания очага горения в пласте. Причем в последнем случае наряду с уменьшением вязкости нефти повышается коэффициент ее извлечения за счет улучшения вытеснения нефти продуктами ее дистилляции. Физико-химические методы воздействия имеют своей целью либо увеличение отмывающей способности воды (путем закачки поверхностно-активных веществ (ПАВ), оторочек углекислого газа,

мицеллярных растворов, сжиженных газов, концентрированной серной кислоты, воздействия щелочами и биореагентами), либо улучшение вытесняющих свойств воды (нагнетание полимеров, инертных газов, пен, эмульсий), либо увеличение подвижности нефти путем взаимного растворения газа и нефти при нагнетании газов.

Таблица 3.7. *Классификация методов воздействия*

N п/п	Вид МВ	Способ МВ
1	Гидродинамический	Заводнение
2	Термические	Нагнетание пара Нагнетание горячей воды Внутрипластовое горение
3	Физико-химические	Нагнетание водного раствора ПАВ Нагнетание водного раствора полимера Нагнетание водного раствора щелочи Мицеллярное заводнение (нагнетание мицеллярных растворов) Мицеллярно-полимерное заводнение Нагнетание водного раствора серной кислоты Нагнетание водного раствора спирта Карбонизированное заводнение
4	Газовые	Нагнетание азота Нагнетание CO_2 Нагнетание газа высокого давления Нагнетание углеводородных растворителей Нагнетание обогащенного газа
5	Микро-биологические	Био-ПАВ Биополимеры Нагнетание микроорганизмов с циклическим вводом питания Микробное (мелассное) заводнение Метод активизации естественной микрофлоры

В настоящее время из нескольких десятков перспективных МВ получили промышленное и опытно-промышленное распространение лишь 10–11 методов. Это закачка водных растворов полимеров, ПАВ, щелочи, серной кислоты, мицеллярных растворов, углеводородных газов, двуокиси углерода, азота, а также нагнетание горячей воды, паротепловое воздействие и внутрипластовое горение. Разработка нефтяной залежи с активным воздействием на пласт подразумевает нагнетание в пласт рабочего агента, вытесняющего нефть из пористых сред. В настоящее время известно большое количество рабочих агентов: вода, воздух, различные газы, физико- химические реагенты и др. Наиболее доступным, дешевым, высокоэффективным и распространенным агентом является вода. Среди термических методов наиболее активно применяются паротепловое воздействие и закачка горячей воды, за счет использования которых предполагается получить 58-65 % общей добычи нефти с применением термических МВ. Из

газовых методов наибольшее развитие получили методы закачки CO_2 и углеводородных газов, которые позволяют увеличить коэффициент нефтеотдачи обводненных пластов с маловязкой нефтью до 18 %. Однако использовавание этих МВ сдерживается высокой стоимостью газов, составляющей 50–70 % общей стоимости технологии с их применением. В России эти методы пока распространены не столь широко из-за отсутствия постоянных источников получения CO_2 и надежных технических средств для его транспортировки и нагнетания. Из физико-химических методов в промышленнных масштабах используется полимерное заводнение. Развитие других ФХМВ сдерживается высокой стоимостью химических реагентов и неоднозначными результатами опытно-промышленных работ. За счет совершенствования технологий физико-химических методов добыча нефти может составить около 30 % общей, полученной за счет применения всех МВ. Сравнительно новыми и одними из наиболее перспективных МВ являются микробиологические методы. Они относятся к одним из самых наукоемких и высокотехнологичных.

Критерии применимости МВ

При проведении лабораторных, а в дальнейшем и опытно-промышленных работ по применению различных МВ было отмечено влияние различных геолого-физических параметров пласта и пластовых жидкостей на их эффективность *[Б16, М6, Р6, С18]*.

Анализ успешных и неуспешных результатов проводимых работ позволил получить интервалы значений различных геолого-физических параметров, при которых применение того или иного МВ дало положительные результаты (с точки зрения технологического и экономического эффектов). Эти значения геолого-физических параметров были названы критериями применимости МВ *[Б16, Е4, З6, И6, М6, Р6, С18]*.

Геолого-физические параметры, оказывающие влияние на возможность и эффективность применения тех или иных МВ, могут быть подразделены на три группы *[Е2]*.

1. Параметры, не меняющиеся ни по площади залежи, ни в процессе разработки: тип коллектора, глубина залегания продуктивного горизонта, мощность горизонта, температурный градиент.

2. Параметры, изменяющиеся по площади залежи, но остающиеся неизменными в процессе разработки: минеральный состав обломочной части терригенных коллекторов, глинистого материала и карбонатных пород-коллекторов, мощность продуктивного пласта, его расчлененность, песчанистость, глинистость пород, минерализация пластовых вод, их соленость, плотность и вязкость нефти.

3. Параметры, изменяющиеся как по площади и разрезу продуктивного горизонта, так и во время разработки залежи: проницаемость коллекторов, их пористость, нефте-, водо- и газонасыщенность, гидрофобность и гидрофильность порового пространства, пластовое давление.

Таким образом, изначально по параметрам первой группы можно проводить отбраковку МВ, которые не могут быть применены из-за ограничений, вносимых этими характеристиками. По второй группе параметров в пределах залежей могут быть выделены участки, в которых существуют ограничения применимости тех или иных методов. По третьей группе параметров целесообразно проектировать во времени смену одного МВ другим на отдельных участках залежи.

Для каждого МВ существуют свои критерии применимости, которые связаны с особенностями термических, физико-химических процессов, происходящих в пласте. Так, например, для термических МВ основными параметрами, ограничивающими их применение, являются толщина, проницаемость и глубина залегания. Применение газовых методов ограничено по таким параметрам, как толщина пласта, вязкость нефти и пластовое давление. Последний параметр оказывает существенное влияние на условия смешиваемости закачиваемых газов с пластовой нефтью.

Для физико-химических методов температура пласта, соленость и минерализация пластовых вод являются основными ограничивающими параметрами. При повышенных их значениях происходит разрушение молекул химического реагента, что в значительной степени снижает эффект МВ.

Классификация критериев применимости

В табл. *3.8* приведены единицы измерения и пределы изменения геолого-физических параметров, характерные для РНМ. Таблицы критериев применимости (см. табл. *3.10–3.15*) составлены с учетом имеющихся данных в литературе по каждому параметру, а также на основании экспертных оценок *[Н1, Ж3, З14]*.

При выборе МВ необходимо знание предельных значений геолого-физических и фильтрационно-емкостных параметров. Указанные экстремальные параметры используются при построении функций принадлежности (см. главу 4).

Ниже приводится краткое описание параметров и особенностей их влияния на осуществление различных МВ. Описание параметров, как правило, включает определение, основные типы классификации, пределы изменения параметра (характерные для задач РНМ), механизмы и особенности влияния этих параметров на различные МВ.

Предлагается следующая классификация групп критериев применимости, которая возникла в результате консультаций с широким кругом специалистов ИПНГ РАН и ГАНГ им И.М.Губкина в области геологии и разработки нефтяных месторождений, химии нефти, физики пласта (см. табл. 3.9).

Предлагаемая классификация критериев применимости является наиболее полной и в то же время включает существенные параметры, которые оказывают влияние на применение различных МВ. Данная структура критериев послужила основой формирования базы данных на персональных ЭВМ типа PC AT 386/486.

Таблица 3.8. Единицы измерения и пределы изменения параметров применимости МВ

Группа параметров	Параметр	Единица измерения	Пределы изменения параметра
I.Горная порода	Тип породы	-	т, к
	Тип коллектора	-	п, тр, с
	Проницаемость	мкм^2	0,0001–20,0
	Пористость	д.ед.	0,001–0,50
	Нефтенасыщенность	д.ед.	0,0–1,0
	Связанная вода	д.ед.	0,01–0,70
	Средний угол смачивания	град.	0–180
II.Пласт	Толщина	м	0,0–100,0
	Толщина водонасыщенной зоны	м	0,5–30,0
	Толщина покрывающих пород	м	3,0–100,0
	Давление	МПа	1,0–60,0
	Температура	^{o}C	0,0–200,0
	Угол падения	град.	0–90
	Глубина залегания	м	0,0–6000,0
III.Пластовая нефть	Плотность	кг/м^3	575–1100
	Вязкость	мПа·с	0,01–1500
	Кислотное число	мг/г	0,01–10,0
IV.Пластовая вода	Минерализация	г/л	0–210,0
	pH	д.ед.	2,0–14,0
	Жесткость	г/л	0–100
V.Пластовый газ	Азотистые соединения	д.ед.	0,00–0,02
	Наличие свободного газа	-	б
VI.Пластовые вещества	Парафин	д.ед.	0,00–0,30
	Асфальтены	д.ед.	0,00–0,15
	Смолы	д.ед.	0,00–0,40
	Сера	д.ед.	0,00–0,08
	Температура насыщения нефти парафином	^{o}C	8–65
VII.Минеральный состав	Цемент	д.ед.	0,00–0,30
	Глины	д.ед.	0,00–0,25
	Карбонатность	д.ед.	0,00–1,0

Примечание. Здесь и далее в таблицах: т – терригенный, к – карбонатный, п – поровый, тр – трещинный, с – смешанный, б – благоприятный, нп – незначимый параметр, нб – неблагоприятный, нд – нет данных.

Рассмотрим физико-химические процессы, происходящие в пласте при применении МВ. При различных МВ механизм вытеснения нефти характеризуется сложным сочетанием разнооб-разных гидродинамических и физико-химических процессов, имеющих специфические особенности в конкретных геолого-физических условиях. Кроме того, РНМ нарушает равновесную метастабильную термодинамическую систему, которая существовала в залежи до ее вскрытия скважинами.

Таблица 3.9 . Классификация групп критериев применимости для выбора МВ.

I. Горная порода	II. Пласт	III. Пластовая нефть	IV. Пластовая вода	V. Пластовый газ	VI. Содержание пластовых веществ	VII. Минеральный состав породы
1. *Тип породы* – терригенный, карбонатный, пирокластический 2. *Тип коллектора* – поровый, трещинный, смешанный 3. Проницаемость 4. Пористость 5. Начальная нефтенасыщенность 6. Остаточная нефтенасыщенность 7. Начальная газонасыщенность 8. Содержание связанной воды 9. Средний угол смачивания (гидрофильный и гидрофобный коллектор) 10. Средний диаметр зерен	1. Общая толщина 2. Эффективая нефтенасыщенная толщина 3. Толщина нефтенасыщенной зоны 4. Толщина газонасыщенной зоны 5. Толщина перекрывающих про-слоев 6.Давление 7. Температура 8. Расчлененность 9. Песчанистость 10. Средний угол падения 11. Глубина залегания кровли	1. Плотность 2.Вязкость 3. Содержание фракций, выкипающих при Т <300°С 4. Содержание фракций, выкипающих при Т >300°С 5. Кислотное число	1. Плотность 2. Вязкость 3. Общая минерализация 4. Водородный показатель pH Содержание: 5.Анионов хлора (Cl) 6. Анионов сульфата (SO_4) 7. Анионов бикарбоната (HCO_3) 8. Анионов карбоната (CO_3) 9. Катионов натрия и калия (Na+ K) 10.Катионов магния (Mg) 11.Катионов кальция (Ca)	1. Плотность 2. Вязкость 3. Массовое содержание C_2-C_6 Содержание: 4.Азота 5.Кислорода 6.Окиси углерода 7.Двуокиси углерода 8.Сернистого ангидрида 9.Углеводорода 10.Водорода 11.Метана	1. Парафи-на 2.Асфальтенов 3.Смол 4.Гипса 5.Серы 6.Йода 7.Брома 8.Бора 9.Аммония	1. Кварц 2. Полевой шпат 3. Обломки 4. Цемент 5. Ненабухающие (каолинитовые) глины 6. Набухающие (монтмориллонитовые) глины

Гидродинамические МВ – заводнение

Заводнение – самый распространенный МВ, при котором процесс вытеснения нефти водой происходит при одновременном поддержании пластового давления. Более 80% залежей нефти разрабатываются с использованием заводнения. В качестве рабочего агента используется вода в силу своей вытесняющей способности, широкой доступности и дешевизны. В табл. 3.10 приведены критерии применимости гидродинамических МВ.

Таблица 3.10. Критерии применимости гидродинамических МВ

Параметры	Единица измерения	Заводнение
Тип породы	-	т, к
Тип коллектора	-	п
Проницаемость	мкм^2	0,1–5,0
Пористость	д.ед.	0,1–0,5
Нефтенасыщенность	д.ед.	0,7–1,0
Связанная вода	д.ед.	нп
Средний угол смачивания	град.	0–90
Толщина	м	3,0–100
Толщина водонасыщенной зоны	м	нп
Толщина покрывающих пород	м	>3
Давление	МПа	нп
Температура	^{o}C	20–100
Угол падения	град.	0,0–5
Глубина залегания	м	нп
Плотность	кг/м^3	650–1000
Вязкость	мПа·с	0,01–25
Кислотное число	мг/г	нп
Содержание парафина	д.ед.	0,00–0,055
Содержание асфальтенов	д.ед.	нп
Содержание смол	д.ед.	нп
Содержание серы	д.ед.	0,0–0,02
Температура насыщения нефти парафином	^{o}C	$T_{пл} > T_н$
Содержание цемента	д.ед.	нп
Содержание глин	д.ед.	0,0-0,05
Карбонатность	д.ед.	нп

Использование воды обеспечивает достаточно высокую устойчивость фронта вытеснения вследствие того, что плотность и вязкость воды близки к соответствующим характеристикам большинства нефтей, а также потому, что высокое межфазное натяжение не способствует вязкостному языкообразованию. Насыщенность остаточной нефтью варьирует в широких пределах– от 0,05 до 0,80 д.ед. Эта величина зависит в основном от соотношения подвижностей нефти и воды и от неоднородности фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пласта (пористости, проницаемости и др.). На эффективность процесса заводнения оказывает влияние и соотношение подвижностей воды ($\lambda_в$) и нефти ($\lambda_н$):

$$M = \lambda_в / \lambda_н.$$

Вследствие более низкой вязкости воды по сравнению с нефтью ее подвижность больше. Можно выделить следующие модификации метода заводнения: непрерывное нагнетание воды, циклическое нагнетание воды, изменение направления фильтрационных потоков. Циклическое заводнение предназначено для увеличения охвата пласта. Изменение направления фильтрационных потоков осуществляется путем смены режима нагнетания на режим отбора жидкости в нагнетательной скважине и смены режима отбора на режим закачки воды в добывающей скважине. Эта модификация заводнения также служит увеличению охвата пласта воздействием. Наиболее заметные изменения свойств пластовой нефти происходят в хорошо дренируемых зонах при длительной эксплуатации с высоким водонефтяным фактором (ВНФ).

Горизонтальные технологии

Разработка залежей горизонтальными скважинами имеет ряд преимуществ над разработкой вертикальными, особенно для малорентабельных месторождений. Разработка залежей горизонтальными скважинами сопровождается увеличением площади дренирования, коэффициента охвата пласта воздействием и продуктивности (приемистости) скважин; уменьшением возможности вязкостного языкообразования и конусообразования для воды и пара; понижением депрессии на пласт при одних и тех же темпах отбора, что приводит к уменьшению добычи воды и газа; извлечением наибольшего объема нефти в короткие сроки в трещиноватых коллекторах при бурении перпендикулярно к ориентации системы трещин; увеличением нефтеотдачи в 2–3 раза в низкопроницаемых и в тонких нефтяных пластах с газовой шапкой; повышением отбора извлекаемых запасов в высокопроницаемых коллекторах.

Технологическая и экономическая эффективность разработки залежи горизонтальными скважинами зависит от активности проявления водо- и газонапорного режимов; вязкости нефти; соотношений подвижностей для воды и нефти; относительных проницаемостей нефти, воды и газа; трещиноватости (и направления трещин); расчлененности пласта (и наличия прослоев глин); абсолютной проницаемости по вертикали и по простиранию. Основное достоинство горизонтальных скважин – высокий дебит, позволяющий оправдать затраты. Горизонтальная скважина примерно в 2 раза дороже вертикальной. К недостаткам разработки нефтяных месторождений с использованием горизонтальных скважин относятся высокая стоимость разработки и эксплуатации; трудо- и наукоемкость бурения и заканчивания скважин; сложности при проведении ГИС, перфорации и ОПЗС; снижение коэффициента охвата пласта по мощности при высокой расчлененности; трудности восстановления естественной проницаемости ПЗС при проявлении скин-эффекта. Существуют технологии для преодоления такого рода осложнений. Это бурение многоствольных горизонтальных скважин; гидроразрыв пласта в горизонтальных скважинах; увеличение длины хвостовика. Если длина хвостовика близка к половине расстояния между нагнетательной и добывающей скважинами, то коэффициент охвата по площади стремится к 1. В трещиноватых коллекторах с

высокой проводимостью трещин очевидных преимуществ горизонтальных скважин над вертикальными ожидать не приходится. Горизонтальные скважины обеспечивают высокую нефтеотдачу при реализации рядных СРС, а также в случае приконтурного заводнения. Следует отметить, что количество проектов РНМ заводнением с горизонтальными скважинами невелико.

Горизонтальная технология может быть использована совместно с МПН, особенно с термическими методами. В настоящее время пробурено несколько горизонтальных скважин в нефтяных залежах с высоковязкой нефтью, причем ряд из них оказался коммерчески успешным [j1], так как резко снизилось число скважин, требуемых для реакции. Как известно, проекты с применением пара характеризуются очень плотной сеткой скважин [e4].

Применение горизонтальных технологий снижает эксплуатационные и капитальные затраты, увеличивает темп отбора нефти и объемный охват воздействием. Использование горизонтальных скважин как добывающих приводит к росту темпа отбора и увеличинению продуктивности скважин. Поэтому более широко используются горизонтальные скважины как добывающие. Первая горизонтальная скважина была пробурена в Башкирии (N66/45, 1953, скважина Григоряна). В скалистых пластах, с ухудшенной вертикальной проницаемостью горизонтальные скважины менее продуктивны, чем вертикальные. Одиночная без ответвлений горизонтальная скважина эксплуатирует вокруг себя ограниченную область пласта (поэтому эту технологию используют в пластах небольшой толщины).

Горизонтальные технологии, революционные по сути, существенным образом повлияли на системы РНМ. Горизонтальные технологии применимы для подавляющего числа типов продуктивных пластов: с низкой проницаемостью по простиранию, тонких, анизотропных, однородных, с низкой выдержанностью по простиранию. Удельные затраты на поиск, разведку и разработку с использованием горизонтальных технологий существенно ниже по сравнению с вертикальными. Применение горизонтальных технологий с удельными затратами 12,6÷31,4 $/м^3 нефти позволяет вовлекать в разработку малорентабельные, истощенные залежи. Горизонтальные технологии, по некоторым оценкам, позволяют увеличить извлекаемые запасы как минимум на 4÷5% [w8]. Горизонтальная скважина характеризуется более высокой площадью контакта поверхности скважины с продуктивным пластом, что приводит к высокой ее продуктивности. На рис. 3.23 показаны возможные горизонтальные технологии на различных этапах разведки и разработки залежи. На этапе разведки горизонтальные скважины используют для уточнения геометрии залежи, местоположения ВНК, зон выклинивания и других геологических особенностей (а, 1), а также для оконтуривания залежи (а, 2). На этапе разбуривания залежи горизонтальные стволы бурят как на отдельный продуктивный пласт (б,1), так и несколько горизонтальных стволов на несколько пластов (б,2). Возможно осуществление одновременно-раздельной эксплуатации пластов одной горизонтальной скважиной (б,3) или обеспечение более полного вскрытия пласта по вертикали за счет бурения нескольких боковых стволов (б,4). На этапе доразбуривания бурение

горизонтальных скважин между рядами и их использование как нагнетательных или добывающих приводит к значительному росту охвата пласта воздействием по его простиранию (в,1). Использование нескольких стволов в одном продуктивном пласте позволяет увеличить охват пласта воздействием по вертикали (в,2). Критерии применимости горизонтальных технологий следующие: пласты с высокой проницаемостью по вертикали; трещиноватые пласты.

Горизонтальные скважины (ГС) классифицируются по радиусу искривления ствола скважин при переходе от вертикальной составляющей к горизонтальной: с малым радиусом, со средним радиусом, с большим радиусом. ГС с большим радиусом чаще всего применяют при разработке морских месторождений, так как на них существует потребность в длинных горизонтальных участках (хвостовиках) и скважины обычно имеют большую протяженность. Для таких скважин возможно использование традиционных способов бурения и эксплуатации скважин. Потребность в бурение ГС с малым радиусом возникла при разработке зон залежи, расположенных непосредственно под морскими платформами. Такие ГС весьма сложны с точки зрения технологии бурения и отличаются от других ГС, в частности, меньшими размерами хвостовика, т.е. горизонтальной части скважины. Бурение ГС с большим радиусом искривления менее сложно. В табл. 3.11 приведены критерии применимости ГС с разными углами искривления, по данным фирм "Огух" и "Eastman Christensen".

Таблица 3.11. Критерии применимости ГС с разными углами искривления

Критерий	Малый радиус	Средний радиус	Большой радиус
Диаметр долота, дюйм	4,5–6	4,5–12,25	6–9,875
Радиус, м	6–13	85–120	300–900
Интенсивность набора кривизны, °/м	4–10/1	24–60/100	9–18/100
Минимальный диаметр вертикальных обсадных труб, дюйм	5,5–7	5,5–13,375	7–9,625
Максимальный диаметр обсадных труб хвостовика, дюйм	2,875–4,5	2,875–9,625	5,5–7,625
Образование газовых конусов	+	–	–
Образование водных конусов	–	+	+
Трещинный коллектор	+	+	–
Низкая пластовая энергия	+	+	–
Низкая абсолютная проницаемость	+	+	+
Высокая расчлененность	+	+	–
Газообразование	–	+	+
Применение МУН, заводнения	–	–	+
Открытый ствол	+	+	+
Гравийно-песчаный фильтр	–	+	+

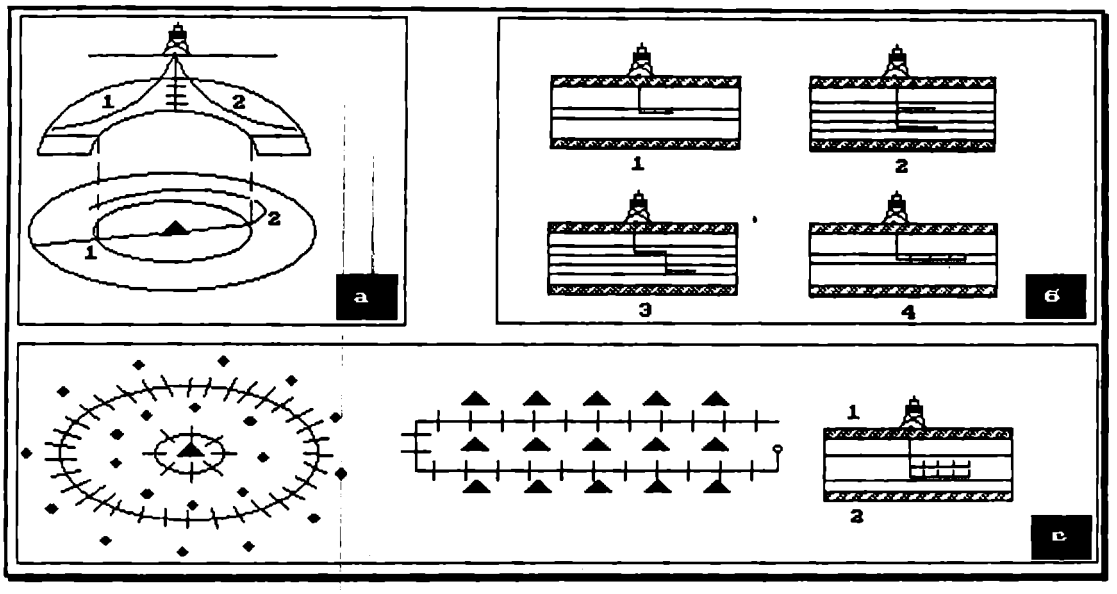


Рис. 3.23. Горизонтальные технологии на различных этапах разведки и разработки месторождений (пояснения в тексте).

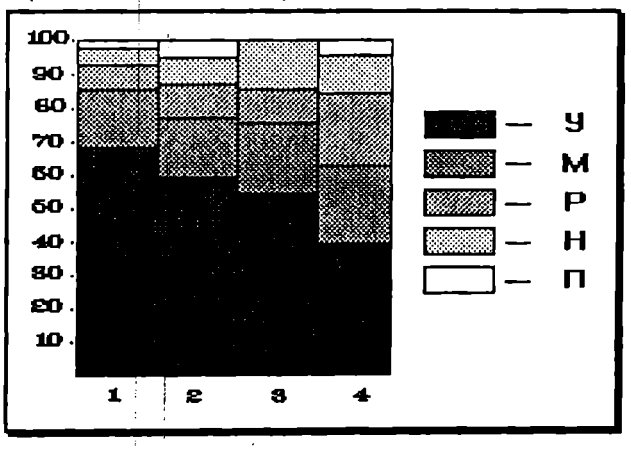


Рис. 3.24. Диаграмма успешности применения основных промышленных МВ

1 – пар; 2 – УГ; 3 – CO_2; 4 – полимеры; У – успешные; М – многообещающие; Р – рано оценивать; Н – нет данных; П – неуспешные

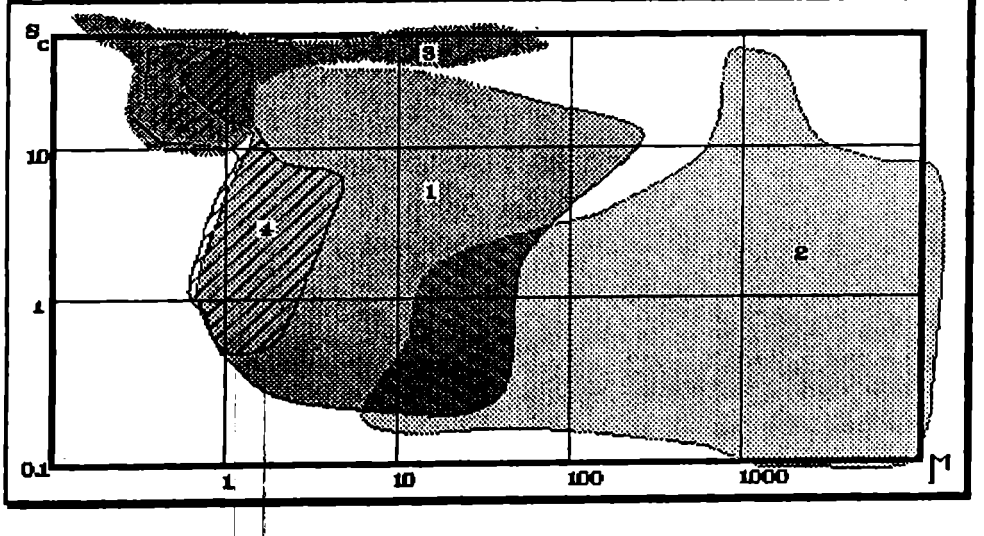


Рис. 3.25. Успешные проекты основных промышленных МВ в зависимости от ПСС – S, км^2/скв. и вязкости пластовой нефти – μ, мПа·с

1 – полимеры; 2 – пар; 3 – УГ; 4 – CO_2

Термические МВ

Одним из наиболее распространенных МВ является термическое воздействие на нефтяные пласты, при котором происходит значительное повышение подвижности нефти. Наряду с этим при повышенной температуре происходит разложение некоторых минералов, входящих в состав пород-коллекторов. Основной механизм увеличения нефтеотдачи пластов при нагнетании горячей воды связан со снижением вязкости нефти; изменением соотношения подвижностей нефти ($\lambda_н$) и воды ($\lambda_в$); изменением остаточной нефтенасыщенности и относительной проницаемости для нефти; уменьшением капиллярных сил, препятствующих извлечению нефти из низкопроницаемых пропластков; тепловым расширением флюидов. Критерии применимости термических МВ приведены в табл. *3.12.*

Таблица 3.12. Критерии применимости термических МВ

Параметры	Единица измерения	Нагнетание горячей воды	Нагнетание пара	Внутри-пластовое горение
Тип породы	-	т, к	т, к	т
Тип коллектора	-	п, тр	п	п
Проницаемость	мкм^2	0,1–3,0	0,01–3,0	0,1–5,0
Пористость	д.ед.	0,1–0,3	0,04–0,3	0,18–0,4
Нефтенасыщенность	д.ед.	0,7–1,0	0,4–1,0	0,4–0,1
Связанная вода	д.ед.	0,0–0,3	0,0–0,3	0,0–0,3
Средний угол смачивания	град.	нп	нп	0–180
Толщина	м	10–25	6–25	3–20
Толщина водонасыщенной зоны	м	нп	0,0–3,0	0,0–3,0
Толщина покрывающих пород	м	>3	3,0–100,0	3,0–100
Давление	МПа	1,0–40	1,0–15	нп
Температура	^oC	0,0–50	0,0–50	нп
Угол падения	град.	0,0–5	0,0–5	0,0–3,0
Глубина залегания	м	30–2000	30-1000	150–2000
Плотность	кг/м^3	850–1000	800–1100	825–1100
Вязкость	мПа ·с	15,0–100	50–8000	1,0–1500
Содержание парафина	д.ед.	0,0–0,3	0,0–0,3	0,0–0,3
Содержание асфальтенов	д.ед.	0,0–0,15	0,0–0,15	0,0–0,15
Содержание смол	д.ед.	0,0–0,4	0,0–0,4	0,0–0,4
Содержание серы	д.ед.	0,0–0,08	0,0–0,08	0,0–0,02
Содержание цемента	д.ед.	0,1–0,3	0,1–0,3	0,1–0,3
Содержание глин	д.ед.	0,0–0,25	0,0–0,05	0,0–0,1
Карбонатность	д.ед.	нп	0,0–0,05	нб

Закачка горячей воды приводит к значительному увеличению коэффициента охвата пласта воздействием как по толщине (K_h), так и по простиранию (K_L) в основном из-за резкого снижения вязкости пластовой нефти при повышении температуры. Этот эффект проявляется тем отчетливее, чем выше вязкость нефти при начальной пластовой температуре. При контакте с ненагретым пластом и насыщающей его нефтью горячая вода охлаждается. При установившемся движении в пласте можно выделить две зоны – вытеснения нефти горячей и

холодной водой. Первая зона характеризуется непрерывным ростом температуры, что, в свою очередь, ведет к изменению (уменьшению) остаточной нефтенасыщенности. Кроме того, увеличение температуры приводит к расширению породы-коллектора и насыщающей его жидкости, что сказывается на снижении массы нефти (при условии постоянной насыщенности), содержащейся в пласте. Во второй зоне происходит вытеснение нефти обычной холодной водой, температура которой равна температуре пласта. Изменение нефтенасыщенности происходит по тому же механизму, что и при обычном заводнении. Анализ многочисленных проектов с нагнетанием пара показал, что технология длительной прокачки паровой оторочки холодной водой приводит к значительному охлаждению пласта. Последнее сопровождается падением пластового давления и фильтрацией в эту зону разогретой нефти. Технология попеременной закачки пара и воды более эффективна в силу оптимального и равномерного прогрева пласта, а также из-за снижения интенсивности продвижения по высокопроницаемым частям пласта языков пара. Эффективность технологии нагнетания пара с ПАВ связана с получением равномерных фронтов вытеснения нефти паром. Нагнетание пара в залежи, содержащие легкую нефть, в целом характеризуется более низкой экономической эффективностью. С ужесточением стандартов на ПДК загрязнения воздуха и воды следует ожидать сокращения использования в качестве топлива для подогрева воды угля и нефти, а требование экологической чистоты проектов будет определяющим. При паротепловом воздействии на пласт образуются три характерные зоны. В первой зоне значение температуры практически не меняется, и только на границе со второй зоной происходит ее некоторое снижение. В этой зоне сосуществуют три фазы: вода, смесь жидких УВ и газ. Нефтенасыщенность изменяется как за счет процессов вытеснения, так и за счет испарения легких фракций нефти. Вторую зону обычно называют зоной конденсации. При контакте с ненагретой частью пласта и нефтью пары воды и легкие УВ конденсируются. Это приводит к увеличению водонасыщенности пласта и изменению (уменьшению) вязкости нефти. В третьей зоне происходят такие же процессы, что и при вытеснении горячей водой, однако скорость вытеснения нефти водой в этом случае будет выше (при том же массовом расходе). Это связано с тем, что объем, занимаемой единицей массы пара, значительно больше, чем объем единицы массы воды, а объем первой зоны будет постоянно увеличиваться. Конечная нефтеотдача при паротепловом воздействии увеличивается за счет снижения вязкости пластовой нефти под воздействием тепла, изменения подвижностей нефти и воды, термического расширения нефти, перегонки остаточной нефти паром и экстрагирования нефти растворителем, который образуется впереди фронта пара. Нагнетание пара способствует усиленному выносу породы в добывающие скважины.

Внутрипластовое горение характеризуется сложными физико-химическими процессами, в связи с чем вытеснение нефти осуществляется в результате различных по своей природе механизмов и процессов – воздействия паром, горячей водой, газами горения, растворителями, поверхностно-активными веществами и др. При

внутрипластовом горении формируются несколько характерных зон в нефтяном пласте. Непосредственно к нагнетательной скважине примыкает выжженная зона, через которую фильтруются рабочие агенты (вода и воздух). Затем следует фронт горения, где происходят высокотемпературные окислительные реакции. Для поддержания процесса горения в пласте должно образовываться достаточное количество кокса, которое зависит от содержания в нефти асфальтенов, смол и тяжелых УВ. В паровой зоне фильтруются нефть, испарившиеся газы, легкие УВ и пар. Впереди паровой зоны образуется зона конденсации. В этой зоне по мере снижения температуры происходит конденсация пара в горячую воду. Горячая вода, легкие УВ, газы горения вытесняют пластовую нефть. Вытесненная нефть аккумулируется в нефтяной вал и движется впереди зоны конденсации. Здесь поровое пространство занимают газы горения, вытесненная нефть и связанная вода, впереди этой зоны – зона первоначальной пластовой температуры. Увеличение нефтеотдачи пласта при внутрипластовом горении происходит в основном за счет снижения вязкости нефти, расширения ее объема, дистилляции и перегонки нефти, растворения легких УВ углекислым газом. Различают следующие технологии реализации ВГ: СВГ – сухое внутрипластовое горение; ВВГ – влажное внутрипластовое горение; СВВГ – сверхвлажное внутрипластовое горение. Процесс сухого горения (температура 700°С и выше) применим лишь к терригенным коллекторам, поскольку карбонаты при этих температурах разрушаются.

Физико-химические МВ

Нагнетание химических реагентов вызывает спектр физико-химических механизмов вытеснения нефти. Так, нагнетание водных растворов ПАВ, кислот, щелочей, полимеров приводит к изменению свойств пластовой воды и поверхностей раздела между водой, нефтью и горной породой, к уменьшению параметра относительной подвижности и улучшению нефтеотмывающих свойств воды. Уменьшение относительной подвижности воды и нефти увеличивает охват пласта воздействием и коэффициент вытеснения нефти, улучшает смачиваемость горной породы водой. В табл. *3.13.* приведены критерии применимости физико-химических МВ.

Добавление к нагнетаемой воде ПАВ (или их композиций) с целью регулирования молекулярно-поверхностных свойств породы и насыщающих ее флюидов получило название метода нагнетания водных растворов ПАВ. Этот метод был одним из первых МУН пластов и испытывался с 50-х годов как в России, так и за рубежом. Однако удовлетворительные результаты не были достигнуты из-за высокой адсорбции и низких потенциальных возможностей малоконцентрированных растворов ПАВ. В настоящее время основное внимание уделяется созданию высокоэффективных композиций высококонцентрированных ПАВ (5–10 %) и различных смесей химических реагентов с обязательно низким межфазным натяжением

химического реагента и нефти. ПАВ – это вещества с асимметричной структурой, состоящие из углеводородного радикала и полярных групп. Причем полярные группы в основном являются гидрофильными и на границе раздела фаз нефть–вода погружаются в водную фазу, тогда как радикалы гидрофобны и ориентированы в сторону менее полярной фазы – нефтяной. Такая структура вещества и является причиной поверхностной активности (т.е. вещества, диффундируя через всю оторочку водного раствора, концентрируются на поверхности раздела водной и нефтяной фаз, снижая тем самым поверхностное натяжение между нефтью и водой с 50 до 7 мН/м). Для доизвлечения остаточной нефти в некоторых случаях необходимо использовать ПАВ, снижающие межфазное натяжение до 0,01 мН/м. При поступлении ПАВ в поровый объем, содержащий нефть, образуется эмульсия. Нефтеводяная эмульсия образуется, если ПАВ в основном водорастворимое, в противном случае образуется водонефтяная эмульсия (если ПАВ преимущественно нефтерастворимое).

Другим механизмом улучшения вытеснения нефти водным раствором ПАВ является адсорбция молекул ПАВ на стенках поровых каналов, что приводит к изменению характера смачиваемости породы. Это происходит из-за образования более гидрофобной поверхностной пленки, чем первоначальная, а также диспергирования гетерогенных систем и стабилизации дисперсных систем. Диспергирование гетерогенных систем зависит от понижения поверхностного натяжения. Защитное действие пленок ПАВ характеризуется работой адсорбции по удержанию монослоя на поверхности раздела фаз. Стабилизация дисперсных систем определяется по максимальному числу стабилизированных частиц. Краевой угол смачивания увеличивается с 18 до 27°. При этом наблюдаются следующие процессы: смачивание поверхности поровых каналов вытесняющей водой; уменьшение поверхностного натяжения на границе нефть–вода; вытеснение нефти с поверхности поровых каналов; диспергирование нефти потоком воды (т.е. переход связанной с породой нефти в свободное состояние). Все эти процессы приводят к уменьшению в 8–10 раз натяжения смачивания.

Рассмотрим более подробно механизм адсорбции. Адсорбция – это процесс увеличения концентрации молекул на поверхности раздела фаз, который приводит к появлению адсорбционного слоя. Десорбция – это процесс уменьшения концентрации молекул на поверхности раздела фаз. Сорбционная активность пород уменьшается в ряду: глина, алевролиты, глинистые песчаники, полимиктовые песчаники, доломиты, известняки, ангидриты. Доля пленочной и сильно сорбируемой нефти на поверхности горной породы меняется аналогично. В случае контакта раствора ПАВ с поверхностью порового канала происходит нарушение термодинамического равновесия и формируются двумерные, а затем и трехмерные ассоциаты в адсорбционном слое. Над ними концентрируются одиночные молекулы ПАВ, а выше расположены мицеллы ПАВ (конгломераты коллоидных ПАВ, образующиеся при концентрации, превышающей критическую концентрацию мицеллообразования (ККМ), и имеющие характерные размеры от нескольких нанометров до микрометра).

Таблица 3.13. Критерии применимости физико-химических МВ

Параметры	Единица измерения	ПАВ	Полимер	Щелочь	Серная кислота	Мицеллярно-полимерное заводнение	Карбонизированное заводнение
Тип породы	–	т, к	т, к	т, к	к	т	т
Тип коллектора	–	п	п	п	п	п	п
Проницаемость	мкм^2	0,1–2,0	0,1–2,0	>0,1	0,5–1	0,1–2,0	0,1–5,0
Пористость	д.ед.	0,1–0,35	0,1–0,35	нд	нд	0,1–0,35	0,1–0,5
Нефтенасыщенность	д.ед.	0,7–1,0	0,5–1,0	0,6–1,0	0,7–1.0	0,25–1	0,4–1
Связанная вода	д.ед.	0,0–0,15	нд	нд	нд	нд	нд
Угол смачиваемости	град.	0180	нд	0–180	нд	0–180	нд
Толщина	м	7–15	нп	нд	нд	нд	2–100
Давление	МПа	нп	5–60	нд	нд	10–60	10–60
Температура	^{o}C	10–50	0,0–5,0	нд	нд	нд	нд
Угол падения	град.	0,0–5,0	нп	нд	нд	нд	нд
Глубина залегания	м	30–1500	нп	нд	нд	нд	30–3000
Плотность	кг/м^3	800–950	820–950	нд	нд	850–940	нд
Вязкость	мПа·с	0,01–60	0,1–100	0,01–40	0,01–30	0,01–20	нд
Кислотное число	мг/г	0,01–10	нд	0,01–10	нд	нд	нд
Минерализация	г/л	0–25	0,0–20	0,0–50	0,0–150	0,0–50	нд
pH	д.ед.	6–10	4–10	нд	нд	4–10	нд
Жесткость	г/л	0,0–5	0,0–5	0–0,03	0,0–5	0–0,025	нд
Содержание парафина	д.ед.	0,0–0,02	нд	нд	нд	нд	нд
Содержание асфальтенов	д.ед.	0,0–0,1	нд	нд	0,0–0,1	нд	0–0,05
Содержание смол	д.ед.	0,15–0,4	нд	нд	0,0–0,2	нд	0–0,1
Содержание цемента	д.ед.	нп	нп	нд	0,1–0,3	нд	нд
Содержание глин	д.ед.	0,0–0,1	0,0–0,10	0,0–0,1	нд	0,0–0,05	нд
Карбонатность	д.ед.	нд	нд	нд	0,01–0,25	нд	нд

ПАВ классифицируются по ионной характеристике – неионогенные и ионогенные. Неионогенные ПАВ при растворении в воде не диссоциируются на ионы, а ионогенные ПАВ диссоциируются. Одной из эффективных технологий является нагнетание композиций пенообразующих ПАВ, газообразных агентов, специальных веществ для нагрева композиций и воды. При нагреве происходит реакция закачиваемой композиции с пластовыми жидкостями и минералами горных пород с выделением значительного количества газа. Поровые каналы с высокой пористостью "запираются" пузырьками газа, заставляя жидкость двигаться по наименее проницаемым пропласткам. Нагнетание таких композиций позволяет увеличить коэффициент вытеснения на 17-25% за счет доотмыва остаточной нефти. Это наиболее перспективная технология применения ПАВ наряду с нагнетанием ПАВ совместно с растворами полимеров и в качестве компонента при мицеллярном заводнении *[А1, З2, И1, К8, Р2]*.

Основная проблема, с которой сталкиваются при реализации метода нагнетания водных растворов ПАВ, это несоответствие прогнозных расчетов промысловым испытаниям. Ряд исследователей объясняют это отрицательным влиянием высокой сорбируемости ПАВ на скелете породы, приводящей к резкому снижению охвата пласта воздействием. Отмечено также отрицательное влияние естественной микрофлоры пласта на эффективность применения ПАВ. В последнее время отмечается снижение числа проектов с технологией применения ПАВ в чистом виде и резкое увеличение – с комбинированными методами (ПАВ+полимеры, мицеллярные растворы + полимеры + ПАВ, ПАВ+пены и др.). Недостаток метода нагнетания водных растворов ПАВ – адсорбция ПАВ на породе, в пористых средах достигающая значительной величины (до 15–60 кг/м^3). При этом четко прослеживаются следующие особенности: увеличение нефтенасыщенности с ростом адсорбции ПАВ породой *[И2]*; слабая биоразлагаемость искусственных ПАВ и вследствие этого повышенное загрязнение окружающей среды; высокая чувствительность к качеству воды (при подготовке водного раствора). Важное значение для успешного применения ПАВ имеют его химическая стабильность, величина остаточной нефтенасыщенности пласта, гетерогенность пласта и степень адсорбции ПАВ скелетом породы. Переход ПАВ в нефть улучшает подвижность нефти, препятствует прилипанию ее к твердой поверхности горной породы.

Метод нагнетания водного раствора полимера – это закачка слабоконцентрированного раствора высокомолекулярного химического реагента – полимера. Полимеры представляют собой вещества с высокой молекулярой массой – порядка 10^4–10^6. Они обладают способностью значительно повышать вязкость воды, снижая тем самым ее подвижность, что приводит к повышению охвата пласта воздействием (по сравнению с обычным заводнением).Полимерное заводнение применяется на нефтесодержащих пластах со сравнительно высокой вязкостью нефти (до 100 мПа·с) и соотношением коэффициентов подвижности воды и нефти и умеренной неоднородностью. Метод полимерного заводнения не используется для разработки залежей нефти

с газовыми шапками, трещинным коллектором, высокой проницаемостью и активным напором подошвенных вод. Прирост нефтеотдачи в среднем составляет 3÷10%. Размеры оторочки полимера варьирую от 0,1 до 0,4 $V_{пор}$. При использовании полимера соотношение коэффициентов подвижностей уменьшается и соответственно увеличивается коэффициент охвата пласта по площади (простиранию) и по мощности. Основными механизмами увеличения нефтеотдачи при нагнетании водных растворов полимеров являются загущение воды, которое приводит к снижению соотношения подвижностей нефти и воды и снижению возможности прорыва воды к добывающим скважинам, и закупорка высокопроницаемых каналов вследствие адсорбции полимеров на поверхности горной породы (охват воздействием низкопроницаемых коллекторов при этом увеличивается). Адсорбция полимеров поверхностью пористой среды возрастает с увеличением солености пластовой воды и уменьшением проницаемости пласта и может составлять от 0,007 до 0,75 кг/м^3. Количество адсорбированного полимера зависит от структуры пористой среды, ее вещественного и компонентного состава, веса, скорости фильтрации в пористой среде, температуры и величины водородного показателя среды pH. Адсорбция на поверхности горной породы зависит от вида полимера. Так, катионоактивные полимеры не используются при РНМ в силу того, что они адсорбируются в значительных количествах на скелете породы. В РНМ в основном применяются анионоактивные полимеры (полиакриламиды – ПАА). Адсорбция ПАА возрастает с ростом их молекулярного веса. При этом часть ПАА адсорбируется на стенках породы необратимо, что подтверждается опытами по десорбции. По мере роста объемной скорости потока водного раствора полимера увеличивается адсорбция на поверхности горной породы и расширяется воздействие полимеров на зоны с низкой проницаемостью и пористостью. Как правило, при характерных для РНМ объемных скоростях течения около 30% $V_{пор}$ оказываются недоступными для раствора полимера. Для вытеснения нефтей в качестве полимера используются полиакриламиды (неионогенные, частично омыленные анионо-активные) и полимеры на основе целлюлозы (оксиэтилцеллюлоза, полисахариды, полиэтиленоксиды). Полнота и скорость растворения полимера в воде определяют эффективность полимерного заводнения. В качестве растворителя может применяться как пресная, так и минерализованная вода с различными значениями водородного показателя среды (pH) и общей минерализации. Однако соли хлорного железа, хлористого кальция и хлористого натрия существенно снижают вязкость загущенной воды. Также замечено, что вязкость раствора снижается и с ростом общей минерализации пластовой воды. Неблагоприятно сказывается на эффективности вытеснения нефти деструкция полимеров. Различают химическую, термическую, механическую и микробиологическую деструкцию. Темп нагнетания водных растворов полимеров зависит от реологии раствора полимера (вязкости, удлинения, вязкоэластичности, псевдопластичности) и увеличения количества сшитых гелевидных частиц. При низких темпах нагнетания период релаксации (1/e) значительно меньше характерного периода деформации. В этом случае наблюдается вязкое течение (поведение) жидкости, при котором раствор

полимера проходит через сложнопостроенную систему пор. При высоких темпах нагнетания водного раствора полимера характерный период релаксации соответствует характерному периоду деформации и наблюдается эластичное течение жидкости. Эластичное поведение водного раствора полимера приводит к существенному замедлению прохождения раствора через извилистую систему пор. Для призабойной зоны скважины (ПЗС) характерны высокие объемные скорости течения растворов полимеров. В этой зоне наблюдается эффект как вязкоэластичного поведения растворов полимеров, так и механического разрушения полимерных цепей. Эти два эффекта оказывают существенное воздействие на успешность реализации полимерного заводнения. Химическая деструкция полимеров зависит от нескольких факторов, таких как температура, наличие катионов кальция и магния, присутствие радикалов (кислорода и др.). ПАА, как правило, обладают теплостойкостью (до 70÷80 °С), но только потому, что система полимерных групп свободна от веществ, действующих в качестве радикалов. В то же время химическая стабильность полимеров снижается из-за действия растворенного кислорода в присутствии восстанавливающих агентов, таких как двухвалентные соли железа. В присутствии кислорода они образуют радикаланионы кислорода, и выпадает осадок в виде трехвалентных солей железа. Наиболее широко распространены гелеобразные и гранулированные полимеры – ПАА; Пущер-500, 700, 1000; Betz; Calgon-454; реагент CS-6 и др. В труднодоступных регионах, с низкой температурой, используются гранулированные ПАА, особенно для пластов с низкой проницаемостью (< 0,1 мкм^2). В последнее время применяют и полиэтиленоксиды (ПЭО), которые в минерализованных водах не снижают вязкость: Метас; Гипан-1 и Гипан-07. Концентрация полимера в нагнетаемых в пласт растворах колеблется в пределах 0,02–0,05 %. По числу реализованных проектов этот метод занимает второе место после метода нагнетания пара. Эффективность метода относительно невысока, но в то же время он считается достаточно перспективным в силу простоты технологической реализации, а также быстрого получения эффекта. Осложняющим фактором при реализации полимерного заводнения является высокое давление в призабойной зоне нагнетательной скважины, особенно у скважин, вскрывших зоны с низкой проницаемостью.

Закачка в нефтяной пласт водных растворов реагентов, вызывающих щелочную реакцию, называется методом нагнетания водных растворов щелочи. Начало изучения и испытания этого метода относятся к 20-м годам. Однако широкое опытно-промышленное внедрение началось с 70-х годов. Основными механизмами вытеснения являются снижение межфазного натяжения, эмульгирование нефти (образование мелкодисперсной эмульсии) и изменение смачиваемости пород. Эти механизмы основаны на реакции нейтрализации кислотных компонентов нефти с образованием щелочных мыл, которые мигрируют через границу раздела фаз в силу стремления системы к термодинамическому равновесию. Щелочные мыла образуются непосредственно на месте контакта нефти и щелочи. Минимум

межфазного натяжения (s) наблюдается в диапазоне массовых концентраций щелочи от 0,005 до 0,5%. Следует отметить, что интенсивный перенос через границы раздела фаз весьма непродолжителен – 20 – 40 мин. Он происходит при снижении межфазного натяжения до 0,001 мН/м. Применение водных растворов щелочи приводит к уменьшению контактного угла смачивания (Θ) породы водой до 10 – 20°. Полярные компоненты нефти адсорбируются на поверхности пород и гирофобизируют ее. Щелочные растворы способны вернуть поверхности ее первоначальные свойства, т.е. гидрофилизовать ее. В этом случае угол смачивания уменьшается в некоторых случаях до нуля. В этом же диапазоне концентраций происходит диспергирование фаз, в результате чего образуются эмульсии типа "нефть в воде" (либо "вода в нефти"). Образовавшаяся в пласте эмульсия снижает подвижность водной фазы (либо нефтяной фазы). Таким образом, нефть извлекается из пористой среды за счет эмульгирования и противоточного капиллярного замещения ее на раствор щелочи. В качестве щелочного реагента в основном используются: гидроксид натрия –NaOH (каустическая сода); кремнекислый натрий – Na_2SiO_3 (силикат натрия); гидроксид аммония – NH_4OH (раствор аммиака); фосфорнокислый натрий – Na_3PO_4 (тринатрийфосфат). Наиболее распространенными щелочными реагентами являются каустическая сода и силикат натрия (особенно в сочетании с ПАВ при разработке карбонатных коллекторов). Обычно концентрация щелочных реагентов в водном растворе изменяется от 0,05 до 5 %, но в отдельных случаях может достигать 25–30 %. Активность взаимодействия нефтей с раствором щелочи оказывает значительное влияние на механизм вытеснения. Однако наряду с положительным воздействием щелочей на фильтрационные характеристики нефтенасыщенного пласта наблюдаются некоторые факторы, снижающие эффективность их действия за счет образования малорастворимых осадков (солей кальция и магния), что ведет к уменьшению проницаемости пористой среды, а также за счет интенсивного поглощения щелочей набухающими глинистыми минералами, входящими в состав цемента породы-коллектора (смешанослойные минералы, монтмориллонит).

Метод нагнетания водных растворов кислот заключается в создании в пласте оторочки концентрированной серной кислоты, проталкиваемой водой. Метод разработан в "ТатНИПИнефть" в 70-х годах и применяется в основном на месторождениях Татарии. Основными механизмами вытеснения нефти являются: снижение межфазного натяжения; адсорбция анионоактивных ПАВ, которые образуются в результате взаимодействия серной кислоты с нефтью; закупорка промытых водой высокопроницаемых каналов (за счет образования малорастворимых кристаллов солей– сульфата и сульфоната кальция); снижение вязкости нефти (за счет выделения тепла при взаимодействии кислоты с пластовой водой, температура в пласте может повышаться до 100 °С); растворение карбонатных компонентов серной кислотой, приводящее к образованию двуокиси углерода: на 1 т H_2SO_4 образуется до 0,4 т CO_2, что способствует проявлению механизма вытеснения нефти углекислым газом, и к увеличению проницаемости

поровых каналов. Основные технологии нагнетания водных растворов серной кислоты – закачка технической серной кислоты (93%-ной концентрации); закачка алкилированной серной кислоты (отходы химического производства). При нагнетании водного раствора серной кислоты коэффициент нефтеотдачи увеличивается до 11,2%. Существенными недостатками этого метода являются гипсообразование, приводящее к выпадению гипса в скважинах, коррозия оборудования и разрушение цемента в пласте *[И1]*. Серная кислота активно реагирует с УВ ароматического ряда, а также с парафиновыми УВ. Продукты этих реакций в основном находятся в кислом гудроне, а полученные ПАВ способствуют увеличению фазовой проницаемости для воды, проталкиваемой вслед за оторочкой. На успешность осуществления этого метода большое влияние оказывает карбонатность коллекторов. Карбонаты, содержащиеся в пласте, позволяют нейтрализовать H_2SO_4 при ее подходе к добывающим скважинам. Последнее очень важно с точки зрения предотвращения коррозии добывающих скважин. Таким образом, содержание карбонатов определяет, в конечном итоге, концентрацию нагнетаемой в пласт оторочки кислоты.

Метод нагнетания водных растворов спирта разработан в "ТатНИПИнефть". Основные механизмы вытеснения нефти водным раствором спирта (ацетона) следующие: поглощение связанной воды; поглощение воды, находящейся в межслоевом пространстве кристаллической решетки монтмориллонитовых глин; поглощение и вынос воды, приводящие к эффекту сжатия набухающих глин. Эти механизмы способствуют и увеличению относительной проницаемости по нефти. Однако эффект сжимаемости монтмориллонитовых глин обратимый. После прохождения оторочки спирта, если она продвигается по пласту водой, следует ожидать снижения проницаемости. Поэтому рекомендуется добавлять стабилизаторы глин в нагнетаемую воду вслед за оторочкой.

Мицеллярно-полимерное заводнение – это метод вытеснения нефти, основанный на последовательном нагнетании оторочки мицеллярного раствора или микроэмульсии (с очень низким межфазным натяжением) и оторочки водного раствора полимера. Оторочка полимера используется в качестве буфера подвижности для предотвращения прорыва незагущенной воды через высоковязкую оторочку мицелляра, языкообразования и размазывания оторочки мицелляра. Метод был разработан и испытан в США и с 1962 г. находится в опытно-промышленной эксплуатации. Около 30% всех терригенных залежей после процесса заводнения могут быть пригодны для применения этого метода. Основные его ограничения, препятствующие широкому применению: строгая, жесткая последовательность проведения сложных технологических операций; высокая чувствительность к геолого-физическим параметрам (минерализации, солености, пластовой температуре); высокие требования к качеству воды, используемой для приготовления реагента; высокая стоимость основных компонентов мицеллярных растворов – нефтяных сульфанатов и стабилизаторов спиртов. При мицеллярно-полимерном заводнении основной механизм вытеснения нефти заключается в том, что высоковязкий мицеллярный

раствор резко снижает межфазное натяжение до сверхнизких значений (0,001 мН/м). В результате этого устраняется действие капиллярных сил, и мицеллярный раствор как бы вбирает в себя воду и нефть. Повышенная вязкость мицеллярных растворов (которая изменяется от 10 до 2000 мПа·с) улучшает соотношение подвижностей нефти и вытесняющей жидкости и увеличивает коэффициент охвата пласта воздействием. Эффективность указанных механизмов вытеснения нефти резко снижается при наличии высокой концентрации солей кальция и магния в пластовой воде, а также в случае неоднородного строения нефтяных коллекторов *[И1]*. ПАВ могут образовывать мицеллы, которые облегчают смешивание нефти и воды. Этот процесс носит название солюбилизации – растворимости веществ (в том числе водонерастворимых) в растворах ПАВ из-за их внедрения внутрь мицелл. Солюбилизация характеризует способность самопроизвольного растворения веществ, в обычных условиях в растворителе нерастворимых. С ростом концентрации ПАВ солюбилизация УВ возрастает. С одной стороны, смесь, содержащая мицеллы, может определяться как микроэмульсия, так как в ней находятся диспергированные частицы субмикроскопического размера. С другой стороны, смесь обладает свойствами раствора – устойчивостью к осадкообразованию и оптической проницаемостью. Наиболее распространенный растворитель – вода, поэтому чаще всего встречаются мицеллы типа "нефть в воде". Основными компонентами, кроме ПАВ, воды и углеводородных жидкостей (газ, нефть, керосин), являются содгергент – спирт, который служит для стабилизации раствора, регулирования вязкости и улучшения процессов солюбилизации воды или нефти; электролит – хлорид натрия или сульфонат амония для регулирования вязкости раствора. В настоящее время используют в основном две технологии: нагнетание высококонцентрированных мицеллярных растворов, которые содержат 8–10% сульфоната, 2–3% стабилизатора и до 50–70% УВ (размер оторочки 5–15% объема пор); нагнетание малоконцентрированных водных мицеллярных растворов, которые содержат 2% сульфоната, 3% УВ и 0,1% стабилизатора. Эти растворы не смешиваются с нефтью, хотя и обеспечивают сверхнизкое межфазное натяжение. Размер оторочки – 20–50% размера пор.

Газовые МВ

На успешность применения газовых методов в основном оказывают влияние глубина залегания (условие смесимости газовых агентов с пластовой нефтью), толщина и литология пласта. Пласт должен характеризоваться высокой приемистостью при значительных давлениях. Критерии применимости газовых методов приведены в табл. *3.14.*

Таблица 3.14. Критерии применимости газовых МВ

Параметры	Единица измерения	Азот смещивающийся	Азот несмещивающийся	CO_2 смещивающийся	CO_2 несмещивающийся	Углеводородные растворители	Газ высокого давления
Тип породы	–	т	т	т	т, к	т	т
Тип коллектора	–	п	п	п	п	п	п
Проницаемость	мкм^2	0,0001–3	0,005–3	0,0001–3	0,005–3	0,005–3	0,0001–3
Пористость	д.ед.	0,04–0,35	0,04–0,35	0,04–0,35	0,04–0,35	0,04–0,35	0,04–0,35
Нефтенасыщенность	д.ед.	0,25–1	0,5–1	0,25–1	0,5–1	0,4–1	0,4–1
Связанная вода	д.ед.	нд	нд	нд	нд	0–0,3	0,0–0,2
Толщина	м	6–30	6–30	6–30	6–30	6–40	6–15
Толщина водонасыщенной зоны	м	0–3	0v3	0–3	0–3	0–3	0–3
Толщина покрывающих пород	м	3-100	3–100	3–100	3–100	3–100	3–100
Давление	МПа	35–55	5–55	8–55	5–55	5–55	25–55
Температура	^oC	20–200	20–200	20–200	20–200	20–200	20–200
Угол падения	град.	0–90	0–5	0–90	0,0–5	0,0–5	0,0–90
Глубина залегания	м	2200–6000	360–6000	900–6000	700–6000	400–6000	800–7000
Плотность	кг/м^3	650–880	650–920	650-880	650–1000	650–880	650–880
Вязкость	мПа·с	0,01–25	0,4–10	0,01-12	10–1000	0,1–50	0,4–10
Кислотное число	мг/г	нп	нп	нп	нп	нп	нп
Азотистые соединения	д.ед.	0–0,02	0–0,02	0-0,02	0–0,02	0–0,02	0–0,02
Содержание парафина	д.ед.	нд	нд	0,0-0,3	0,0–0,3	нд	нд
Содержание асфальтенов	д.ед.	нд	нд	0,0-0,1	0,0–0,1	нд	нд
Содержание смол	д.ед.	нд	нд	0,0-0,15	0,0–0,15	нд	нд
Содержание цемента	д.ед.	нп	нп	нп	нп	нп	нп
Содержание глин	д.ед.	0,0–0,05	0,0–0,05	0,0-0,05	0,0–0,05	0,0–0,05	0,0–0,05

Метод нагнетания CO_2 основан на ее способности растворяться как в воде, так и в нефти. Использование двуокиси углерода для извлечения нефти началось с конца 40-х годов и сейчас является одним из немногих МВ, который применяется в промышленной разработке залежей нефти. Вытеснение нефти при нагнетании двуокиси углерода происходит за счет изменения вязкости нефти и воды. Вязкость нефти в значительной степени уменьшается, в то время как вязкость воды незначительно увеличивается (в 1,2÷1,3 раза). Это и приводит к существенному улучшению соотношения подвижностей нефти и воды; увеличению охвата пласта на 8–20%; увеличению объема нефти в 1,5–1,7 раза (за счет ее обогащения углекислым газом), и это способствует эффективному вытеснению нефти и доотмыву остаточной нефти. Особенно сильно сказывается увеличение объема нефти при разработке залежей легкой нефти. Под смешиваемостью понимается способность CO_2 и нефти смешиваться в неограниченной пропорции и образовывать единую фазу с отсутствием поверхности раздела между ними. В двуокиси углерода могут растворяться УВ от C_6 до C_{30}, что важно для разработки высоковязких тяжелых нефтей. При этом происходит увеличение проницаемости пород: для песчаников она увеличивается на 5–15%, а для карбонатов на 6–75%. Наиболее существенными факторами, влияющими на успешность применения метода CO_2, являются вязкость пластовых жидкостей, небольшая нефтенасыщенность и гетерогенность пласта *[m12, r7]*. Если CO_2 находится в газовой фазе, то она растворяется в воде и нефти и, обратно, если CO_2 находится в жидкой фазе, то вода растворяется в углекислом газе, а легкие компоненты нефти переходят в газовую фазу. Механизм вытеснения нефти CO_2 имеет свои особенности в зависимости от того, является процесс вытеснения смешивающимся или несмешивающимся. В случае несмешивающегося вытеснения коэффициент вытеснения нефти ниже, чем при смешивающемся вытеснении. Вследствие того, что в пласте имеет место трехфазная фильтрация, характеризуемая повышенным фильтрационным сопротивлением, коэффициент охвата пласта воздействием выше при полном смешивании. Целесообразность применения несмешивающегося вытеснения нефти CO_2 обусловлена более низкой стоимостью процесса и требуемым давлением нагнетания. В процессе смешивающегося вытеснения нефти двуокисью углерода происходит ее растворение в нефти и воде. В первом случае происходит набухание нефти, уменьшение ее вязкости и улучшение подвижности и капиллярного впитывания воды пористой средой. Во втором случае несколько возрастает вязкость воды и уменьшается ее подвижность, снижается поверхностное натяжение на границе раздела фаз нефть–вода. Природный газ и азот, закачиваемые вместе с CO_2, ухудшают условия смешиваемости. Метод нагнетания CO_2 эффективно реализуется на месторождениях США и в настоящее время по уровню добычи нефти занимает третье место после метода закачки пара и полимерного заводнения. Причем 98 % добычи нефти этим методом приходится на смешивающееся вытеснение нефти CO_2 и только 2% – на несмешивающееся вытеснение. Основные технологии: непрерывное нагнетание CO_2; нагнетание воды, насыщенной CO_2 до 3–5%

(карбонизированное заводнение); вытеснение оторочкой CO_2 (размер оторочки 0,1–0,3 объема пор); чередующиеся оторочки CO_2 и воды для снижения языкообразования; циклическая закачка углекислого газа и воды; совместное нагнетание CO_2 и ПАВ. Факторы, ограничивающие использование CO_2: снижение охвата пластов (по сравнению с обычным заводнением); неполная смесимость с нефтью, при этом в CO_2 растворяются легкие УВ (тяжелые фракции нефти остаются в пласте); коррозия скважин; утилизация CO_2; являются выпадение осадков в пласте; трудности транспортирования и хранения больших объемов CO_2; поглощение CO_2 в пласте (до 70% закачиваемого объема. Главные проблемы при использовании метода нагнетания CO_2 связаны с наличием источников получения CO_2 вблизи месторождения, с его транспортировкой, а также с отделением CO_2 от нефти и его регенерацией для последующей закачки.

Механизм вытеснения нефти углеводородными (природными) газами и азотом в основном аналогичен вытеснению нефти двуокисью углерода *[П5]*. В то же время имеется ряд особенностей. Так, условия полного смешивания газов с нефтью достигаются при более высоких давлениях по сравнению с двуокисью углерода. Углеводородный газ смешивается с нефтью при давлениях порядка 25–35 МПа, а азот – 36–50 МПа. Кроме того, азот легче смешивается с легкой нефтью, чем с тяжелой, и плохо растворим в воде. Все это приводит к тому, что коэффициент вытеснения нефти азотом ниже коэффициента вытеснения нефти при использовании природного газа и тем более двуокиси углерода (примерно на 4–7%). Эффективность несмешивающегося вытеснения нефти азотом и углеводородным газом также ниже вытеснения нефти двуокисью углерода. Добавление CO_2 к нагнетаемому природному газу или азоту заметно увеличивает нефтеотдачу *[Г8]*. Углеводородный газ в основном применяют для добычи легких нефтей и доразработки нефтяных залежей после заводнения. Эффективность вытеснения нефти природным газом тем выше, чем больше этан-пропан-бутановых компонентов в составе нагнетаемого газа. Источником природного газа может служить либо нефтяной газ, либо газ газовых шапок, либо газ из газовых месторождений. Кроме того, для достижения более полного смешивания газа с нефтью в газовый поток добавляют широкую фракцию легких УВ (ШФЛУ). Объем оторочки в успешных проектах составлял до 35÷40% порового объема, а дополнительная нефтеотдача за счет применения метода достигала 12–30% начальных извлекаемых запасов. Нагнетание углеводородных газов перспективно для разработки рифогенных и пологозалегающих месторождений с легкой нефтью. В основном перспектива его применения зависит от цен на углеводородные газы и нефть. Источником азота могут служить либо дымовой газ, содержащий свыше 85% азота, либо азот, получаемый путем фракционной прокачки жидкого воздуха. Дымовой газ получают при сжигании природного газа в паровом котле. Отметим, что при этом объем дымового газа почти в 9 раз превышает объем сжигаемого природного газа.

Таблица 3.15. Критерии применимости микробиологических МВ

Параметры	Единица измерения	Био-ПАВ	Ксантан	Склеро-глюкан	Поли-сахарид	Естестественная микрофлора	Меласса
Тип породы	-	т/к	т	т	т	т	к/т
Тип коллектора	-	п	п, тр	п	п	п	тр-п.
Проницаемость	мкм^2	0,1–5	0,05–5	0,1–5	0,1–5	0,1–5	0,1–5
Пористость	д.ед.	0,25–0,4	0,25–0,4	0,25–0,4	0,25–0,4	0,25–0,4	0,1–-0,4
Нефтенасыщенность	д.ед.	0,7–1	0,7–1	0,7–1,0	0,7–1,0	0,7–1,0	0,5–1
Толщина	м	нд	нд	3–20	3–20	нд	3–100
Толщина водонасыщенной зоны	м	нд	нд	0–0,05	0–0,05	нд	0–0,05
Толщина покрывающих пород	м	>3	>3	нп	нп	>3	нп
Давление	МПа	нд	нд	1–20	1–20	нд	0–15
Температура	^{o}C	10–90	10–150	0–150	0–150	10–40	20–60
Угол падения	град.	нп	нп	0–5	0–5	нп	0–10
Глубина залегания	м	30–1500	30–1500	30–1500	30–1500	30–2000	0–1500
Плотность	кг/м^3	650–859	650–850	650–850	650–850	нп	650–900
Вязкость	мПа·с	0,4–60	0,4–25	0,4–25	0,4–25	0,01–20	0,1–60
Кислотное число	мг/г	нд	нд	нд	нд	нд	нп
Минерализация	г/л	0–300	0–150	0–350	0–350	0,0–20	0–100
pH	д.ед.	6–7,5	6–7,5	6–7,5	6–7,5	6,5–7,5	6–8
Жесткость	г/л	0–10	0–10	0–150	0–300	0-5	0–20
Наличие свободного газа	-	Допустимо	Допустимо	Недопустимо	Недопустимо	Недопустимо	Недопустимо
Содержание парафина	д.ед.	нд	нд	0–0,3	0–0,3	нд	0–0,3
Содержание асфальтенов	д.ед.	нд	нд	0–0,15	0–0,15	нд	0–0,15
Содержание смол	д.ед.	нд	нд	0–0,4	0–0,4	нд	0–0,4
Карбонатность	д.ед.	нд	нд	нд	нд	0-0,05	0-1

Микробиологические МВ

Микробиологическими методами воздействия (МБМВ) называются такие МВ, при которых используется жизнедеятельность микроорганизмов (бактерий) непосредственно в пласте для добычи нефти. МБМВ применяются для добычи нефти и газа уже около 50 лет. Промышленное использование МБМВ сдерживается из-за их весьма сложной технологии.

Основные механизмы вытеснения нефти с использованием МБМВ: образование био-ПАВ, что приводит к снижению межфазного натяжения на границе раздела фаз нефть–вода, нефть–горная порода; образование различного вида кислот, расширяющих поровые каналы горных пород; повышение пластового давления $P_{пл}$ за счет выделения микроорганизмами N_2, CO_2, CH_4, H_2; выделение газообразных продуктов, способствующее снижению соотношения подвижностей воды и нефти в силу увеличения подвижности нефти; изменение смачиваемости породы водой. Е.П. Розанова и Т.Н. Назина обращают внимание на следующие виды бактерий: УВОБ – углеводородоокисляющие бактерии, развивающиеся в аэробной зоне, т. е. в зоне, где присутствует кислород; ББ – бродильные бактерии, живущие в аэробной и анаэробной зонах; МОБ – метанообразующие бактерии, развивающиеся в анаэробной зоне, т.е. в зоне, где кислорода недостает; СВБ – сульфатовосстанавливающие бактерии, развивающиеся в анаэробной зоне. В табл. *3.15* приведены критерии применимости МБМВ.

МБМВ – процесс многоступенчатый. В зоне развития УВОБ происходит поглощение УВ, содержащихся в нефти, и кислорода. Продукты жизнедеятельности УВОБ служат питательной средой для ББ. Спирты, H_2, CO_2, метан, образовавшиеся в зоне ББ, частично поглощаются МОБ.

Методика выбора МВ

Проблема выбора МВ относится к нечетким, расплывчатым по своей сути задачам. Во-первых, сам объект – нефтяная залежь не является – четким и однозначно определенным объектом. Во-вторых, критерии применимости, лежащие в основе любой из широко используемых методик, являются логическим обобщением эспертных оценок. Поэтому вполне логично использование теории нечетких множеств как математической основы задачи выбора МВ и описания критериев применимости как лингвистических переменных. Схему вывода логического заключения о применимости МВ условно можно представить в виде цепочки: скважина–пласт–ЭО–нефтяная залежь. Задача выбора МВ на нефтяную залежь состоит из нескольких этапов. Первый этап – оценка применимости МВ в призабойной зоне скважины для каждого из рассматриваемых пластов. Второй этап– оценка применимости МВ по площади и запасам на нефтяном пласте. Третий этап – определение наиболее пригодных для промышленного применения МВ в целом на

ЭО. Последний этап состоит в нахожении 2–3 наиболее пригодных МВ в целом на нефтяную залежь. Теория нечетких множеств (ТНМ) позволяет проводить определенную дифференциацию каждой скважины, пласта, ЭО и залежи на предмет оценки степени их принадлежности нечеткому множеству. При построении модели решения задачи выбора МВ на первом этапе необходимо определить множество параметров S_i, i = 1, I, влияющих на применимость МВ. В свою очередь, последняя процедура включает две операции: определение на базовом или универсальном множестве $S = S_1 \times S_2 \times ... \times S_I$, для всех элементов которого выполняются условия успешного применения МВ; построение функции принадлежности μ_R нечеткому множеству $\tilde{A}$ – "успешные геолого-физические условия применимости МВ". Первая из операций обычно осуществляется путем анализа экспертных мнений. Результатом анализа являются критерии применимости различных МВ по каждому из рассматриваемой совокупности геолого-физических параметров (см. табл. *3.10–3.15*). Носитель S нечеткого множества $\tilde{A}$, т.е. множество таких точек в S, для которых $\mu_A(S) > 0$, находится также экспертным путем, исходя из анализа геолого-физических условий залегания нефтяных залежей (см. табл. *3.8*).

Введем в рассмотрение понятие коэффицента применимости j-го МВ – C_j, для определения того, насколько тот или иной МВ применим в данных геолого-физических условиях. В этом случае C_j будет являться параметром многокритериальной оценки применимости рассматриваемого МВ по совокупности геолого-физических свойств пласта и насыщающих его жидкостей и газов – S. Понятие "применимость МВ" относится к сложной категории, которая требует одновременного рассмотрения нескольких линейно-упорядоченных базовых множеств геолого-физических параметров. Линейно-упорядоченные базовые множества геолого-физического параметра задаются путем установления отношения порядка между элементами этого множества с помощью функции принадлежности. Для этого вначале определяется отображение из базового множества геолого-физического параметра S_i в единичный интервал, т.е. $\mu_A(S)$: $S_i \rightarrow [0, 1]$. Для этого отображения находятся носитель нечеткого множества $\tilde{A}_i$

$$P(\tilde{A}_i) = \{<\mu_{A_i}(s_i) > 0 \ / \ s_i>\}, \ s_i \in S_i$$

и ядро нечеткого множества

$$Q(\tilde{A}_i) = \{<\mu_{A_i}(s_i) = 1 \ / s_i>\}, \ s_i \in S_i.$$

В этом случае любая категория или качественное определение задается нечетким множеством $\tilde{A}_i$, функция принадлежности которого является единственной, если известен носитель и ядро $\tilde{A}_i$. Пусть S_i – базовое или универсальное множество эффективной пористости. Введем три категории – "высокая", "средняя" и "низкая". Тогда эти категории задают

отношение порядка на множестве S_i. Формализация описания эффективной пористости может быть установлена путем ввода понятия лингвистической переменной (см. главу 2), т.е. <"эффективная пористость", $T(s_i)$, [0, 1]>, где терм-множество категорий $T(s_i)$ записывается как $T(s_i)$ = {"высокая", "средняя", "низкая"}. Каждая категория является нечеткой переменной $<T(s_{ij}), S_i, \tilde{C}(s_{ij})>$, где S_i – базовое множество, $\tilde{C}(s_{ij}) = \{<\mu_C(s_{ij}) / s_{ij}>\}$, $s_{ij} \in S_i$ – нечеткое подмножество множества S_i, описывающее категорию s_{ij}. Предположим, что геолого-физические параметры, определяющие условия применимости каждого МВ (см. табл. *3.10–3.15*), описаны как лингвистические переменные. Тогда универсальное множество S такой сложной категории, как "применимость МВ", будет определяться декартовым произведением $S = S_1 \times S_2 \times ... \times S_I$. Расчет коэффициента применимости в каждой точке пласта можно будет осуществить с помощью соотношения

$$C_j (x,y,z) = \min C_{ji} (x,y,z),$$

где $C_{ji} (x,y,z)$ – степень принадлежности,

$$C_{ji} (x,y,z) = \mu_{A_i^j}(x,y,z).$$

Можно предложить несколько иной способ расчета коэффициента применимости C_j:

$$C_j (x,y,z) = \Sigma \lambda_{ji} C_{ji} (x,y,z),$$

где λ_{ji} – весовой коэффициент, определяющий важность i-го параметра в комплексной оценке применимости j-го МВ в данных геолого-физических условиях и удовлетворяющий условию

$$\Sigma \lambda_{ji} = 1.$$

Важность каждого из геолого-физических параметров может быть установлена с помощью статистического анализа данных о применении МВ в различных условиях, а при отсутствии такой информации – при помощи метода экспертных оценок. Третий способ определения коэффициента применимости основан на расчете среднего геометрического:

$$C_j (x,y,z) = (\Pi C_{ji} (x,y,z))^{1/n}$$

и несколько напоминает первый способ.

Очевидно, что каждый из представленных здесь способов обладает определенными достоинствами и недостатками. Так, при использовании первого и третьего способов из факта неприменимости МВ по какому-либо параметру автоматически следует неприменимость этого метода по всей совокупности параметров. С другой стороны, второй метод в

отличие от первого и третьего позволяет при определении коэффициента применимости МВ учитывать важность каждого из геолого-физических параметров, что делает общую оценку более качественной. По-видимому, наилучшим подходом к получению качественной оценки коэффициента применимости МВ является комбинация второго подхода с первым или третьим. Если при этом оценки сильно отличаются, то это означает, что по какому-то несущественному (малозначимому) параметру степень применимости данного МВ мала и требуется некоторая модификация метода. Значения коэффициента применимости изменяются в пределах от 0 до 1. Диапазон изменения можно разбить на подинтервалы с определенными характеристиками (см. табл. *3.16*).

Таблица 3.16. Классификация степени применимости МВ

Подинтервалы C_j	Оценка степени применимости
0,8–1,0	"отлично применимый"
0,5–0,8	"хорошо применимый"
0,2–0,5	"плохо применимый"
0,0–0,2	"очень плохо применимый"

Выше уже отмечалось, что вследствие неоднородности продуктивных пластов коэффициент применимости данного МВ будет иметь различные значения в различных точках пласта, т.е. будет некоторой функцией координат точек пласта. Это позволяет осуществить построение карт применимости различных МВ с помощью следующего алгоритма: дискретизация области простирания пласта, т.е. покрытие ее по заданному правилу системой узловых точек (узлов); определение в каждом узле значений всех необходимых для последующего анализа геолого-физических параметров и построение карт распределения этих параметров в пределах контура нефтеносности; расчет коэффициента применимости данного МВ в каждой из узловых точек и построение карты применимости указанного метода воздействия в данных геолого-физических условиях. После осуществления этой операции производится выбор наиболее перспективных с точки зрения будущего проекта МВ с помощью решения следующей задачи:

$$\text{МВ: } (C_j\ ,\ G_j\ (C_j\ ))\ \ 'V_{max}',$$

где C_j – интегральный коэффициент применимости j-го МВ по запасам $G_j = G_j(C_j)$; $G_j\ (C_j)$ – запасы, которые могут быть вовлечены в разработку с применением j-го МВ с коэффициентом применимости не меньше C_j.

3.4. Выбор систем размещения скважин и оценка плотности сетки скважин проектов с применением МУН на основе использования теории нечетких множеств

Одной из важнейших задач при проектировании разработки нефтяного месторождения с использованием МВ является размещение скважин на месторождении. Вопросу выбора системы размещения скважин (СРС) уделено большое внимание в работах Н.Т. Балашовой, Н.Г. Вафиной, Г.Г. Вахитова, Г.Л. Говорова, Н.В. Демина, Р.Н. Дияшева, С.А. Жданова, Ю.В. Желтова, М.М. Ивановой, А.П. Крылов, В.С. Ковалева, В.И. Колчанова, В.Д. Лысенко, В.Н. Мартоса, Р.Х. Муслимова, Э.Д. Мухарского, В.Г. Постникова, В.М. Рыжика, Б.Ф. Сазонова, Н.Е. Стадниковой, М.Л. Сургучев, В.Ф. Усенко, Р.Т. Фазлыева, И.П. Чоловского, И.Н. Шустефа, В.Н. Щелкачева, J.H. Barber, H.S. Criss, T. Dosher, A.F. Van Everdingen, M. Muskat и многих др. Выбор системы размещения в основном производится с учетом опыта разработки в данном регионе и анализа разработки в аналогичных геологических условиях. Обычно перед составлением технологической схемы или проекта осуществляется дифференциация залежей по их размерам, активности естественных режимов, гидродинамической связи, трещиноватости, продуктивности, гидропроводности, вертикальной и латеральной связности, свойствам пластовых флюидов. В то же время в ряде работ указывается, что выбор СРС в большой мере основывается на экспертных знаниях и обобщениях. Расстояние между скважинами от 2 до 10 км является наиболее типичным при окончании этапа разведки, тогда как характерное расстояние между скважинами для этапа разработки – от нескольких сот метров до 2 км (например, для месторождений Северного моря). Анализ работ по вопросу выбора СРС *[В1, Д2, И6, Т1, Ф1, Ш5]* позволил выявить параметры и характеристики, определяющие для основных систем размещения. Критерии выбора наиболее распространенных СРС для обычных скважин приведены в табл. *3.17*.

На узких нефтяных оторочках в газонефтяных залежах наиболее целесообразно применение площадных систем размещения, тогда как на небольших залежах, для которых характерна хорошая гидродинамическая связь с законтурной областью, рекомендуется применение законтурной СРС. Высокопродуктивные, высокопесчанистые зоны залежи, с большой эффективной нефтенасыщенной толщиной, хорошей гидродинамической связью по вертикали и латерали в основном разрабатываются 3- и 5-рядными СРС. И наоборот, низкопродуктивные, низкопесчанистые, разбитые на малые блоки части залежи с небольшой эффективной нефтенасыщенной толщиной в основном эксплуатируются площадными системами расстановки (5-, 7- и 9-рядными). Если на месторождении имеется только один эксплуатационный объект, то его чаще разрабатывают с применением 7-точечной площадной системы размещения. В противном случае при наличии 2–3 ЭО, совпадающих в плане, для их разработки в основном прибегают к использованию 5- и 9-точечной площадной СРС. Для задачи регулирования процесса разработки, продвижения фронтов вытеснения, раздельной эксплуатации

Таблица 3.17. Критерии выбора основных систем размещения обычных скважин

Критерий	Площадные			Рядные			Законтурная
	5-точечная	7-точечная	9-точечная	1 рядная	3-рядная	5-рядная	
Площадь залежи, км^2	>1,0	>1,0	>1,0	>10,0	>16,0	>16,0	>10,0
μ_0, ед.	1-30	1-30	1-15	1-30	1-15	1-10	1-30
Расчлененность пласта, ед.	1-2	1-4	1-4	1-10	1-6	1-4	1-8
Песчанистость, д.ед.	0,1-1	0,1-1	0,4-1	0,1-1	0,4-1	0,6-1	0,5-1
Превышистость	в	с	н	в	с	н	н
Густота сбросов	в	в	с	с	н	н	н
Эффективная толщина, м	1-20	1-20	5-40	1-20	5-40	20-100	20-100
Количество пластов в ЭО	1	1	1-2	2-5	1-3	1-2	2-5
Соотношение продуктивности пластов в ЭО	-	-	1-2	1-3	1-2	1-2	1-3
Коэффициент продуктивности, т/(сут·МПа)	1-300	1-300	1-300	1-300	20-300	100-300	20-300
Коэффициент гидропроводности м^3/(Па·с)*10^{10}	0,1-40	0,1-40	0,1-40	0,1-40	3-40	15-40	3-40
Линейная направленность трещин	нб	нб	нб	+	+	+	нб
Неоднородность по проницаемости	нд	нд	нд	нд	нд	о	о
Обстановка осадконакопления	речная; дельтовая; эоловая; озерная	речная; дельтовая	речная; дельтовая	дельтовая; глубоководно-морская	мелководная; прибрежная; глубоководно-морская	мелководная	мелководная

Примечание. в–высокая, с–средняя, н–низкая, нб–неблагоприятная, нд–неоднородная, о–однородная.

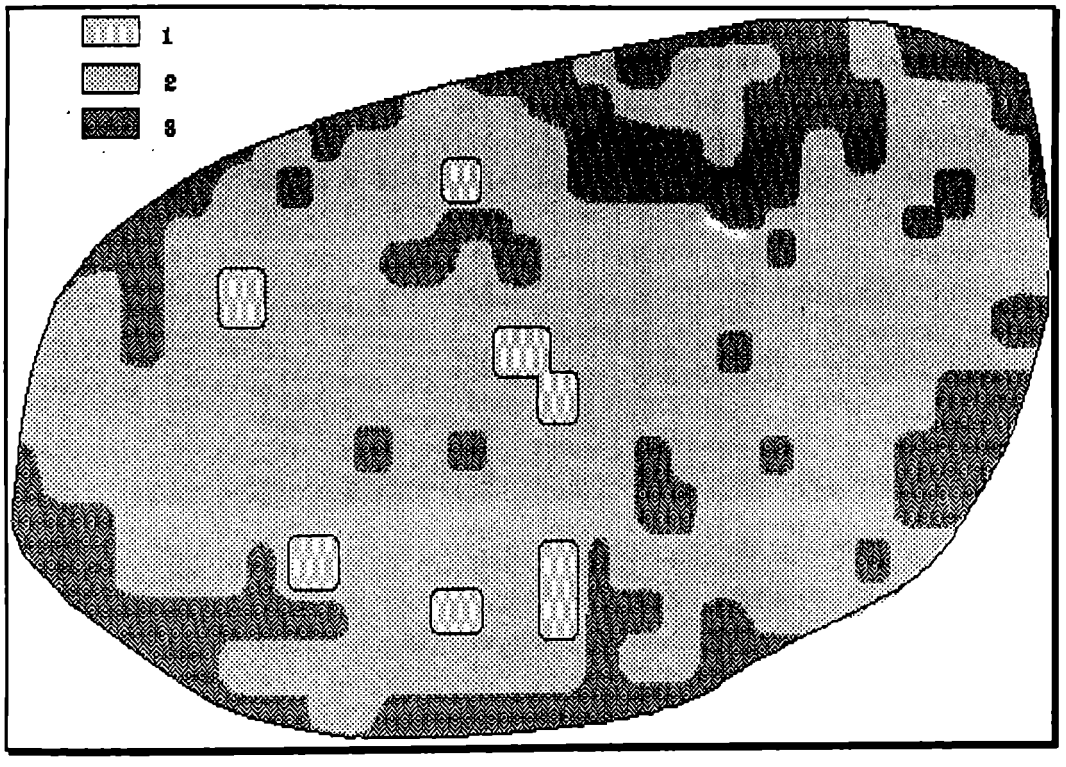


Рис. 3.26. Карта ПСС (га/скв.) по Минибаевской площади Ромашкинского месторождения

1 – менее 5; 2 – от 5 до 15; 3 – более 15

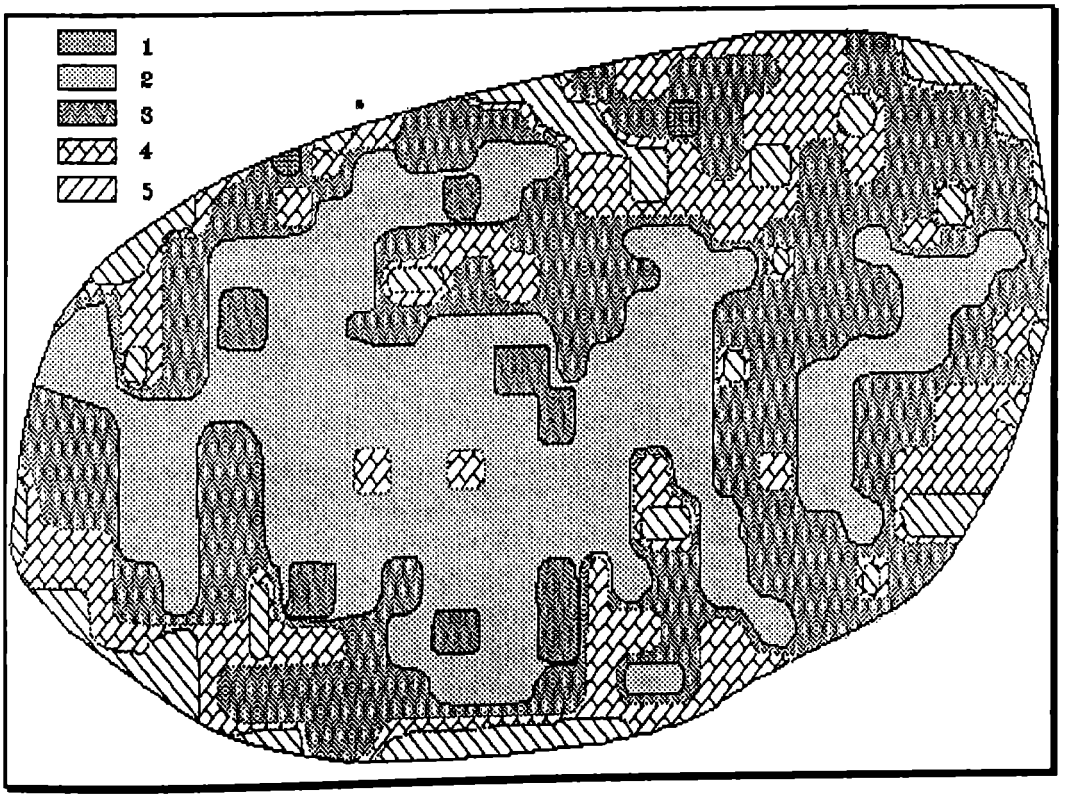


Рис. 3.27. Карта уровня применимости полимерного заводнения на Минибаевской площади

1 – 1,0; 2 – от 0,8 до 1,0; 3 – от 0,5 до 0,8; 4 – от 0,2 до 0,5; 5 – менее 0,2

пластов, организации локальных очагов воздействия на залежь, перехода к другим СРС наиболее пригодны рядные системы. Площадные СРС более жесткие, и в случае капитального и подземного ремонта скважин равномерность продвижения фронта вытеснения нарушается и охват пласта воздействием и темп отбора нефти снижаются. Законтурные СРС в основном применяются для разработки залежей с невысокой прерывистостью, соотношением вязкостей нефти и воды μ_0 >30, значительной расчлененностью (до 8), средней и высокой продуктивностью (20÷300 т/(сут*МПа)). Однорядные СРС используются для разработки неоднородных, высокорасчлененных (до 10 и более) низкопродуктивных залежей с высокой прерывистостью по латерали, низкой и средней густотой сбросов и разломов, ярко выраженной линейной направленностью трещин. Особенно эффективны по сравнению с другими однорядные СРС при эксплуатации нескольких пластов, различающихся по ФЕС. Трехрядные СРС используются для разработки средне- и высокопесчанистых залежей с низкой густотой сбросов, невысокой прерывистостью и соотношением вязкости нефти и воды μ_0 <15, невысокой расчлененностью. Пятирядные СРС используются для разработки высоко-продуктивных, однородных пластов, с невысокой прерывистостью по латерали, низкой густотой сбросов и разломов, высокой песчанистостью, соотношением вязкости нефти и воды μ_0 < 10. Площадная 5-точечная СРС применима в основном для разработки низкопродуктивных, с низкой гидропроводностью, сильно неоднородных по проницаемости, с высокой густотой сбросов и разломов, высокой степенью прерывистости по латерали, небольшой песчанистостью и слаборасчлененных залежей. Наиболее эффективна эта СРС для разработки ЭО, содержащих один, максимум два пласта. Она хороша также для разработки высокопродуктивных залежей. 7-точечная площадная СРС применяется для разработки неоднородных, низкопродуктивных, маломощных, с небольшой расчлененностью (до 4), высокой густотой сбросов, разломов, со средней прерывистостью по латерали залежей нефти. 9-точечная площадная СРС находит применение при разработке неоднородных слаботрещиноватых, низкопродуктивных, с низкой гидропроводностью, средней нефтенасыщенной мощностью (>5 м), средней густотой сбросов и разломов и низкой прерывистостью по латерали залежей нефти. Для квадратно-блочных, ячеистых СРС, которые в настоящее время применяются в ограниченных геологических обстановках, сделать обобщающие выводы еще трудно.

В общем случае математическая процедура выбора системы размещения скважин, которая состоит из следующих этапов: формирования критериев применимости основных систем размещения обычных скважин (см. табл. 3.17.); построения функций принадлежности параметров нечеткому множеству "система размещения скважин" на основе критериев применимости; вычисления степени принадлежности рассматриваемого объекта разработки нечеткому множеству "система размещения скважин" по каждому из рассматриваемых параметров; нахождения минимальной степени принадлежности; построения диаграммы нечетких отношений;

построения функций решения на диаграмме "размытых" отношений; окончательная "нечеткая" оценка систем размещения скважин. Этапы построения функций принадлежности и построения диаграммы "размытых" отношений аналогичен процедурам построения функций принадлежности для выбора МВ и выделения ЭО.

Определим для параметров одного из месторождений севера европейской части России степени принадлежности основным системам размещения скважин. Это месторождение представлено следующими характеристиками: площадь - 31 км^2; μ_0 - 4÷6; расчлененность - 3; песчанистость - 0.8; прерывистость - низкая; густота сбросов - низкая; эффективная толщина - низкая; количество пластов - 3; соотношение продуктивности пластов в ЭО - 2; коэффициент продуктивности - 46 т/(сут·МПа); коэффициент гидропроводности - 6.7 м^3/(Па·с)*10^{10}; линейной направленностью трещин и существенной неоднородностью по проницаемости. Определение минимальных степеней принадлежности

$$\min \mu\ (\text{СРС}) = \min \{ \mu_1\ (x_1\ ),\ \mu_2\ (x_2\ ),\ldots,\ \mu_l\ (x_l)\},$$

(де l = 1,14- рассматриваемые параметры) для основных систем принадлежности показало, что трехрядная система размещения скважин наиболее приемлимая система со степенью принадлежности μ(СРС)=1.0; однорядная система размещения имеет μ(СРС)=0.7; все остальные системы имеют μ(СРС)=0.0. Так например, пятиточечная площадная система размещения скважин оказалась неприемлимой по целому признаков: расчленности; толщине; количеству пластов; линейной направленности трещин. Функции решения для трехрядной и однорядной системы размещения скважин строятся с использованием оператора нечеткого включения *[z3]*

$$R\ (\text{СРС},x) = \min \{1;\ [1-\mu\ (\text{СРС}) + c_q\ (x)]\},$$

где x = 0.0; 0.1; 0.2; ..., 1.0 и q = 1,7. Окончательная лингвистическая оценка рассматриваемых систем размещения скважин находится путем определения наименьшего евклидового расстояния между функциями решения R(СРС, X) и нечеткими отношениями $C_1,\ldots,C_7$, по формуле

$$d\ (R,\ c_q) = \Big(\sum_{x=0}^{1}[\ R(\text{ЭО},X) - c_q\ (X)]^2\ \Big)^{0.5}$$

для q = 1,7. Лингвистические решения для рассматриваемого месторождения оказались следующими:

-"прекрасная" СРС - $d_{min}(R,\ c_7)$=0.22 - трехрядная СРС;

-"хорошая" СРС - $d_{min}(R,\ c_5)$=1.21 - однорядная СРС.

Поэтому целесообразно рекомендовать к внедоению на данном месторождении трехрядную СРС.

Оценка плотности сетки скважин в проектах с МВ

В настоящее время не существует общепринятых методов выбора наиболее эффективной плотности сетки скважин. В основном ПСС и местоположение скважины выбирают на основе полномасштабного моделирования процессов разработки нефтяных залежей. Этот подход весьма сложный и не всегда эффективный. Предлагается использовать при выборе ПСС экспертные оценки, статистический анализ БД успешных проектов и теорию нечетких множеств. Этот метод существенным образом опирается на геологическую информацию о пластовой структуре и свойствах пластовых флюидов. В настоящее время большинство рассмотренных выше МВ проходят апробацию на стадии опытно-промышленной эксплуатации. Только методы нагнетания пара и CO_2 широко используются при разработке нефтяных месторождений. Поэтому высокая степень определенности в апробированных интервалах ПСС существует толко для этих двух методов и, следовательно, высока степень определенности плотности сетки скважин. Для остальных МВ степень определенности рекомендуемой ПСС значительно ниже (см. табл. *3.18) [j7]*.

Таблица 3.18. Рекомендуемые ПСС для некоторых МВ *[j7, Ж1]*

Метод	ПСС, га/скв.
Заводнение	16-24
Нагнетание горячей воды	20-25
Нагнетание пара	2,5-8,0
Внутрипластовое горение	5-20
Нагнетание ПАВ	5-20
Нагнетание полимера	7,5-13
Нагнетание щелочи	5-10
Мицеллярно-полимерное заводнение	0,5-7,5
Нагнетание кислоты	5-10
Карбонизированное заводнение	5-20
Нагнетание азота	10-20
Нагнетание CO_2	10-50
Нагнетание УГ	10-20

Экспертный подход, основанный на статистическом анализе и теории нечетких множеств, представляет собой альтернативу полномасштабному матема-тическому моделированию РНМ с целью выбора или оценки ПСС. Статистический анализ показывает, что существует значительное различие в успешной коммерческой и технологической реализации МВ на пласты. На рис. *3.24* представлены только методы, которые используются для добычи нефти в промышленных масштабах: нагнетание пара, полимерное заводнение, нагнетание УГ и CO_2. Наиболее высокий уровень успешности применения у методов нагнетания пара и нагнетания УГ – 85,2 и 77,8 % соответственно, а наиболее низкий у полимерного заводнения – 65%. Нагнетание углекислого газа занимает промежуточную позицию – 72 %. На рис. *3.25* представлена диаграмма соотношений ПСС и вязкости пластовой нефти для коммерчески успешных проектов основных МВ. Область экономически успешных реализаций метода нагнетания пара расположена в нижнем правом углу, т.е. в зоне с высокими значениями вязкости пластовой нефти – от 10 до 10 000 мПа·с и низкой ПСС (менее 10 га/скв.). Местоположение зоны воздействия паром легкообъяснимо, так как основной механизм вытеснения нефти – снижение вязкости пластовой нефти за счет

термического воздействия. Тепловые потери в кровлю и подошву пласта накладывают ограничения на размеры элементов СРС. Полимерное заводнение применяется в области, которая занимает промежуточное положение между областями применения пара и УГ. Характерные величины по вязкости пластовой нефти – от 1 до 100 мПа·с, а ПСС – от 0,2 до 70 г/скв. Область коммерчески успешных проектов УГ расположена в левом верхнем углу. Для нее характерны низкие значения вязкости – менее 20 мПа·с и высокие величины ПСС – более 10 га/скв. Область успешных проектов CO_2 перекрывается зонами полимерного заводнения и УГ.

Методика обоснования ПСС основана на экспертном анализе, многокритериальной системе принятия решений, теории нечетких множеств (ТНМ) и обработке статистического материала предшествующей разработки. Основная идея этого подхода заключается в выборе ПСС при применении МУН пластов по соответствию значений геолого-физических параметров месторождения принятым критериям применимости, определяемым как интервалы значений этих параметров, при которых применение той или иной ПСС дало положительные результаты. Основными задачами, решаемыми при обосновании ПСС на объекте разработки с применением МВ, являются следующие: формирование и структуризация множества параметров влияющих на выбор ПСС, на основе экспертного опроса, анализа литературы, статистического материала; математическая процедура обоснования ПСС на основе многокритериальной системы принятия решений и теории нечетких множеств. Математическая процедура обоснования ПСС в проектах с применением МВ включает следующие этапы:

приближенное описание параметров с помощью лингвистических переменных; формирование системы правил обоснования ПСС;

построение функций принадлежности параметров нечеткому множеству "редкая СС", "средняя СС" или "плотная СС";

построение диаграммы нечетких ("размытых") отношений; построение функций решений на диаграмме "размытых" отношений;

окончательная "нечеткая" оценка применения рассматриваемой ПСС на нефтяном месторождении.

Формирование и структуризация множества параметров, влияющих на ПСС, на основе экспертных данных

Структурированное множество параметров формируется на основе экспертного опроса специалистов. Один из примеров таких множеств приведен ниже.

1. *Литологические параметры*: тип пород; обстановка осадконакопления.

2. *Геолого-промысловые параметры*: продуктивность скважин, м/сут; начальные извлекаемые запасы нефти на 1 добывающую скважину, м/скв.; отношение начальных извлекаемых запасов ко всем запасам, м /т.

3. *Характеристики пласта*: общая толщина пласта, м; эффективная нефтенасыщенная толщина, м; площадь нефтеносности залежи, $м^2$; глубина залегания пласта, м; коэффициент песчанистости,

д.ед.; коэффициент расчлененности, д.ед.; коэффициент непрерывности пласта, д.ед.; коэффициент вариации проницаемости, д.ед.

4. *Фильтрационно-емкостные параметры*: проницаемость, мкм^2; пористость, д.ед.; механический состав породы, д.ед.; гидропроводность пластов, мкм^2·см/(мПа·с); начальная нефтенасыщенность, д.ед.

5. *Физико-химические параметры флюидов*: вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с; плотность нефти в пластовых условиях, мПа·с; подвижность нефти в пластовых условиях, мкм^2 /(мПа·с); объемный коэффициент, д.ед.; газовый фактор (начальная газонасыщенность), д.ед.

6. *Пластовые условия*: начальное пластовое давление, МПа; давление насыщения нефти газом, МПа; упругий запас энергии; пластовая температура, °С.

Лингвистическое описание параметров, влияющих на выбор ПСС для МВ

В предыдущем разделе сформулировано и структурировано множество параметров, влияющих на выбор ПСС. Под лингвистической переменной понимается переменная, которая принимает нечисленные, а категорийные, качественные значения. Например, лингвистическая переменная "ПСС" может принимать следующие значения: "плотная", "средняя", "редкая" или в символьном виде

"ПСС" = {"плотная", "средняя", "редкая"}.

Аналогично лингвистическая переменная "пористость коллектора" может принимать такие значения, как "низкопористый", "среднепористый", "высокопористый".

Таблица 3.19. Нечеткие интервалы изменения ПСС (в га/скв.) для различных типов коллекторов

Значение лингвистической переменной	Песчаник	Известняк	Доломит
Нагнетание пара			
"плотная"	0,1-10	–	–
"редкая"	>10	–	–
Заводнение растворами полимеров			
"плотная"	0,1–15	–	–
"средняя"	15–30	–	–
"редкая"	>30	–	–
Нагнетание углекислого газа			
"плотная"	0,1–15	0,1–10	0,1–10
"редкая"	>15	>10	>10
Нагнетание УГ			
"средняя"	<25	<25	<25
"редкая"	>25	>25	<25

Каждому категорийному понятию для различных МУН пласта и типа коллектора соответствует "размытый" (нечеткий) интервал численных значений параметра. Так, например, для нагнетания пара

(тип коллектора – песчаник) под плотной сеткой скважин понимается ПСС, значение которой варьирует от 0,1 до 10 га/скв., а при нагнетании УГ (тип коллектора – песчаник) значение ПСС, соответствующее густой сетке скважин, изменяется от 0,1 до 25 га/скв. В табл. *3.19* приведены нечеткие интервалы численных значений ПСС, соответствующие категорийным понятиям для различных МУН и типов коллекторов.

Глобальные параметры, влияющие на выбор ПСС (для определенных МУН пласта и типа коллектора), в символьном виде записываются как

$$Q_{т.к.}^{мун} = \{ m, H, k, \ldots \}.$$

Локальные переменные, например такие, как пористость, записываются в виде $M_1 = \{ L_1 , L_2 , L_3 \}$, где L_1, L_2, L_3 – лингвистические переменные.

Построение функций принадлежности нечетким множествам "редкая сетка скважин" (РСС), "средняя сетка скважин" (ССС), "плотная сетка скважин" (ПлСС)

Функции принадлежности нечетким множествам "РСС", "ССС", "ПлСС" строятся на основе статистических данных. Выделяется несколько этапов построения таких функций.

1. Построение гистограмм распределения ПСС по интервалам пористости, проницаемости, пластовой температуры, глубины залегания, вязкости и плотности пластовой нефти и начальной нефтенасыщенности. Для построения гистограмм взяты данные из БД, сформированной в ИПНГ РАН в лаборатории проблем разработки месторождений углеводородов, а также статей *[e4, C15]*. В табл. *3.20* приведено распределение проектов по МВ, принятое для построения гистограмм.

2. Нормализация и получение функций распределения числа проектов с "плотной", "средней" и "редкой" сеткой скважин по интервалам параметров пласта и жидкости.

3. На основе правил, представленных выше, и полученных функций распределения проектов с различной ПСС по интервалам параметров пласта и жидкости строятся функции принадлежности нечетким множествам "ПлСС", "ССС" и "РСС". Построение ряда функций принадлежности было затруднено тем, что не прослеживалось четкой зависимости ПСС от изменения интервалов рассматриваемых параметров. Из-за недостатка статистического материала не были получены функции принадлежности для пористости (МУН – нагнетание CO_2, тип коллектора – доломит), проницаемости и пластовой температуры (нагнетание УВ, доломит).

Итак, степень принадлежности объекта разработки нечетким множествам "РСС", "ССС", "ПлСС" будет определятся как *[H2]*:

$$\mu_{A_{i,1}} = \wedge^{n} \mu_{A_{i,1}} = \min_{j=[1,n]}^{j} \mu_{A_{i,1}},$$

где для реализации логического оператора $\wedge$ используется оператор взятия минимума. Здесь i – номер типа ПСС, l – номер типа коллектора, j – номер геолого-физического параметра.

Таблица 3.20. Распределение рассмотренных проектов с применением МУН по категориям плотности сетки скважин

Метод воздействия, тип коллектора	"Плотная"	"Средняя"	"Редкая"
Нагнетание пара			
песчаники	100		27
Полимерное заводнение			
песчаники	88	27	1
Нагнетание CO_2			
песчаники	21		26
известняк	10		10
доломит	27		13
Нагнетание УГ			
песчаники	10		22
известняк	13		2
доломит	10		10

Коэффициент применимости C_i – типа ПСС определяется как значение составной функции принадлежности μ_i в данной точке пласта (объекта разработки, залежи), т.е.

$$C_i = \mu_{i,j}(x, y, z).$$

Наилучший коэффициент применимости из полученных определяется как

$$C = \max \{ \mu_{i,j} (x, y, z)\}.$$

На основе вышеизложенной методики была проведена многокритериальная нечеткая оценка применимости полимерного заводнения на Минибаевской площади. Карта ПСС на Минибаевской площади Ромашкинского месторождения, положенная в основу анализа показана на рис. *3.26*, а карта применимости полимерного заводнения – на рис. *3.27*. Как видно из рисунка около 40% Минибаевской площади имеет хороший уровень применимости – 0,5÷0,8 и 4 % – прекрасный уровень – более 0,8.

Выводы

Последние 2–3 года характеризуются высокой заинтересованностью в развитии геолого-управляемых подходов к геологическому и имитационному моделированию залежей УВ – стохастических и нечетко-стохастических моделей. Стохастические модели разработаны для таких обстановок осадконакопления, как турбидитные, речные и дельтово-береговые, карбонатные, морские глубоководные конуса выноса, эоловые, конуса выноса дельты, дельтовой равнины, фронта дельты, ледниковые. Стохастические геологические модели предназначены для использования в математическом и численном моделировании разработки пласта, контроле за разработкой залежи, оптимизации доизвлечения оставшихся УВ, оптимального размещения скважин.

Использование системного подхода позволило разработать рациональные процедуры принятия решения в нечетких условиях по выбору МВ и метода ОПЗС; выделению ЭО; выбору СРС. Рациональные процедуры состоят из следующих основных логических этапов: выделения из внешней среды рассматриваемой задачи; качественное и количественное описание задачи; формирования множества альтернативных вариантов (или решений); сравнения вариантов и выбора наилучшего.

. Предложены две методики выделения ЭО в разрезе и по простиранию нефтяной залежи. Одна методика основана на формировании знаковых структур в пространстве геолого-технологических параметров. Показано, что введение двух порогов сходства значительно упрощает выделение близких по своим характеристикам нефтегазонасыщенных пластов. Другая методика базируется на теории нечетких множеств, что наиболее соответствует нечеткой и неопределенной информации о пластах.

Создана математическая процедура выбора системы размещения скважин, которая состоит из следующих этапов: формирования критериев применимости основных систем размещения скважин; построения функций принадлежности параметров нечеткому множеству "система размещения скважин" на основе критериев применимости; вычисления степени принадлежности рассматриваемого объекта разработки нечеткому множеству "система размещения скважин" по каждому из рассматриваемых параметров; нахождения минимальной степени принадлежности; построения диаграммы нечетких отношений; построения функций решения на диаграмме "размытых" отношений; окончательная "нечеткая" оценка систем размещения скважин.

Предложен системный подход к обоснования ПСС в проектах с применением МВ, включающий в себя решение следующих основных задач: формирование и структуризация множества параметров влияющих на выбор ПСС; математическая процедура обоснования ПСС на основе многокритериальной системы принятия решений и теории нечетких множеств.

Глава 4

КОМПЬЮТЕРНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

С середины 80-х годов в проектных институтах начали разрабатываться системы автоматизированного проектирования (САПР): МИНГ им. И.М. Губкина, 1986; ВНИИ-2, 1986; ВНИИ-3, 1989; СибНИИНП, 1986; ТатНИПИнефть, 1988; УкрГипро-НИИнефть, 1989; АзНИПИнефть, 1989; БашНИПИнефть, 1990; Гипровостокнефть, 1990. Применение САПР в значительной степени помогло автоматизации проектных работ. К 1992 г. не менее 50% всех проектов РНМ составлялось с применением САПР. САПР ВНИИ-2 позволяет осуществлять расчеты по подготовке модели пласта, проводить гидродинамические расчеты для процесса заводнения и естественных режимов, восстанавливать историю разработки. Наиболее крупные проекты разработки, составленные с применением САПР ВНИИ-2: для Самотлорского, Повховского, Харьяжинского и других месторождений. САПР СибНИИНП предназначена для непрерывного проектирования Самотлорского месторождения. Создана и обновляется база данных по скважинам Самотлора. САПР УкрГипроНИИнефть основана на применении 2М математических моделей с использованием МКЭ для расчета процесса заводнения. САПР ВНИИ-3 предназначена для формирования базы данных по скважинам на основе информации, поступающей с КИВЦ; создания 2М и 3М расчетных моделей пласта; уточнения коэффициента гидропроводности пласта и построения модифицированных фазовых проницаемостей на основе восстановления истории разработки и выполнения гидродинамических и экономических расчетов.

4.1. Принцип построения системы автоматизированного проектирования (САПР) на основе многоцелевого системного подхода. Структура и организация взаимодействия основных модулей САПР

В последние годы особенно заметен прогресс в создании методов и построении методик решения слабоструктурированных (трудноформализуемых) задач, в частности в области прогнозирования и управления разработкой нефтяных месторождений. Это связано со стремительным ростом возможностей ЭВМ и унификацией инструментальных средств для создания таких проблемно-ориентированных систем, как САПР РНМ, АСОИГИС (автоматизированных систем обработки информации геофизических исследований скважин), ГЕОМОД (автоматизированных систем построения геологической модели) и др. Кроме того, потребность в описании неопределенных, приблизительных знаний об объекте разработки – нефтяном месторождении – привела к использованию математических методов неточных рассуждений: нечеткой логики в

САПР РНМ, байесовской логики в ЭС типа PROSPECTOR. Первые результаты использования этих методов достаточно обнадеживающие. Основное отличие САПР РЭА (радиоэлектронной аппаратуры) от САПР РНМ заключается в том, что она базируется на типовой элементарной базе с точными характеристиками ввода-вывода. Задача автоматизированного проектирования в этом случае сводится к оптимальному размещению и трассировке печатных плат функциональных узлов. Простота и унифицированность элементной базы и сравнительно несложный математический аппарат позволили разработчикам САПР РЭА добиться успехов в создании информационного, технического, лингвистического и методического обеспечения.

Напротив, САПР РНМ имеет дело с уникальными объектами. Нефтяное месторождение – это своего рода древний манускрипт, каждое слово которого писалось природой тысячелетиями, а предложения хранят память о мировых катаклизмах и катастрофах. Несмотря на многолетние интенсивные исследования, современные представления о нефтяном месторождении пока оставляют желать лучшего. Сейсмическое профилирование, базирующееся на самой современной технике, имеет разрешимость порядка десятков метров и все еще чрезвычайно дорого. Доверительный интервал геофизических исследований скважин составляет в лучшем случае 1 м. Неопределенность данных, расплывчатость информации – это одна сторона проблемы. Другая заключается в принципиальной невозможности тиражировать типовые проекты РНМ в силу их уникальности, поэтому для каждого нефтяного месторождения необходимо составлять индивидуальный проект. Основной задачей разработчиков системы было создание методики проектирования РНМ, которая была бы пригодна для большинства типов залежей. Стадийность проектирования РНМ, положенная в основу системы, явилась обобщением и развитием сложившейся практики проектирования и включает следующие основные этапы или стадии проектирования *[Е2, Ж3]*: построение геологической модели; выбор МВ; выделение ЭО; размещение скважин; математическое моделирование внутрипластовых процессов извлечения УВ; экономико-математическое моделирование процесса разработки. Перечисленным стадиям в основном соответствуют глобальные подсистемы системы проектирования. САПР РНМ, по классификации Дж.Фокса, находится в стадии продолжающейся разработки, т.е. система, не подвергаясь конечной перестройке, используется в проектировании, расширяется, модернизируется. С ее помощью составлены проекты и технологические схемы разработки нескольких месторождений России, в том числе одного из гигантских – Русского на севере Тюменской области. Время расчета одного варианта РНМ колеблется от 3 до 60 мин в зависимости от размеров месторождения и сложности его строения. Модульный принцип построения системы позволяет использовать отдельные подсистемы как в комплексе, так и везде при решении отдельных вопросов, представляющих самостоятельный интерес. Недостатком рассматриваемой САПР РНМ является последовательный принцип построения системы, в силу чего с системой одновременно может

работать только один пользователь и производится расчет только одного месторождения. Другой недостаток системы, вызванный объективными обстоятельствами, – сложность формирования базы данных нефтяного месторождения. Практически любая неоднородность в строении залежи, выявленная в процессе изучения, может быть учтена при формировании 2М модели нефтяного месторождения. Такое уточнение информации о месторождении позволяет более обоснованно подходить к выбору МВ, выделению ЭО и размещению скважин.

Наиболее трудноформализуемой задачей является выделение ЭО. По-видимому, использование классических методов математики, в частности классической булевой логики, как показал опыт эксплуатации САПР РНМ, малопродуктивно и неэффективно.

Другая проблема – математическое моделирование процессов РНМ. Как показывает опыт проектирования, на стадии составления технологической схемы разработки существует неполная, фрагментарная информация о геологическом строении и свойствах залежи. Поэтому на этой стадии очевидными преимуществами обладают агрегированные 1М модели процессов вытеснения нефти. По мере уточнения строения и свойств пласта к системе могут подключаться более сложные математические модели. На основе такого подхода была разработана матричная структура математических моделей, различающихся как по степени сложности, так и по методике воздействия.

Весьма перспективным может оказаться такой подход к построению экспертной системы прогнозирования РНМ, при котором моделирование будет основано на теории нечетких множеств, а не на точных математических моделях подземной гидромеханики. Однако, по-видимому, более гибким и эффективным путем решения задач прогнозирования РНМ будет сочетание экспертных оценок и точных гидродинамических решений. Использование первых позволит обоснованно сузить область поиска решений, а использование вторых поможет провести тщательное обоснование рекомендуемого варианта разработки. Существует еще одна проблема – оптимизация проектных решений РНМ. Раньше не удавалось добиться полного совпадения интересов на уровне предприятия и нефтедобывающего региона. Приемлемое решение по РНМ на уровне нефтегазодобывающего управления не является оптимальным с точки зрения региональных предприятий (объединений). По-видимому, при использовании САПР РНМ впервые был получен класс оптимальных решений, позволяющих в принципе найти приемлемое сочетание нижнего и верхнего уровней.

В заключение отметим, что принципы, положенные в основу формирования САПР, позволяют находить оптимальный вариант разработки даже при изменении технико-экономических нормативов, или критериев оптимальности. Это весьма существенно, так как последствия неоптимальной технологии компенсировать невозможно, как невозможно повторить процесс разработки нефтяного месторождения с самого начала.

Построение и функционирование САПР РНМ, предназначенной для проектирования РНМ, обусловлено применением следующих методов воздействия:

внутрипластовое горение (сухое, влажное и сверхвлажное);

закачка горячей воды;

паротепловое воздействие;

методы, использующие создание в пласте тепловых оторочек с последующим проталкиванием их по пласту холодной водой;

комбинированные методы с применением теплового воздействия.

Центральной структурой реализованной версии САПР РНМ с применением термических методов является дерево, показывающее иерархию объектов и подсистем: залежь – пласт – элемент СРС – скважина. Основными принципами проектирования РНМ, на которых базируется САПР РНМ, являются следующие *[E2]*:

проект разработки, в соответствии с законом об охране недр, составляется на все месторождение с вовлечением в разработку всех разведанных запасов нефти и газа;

стратегия проектирования – непрерывное проектирование РНМ;

проектирование основано на построении неоднородной геолого-физической модели нефтяного месторождения, выполненном с использованием постоянно обновляемого, по мере накопления информации, банка данных;

основным расчетным звеном в иерархии геолого-физической структуры является базовый элемент, или элемент СРС (системы расстановки скважин);

эксплуатационный объект выделяется на основе комплексного анализа критериев применимости методов повышения нефтеотдачи (МПН), динамики разработки и технологической возможности реализации различных МВ на данном месторождении;

размещение скважин на нефтяном месторождении (равномерные и неравномерные СРС) осуществляется с учетом литологической неоднородности и неоднородности коллекторских свойств, а также выделенных ЭО;

водонефтяные и подгазовые зоны выделяются в самостоятельные ЭО;

планирование резервного и дублирующего фонда скважин;

достижение высокого коэффициента нефтеотдачи с учетом интенсивной и максимально возможной выработки запасов нефти и газа, приходящихся на одну скважину;

определение динамики показателей разработки месторождения, ЭО, пласта, элемента СРС и характеристик работы каждой скважины; определение экономической и технологической целесообразности бурения каждой скважины, в том числе для каждого ЭО.

В силу специфики нефтяных месторождений как объектов проектирования САПР РНМ сочетает методы математического моделирования (ММ) и экспертных оценок. Последние могут оказаться мощным (а порой единственным) средством получения необходимых для

проектирования количественных характеристик процесса разработки. К характерным чертам САПР технологических процессов, в том числе САПР РНМ, относятся следующие:

структуризация всей системы; каждая из подсистем характеризуется выполнением присущих только ей функций; такой подход к построению требует полной автоматизации всех стадий проектирования;

иерархическая форма представления объектов проектирования, например нефтяное месторождение представляет собой совокупность ЭО, ЭО – совокупность продуктивных пластов, продуктивный пласт – совокупность базовых элементов СРС и т.д.;

использование принципа декомпозиции; весь расчет технологических показателей разработки разбивается на ряд отдельных этапов или стадий: вначале рассчитываются технологические показатели разработки базовых элементов, затем пласта, ЭО и месторождения в целом;

итерационность процесса проектирования; под итерационностью понимается последовательное приближение проектного решения, получаемого инженером-проектировщиком, к оптимальному;

унификация программых модулей и подсистем; каждая из подсистем САПР может использоваться как в комбинации с другими, так и самостоятельно;

использование принципа развития системы; структура САПР РНМ составлена таким образом, что позволяет совершенствовать систему, развивать и дополнять ее;

наличие архива САПР РНМ, дающего возможность использовать в процессе проектирования информацию о методах и системах РНМ, полученную ранее (библиотека прототипов и стандартных решений);

проблемно-ориентированная операционная система (ОС) САПР, обеспечивающая функционирование и поддержку системы в целом; наличие ОС позволит сформировать высокоэффективную работу всей системы проектирования.

Подсистема построения геолого–физической модели

В основу построения геолого-физической модели нефтяного месторождения положен принцип декомпозиции – нефтяное месторождение представляет собой совокупность ЭО. В свою очередь, каждый ЭО содержит несколько пластов и площадей (элементарных объектов разработки), которые разрабатываются своей совокупностью элементов СРС (базовых элементов). Базовые элементы состоят из дискретного множества добывающих и нагнетательных скважин (составных частей базовых элементов).

Работа подсистемы начинается с формирования банка геолого-физической информации, необходимой для построения модели. Банк данных формируется на основании полученной при бурении и исследовании скважин информации, которая имеется в архиве САПР. Модель нефтяного месторождения может быть построена с учетом неоднородности по любому геолого-физическому параметру и позволяет включать поля распространения гидрофобности и гидрофильности

коллектора, газовые шапки, водонефтяные зоны, поля изменчивости плотности и солености вод и др. Для еще не разрабатываемых месторождений или месторождений с более простой геологической структурой чаще всего необходимо учитывать неоднородность нефтяной залежи по основным геолого-физическим параметрам, таким как глубина залегания пластов, эффективная нефтенасыщенная толщина, пористость, абсолютная проницаемость и начальная нефтенасыщенность. Для каждого из параметров строятся карты распространения. Пласт принимается однородным по тем геолого-физическим параметрам, амплитуда колебаний которых по простиранию пласта незначительна.

Подсистема выбора МВ на залежь

Подсистема определяет, применение какого из методов (группы методов) повышения нефтеотдачи наиболее целесообразно в той или иной части месторождения (объкте разработки). Анализ и обобщение опыта промышленного испытания методов увеличения нефтеотдачи позволяют определить область наиболее эффективного их применения. Подсистема основана на использовании системы экспертных оценок, представляющей собой формализованное описание системы знаний об изучаемом процессе или явлении. В ее основе лежат теория нечетких множеств и экспертные знания.

Подсистема выделения ЭО

Подсистема базируется на накопленом опыте выделения объектов при заводнении и реализации различных методов увеличения нефтеотдачи, в том числе тепловых методов. В подсистеме реализованы основные принципы проектирования РНМ, изложенные выше. Окончательный выбор ЭО происходит тогда, когда устанавливается рациональная система разработки, обеспечивающая наибольшую чистую прибыль фирме-оператору.

Подсистема генерации СРС

Эта подсистема скважин предназначена для автоматического построения СРС, обычно применяемых в разработке нефтяных месторождений. Генерация СРС состоит из следующих этапов *[E2]*: определение местоположения нагнетательных скважин; определение местоположения добывающих скважин и их нумерация; разбиение полученной системы скважин на элементы и их нумерация.

Очевидно, что оптимальный вариант разработки месторождения ищется на представимом множестве СРС. Множество СРС разбивается на несколько основных классов – площадных, рядных, блочно-квадратных и др. В каждом классе выделяется несколько подклассов. Например, площадная система состоит из четырех-, пяти-, семи- и десятиточечных систем (подклассов). В свою очередь, каждый подкласс характеризуется различными расстояниями между скважинами (плотностью сетки скважин – ПСС). Таким образом, даже для каждого подкласса СРС имеется значительное количество вариантов размещения скважин, различающихся размерами элементов разбиения. Каждая система данного подкласса со своей метрикой характеризуется

различными коэффициентами охвата запасов сеткой скважин. Одна из основных задач, решаемых при расстановке скважин на месторождении, – максимизация коэффициента охвата запасов сеткой скважин. Эта цель достигается вращательно-поступательным движением сетки скважин относительно контура месторождения.

Работа подсистемы заканчивается определением полных и неполных элементов разбиения. Неполные элементы расположены вблизи границ нефтяного месторождения и санитарных зон. Подобные элементы могут образовываться и после выбытия некоторых скважин из действующего фонда в связи с нерентабельностью их дальнейшей эксплуатации.

Подсистема математического моделирования

Одним из принципов построения подсистемы математического моделирования, наиболее полно отвечающих задачам проектирования, является принцип матричной организации иерархической структуры: вертикальная иерархия дифференцирует математические модели по степени их сложности, горизонтальная – по методам воздействия на залежь. Верхний уровень подсистемы (модели многофазной многокомпонентной фильтрации) может быть использован на стадии изучения механизма протекающих в пласте явлений в конкретных геолого-физических условиях. При этом могут использоваться простейшие типы течения – прямолинейно-параллельное или плоскорадиальное. Полученная на верхних иерархических уровнях информация используется при расчете термогидродинамических и технологических показателей разработки с помощью ММ, учитывающих сложное строение пласта и СРС. Разумная схематизация процесса на стадии расчета показателей разработки позволяет применять эффективные расчетные схемы и алгоритмы, дающие, в свою очередь, возможность проведения многовариантных расчетов в интерактивном режиме.

В настоящей версии системы проектирования реализован нижний уровень иерархической структуры ММ, позволяющий проводить расчеты термогидродинамических и технологических показателей РНМ с применением термических методов воздействия. ММ основаны на следующих допущениях:

в продуктивном пласте имеет место двухфазная (в случае горения – трехфазная) фильтрация; жидкости считаются несжимаемыми и взаимонерастворимыми, а газ – идеальным, газовая фаза состоит из кислорода, инертных газов и паров воды;

гравитационная сегрегация газов и жидкостей не учитывается;

при описании процессов передачи тепла адиабатические и дроссельные эффекты не учитываются;

диффузионные процессы не учитываются.

В подсистеме использованы математические модели, основанные на системе уравнений сохранения массы и энергии и подробно описанные в *[Е2, З6]*. Подсистема позволяет контролировать развитие процесса вытеснения нефти с применением того или иного МВ в элементах системы расположения скважин (базовых элементах – БЭ) и получать

поля распространения температуры, давления, насыщенности в пределах БЭ. Решение исходной системы уравнений получено с использованием метода конечных разностей в комбинации с методом трубок тока, подробно описанным в *[36]* и реализованным на соответствующем иерархическом уровне в подсистеме.

После расчета термогидродинамических характеристик процесса извлечения нефти из элементов системы расстановки скважин (БЭ) осуществляется расчет технологических показателей разработки ЭО и нефтяного месторождения в целом с учетом разновременного ввода элементов в разработку. Работа подсистемы заканчивается выдачей информации о разработке месторождения, являющейся исходной для подсистем выбора способов эксплуатации скважин и расчета технико-экономических показателей разработки.

Математическая и численная модель процесса ВГ.

Математическая модель процесса внутрипластового горения (ВГ), реализованная в САПР РНМ, наиболее полно описана в работе *[310]*. Математическая и численная модель процесса внутрипластового горения для случая прямолинейно-параллельного течения флюидов, основана на следующих допущениях:

-в пласте имеет место трехфазная (нефть, газ, вода) многокомпонентная фильтрация. Нефть и вода считаются несжимаемыми и взаимонерастворимыми жидкостями. В газовой фазе присутствуют водяной пар, кислород и инертные газы;

- продуктивный пласт постоянной толщины является однородным по теплофизическим параметрам (свойства однородности свойств и неизменности толщины пласта должны соблюдаться толко в пределах элемента выбранной системы расположения скважин и могут нарушаться при переходе от одного элемента к другому);

- не учитываются: теплопроводность пласта в горизонтальном направлении, гравитационная сегрегация жидкостей и газов в пласте, влияние адиабатических и дроссельных эффектов на процесс передачи тепла в пласте, влияние диффузионных эффектов на процесс фильтрации.

Помимо этого, математическая модель существенно опирается на экспериментально и теоретически подтвержденный факт, что все интенсивные реакции окисления нефи происходят в узкой зоне, имеющей размеры порядка несколько метров. что дает возможность ввести в рассмотрение дельта-функцию для математического описания источника тепловыделения (фронта горения), перемещающегося по пласту.

Математическая модель описывается следующими уравнениями:

$$\operatorname{div}(G_k f_i) + m\,\partial(S_k \rho_k f_i)/\partial t = -F_i; \qquad (1)$$
$$\operatorname{div} H + Q_{пот} + \partial J/\partial t = L_н F_н .$$

где R_i - масса i-го компонента, отнесенная к единице объема породы, учатвующего или образующегося в результате реакции горения; f_i - массовая доля i-го компонента в к - фазе; F - функция , учитывающая

массовую скорость фазовых переходов; G_k- массовый расход в к - фазе; S_k - насыщенность к- фазы; L - теплота сгорания кокса; J - теплосодержание пласта; k={нефть, вода, газ}; для газовой фазы i={пар, кислород, инертные газы}; H - функция, определяющая конвективный перенос тепла *[Ж4]*:

$$H(T) = G_Г(1-f_П)C_ГT+G_ВC_ВT+G_Гf_ПE_П, \text{ для } T \le T_{нас};$$

и

$$H(T) = G_Г(1-f_П)C_ГT+G_Гf_П[E_П+C_П(T-T_{нас})], \text{ для } T>T_{нас}.$$

где $E_П$ - энтальпия водяного пара, $T_{нас}$- температура насыщенного водяного пара *[Ж4]:*

$$T_{нас} = (P/\lambda+w)^{0.5},$$

$$w = M_В/M_{воз}$$

λ - массовое водовоздушное отношение, P - пластовое давление, $M_В$ - молекулярный вес воды, $M_{воз}$ - молекулярный вес воздуха. -

Система уравнений определяет математическую модель процесса ВГ. При этом начальные условия имеют вид

$$S_В(x, 0) = S_{ВО}; \; S_Г(x,0) =0; \; T(x,0) = T_0,$$

а граничные задаются как

$$G_Г(o, t) = G_{Г0}; \; G_В(o, t) = \lambda G_{Г0}; \; G_Н(o, t) = 0; \; T(0, t) = 0.$$

Тепловые потери в кровлю и подошву пласта $Q_{пот}$ определяются в соответствии с законом Фурье

$$Qпот= - 2K_{окр}/h \cdot \partial T_{окр} / \partial z \qquad (2)$$

где $K_{окр}$, $T_{окр}$ - коэффициент теплопроводности и температура окружающих пород; h -толщина пласта. При этом *полагается*, что распространение тепла в окружающие пласт породы происходит в вертикальном направлении *посредством* теплопроводности.

Теплосодержание пласта с насыщающими его флюидами определяется следующим образом:*[Ж4]*

$$J = (1-m)C_{СК}\rho_{СК}T + m[S_В\rho_ВC_В T + S_Г\rho_Г(1 - f_П)C_ГT + S_Г\rho_Гf_ПE_П + S_Н\rho_НC_НT] \qquad (3)$$

где C_l - массовая теплоемкость l - го вещества; l = ск - скелет породы.

Из уравнения (3) можно получить следующее приближенное выражение для скорости перемещения передней границы тепловой волны *[С 110 [З10]*:

$$v_2(t) = v_1 [1 + R \exp(-\beta_1 t^{0.5})], \qquad \beta_1 = 2B (r / R)^{0.5}$$

При этом размеры тепловой волны определяются как

$$l(t) = (R/2b)^{0.5}\, v_1\, [1 - (1 + \beta_1 t^{0.5})(-\beta_1 t^{0.5})]$$

где

$$v_1(t) = G_{г-} \cdot f_{к-} \cdot \alpha_к / (S_1 z_т \alpha_т M_к / M_н + m S_{г-} \cdot \rho_{г-} \cdot f_{к-} \cdot \alpha_к);$$

$z_т$ - концентрация топлива; $\alpha_т$ - коэффициент использования топлива; $\alpha_к$ - полнота сгорания топлива *[310]*.

В пределе имеем ($t \to \infty$) имеем: [c/la]:

$$l_{max} = \lim l(t) = v_1\, (R/2b)^2$$

где

$$R = 1/(C_{пл+}\, \rho_{пл+})\, [(C_г + \lambda C_в)/\gamma + (R_{висп} + R_в)(E_п - C_в T_+)/ /(T_+ - T_0) - R_н(C_н - C_г) - (C_{пл-} \cdot \rho_{пл-})];$$

$$\gamma = v_1 / G_г;$$

$$в = 2\, K_1 / [\, \pi\, a_1^2 h\, (C\rho)]^{0.5};$$

$$C_{пл+} \cdot \rho_{пл+} = C_{ск}\rho_{ск} + m[S_в \rho_в C_в + S_{г+} \cdot \rho_г (1 - f_{п+}) \cdot C_г + S_{г+} \cdot \rho_г \cdot f_{п+} \cdot (E_п - C_в \cdot T_0)/(T_+ - T_0) + S_{н+} \cdot \rho_н \cdot C_н - C_{ск} \cdot \rho_{ск}\,];$$

$$C_{пл-}\, \rho_{пл-} = C_{ск}\rho_{ск} + m[S_в \rho_в C_в + S_{г-} \cdot \rho_г \cdot (1 - f_{п-}) \cdot C_г + S_{г-} \cdot \rho_г \cdot f_{п-}\, (E_п - C_в T_0)/(T_+ - T_0) + S_{н-} \cdot \rho_н \cdot C_н - C_{ск}\rho_{ск}\,]$$

{+; -} - индексы, соответсвенно, до и после фронта горения; G_k - массовый расход газа; a_1^2 - коэффициент тепмературопроводности окружающих пород; C_l- массовая теплоемкость; ρ_l - плотность; l = {н - нефть, в - вода, г - газ}; S_k - насыщенность; k = {н - нефть, в - вода, г - газ}; $f_п$ - массовая доля пара в газовой фазе; R_j - масса j - фазы, отнесенная к единице объема породы {j = $в_{исп}$ - испаряемая вода; j = в - вода; j = н - нефть}; $E_п$ - энтальпия водяного пара; T_m - температура {m = 0 - начальная пластовая, m = (+) - перед фронтом горения}; h - эффективная нефтенасыщенная толщина.

Предположим, что в пароводяной зоне нефтенасыщенность равна остаточной. В этом случае фронт конденсации вытесняет всю нефть, кроме остаточной, из зоны химических реакций (зоны пара и горячей воды) в зону начальной пластовой температуры. Запишем для случая плоско-параллельной фильтрации уравнения неразрывности для нефти и воды, находящейся в жидкой и водной фазах, в виде:

$$m\, \partial S_н / \partial t + \partial v_н / \partial x = 0, \qquad (4)$$

$$m\,\partial/\partial t\,(S_B + S_Г f_Г\,\rho_Г/\rho_B) + \partial/\partial x\,(v_B + v_Г f_П\,\rho_Г/\rho_B).$$

Введем фиктивные насыщенности нефтью -$S_{нф}$, водой - $S_{вф}$ и объемную концентрацию пара С в водной фазе как

$$S_{нф} = S_н / (1 - S_Г);$$
$$S_{вф}\,(1 - C) = S_B / (1 - S_Г);$$
$$C = f_П /[\,f_П + w(1 - f_П)];$$
$$S_Г = S_{вф} / (1 - S_Г);$$
$$S_{нф} + S_{вф} = 1;$$
$$v_B = v\,F;$$
$$v_н = v\,(1\text{-}F).$$

Введем обозначения $S_{вф} = S$; $S_{нф} = 1\text{-}S$ и запишем уравнения неразрывности в виде

$$m_ф\,\partial(1 - S)/\partial t + \partial[v(1 - F)]/\partial x = 0, \qquad (5)$$
$$m_ф\partial/\partial t\,(S(1 - C) + SC\,\rho_Г/\rho_B) + \partial/\partial x\,(vF(1 - C)+vFC\rho_Г/\rho_B)=0.$$

Здесь

$F = F\,(S, C, T) = k_B / (k_B + \mu_B k_н)$; $\mu_B = \mu_B/\mu_н$; $m_ф = m(1 - S_Г)$.

Интегрирование уравнений по x и последующее сложение полученных соотношений позволяет получить выражение для суммарной скорости фильтрации воды и нефти - v(t) в зоне начальной пластовой температуры *[310]*. Полагая величину объемной концентрации пара С равной нулю в зоне начальной пластовой температуры получим уравнение неразрывности для воды в виде

$$m_ф\partial/\partial t + v(t)\partial F(S, T_0)/\partial x = 0. \qquad (6)$$

Начальное условие для этого уравнения будет иметь вид

$$S(x,0) = S_{во} /(1 - S_Г).$$

В численной модели, используемой в САПР РНМ, все термогидродинамические величины в выжженной зоне и зоне химических реакций определяются при помощи аналитических методов *[310]*, а для определения рапределения фиктивной водонасыщенности в зоне начальной пластовой температуры используется конечно-разностный метод решения решения уравнения (6). Уравнение (6) аппроксимируется явной конечно-разностной схемой. Для обеспечения устойчивости процесса вычисления шаг по времени выбирается в соотвествии с условием

$$\Delta t^{n+1} \le \Delta x/(v^n \max(F_S'))$$

Технологические показатели - дебит нефти, воды, газа, обводненность добываемой продукции, нефтеотдача и другие определяются по результатам расчета водонасыщенности из конечно-

разностной аппроксимации уравнения (6). Программа расчета технологических показателей содержит около 1500 операторов, написанных на языке ФОРТРАН.

Подсистема расчета технико-экономических показателей

Эта подсистема основана на использовании банка экономико-математических моделей, ориентированных на различные методы воздействия на пласт. Работа подсистемы полностью автоматизирована, а результаты расчетов выдаются в виде текстовой и табличной информации в соответствии с руководящими документами отрасли (РД), а также в виде графической информации.

Оптимизация проектного решения

Необходимо отметить, что в описываемой в настоящей работе САПР РНМ реализован принцип частичной оптимизации проектного решения на каждой стадии проектирования. Так, при работе подсистемы выбора метода повышения нефтеотдачи отбраковываются МВ, применение которых, по экспертным оценкам, либо неэффективно, либо сопряжено с определенным риском. В подсистеме генерации СРС производится отбраковка систем, обладающих низким коэффициентом охвата запасов сеткой скважин или слишком высокой плотностью сетки и т.д. В подсистеме математического моделирования используется предположение о том, что оптимальным (или почти оптимальным) будет проектное решение, в соответствии с которым большинство базовых элементов ЭО должно выходить из разработки одновременно или за короткий промежуток времени. Проведенный вычислительный эксперимент подтвердил правильность этого предположения, в связи с чем оно было выдвинуто в качестве принципа оптимизации проектного решения на стадии расчета технологических показателей. Кроме того, частичная оптимизация проектного решения позволяет сосредоточить внимание инженера-проектировщика на анализе оптимальных или почти оптимальных вариантов РНМ и резко повышает производительность системы проектирования. Окончательный вывод об оптимальности проекта и выборе рационального варианта разработки делается на основании технико-экономических расчетов.

Опыт эксплуатации созданной САПР РНМ показал, что подобная система проектирования является мощным инструментом исследования для инженера-проектировщика. САПР дает возможность проведения широкого вычислительного эксперимента по исследованию влияния различных параметров на технологические и технико-экономические показатели разработки залежи нефти, многовариантной проверке различных технологических решений и значительно повышает степень научной обоснованности проектного решения.

Использование САПР РНМ МИНГ им. И.М. Губкина при составлении технологической схемы разработки Русского месторождения

Русское месторождение расположено в северной части Пур-Тазовской нефтегазоносной области, на территории Тазовского района Ямало-

Ненецкого национального округа Тюменской области (см. рис. *4.1*). Оно относится к нефтегазовым месторождениям, содержащим высоковязкую нефть (см. табл. *4.1*). САПР РНМ была использована в конце 80-х годов при составлении технологической схемы Русского месторождения (научные руководители проф. Ю.П. Желтов и проф. М.М. Иванова).

Техническое задание устанавливало, что нефтеотдача в целом не должна быть ниже 0,4. Ввод в разработку месторождения предусматривался в 1992 г. Темп разбуривания в 1995 г. должен был выходить на объем 150 тыс.м/год. В технологической схеме должны были быть отражены меры, обеспечивающие эксплуатацию месторождения с минимальным экологическим ущербом, предотвращающие таяние вечной мерзлоты, которая залегает на глубине от 200 до 600 м. На момент составления технологической схемы на Русском месторождении было пробурено 43 скважины – 6 эксплуатационных и 37 поисковых (из них 4 за контуром нефтеносности). Промышленная нефтегазоносность связана с верхней частью сеноманских отложений (мощность 207–310 м). Продуктивные отложения представлены пятью изолированными, слабо сцементированными пачками, которые разделены глинистыми прослоями. За исключением этих пяти пачек, все остальные содержат самостоятельные нефтегазовые залежи. Размеры чисто нефтяных зон каждой залежи незначительны (10–15 %). Проницаемость коллектора в среднем , составляет 0,8 мкм^2, пористость – 0,32, начальная нефтенасыщенность – 0,7, глубина залегания – 800-900 м, начальное пластовое давление – 8,5 МПа, газовый фактор – 15 м^3, средний дебит на естественном режиме 10,5 т/сут.

При выборе МВ на Русском месторождении рассматривались различные технологии, в том числе вытеснение нефти высоковязкими эмульсиями, термощелочное и термохимическое заводнение, ВВГ, горячая вода, пар, нагнетание газового конденсата (из Заполярного месторождения). За базовый вариант была принята разработка на естественном газоводонапорном режиме. С применением САПР РНМ был проведен расчет технологических показателей по влажному внутрипластовому горению и заводнению. Предполагалось, что вся промышленная сточная вода при процессе ВВГ будет закачиваться в пласт, что немаловажно с экологической точки зрения.

При проектировании разработки Русского месторождения использованы три понятия об объектах: "геолого-физический объект" (ГФО), "расчетный объект" (РО) и "объект разработки" (ОР). Различие между геолого-физическим объектом и объектом разработки дано в общих чертах в предыдущем разделе. На Русском месторождении выделяются 19 ГФО, причем на большей части площади месторождения с одной сеткой скважин. При расчетах разработки в зависимости от знаний о геолого-физических свойствах объектов, имеющихся вычислительных возможностей и рассматриваемых технологий извлечения нефти можно либо еще более детально "дробить" ГФО, либо, наоборот, их объединять. Поэтому используется понятие "расчетный объект". Число РО не всегда равно числу ГФО и ОР.

Таблица 4.1. Исходные данные для Русского месторождения

N п/п	Параметры	Значение	Единица измерения
1	Эффективная нефтеносная толщина	22,8	м
2	Эффективная пористость	0,28	д.ед.
3	Начальная нефтенасыщенность пласта	0,65	д.ед.
4	Начальная водонасыщенность пласта	0,35	д.ед.
5	Нефтенасыщенность газовой шапки	0,3	д.ед.
6	Водонасыщенность газовой шапки	0,3	д.ед.
7	Газонасыщенность газовой шапки	0,4	д.ед.
8	Начальное пластовое давление	8,2	МПа
9	Начальная пластовая температура	16	°С
10	Давление насыщения нефти газом	4,9	МПа
11	Начальная газонасыщенность	15	$м^3/м^3$
12	Плотность нефти в пластовых условиях	918	$кг/м^3$
13	Плотность нефти в стандартных условиях	938	$кг/м^3$
14	Объемный коэффициент нефти	1,034	-
15	Коэффициент проницаемости	0,880	$мкм^2$
16	Вязкость пластовой нефти	254	мПа·с
17	Вязкость разгазированной нефти	410	мПа·с
18	Коэффициент продуктивности	58	$см^3/(сут·Па)$
19	Вязкость пластовой воды	5	мПа·с
20	Плотность пластовой воды	1,0	$кг/м^3$
21	Коэффициент сжимаемости для нефти	1006,0	Па
22	Коэффициент сжимаемости для воды	$5,3 \cdot 10^{-4}$	1/МПа

При составлении технологоческой схемы разработки Русского месторождения использованы два подхода к построению модели разработки, в частности модели продуктивных пластов. В первом подходе все месторождение рассматривалось как единый объект разработки и разделялось на три РО: основная водонефтяная, нефтяная и частично (примерно на 20%) газонефтяная часть (первый РО); основная газонефтяная часть (второй РО); периферийная часть, в основном водонефтяная и газонефтяная (третий РО). По трем указанным РО подсчитывались средневзвешенные нефтенасыщенные толщины. Условные площади распространения коллекторов подсчитывались путем деления запасов на средневзвешенные нефтенасыщенные толщины. Поэтому параметры плотности сеток скважин для различных вариантов разработки при такой осредненной модели носят условный характер. Для характеристики вариантов разработки для такой осредненной модели скорее подходит параметр Крылова, равный количеству извлекаемых запасов на одну скважину.

Предполагалось, что при использовании этой модели разбуриваение месторождения будет осуществляться независимо от параметров пластов в отдельных пачках и блоках, последовательно, согласно соответствующим, принятым в технологической схеме "коврам бурения и обустройства", сразу после строительства каждого участка дорог и подъездов к площадкам для бурения скважин. Разбуривание периферийной части месторождения (третий РО) было запланировано на завершающем этапе его разработки. С целью повышения охвата пласта процессом внутрипластового горения в чисто нефтяной и водонефтяной зонах залежей предусматривалась эксплуатация добывающих и

нагнетательных скважин при давлении ниже давления насыщения в течение 1,5–3 лет. Как показывает опыт РНМ с применением внутрипластового горения, наличие равномерной газонасыщенности коллектора и смыкание трещин в нем при снижении давления способствуют повышению охвата пласта закачиваемым воздухом. Кроме того, для вовлечения в разработку нижележащих пропластков при освоении воздухо-нагнетательных скважин воздух предлагается закачивать по затрубному пространству, продолжая одновременно отбирать жидкость из нее штанговым глубинным насосом. Так как для поддержания устойчивого горения в пласте требуются высокие темпы закачки воздуха и соответствующие отборы, то плотность расстановки добывающих скважин в 2 раза больше, чем нагнетательных, т.е. на одну нагнетательную скважину приходятся две добывающие. В газонефтяных зонах месторождения в течение первых 3 лет разработки предусматривалась закачка в нефтяные пропластки горячей воды, либо водного раствора полиакриламида, либо карбонизированной воды. Закачиваемая горячая вода создает обширную прогретую зону вокруг нагнетательных скважин, которая при переходе на реализацию внутрипластового горения обеспечивает полное потребление кислорода и, следовательно, безопасное ведение работ. Для предотвращения прорыва кислорода в добывающие скважины и повышения их продуктивности планировалось также проведение термических обработок этих скважин путем либо периодической закачки пара (горячей воды), либо проведения циклических термохимических обработок скважин.

Во втором подходе к построению модели продуктивных пластов Русского месторождения учитывались по возможности все достоверно известные геолого-физические его особенности. При этом в каждой пачке блока выделяли по два РО: первый – с нефтенасыщенной толщиной в подгазовой части не менее 10 м и в водонефтяной – не менее 5 м; и второй – вся остальная нефтенасыщенная часть пачки и блока. Количество выделенных таким образом РО по месторождению в целом составило 33, причем в первой пачке выделено 16 РО, во второй – 10, в третьей – 6 и в четвертой – 1. Таким образом, второй подход – это, по сути дела, реализация достаточно полной детерминированной модели пласта. Темп разбуривания и обустройства месторождения как в первом, так и во втором подходе был принят единым, согласно техническому заданию. Разбуривание и обустройство месторождения, согласно второму подходу, предполагалось производить по РО с переходом буровиков и строителей после полного обустройства одного объекта на другой. Промежуток времени от окончания бурения до ввода скважины в эксплуатацию принимался равным 1 году. Ввод в эксплуатацию РО планировался последовательным по убыванию их запасов (нефтенасыщенных толщин), начиная с наибольших. Реализация второго подхода оказалась невозможной без применения системы автоматизированного проектирования разработки. Такая система была создана на кафедре разработки и эксплуатации нефтяных месторождений МИНГ им.И.М.Губкина (САПР РНМ) и использована для расчета соответствующих вариантов разработки месторождения. Расчетные объекты, рассматривавшиеся в САПР, в дальнейшем

обозначены РО САПР. В целом по месторождению результаты расчетов по охарактеризованным вариантам моделей месторождения оказались достаточно близкими. В качестве основной технологии разработки нефтяных, водонефтяных и частично газонефтяных частей, всех пачек и блоков месторождения принималось влажное внутрипластовое горение, в некоторых вариантах с закачкой в пласт вместо обычной или сточной воды водного раствора щелочи. "Промежуточной" технологией разработки газонефтяных частей является вытеснение нефти горячей водой (с температурой на устье скважин 300–320°С), закачиваемой по колоннам теплоизолированных насосно-компрессорных труб при закачке по затрубному пространству холодной воды для снижения темпа растепления скважины. Для технологии процесса влажного внутрипластового горения вначале рассчитывались технологические показатели разработки элемента системы разработки *[310]*. Для расчета вытеснения нефти горячей водой из элемента системы разработки использовалась методика *[36]*, а для оценок – методика Ловерье. После расчета технологических показателей для одного характерного элемента системы разработки технологические показатели для РО и месторождения в целом получали путем суммирования с учетом разновременности ввода элементов в разработку и их выбытия согласно "ковру бурения и обустройства" и технологическому окончанию разработки элементов.

При расчетах с использованием САПР РНМ фактически рассчитывали технологические показатели не для "характерного" элемента, а для каждого "индивидуального" элемента с учетом присущих ему физико-геологических и технологических особенностей. Элемент считался выбывшим из разработки при подходе к добывающим скважинам зоны с температурой выше 120°С. Аналогичные расчеты были проведены для других параметров плотности сетки скважин (см. табл. *4.2*). Получены коэффициенты охвата пластов процессом влажного внутрипластового горения при различных параметрах плотности сетки скважин для трех частей Русского месторождения. Количество резервных скважин, учитывая достаточно плотную основную сетку скважин, по основной части месторождения принято равным 15% основного фонда скважин для периферийной части, а с учетом ее разбуривания в последнюю очередь и получения достаточно полного представления о строении месторождения в целом – 10% основного фонда скважин. Главная цель резервных скважин – повышение охвата пластов воздействием.

При использовании такой достаточно сложной технологии разработки, как влажное внутрипластовое горение, возникает желание рассчитать большое число вариантов разработки, различающихся плотностью сетки скважин, степенью детальности учета реального геологического строения пластов и некоторыми технологическими параметрами, главным образом водо-воздушным отношением. Рассматривались семь расчетных вариантов, включая базовый., различающихся плотностью сетки скважин, геологическим строением пластов и водовоздушным отношением (ВВО).

Таблица 4.2. Характеристика расчетных вариантов

N п/п	ПСС, 10^4 га/скв.	Число РО	ВВО, 10^{-3} $м^3/м^3$
1	12,7(базовый)	1	-
2	4,0	3	1,3
3	6,0	3	1,1
4	7,0	33(САПР)	2,0
5	8,0	33(САПР)	2,0
6	9,0	3	1,1
7	10,0	33(САПР)	2,0

В качестве базового варианта была рассчитана разработка месторождения при режиме истощения с учетом напора краевых вод и газовой шапки и поступления воды и газа в добывающие скважины. Основные исходные параметры, характеризующие свойства месторождения, технологию и систему его разработки для основных и базового вариантов, использованные при расчете вариантов разработки, представлены в табл. *4.3*.

Таблица 4.3. Расчетные параметры

Параметр, размерность	Значение, принятое в расчетах
Средняя глубина скважины, м	925
Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина пласта, м	13,72
Пористость, д.ед.	0,32
Средняя нефтенасыщенность, д. ед.	0,70
Начальное газосодержание, $м^3/м^3$	15,0
Начальное пластовое давление, МПа	8,5
Начальная пластовая температура, °С	18,0
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	250
Проницаемость, $мкм^2$	0,8
Объемный коэффициент нефти	1,04
Коэффициент теплопроводности, Вт/м·К	
коллекторов	1,3
окружающих пласт пород	1,65
Плотность дегазированной нефти, $т/м^3$	0,94
Коэффициент температуропроводности, 10 $м^2/с$	
коллекторов	5,7
окружающих пласт пород	7,9
Удельная теплоемкость, кДж/кг·К	
коллекторов	1,2
окружающих пласт пород	0,8

Для всех рассмотренных вариантов разработки по каждому из выделенных геолого-физических объектов и каждому расчетному объекту были проведены расчеты технологических показателей. При этом в отличие от обычно применяемых в практике проектирования расчетов показателей разработки для характерного элемента расчеты с использованием САПР РНМ проводились для каждого элемента системы разработки. Поэтому они не являются характерными для всего месторождения. Для системы автоматизированного проектирования САПР РНМ значительно более представительны показатели разработки

РО, различающихся технологиями воздействия. Как указывалось выше, при использовании САПР РНМ было выделено 33 расчетных объекта. Срок разработки РО с применением процесса влажного внутрипластового горения (ВВГ) составляет 43 года. Предельная обводненность добываемой продукции в конце срока разработки этого РО составит 81,5%. Здесь необходимо сделать следующее замечание. С точки зрения экономики такая обводненность продукции не является предельно допустимой. Однако в данном случае она есть следствие реализуемой технологии. Отключение добывающих скважин производится при подходе к ним высоко-температурной пароводяной зоны. К этому времени отбираются все извлекаемые с помощью данной технологии запасы. Технологические показатели вариантов разработки рассчитывали с учетом возможностей и мощностей буровых организаций и разновременности ввода в разработку ЭО и отдельных блоков (РО). Определение последовательности ввода в разработку при достаточно большом их числе представляет собой сложную оптимизационную задачу. В технологической схеме последовательность разбуривания РО и отдельных блоков определялась следующим образом. После определения сроков разработки максимальных по запасам элементов системы разработки в пределах каждого РО выбирались время начала и интенсивность разбуривания этих РО. При этом РО, разрабатываемые в пределах одного блока с различными технологиями, начинают разбуриваться одновременно или почти одновременно. Выполнение такого условия, как отмечено выше, позволит снизить степень риска использования технологии ВВГ в подгазовых частях структуры и тем самым повысить надежность МВ. Определяемые таким образом очередь и направление разбуривания месторождения позволяют оптимизировать технологические и технико-экономические показатели разработки в пределах каждого РО и не затягивать сроки разработки всего месторождения в целом. С учетом различной степени детализации геологической информации и, как следствие, различного числа выделенных РО, а также различий в последовательности разбуривания залежи и плотности сетки скважин было составлено семь расчетных вариантов разработки, включая базовый (разработку месторождения на естественном режиме: 1 – базовый, 2–7 – варианты с воздействием на пласт с помощью метода ВВГ и плотностями сеток скважин соответственно 4, 6, 7, 8, 9, 10 га/скв. Они были рассчитаны с использованием САПР РНМ. На рис. *4.2* представлена динамика добычи нефти по всем расчетным вариантам разработки. Из них выбраны три основных варианта разработки с применением метода воздействия с плотностями сеток скважин 6, 7 и 9 га/скв., а также базовый вариант, необходимый для последующего сравнения. Вариант 2 с плотностью сетки 4 га/скв. имеет слишком большие фонд скважин, срок разбуривания и, как следствие, срок разработки. Вариант 5 с плотностью сетки 8 га/скв. имеет сходные показатели с вариантом 6 (ПСС = 9 га/скв), но больший фонд скважин, а вариант 7 с плотностью сетки 10 га/скв. не обеспечивает заданного коэффициента нефтеотдачи и позволяет извлечь лишь 36% первоначально находящейся в пласте нефти. Из трех основных

вариантов в качестве рекомендуемого выбран вариант 4 (см. табл. *4.4*) с плотностью 7 га/скв. как обеспечивающий высокий коэффициент извлечения нефти (0,418) и, как следует из дальнейшего технико-экономического анализа, обладающий максимальной расчетно-денежной оценкой. Отметим, что рекомендуемый вариант рассчитан с использованием САПР РНМ и выделением 33 расчетных объектов. На рис. *4.3* приведена динамика добычи нефти по нескольким наиболее крупным расчетным объектам для рекомендуемого варианта 4 с плотностью сетки скважин 7 га/скв.

Таблица 4.4. Технологические показатели разработки рекомендуемого варианта 4

Показатели	Значение
ПСС,10^4 $м^2$ /скв.	7
Темп отбора при максимальном уровне (от утвержденных НИЗ),%	3,3
Год выхода на максимальный уровень	9
Продолжительность максимального уровня, годы	3
Конечный коэффициент извлечения нефти, д.ед.	0,418
Средняя обводненность к концу разработки, %	84,0

По базовому варианту коэффициент извлечения нефти (КИН) имеет величину 0,1. Все основные варианты – 3, 4, 6 – обеспечивают высокую степень извлечения нефти из недр и дают прирост КИН за счет применения метода ВВГ соответственно 0,34, 0,318 и 0,317.

Дискретизация области.

Одной из наиболее трудных и требующих больших временных затрат является задача дискретизации рассматриваемого нефтяного месторождения. Выбор метода дискретизации зависит от особенностей рассматриваемой задачи: типа геологической модели, размеров залежи, количества и качества исходных данных для описания пласта; требуемой точности вычислений; количества, вида и местоположения скважин, а также предыстории разработки залежи; вида воздействия на нефтяную залежь; вычислительной техники и программного обеспечения; уровня квалификации и экономических возможностей команды инженеров-разработчиков. В последние годы арсенал применяемых методов дискретизации чрезвычайно расширился: гибридные решетки; криволинейные решетки (трубки тока); решетки Вороного; динамические решетки; гибкие решетки. В САПР РНМ для дискретизации базисных элементов СРС используются трубки тока. Разработаны методы дискретизации для однорядной, пятиточечной и семиточечной СРС. Ниже приводится краткое описание основных особенностей распространенных типов решеток (см. табл. 4.5).

Наиболее известные типы решеток - блочная (картезианская) и узловая решетки. Узловая решетка хорошо учитывает перетоки между блоками, тогда как блочная особо пригодна для учета величины аккумуляции массы жидкости в блоке. В случае, если эти решетки квадратные, то разница в использовании этих решеток пренебрежимо мала. При нерегулярном разбиении узловая решетка дает лучшие результаты *[n1]*. При моделировании процессов вытеснения очень часто появляется необходимость в увеличении точности расчетов в тех

областях, где происходит резкое изменение давления, температуры или насыщенности. Давление резко изменяется в зонах вблизи точечных источников - скважин, а температура и насыщенность - на тепловом фронте и фронте вытеснения нефти водой (в случае заводнения). В этом случае обычно сгущают сетку в необходимых участках модели пласта. Основная проблема, с которой приходится сталкиваться при использовании этого типа решеток, заключается в том, чтобы как можно точнее учесть перетоки и вычислить коэффициенты подвижности для потока между маленькими и большими блоками. Различают следующие виды локально-улучшенных типов решеток: блочная; узловая; цилиндрическая; шестиугольная; криволинейная (трубки тока); гибридно-блочная; гибридно-угловая; гибридно-шестиугольная. В целом этот вид дискретизации особенно полезен для моделирования течения вблизи скважин, точного вычисления водонефтяного и газонефтяного отношений.

Впервые локально-ортогональные решетки были предложены Вороным в 1908 г. Блок Вороного определяется как область пространства, более близкого к своей узловой точке, чем к какой-либо другой. Линия, соединяющая узловые точки двух соседних блоков, перпендикулярна к границе между блоками и делится пополам этой границей. Этот метод дискретизации чрезвычайно гибок к учету особенностей строения залежи (трещин, скважин, зон замещения коллектора и т.д.) вследствие возможности широкого использования различных типов модулей. Модули встраиваются в обычную решетку и при необходимости легко вращаются, перемещаются и даже сжимаются.

Ортогонально-криволинейные решетки конструируются путем численного решения уравнений для трубок тока и эквипотенциалей, которые, как известно, ортогональны друг к другу. Никакого другого условия, кроме ортогональности не накладывается на эти решетки. Основная разница в использовании трубок тока и криволинейных решеток заключается в том, что первые не допускают течения вдоль эквипотенциальных линий. В работе *[s9]* предложен метод генерации криволинейных решеток, удовлетворяющий произвольным начальным и граничным условиям.

Блочно-однородные решетки генерируются из наиболее обнородных блоков. В качестве начальной решетки берется обычная блоковая, которая итерационно видоизменяется к блочно-однородной путем минимизации потенциальной энергии в блоках предыдущей решетки *[g1]*. В общем случае из любой статической решетки может быть получена динамическая, которая будет изменяться по форме и перемещаться в пространстве со временем. Основная проблема, с которой приходится сталкиваться - это необходимость улучшения точности и эффективности вычислений *[b12]*.

В заключение стоит отметить, что выбор типа решеток и числа блоков моделируемого пласта остается до сих пор сложным искусством. Использование СИИ для выбора решетки *[a18]* для конкретного сложнопостроенного пласта может помочь снизить временные затраты на дискретизацию нефтяных залежей с 100-150 до 10-15 дней.

Таблица 4.5. Типы дискретизации предметной области - нефтяного пласта.

Тип решетки	Тип задач РНМ	Достоинства	Недостатки
1.Ортогональная 1.1 Блочная	однородный пласт	учитывает накопления массы в блоке	-
1.2 Узловая	неоднородный	точна в учете перетока между блоками	не используется в коммерческих пакетах
2.Локально-улучшенная 2.1. Блочная	полномасштабное моделирование процессов вытеснения	учитывает резкие изменения параметров	точность вычислений ниже, чем для тонких сеток
2.2. Узловая	-	точные расчеты	-
2.3. Гибридная	ОПЗС, определение ВНО	высокая точность в областях вблизи скважин	допущения при вычислении подвижностей
3.Решетка Вороного (локально-ортогональная)	конусообразование в скважинах, неоднородные, трещиноватые пласты, моделирование скважин	снижает эфект ориентации решетки, локально-ортогональные, модули для создания решеток	сложные матрицы Якобиана по сравнению с традиционными методами
4. МКЭ	моделирование термических методов	моделирование геометрии залежи	стоимость вычислений
5.Ортогонально-криволинейная	сложно-построенные пласты	удовлетворяет произвольным начальным и граничным условиям	сложные решетки для простых пластов
6.Блочно-однородная	полномасштабное моделирование пласта	относительно несложные вычисления	-
7.Динамическая	сложные динамические процессы в пластах	изменение структуры порового пространства во времени	сложные виды вычислений

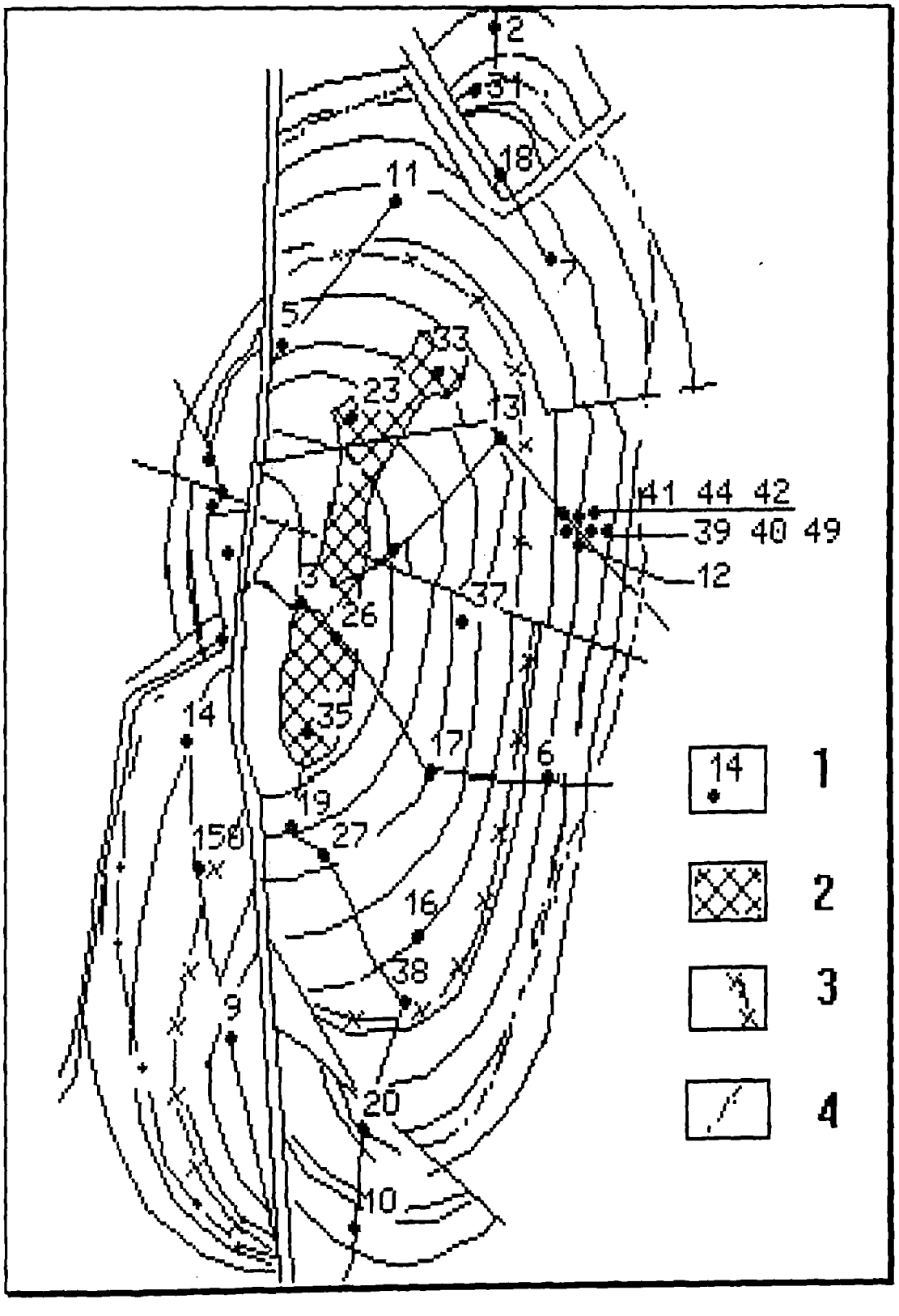


Рис. 4.1. Структурная карта кровли продуктивной пачки I Русского месторождения [*И5*]

1 – номер скважины; 2 – зона размыва глинистого раздела между пачками I и II; 3 – контур газоносности; 4 – контур нефтеносности

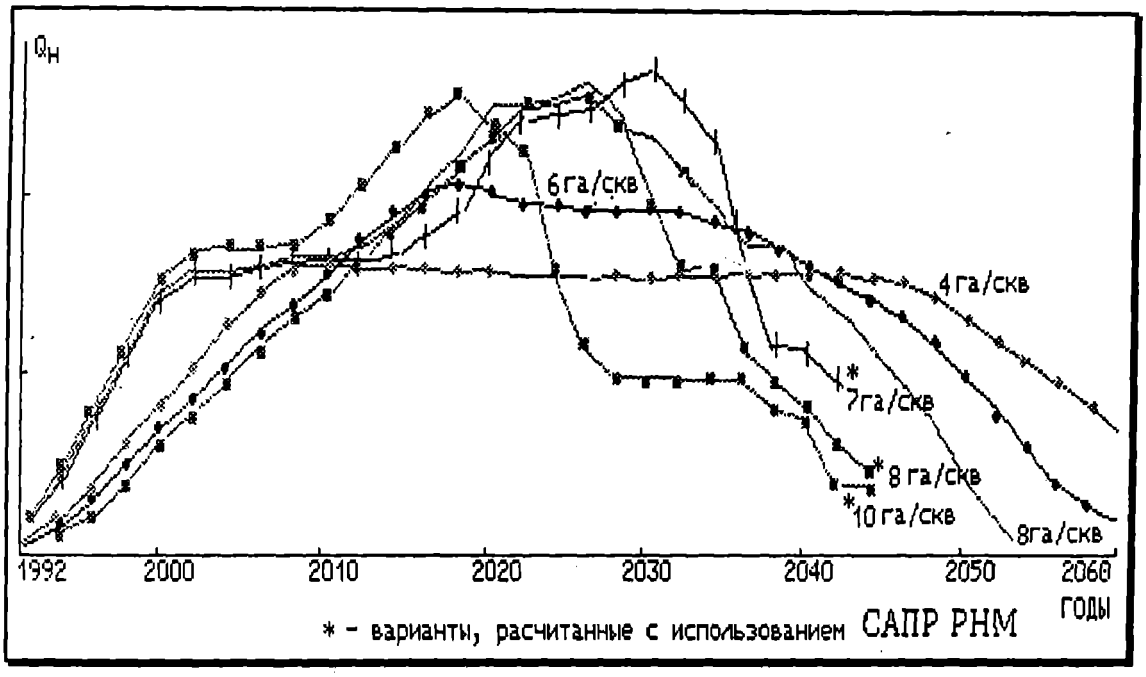


Рис. 4.2. Динамика добычи нефти по расчетным вариантам разработки Русского месторождения (пояснения в тексте)

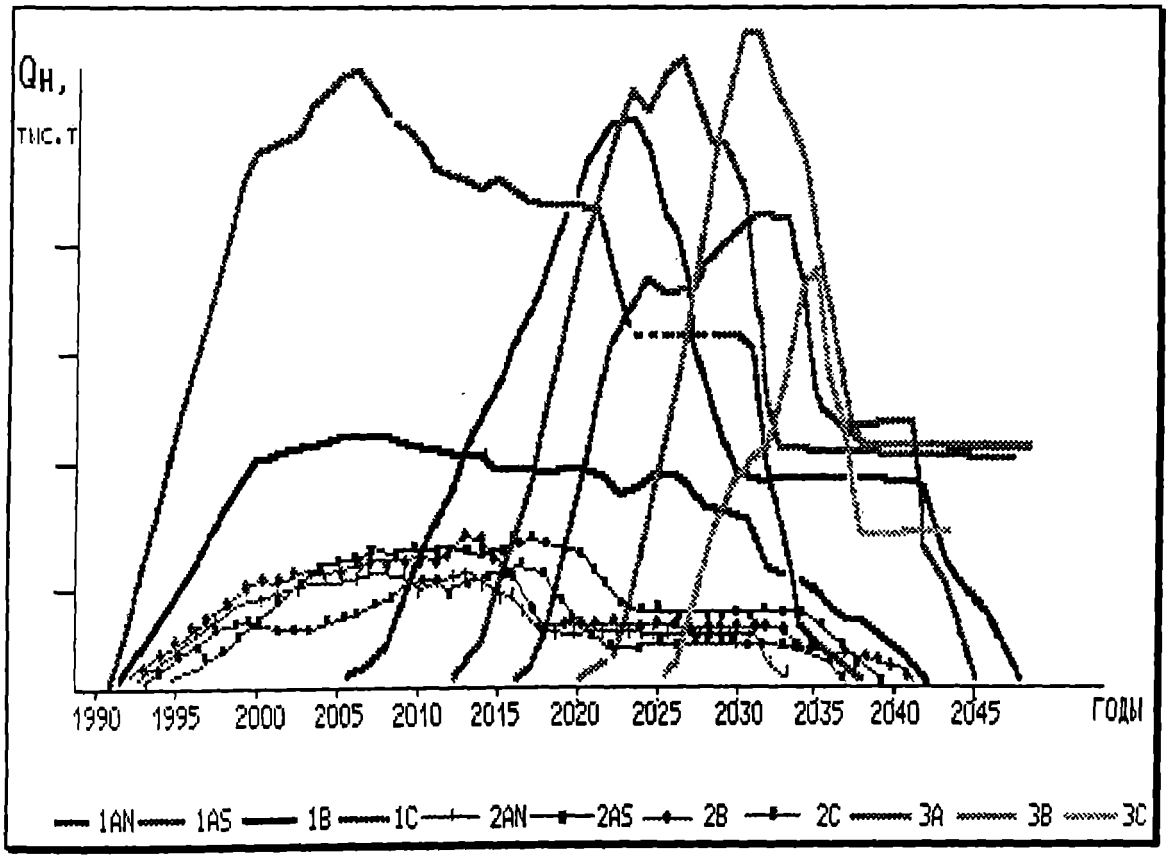


Рис. 4.3. Динамика добычи нефти по расчетным объектам, полученная с помощью САПР РНМ (пояснения в тексте)

4.2. База данных по РНМ с применением методов активного воздействия

Автоматизированная система многомерного статистического и нечеткого анализа предназначена для обработки геологических, технологических и экономических данных об успешных, многообещающих и неуспешных проектах МУН/МПН. Данные представлены в виде матрицы nxp (где n – число проектов, p – число параметров). Статистический и нечеткий анализ решает задачи: первичного статистического анализа (построения гистограмм, функций распределений); выделения основных зависимостей; изучения структуры материала, его однородности и разбиения на однородные группы (кластеры); прогнозирования успешности применения в новых нефтегазоносных районах; построения многомерных нечетких функций распределения по каждому МВ; определения степени близости между вновь вводимыми в разработку залежами и объектами (БД). Данная система рассчитана на пользователя, который не имеет специальной подготовки в области математической статистики и теории нечетких множеств. Обоснование и принятие решений выполняется в системе автоматически по встроенным алгоритмам. Диалог с пользователем – геологом, разработчиком ведется в доступной форме и не требует специальной математической подготовки. Результаты исследований выдаются в форме документов, доступных для чтения инженером. Система предусматривает полный контроль за ошибками пользователя. Она решает задачи сравнения данных, объединения данных, иерархического группирования данных.

Структура базы данных залежей УВ

Методика приведения к третьей нормальной форме лежит в основе БД залежей УВ. Суть этой методики состоит в следующем. Строится универсальное множество U, т.е. множество атрибутов всех объектов, входящих в базу данных. Элементу множества $U = \{A_1,\ldots,A_n\}$ ставится в соответствие множество значений D_1, которое называется доменом атрибута A_1 ($D_1 = \mathrm{dom}(A_1)$). Тогда множество D представляет собой дизъюнкцию доменов всех атрибутов, входящих в U,

$$D = D_1 \cup D_2 \cup \ldots \cup D_n.$$

На следующем этапе находятся отображения t_j из U в D, удовлетворяющие следующему ограничению: $t_j(A_i) \in D_i$, $i<n$ (т.е. заполняется таблица, столбцы которой помечены элементами из U). Такое отображение t_j называется кортежем. Множество отображений $\{t_1,t_2,\ldots,t_p\}$ из U в D определяет универсальное отношение r_0. В этом случае U есть схема универсального отношения. Полученное универсальное отношение является представлением информационного фонда B, $B = r_0$, такое представление информационного фонда не лишено избыточности. Разбиение на более мелкие отношения (проекции) позволяет сформировать рациональное универсальное отношение.

Сложность структуры базы данных влечет за собой необходимость построения интерфейса ее сопровождения, рассчитанного на конечного пользователя – инженера-разработчика. Анализ информационных потребностей инженеров-разработчиков позволил заключить, что все они могут быть сформулированы следующим образом: найти объект, который удовлетворяет некоторой совокупности условий, и затем вывести обработанные значения характеристик найденного объекта в некоторой форме. В формализованном виде это можно представить как

НАЙТИ: $O = \sigma_c (B)$;
ВЫВЕСТИ: $Z = \omega_f \pi_A (O)$,

где σ_c – оператор выбора объекта, удовлетворяющего условию С; В – информационный фонд банка данных; ω_f – преобразование атрибутов объекта при выводе; π_A – преобразование, проецирующее найденный объект на пространство координат, заданное множеством А.

Табличная форма общения наиболее привлекательна для инженеров-нефтяников, что соответствует рассмотрению условия С как конъюнкции условий, наложенных на отдельные атрибуты объекта, т.е.

$$C = \bigwedge_{i=1}^{l} h_i (A_i, a_{i1}, \ldots, a_{ik}),$$

где каждая из h_i – функция алгебры логики от элементарных предикатов. Другая часть запроса – описание вывода (ОВ) – определяется видом преобразования w_f. Запрос погружен в диалоговую среду, чтобы облегчить пользователю ввод запроса, избавить его от необходимости знать логическую структуру базы данных. В базе данных содержатся геолого-физическая информация и основные технико-экономические показатели разработки более 800 месторождений мира, где применялись методы повышения нефтеотдачи. На основе информации, содержашейся в созданной базе данных, по МВ был проведен многокритериальный анализ успешных и многообещающих проектов разработки. Созданная база данных имеет следующую структуру.

1. Общие сведения о месторождении: название месторождения; фирма-оператор; страна; успешность применения метода.

2. Геолого-физические параметры пласта: проницаемость; пористость; начальная нефтенасыщенность; конечная нефтенасыщенность; глубина залегания пласта; пластовая температура; пластовое давление.

3. Свойства пластовой нефти: вязкость нефти; плотность нефти.

4. Основные технико-экономические показатели разработки: год начала разработки; площадь участка; число нагнетательных скважин; число добывающих скважин; предшествующий режим разработки; МВ на пласт; общая добыча нефти; добыча нефти за счет МВ; прибыль; стадия проекта.

В базе данных содержатся сведения о проведении около 20 МВ на пласт. Анализ проводился по основным классам методов: термическим; физико-химическим; газовым; и по таким наиболее применяемым методам, как воздействие паром; полимерное заводнение; нагнетание

CO_2; нагнетание УГ. Основные группы параметров по которым проводился многокритериальный анализ, были определены экспертным путем: проницемость – пористость; нефтенасыщенность пласта – вязкость пластовой нефти; добыча нефти за счет применения метода – плотность сетки скважин; нефтенасыщенность – добыча нефти за счет метода; пластовая температура – глубина залегания кровли пласта. Результатом анализа является построение характерных функций распределения значений основных геолого-физических и технологических параметров по каждому из указанных методов и по классам методов; построение многомерных функций принадлежности; проведение кластеризации МВ в соответствии с условиями залегания пластов. Многокритериальный анализ дает возможность оценки применения тех или иных методов в заданных геолого-физических условиях. Области распределения успешных и многообещающих проектов воздействия паром представлены на рис. *4.4–4.9*, нагнетания УГ – на рис. *4.10–4.15*. Самое многочисленные и самые крупные по масштабам (до 350 добывающих и 100 нагнетательных скважин) испытания проводятся по закачке пара. При этом получается самая большая добыча – до 15000 т/день. Плотность сетки скважин при этом всего 4 га/скв. При нагнетаниии УГ ПСС достигает 50 га/скв., а дополнительная добыча нефти составляет 1000-2000 т/день. При небольших глубинах (500–3500 м) и температурах (50–200 °С) пласта применяется метод воздействия паром; при глубинах 3–10 тыс.м. и пластовой температуре 100–200 °С применяется нагнетание УГ. При нагнетаниии УГ ПСС 50 га/скв., а дополнительная добыча нефти составляет 1000–2000 т/день. Самые вязкие нефти извлекаются при воздействии паром, а маловязкие – при нагнетании УГ.

Многомерная функция принадлежности нечеткому множеству, успешная коммерческая реализация полимерного заводнения представлены на рис. *4.16*. На рисунке представлена также степень принадлежности Минибаевской площади Ромашкинского нефтяного месторождения к рассматриваемому нечеткому множеству. Из этой диаграммы следует, что применение полимерного заводнения на Минибаевской площади согласно средним значениям по проницаемости, пористости, глубине залегания и вязкости пластовой нефти будет успешным. В то же время, степень применимости полимерного заводнения по текущей нефтенасыщенности лежит в интервале от 0.5 до 0.8.

На рис. *4.17* и *4.18* представлены карты применимости полимерного заводнения по пористости и проницаемости на этой площади соответсвенно. Между этими картами существует высокая степень согласованности. Примерно на 40 % процентах всей площади применение полимерного заводнения обещает быть весьма эффективным, и примерно на 30% площади его применение малоперспективно.

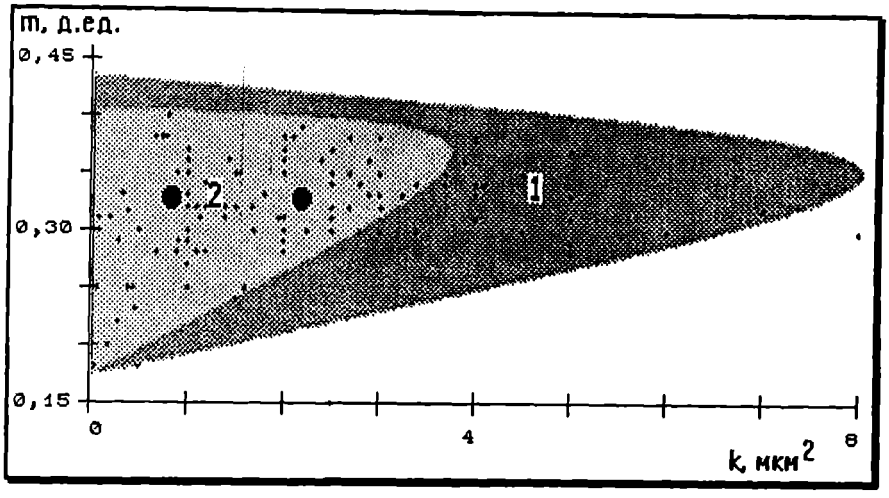


Рис. 4.4. Области распределения успешных (1) и многообещающих (2) проектов воздействия паром в зависимости от пористости m и проницаемости k

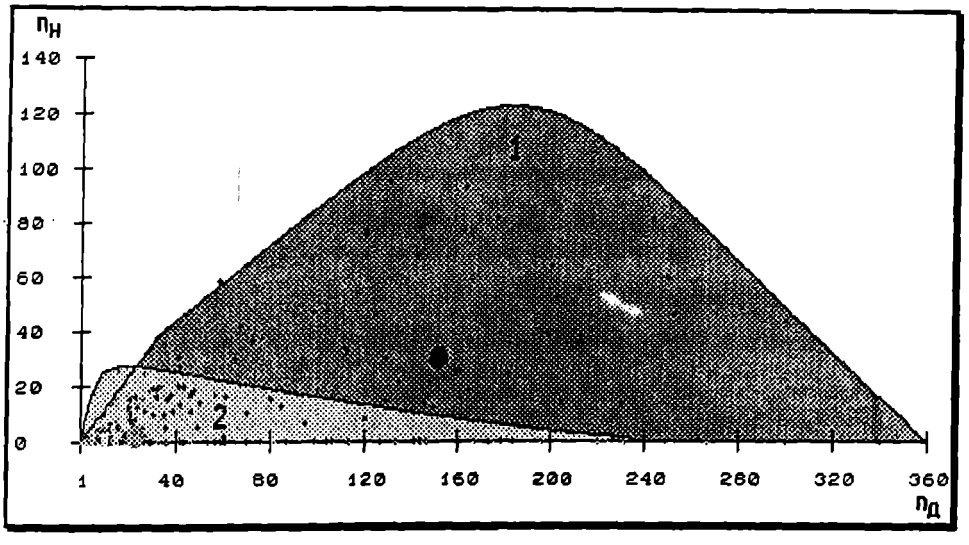


Рис. 4.5. Области распределения успешных (1) и многообещающих (2) проектов воздействия паром в зависимости от $n_н$ (число нагнетательных скважин) и $n_д$ (число добывающих скважин)

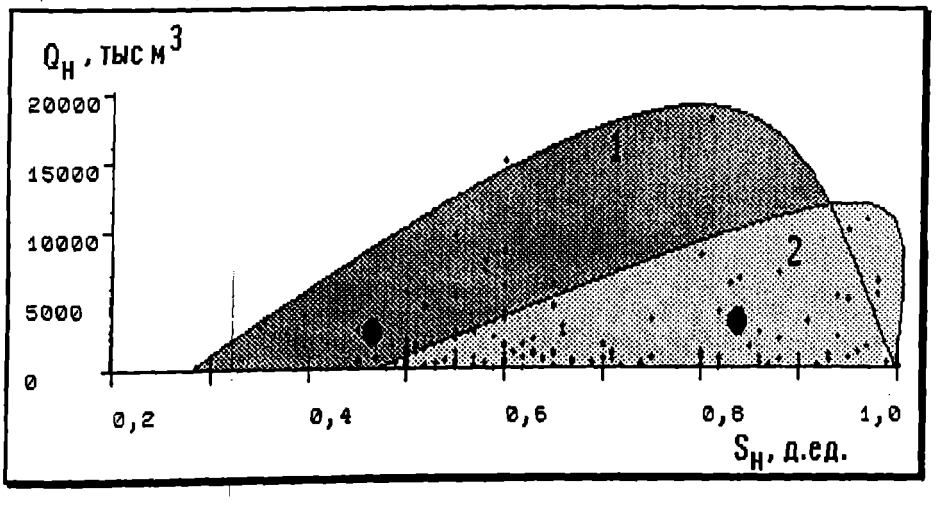


Рис. 4.6. Области распределения успешных (1) и многообещающих (2) проектов воздействия паром в зависимости от добычи за счет МВ $Q_н$ и начальной нефтенасыщенности $S_н$

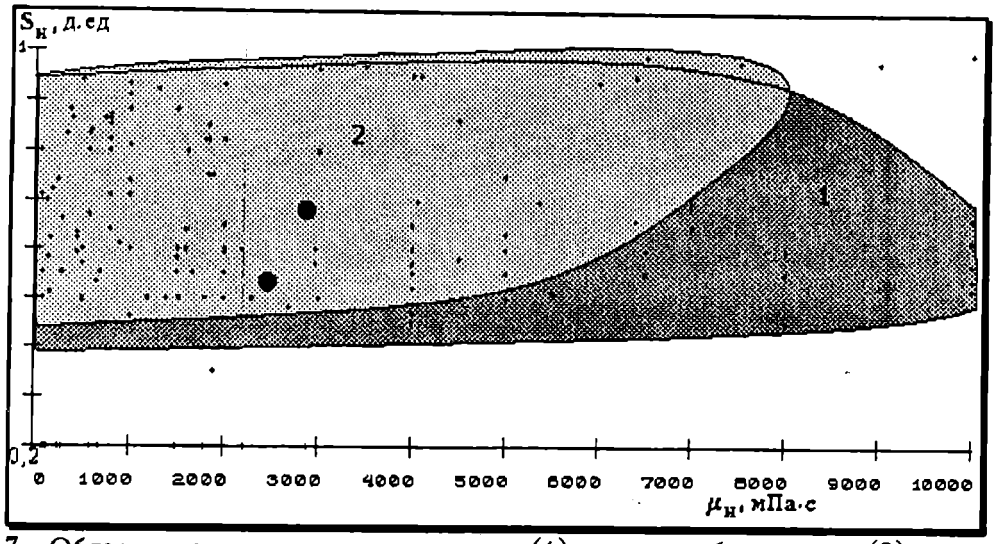


Рис. 4.7. Области распределения успешных (1) и многообещающих (2) проектов воздействия паром в зависимости от начальной нефтенасыщенности $S_н$ и вязкости пластовой нефти $\mu_н$

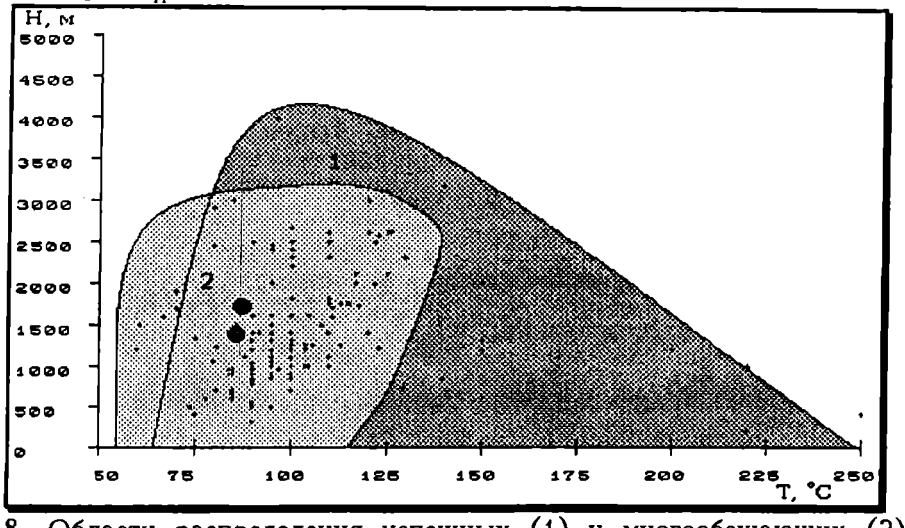


Рис. 4.8. Области распределения успешных (1) и многообещающих (2) проектов воздействия паром в зависимости от глубины залегания кровли пласта H и пластовой температуры T

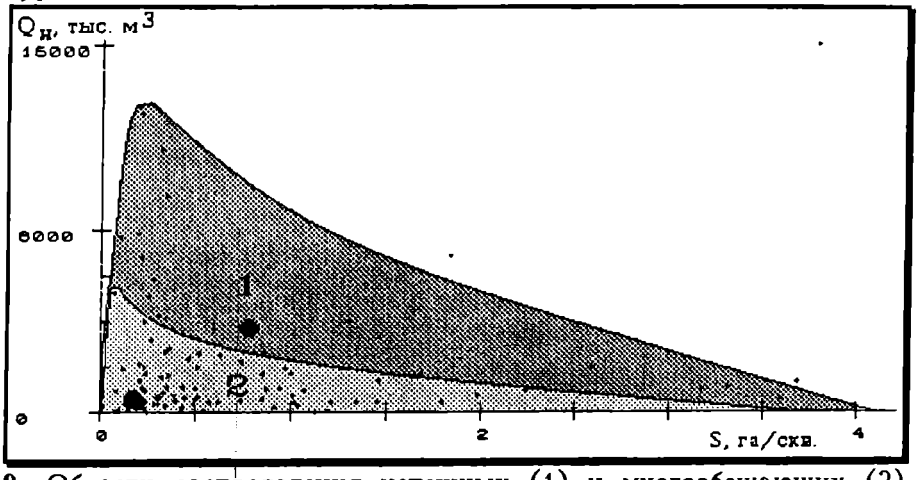


Рис. 4.9. Области распределения успешных (1) и многообещающих (2) проектов воздействия паром в зависимости от добычи нефти за счет МВ $Q_н$ и плотности сетки скважин S

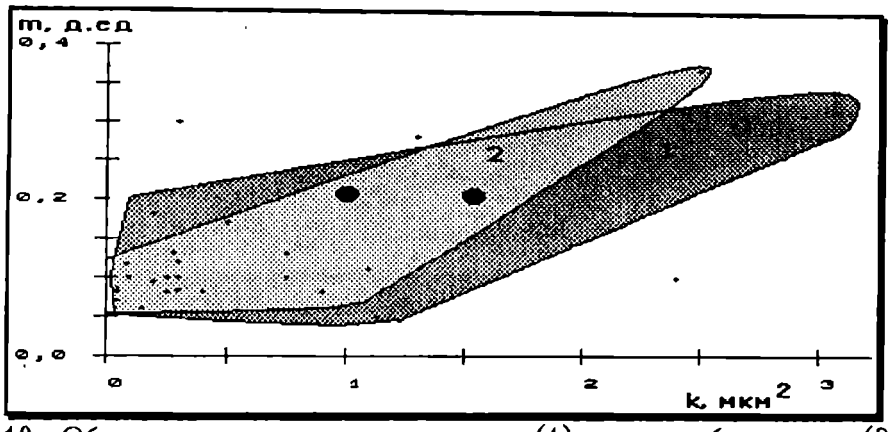


Рис. 4.10. Области распределения успешных (1) и многообещающих (2) проектов нагнетания УГ в зависимости от пористости m и проницаемости k

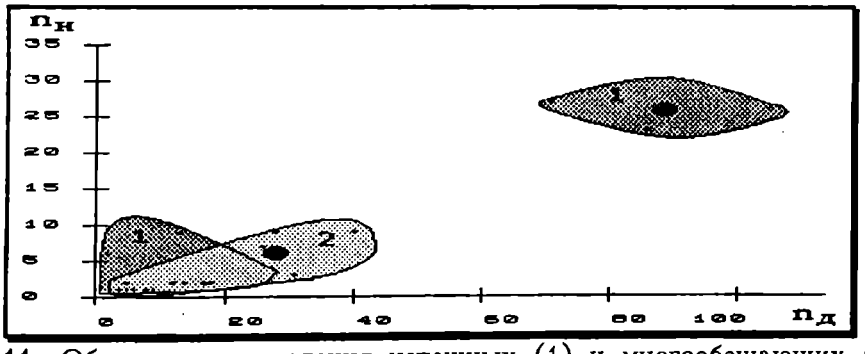


Рис. 4.11. Области распределения успешных (1) и многообещающих (2) проектов нагнетания УГ в зависимости от $n_н$ (число нагнетательных скважин) и $n_д$ (число добывающих скважин)

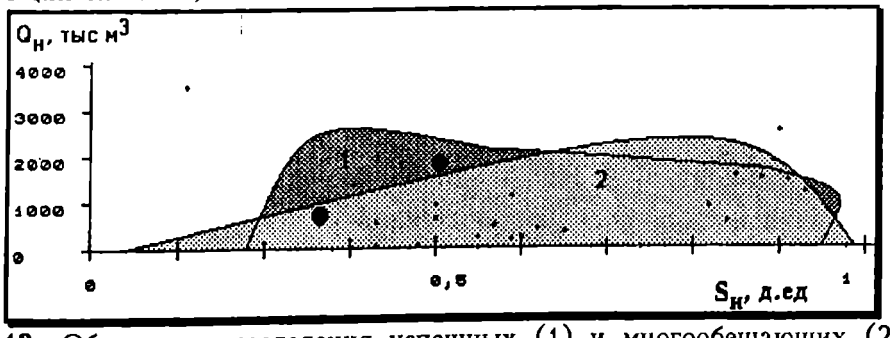


Рис. 4.12. Области распределения успешных (1) и многообещающих (2) проектов нагнетания УГ в зависимости от добычи за счет МВ $Q_н$ и начальной нефтенасыщенности $S_н$

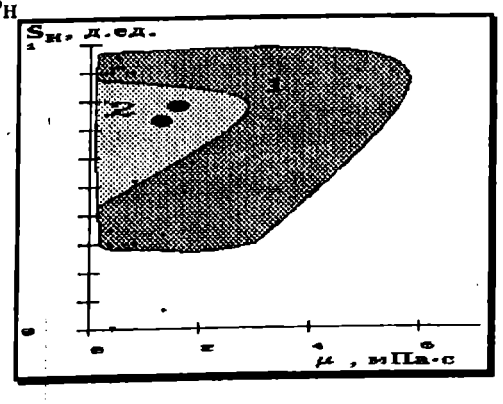


Рис. 4.13. Области распределения успешных (1) и многообещающих (2) проектов нагнетания УГ в зависимости от начальной нефтенасыщенности $S_н$ и вязкости пластовой нефти $\mu_н$

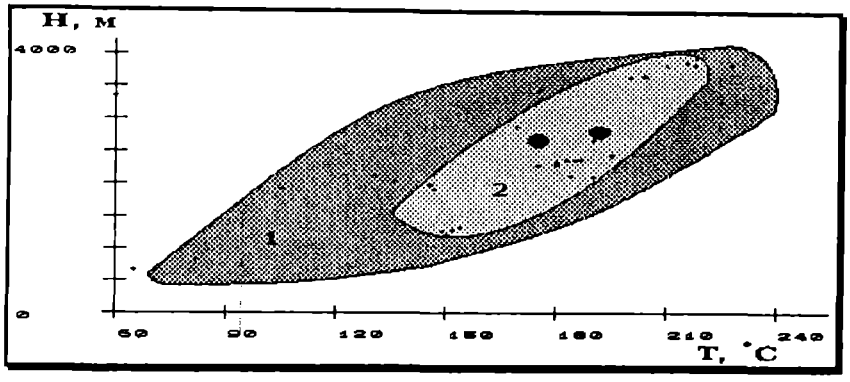


Рис. 4.14. Области распределения успешных (1) и многообещающих (2) проектов нагнетания УГ в зависимости от глубины залегания кровли пласта H и пластовой температуры T

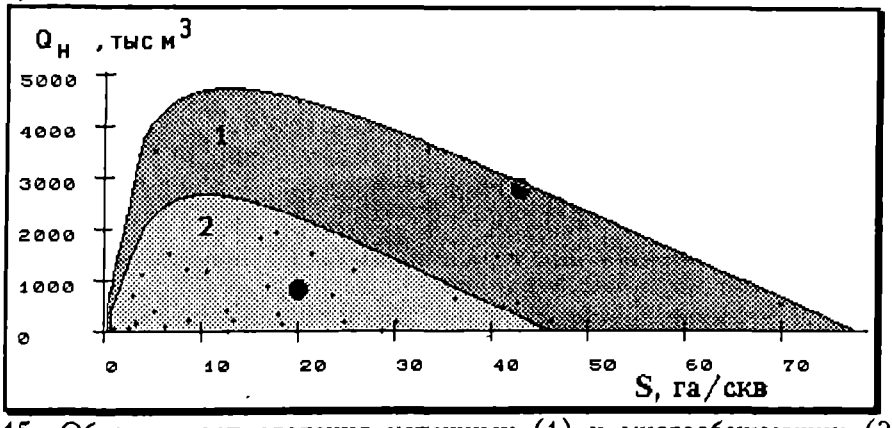


Рис. 4.15. Области распределения успешных (1) и многообещающих (2) проектов нагнетания УГ в зависимости от добычи нефти за счет МВ $Q_н$ и плотности сетки скважин S

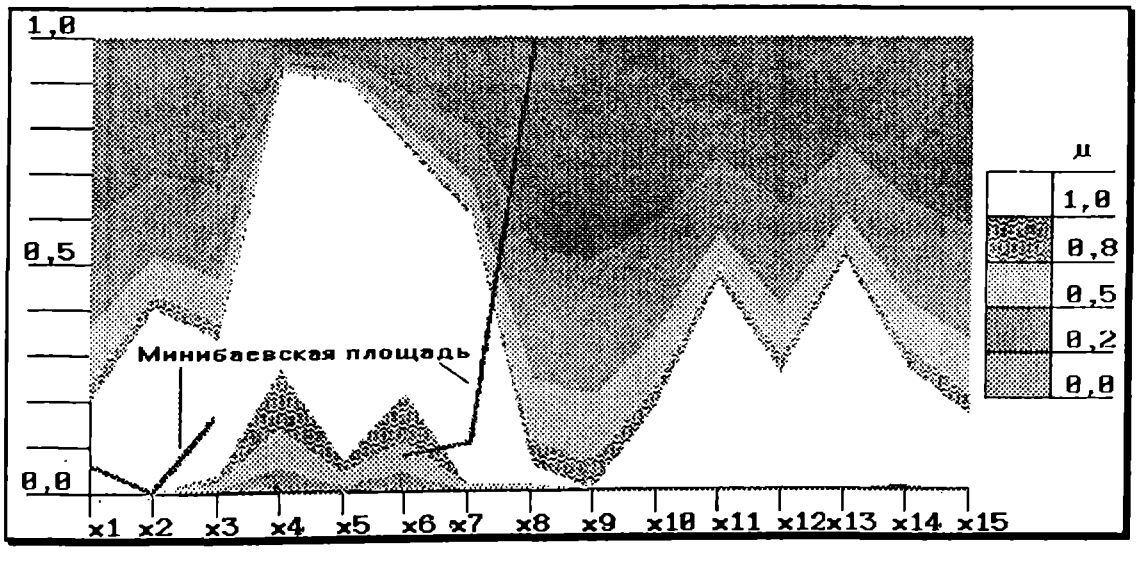


Рис. 4.16. Многомерная функция принадлежности нечеткому множеству "успешная коммерческая реализация полимерного заводнения" и параметры Минибаевской площади

x1 – минимальная проницаемость; x2 – максимальная проницаемость; x3 – пористость; x4 – начальная нефтенасыщенность; x5 – остаточная нефтенасы-щенность; x6 – пластовая температура; x7 – глубина; x8 – плотность нефти; x9 – вязкость нефти; x10 – число добывающих скважин; x11 – число нагнетательных скважин; x12 – площадь залежи; x13 – ПСС; x14 – интенсивность СР; x15 – нефтеотдача за счет МВ

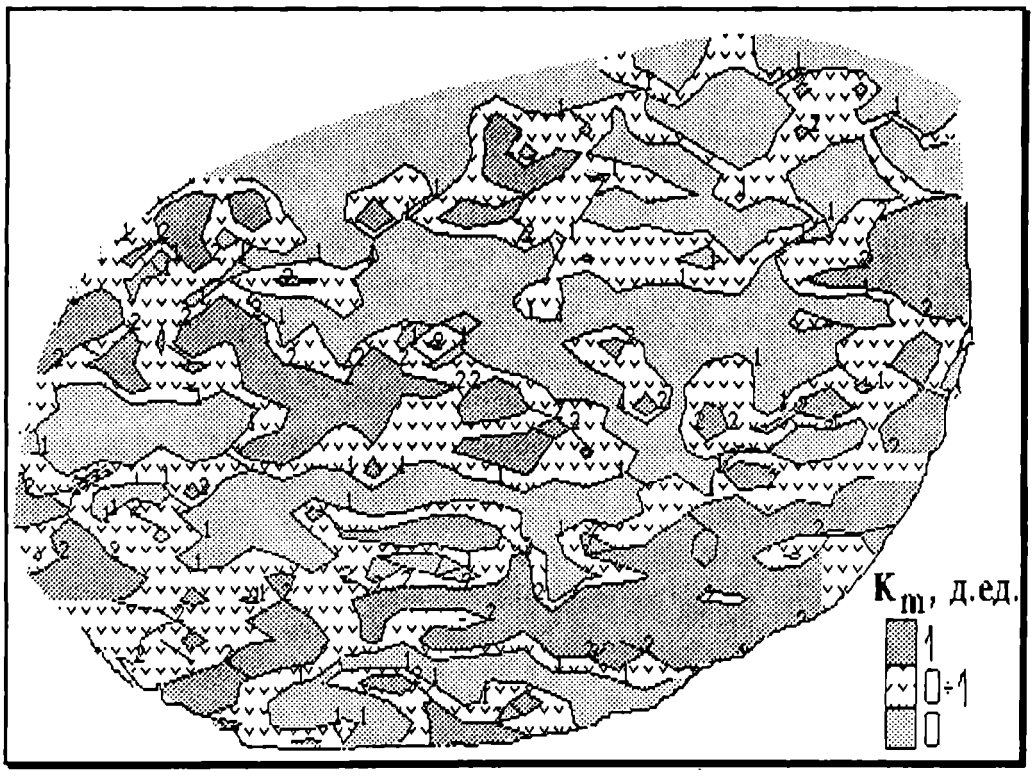


Рис. 4.17. Карта применимости K_m полимерного заводнения в зависимости от пористостости для Минибаевской площади

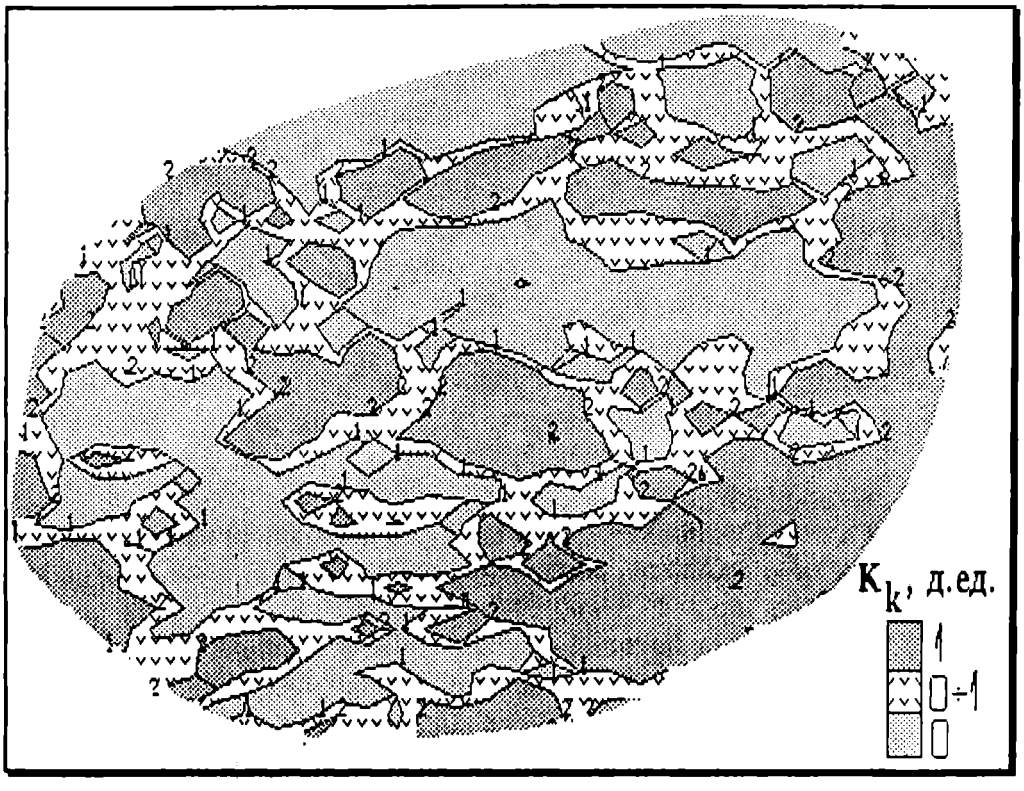


Рис. 4.18. Карта применимости K_k полимерного заводнения по проницаемости для Минибаевской площади

Выбор методов воздействия для месторождений Волгоградской области

Исследование эффективности применения методов воздействия на залежах Волгоградской области проводилось по совокупности геолого-физических параметров и в наибольшей степени влияющих на эффективность процессов воздействия. Это параметры: проницаемость-пористость; пластовая температура-глубина залегания; вязкость пластовой нефти-начальная нефтенасыщенность. Анализировались физико-химические, тепловые и газовые методы воздействия.

Методы воздействия на терригенные коллекторы

Хорошо известно, что проекты с применением МПН и МУН реализуются в различных геолого-физических условиях. При этом результаты применения этих методов не всегда совпадают с лабораторными и математическими экспериментами. Это объясняется тем, что залежь УГ весьма неоднородна по геометрии строения, свойствам горных пород и насыщающих ее флюидов. Поэтому столь важно изучение проектов успешной реализации МПН и МУН с точки зрения их технологической и экономической эффективности. Сравнительный анализ успешных проектов МПН и МУН за рубежом и геологических условий залегания месторождений Волгоградской области показал перспективность применения физико-химических и газовых методов воздействия на этих месторождениях. В связи с этим детальные исследования проводились для трех методов: закачка раствора полимера, двуокиси углерода и углеводородных газов.

В качестве объектов воздействия рассматривались продуктивные пласты месторождений Волгоградской области, наиболее представительные по запасам нефти. Это горизонты: тульский Б, задонско-елецкий, старооскольский, воробьевский, мелекесский и пашийский. В таблице 4.6 приведены средние значения геолого-физических показателей (глубина залегания; эффективная нефтенасыщенная толщина; пористость; проницаемость; пластовая температура; вязкость пластовой нефти; коэффициент нефтеизвлечения) вышеуказанных горизонтов, представленных терригенными коллекторами.

Анализ показателей разработки данных горизонтов показал значительную степень выработанности (83-95%), высокую обводненность продукции (80-95%). Проектное значение коэффициента извлечения составляет 30-60%. Вышеперечисленные показатели говорят о необходимости рассмотрения возможностей внедрения методов воздействия с целью повышения нефтеотдачи и вовлечения в активную разработку остаточных запасов нефти.

Анализ сравнения областей распространения геолого-физических параметров успешных зарубежных объктов закачки CO_2 и областей распространенияя параметров анализируемых горизонтов выявил значительную степень близости центров тяжести областей зарубежных успешных объектов закачки CO_2 и областей распределения параметров воробьевского, мелекесского, задонско-елецкого, старооскольского и пашийского горизонтов.

Таблица 4.6. Средние значения геолого-физических и технологических показателей основных объектов разработки Волгоградской области, представленных терригенными коллекторами

(H - глубина залегания, м; h- эффективная нефтенасыщенная толщина, м; m - пористость, д.ед.; k - проницаемость, мкм^2; T - пластовая температура, ^{0}C; μ - вязкость пластовой нефти; мПа•с; η - коэффициент нефтеизвлечения.)

Горизонт	H	h	m	k	T	μ	η
Воробьевский	3040-3100	3,6	0,146	0,036	90	0,52	0,3
Мелекесский	630-670	3,1	0,23	0,03	23	23	0,23
	1250	3	0,2	0,11	45	1,56	0,11
Пашийский	2900	2	0,15	0,001	85	0,59	0,16
Задонско-Елецкий	1700-2200	4,3	0,19	0,5	55	1,3	0,6
	4740	4,6	0,126	0,237	111	0,73	0,4
Старооскольский	2300	1,3	0,15	0,23	64	1,1	0,5
	4800	3,65	0,11	0,01	119	0,72	0,1
Тульский Б	1030	12,6	0,26	0,8	27	4,6	0,62
Бобриковский	1050-1070	6,3	0,235	0,73	28	7,5	0,65
	1700-2600	2,5	0,19	0,3	62	0,7	0,4

За исключением тульского горизонта в пространстве параметров "вязкость нефти - начальная нефтенасыщенность" и "пластовая температура - глубина залегания". Для бобриковского горизонта выделяются две области в координатах "вязкость нефти - начальная нефтенасыщенность". Объекты, глубина залегания которых составляет 1750-2750 м и вязкость нефти - 0,6-0,8 мПа•с, имеют наиболее высокую степень близости с зарубежными успешными испытаниями. В целом для анализируемых объектов значение степени близости центров тяжести областей распределения геолого-физических параметров и области распределения параметров аналогов успешных зарубежных испытаний для воздействия путем закачки углекислого газа составляет 0,6380-0,9016 (см. табл. 4.7). Максимальное значение 0,9016 характерно для старооскольского горизонта, минимальное значение 0,6380 - для тульского Б.

Закачка углеводородных газов весьма перспективна на объектах старооскольского, воробьевского, задонско-елецкого горизонтов, имеющих наибольшее значение степени близости центров тяжести областей распространения геолого-физических параметров с аналогами успешных зарубежных испытаний (0,8580-0,8537). На рис. *4.19 – 4.24* приведены области успешных испытаний метода нагнетания УГ и области распределения геолого-физических параметров терригенных горизонтов Волгоградской области, построенные на основе созданной базы данных по МВ. Максимальное значение степени близости отмечается в координатах "проницаемость коллектора - открытая пористость коллектора", "вязкость пластовой нефти - начальная нефтенасыщенность".

Таблица 4.7. Значения степени близости центров тяжести областей распределения геолого-физических параметров зарубежных успешных объектов и горизонтов месторождений Волгоградской области (терригенные коллектора).

Горизонт	Метод	Оценка близости по параметрам пласта	Оценка близости по параметрам флюидов	Совокупная оценка близости
Бобриковский	углеводородные газы	0,9252	0,8640	0,8447
	углекислый газ	0,8251	0,9142	0,8052
	раствор полимера	0,7579	0,9460	0,7519
Старооскольский	углеводородные газы	0,8770	0,9291	0,8580
	углекислый газ	0,9087	0,9635	0,9016
	раствор полимера	0,8906	0,8227	0,8468
Тульский Б	углеводородные газы	0,7843	0,7732	0,6870
	углекислый газ	0,6868	0,8185	0,6380
	раствор полимера	0,6188	0,9107	0,6085
Воробьевский:	углеводородные газы	0,8802	0,9186	0,8552
	углекислый газ	0,7909	0,8905	0,7640
	раствор полимера	0,7338	0,7990	0,6665
Задонско-Елецкий:	углеводородные газы	0,8934	0,8998	0,8537
	углекислый газ	0,7989	0,8859	0,7687
	раствор полимера	0,7379	0,7999	0,6702
Пашийский:	углеводородные газы	0,8698	0,9115	0,8426
	углекислый газ	0,7877	0,8843	0,7582
	раствор полимера	0,7348	0,7933	0,6638
Мелекесский:	углеводородные газы	0,7937	0,7597	0,6833
	углекислый газ	0,8903	0,8026	0,7742
	раствор полимера	0,9418	0,8948	0,8798

Наиболее перспективными объектами внедрения полимерного воздействия, как показал анализ, являются старооскольский (глубина 1050-1070 м), мелекесский и бобриковский горизонты, по которым степень близости центров тяжести областей распространения геолого-физических параметров составляет 0,8468, 0,8798 и 0,7519 соответственно. Пластовая температура оказалась основным ограничивающим фактором применимости полимерного заводнения. В соответствии с существующими критериями применимости (см. главу 3) максимальное значение пластовой температуры, при которой не происходит деструкции полимера, составляет 70^0С. Горизонты воробьевский, пашийский, старооскольский, глубина которого составляет 4500- -4800 м, бобриковский (глубина 2600 м) по данному параметру явно не могут рассматриваться как перспективные объекты внедрения полимерного воздействия.

Методы воздействия на карбонатные коллекторы

Ряд продуктивных горизонтов месторождений Волгоградской области представлен карбонатными коллекторами, запасы нефти по которым довольно значительны. Это, в основном, евлановско-ливенский,

нижнебашкирский, рудкинский, ливенский, намюрский и турнейский горизонты. Средние значения геолого-физических и технологических параметров вышеперечисленных горизонтов приведены в таблице 4.8.

Таблица 4.8. Средние значения геолого-физических и технологических показателей основных объектов разработки Волгоградской области, представленных карбонатными коллекторами

(H - глубина залегания, м; h- эффективная нефтенасыщенная толщина, м; m - пористость, д.ед.; k - проницаемость, мкм^2; T - пластовая температура, ^{0}C; μ - вязкость пластовой нефти; мПа•с; η - коэффициент нефтеизвлечения.)

Горизонт	H	h	m	k	T	μ	η
Евлановско-Ливенский	1795	8-10	0,1	0,11	43-79	0,2	0,2-0,5
Нижнебашкирский	2400	3,6	0,083	0,04-0,06	62	3	0,52
Рудкинский	2850	33,7	0,125	0,302	80	0,74	0,474
	2668	16	0,09	-	77	0,6	0,5
Ливенский	710	7,5	0,075	0,7	23	28,9	0,15
Намюрский	1100	7,3	-	0,48	29	6	0,3
Турнейский	2650	5	0,11	0,01	64	0,98	0,49

Большинство объектов разработки по данным горизонтам характеризуется высокой степенью обводненности (60-90%) и значительной степенью выработанности (70-96%). Описание пласта очень важно для карбонатных коллекторов, особенно с низкопроницаемой матрицей горной породы. Природа, направление и интенсивность образования трещин в карбонатном коллекторе зависит от типа породы, пористости, проницаемости, степени и вида диагностических преобразований. Высокая трещиноватость характерна для зон с высокой концентрацией карбонатных глин и зон с низкой общей пористостью и проницаемостью. Напротив, низкая трещиноватость характерна для пластов с высоким содержанием карбонатных песков, высокой пористостью и проницаемостью (мелководные зоны). Карбонатные пласты относятся к наиболее сложным, но в то же время и к наиболее продуктивным пластам. При их разработке следует наиболее тщательно подходить к выбору метода воздействия, так как непригодный метод воздействия может привести к тому, что значительные запасы неоднородной карбонатной залежи останутся неизвлеченными. Движение рабочих агентов и охват воздействием по объему определяется распределением трещин по объему пласта, их связностью и изменением матричной проницаемости *[j1]*. Разработка карбонатных коллекторов характеризуется более тщательным изучением и описанием пласта по сравнению с терригенными коллекторами. В трещиноватых коллекторах заводнение эффективно в случае гидрофильной породы и однородной системы трещин. Тогда по трещинам высокой проницаемости (проводимости) происходит быстрый прорыв воды и наблюдается длительный период эксплуатации с высокой обводненностью (80–90%). Вследствие проявления капиллярных сил происходит капиллярная пропитка: вода впитывается скелетом породы и вытесняется нефть. В трещиноватых коллекторах с гидрофобной горной породой заводнение не эффективно, так как нефть добывается только из системы трещин. Объем трещин мал по сравнению с объемом пор, поэтому коэффициент нефтеотдачи низкий. При разработке залежей со

слабопроницаемыми карбонатными коллекторами применение малоконцентрированных водорастворимых ионогенных ПАВ может оказаться достаточно эффективным.

Для данных карбонатных объектов Волгоградской области также был проведен анализ возможности внедрения МУН с целью повышения нефтеотдачи. В таблице 4.9 представлены значения степени близости центров тяжести данных областей.

Таблица 4.9. Значения степени близости центров тяжести областей распределения геолого-физических параметров зарубежных успешных объектов и горизонтов месторождений Волгоградской области (карбонатные коллектора)

Горизонт	Метод	Оценка близости по параметрам пласта	Оценка близости по параметрам флюидов	Совокупная оценка близости
Намюрский	углеводородные газы	0,8536	0,7447	0,7057
	углекислый газ	0,7606	0,7881	0,6803
	раствор полимера	0,6980	0,8805	0,6752
Нижнебашкирский	углеводородные газы	0,9125	0,7400	0,7257
	углекислый газ	0,8562	0,7835	0,7401
	раствор полимера	0,8062	0,8759	0,7699
Рудкинский:	углеводородные газы	0,8949	0,8609	0,8257
	углекислый газ	0,8252	0,9000	0,7986
	раствор полимера	0,7753	0,8767	0,7437
Ливенский:	углеводородные газы	0,7194	0,8353	0,6746
	углекислый газ	0,7984	0,8808	0,7658
	раствор полимера	0,8428	0,8885	0,8072

Закачка углеводородных газов перспективна на объектах рудкинского и евлановско-ливенского горизонтов. Степень близости центров тяжести распространения областей геолого-физических параметров составляет 0,8257 и 0,853 соответственно. Объекты разработки ливенского, рудкинского, евлановско-ливенского горизонтов пригодны для закачки углекислого газа. Особенно следует отметить многочисленные объекты евлановско-ливенского горизонта. На рис. *4.25 – 4.30* приведены области успешных испытаний метода нагнетания УГ и области распределения геолого-физических параметров карбонатных горизонтов Волгоградской области.

Применение вышеуказанных МУН на основных объектах Волгоградской области позволит увеличить коэффициент нефтеотдачи на 5-10%, что составит прирост балансовых запасов по рассмотренным горизонтам, балансовые запасы которых по различным месторождениям более 5 млн.тонн, 9315:18638 тыс.тонн нефти, в том числе по объектам, продуктивные пласты которых представлены карбонатными коллекторами - 3083:6166 тыс.тонн нефти, по терригенным коллекторам - 6236:12472 тыс.тонн нефти.

На рис. *4.31 – 4.34* показаны области успешных испытаний классов МВ и основных МПН в странах СНГ и США в карбонатных и терригенных коллекторах.

Выводы

Разработана САПР РНМ, позволяющая находить рациональный вариант разработки. САПР РНМ использована при составлении технологических схем разработки ряда месторождений России, включая гигантское месторождение нефти - Русское.

Разработаны методические основы построения базы данных МВ, управляемой СУБД dBase. Создание базы данных включает следующие этапы: систематизация данных и разбиение на классы; определение форматов данных и диапазонов значений; создание словарей-тезаурусов данных; проектирование реляционной структуры данных посредством приведения к третьей нормальной форме; разработка программного комплекса ведения базы данных.

Осуществлена структуризация геолого-физических параметров залежей УВ Волгоградской области и создана база данных. Проведен анализ геолого-физических параметров объектов (горизонтов) ряда месторождений Волгоградской области с целью обоснования возможности применения МУН. Выбраны три основных МВ на основные продуктивные горизонты: закачка углеводородных газов, закачка углекислого газа, закачка раствора полимера. Внедрение этих МВ, по экспертным оценкам, позволит увеличить нефтеотдачу в среднем на 5–10%, что составит прирост балансовых запасов 9319÷18638 тыс. т нефти, в том числе по объектам, продуктивные пласты которых представлены карбонатными коллекторами – 3083÷6166 тыс. т, терригенными коллекторами – 6236÷12472 тыс. т. Наиболее пригодный метод воздействия – нагнетание УГ.

Применение методики "оценка эффективности применения физико-химических методов повышения нефтеотдачи на основе теории нечетких множеств" к объектам разработки Татарстана дало следующие результы. Проведены обобщение и анализ геолого-физических характеристик продуктивных пластов и насыщающих их жидкостей Минибаевской площади Ромашкинского местрождения на основе экспертных оценок и теории нечетких множеств. Методом экспертных оценок путем сопоставления геолого-физических параметров выявлены аналоги зарубежных испытаний полимерного заводнения. На основе теории нечетких множеств определена область перспективного внедрения полимерного заводнения на анализируемых объектах по совокупности характерных геолого-физических параметров, влияющих на эффективность процесса. Определен охват запасов методом полимерного воздействия с коэффициентом успешности, равным 1, по Минибаевской площади Ромашкинского месторождения. Он составляет 108,761 млн. т нефти.

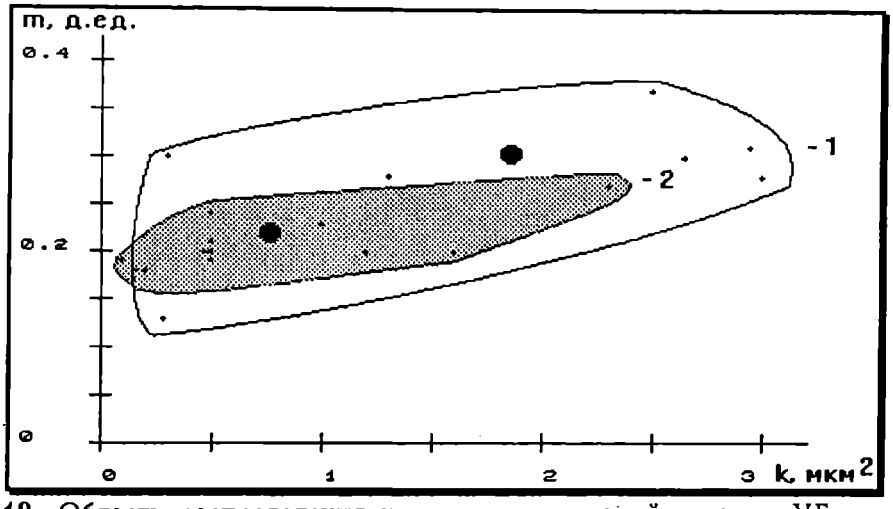


Рис. 4.19. Область распределения успешных испытаний закачки УГ в терригенных коллекторах (1) в сравнении с областью распределения залежей бобриковского горизонта Волгоградской области (2) в зависимости от открытой пористости m и проницаемости коллектора k

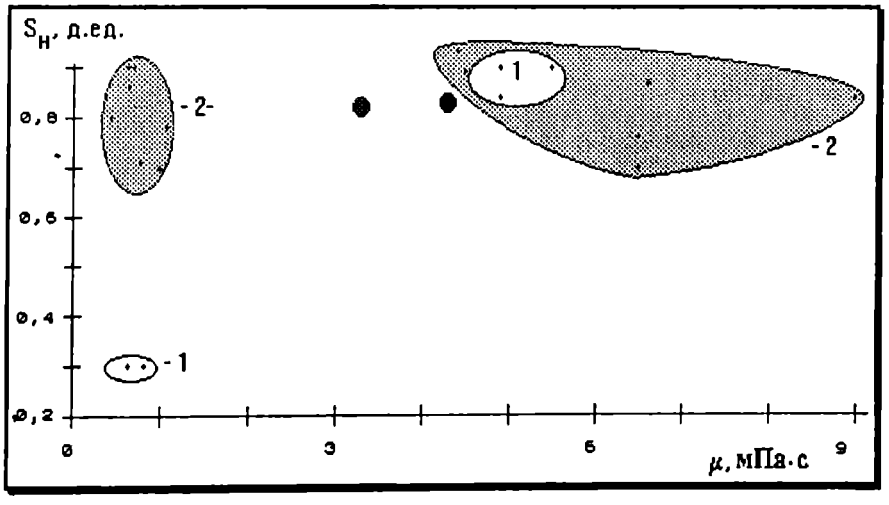


Рис. 4.20. Область распределения успешных испытаний закачки УГ в терригенных коллекторах (1) в сравнении с областью распределения залежей бобриковского горизонта Волгоградской области (2) в зависимости от начальной нефтенасыщенности $S_н$ и вязкости пластовой нефти $\mu_н$

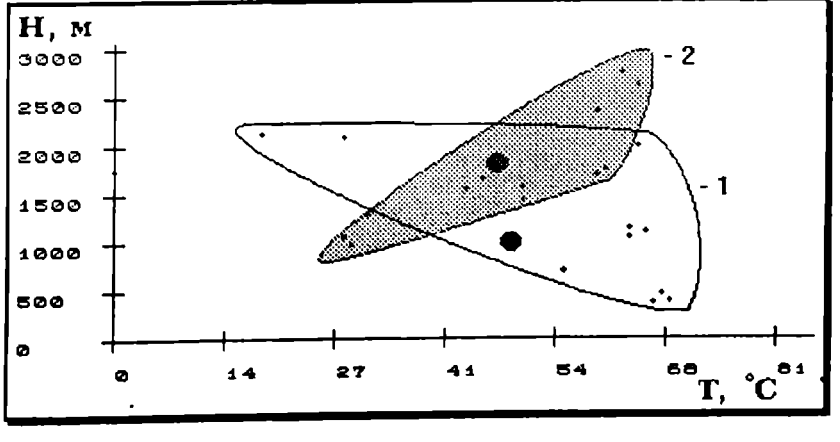


Рис. 4.21. Область распределения успешных испытаний закачки УГ в терригенных коллекторах (1) в сравнении с областью распределения залежей бобриковского горизонта Волгоградской области (2) в зависимости от глубины залегания H и пластовой температуры T

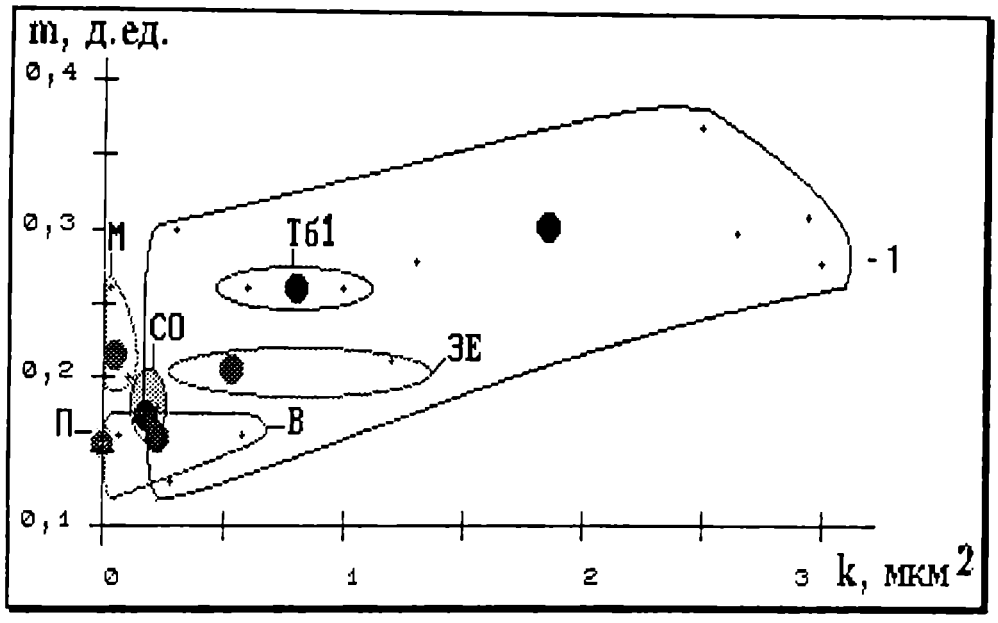


Рис. 4.22. Области распределения успешных испытаний УГ и нефтеносных горизонтов Волгоградской области в терригенных коллекторах в зависимости от пористости m и проницаемости k

1 – успешные объекты с нагнетанием УГ; горизонты Волгоградской области: Тб1 – тульский Б1, ЗЕ – задонско-елецкий, СО – старооскольский, В – воробьевский, М – мелекесский, П – пашийский

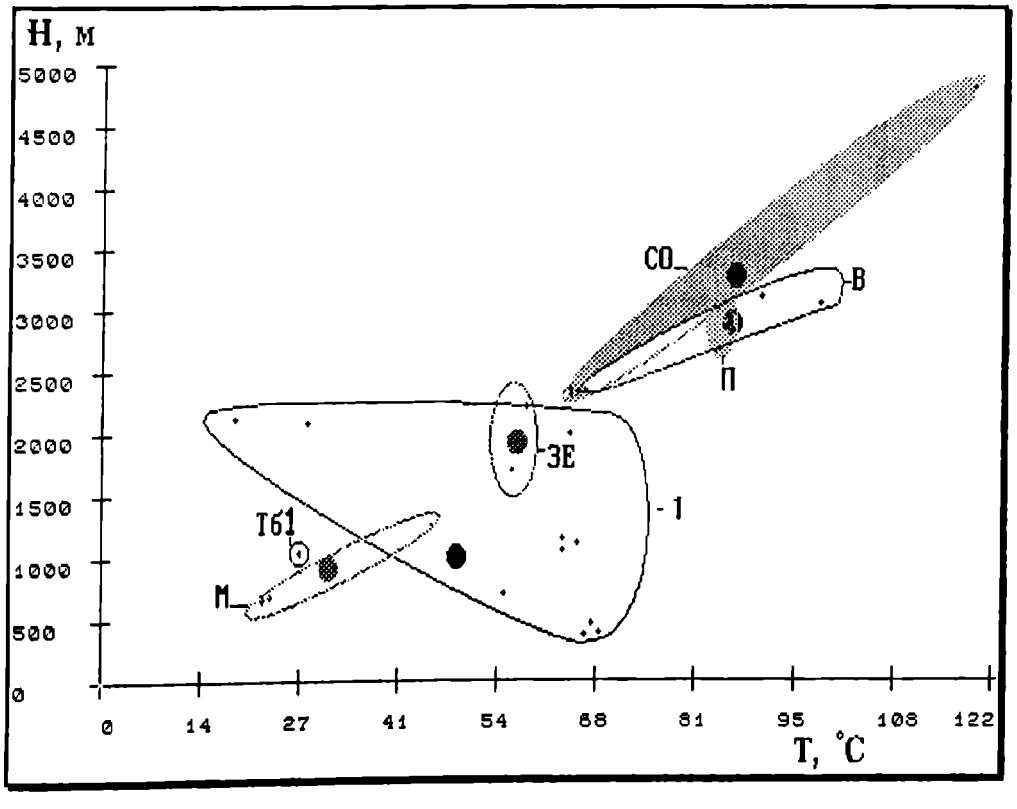


Рис. 4.23. Области распределения успешных испытаний УГ и нефтеносных горизонтов Волгоградской области в терригенных коллекторах в зависимости от глубины залегания H и пластовой температуры T

Условные обозначения см. на рис. 4. 30

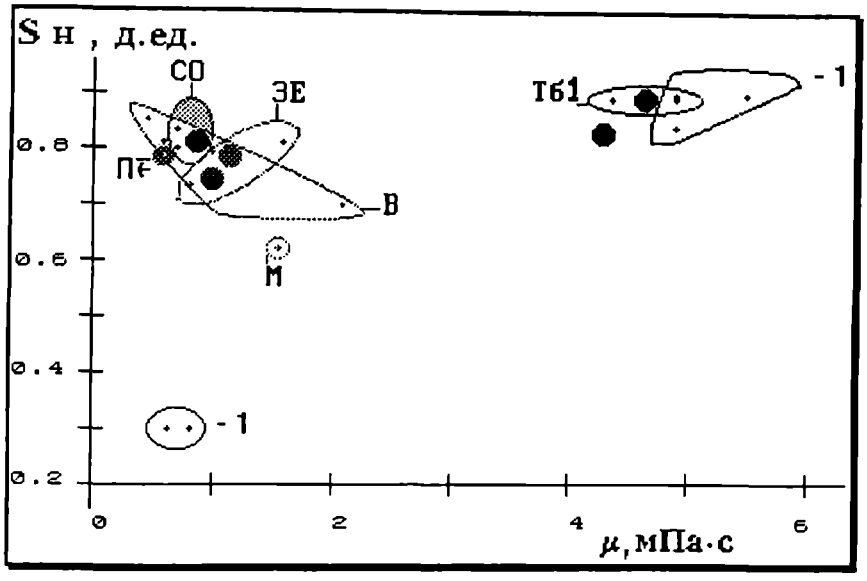


Рис. 4.24. Области распределения успешных испытаний УГ и нефтеносных горизонтов Волгоградской области в терригенных коллекторах в зависимости от начальной нефтенасыщенности $S_н$ и вязкости пластовой нефти μ

Условные обозначения см. на рис. 4. 30

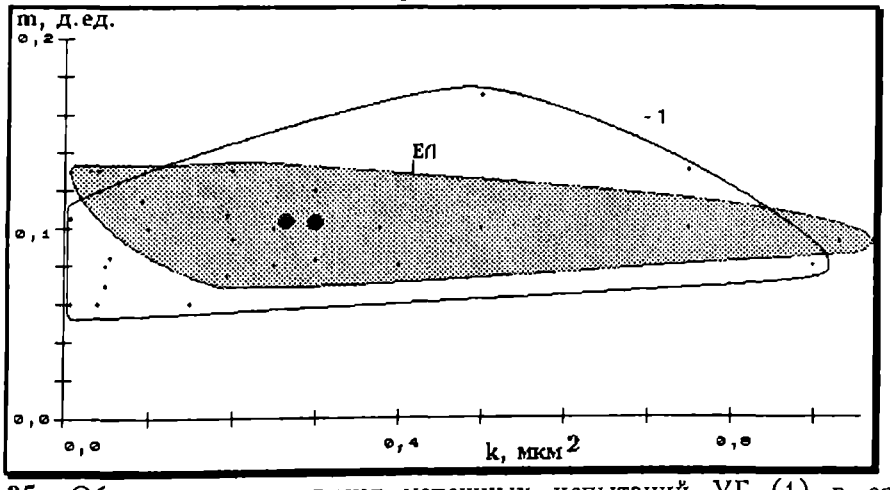


Рис. 4.25. Область распределения успешных испытаний УГ (1) в сравнении с областью распределения евланово-ливенского горизонта залежей Волгоградской области (2) в карбонатных коллекторах в зависимости от пористости m и проницаемости к

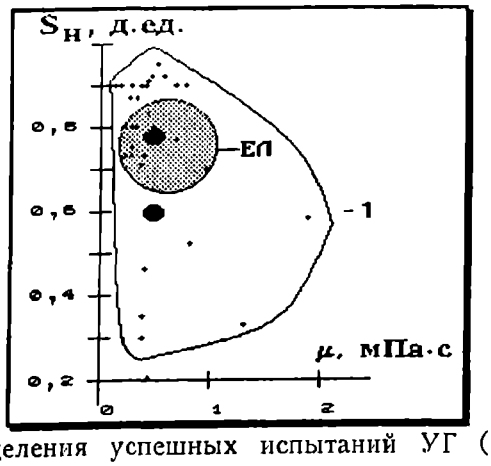


Рис. 4.26. Область распределения успешных испытаний УГ (1) в сравнении с областью распределения евланово-ливенского горизонта залежей Волгоградской области (2) в карбонатных коллекторах в зависимости от начальной нефтенасыщенности $S_н$ и вязкости пластовой нефти μ

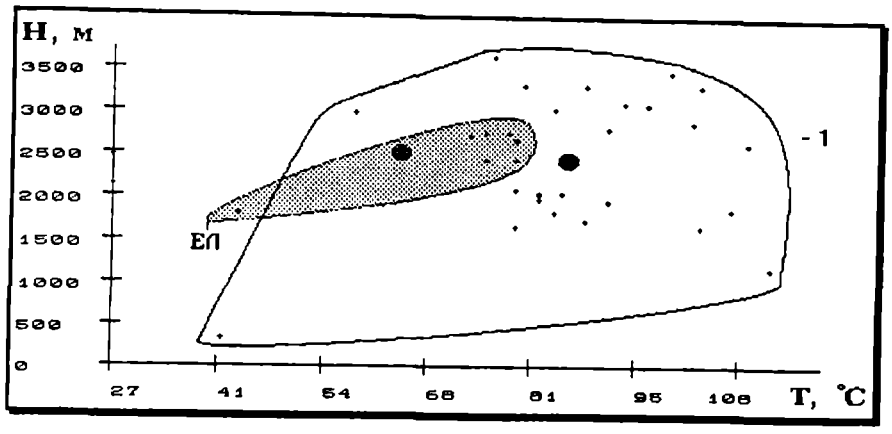


Рис. 4.27. Область распределения успешных испытаний УГ (1) в сравнении с областью распределения евланово-ливенского горизонта залежей Волгоградской области (2) в карбонатных коллекторах в зависимости от глубины залегания кровли пласта H и пластовой температуры T

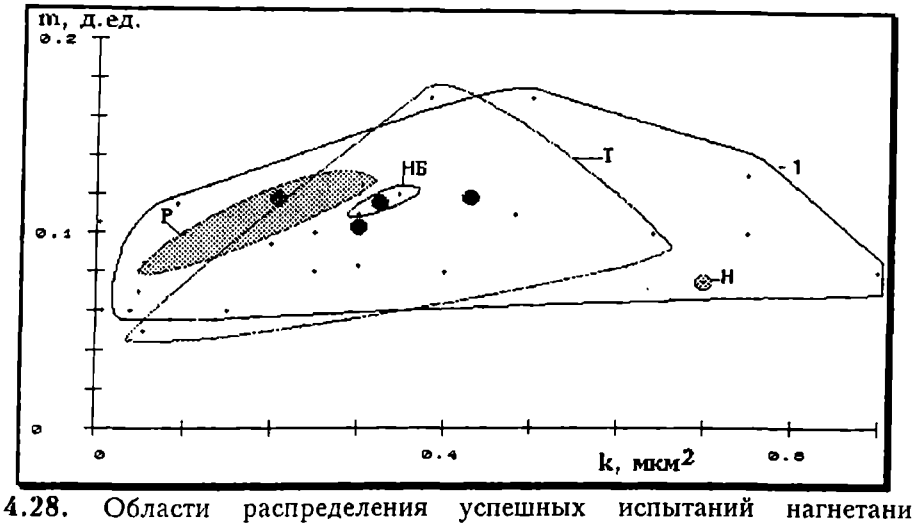


Рис. 4.28. Области распределения успешных испытаний нагнетания УГ и нефтеносных горизонтов Волгоградской области в карбонатных коллекторах в зависимости от пористости m и проницаемости k

1 – успешные объекты; горизонты: Р – рудкинский, Л – ливенский; НБ – нижне-башкирский, Т – турнейский

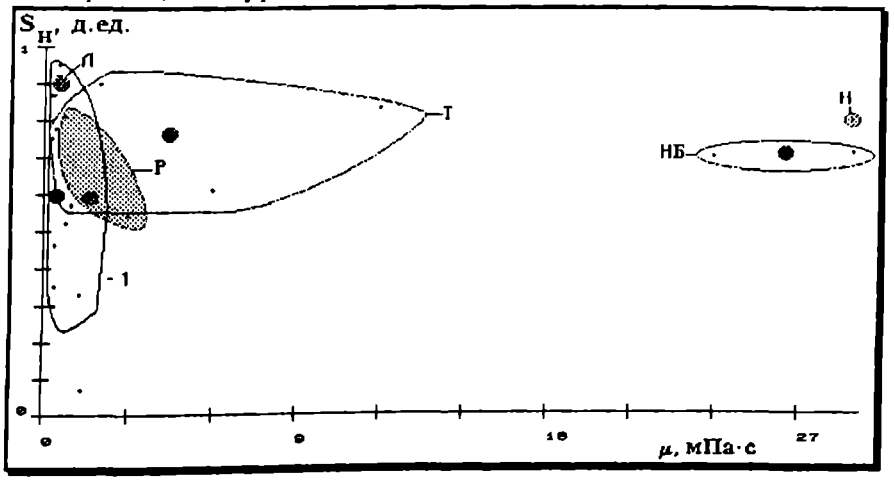


Рис. 4.29. Области распределения успешных испытаний нагнетания УГ и нефтеносных горизонтов Волгоградской области в карбонатных коллекторах в зависимости от начальной нефтенасыщенности $S_н$ и вязкости пластовой нефти μ

Условные обозначения см. на рис. 4. 36

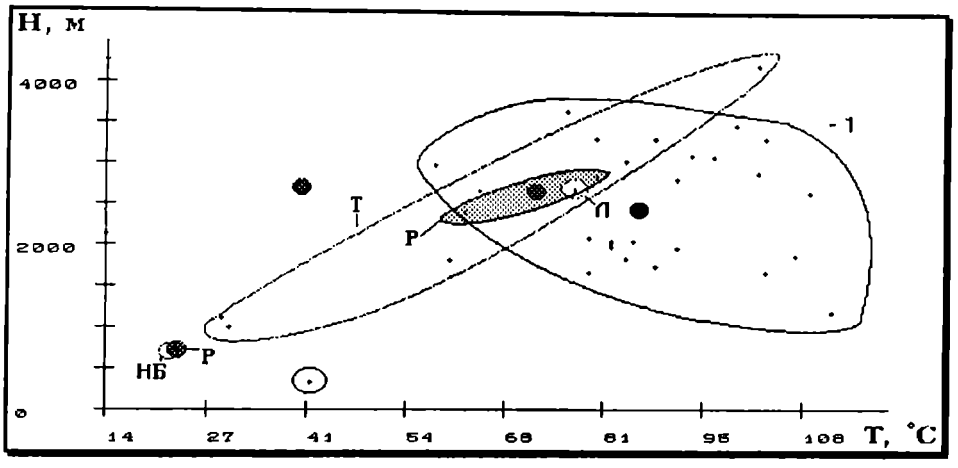


Рис. 4.30. Области распределения успешных испытаний нагнетания УГ и нефтеносных горизонтов Волгоградской области в карбонатных коллекторах в зависимости от глубины залегания кровли пласта H и пластовой температуры T

Условные обозначения см. на рис. 4. 36

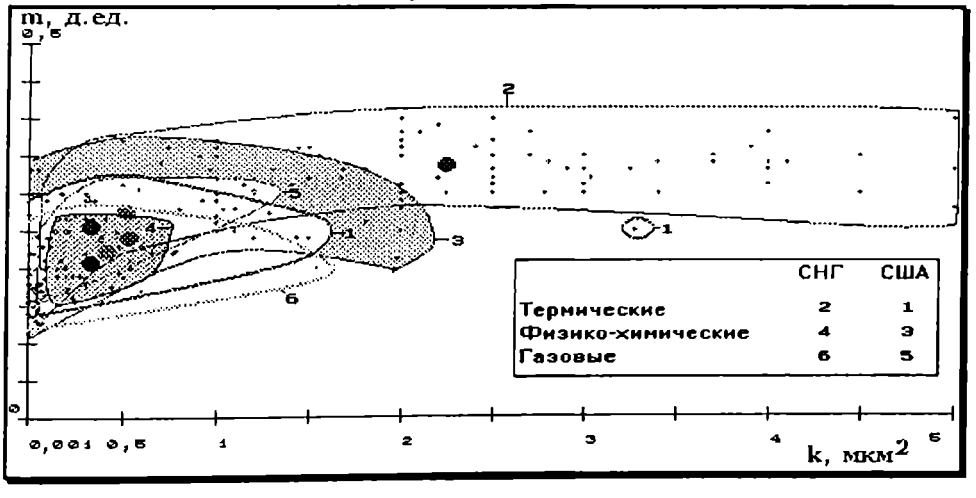


Рис. 4.31. Области распределения успешных испытаний классов методов повышения нефтеотдачи в странах СНГ и США в зависимости от пористости m и проницаемости k

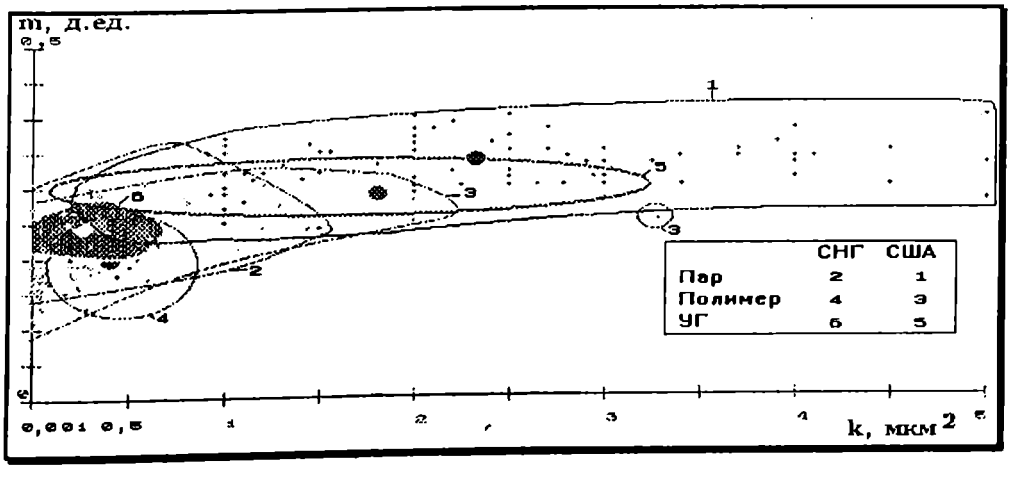


Рис. 4.32. Области распределения успешных испытаний основных промышленных методов повышения нефтеотдачи в странах СНГ и США в зависимости от пористости m и проницаемости k

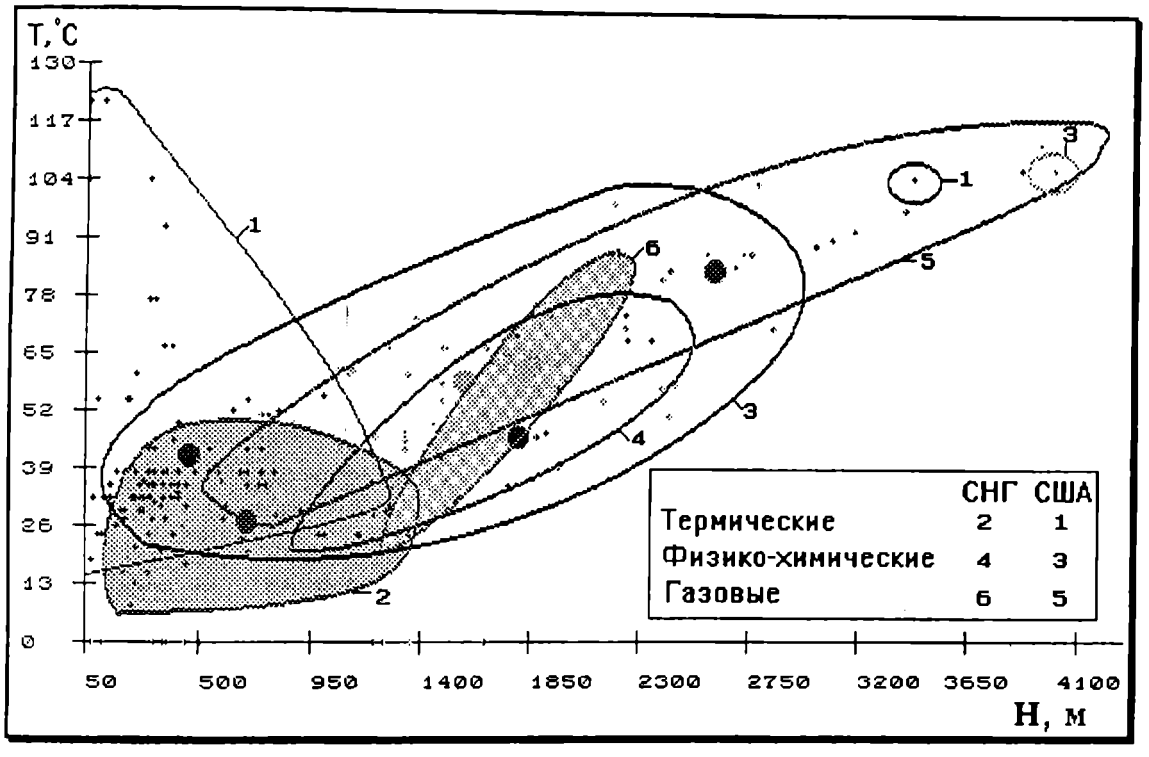


Рис. 4.33. Области распределения успешных испытаний классов методов повышения нефтеотдачи в странах СНГ и США в зависимости от пластовой температуры Т и глубины залегания кровли пласта Н

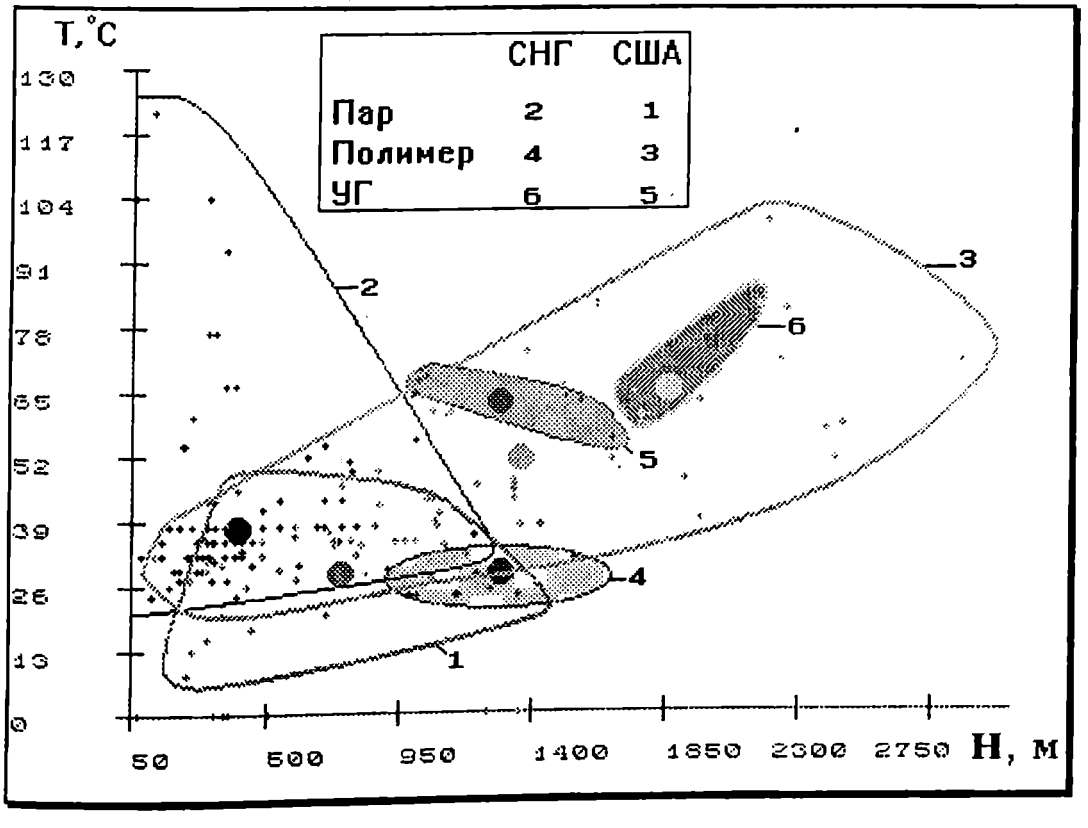


Рис. 4.34. Области распределения успешных испытаний основных промышленных методов повышения нефтеотдачи в странах СНГ и США в зависимости от пластовой температуры Т и глубины залегания кровли пласта Н

Глава 5
МНОГОКРИТЕРИАЛЬНЫЙ АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ОСНОВЕ ТЕОРИИ НЕЧЕТКИХ МНОЖЕСТВ

5.1 Многокритериальный нечетко-стохастический анализ разработки площадей НГДУ "Альметьевнефть".

Метод циклического (импульсного, нестационарного, динамического) заводнения является одним из перспективных путей интенсификации разработки нефтяных месторождений. В нашей стране он получил известность в середине 60-х годов. Метод предусматривает попеременное изменение режима нагнетания воды в пласт по группам нагнетательных скважин с целью создания в нем нестационарных перепадов давления, способствующих включению в работу прослоев, зон, участков коллекторов с пониженной проницаемостью, ранее не охваченных заводнением *[О3]*.

Рассмотрим подробнее механизм фильтрации при постоянном и циклическом нагнетании воды. При стационарном нагнетании вода перемещается по наиболее крупным порам и положительным образом воздействует на них. Одновременно с этим происходит самопроизвольная капиллярная пропитка, но глубина ее незначительна. Интенсифицировать процесс капиллярной пропитки можно путем создания избыточного давления в водонасыщенной области. Возникающие при этом градиенты давления в сторону микропор способствуют "проталкиванию" мениска воды через расширения четочного канала. и капиллярная пропитка углубляется. Однако нужно время, чтобы внедрившаяся вода способствовала переходу жидкости в обратном направлении из микропор в макропоры, поэтому нагнетание воды целесообразно временно остановить. При снижении давления нагнетания первым уменьшается давление в высокопроницаемых зонах, и нефть перемещается из застойных малопроницаемых нефтенасыщенных блоков в участки активного дренирования, откуда основным фильтрационным потоком может быть извлечена на поверхность. В случае постоянного нагнетания воды (давления в высоко- и малопроницаемых зонах равны, и поэтому обменные процессы отсутствуют) значительная часть запасов нефти в малопроницаемых слоях остается неохваченной нагнетаемой водой.

До начала 60-х годов периодическое воздействие на пласт (Ново-Степановский участок Калиновского месторождения) заключалось в основном в непланируемых спадах и росте нагнетаемой воды в пласт *[С12]*. Нестационарность в процессе нагнетания воды способствовала по этим объектам снижению обводненности добываемой продукции и повышению нефтеотдачи. Целенаправленное изучение эффективности циклического воздействия началось с середины 60-х годов на отдельных площадях Куйбышевской области, Татарии, Западной Сибири. Первые

промышленные испытания были проведены на пласте $Л_4$ Покровского месторождения *[М4]*.

Результаты применения метода циклического нагнетания на отдельных месторождениях Татарии и Западной Сибири приведены в работе *[Г9]*. Эксперимент был начат в мае 1972 г. на Южно-Ромашкинской площади, в апреле 1974 г. на Азнакаевской площади, в июне 1974 г. на 5 блоке Абдрахмановской площади. Основным продуктивным горизонтом на всех этих площадях является горизонт $Д_1$, включающий в среднем пять нефтенасыщенных пластов, представленных в основном песчаниками и алевролитами. В результате увеличения объемов закачиваемой жидкости в районе 5 блока Абдрахмановской площади резко возросло пластовое давление, что и привело к значительным трудностям в процессе ремонта скважин. Этот недостаток было предложено ликвидировать с помощью циклического нагнетания воды со снижением среднего уровня закачки на 24%. Проведение периодического заводнения на Азнакаевской и Южно-Ромашкинской площадях было вызвано низким текущим коэффициентом нефтеотдачи и ростом обводненности.

Начиная с 1965 г. опытно-промышленная циклическая закачка воды осуществлялась на 43 опытных участках 26 месторождений страны. Сюда входят 14 месторождений Западной Сибири – Мортымья-Тетеревское, Восточно-Тетеревское, Южно-Тетеревское, Убинское, Толумское, Трехозерное (Шаимский район), Мамонтовское, Западно-Сургутское, Солкинская и Правдинская площади Усть-Балыкского (Сургутский район), Ватинское, Мегионское, Аганское, Самотлорское, Советское (Нижневартовский район), а также месторождения других районов – Азнакаевская, Абдрахмановская, Восточно-Сулеевская площади (Ромашкинское месторождение, Татария), Покровское, Дмитровское, Калиновское месторождения (Куйбышевская область), Долинское (Украина), Речицкое (Белоруссия), Зимняя Ставка (Ставропольский край), Новодмитровское (Краснодарский край).

Процесс нестационарной закачки воды с целью обеспечения колебаний давления в пласте в основном осуществляется делением рядов нагнетательных скважин на примерно равные группы и созданием по ним разнофазных условий нагнетания. Такая организация процесса наиболее удобна для рядных систем разработки. Большинство объектов, по которым проводились опытно-промышленные испытания, разрабатывается с применением внутриконтурного заводнения, а единичные объекты – приконтурного нагнетания воды. Кроме того, при указанной организации процесса создаются условия для активизации перемены направления фильтрационных потоков в пласте. Колебания расхода воды по группам скважин создавались двумя способами.

1. При безостановочной работе всех нагнетательных скважин по смежным группам попеременно создавались разные фазы расхода воды изменением давления на устье скважин.

2. При попеременном отключении смежных групп скважин при полной остановке одних групп по другим группам обеспечивалось увеличение приемистости.

Первый способ применялся на участках месторождений Нижневартовского района Западной Сибири и Абдрахмановской, Азнакаевской, Южно-Ромашкинской площадей Ромашкинского месторождения.

Второй способ реализован на участках месторождений Шаимского и Сургутского районов Западной Сибири, Украины, Куйбышевской области, Восточно-Сулеевской площади Ромашкинского месторождения. Второй способ имел две модификации: отключение нагнетательных скважин в ряду через одну (участки месторождений Шаимского района) и отключение четырех–шести рядом стоящих скважин (все другие месторождения, где применен второй способ). Число скважин в группе определяется с учетом схемы обустройства месторождения.

Длительность фаз противоположного знака была различной. Так, по месторождениям Волго-Уральской области и Украины фазы уменьшения и увеличения закачки составляли в среднем по 15 сут (симметричный цикл). В Западной Сибири только по участкам Правдинской и Солкинской площадей Усть-Балыкского месторождения можно назвать циклы симметричными (полуциклы в среднем по 15 сут). По остальным объектам длительность фазы уменьшения закачки была обычно меньше противоположной фазы.

На некоторых западносибирских месторождениях (Южно-Тетеревское, Правдинское и др.) смена фаз по основной части нагнетательного фонда скважин сочеталась с продолжительной (до 1 года) остановкой отдельных скважин. Этим создавались дополнительные возможности для реализации изменения направления фильтрационных потоков с целью охвата заводнением застойных зон. По ряду опытных участков, в том числе по некоторым участкам Западной Сибири, фактическая продолжительность полного цикла изменения режима нагнетания отличается от расчетной как в одну, так и в другую сторону. Частота смены фаз по ряду участков Ромашкинского месторождения в основном близка к расчетной. Выполнение на практике условия сохранения среднего уровня нагнетания таким же, как в период обычного заводнения, оказалось наиболее затруднительным. По большинству участков потери в закачке в фазах ее ограничения восполнялись в противоположные фазы не полностью. В связи с этим средние для участков уровни закачки по большинству объектов составляли 60–80% доциклических. На некоторых участках Ромашкинского месторождения средний уровень нагнетания был снижен еще значительнее. Только по шести участкам из 33 процесс нестационарного заводнения был реализован с сохранением доциклического уровня.

Анализ влияния геолого-физических параметров на эффективность разработки площадей НГДУ "Альметьевнефть"

Воспроизведение процессов, происходящих в недрах, можно достигнуть, в частности, при применении детерминированной математической модели, построенной с учетом геолого-промысловой информации о строении залежи и динамике нефтеизвлечения. Ни одна из математических

моделей не может охватить все многообразие геологических свойств пласта и особенностей процессов вытеснения нефти, т.е. не является универсальной. В настоящем разделе рассматривается лишь один подход: предлагается на основе нечетко-стохастического подхода оценить значимость исследуемых геолого-физических показателей при добыче нефти на площадях НГДУ "Альметьевнефть". Очевидно, что при оценке значимости различных факторов с точки зрения эффективности разработки месторождения необходимо установить не только качественное, но и количественное влияние различных показателей на процесс. Последнее заключается в выявлении статистической связи между факторами и показателями процесса разработки. Для оценки статистической связи используют коэффициенты корреляции.

Коэффициенты корреляции позволяют оценить меру линейной статистической связи между показателями и факторами, а также между самими факторами. Так, например, если коэффициент корреляции близок к единице, то это означает, что функцио-нальная связь линейная, причем положительный коэффициент корреляции указывает на прямую пропорциональную зависи-мость, а отрицательный – на обратную. Коэффициенты корреляции, близкие к нулю, означают отсутствие статистической связи. В нашем исследовании этот "набор" складывается из следующих показателей:

1 – мощность нефтенасыщенная ($h_н$);
2 – коэффициент пористости ($k_п$);
3 – коэффициент прониц-емости ($k_{пр}$);
4 – коэффициент расчлененности ($k_р$);
5 – коэф-фициент зональной неоднородности ($k_з$).

При анализе значимости геолого-физических параметров (см. табл.*5.1*) использовались различные уравнения связи – линейная, степенная и экспоненциальная зависимости:

$$y=a+bx, \qquad y=(ax)^b, \qquad y=e^{a+bx}.$$

Во всех случаях выявлена одна и та же качественная зависимость между интенсивностью (Y) и нефтенасыщенной толщиной, пористостью, проницаемостью, коэффициентом расчлененности, зональной неоднородностью. Под интенсивностью системы разработки (Y) понимается произведение

$$Y = Tmax\ K_{изв},$$

где Tmax – максимальный темп отбора от начальных извлекаемых запасов (НИЗ); $K_{изв}$ – выработка от начальных извлекаемых запасов, соответствующая добыче за 1–3 стадии разработки.

Таблица 5.1. Исходные геолого-физические параметры площадей*

Параметры	Северо-Альметьевская (С-А)	Альметьевская (Ал)	Абдрахмановская (Аб)	Березовская (Б)	Павловская (П)	Минибаевская (М)
($h_н$), м/д.ед.	11,5/0,71	11,5/0,71	16,1/1	5,4/0,34	15,4/0,34	15,2/0,94
($k_п$), %/д.ед.	19,4/0,92	18/0,85	20,1/0,95	18,4/0,87	21,2/1	17/0,80
($k_{пр}$), мкм^2/д.ед.	0,35/0,68	0,301/0,59	0,499/0,97	0,34/0,67	0,349/0,68	0.514/1
($k_р$), ед./д.ед.	3,3/0,62	4,05/0,76	5,3/1	4,05/0,76	4,6/0,87	4,8/0,91
($k_з$), ед/д.ед.	0,469/0,5	0,419/0,53	0,585/0,74	0,419/0,53	0,79/1	0,37/0,47
Y	3,24/0,99	1,19/0,58	3,20/0,97	2,77/0,84	2,642/0,8	3,296/1

* В числителе – фактические значения, в знаменателе – безразмерные значения.

Из анализа результатов расчета (см. табл. *5.2*) следует, что наибольшее влияние на интенсивность оказывает проницаемость, а затем уже нефтенасыщенная толщина, коэффициент расчлененности. Коэффицент зональной неоднородности и пористость относительно малозначимы. Коэффициенты корреляции интенсивности системы разработки с проницаемостью составили 0,72, 0,73 и 0,70 соответственно для линейного, степенного и экспоненциального уравнений связи. Коэффициенты корреляции нефтенасыщенной толщины и расчлененности с интенсивностью по рангу примерно одинаковы и равны соотвественно 0,28, 0,20, 0,26 и 0,22, 0,17, 0,22.

Таблица 5.2. Коэффициенты корреляции, рассчитанные для уравнений связи

Функциональная зависимость	$y=a+bx$	$y=(ax)^b$	$y=e^{a+bx}$
$y=f(h_н)$	0,28	0,20	0,26
$y=f(k_п)$	0,04	0,08	0,09
$y=f(k_{пр})$	0,72	0,73	0,70
$y=f(k_р)$	0,22	0,17	0,22
$y=f(k_э)$	0,05	0,01	0,0002

Качественная структуризация проблемы. Формирование списка показателей, необходимых для принятия решений

Целью данного исследования является оценка эффективности динамического режима на Минибаевской, Северо-Альметьевской, Альметьевской, Березовской, Павловской и Абдрахмановской площадях Ромашкинского месторождения. Первым этапом является оценка подобия площадей с точки зрения, являются ли они объектами одной структуры. Минибаевская, Северо-Альметьевская, Альметьевская и Березовская площади являются составляющими девонской системы, содержат нефти вязкостью до 4 мПа·с, характеризуются высокой расчлененностью. Абдрахмановская и Павловская площади являются центральными площадями Ромашкинского месторождения с высокими фильтрационно-емкостными свойствами.

Существенным является вопрос: можно ли считать расхождения в значениях геолого-физических параметров по разным площадям значимыми или их следует отнести на счет случайности вследствие малого объема информации.

Большинство статистических методов относятся к параметрическим, т.е. в их основе лежат допущения в виде исходных распределений, однако для РНМ более характерны ситуации, когда объем выборки невелик и нельзя построить функции распределения (нормальную, логнормальную и др.). В основном это касается новых месторождений, методов активного воздействия на нефтесодержащие пласты, а также старых месторождений, когда отсутствует достаточно представительная информация по исследуемому процессу или объектам.

Использование непараметрических статистических критериев позволяет проводить необходимый анализ в таких случаях. К

непараметрическим статистическим относятся критерии Вилкоксона, Манна–Хитни, Краскла–Хэллиса, Зигеля–Тьюка и Фестинджера *[d5]*.

Критерий Вилкоксона используется как непараметрический эквивалент t-критерия для проверки гипотезы об однородности двух выборок. Пусть имеются две выборки объемом p и q и требуется проверить, являются ли они выборками из одного и того же множества. Для этого две выборки объединяются и значения выборок располагаются в порядке возрастания от меньшего к большему. Каждому значению приписывается ранг. Наименьшее значение получает ранг, равный единице, следующее значение – ранг, равный двум, и т.д., наибольшее значение будет иметь ранг (p+q). Если выборки взяты из одного множества, то их значения будут равномерно расположены в последовательности рангов.

В данном случае предлагается использовать критерий Вилкоксона, поскольку такая процедура не требует построения оценок функций распределения и показывает неплохие результаты даже при малых выборках. Составим общий вариационный ряд, т.е. значения геолого-физической информации одной площади (обозначим их x_i, i = 1,N1) и второй площади (обозначим их Y_i, i = 1,N2) расположим в порядке возрастания. В результате получается последовательность

x1 x2 y1 y2 ... xN1 yN2 ;
1 2 3 4 ... N-1 N .

В нижней строке указаны порядковые номера или ранги ri. Предположим, что N1<N2, в противном случае x и y можно поменять местами. Далее вычисляется статистика W критерия Вилкоксона:

$$W = \sum_{i=1}^{N1} ri.$$

Распределение P(W<w) статистики зависит лишь от объемов выборок N1 и N2. Согласно двустороннему критерию Вилкоксона, при заданном уровне значимости 7 гипотеза об однородности выборок отбрасывается, если справедливы неравенства

$$w < \underline{w} \quad \text{или} \quad \overline{w} > w,$$

где w – значение статистики W, полученное по предыдущей формуле; $\underline{w}$ и $\overline{w}$ – нижнее и верхнее значения статистики W. Нижнее критическое значение $\underline{w}$ статистики W определяется в виде целочисленного решения неравенства:

$$P\{W<\underline{w}\} < /2 \qquad \text{и} \qquad P\{W<\underline{w}+1\} > /2 .$$

Поскольку распределение статистики W является симметричным с математическим ожиданием M[W], то верхнее критическое значение весьма легко вычисляется:

$$\overline{w} = 2M[W] - \underline{w} .$$

Таблица 5.3. Сводная таблица геолого-физической информации *

Параметры	С -А	Ал	Аб	Б	П	М
КИН,д.ед./д.ед.	0,521/0,93	0,482/0,86	0,517/0,92	5,4/0,34	15,4/0,34	15,2/0,94
$h_н$, м/д.ед.	11,5/0,71	11,5/0,71	16,1/1	18,4/0,87	21,2/1	17/0,80
$k_п$,%/д.ед.	19,4/0,92	18/0,85	20,1/0,95	0,34/0,67	0,349/0,68	0,514/1
$k_{пр}$, мкм^2/д.ед.	0,35/0,68	0,301/0,59	0,499/0,97	4,05/0,76	4,6/0,87	4,8/0,91
$k_р$,ед./д.ед.	3,3/0,62	4,05/0,76	5,3/1	0,419/0,53	0,79/1	0,37/0,47
$k_з$,ед/д.ед.	0,469/0,59	0,419/0,53	0,585/0,74	2,77/0,84	2,642/0,8	3,296/1
Нач. Р ,пл.атм./д.ед.	175/1	175/1	175/1	175/1	175/1	175/1
БНЗ/S	15,3/0,76	15,0/0,74	19,7/0,98	9,5/0,47	15,8/0,78	20,2/1

*В числителе – фактические значения, в знаменателе – их нормированные значения.

Для нижних критических значений $\underline{w}$ и значений 2M[W] составлена таблица, которую можно найти в *[Б9]*. Результаты сравнения геолого-физической информации по всем объектам (см. табл. *5.3*) приведены в табл. *5.4*.

Таблица 5.4. Проверка выборок на однородность

Площадь	Результаты расчетов	Вывод
Северо-Альметьевская и Альметьевская	N1=9 N2=6 w=49 w=36 2M[W]=96	Однородные
Северо-Альметьевская и Абдрахмановская	N1=9 N2=9 w=113 w=70 2M[W]=171	Неоднородные
Северо-Альметьевская и Березовская	N1=6 N2=9 w=46 w=36 2M[W]=96	Однородные
Северо-Альметьевская и Павловская	N1=9 N2=9 w=61 w=70 2M[W]=171	Неоднородные
Северо-Альметьевская и Минибаевская	N1=9 N2=9 w=71 w=70 2M[W]=171	Однородные
Альметьевская и Абдрахмановская	N1=6 N2=9 w=29 w=36 2M[W]=96	Неоднородные
Альметьевская и Павловская	N1=6 N2=9 w=32 w=36 2M[W]=96	"
Абдрахмановская и Павловская	N1=9 N2=9 w=83 w=70 2M[W]=171	Однородные

Из анализа табл. *5.4* следует, что при уровне значимости 0,1 выделены две группы сходных объектов: I группа – Северо-Альметьевская, Альметьевская, Березовская, Минибаевская площади; II группа – Абдрахмановская и Павловская площади. Был также проведен системный анализ процесса разработки площадей Ромашкинского месторождения НГДУ "Альметьевнефть" с использованием динамического режима. В результате получены интересные данные о близости площадей по различным характеристикам и в целом, что дает возможность сделать вывод, насколько правомерен перенос результатов с одной площади на другую.

Для оценки близости площадей были выбраны различные параметры: пористость, проницаемость, пластовая температура, коэффициенты песчанистости и др., имеющие различную природу и единицы измерения. Для наглядности построены карты средних значений параметров по площадям. Поэтому в расчетах необходим был системный подход. Близость площадей подсчитывалась как расстояние между двумя точками в многомерном евклидовом пространстве. Расчеты проводились как для отдельных параметров, так и для площадей в целом.

Описание карт близости площадей по общей характеристике

Оценка близости площадей, которая проводилась по методу разностей, показала, что наиболее близки к Минибаевской площади (в скобках – коэффициент близости) Северо-Альметьевская (0,4637),

Абдрахмановская (0,3687), Южно-Ромашкинская (0,3329), Альметьевская (0,2842) площади, а наиболее далеки – Южная (0,0418), Холмовская (0,0373), Кармалинская (0,0037)(см. рис. *5.1*).

К Альметьевской площади (см. рис. *5.2*) наиболее близки Западно-Лениногорская (0,8766), Южно-Ромашкинская (0,8600), Северо-Альметьевская (0,8563), Зай-Каратайская (0,8452), а наиболее далеки – Кармалинская (0,7052), Чишминская (0,6102), Сармановская (0,5844), Минибаевская (0,2842).

Рассмотрим близость Северо-Альметьевской площади с другими площадями Ромашкинского месторождения (см. рис. *5.3*). Наиболее близки к Северо-Альметьевской площади Альметьевская (0,8563), Березовская (0,5369), Восточно-Сулеевская (0,4810), Зеленогорская (0,4808), а наиболее далеки – Кармалинская (0,4345), Каукбашская (0,4288), Чишминская (0,3862), Сармановская(0,3499).

Наиболее близки к Березовской площади (см. рис. *5.4*) Ташлиярская (0,9189), Азнакаевская (0,9155), Восточно-Лениногорская (0,9117), Восточно-Сулеевская (0,8853), а наиболее далеки – Чишминская (0,6780), Сармановская (0,877), Северо-Альметьевская (0,5369), Минибаевская (0,1062).

Очевидно, что эффективность разработки различных площадей в первую очередь определяется данным природой "набором" геолого-физических свойств коллектора.

Оценим, насколько хороша каждая из площадей по своим геолого-физическим характеристикам. Вклад каждого из параметров в интенсивность разработки неодинаков (см. табл. *5.2*). Рассмотрим коэффициенты корреляции при линейной модели $y = ax+b$:

$$k1 = 0{,}28;\ k2 = 0{,}04;\ k3 = 0{,}72;\ k4 = 0{,}22;\ k5 = 0{,}05.$$

Степень значимости i-го показателя по сравнению с (i+1)-м определяется следующим образом:

$$t_{i,i+1} = 10 \cdot K_i/(K_i + K_{i+1});$$
$$t_{i+1,i} = 10 \cdot K_{i+1}/(K_i + K_{i+1});\quad i = 1,5,$$

причем $t_{i,i+1}$; $t_{i+1,i}$ округляются до целых.

Например, сравниваются коэффициенты корреляции для нефтенасыщенной толщины и пористости:

$$t_{1,2} = (0{,}28 \cdot 10)/(0{,}28+0{,}04) = 9;$$
$$t_{2,1} = (0{,}04 \cdot 10)/(0{,}28+0{,}04) = 1.$$

Степень значимости i-го показателя с самим собой равна 5:

$$t_{i,\,i} = 5.$$

Таким образом рассчитывается матрица значимости геолого-

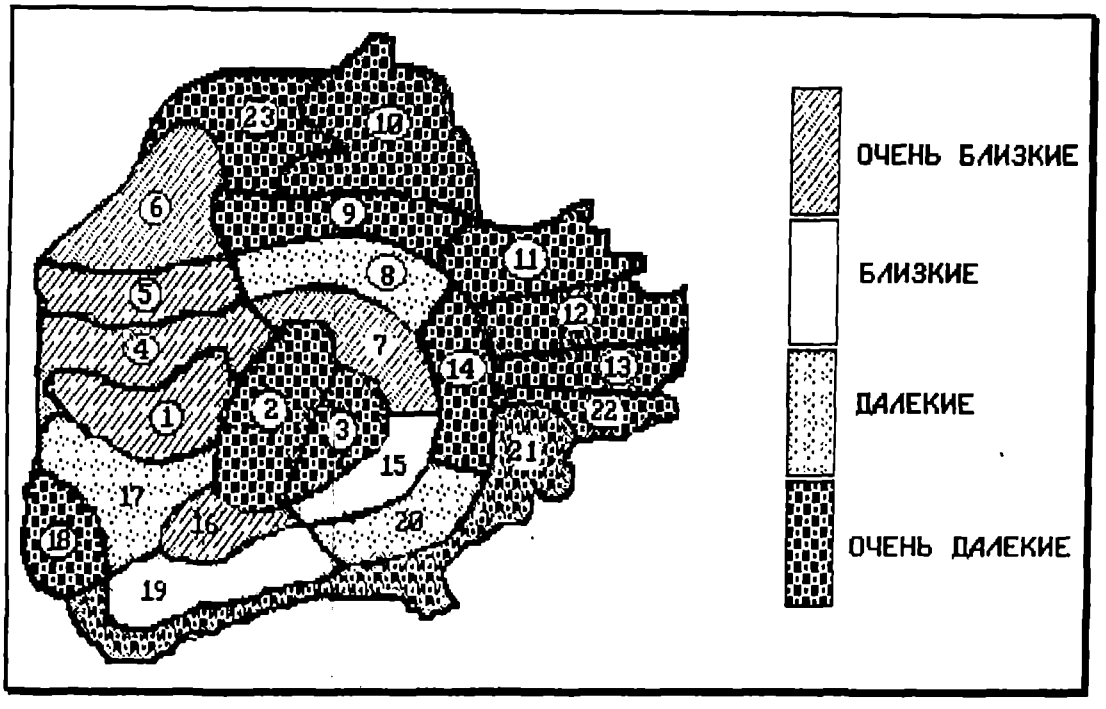


Рис. 5.1. Карта близости геологических параметров Минибаевской площади к площадям Ромашкинского месторождения

1 – Минибаевская; 2 – Абдрахмановская; 3 – Павловская; 4 – Альметьевская; 5 – Северо-Альметьевская; 6 – Березовская; 7 – Восточно-Сулеевская; 8 – Алькеевская; 9 – Чишминская; 10 – Ташлиярская; 11 – Северо-Азнакаевская; 12 – Центрально-Азнакаевская; 13 – Южно-Азнакаевская; 14 – Холмовская; 15 – Зеленогорская; 16 – Южно-Ромашкинская; 17 – Зай-Каратайская; 18 – Каукбашская; 19 – Западно-Лениногорская; 20 – Восточно-Лениногорская; 21 – Южная; 22 – Кармалинская; 23 – Сармановская

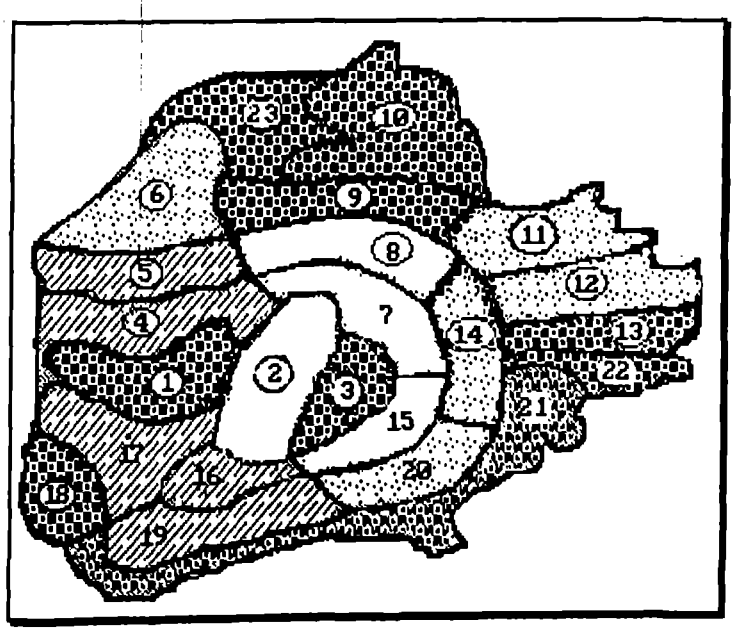


Рис. 5.2. Карта близости геологических параметров Альметьевской площади к площадям Ромашкинского месторождения

Условные обозначения см. на рис. 5.1

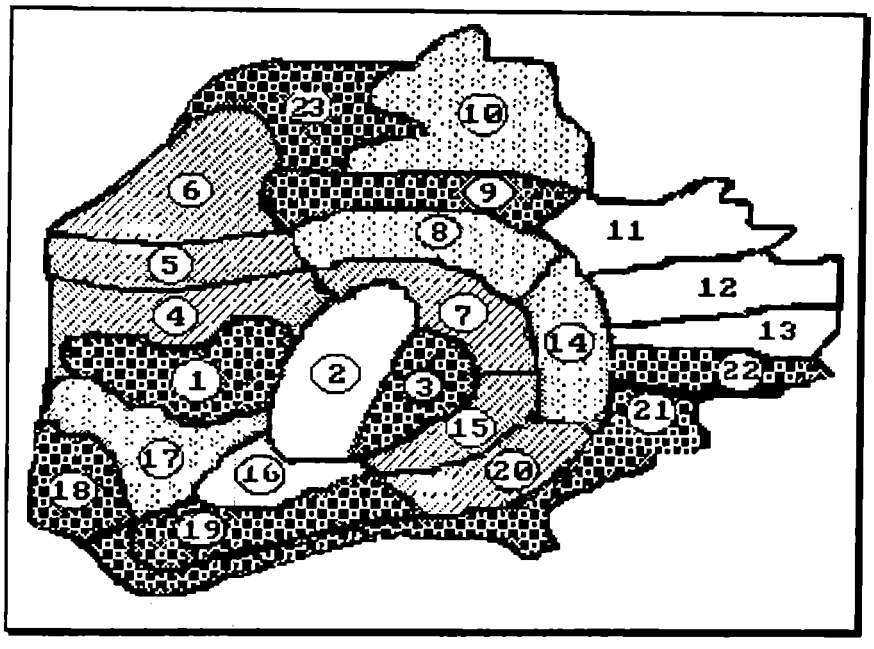


Рис.5.3. Карта близости геологических параметров Северо-Альметьевской площади к площадям Ромашкинского месторождения

Условные обозначения см. на рис. 5.1

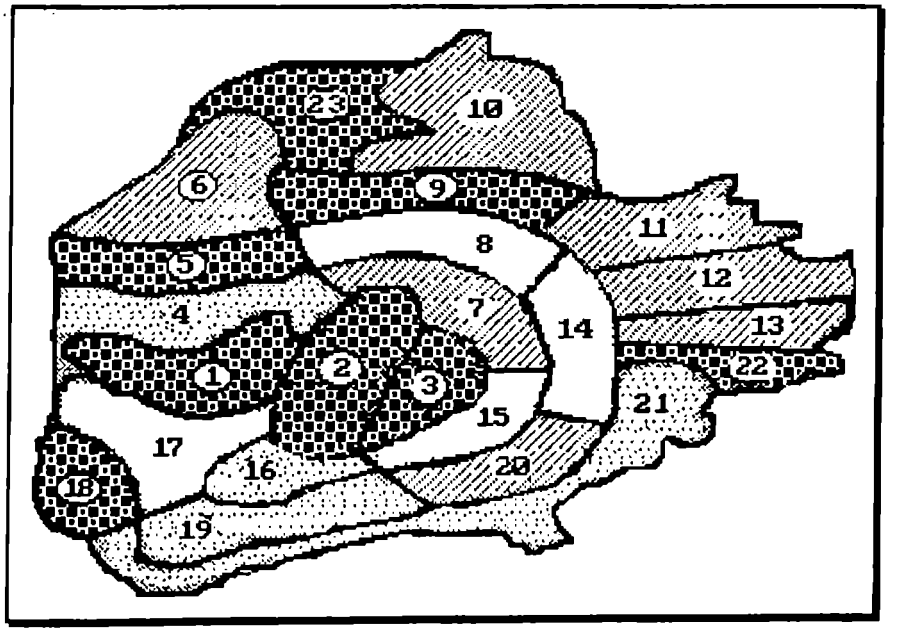


Рис. 5.4. Карта близости геологических параметров Березовской площади к площадям Ромашкинского месторождения

Условные обозначения см. на рис. 5.1

физических характеристик:

	$h_н$	$k_п$	$k_{пр}$	$k_р$	$k_з$
$h_н$	5	9	3	6	9
$k_п$	1	5	1	2	4
kпр	7	9	5	8	9
kр	4	8	2	5	8
$k_з$	1	6	1	2	5

Вес каждого из параметров определяется по формуле

$$\lambda i = \sum_{j=1}^{5} t_{i,j} \Big/ \left(\sum_{j=1}^{5} \sum_{j=1}^{5} t_{i,j} \right).$$

Для нашего примера $\lambda 1 = 0{,}23$; $\lambda 2 = 0{,}09$; $\lambda 3 = 0{,}37$; $\lambda 4 = 0{,}20$; $\lambda 5 = 0{,}11$.

Насколько удачным является положение площади в пространстве геолого-физических параметров по каждому из анализируемых показателей, показывает функция принадлежности. В рассматриваемом случае рост каждого из показателей приводит к увеличению интенсивности разработки, поэтому естественно строить функцию принадлежности из предположения о том, что максимальному значению показателя соответствует степень принадлежности 1, а минимальному – 0. Зная интервалы изменения каждого показателя

$h_н$ = [5,4 –16,1]; $k_п$ = [17–21,2]; $k_{пр}$ = [0,301–0,514];
$k_р$ = [3,3–5,3]; $k_з$ = [0,37–0,79],

нетрудно рассчитать линейные функции принадлежности

$\mu(h_н) = -0{,}505+0{,}093 \cdot h_н$;
$\mu(k_п) = -4{,}048+0{,}238 \cdot k_п$;
$\mu(k_{пр}) = -1{,}413+4{,}695 \cdot k_{пр}$;
$\mu(k_р) = -1{,}65 +0{,}5 \cdot k_р$;
$\mu(k_з) = -0{,}881+2{,}381 \cdot k_з$.

Значения функций принадлежности по площадям приведены ниже:

	С-А, k = 1	Ал, k = 2	Аб, k = 3	Б, k = 4	П, k = 5	М, k = 6
($h_н$)	0,565	0,565	1	0	0,970	0,910
($k_п$)	0,569	0,236	0,736	0,331	1	0
($k_{пр}$)	0,230	0	0,929	0,183	0,226	1
($k_р$)	0	0,375	1	0,375	0,650	0,750
($k_з$)	0,236	0,177	0,512	0,177	1	0

Положение k-й площади в пространстве геолого-физических параметров с учетом веса каждого определяется по формуле

$$Yk = \sum_{j=1}^{5} \mu(t_i^k)\lambda_i, \qquad k = 1,6.$$

Нетрудно подсчитать вес площади в пространстве геолого-физических параметров:

Y1 = 0,2922; Y2 = 0,2390; Y3 = 0,8963; Y4 = 0,1854; Y5 = 0,6367; Y6 = 1,3660.

Следовательно наилучшими геолого-физическими параметрами обладает Минибаевская площадь, далее следуют Абдрахмановская и Павловская. Среди последних трех лидирует Северо-Альметьевская.

Влияние технологических параметров на эффективность разработки

Для оценки эффективности разработки рассматривались следующие регулируемые параметры:

депрессия – $P_д = P_{по} - P_{зо}$,

где $P_д$ - депрессия; $P_{по}$ – пластовое давление в зоне отбора, $P_{зо}$ – забойное давление в зоне отбора;

репрессия – $P_р = P_{зн} - P_{зо}$,

где $P_р$ – репрессия; $P_{зн}$ – забойное давление в зоне нагнетания;

плотность сетки – S;

отношение количества нагнетательных скважин к эксплуатационным – Н/Э;

средняя приемистость на одну нагнетательную скважину – $V_н$.

Оценивалась степень корреляции указанных параметров с темпом падения добычи:

$$Y = q_n / q_{n-1},$$

где q_n – добыча нефти в n-й год.

На рис. *5.5* видно, что с 1986 г. темп падения добычи по всем площадям несколько снизился. Этот положительный результат по площадям НГДУ "Альметьевнефть" был связан с переходом к новому режиму разработки. Его составляющими стали:

динамический режим заводнения с изменением направления фильтрационных потоков, при котором был снижен объем нагнетаемой воды;

увеличение числа ежегодно осваиваемых под закачку воды скважин, в результате чего достигнуто уменьшение параметра Н/Э с 1:4,3 до 1:3,5;

разукрупнение эксплуатационных объектов за счет вскрытия в новых скважинах лишь одного-двух пластов и оптимизация плотности сетки;

уменьшение давления закачки на устье нагнетательных скважин и повышение забойного давления в добывающем фонде скважин.

На Абдрахмановской и Павловской площадях также шло снижение объема нагнетаемой воды с параллельным увеличением фонда нагнетательных скважин. В результате этого темп отбора нефти в рассматриваемом году по сравнению с предыдущим увеличился и составляет в целом по площадям 0,92-0,98.

Проанализируем полученные результаты (см. рис. *5.6–5.10*). Если до 1986 г. при обычном заводнении на Минибаевской и Северо-Альметьевской, как и на Абдрахмановской, Павловской площадях, рост депрессии способствовал добыче нефти (см. рис. *5.6* – с 1972 по 1986 г. идет рост коэффициента корреляции), то после 1986 г. на Минибаевской и Северо-Альметьевской площадях положительным становится снижение депрессии. На Абдрахмановской и Павловской площадях прежняя тенденция сохраняется. При анализе влияния репрессии (см. рис. *5.7*) нет согласованных результатов. Так, при переходе на динамический режим на Минибаевской площади положительным стало снижение репрессии, на Северо-Альметьевской и Абдрахмановской площадях сохраняется тенденция роста, а на Павловской – тенденция падения репрессии. Уменьшение плотности сетки скважин способствует росту добычи. На протяжении всего рассматриваемого времени на Минибаевской площади ввод новых скважин был успешным – значения коэффициентов корреляции уменьшаются (см. рис. *5.8*). На остальных площадях участки графиков, где идет рост этих коэффициентов, свидетельствуют о том, что не все было благополучно. Возможно, участки для бурения были выбраны неправильно, вскрывались не те пласты или шло отставание системы поддержания пластового давления из-за отсутствия водоводов. Анализируя рис. *5.9*, можно сделать вывод о том, насколько и когда был успешным ввод новых нагнетательных скважин на различных площадях. Оценим, насколько удачными были регулируемые параметры для разработки каждой площади, используя ту же методику, что и в анализе геолого-физической информации. Не повторяя ее изложение, приведем лишь промежуточные результаты на примере анализа разработки. Из приведенных в табл. *5.5* значений коэффициентов корреляции по площадям рассчитываются значимости каждого параметра (см. табл. *5.6*). Учитывая, что в ходе разработки целесообразно уменьшать депрессию, репрессию, плотность сетки, приемистость на одну нагнетательную скважину, а отношение числа нагнетательных скважин к эксплуатационным увеличивать, рассчитываются функции принадлежности (см. табл. *5.7*) для интервалов изменения технологических параметров:

Рд	= [40–68];	μ(Рд)	=	2,44–0,036·Рд;
Рр	= [193–212];	μ(Рр)	=	11,229–0,053·Рр;
S	= [19–35];	μ(S)	=	2,188–0,0625·S;
Н/Э	= [0,17–0,57];	μ(Н/Э)	=	–0,425+2,5·Н/Э;
Vн	= [51–99];	μ(Vн)	=	$2,063–0,021\cdot V_н$.

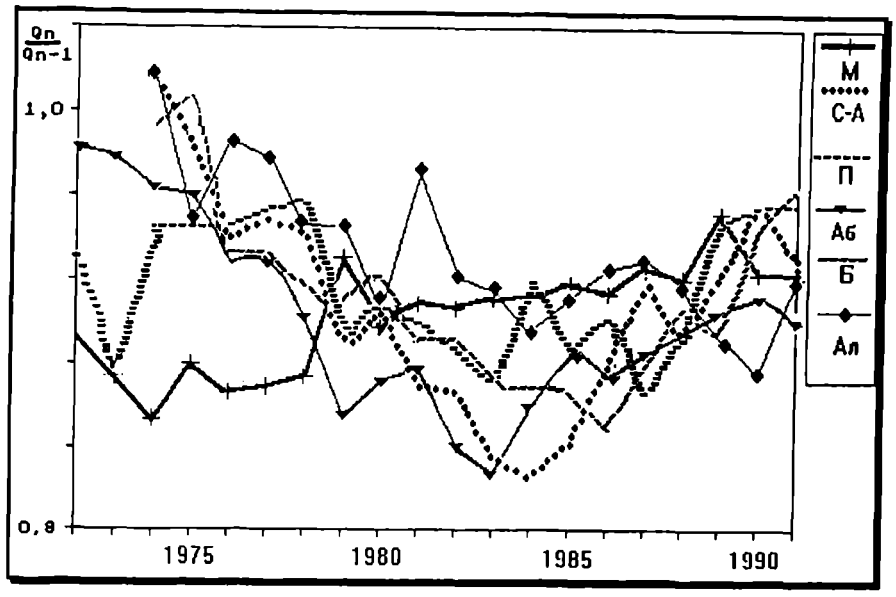


Рис.5.5. Динамика темпа падения добычи нефти Q_n/Q_{n-1}

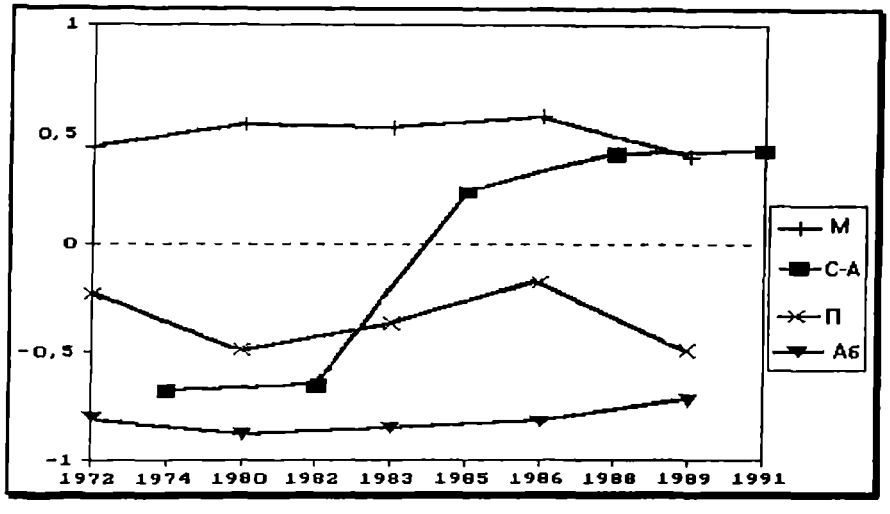


Рис.5.6. Взаимосвязь между Q_n/Q_{n-1} и депрессией в динамике

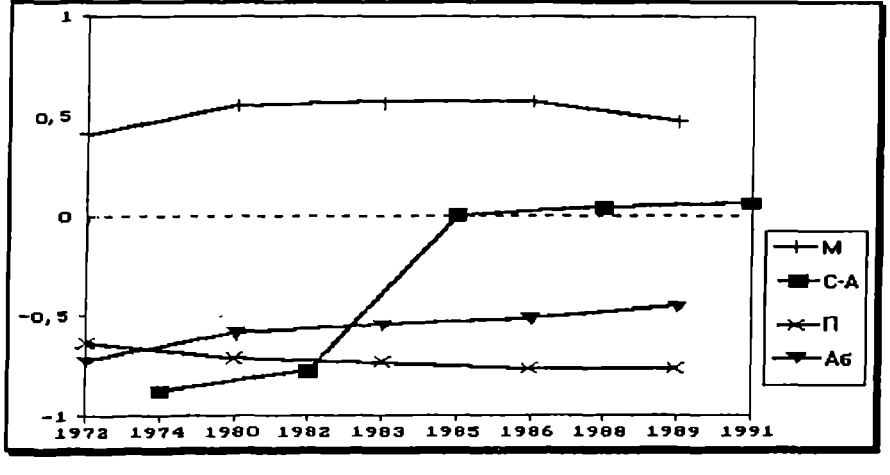


Рис.5.7. Взаимосвязь между Q_n/Q_{n-1} и репрессией в динамике

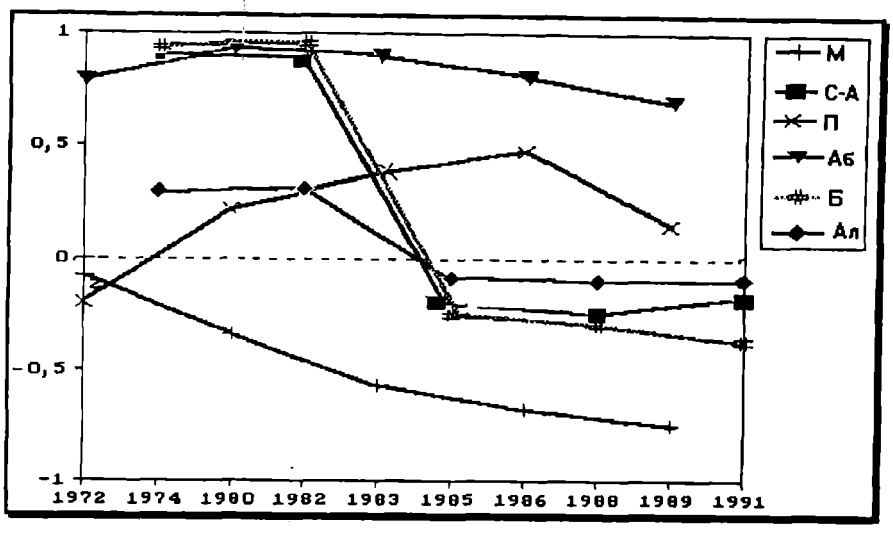


Рис. 5.8. Взаимосвязь между Q_n/Q_{n-1} и плотностью сетки скважин в динамике

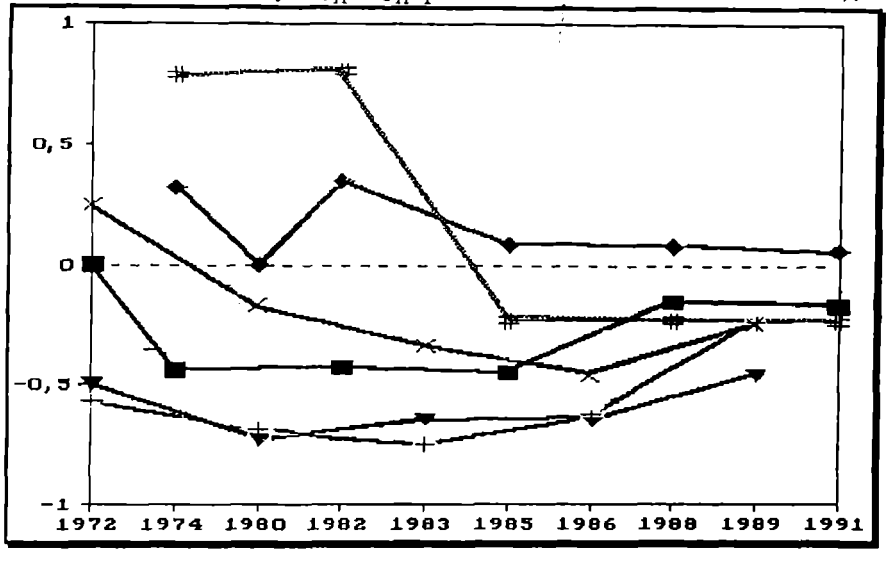


Рис. 5.9. Взаимосвязь между Q_n/Q_{n-1} и отношением количества нагнетательных скважин к эксплуатационным в динамике

Условные обозначения см. на рис. 5.8

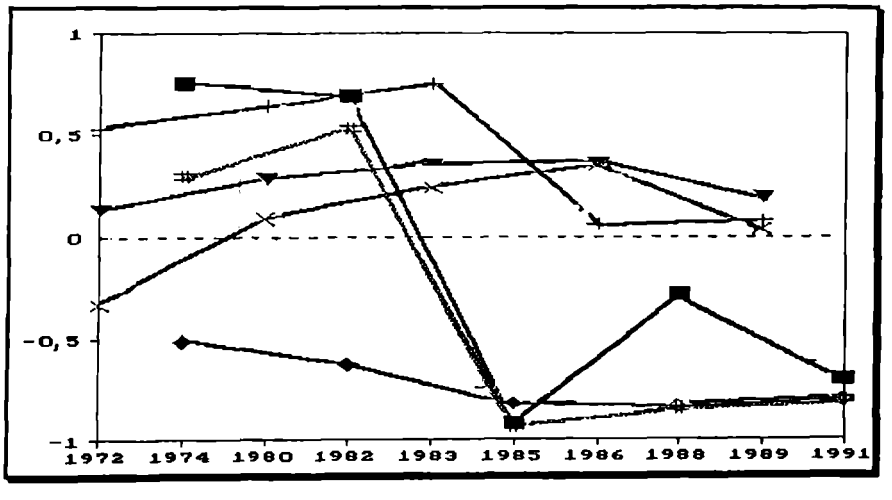


Рис. 5.10. Взаимосвязь между Q_n/Q_{n-1} и средней приемистотью скважины в динамике

Условные обозначения см. на рис. 5.8

Таблица 5.5. Абсолютные значения коэффициентов корреляции по площадям за 1989 г.

Площадь	$k_д$	$k_р$	k_S	$k_{н/э}$	$k_{Vн}$
Альметьевская	0,437	0,035	0,097	0,076	0,838
Северо-Альметьевская	0,437	0,035	0,846	0,152	0,284
Березовская	0,437	0,035	0,293	0,233	0,838
Минибаевская	0,400	0,470	0,750	0,240	0,080
Абдрахмановская	0,720	0,460	0,700	0,460	0,190
Павловская	0,493	0,767	0,143	0,240	0,036

Таблица 5.6. Значимость технологических параметров по площадям

Площадь	Рд	Рр	S	Н/Э	Vн
Альметьевская	0,27	0,10	0,17	0,14	0,32
Северо-Альметьевская	0,19	0,06	0,22	0,36	0,17
Березовская	0,24	0,07	0,22	0,18	0,09
Минибаевская	0,22	0,24	0,28	0,18	0,09
Абдрахмановская	0,24	0,20	0,24	0,20	0,12
Павловская	0,26	0,29	0,18	0,20	0,07

Таблица 5.7. Значения функций принадлежности по площадям

Площадь	(Рд)	(Рр)	(S)	(Н/Э)	(Vн)
Альметьевская	0,568	0,5	0,376	0,025	0,55
Северо-Альметьевская	0,46	0,894	0,5	0,025	0
Березовская	0,46	0,50	0	0	0,02
Минибаевская	0,748	1	0,126	0,075	0,55
Абдрахмановская	0,01	0,894	1	1	0,07
Павловская	1	0	0,563	0,525	5
					0,09
					1
					1

По данным табл. *5.6, 5.7* рассчитывается степень успешности у назначенного технологического режима

$$y_{техн}(Ал) = 0,4487; \quad y_{техн}(С\text{-}А) = 0,2632;$$
$$y_{техн}(Б) = 0,3049; \quad y_{техн}(М) = 0,4589;$$
$$y_{техн}(А6) = 0,7304; \quad y_{техн}(П) = 0,4487.$$

Итак, наилучшим был режим на Абдрахмановской, затем на Павловской и т.д. площадях.

Аналогичным образом были рассчитаны степени успешности технологического режима по всем площадям за рассматриваемый период (см. табл. *5.8*).

В 1985 г. наиболее удачным был режим на Павловской площади, затем на Альметьевской и т.д., в 1991 г. на первое место вышла Альметьевская площадь.

Таблица 5.8. Оценка степени успешности технологического режима по площадям в динамике

Площадь	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991
Ал	0,661	0,705	0,691	0,638	0,449	0,580	0,559
С-А	0,427	0,362	0,387	0,358	0,263	0,391	0,380
Б	0,491	0,561	0,549	0,540	0,305	0,472	0,427
М	0,444	0,491	0,512	0,501	0,459	0,530	0,486
Аб	0,571	0,676	0,696	0,745	0,730	0,535	0,516
П	0,765	0,571	0,487	0,564	0,536	0,591	0,535

Главной целью разработки месторождения является достижение максимального отбора нефти. Поэтому целесообразно проследить изменение показателей:

$$Y = Q_н / G_н (1-\tau_н/100);$$
$$X = Q_н / G_н.$$

где $Q_н$ – добыча нефти за год; $G_н$ – начальные извлекаемые запасы; $\tau_н$ - выработка от начальных извлекаемых запасов.

Из рис. *5.11* и *5.12* следует, что наиболее успешной была разработка на Северо-Альметьевской площади. При уменьшении с 1986 по 1991 г. показателя X в 2 раза (с 0,103 до 0,053) уровень темпа отбора нефти практически не снижался и оставался выше, чем на всех остальных площадях. Очевидно, что состояние разработки по каждой площади тем лучше, чем больше Y (темп отбора нефти) и чем меньше X (темп отбора жидкости). Для приведенных ниже интервалов изменения Y и X с 1986 по 1991 г.

$$X = [0{,}036–0{,}109];$$
$$Y = [0{,}032–0{,}064]$$

были рассчитаны функции принадлежности

$$\mu(X) = 1{,}493–13{,}7 \cdot X;$$
$$\mu(Y) = -1+31{,}25 \cdot Y.$$

Их значения приведены в табл. *5.9*.

Чтобы оценить в целом технологию разработки каждой площади, найдем среднее арифметическое значение функций принадлежности $\mu(y^i_{техн})$, $\mu(y^i)$, $\mu(x^i)$ (см. табл. *5.8*, *5.9*);

$$\mu(P_k) = \frac{\mu(y^i_{техн})+\mu(y^i)+\mu(x^i)}{3}.$$

Таблица 5.9. Значения функций принадлежности для темпа отбора нефти и жидкости по годам.

	1986		1987		1988	
Площадь	μ(y1)	μ(x1)	μ(y2)	μ(x2)	μ(y3)	μ(x3)
М	0,219	0,726	0,156	0,822	0,125	0,890
Б	0,313	0,507	0,219	0,671	0,156	0,740
Ал	0,344	0,685	0,313	0,753	0,25	0,767
С-А	0,594	0,096	0,563	0,233	0,438	0,370
Аб	1	0	0,875	0,04	0,78	0,1
П	0,313	0,534	0,250	0,534	0,156	0,575

	1989		1990		1991	
Площадь	μ(y4)	μ(x4)	μ(y5)	μ(x5)	μ(y6)	μ(x6)
М	0,094	0,918	0,063	0,972	0,031	1
Б	0,063	0,835	0,031	0,904	0,063	0,904
Ал	0,156	0,781	0,063	0,808	0	0,877
С-А	0,406	0,561	0,406	0,671	0,375	0,767
Аб	0,69	0,34	0,66	0,22	0,56	0,23
П	0,125	0,657	0,125	0,657	0,125	0,616

Совокупная оценка эффективности технологического режима приведена в табл. *5.10*. Из нее следует, что с 1986 по 1988 г. наиболее успешной была разработка на Альметьевской площади, в 1989 г. – на Абдрахмановской, в 1990 г. – на Минибаевской, а в 1991 г. – на Минибаевской и Северо-Альметьевской.

Таблица 5.10. Оценка эффективности технологического режима разработки в динамике

Площадь	1986	1987	1988	1989	1990	1991
М	0,479	0,497	0,505	0,490	**0,522**	**0,507**
Б	0,460	0,480	0,479	0,401	0,469	0,465
Ал	**0,578**	**0,587**	**0,552**	0,462	0,484	0,479
С-А	0,351	0,394	0,389	0,545	0,489	**0,507**
Аб	0,559	0,537	0,542	**0,587**	0,472	0,435
П	0,473	0,424	0,432	0,481	0,458	0,425

Примечание. Отмечены наиболее эффективные с точки зрения технологического режима площади.

Оценка эколого-экономической эффективности разработки площадей

При анализе экономической эффективности исследовались следующие статьи затрат: электрическая энергия; искусственное воздействие; заработная плата; амортизация эксплуатационных скважин; сбор и транспорт нефти; технологическая подготовка нефти; геолого-разведочные работы; поддержание пластового давления; общепроизводственные расходы.

Для сравнения экономической эффективности разработки рассматривалась себестоимость 1 т добытой нефти, куда вошли все перечисленные выше статьи затрат (см. табл. *5.11*).

Таблица 5.11. Себестоимость 1 т добытой нефти (в тыс.руб/т)

Площадь	1986	1987	1988	1989	1990	1991
М	18,72	20,08	20,34	14,54	24,18	54,02
Ал	14,51	15,14	16,19	18,82	21,99	49,62
С-А	17,06	18,23	19,03	20,85	21,88	48,78
Б	14,91	16,66	17,47	19,54	20,11	47,12
П	20,98	17,95	20,25	21,37	22,76	53,28
Аб	19,46	21,57	24,59	26,33	29,75	69,35

Естественно считать, что та площадь разрабатывалась лучше, на которой себестоимость 1 т добытой нефти меньше. Так же как и в оценке эффективности геолого-физических и технологических параметров на основе использования теории нечетких множеств, для интервала изменения себестоимости [14,51–69,35] была построена функция принадлежности

$$\mu(C) = 1{,}265 - 0{,}018\ C\ .$$

Значения функций принадлежности по площадям приведены в табл. *5.12.*

Таблица 5.12. Оценка экономической успешности разработки площадей

Площадь	1986	1987	1988	1989	1990	1991
М	0,928	0,904	0,899	**1**	0,830	0,293
Ал	**1**	**0,993**	**0,973**	0,926	0,869	0,372
С-А	0,959	0,937	0,922	0,890	0,871	0,387
Б	0,997	0,965	0,951	0,913	**0,903**	**0,417**
П	0,887	0,942	0,901	0,880	0,855	0,306
Аб	0,915	0,877	0,822	0,791	0,730	0,017

Примечание. Отмечены наиболее успешные с точки зрения экономической эффективности площади.

Осуществление экономической программы НГДУ "Альметьевнефть" за период 1986–1992 гг. привело к значительному очищению поверхностных и подземных вод, атмосферного воздуха и поверхности земли. Существенно снизилось количество порывов нефтепроводов, уменьшилась аварийность подводящих и разводящих водоводов сточной воды. Благодаря действующей на всех реках многоступенчатой системе нефтеловушек снизилось содержание хлоридов в реках, родниках, колодцах. Отсутствие информации по площадям для всех указанных показателей сделало невозможным проведение детального экологического анализа. Анализировался лишь один обобщенный показатель – объем нагнетаемых сточных вод. Для интервала изменения этого параметра (4807–32763) и функции принадлежности

$$\mu(Q_{ст}) = 1{,}172 - 0{,}000036\ Q_{ст}$$

были рассмотрены значения экологической успешности при разработке площадей (см. табл. *5.13*).

Таблица 5.13. Оценка экологической успешности разработки площадей

Площадь	1986	1987	1988	1989	1990	1991
М	0,648	0,712	0,757	0,775	0,816	0,832
Ал	**0,944**	**0,965**	**0,967**	0,973	0,981	**1**
С-А	0,727	0,776	0,819	0,876	0,914	0,941
Б	0,895	0,944	0,963	**0,991**	**0,999**	**1**
П	0,913	0,912	0,924	0,947	0,947	0,935
Аб	0,007	0,019	0,065	0,113	0,161	0,176

Примечание. Отмечены наиболее успешные с точки зрения экологии площади.

Данные табл. *5.11* и *5.13* позволяют рассчитать обобщенную экономико-экологическую эффективность разработки площадей (см. табл. *5.14*).

Таблица 5.14. Оценка эколого-экономической эффективности разработки

Площадь	1986	1987	1988	1989	1990	1991
М	0,788	0,808	0,828	0,888	0,823	0,563
Ал	**0,972**	**0,979**	**0,97**	0,950	0,925	0,686
С-А	0,843	0,857	0,871	0,883	0,893	0,664
Б	0,946	0,955	0,957	**0,952**	**0,951**	**0,709**
П	0,9	0,927	0,912	0,914	0,901	0,621
Аб	0,461	0,448	0,444	0,452	0,446	0,097

Примечание. Отмечены наиболее успешные с точки зрения экономико-экологической эффективности площади.

Обобщая табл. *5.10* и *5.14*, рассчитаем системную оценку эффективности разработки площадей. Эта оценка включает весь рассмотренный комплекс технологических, экономических и экологических параметров (см. табл. *5.15*).

Таблица 5.15. Системная оценка эффективности разработки площадей

Площадь	1986	1987	1988	1989	1990	1991
М	0,634	0,653	0,667	0,689	0,673	0,535
Ал	0,716	0,730	**0,728**	0,676	0,697	0,576
С-А	0,711	0,722	0,712	0,673	0,689	0,572
Б	0,649	0,675	0,673	**0,750**	**0,72**	**0,608**
П	**0,730**	**0,732**	0,727	**0,750**	0,687	0,528
Аб	0,467	0,436	0,438	0,467	0,452	0,261

Примечание. Отмечены наиболее успешные с точки зрения системной оценки площади.

Таким образом, многокритериальный анализ динамического режима разработки площадей показал, что по всему комплексу показателей наиболее успешной в 1986 и 1987 гг. была разработка на Павловской площади, в 1988 г. – на Альметьевской, а с 1989 по 1991 г. – на Березовской площади.

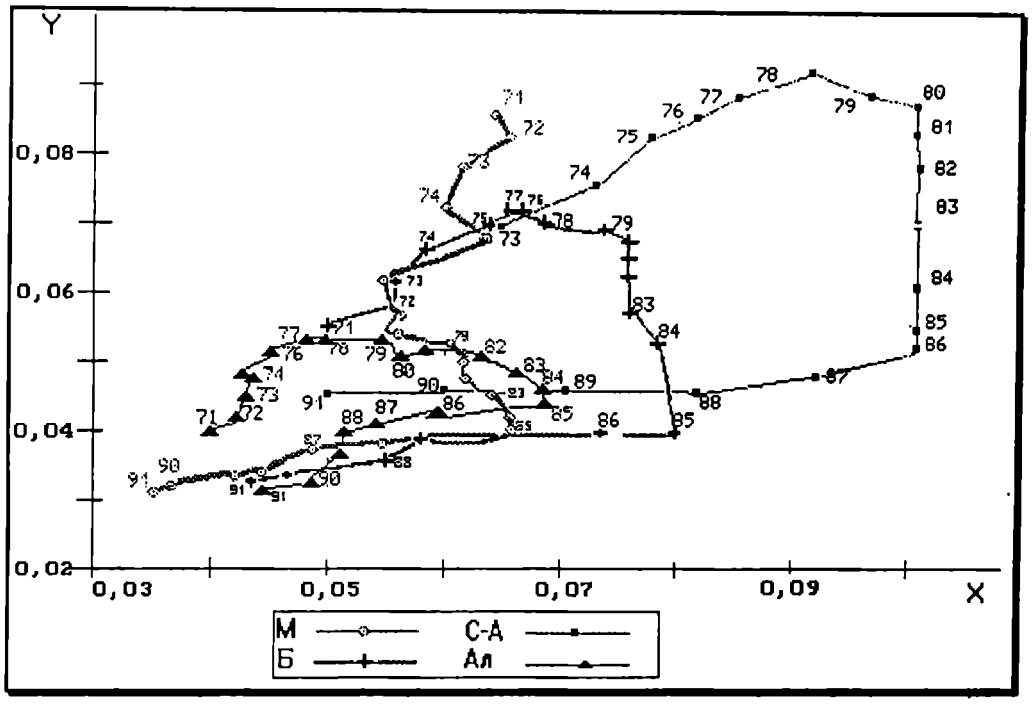


Рис. 5.11. Зависимость темпа отбора нефти (Y) от темпа отбора жидкости (X) для Минибаевской, Северо-Альметьевской, Березовской и Альметьевской площадей

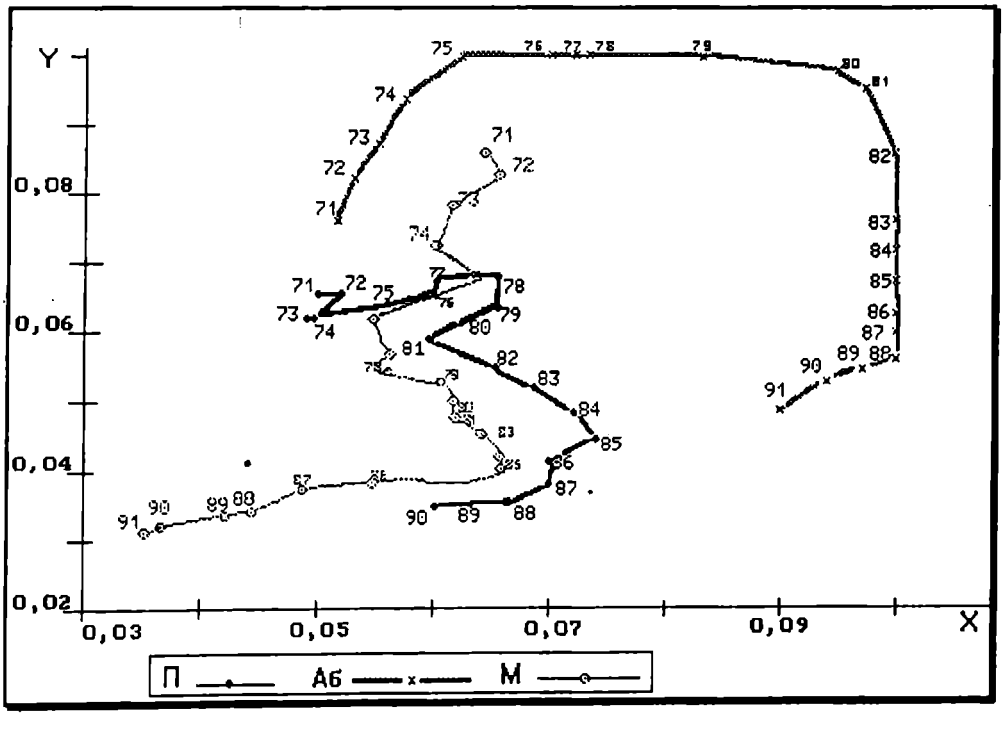


Рис. 5.12. Зависимость темпа отбора нефти (Y) от темпа отбора жидкости (X) для Минибаевской, Павловской и Абдрахмановской площадей

5.2 Системный анализ методов обработки призабойных зон скважин на Родниковом месторождении с использованием теории нечетких множеств.

Родниковое месторождение расположено в Сургутском районе Тюменской области Ханты-Мансийского автономного округа в 62 км севернее г. Сургута. Месторождение было открыто в 1984 году. В разработку месторождение вступило в 1986 году. Разработку осуществляет НГДУ "Комсомольскнефть". В разрезе месторождения вскрыто пять продуктивных горизонтов $БС_{10-0}$, $БС_{11-3}$, $БС_{12-1-3}$, $БС_{12-4}$, $ЮС_1$. Основным продуктивным объектом разработки является горизонт $БС_{12}$. Отличительной особенностью строения горизонта $БС_{12}$ является клиноформное трехчленное строение продуктивных отложений. Наиболее распространен пласт $БС_{12-3}$, наименее - $БС_{12-1}$. Пласты гидродинамически связаны между собой, причем глинистые прослои непостоянны по простиранию залежи и по толщине. Слагающие горизонт $БС_{12}$ пласты сливаются в восточном направлении. Экранирующая способность глинистых прослоев увеличивается в западном направлении. В центре залежи располагается зона с максимальными эффективными толщинами, характеризующаяся повышенной расчлененностью. Наиболее однородна по своему строению северо-восточная часть горизонта $БС_{12}$. Залежь пересекается с юго-востока на северо-запад обширным дельтовым каналом. В связи с невысокой нефтенасыщенностью прослоев и высокой водонасыщенностью в погружных частях пласта $БС_{12}$ создаются тяжелые условия для разработки залежи. Практически с начала эксплуатации весь фонд скважин работает с высокой обводненостью.

Основные геолого-физические параметры горизонта $БС_{12-1-3}$ следующие: тип коллектора - песчаники пористые, глубина залегания 2441-2479 м, средняя общая толщина - 53 м, средняя нефтенасыщенная толщина - 5 м, пористость - 0.23, нефтенасыщенность - 0.58÷0.61, проницаемость - 0.065 мкм^2, песчанистость -0.51÷0.67, расчлененность 8.0, пластовое давление - 24.7 МПа, давление насыщения - 13.5 МПа, газосодержание 66 м^3/м^3, вязкость нефти - 2.04 мПа·с, пластовая температура - 75°С, плотность нефти - 772 кг/м^3. В настоящее время на Родниковом месторождении в качестве основного метода воздействия используется заводнение. С 1990 года уровни отбора нефти начали снижаться, что объясняется в первую очередь окончанием разбуривания залежи. Основной отбор нефти по залежи (58.6 %) обеспечивается скважинами с обводненностью менее 20 %. Снижение обводненности за счет применения методов ОПЗС в этих условиях приобретает особую актуальность.

В период с 1990 по 1992 год в НГДУ проведен комплекс мероприятий на добывающих и нагнетательных скважинах с целью увеличения производительности скважин, увеличения охвата пласта заводнением, регулирования процесса заводнения и снижения обводненности скважин. Можно выделить следующие основные группы мероприятий:

- *технические* (изменение способа эксплуатации, промывка ствола скважины, перфорация колонны, изоляция заколонных перетоков и другие);

- *изоляционные* (селективная изоляция прослоев в добывающих скважинах; выравнивание профиля притока в нагнетательных скважинах);

- применение *кислотных* методов ОПЗС (солянокислотная обработка, глинокислотная обработка и их комбинирование с нагнетанием ПАВ, акустическим воздействием);

- нагнетание водных растворов *химических* реагентов (растворителей, растворов ПАВ и их комбинаций);

- применение *вибрационных* методов (акустическое воздействие и его комбинирование с солянокислотной обработкой и нагнетанием ПАВ);

- применение *перфорационных* методов (дострел, перестрел, перфорация колонны с нагнетанием кислоты и их комбинирование с солянокислотной и глинокислотной обработкой);

- применение *физико--химических* методов ОПЗС (нагнетание ПАВ и ВУС);

- применение *гидродинамических* методов ОПЗС (форсированный отбор, вовлечение в разработку недренируемых запасов, перевод добывающих скважин в нагнетательные и другие);

- *капитальный ремонт скважин* (устранение аварий, ликвидация аварий ЭЦН, извлечение оборудования после аварий, очистка забоя от металических предметов, ликвидация пробок, зарез нового ствола).

Применение этих мероприятий характеризуется широким спектром разнородных технологических и экономических параметров: изменением добычи нефти и воды на одну операцию и в целом за счет применения мероприятия; изменением объмов нагнетания воды на одну операцию и в целом; технологической успешностью, продолжительностью воздействия; общим экономическим эффектом в целом и на одну операцию). Они отличаются и по масштабности воздействия: числу охваченных и реагирующих скважин и числу операций.

Проблема оценки проводимых мероприятий ОПЗС является весьма актуальной задачей. В связи с постоянно меняющимся объемом воздействия, типом технологий, разнородностью и нечеткостью основных характеристик процессов, видом применяемых реагентов, отсутствием достоверных данных по особенностям каждой операции особую важность приобретают методы многокритериальной оценки технологических решений и на ее основе выбора наилучшего решения на основе нечеткой логики.

Постановка задачи оценки методов ОПЗС в многокритериальной нечеткой постановке включает в себя следующие основные этапы *[E2]*:

- идентификация нечетких целей методов ОПЗС;

- построение нечеткой иерархической структуры ситуации "оценки методов ОПЗС" (структуризация оценочных условий) на основе анализа нечетких целей и ее представления в виде нечеткого графа и диаграммы Хассе (диаграммы максимальных цепей);

- формализация процедуры выбора наилучших методов ОПЗС путем построения графа нечеткого включения и диаграммы

максимальных цепей Хассе. Это позволит представить рассматриваемое множество методов ОПЗС в виде кортежа, в котором методы расположены в порядке убывания степени включения "худших" методов ОПЗС в "лучшие" в пространстве поставленных целей.

Под структурой оценочной ситуации понимается множество устойчивых связей между параметрами методов ОПЗС и объективными требованиями, предъявлемыми к этим методам внешней средой.

Решение задачи многокритериальной оценки методов ОПЗС в нечеткой информационной среде состоит из следующих этапов *[Е2]*.

Первый этап включает построение функций принадлежности (чаще всего монотонно возрастающих) путем обработки статистической информации .

Второй этап состоит в формировании совокупности критериев оценки методов ОПЗС.

Третий этап направлен на построение пространства оценок для принятия решения. (Этот этап достаточно полно описан в разделе 3.2.)

Четвертый этап состоит в нахождении средних степеней принадлежности и построении индивидуальных функций решения путем использования операции нечеткого включения. На этом этапе производится ранжирование множества методов ОПЗС и построение кортежа S, в котором методы упорядочены в порядке убывания средних степеней принадлежности.

Пятый этап состоит в отражении индивидуального решения на пространство оценок, определении наиболее близкой оценочной кривой и получении лингвистического решения.

В качестве примера использования вышеизложенной методики была проведена оценка эффективности методов ОПЗС на Родниковом месторождении на основе статистической информации в НГДУ "Комсомольскнефть" за 1990-1992 гг. Пусть множество $\tilde{U}$ - нечеткое множество различных методов и мероприятий ОПЗС (далее метод ОПЗС), применяемых на Родниковом месторождении, которое было сформировано на основе этой информации. Задача многокритериальной оценки методов ОПЗС заключается в создании процедуры определения метода ОПЗС $u \in \tilde{U}$,который в наибольшей мере соответствует совокупности критериев проектного решения $\{\varphi\}$.

Очевидно, что проведение мероприятий по ОПЗС преследует достижение определенных целей. Сравнение методов ОПЗС будем проводить в пространстве следующих целей:

- максимизация добычи нефти;
- минимизация добычи воды;
- максимизация продолжительности воздействия;
- максимизация экономической эффективности.

Оценку методов ОПЗС и различных мероприятий по повышению производительности скважин, увеличению охвата пластов активным воздействием, вовлечению в разработку недренируемых запасов необходимо проводить по нескольким критериям. Сформулируем совокупность (или множество) критериев принятия решения по методам ОПЗС, отвечающих степени достижения каждой вышеуказанных целей задачи оценки. Для цели "максимизация добычи нефти" был выбран

критерий "изменение добычи нефти на одну операцию, т/сут - φ_1". Критерий "продолжительность эффекта, сут - φ_2" используется для оценки степени достижения цели "максимизация продолжительности воздействия". Для оценки цели "минимизация добычи воды - " взят критерий "изменение добычи воды на одну операцию, т/сут - φ_3". Цель "максимизация экономической эффективности" характеризуется критерием "условный экономический эффект на одну операцию, млн.руб. - φ_4". По степени достижения каждой из вышеуказанных целей можно будет сделать вывод о качестве проведенного мероприятия или метода ОПЗС. Несколько упростим рассматриваемую задачу. Предположим, что каждый из критериев имеет один и тот же вес. В этом случае нет необходимости в построении нечеткой иерархической структуры рассматриваемой ситуации.

В качестве сравниваемых методов и мероприятий ОПЗС были выбраны следующие: технические мероприятия - x_1; изоляционные работы - x_2; кислотные методы - x_3; обработка химическими реагентами -x_4; вибрационные методы - x_5; перфорационные методы - x_6; гидродинамические методы - x_7; капитальный ремонт скважин - x_8. Отметим здесь, что к собственно методам ОПЗ относятся: x_2; x_3; x_4; x_5; x_6, а к мероприятиям по повышению производительности скважин: x_1; x_7; x_8. Этот выбор был продиктован в силу того, что эти методы использовались для ОПЗС как для добывающих так и для нагнетательных, и кроме того пропуск статистической информации по этим методам не являлся критическим.

Наиболее простой функцией принадлежности является линейная. Для ее задания по каждому из критериев находятся максимальное и минимальное значение. В зависимости от характера целевой функции, например, максимизации (или минимизации), максимальному значению параметра соответствует степень принадлежности равная единице (или нулю), а минимальному значению параметра соответствует степень принадлежности равная нулю (единице). Таким образом, после того как определены количественные пределы изменения каждого параметра легко построить линейные функции принадлежности.

В таблице 5.16 приведены параметры изменения добычи нефти на одну операцию применения методов ОПЗ добывающих скважин за 1990 - 1992 гг.

Таблица 5.16. Изменение добычи нефти на одну операцию применения методов ОПЗ на добывающих скважинах - φ_1, в т/сут.

	1990	1991	1992
x_1	9.1	8.5	6.4
x_2	-	2.9	3.2
x_3	5.1	3.3	0.6
x_4	-	6.7	13.8
x_5	-	-	13.8
x_6	9.4	10.0	12.4
x_7	-	10.9	13.2
x_8	-	5.4	11.5

Легко увидеть, что минимальное значение φ_{1min} - 0.6 т/сут, а максимальное значение φ_{1max} - 13.8 т/сут. Поскольку целью методов ОПЗС является максимизация добычи нефти на одну операцию, то положим соответствующие степени принадлежности нечеткому множеству "Эффективные методы ОПЗ добывающих скважин по параметру изменение добычи нефти на одну операцию" $\mu_{\partial}(\varphi_{1min})=0$ и $\mu_{\partial}(\varphi_{1max})=1$. Одномерная полиноминальная функция f для скалярной величины φ_1 имеет вид

$$f = \alpha_1 + \alpha_2 \varphi_1$$

Коэффициенты α_1 и α_2 определяются из условий

$$f = \mu_{\partial}(\varphi_{1min}) \text{ при } \varphi_1 = \varphi_{1min},$$

и

$$f = \mu_{\partial}(\varphi_{1max}) \text{ при } \varphi_1 = \varphi_{1max}.$$

Отсюда получаем систему из двух линейных уравнений, имеющих вид

$$\mu_{\partial}(\varphi_{1min}) = \alpha_1 + \alpha_2 \varphi_{1min}$$
$$\mu_{\partial}(\varphi_{1max}) = \alpha_1 + \alpha_2 \varphi_{1max}$$

которая легко разрешается как

$$\alpha_1 = [\mu_{\partial}(\varphi_{1min}) \cdot \varphi_{1max} - \mu_{\partial}(\varphi_{1max}) \cdot \varphi_{1min}] / (\varphi_{1max} - \varphi_{1min})$$

и

$$\alpha_2 = [\mu_{\partial}(\varphi_{1max}) - \mu_{\partial}(\varphi_{1min})] / (\varphi_{1max} - \varphi_{1min}).$$

Тогда полиноминальная функция будет иметь вид

$$f = [\mu_{\partial}(\varphi_{1min}) \cdot \varphi_{1max} - \mu_{\partial}(\varphi_{1max}) \cdot \varphi_{1min}] / (\varphi_{1max} - \varphi_{1min}) - [\mu_{\partial}(\varphi_{1max}) - \mu_{\partial}(\varphi_{1min})] / (\varphi_{1max} - \varphi_{1min}) \cdot \varphi_1.$$

Для нашего случая полиноминальная функция имеет вид

$$\mu_{\partial}(\varphi_1) = -0.045 + 0.076 \cdot \varphi_1.$$

Подставляя в это выражение конкретные значения φ_1 легко находим соответствующие степени принадлежности (см. табл. 5.17).

Применим вышеописанную процедуру нахождения вида полиноминальной функции и расчета степеней принадлежности к критериям φ_2, φ_3 и φ_4. Получим

$$\mu_{\partial}(\varphi_2) = -0.461 + 0.0052 \cdot \varphi_2;$$
$$\mu_{\partial}(\varphi_3) = 0.8 - 0.179 \cdot \varphi_3;$$
$$\mu_{\partial}(\varphi_4) = 0.047 + 0.00063 \cdot \varphi_4.$$

Таблица 5.17. Соответствующие расчетные степени принадлежности - $\mu_д(\varphi_1)$ изменения добычи нефти на одну операцию применения методов ОПЗ добывающих скважин.

	1990	1991	1992
x_1	0.65	0.6	0.44
x_2	-	0.18	0.2
x_3	0.34	0.21	0
x_4	-	0.46	1
x_5	-	-	1
x_6	0.7	0.72	0.9
x_7	-	0.78	0.96
x_8	-	0.37	0.83

В таблицах 5.18, 5.19 и 5.20 приведены параметры φ_2, φ_3 и φ_4 и соответствующие им расчетные степени принадлежности по рассматриваемым методам ОПЗ для добывающих скважин.

Таблица 5.18 Продолжительность эффекта от методов ОПЗС - φ_2, в сутках и соответствующие расчетные степени принадлежности - $\mu_д(\varphi_2)$.

	1990		1991		1992	
	φ_2	$\mu_д(\varphi_2)$	φ_2	$\mu_д(\varphi_2)$	φ_2	$\mu_д(\varphi_2)$
x_1	151	0.32	147	0.30	120	0.16
x_2	-	-	196	0.56	109	0.11
x_3	148	0.31	167	0.41	101	0.06
x_4	-	-	89	0	171	0.43
x_5	-	-	-	-	115	0.14
x_6	160	0.37	169	0.42	146	0.30
x_7	159	0.37	102	0.07	167	0.41
x_8	-	-	156	0.35	282	1

Таблица 5.19. Изменение добычи воды на одну операцию применения методов ОПЗ на добывающих скважинах - φ_3, в т/сут. и соответствующие расчетные степени принадлежности - $\mu_д(\varphi_3)$.

	1990		1991		1992	
	φ_3	$\mu_д(\varphi_3)$	φ_3	$\mu_д(\varphi_3)$	φ_3	$\mu_д(\varphi_3)$
x_1	0.1	0.21	0.9	0.36	0.4	0.27
x_2	0.1	0.21	0.3	0.25	2.9	0.72
x_3	-1.1	0	0.8	0.34	0.3	0.25
x_4	2.2	0.59	-0.5	0.11	0.7	0.32
x_5	0	0.23	0	0.23	0.2	0.23
x_6	2.9	0.72	-0.8	0.05	0.7	0.32
x_7	0	0.70	1.4	0.45	4.5	1
x_8	0	0.35	1.6	0.48	0.3	0.25

Проведем аналогичные вычисления и для методов ОПЗ нагнетательных скважин. Линейные функции принадлежности для выбранных критериев имеют вид

$$\mu_н(\varphi_1) = -0.0016 + 0.016 \cdot \varphi_1;$$
$$\mu_н(\varphi_2) = -0.221 + 0.0037 \cdot \varphi_2;$$
$$\mu_н(\varphi_3) = 0.302 - 0.104 \cdot \varphi_3;$$

$$\mu_н(\varphi_4) = 0.082 + 0.00075 \cdot \varphi_4.$$

Таблица 5.20. Условный экономический эффект на одну операцию применения методов ОПЗ на добывающих скважинах - φ_4, в т/сут. и соответствующие расчетные степени принадлежности - $\mu_д(\varphi_4)$.

	1990		1991		1992	
	φ_4	$\mu_д(\varphi_4)$	φ_4	$\mu_д(\varphi_4)$	φ_4	$\mu_д(\varphi_4)$
x_1	123	0.12	-1	0.05	46	0.08
x_2	-	-	-75	0	-	-
x_3	66	0.09	4	0.05	-9	0.04
x_4	-	-	23	0.06	199	0.17
x_5	-	-	-	-	116	0.12
x_6	197	0.17	136	0.13	130	0.13
x_7	-	-	50	0.08	-	-
x_8	-	-	12	0.05	1521	1

В таблицах 5.21-24 приведены параметры φ_1, φ_2, φ_3 и φ_4 и соответствующие им расчетные степени принадлежности по рассматриваемым методам ОПЗ для нагнетательных скважин.

Таблица 5.21. Изменение добычи нефти на одну операцию применения методов ОПЗ на нагнетательных скважинах - φ_1, в т/сут. и соответствующие расчетные степени принадлежности - $\mu_н(\varphi_1)$.

	1990		1991		1992	
	φ_1	$\mu_н(\varphi_1)$	φ_1	$\mu_н(\varphi_1)$	φ_1	$\mu_н(\varphi_1)$
x_1	12.5	0.20	4.5	0.07	8.5	0.14
x_2	-	-	29.6	0	-	-
x_3	22.5	0.36	20.4	0.23	17.4	0.28
x_4	26.2	0.42	13.1	0.19	11.0	0.18
x_5	26.7	0.43	20.7	0.24	18.1	0.29
x_6	62.8	1	13.3	0.16	6.0	0.1
x_7	36.3	0.58	29.0	0.27	10.1	0.16
x_8	-	-	23.1	0.22	0.1	0

Таблица 5.22. Продолжительность эффекта от методов ОПЗ нагнетательных скважин - φ_2, в сутках и соответствующие расчетные степени принадлежности - $\mu_н(\varphi_2)$.

	1990		1991		1992	
	φ_2	$\mu_н(\varphi_2)$	φ_2	$\mu_н(\varphi_2)$	φ_2	$\mu_н(\varphi_2)$
x_1	331	1	253	0.72	175	0.43
x_2	-	-	164	0.39	-	-
x_3	203	0.53	151	0.34	170	0.41
x_4	213	0.57	275	0.78	95	0.13
x_5	205	0.54	163	0.38	137	0.29
x_6	219	0.59	60	0	125	0.24
x_7	159	0.37	183	0.46	146	0.32
x_8	-	-	111	0.19	257	0.73

Таблица 5.23. Изменение добычи воды на одну операцию применения методов ОПЗ на нагнетательных скважинах - φ_3, в т/сут. и соответствующие расчетные степени принадлежности - $\mu_н(\varphi_3)$.

	1990		1991		1992	
	φ_3	$\mu_н(\varphi_3)$	φ_3	$\mu_н(\varphi_3)$	φ_3	$\mu_н(\varphi_3)$
x_1	2.1	0.08	-0.2	0.32	1.2	0.18
x_2	-	-	-6.7	1	-	-
x_3	2.9	0	1.4	0.16	1.7	0.13
x_4	0.4	0.26	0.0	0.30	0.7	0.23
x_5	1.9	0.10	-1.2	0.43	-4.1	0.73
x_6	0.9	0.21	1.2	0.18	1.0	0.20
x_7	0.1	0.29	0.4	0.26	0.3	0.27
x_8	-	-	1.5	0.15	0	0.30

Таблица 5.24. Условный экономический эффект на одну операцию применения методов ОПЗ на нагнетательных скважинах - φ_4, в т/сут. и соответствующие расчетные степени принадлежности - $\mu_н(\varphi_4)$.

	1990		1991		1992	
	φ_4	$\mu_н(\varphi_4)$	φ_4	$\mu_н(\varphi_4)$	φ_4	$\mu_н(\varphi_4)$
x_1	-37	0.05	-21	0.07	46	0.12
x_2	-	-	-109	0	-	-
x_3	541	0.48	192	0.23	272	0.29
x_4	-12	0.07	143	0.19	65	0.13
x_5	330	0.33	216	0.24	228	0.25
x_6	1223	1	110	0.16	83	0.23
x_7	301	0.31	250	0.27	-	-
x_8	-	-	190	0.22	-39	0.05

Для многокритериальной оценки эффективности методов ОПЗ добывающих и нагнетательных скважин найдем среднее арифметическое значений соотвествующих степеней принадлежности:

$$\mu_{дср}(\varphi) = \Sigma\mu_д(\varphi_i)/\Sigma i;$$

$$\mu_{нср}(\varphi) = \Sigma\mu_н(\varphi_i)/\Sigma i$$

а эффективность методов ОПЗС в целом для эксплуатационного фонда определим как

$$\mu_{ср}(\varphi) = [\mu_{дср}(\varphi) + \mu_{нср}(\varphi)\ ]/2.$$

Совокупная оценка эффективности методов ОПЗ добывающих и нагнетательных скважин и в целом для эксплуатационного фонда приведена в таблице 5.25.

Таблица 5.25. Совокупная оценка эффективности методов ОПЗС.

	1990			1991			1992		
	$\mu_{дср}$	$\mu_{нср}$	$\mu_{ср}$	$\mu_{дср}$	$\mu_{нср}$	$\mu_{ср}$	$\mu_{дср}$	$\mu_{нср}$	$\mu_{ср}$
x_1	0.43	0.33	0.38	0.40	0.30	0.35	0.35	0.22	0.285
x_2	-	-	-	0.38	0.47	0.425	0.15	-	-
x_3	0.36	0.34	0.35	0.33	0.27	0.30	0.21	0.28	0.245
x_4	-	0.33	-	0.35	0.37	0.36	0.57	0.17	0.37
x_5	-	0.35	-	-	0.35	-	0.51	0.39	0.45
x_6	0.38	0.7	0.54	0.55	0.14	0.345	0.50	0.17	0.335
x_7	-	0.39	-	0.37	0.37	0.37	0.36	0.26	0.31
x_8	-	-	-	0.32	0.23	0.275	0.90	0.27	0.585

Откуда можно получить кортежи S_i из методов ОПЗС, в которых последние располагаются в порядке убывания полученных значений степени совокупной эффективности в многокритериальном оценочном пространстве.

1990

$S_д$ = < x_1; x_6; x_3>;
$S_н$ = <x_6; x_7; x_5; x_3; x_1 и x_4>;
$S_{ср}$ = <x_6; x_1; x_3>;

1991

$S_д$ = < x_6; x_1; x_2; x_7; x_4; x_3; x_8>;
$S_н$ = < x_2; x_6; x_7 и x_4; x_5; x_1; x_3; x_8>;
$S_{ср}$ = < x_2; x_7; x_4; x_6; x_1; x_3; x_8>;

1992

$S_д$ = < x_8; x_4; x_5; x_6; x_7; x_1; x_3; x_2>;
$S_н$ = < x_5; x_3; x_8; x_7; x_1; x_6 и x_4>;
$S_{ср}$ = < x_8; x_5; x_4; x_6; x_7; x_1; x_3>.

Интересным представляется сопоставление результатов, полученных по вышеописанной методике с результатами вычислений по методике морфологического метода индивидуальных экспертных оценок, достаточно полно описанного в работе *[36]*. Метод морфологических оценок основывается на методе попарного сравнения альтернатив экспертами. Полные вычисления оценки эффективности методов ОПЗС на Ириновском месторождении по методике морфологического метода индивидуальных экспертных оценок были сделаны в работе *[Н8]*, под руководством автора.

Метод морфологических оценок применительно к выбору ОПЗС включает в себя три основных этапа:

- определение весовых коэффициентов каждого из рассматриваемых критериев - λ_i;
- расчет весовых коэффициентов каждого метода ОПЗС - g_{ij} ;
- определение значения функции полезности

$$u_j = \Sigma\, \lambda_i \cdot g_{ij}, \qquad i=1\text{-}4,\ j=1,2,\ldots,8$$

и составления кортежа S_i из методов ОПЗС, расположенных в порядке полученных значений функций полезности.

Для целей сравнения метода многокритериальной оценки на основе теории нечетких множеств и морфологического метода индивидуальных экспертных оценок положим что λ_i = 1, i=1-4. Расчет весовых коэффициентов - g_{ij} производился по методу, описанному в *[36]*.

Кортежи S_i по методам ОПЗ добывающих и нагнетательных скважин, полученные по морфологическому методу (метод 2) в сопоставлении с кортежами по методу с использованием нечетких

множеств (метод 1) выглядят так как это представлено в таблицах 5.26 и 5.27, соответственно.

Таблица 5.26. Кортежи S_i, в которых методы ОПЗ добывающих скважин - x_j, j=1,2,...,8 расположенны в порядке убывания их степени принадлежности (метод 1) или степени полезности (метод 2) по i - му критерию.

Кортеж	Метод	1990	1991	1992
$S_{\partial\varphi 1}$	метод1	<x6;x1;x3>	<x7;x6;x1;x4;x8;x3;x2>	<**x4,x5**;x7;x6;x8;x1;x2;x3>
	метод2	<**x6,x1**;x3>	<x7;x6;x1;x4;x8;x3;x2>	<x5;**x4,x7,x8**;x6;x2;x1;x3>
$S_{\partial\varphi 2}$	метод1	<x6;x1;x3>	<x2;x6;x3;x8;x1;x7;x4>	<x8;x4;x7;x6;x1;x5;x2;x3>
	метод2	<x6;**x1,x3**>	<x2;**x6,x3**;x1;x8;x7;x4>	<x8;x4;x7;x6;**x1,x5**;x2;x3>
$S_{\partial\varphi 3}$	метод1	<x3;x1;x6>	<x6;x4;x2;x3;x1;x7;x8>	<x5;x8,x3;x1;**x4,x6**;x2;x7>
	метод2	<x3;x1;x6>	<x6;x4;x2;x3;x1;x7;x8>	<x5;x8,x3;x1;**x4,x6**;x2;x7>
$S_{\partial\varphi 4}$	метод1	<x6;x1;x3>	<x6;x7;x4;**x1,x3,x8**;x2>	<x8;x4;x6;x5;x7,x1;x3;x2>
	метод2	<x6;x1;x3>	<x6;x7;x4;x8;x3;x1;x2>	<x8;x4;x6;**x2,x5,x7**;x1;x3>
S_{∂}	метод1	<x1;x6;x3>	<x6;x1;x2;x7;x4;x3;x8>	<x8;x4;x5;x6;x7;x1;x3;x2>
	метод2	<**x3,x6**;x1>	<x6;x4;x7;x1;x3;x2;x8>	<x8;x4;**x5,x6**;x1;x7;x2;x3>

Таблица 5.27. Кортежи S_i, в которых методы ОПЗ нагнетательных скважин - x_j, j=1,2,...,8 расположенны в порядке убывания их степени принадлежности (метод 1) или степени полезности (метод 2) по i - му критерию.

Кортеж	Метод	1990	1991	1992
$S_{\partial\varphi 1}$	метод1	<x6;x7;x5;x3;x4;x1>	<**x2,x7**;x8;**x3,x5**;**x4,x6**;x1>	<x5;x3;x4;x7;x1;x6;x8>
	метод2	<x6;x7;**x4,x5**;x3;x1>	<**x2,x7**;**x3,x5,x8**;**x4,x6**;x1>	<**x5,x3**;x4;x7;x1;x6;x8>
$S_{\partial\varphi 2}$	метод1	<x1;x6;x4;x5;x3;x7>	<x4;x1;x7;x2;x5;x3;x8;x6>	<x8;x1;x3;x7;x5;x6;x4>
	метод2	<x1;**x3,x4,x5,x6**;x7>	<**x4,x1**;x7;x2;**x5,x3**;x8;x6>	<x8;**x1,x3,x5,x6**,x7;x4>
$S_{\partial\varphi 3}$	метод1	<x7;x4;x6;x5;x1;x3>	<x2;x5;x1;x4;x7;x6;x3;x8>	<x5;x8;x7;x4;x6;x1;x3>
	метод2	<x7;x4;x6;x5;x1;x3>	<x2;x5;x1;x4;x7;x6;x3;x8>	<x5;x8;x7;x4;x6;**x1,x3**>
$S_{\partial\varphi 4}$	метод1	<x6;x3;x5;x7;x4;x1>	<x7;x5;x3;x8;x4;x6;x1;x2>	<**x3,x7**;x5;x6;x4;x1;x8>
	метод2	<x6;x3;x5;x4;x7;x1>	<x7;x5;**x3,x8**;x4;x6;x1;x2>	<x3;x5;x7;x6;x4;x1;x8>
S_{∂}	метод1	<x6;x7;x5;x3;x1;x4>	<x2;x4;x7;x5;x1;x3;x8;x6>	<x5;x3;x8;x7;x1;x6;x4>
	метод2	<x6;**x4,x7**;x5;x3;x1>	<x2;**x4,x7**;x5;x3;x1;x8;x6>	<x5;x3;**x7,x4**,x1;**x6,x8**>

В таблицах методы ОПЗС, занимающие в кортеже равные позиции, выделены полужирным шрифтом.

Анализ результатов, представленных в таблицах 5.26 и 5.27 показывает, что кортежи для критериев φ_i, i=1-4, полученные по методам 1 и 2, отличаются незначительно. В то же время, имеются существенные различия между кортежами в совокупных многокритериальных оценках методов ОПЗ как для добывающих так и для нагнетательных скважин. Последнее объясняется тем, что округление результатов оценки по методу 2 до фиксированных значений используемой шкалы сравнения вносит определенную погрешность. Эта погрешность является не столь существенной для оценки по одному критерию, но с ростом числа критериев погрешность вычислений накапливается и становится существенной для совокупной многокритериальной оценки.

К другим недостаткам метода морфологических оценок следуст отнести :

1. степени полезности по i - критерию сравниваемых методов ОПЗС весьма близки друг к другу. Это вносит определенные трудности в ранжировании методов ОПЗС;

2. метод не предназначен для анализа динамики применения методов ОПЗС. Так как для сравнительной оценки и ранжирования методов ОПЗС используются статистические параметры по каждому году в отдельности;

Графические зависимости совокупных степеней принадлежности методов ОПЗ и мероприятий по повышению производительности добывающих и нагнетательных скважин во времени приведены на рис. 5.13 и 5.14, соответственно. По результатам трех лет применения методов ОПЗС делать окончательные выводы еще рано, но можно отметить следующие тенденции.

Рассмотрим вначале применение методов ОПЗ добывающих скважин. Эффективность проведения технических мероприятий остается стабильной на протяжении этих лет. Эффективность применения кислотных обработок в рассматриваемом многокритериальном пространстве существенно снижается с 0.36 до 0.28. Эффективность применения перфорационных остается весьма высокой в последние два года более 0.50. По результатам применения методов ОПЗ добывающих скважин в 1992 году можно условно выделить четыре группы: высокоэффективные - капитальный ремонт скважин; эффективные - химические, вибрационные и перфорационные методы ОПЗ; слабоэффективные - технические мероприятия, кислотные и гидродинамические методы; неэффективные - изоляционные методы.

Динамика изменений средних степеней принадлежности методов ОПЗ нагнетательных скважин более стабильная, чем у добывающих скважин. В целом следует отметить тенденцию снижения эффективности у всех методов ОПЗ с годами. Наиболее значительное снижение эффективности отмечается у химических и перфорационных методов. У методов ОПЗ нагнетательных скважин можно выделить две группы по эффективности применения: слабоэффективные - вибрационные, кислотные, гидродинамические методы, капитальный ремонт скважин и технические мероприятия; неэффективные - химические и перфорационные методы. Изоляционные методы использовались только в 1991 году и средняя степень принадлежности была самой высокой - 0.47. Анализ добычи нефти полученной от применения различных мероприятий и методов ОПЗС (см. табл. 5.28) позволяет рекомендовать к более широкому внедрению на Родниковом месторождении для добывающих скважин: химические, вибрационные и перфорационные методы; для нагнетательных: изоляционные и вибрационные. Следует отметить, что кислотные методы достаточно широко используются - доля нефти, полученная за счет их применения достигает 25 % от общей.

Построим индивидуальную функцию решения, которая определяет степень достижимости поставленных целей каждого из мероприятий по повышению производительности и методов ОПЗ скважин. Для каждого метода ОПЗ добывающих (или нагнетательных) скважин - $x_{\partial i}$ (или x_{ni}) с найденной средней степенью принадлежности - $\mu_{\partial cp}(\varphi)$ (или $\mu_{ncp}(\varphi)$)

строится индивидуальная функция решения на пространстве оценок путем использования следующего правила перехода

$$R(x_{\partial i}, u) = \min\{1; [1 - \mu_{\partial cp}(\varphi) + c_q(u)]\},$$

где $i = 1 \div 8$; $u = 0.0, 0.1, \ldots, 1.0$ и $q = 1 \div 7$.

Таблица 5.28. Изменение объемов добычи нефти (тыс.т) за счет применения мероприятий по повышению производительности и методов ОПЗ скважин на Родниковом месторождении.

	1990		1991		1992	
	добывающие	нагнетательные	добывающие	нагнетательные	добывающие	нагнетательные
x_1	292109	87693	394527	30041	294470	37852
x_2	-	-	576	29041	695	-
x_3	2266	150579	3861	114323	312	186207
x_4	-	95076	3583	3600	4708	11464
x_5	-	27320	-	10139	9864	39589
x_6	7527	27488	27019	1627	19931	4471
x_7	-	92041	56827	106767	30828	26446
x_8	-	-	21269	15432	29100	13
Всего		860332		824412		754676

В таблице 5.29 приведены расчетные значения для индивидуальных функций решения методов ОПЗ добывающих скважин за 1990. Аналогично проводится расчет и для 1991 и 1992 годов. Подобная процедура используется и для нахождения индивидуальных функций решения и для методов ОПЗ нагнетательных скважин.

Таблица 5.29. Индивидуальные функции решения для методов ОПЗ добывающих скважин за 1990 год.

		0.0	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0
1990	x_1	0.57	0.57	0.59	0.60	0.63	0.66	0.73	0.68	0.64	0.60	0.57
	x_3	0.64	0.64	0.65	0.67	0.70	0.77	0.80	0.75	0.71	0.67	0.64
	x_8	0.63	0.62	0.63	0.65	0.68	0.74	0.78	0.78	0.69	0.65	0.62

По наименьшему расстоянию (евклидовому) между полученными функциями решения и одной из семи оценочных кривых и выбирается та оценочная кривая, которая и будет окончательным решением.

В таблицах 5.30 и 5.31 приведены расчетные наименьшие евклидовые расстояния и окончательные лингвистические решения для каждого метода ОПЗ добывающих и нагнетательных скважин по годам.

Таким образом, по итогам за 1992 год капитальный ремонт скважин можно отнести к "прекрасным" мероприятиям по повышению производительности добывающих скважин, так как он в наибольшей степени удовлетворяет поставленным целям. К "хорошим" методам ОПЗ - химические, вибрационные и перфорационные методы. К "посредственным" мероприятиям по повышению производительности

добывающих скважин - технические мероприятия и гидродинамические методы. Изоляционные и кислотные методы относятся к "плохим" методам ОПЗ.

Таблица 5.30. Лингвистические решения для методов ОПЗ на добывающих скважинах Родникового месторождения.

		Ближайшая оценочная кривая, c_q	Евклидовое расстояние $d(R, c_q)$	Лингвистическое решение
1990	x_1	c_4	1.07	"посредственный"
	x_3	c_4	1.21	"посредственный"
	x_8	c_4	1.17	"посредственный"
1991	x_1	c_4	1.11	"посредственный"
	x_2	c_4	1.17	"посредственный"
	x_3	c_4	1.31	"посредственный"
	x_4	c_4	1.24	"посредственный"
	x_6	c_5	1.00	"хороший"
	x_7	c_4	1.19	"посредственный"
	x_8	c_4	1.33	"посредственный"
1992	x_1	c_4	1.24	"посредственный"
	x_2	c_3	1.73	"плохой"
	x_3	c_3	1.56	"плохой"
	x_4	c_5	1.00	"хороший"
	x_5	c_5	1.01	"хороший"
	x_6	c_5	1.02	"хороший"
	x_7	c_4	1.21	"посредственный"
	x_8	c_7	1.17	"прекрасный"

По итогам за 1992 год, к "плохим" мероприятиям по повышению производительности и методам ОПЗ нагнетательных скважин относятся - технические мероприятия, химические и перфорационные методы, а к "посредственным" - кислотные и гидродинамические методы и капитальный ремонт скважин.

Определим степень включения (см. главу 2) метода ОПЗС - x_i в метод x_j как

$$\tau(x_i,x_j) = \&_{\varphi\in\vartheta}(\mu_{x_i}(\varphi)\to\mu_{x_j}(\varphi)) = \min_{\varphi\in\vartheta}(\max((1-\mu_{x_i}(\varphi)); \mu_{x_j}(\varphi))).$$

Степень включения методов друг друга будем искать с учетом полученных результатов, отраженных в таблицах 5.25, 5.30 и 5.31. Для этого вначале для каждого года и типа скважин выбираем метод ОПЗС с наилучшим лингвистическим решением (таблицы 5.30 и 5.31). В случае, если наилучшее лингвистическое решение имеют несколько методов, предпочтение отдается тому методу, который имеет более высокую степень принадлежности (таблица 5.25). Так например, в 1990 году все методы ОПЗ добывающих скважин имеют одно и то же лингвистическое решение - "посредственный" (см. табл. 5.30). Как видно из таблицы 5.25 метод x_1 - технические мероприятия имеет более высокую среднюю степень принадлежности и равную 0.43, то есть он является относительно более лучшим методом по сравнению с x_3 и x_6. Затем

Таблица 5.31. Лингвистические решения для методов ОПЗ на нагнетательных скважинах Родникового месторождения.

		Ближайшая оценочная кривая, c_q	Евклидовое расстояние d (R, c_q)	Лингвистическое решение
1990	x_1	c_4	1.31	"посредственный"
	x_3	c_4	1.27	"посредственный"
	x_4	c_4	1.24	"посредственный"
	x_5	c_4	1.19	"посредственный"
	x_6	c_6	1.1	"очень хороший"
	x_7	c_4	1.14	"посредственный"
1991	x_1	c_4	1.37	"посредственный"
	x_2	c_5	1.05	"хороший"
	x_3	c_4	1.40	"посредственный"
	x_4	c_4	1.19	"посредственный"
	x_5	c_4	1.24	"посредственный"
	x_6	c_3	1.75	"плохой"
	x_7	c_4	1.19	"посредственный"
	x_8	c_3	1.52	"плохой"
1992	x_1	c_3	1.54	"плохой"
	x_3	c_4	1.39	"посредственный"
	x_4	c_3	1.69	"плохой"
	x_5	c_4	1.14	"посредственный"
	x_6	c_3	1.69	"плохой"
	x_7	c_4	1.41	"посредственный"
	x_8	c_4	1.40	"посредственный"

ищем степень включения остальных методов - x_3 и x_6 в наилучший метод x_1.

$$\tau(x_3,x_1) = \min_{\varphi\in\vartheta}(\max((1-\mu_{x_3}(\varphi)); \mu_{x_1}(\varphi))) =$$
$$= \min_{\varphi\in\vartheta}(\max((1-\mu_{x_3}(\varphi_1)); \mu_{x_1}(\varphi_1));(1-\mu_{x_3}(\varphi_2)); \mu_{x_1}(\varphi_2));(1-\mu_{x_3}(\varphi_3)); \mu_{x_1}(\varphi_3));(1-\mu_{x_3}(\varphi_4)); \mu_{x_1}(\varphi_4))) =$$
$$= \min_{\varphi\in\vartheta}(\max(((1-0.34); 0.65); \max(((1 - 0); 0.32)); \max(((1-1); 0.78)); \max(((1-0.03); 0.12)))) =$$
$$= \min_{\varphi\in\vartheta}(0.66; 1; 0.78; 0.12) = 0.12;$$
$$\tau(x_6,x_1) = 0.17;$$
$$\tau(x_3,x_6) = 0.28.$$

Кортеж методов ОПЗ добывающих скважин с учетом полученных степеней включения будет иметь вид

$$S_\partial = < x_1; x_6; x_3>.$$

Сопоставление полученного кортежа с кортежами представленными в таблице 5.26 показывает его полное совпадение с кортежом, который был получен по методу 1 и удовлетворительное - с кортежом, построенным по методу 2. Анализ степеней включения показывает, что все они меньше 0.5. Следовательно, как метод x_6 нечетко невключен в метод x_1 так и метод x_3 нечетко невключен в метод x_6. Поэтому граф нечеткого включения построить нельзя. В то же время диаграмму

максимальных связей построить можно (см. рис. 5.15). Ниже приводятся расчетные степени включения для добывающих скважин за 1991 и 1992 годы.

1991 год.

$\tau(x_1,x_6) = 0.13$; $\tau(x_2,x_6) = 0.13$; $\tau(x_3,x_6) = 0.13$; $\tau(x_4,x_6) = 0.13$;
$\tau(x_7,x_6) = 0.13$;
$\tau(x_8,x_6) = 0.13$.

$S_\partial = < x_6; x_1, x_2, x_3, x_4, x_7, x_8>$.

1992 год.

$\tau(x_1,x_8) = 0.75$; $\tau(x_2,x_8) = 0.75$; $\tau(x_3,x_8) = 0.75$; $\tau(x_4,x_8) = 0.75$;
$\tau(x_5,x_8) = 0.76$;
$\tau(x_6,x_8) = 0.75$; $\tau(x_7,x_8) = 0.75$.

$\tau(x_1,x_5) = 0.12$; $\tau(x_2,x_5) = 0.12$; $\tau(x_3,x_5) = 0.12$; $\tau(x_4,x_5) = 0.17$;
$\tau(x_6,x_5) = 0.13$;
$\tau(x_7,x_5) = 0.12$.

$\tau(x_1,x_4) = 0.17$; $\tau(x_2,x_4) = 0.17$; $\tau(x_3,x_4) = 0.17$; $\tau(x_6,x_4) = 0.17$;
$\tau(x_7,x_4) = 0.17$.

$S_\partial = < x_8; x_5; x_4; x_1, x_2, x_3, x_6, x_7>$.

Соответствующие графы максимальных связей также представлены на рис. 5.15. Аналогично определим степени включения и построим соответствующие кортежи методов и графы максимальных связей для нагнетательных скважин.

1990 год.

$\tau(x_1,x_6) = 0.21$; $\tau(x_3,x_6) = 0.21$; $\tau(x_4,x_6) = 0.26$; $\tau(x_5,x_6) = 0.21$;
$\tau(x_7,x_6) = 0.29$.

$\tau(x_1,x_7) = 0.29$; $\tau(x_3, x_7) = 0.29$; $\tau(x_4,x_7) = 0.29$; $\tau(x_5,x_7) = 0.29$.

$S_\partial = < x_6; x_7; x_1, x_3, x_4, x_5>$.

1991 год.

$\tau(x_1,x_2) = 0.07$; $\tau(x_3,x_2) = 0.23$; $\tau(x_4,x_2) = 0.19$; $\tau(x_5,x_2) = 0.24$;
$\tau(x_6,x_2) = 0.16$;
$\tau(x_7,x_2) = 0.27$; $\tau(x_8,x_2) = 0.22$.

$\tau(x_1,x_7) = 0.27$; $\tau(x_3,x_7) = 0.26$; $\tau(x_4,x_7) = 0.27$; $\tau(x_5,x_7) = 0.27$;

$\tau(x_6,x_7) = 0.26;$
$\tau(x_8,x_7) = 0.26.$

$\tau(x_3,x_1) = 0.23;\ \tau(x_3, x_4) = 0.23;\ \tau(x_3, x_5) = 0.24.$

$\tau(x_6,x_1) = 0.16;\ \tau(x_6,x_4) = 0.19;\ \tau(x_6,x_5) = 0.24.$

$\tau(x_8, x_1) = 0.27;\ \tau(x_8, x_4) = 0.22;\ \tau(x_8, x_5) = 0.24.$

$S_\partial = < x_2; x_7; x_1, x_4, x_5; x_3, x_6, x_8>.$

1992 год.

$\tau(x_1,x_5) = 0.25;\ \tau(x_3,x_5) = 0.29;\ \tau(x_4,x_5) = 0.25;\ \tau(x_6,x_5) = 0.25;$
$\tau(x_7,x_5) = 0.29;$
$\tau(x_8,x_5) = 0.25.$

$\tau(x_1,x_3) = 0.29;\ \tau(x_1,x_7) = 0.16.$

$\tau(x_4,x_3) = 0.23;\ \tau(x_4,x_7) = 0.18.$

$\tau(x_6,x_3) = 0.20;\ \tau(x_6,x_7) = 0.16.$

$\tau(x_8,x_3) = 0.29;\ \tau(x_8,x_7) = 0.16.$

$\tau(x_4,x_1) = 0.13;\ \tau(x_4,x_8) = 0.13.$

$\tau(x_6,x_1) = 0.14;\ \tau(x_6,x_8) = 0.10.$

$\tau(x_4,x_6) = 0.14.$

$S_\partial = < x_5; x_3, x_7; x_1, x_8; x_6, x_4>.$

Диаграммы максимальных связей для методов ОПЗ нагнетательных скважин представлены на рис. 5.16. Отметим здесь, что применяемые методы ОПЗС весьма далеки друг от друга по рассматриваемому комплексу критериев, так как степень нечеткого включения $\tau(x_i,x_j)\geq 0.5$ является одной из мер близости метода x_i к методу x_j. Сравнение полученных кортежей с кортежами, представленными в таблице 5.26 показывает, что метод основанный на расчете степени включения в целом отражает иерархию методов ОПЗС удовлетворительно (по степени достижения поставленных целей). Этот метод дает "грубую" оценку местоположения в иерархии каждого метода ОПЗС и в целом такая оценка весьма надежная. Диаграмма максимальных связей при представлении иерархии методов в пространстве целей обладает одним очевидным достоинством по сравнению с кортежем - она не только определяет место в иерархии, но и связывает друг с другом наиболее близкие методы.

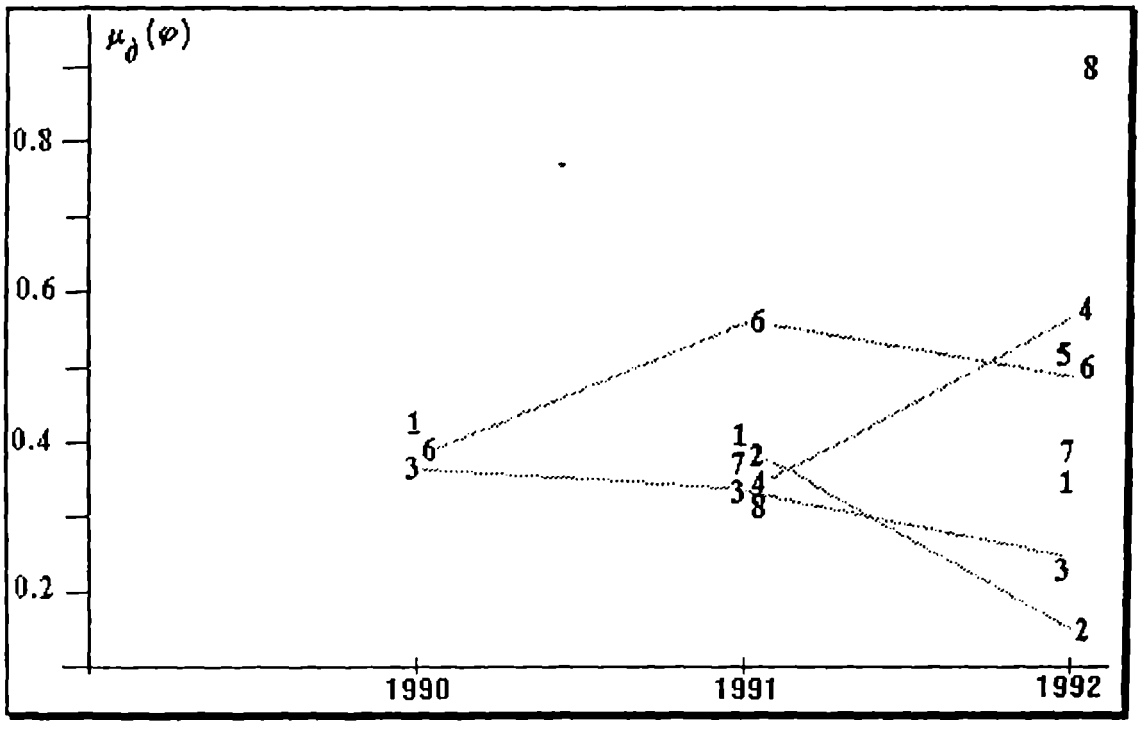


Рис. 5.13. Зависимости средних степеней принадлежности методов ОПЗ и мероприятий по повышению производительности добывающих скважин во времени.

1 - технические мероприятия; 2 - изоляционные методы; 3 - кислотные методы; 4 - химические методы; 5 - вибрационные методы; 6 - перфорационные методы; 7 - гидродинамические методы и 8 - капитальный ремонт скважин.

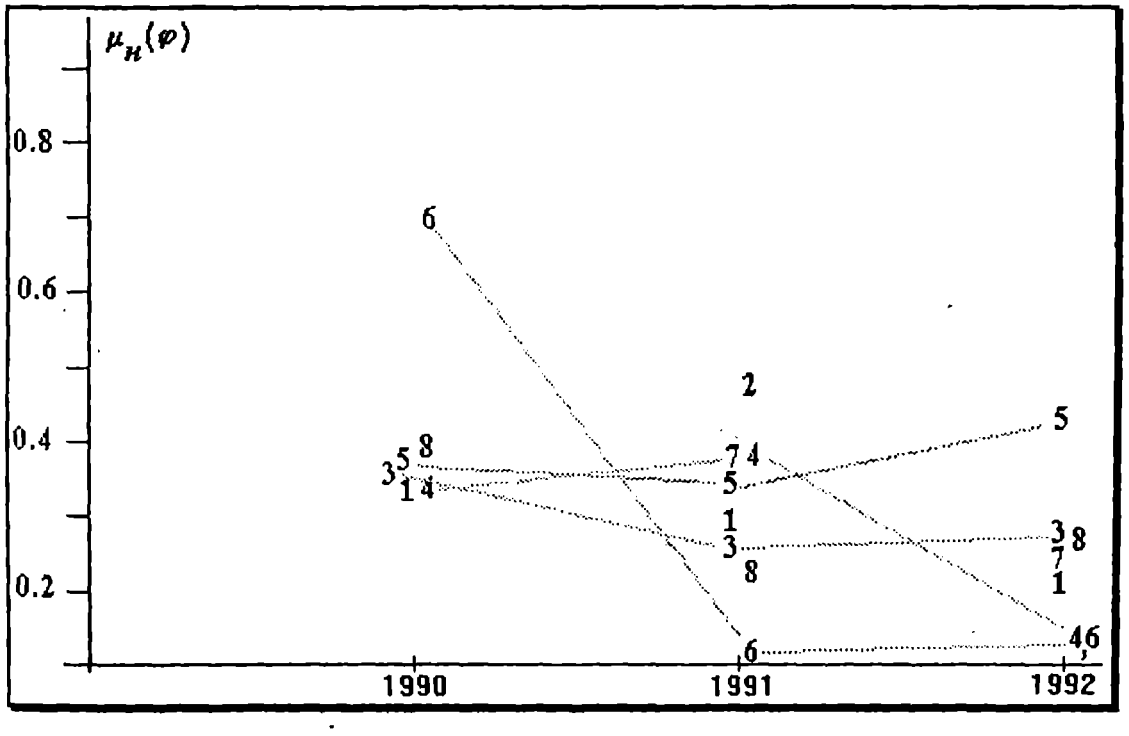


Рис. 5.14. Зависимости средних степеней принадлежности методов ОПЗ и мероприятий по повышению производительности нагнетательных скважин во времени.

Обозначения см. рис. 5.14.

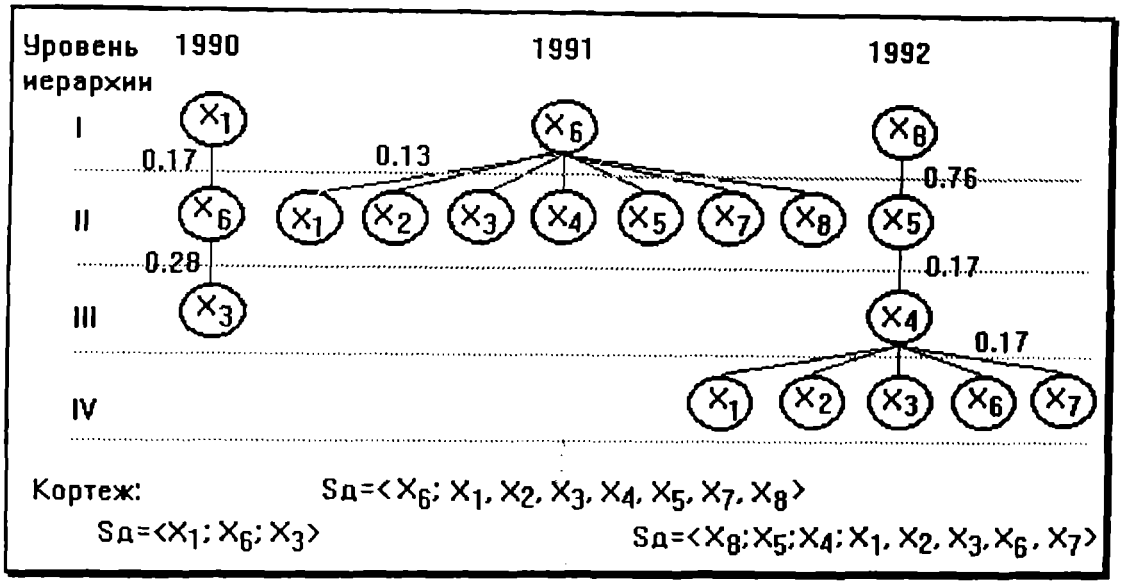


Рис. 5.15. Диаграммы максимальных связей для мероприятий по повышению производительности и методов ОПЗ добывающих скважин на Родниковом месторождении. (Каждая максимальная связь численно характеризуется степенью включения).

Обозначения см. в тексте.

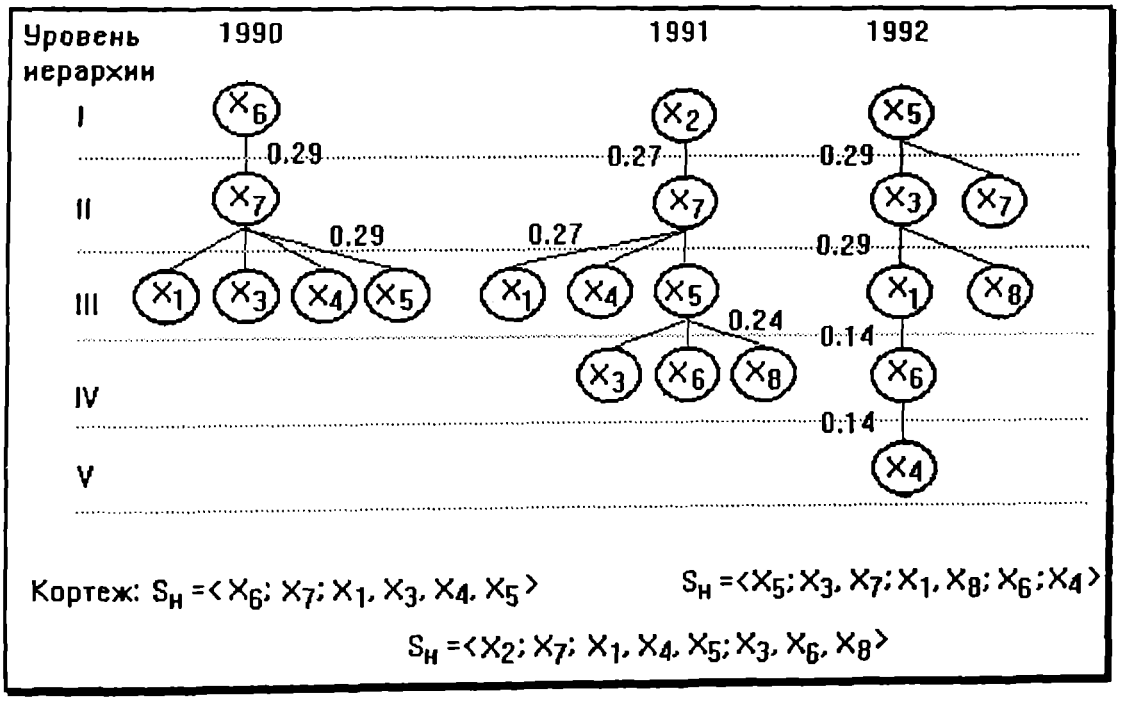


Рис. 5.16. Диаграммы максимальных связей для мероприятий по повышению производительности и методов ОПЗ нагнетательных скважин на Родниковом месторождении. (Каждая максимальная связь численно характеризуется степенью включения).

Обозначения см. в тексте.

5.3. О решении задач фильтрации в пористой среде с использованием методов нечеткой математики.

Математической моделью пласта естественно считать ту модель, в которой система, замещающая моделируемый нефтяной пласт, является математической структурой. Под математической структурой принято понимать произвольное множество с определенными на нем отношениями *[Б7].* Соответственно, нечеткой математической моделью пласта называется система с нечеткой математической структурой. Под нечеткой математической структурой понимается произвольное множество с определенными на нем нечеткими отношениями.

Математические структуры, определяющие геометрию, форму и состав флюидов и горных пород, относятся к математическим геологическим моделям, такие например, как стохастическая модель залежи, детерминированная модель залежи. Математические структуры, в которых описываются фильтрация флюидов в коллекторах, протекание процессов вытеснения нефти из залежи, более характерные для математических моделей разработки. При использовании этих моделей не следует упускать из виду, что они описывают разные стороны неразрывности пластовой системы с ее процессами и явлениями.

Существуют несколько определений понятия нечеткого числа, которые в различной степени дополняют друг друга. Рассмотрим некоторые из них *[Б10а, Г3а, d9a].* Нечеткой величиной (НВ) называются нечеткие переменные, соответствующие значениям числовой лингвистической переменной. Напомним, что числовой лингвистической переменной называется лингвистическая переменная у которой универсальное множество $U \subset \mathfrak{R}^1$, где $\mathfrak{R}^1 = (-\infty, \infty)$ - множество действительных чисел. Нечеткий интервал (НИ) - это выпуклая нечеткая величина с квазивогнутой функцией принадлежности такой что

$$\forall\, x, y \text{ и } \forall\, z \in [x, y],\ \mu_A(z) \geq \min(\mu_A(x), \mu_A(y)).$$

Нечеткая величина A является выпуклой в том случае, если ее α - уровни (см. раздел 2.2) выпуклые.

Пусть **L** - множества неубывающих, непрерывных справа функций таких что

$$\mathbf{L} : \mathfrak{R}^1 \to [0, 1];$$
$$\mathbf{L}(-\infty) = 0;$$
$$\mathbf{L}(\infty) \leq 1;$$
$$\lim_{x \to -\infty} \mathbf{L}(x) = \mathbf{L}(-\infty) = 0.$$

Пусть **R** - множества неубывающих, непрерывных слева функций таких что

$$\mathbf{R} : \mathfrak{R}^1 \to [0, 1];$$
$$\mathbf{R}(\infty) = 0;$$
$$\mathbf{R}(-\infty) \leq 1;$$

$$\lim_{x \to +\infty} \mathbf{R}(x) = \mathbf{R}(+\infty) = 0.$$

Множества **L**, **R** называются также полунепрерывными сверху функциями представления формы.

Нечетким числом (НЧ) у-уровня называется нечеткое множество $\tilde{A}$ в $\mathfrak{R}$, такое, что его функция принадлежности является выпуклой функцией, заданной как (см. рис. 5.17, а)[*Г3а*]:

$$\mu_A(x) = \min [L_A(x), R_A(x)], \; L_A \in \mathbf{L}; \; R_A \in \mathbf{R}, \; \forall y \in (0, 1]$$

и с единственной точкой максиума - m: $\mu_A(m) = y_{max}$.

Соответственно, нечетким интервалом (НИ) называется нечеткое множество $\tilde{A}$ в $\mathfrak{R}$, такое, что его функция принадлежности является выпуклой функцией, заданной как (см. рис. 5.17, б):

$$\mu_A(x) = \min [L_A(x), R_A(x)], \; L_A \in \mathbf{L}; \; R_A \in \mathbf{R}, \; \forall y \in (0, 1].$$

Большинство исследователей предпочитают работать с нечеткими числами более простого вида, заданными для уровня y=1. В этом случае определение будет следующим.

Нечетким числом (НЧ) $\tilde{A}$ называется нечеткое множество в $\mathfrak{R}$, имеющее выпуклую функцию принадлежности $\mu_A(x)$:

$$\mu_A(x) = \min [L_A(x), R_A(x)], \; L_A \in \mathbf{L}; \; R_A \in \mathbf{R}, \; \forall y \in (0, 1]$$

и с единственным модальным значением - m: $\mu_A(m) = 1$.

В основе определения нечетких функций лежит принцип обобщения Заде *[z1]*. Пусть имеется функция

$$g : \mathfrak{R}^n \to \mathfrak{R}^1,$$

тогда нечетким значением нечеткой функции $G(\tilde{X}_1, \ldots, (\tilde{X_n}))$, от нечетких чисел $\tilde{X}_1, \ldots, \tilde{X}_n$ называется нечеткое множество в $\mathfrak{R}$ с функцией принадлежности

$$\mu_G(x) = \sup_{g(x_1, \ldots, x_n)=X} \min\{\mu_{X_1}(x_1), \ldots, \mu_{X_n}(x_n)\},$$

где $g(x_1, \ldots, x_n) = \{g(x_1, \ldots, x_n) | x_1 \in X_1, \ldots, x_n \in X_n\}$, $X_1, \ldots, X_n$ - носители нечетких чисел (см. раздел 2.2). Пусть $\oplus$ - является одной из арифметических операций: +; -; ·; /:

$$g(x_1, \ldots, x_n) = x_1 \oplus x_2 \oplus \ldots \oplus x_n .$$

Тогда формула для $\mu_G(x)$ определяет конечный результат арифметической операции $\oplus$ над нечеткими числами $\tilde{X}_1, \ldots, \tilde{X}_n$. Будем

рассматривать далее нечеткое число $\tilde{m}$ LR - типа, которое имеет вид *[d9a]*:

$$\mu_{\tilde{m}}(x) = \begin{cases} L[(m-x)/\alpha], & x < m,\ \alpha > 0; \\ 1, & x = m; \\ R[(x-m)/\beta], & x > m,\ \beta > 0, \end{cases} \qquad (1)$$

где m - модальное значение : $\mu_A(m) = 1$. В случае, если $\alpha=\beta=0$, то $\tilde{m}$ является обычным числом. Интервал $[m - \alpha,\ m + \beta]$ называется носителем нечеткого числа. Параметры α и β называются левым и правым коэффициентами нечеткости.

В символьном виде нечеткое число можно записать как

$$\tilde{m} = (m, \alpha, \beta, h)_{LR},$$

где h - высота нечеткого числа (или НИ), $0 < h \le 1$. В случае, если h=1 общепринято записывать НЧ как

$$\tilde{m} = (m, \alpha, \beta)_{LR}.$$

Использование нечетких чисел LR - типа позволяет значительно упростить применение арифметических операций по сравненению с операциями, основанными на использовании формулы (1) *[Б10а, Г3а, d9a]*.

Рассмотрим арифметические операции над нечеткими числами LR-типа*[Б10а, Г3а, d9a]*. Они примут вид:

1) Сложение НЧ:

$$(m, \alpha, \beta)_{LR} + (n, \gamma, \delta)_{LR} = (m+n, \alpha+\gamma, \beta+\delta)_{LR},$$

2) Вычитание НЧ.

В работе *[d9a]* было показано, что

$$-(m, \alpha, \beta)_{LR} = (-m, \alpha, \beta)_{RL}.$$

Тогда

$$(m, \alpha, \beta)_{LR} - (n, \gamma, \delta)_{RL} = (m-n, \alpha+\gamma, \beta+\delta)_{LR}$$

3) Умножение НЧ.

В случае умножения и деления удобно воспользоваться аппроксимационными формулами, справедливыми для случая небольших значений коэффициентов нечеткости и зависят от выбора знака $\tilde{m}$, $\tilde{n}$, и $\tilde{m}\neq0$, $\tilde{n}\neq0$.

3а) для $\tilde{m}>0$, $\tilde{n}>0$,

$$(m, \alpha, \beta)_{LR} \cdot (n, \gamma, \delta)_{LR} \approx (mn, \alpha n+\gamma m, \beta n+\delta m)_{LR}$$

3б) для $\tilde{m}>0$, $\tilde{n}<0$,

$$(m, \alpha, \beta)_{LR} \cdot (n, \gamma, \delta)_{RL} \approx (mn, \gamma m-\beta n, \delta m-\alpha n)_{RL}$$

3в) для $\tilde{m}<0$, $\tilde{n}>0$

$$(m, \alpha, \beta)_{RL} \cdot (n, \gamma, \delta)_{LR} \approx (mn, \alpha n-\beta n, \delta m-\gamma m)_{RL}$$

3г) для $\tilde{m}<0, \tilde{n}<0$,

$$(m, \alpha, \beta)_{LR} \cdot (n, \gamma, \delta)_{LR} \approx (mn, -\beta n-\delta m, -\alpha n-\gamma m)_{RL}$$

4) обратное НЧ для $\tilde{m}>0$

$$[(m, \alpha, \beta)_{LR}]^{-1} \approx (1/m, \beta/m^2, \alpha/m^2)_{RL},$$

5) Деление НЧ: для $\tilde{m}>0$, $\tilde{n}>0$,

$$(m, \alpha, \beta)_{LR} : (n, \gamma, \delta)_{LR} \approx [m/n, (\alpha n+\delta m)/n^2, (\beta n+\gamma m)/n^2]_{LR}$$

Примерами функций представления формы LR-типа могут служить:

$L(u) = \max(0, 1-u)^p$, $p\geq 0$;
$L(u) = \max(0, 1-u^p)^p$, $p\geq 0$;
$R(u) = e^{-|u|^p}$, $p\geq 0$;
$R(u) = 1/(1+|u|^p)$, $p\geq 0$.

Рассмотрим некоторые аспекты решения задач фильтрации жидкостей в пористой среде с использованием теории нечетких чисел. Уравнение неразрывности для двухфазного течения жидкости в пористой среде в случае отсутствия источников и стоков имеет вид *[Б4, Б4а, 36а, a19, b25, r0]* :

$$\partial(m_i\rho_i)/\partial t + \mathrm{div}(\rho_i u_i) = 0 \qquad (2)$$

где

$$m_i = mS_i \qquad (3)$$

m_i - фиктивная пористость, отвечающая данной фазе, в случае если другая фаза находится в капельном состоянии;

$$u_i = -k/\mu_i \cdot k_i(S)(\text{grad } p_i - \rho_i g) \qquad (4)$$

(4)- закон движения каждой из фаз при участии сил тяжести;

$$P_2 - P_1 = P_k(S) = \sigma\cos\Theta(m/k)^{0.5} \cdot J(S) \qquad (5)$$

(5)- уравнение для капиллярного давления;

P_i - фазовое давление в активной фазе;

σ - коэффициент межфазного поверхностного натяжения;

Θ - статический краевой угол смачивания между жидкостями и скелетом породы;

k - абсолютная проницаемость пласта;

$J(S)$ - безразмерная функция Леверетта, описывающая зависимость капиллярного давления от водонасыщенности S;

1 - более смачивающая горную породу фаза - вода;

2 - менее смачивающая горную породу фаза - нефть;

$\sigma\cos\Theta(m/k)^{0.5} = 0.01 \div 0.001$ МПа - характерные пределы изменения;

$S_1 + S_2 = 1$;

$k_1(S) + k_2(S) < 1, \qquad 0 < S < 1.$

В случае, если принебрегаем силой тяжести закон движения фаз (закон Дарси) будет иметь вид

$$u_i = -k/\mu_i \cdot k_i(S) \cdot \text{grad } p_i \; . \qquad (6)$$

Кроме того, предполагаем, что жидкости несжимаемые и несмещивающиеся, т.е.

$$\rho_i = \text{const.} \qquad (7)$$

Тогда из (2) в силу (3) имеем

$$\partial(mS_i\rho_i)/\partial t + \text{div}(\rho_i u_i) = 0 \qquad (8)$$

Учитывая (7) получим

$$m\,\partial S_i/\partial t + \text{div}u_i = 0 \qquad (9)$$

В случае двухфазной фильтрации из $S_1 + S_2 = 1$ имеем

$$S_1 = S; \quad S_2 = 1 - S_1. \qquad (10)$$

Тогда из (7) получим

$$m\,\partial S/\partial t + \text{div}u_1 = 0 \quad \text{div}(u_1 + u_2) = \text{div } v = 0 \qquad (11)$$

где v = v(t) - суммарная скорость двухфазного потока. Если к уравнению (11) добавить уравнения (5, 6), то получим систему уравнений РЛ-(RL) Раппапорта-Лисса (Rappoport-Leas), которая описывает процесс двухфазной фильтрации двух несжимаемых и несмещивающихся жидкостей в недеформируемой пористой среде. При этом полагаем, что J(S) является известной функцией водонасыщенности S. Задача РЛ хорошо описывает процессы фильтрации при описании локальных процессов фильтрации (масштаб пласта - L < 1 м). В случае пренебрежения капиллярным давлением $P_k = P_2 - P_1 = 0$, что является справедливым при изучении крупномасштабных процессов (масштаб пласта - L > 100 м) получим:

$$\begin{aligned} & m\,\partial S/\partial t + \mathrm{div} u_1 = 0 \\ & \mathrm{div}(u_1 + u_2) = \mathrm{div}\, v = 0 \\ & u_i = -k \cdot k_i(S)/\mu_i \cdot \mathrm{grad} p\ . \end{aligned} \qquad (12)$$

Система уравнений (11) является системой уравнений БЛ-(BL) Баклея-Леверетта (Buckley-Leverett), предназначенной для описания двухфазной фильтрации жидкостей в пористой среде без учета явным образом капиллярных сил. Капиллярные силы неявным образом учитываются в относительных проницаемостях:

$$v = u_1 + u_2 = -\,k[k_1(S)/\mu_1 + k_2(S)/\mu_2]\cdot \mathrm{grad} p \qquad (13)$$

где

$K(S) = -\,k(k_1(S)/\mu_1 + k_2(S)/\mu_2)$ - эффективная проницаемость среды относительно потока жидкостей.

Откуда

$$\mathrm{grad} p = -\,v/[k(k_1(S)/\mu_1 + k_2(S)/\mu_2)].$$

Тогда

$$\begin{aligned} & u_i = -k \cdot k_i(S)/\mu_i \cdot \mathrm{grad} p = v \cdot [k_i(S)/\mu_i]/\,[k_1(S)/\mu_1 + k_2(S)/\mu_2] \\ & u_1 = F(S) \cdot v; \\ & u_2 = [1-F(S)] \cdot v, \end{aligned}$$

где

$F(S) = k_1(S)/\,[k_1(S) + k_2(S) \cdot \mu_1/\mu_2]$ - функция распределения потоков фаз (или объемная доля воды в суммарном потоке воды и нефти)- функция БЛ.

Тогда задача БЛ будет иметь вид

$$\begin{aligned} & m\,\partial S/\partial t + \mathrm{div}[F(S) \cdot v] = 0 \\ & \mathrm{div}\, v = 0 \\ & V = -K(S) \cdot \mathrm{grad} p\ . \end{aligned} \qquad (14)$$

В случае, если суммарная скорость фильтрации V(t)=const, то в одномерном случае имеем

$$m\,\partial S/\partial t + V\cdot \partial F(S)/\partial x = 0 \qquad (15)$$

основное уравнение БЛ для одномерного фронтального вытеснения нефти водой со следующими начальными и граничными условиями

$$\begin{aligned} &S(0,t) = S^*, \text{ где } S^* \text{ - остаточная нефтенасыщенность;}\\ &S(x,0) = S_*, \text{ где } S_* \text{ - начальная нефтенасыщенность;}\\ &F(S)\big|_{x=0} = 1 \text{ - условие нагнетания воды.} \end{aligned} \qquad (16)$$

Так как насыщенность является функцией двух переменных $S=S(x,t)$, то полная производная

$$dS = \partial S/\partial x dx + \partial S/\partial t dt.$$

Рассмотрим линии с постоянной водонасыщенностью $S=const$ на плоскости (x,t), которые задаются как

$$\partial S/\partial x dx + \partial S/\partial t dt = 0 \qquad (17)$$

Кроме того, воспользуемся формулой дифференцирования сложной функции в уравнении (15) получим

$$\begin{aligned} &\partial S/\partial t + V/m\cdot \partial F(S)/\partial x = \partial S/\partial t + V/m\cdot \partial F/\partial S\cdot \partial S/\partial x =\\ &= \partial S/\partial t + V/m\cdot F'(S)\cdot \partial S/\partial x = 0 \end{aligned} \qquad (18)$$

Уравнение (18) справедливо, если справедливо $\partial S/\partial x$ и является дифференциальным уравнением только относительно S. Введем безразмерные перемнные

$$\xi = x/L;\ \tau = vt/(mL) = q(t)t/(mV_{пор}). \qquad (19)$$

Тогда уравнение БЛ будет иметь вид

$$\partial S/\partial \tau + F'(S)\cdot \partial S/\partial \xi = 0 \qquad (20)$$

со следующими начальными и граничными условиями (НГУ)

$$\begin{aligned} &S(0,\tau) = S^*, \text{ где } S^* \text{ - остаточная нефтенасыщенность;}\\ &S(\xi,0) = S_*, \text{ где } S_* \text{ - начальная нефтенасыщенность;}\\ &F(S)\big|_{\xi=0} = 1 \text{ - условие нагнетания воды.} \end{aligned} \qquad (21)$$

Для анализа влияния неопределенностей и нечеткостей геолого-физических параметров на технологические параметры разработки воспользуемся аналитическим решением уравнения (20) с НГУ в виде (21).

Рассмотрим базисный элемент однорядной СРС, имеющий ширину в=500 м, длину L=500 м и содержащий 1/2 добывающей и 1/2 нагнетательной скважины. В данный элемент нагнетается $q/2 = 200$ м^3/сут $= 2.315$ м^3/с. Предположим, геолого-физические параметры

характеризуется неопределенностью, "размытостью" в 1%. Это такие параметры как толщина пласта $h = (10; 0.1; 0.1)_{LR}$, в м; абсолютная проницаемость $k = (1; 0.01; 0.01)_{LR}$, в мкм ^{2}; $\mu_в = (1; 0.01; 0.01)_{LR}$, в мПа·с; $\mu_н = (1.78; 0.02; 0.02)_{LR}$. Пусть фазовые проницаемости имеют вид

$$k_в(S) = S^2;$$

$$k_н(S) = (1-S)^2,$$

т.е. имеют самый простой вид. На рис. 5.18 показаны фазовые проницаемости для различных случаев неопределенности в S (1%; 5% и 10%). На рис. 5.19 и 5.20 приведены функция БЛ и ее производная, соотвественно, с различными уровнями неопределенности в S, $\mu_в$ и $\mu_н$ (1%; 5% и 10%). При построении этих зависимостей полагали, что коэффициенты нечеткости α и β определены при $0 < S < 1$. При S=0 и S=1 как $\alpha=0$ так и $\beta=0$. Как видно из рисунка неопределенность в геолого-физических параметрах в 10 % приводит к существенному размыванию значений фазовых проницаемостей, функции БЛ и ее производной. Более или менее приемлимой неопределенностью, является неопределенность в 1%. Интересно, оценить влияние этой неопределенности на конечные технологические показатели. Рассчитаем по известным аналитическим формулам показатели разработки для базисного элемента СРС:

для безводного периода

- насыщенность на фронте вытеснения

$$S_ф = F(S_ф) / F'(S_ф);$$

- продолжительность безводного периода

$$\tau_1 = 1/F'(S_ф);$$

- нефтеотдача в течении безводного периода

$$\eta_1(\tau) = \tau$$

- положение фронта вытеснения

$$\xi(\tau) = F'(S_ф)\tau;$$

для периода добычи обводненной продукции

- нефтеотдача

$$\eta(\tau) = \tau[1 - F(\overline{S}(\tau))] + \overline{S}(\tau);$$

- обводненность

$$\nu(\tau) = F(\overline{S}(\tau),$$

где $\overline{S}(\tau)$ - водонасыщенность на линии отбора. Зависимость нефтеотдачи от τ с расчетной "размытостью" для исходной неопределенности в 1% приведена на рис. на 5.21. Как видно из рисунка и таблицы *5.32* коэффициенты нечеткости для обводненности и положения фронта вытеснения не выходят за пределы 12%, тогда как нечеткость для конечной нефтеотдачи растет с увеличением τ и достигает для τ=5 величины 29%. Таким образом даже незначительная неопределенность в 1% в геолого-физических параметрах нефтесодержащего пласта приводит к существенной неопределенности в конечных показателях разработки. Как известно неопределенность в геолого-физических параметрах с уровнем менее 1% в основном наблюдается на небольших по размерам образцах керна. Представляется маловероятным, что в ближайшем будущем информация о распределении геолого-физических параметров по объему залежи достигнет такой высокой точности (менее 1%). Полученные результаты являются еще одним подтверждением тезиса *[Л5, М9]* о том, что методы подземной гидромеханики имеют свои пределы применимости и прямой перенос этих методов для решения задач РНМ может приводить к значительным ошибкам.

Таблица 5.32. Технологические показатели разработки с коэффициентом нечеткости $\alpha = \beta$.

τ	$\overline{S}(\tau)$	$\xi(\tau)$	$\nu(\tau)$	$\eta(\tau)$
0.1; 0.01	0	0.133; 0.027	0	0.1; 0.01
0.2; 0.01	0	0.266; 0.041	0	0.2; 0.01
0.3; 0.01	0	0.399; 0.055	0	0.3; 0.01
0.4; 0.01	0	0.532; 0.069	0	0.4; 0.01
0.5; 0.01	0	0.665; 0.083	0	0.5; 0.01
0.6; 0.01	0	0.798; 0.097	0	0.6; 0.01
0.7; 0.01	0	0.931; 0.111	0	0.7; 0.01
0.752; 0.08	0.6; 0.007	1; 0.119	0.8; 0.06	0.752; 0.08
0.8; 0.01	0.615; 0.09	-	0.82; 0.06	0.76; 0.16
0.9; 0.01	0.642; 0.08	-	0.85; 0.06	0.78; 0.13
1.0; 0.01	0.694; 0.09	-	0.90; 0.06	0.79; 0.15
1.5; 0.01	0.735; 0.08	-	0.93; 0.05	0.84; 0.16
2.0; 0.01	0.777; 0.1	-	0.95; 0.05	0.88; 0.21
3.0; 0.01	0.831; 0.07	-	0.98; 0.05	0.89; 0.22
5.0; 0.01	0.88; 0.09	-	0.99;0.05	0.92;0.29

Применение математического аппарата БЛ справедливо для моделирования процессов фильтрации на небольших образцах керна или насыпных моделях, которые характеризуются неопределенностью в параметрах менее 1%. Методы теории нечетких чисел могут быть использованы для анализа устойчивости решений при различных уровнях неопределенности в геологических параметрах.

Выводы

Создана методика анализа динамики разработки крупных месторождений на основе теории нечетких множеств и вероятностно-статистических методов. Применение динамического режима является наиболее эффективной технологией промышленного доизвлечения остаточной нефти для месторождений, находящихся на поздней стадии разработки.

К достоинствам предложенной методики оценки методов ОПЗС следует отнести возможность эффективного и быстрого ранжирования рассматриваемых методов в многокритериальном пространстве по сравнению с громоздкими процедурами экспертных методов. Кроме того, данная методика может быть использована для анализа *динамики* применения сложных мероприятий и методов на нефтяных залежах в отличии от экспертных процедур.

Предложена процедура оценки неопределенности в конечных технологических показателях разработки и устойчивости решений уравнений подземной гидромеханики методами нечеткой математики. Методы теории нечетких чисел были использованы для анализа устойчивости решения уравнения Баклея-Леверетта и оценки неопределенности в конечных технологических показателях разработки при различных уровнях неопределенности в начальных геолого-физических параметрах (1%, 5% и 10%). Были построены "размытые" фазовые проницаемости, функция Баклея-Леверетта и ее производная. Расчет технологических показателей при 1%-уровне неопределенности в начальных геолого-физических параметрах показал, что неопределенность в величине конечной нефтеотдачи достигает более 20%. Отсюда можно заключить, что методы подземной гидромеханики дают достаточно надежные результаты для объектов моделирования, которые отличаются высокой степенью однородности геологических параметров.

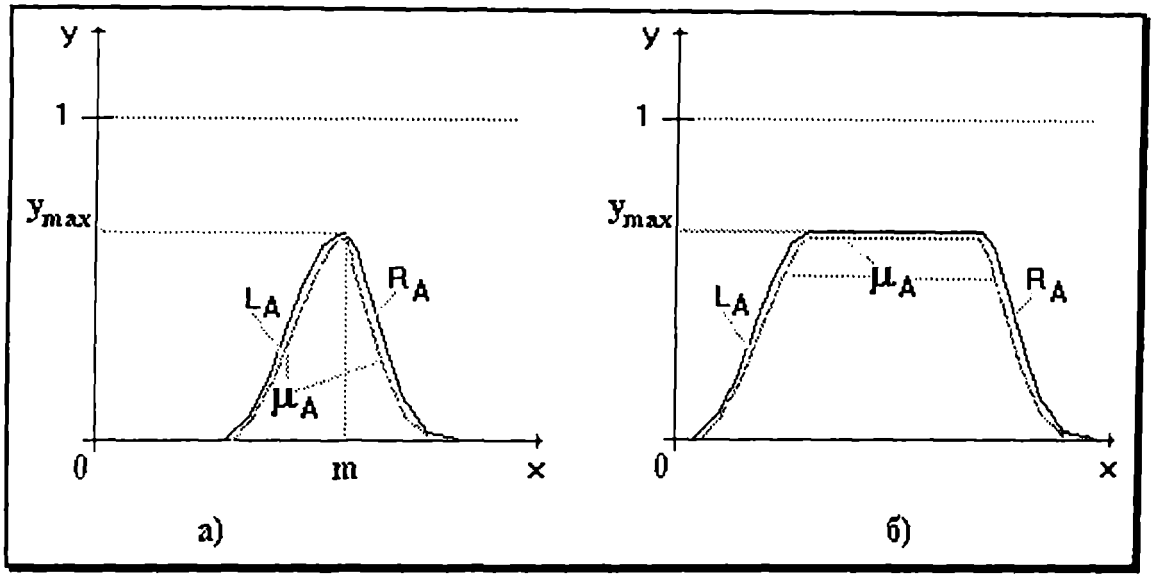


Рис. 5.17. Выпуклые функции принадлежности нечеткого числа (а) и нечеткого интервала (б), где $\tilde{A}$ в $\mathfrak{R}$, $L_A \in \mathbf{L}$; $R_A \in \mathbf{R}$, $\forall y \in (0, 1]$, m - точка максиума.

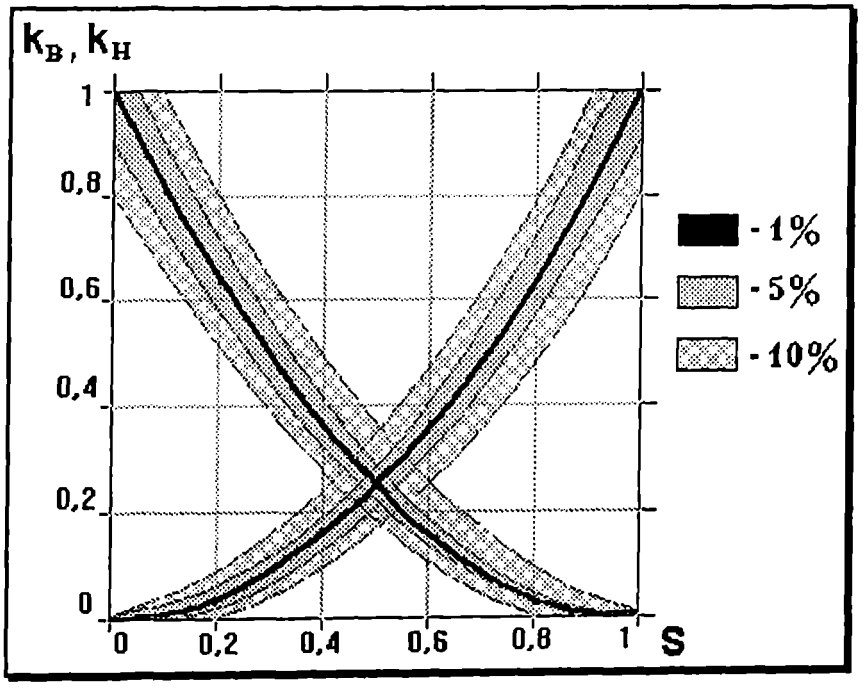


Рис. 5.18. Фазовые проницаемости с различными уровнями неопределенности (1%; 5 % и 10 %).

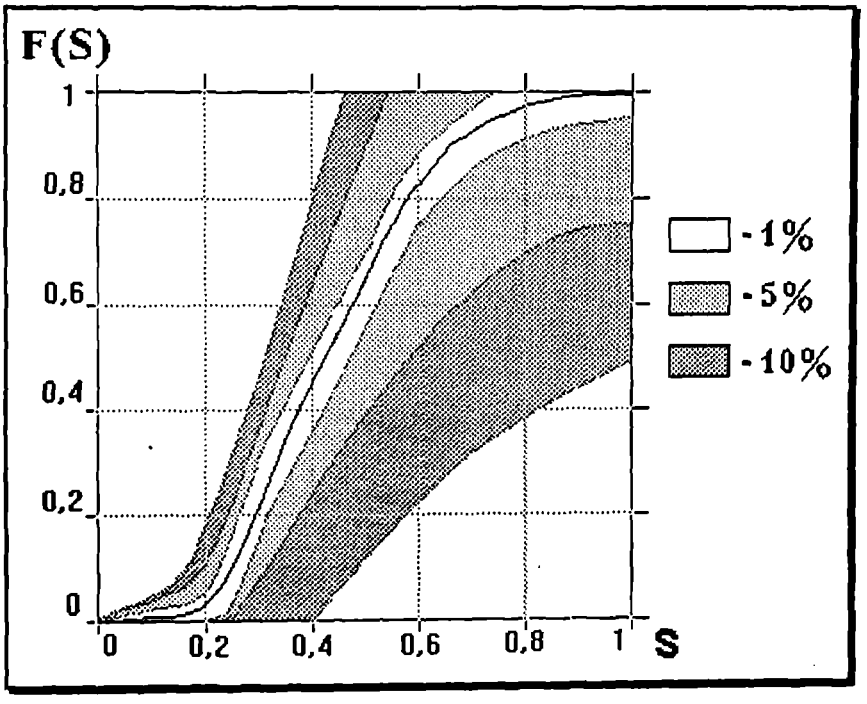


Рис.5.19. Функция БЛ с различными уровнями неопределенности (1%; 5% и 10 %).

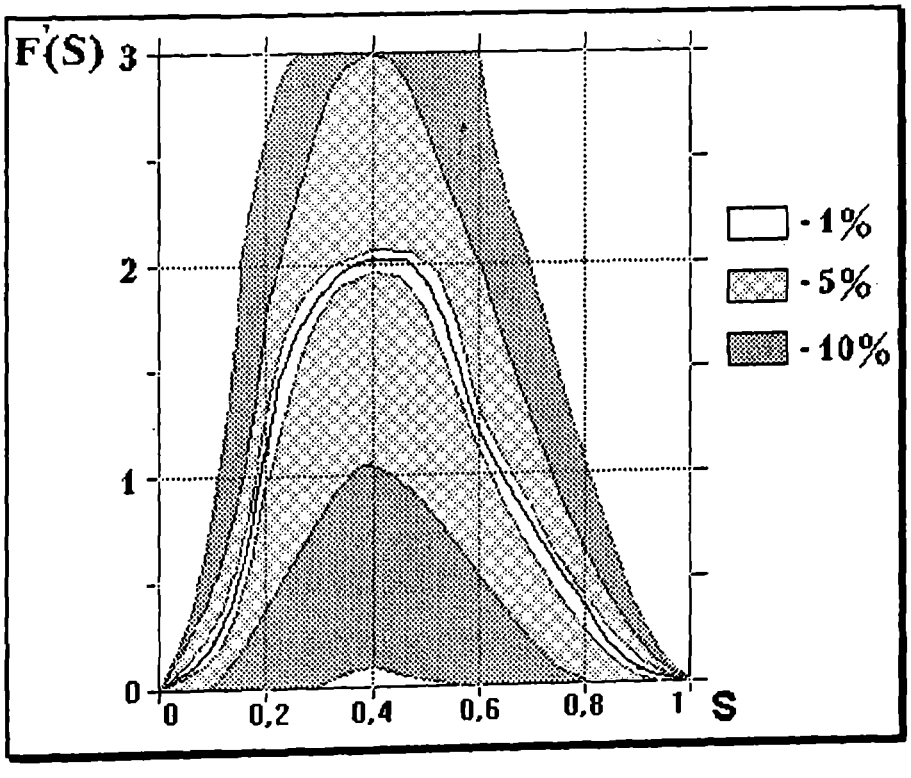


Рис. 5.20. Производная функции БЛ с различными уровнями неопределенности (1%; 5% и 10 %).

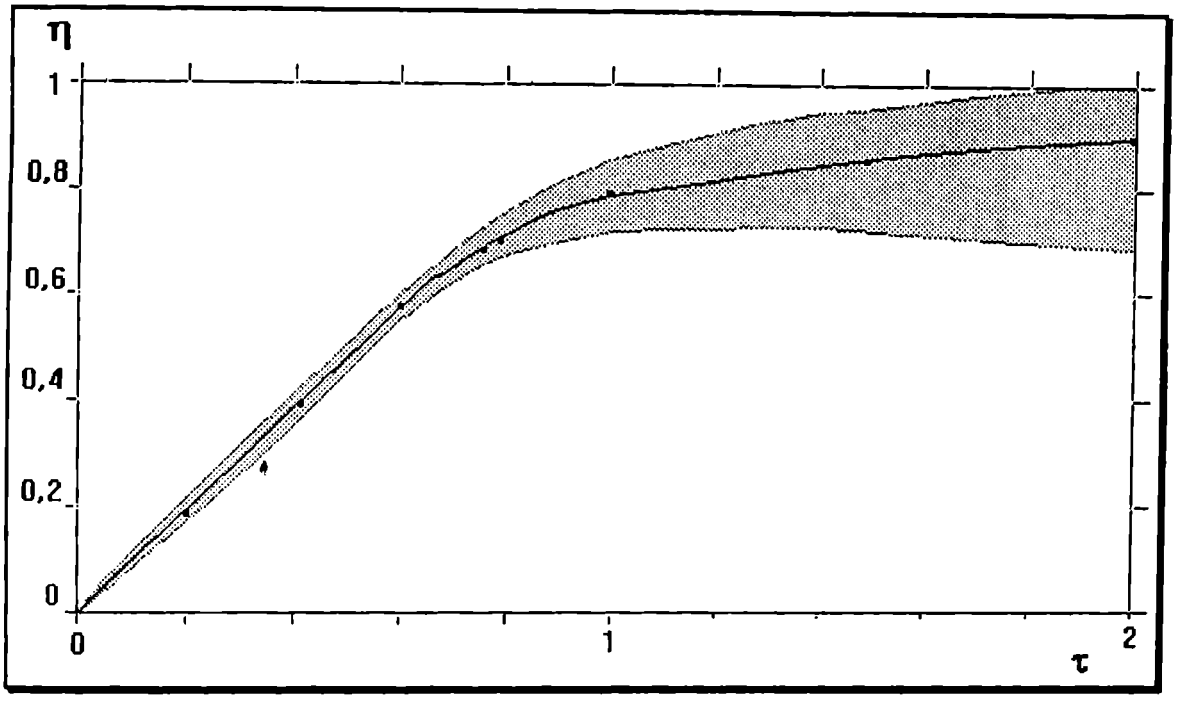


Рис. 5.21. Зависимость нефтеотдачи η с расчетной неопределенностью от τ (при исходной неопределенности в значениях геолого-физических параметров в 1%).

Глава 6

О ПЕРСПЕКТИВЕ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В УСЛОВИЯХ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ И НЕЧЕТКОСТИ ИНФОРМАЦИИ

Одна из основных проблем нынешнего состояния наук о нефтяных залежах – нечеткость, размытость и неопределенность знаний о геологии и разработке пластов – останется неполностью разрешенной и в будущем. Возможно, что использование достижений сейсмики, геофизики и других наук позволит достичь высокой разрешающей способности (до 1 м) в выявлении детальной пластовой структуры, геологических особенностей (баров, конусов выноса), сейсмофаций, литофаций. Сейсмический мониторинг с применением геофонов, устанавливаемых на поверхности, позволит произвести революцию в контроле и управлении разработкой нефтяных залежей – картирование через короткие промежутки времени (несколько суток) положения фронтов вытеснения нефти оторочками рабочих агентов; виртуальная визуализация пластовой томографии процессов разработки. Пластовая томография позволит строить непрерывные мелкомасштабные геологические карты и 3М изображение процессов разработки. В этом случае геолог и инженер-разработчик будут "путешествовать" по залежи, по всем ее закоулкам, в масштабах от пласта до прослоя толщиной 1 м. Ограничениями для познания залежи будут компьютерные ресурсы и финансовые возможности фирмы-оператора. Проблематичным останется знание о распределении остаточной водонасыщенности, капиллярном давлении, фазовых проницаемостей флюидов, величине открытости трещин и размерах сбросов.

По сравнению с революционными возможностями в технике и технологии, сейсмике, петрофизике и разработке маловероятно, что произойдет резкое ускорение исследований в фундаментальной общей геологии, литологии и быстрое накопление и переосмысление экспертной информации в целом в науках о нефти и газе. Фундаментальные знания общей геологии чрезвычайно важны при формировании концептуальной геологической залежи. 3М детальные геологические модели с числом ячеек до 1 млрд скоро станут технической реальностью. Знание об обстановках осадконакопления и механизмах и процессах вытеснения нефти агентами с уменьшением размеров ячеек будет становиться более определенным. Поэтому важным направлением будет создание базы данных о геологических, петрофизических, литологических особенностях обнажений, которые являются аналогами разрабатываемых пластов, и базы знаний об особенностях протекания процессов вытеснения нефти, архитектуры потоков флюидов в конкретных обстановках осадконакопления и литологических типах пород. Основными задачами инженеров-нефтяников по-прежнему останутся оптимизация технологий воздействия, размещения скважин, выделения эксплуатационных

объектов и выбора методов воздействия (или комбинации методов) для ЭО. Возможно, что в будущем технологии управления разработкой будут играть более заметную роль, чем сейчас. В пользу этого говорит резкое снижение стоимости и вычислительного времени на моделирование процессов вытеснения. Наиболее перспективно использование горизонтальных скважин, а также полимеров и пены. Размещение горизонтальных скважин по пласту предоставит необыкновенные возможности охватить процессом воздействия почти весь пласт и приведет к тому, что коэффициент нефтеотдачи будет близок к коэффициенту вытеснения нефти. Для математики пластовых технологий сложной проблемой в будущем будет генерация не всех возможных реализаций пластового описания, а наиболее определенных, близких к реальности. Требуемая детальность описания останется одной из важных проблем геологов и разработчиков для возможных технологий разработки, так как каждая технология характеризуется своим спектром процессов и механизмов, которые по-разному ведут себя в различных обстановках. Детализация геологических особенностей связана и с проблемой масштабирования. Переход от одного масштаба к более низкому – это проблема не только геологов, но и механиков, физиков, математиков и разработчиков пласта. Количество и сложность процессов изменятся на 1–2 порядка. Проблема согласования разномасштабных информаций останется одной из сложнейших для специалистов наук о Земле.

Наиболее типовые задачи, с которыми придется столкнуться инженерам-нефтяникам в 90-х годах, – это разработка небольших залежей, геологически сложнопостроенных резервуаров, доразбуривание, применение промышленно-апробированных методов воздействия. Экономически оправданная разработка существующих нефтяных ресурсов требует углубленного понимания природы и характера пластов, а также создания экономически эффективных технологий извлечения нефти. При разработке ВНЗ, связанных с ЧНЗ, необходимо решить ряд насущных проблем: быстрый рост обводненности в течение начального периода добычи и, как правило, низкая нефтеотдача; разработка этих зон методом заводнения неэффективна и резко ухудшается с ростом вязкости нефти; ранний прорыв воды в пластах с высоковязкой нефтью вызывает осаждение песка в призабойной зоне. Если ВНЗ пропластка характеризуется повышенным содержанием глинистого материала в виде цемента (Западная Сибирь, Башкирия, Татария и др.), то можно воспользоваться технологией, созданной во ВНИИнефть по разработке таких зон. В пропластки с повышенным содержанием глин, способных к набуханию (монтмориллонит), нагнетается пресная вода. Разбухание глин приводит, в свою очередь, к снижению приемистости воды этим пропластком. В этом случае увеличится охват воздействием в пропластках с низким глиносодержанием. Одним из перспективных направлений моделирования геологических объектов является построение седиментационных имитационных моделей бассейна. Геометрические вариации в строении бассейна вызываются седиментацией, эрозией, сжатием и учитываются в системе путем ввода различных лагранжевых координатных систем. Для снижения риска при разведке и разработке

залежей УВ ожидается расширение использования экспертных оценок на начальных этапах разработки. Оценка должна включать определение извлекаемых объемов УВ и вероятность их успешной разведки; грубое определение стоимости их разработки и экономическую эффективность извлечения УВ (окупаемость, скорость возврата капитала, ожидаемые объемы капитальных и эксплуатационных расходов).

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ

Проведенные исследования позволяют сделать ряд следующих основных выводов:

1. Созданы научные основы для слабо (или недостаточно) формализованных разделов разработки нефтяных месторождений в условиях неопределенности и нечеткости исходных и текущих параметров, что позволит повысить обоснованность решений при проектировании, анализе, контроле и регулировании разработки залежей.

2. Предложена процедура формирования типовых проектных ситуаций и расчетных вариантов и выбора рационального варианта РНМ из последних на основе использования теории нечетких множеств, что позволит сократить затраты на проектировании и повысить эффективность проектных решений.

3. Разработаны рациональные процедуры принятия решения в нечетких условиях на базе системного подхода по выбору МВ и метода ОПЗС; выделению ЭО; выбору СРС, что позволит на ранних стадиях проектирования рассматривать широкий спектр возможных методов воздействия, систем размещения и способов добычи и выбирать из них наиболее пригодные для последующего более детального проектирования.

4. Предложены две методики выделения ЭО в разрезе и по простиранию многопластовых нефтяных залежей при наличии неполной и нечеткой информации (полученной после проведения разведочных работ) с целью достижения более равномерной выработки запасов.

5. Создана методологическая основа для систем искусственного интеллекта разработки нефтяных месторождений, таких как САПР, экспертные системы и системы принятия решений, на базе нечеткой логике, использование которых способствует дальнейшей компьютеризации нефтяной отрасли.

6. Разработана база данных, управляемой СУБД dBase по промышленным методам воздействия на нефтесодержащие пласты, для решения задачи выбора МПН/МУН после заводнения.

7. Создана методика системного анализа динамики процессов РНМ на поздних стадиях разработки на основе теории нечетких множеств и вероятностно-статистических методов для решения задач контроля за проектными решениями и макрорегулирования процессами разработки.

8. Разработана методика многокритериального анализа успешности использования методов ОПЗ и мероприятий по повышению производительности скважин, которая позволяет ранжировать эти методы по степени удовлетворения поставленным целям и отбирать наиболее успешные методы для более широкого последующего их применения.

9. Предложена процедура оценки неопределенности в конечных технологических показателях разработки и устойчивости решений уравнений подземной гидромеханики на основе использования методов нечеткой математики, которая предназначена для повышения обоснованности проектных решений в разработке нефтяных месторождений.

Литература

А1. Абрамзон А.А. Поверхностно-активные вещества. Л.: Химия, 1981. 243 с.

А2. Аверкин А.Н. и др. Нечеткие множества в моделях управления и искусственного интеллекта /Под. ред. О.А. Поспелова. М.: Наука, 1986. 312 с.

А3. Аджиев В.Д. и др. Машинная геометрия и графика. М.: Знание,1990. 45 с.

А4. Адонин А.Н. Выбор способа добычи нефти. М.: Недра, 1971. 255 с.

А5. Адонин А.Н. Процессы глубиннонасосной нефтедобычи. М.: Недра, 1964. 267 с.

А6. Акульшин А.И. Прогнозирование разработки нефтяных месторождений. М.: Недра, 1988. 240 с.

А7. Анализ практики и методические основы комплексного выделения эксплуатационных объектов //Нефт. пром-сть. 1989. Вып.11.

А8. Аширов К.Б. Цементация приконтактного слоя нефтяных залежей в карбонатнм коллекторе и ее влияние на разработку //Тр.Гипровостокнефть. 1989. Вып. 2. С. 163–175.

А9. Аширов К.Б., Данилина А.И., Кашавцев В.Е. Особенности заводнения неоднородных коллекторов нефти в условиях образования осадка гипса //Нефтепромысловое дело /ВНИИОЭНГ. 1971. N 10. С. 12–17.

Б1. Бабалян Г.А. и др. Исследование процесса заводнения нефтяного пласта с применением ПАВ. Уфа: БашНИПИнефть, 1978. 156 с.

Б2. Балинт Т.В. и др. Применение углекислого газа в добыче нефти. М.: Недра, 1977. 240 с.

Б3. Багдасаров В.Г. Эксплуатация нефтяных месторождений. Баку: Нефтеиздат, 1935. 311 с.

Б4. Басниев К.С. и др. Подземная гидромеханика. М.: Недра, 1993.

Б4а. Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М. Движение жидкостей и газов вв природных пластах. М.: Недра, 1984, 211 с.

Б5. Бернер А.В., Сургучев М.Л. Оценки предельных значений коллекторских свойств пород при проектировании разработки месторождений нефти //Методы повышения нефтеотдачи пластов. М., 1986. С. 57–60.

Б6. Берталанфи Л. фон. История и статус общей теории систем //Системные исследования: Ежегодник, 1973. М.: Наука. 1973. С. 20–37.

Б7. Богаткина Ю.Г., Бочкарева Т.Ю., Еремин Н.А., Панарин А.Т. Об одном способе оценке эффективности разработки крупных нефтяных месторождений (на рус. и англ. яз.) //Тр.межд. конф. "Проблемы комплексного освоения трудноизвлекаемых запасов нефти и природных битумов (добыча и переработка)", Казань, Татарстан, Россия, 4-8 Окт.1994, 10 с.

Б8. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. М.: Недра, 1990. 427 с.

Б9. Большев Л.Н., Смирнов Н.В. Таблицы математической статистики. М.: Наука, 1983. 355 с.

Б10. Борисов А.Н. и др. Модели принятия решений на основе лингвистической переменной. Рига: Зинатне, 1982. 256 с.

Б10а. Борисов А.Н. и др. Обработка нечеткой информации в системах принятия решений. - М.: Радио и связь, 1989. 304 с.

Б11. Борисов А.Н., Крумберг О.А., Федоров И.П. Принятие решений на основе нечетких моделей: Примеры использований. Рига: Зинатне, 1990. 186 с.

Б12. Борисов Ю.П., Рябинина З.К., Воинов О.В. Особенности проектирования разработки нефтяных месторождений с учетом их неоднородности. М.: Недра, 1976. 157 с.

Б13. Бортницкая В.М., Алешкина Э.О. Изменение структуры порового пространства терригенных пород в процессе солянокислотной обработки //Тез.докл. IV Всесоюз. совещ. по коллекторам нефти и газа. М.: ВНИГНИ, 1971. С. 284–288.

Б14. Буряковский Л.А., Джафаров И.С., Джеваншир Р.Д. Моделирование систем нефтегазовой геологии. М.: Недра, 1990. 295 с.

Б15. Бурбаки Н. Архитектура математики //Очерки по истории математики. М., 1963. С. 245–251.

Б16. Бурже Ж., Сурио П., Комбарну М. Термические методы повышения нефтеотдачи пластов. М.: Недра, 1988. 412 с.

Б17. Бурлин Ю.К., Карнюшина Е.Е., Соколов Б.А. Развитие представлений И.А.Конюхова об эволюции пород-коллекторов нефти и газа в литогенезе //Вестн. МГУ. Сер.4, Геология. 1991. Т.192, N 5. С. 57–63.

В1. Вахитов Г.Г., Вафина Н.Г. Методические основы размещения скважин при заводнении //Тр.ВНИИнефть. 1984. N 87. С. 3–37.

В2. Вахитов Г.Г., Сургучев Л.М. Анализ влияния плотности сетки скважин на эффективность методов повышения нефтеотдачи //Нефт. хоз-во. 1984. N 12. С. 34 –38.

В3. Внутрипластовое горение с заводнением при разработке нефтяных месторождений. М.: Недра, 1974. 167 с.

В4. Выжигин Г.Б. Влияние условий вскрытия пластов и закачивания скважин на их продуктивность //Совершенствование процессов бурения скважин и нефтеотдача. Куйбышев, 1984.

В5. Высоцкий И.В. Теоретические основы геологической науки о нефти и газе//Вестн.МГУ. Сер.4, Геология. 1992. N 2. С.120–123.

Г1. Гальперин Г.А., Чернов Н.И. Биллиарды и хаос. М.: Знание, 1991. 48 с.

Г2. Гарушев А.Р., Иванов В.А. Особенности проектирования разработки нефтяных месторождений термическими методами //Тр.ВНИПИтермнефть: Разработка и эксплуатация месторождений высоковязких нефтей. М.: ВНИИОЭНГ, 1980. С. 3–12.

Г3. Гаттенбергер Ю.П. Гидрогеология и динамика подземных вод с основами гидравлики. М.: Недра, 1990. 171 с.

Г3а. Гвоздик А.А. Решение нечетких уравнений. //Техническая кибернетика, 1984, N5. С.176-183.

Г4. Геолого-физические условия эффективного применения методов увеличения нефтеотдачи пластов / М.Л.Сургучев и др. //Нефт. хоз-во. 1979. N 4. С. 29–39.

Г5. Гиматудинов Ш.К., Ширковский А.И. Физика нефтяного и газового пласта. М.: Недра, 1982. 254 с.

Г6. Голованов В.Н. Законы в системе научного знания. М.: Мысль, 1970. 231 с.

Г7. Горбунов А.Т., Бученков Л.Н. Щелочное заводнение. М.: Недра, 1989. 167 с.

Г8. Горбунов А.Т., Зискин Е.А. Технология использования двуокиси углерода для повышения нефтеотдачи пластов //Нефт. хоз-во. 1987. N 6. С. 33–38.

Г9. Горбунов А.Т., Мыхтарянц С.А., Сафронов В.И. и др. Циклическое заводнение нефтяных пластов. М.: ВНИИОЭНГ, 1977. 167 с.

Г10. Горбунов А.Т. и др. Щелочное воздействие на нефтяные пласты и его модификации. М., 1985. (Обзор.информ. ВНИИОЭНГ. Сер. Нефтепромысловое дело).

Г11. Горский Ю.М. Системно-информационный анализ процессов управления. Новосибирск: Наука, 1988. 327 с.

Г12. Губерман Ш.А. Неформальный анализ данных в геологии и геофизике. М.: Недра, 1986. 261с.

Д1. Девликамов В.В., Хабибуллин З.А. Физика пласта. Уфа: Уфим. нефт. ин-т, 1986. 82 с.

Д2. Дияшев Р.Н. Совместная разработка нефтяных пластов. М.: Недра, 1984. 277 с.

Д3. Джамалов И.М., Жарков Е.И., Каиров М.Б., Коблев Н.И. Влияние термозаводнения пласта на минералогический состав и физические свойства пород-коллекторов //Тр. НИПИнефть: Вопросы техники и технологии добычи нефти. Баку, 1976. С. 75–81.

Д4. Донцов К.М. Разработка нефтяных месторождений. М.: Недра, 1977. 360 с.

Д5. Дроздов А.Н., Игревский В.И., Ляпков П.Д., Филиппов В.Н. Определение параметров работы насосов на газожидкостных смесях. М., 1986. (Обзор. информ. ВНИИОЭНГ). 32 с.

Д6. Дулин С.К. Знаковая интерпретация сходства для согласованности множества объектов //Изв. АН СССР. Техн. кибернетика. 1990. N 5. С. 23–25.

Д7. Дьяконов Д.И., Яковлев Б.А. Определение и использование тепловых свойств горных пород и пластовых жидкостей нефтяных месторождений. М.: Недра, 1969. 117 с.

Д8. Дьяконова Т.Ф. Применение ЭВМ при интерпретации данных геофизических исследований скважин. М.: Недра, 1991. 220 с.

Е1. Еремин Н.А. Литологические и седиментологические аспекты применения методов воздействия на нефтяные пласты //Нефтяное хозяйство, 1994, № 7, с. 43-46.

Е2. Еремин Н.А. Моделирование месторождений углеводородов методами нечеткой логики-Наука, 1994, 462 с.

Е3. Еремин Н.А. Применение метода конечных элементов в задачах подземной гидродинамики //"Физико-химич. методы повышения нефтеотдачи пластов"-Тр.МИНХиГП, N181, М: МИНХиГП,1985, с.111-120.

Е4. Еремин Н.А. Создание системы автоматизированного проектирования разработки нефтяных месторождений методом внутрипластового горения: Дис. ... канд.техн.наук. М., 1986. 120 с.

Е5. Еремин Н.А., Желтов Ю.П., Макарова Е.С. Плотность сетки скважин при применении методов увеличения нефтеотдачи пластов //Нефт. хоз-во. 1993. N 11. С. 28–32.

Е6. Еремин Н.А., Макарова Е.С. Обоснование выбора плотности сетки скважин нефтяных месторождений при применении методов увеличения нефтеотдачи пластов //МГЦНТИ, ИЛ № 69-94,1994, 2 с.

Е7. Еремин Н.А., Молчанова А.Г. Использование системного подхода для выбора метода обработки призабойной зоны скважины //Тез.докл. 5 семинара "Метод. системн. анализа проблем раз.н. и г.мест. Пермь, 1988, с.56.

Е8. Еремин Н.А., Молчанова А.Г. Основы построения подсистемы выбора методов обработки призабойных зон скважин //Тез.д.конф.м.уч.и спец. по пробл. геол.и геоф.,Баку, 1988, с.45.

Е9. Еремин Н.А., Назарова Л. Н., Золотухин А.Б. Опыт применения систем автоматизированного проектирования месторождений природных углеводородов //Тез.д.межд.конф."Разр. газоконденс. месторождений", Краснодар,1990, с.147-149.

Е10. Еремин Н.А., Назарова Л.Н., Золотухин А.Б. Определение веса параметра для задачи выбора метода воздействия с помощью экспертной системы //Тез. докл. Всесоюз. конф. "Роль молодежи в решении конкретных научно-технических проблем нефтегазового комплекса страны". М., 1989. С. 187.

Е11. Еремин Н.А., Пономаренко Е.М. Знаковые структуры при выделении эксплуатационных объектов//Нефтяное хозяйство, 1994, № 8, с. 35-38.

Е12. Еремин Н.А., Пономаренко Е.М. Лингвистическое описание параметров при выделении эксплуатационных объектов//Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений, 1994, №5-6, с.52 -56.

Е13. Еремин Н.А., Сурина В.В., Приказчикова М.С. Оценка применимости полимерного заводнения с использованием теории нечетких множеств //Нефт. хоз-во. 1994. N 4. С. 54–57.

Е14. Ечикова И.В., Поспелов Д.А. Принятие решений при нечетких основаниях. I. Универсальная шкала //Изв.АН СССР. Техн.кибернетика. 1977. N 6. С. 3–11.

Ж1. Жданов С.А. Научно-методическое обоснование перспектив развития методов увеличения нефтеотдачи: Дис. ... д-ра техн. наук. М.,1988.

Ж2. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений. М.: Недра, 1986. 332 с.

Ж3. Желтов Ю.П., Золотухин А.Б., Еремин Н.А., Назарова Л.Н. Система автоматизированного проектирования разработки нефтяных месторождений (САПР РНМ) с применением тепловых методов увеличения нефтеотдачи //Развитие и совершенствование системы разработки нефтяных месторождений. М.: Наука, 1989. С.119-131.

Ж4. Желтов Ю.П., Золотухин А.Б., Стрижов И.Н. О расчетной модели извлечения нефти из недр с использованием влажного внутрипластового горения. - Нефтепромысловое дело. N8, 1982, с. 4-5.

Ж5. Жуков А.И. Эксплуатация нефтяных скважин. М.;Л.: ГНТИ, 1946. 241 с.

Ж6. Жуковский Н.Е. Теоретическое исследование скважин подпочвенных вод (1989)// ПСС. М., 1937. Т. 7.

З1. Заде Л. Понятие лингвистической переменной и его применение к принятию приближенных решений. М.: Мир, 1986. 165 с.

З2. Зазовский А.Ф., Федоров К.М. О мицеллярно-полимерном заводнении нефтяных пластов. М.: ИПН АН СССР, 1982. 99 с.

З3. Закиров С.Н. Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений. М.: Недра, 1989. 334 с.

З4. Зайцев Ю.В. Теория и практика газлифта. М.: Недра, 1986.

З5. Злотарева Н., Попчев И. Немонотонные рассуждения в интеллектуальных системах //Изв. РАН. Техн. кибернетика. 1992. N5. С.3.

З6. Золотухин А.Б. Основы многоцелевого системного проектирования разработки нефтяных месторождений: Дис. ... д-ра техн. наук. М., 1990.

З6а. Золотухин А.Б. Моделирование процессов извлечения нефти из пластов с ипользованием методов увеличения нефтеотдачи. М.: МИНГ, 1990. С.268.

З7. Золотухин А.Б., Еремин Н.А. и др. Методика оценки уровня и конкурентно-способности технологий и методов увеличения нефтеотдачи//РД Миннефтегазпром СССР, 1990, 56 с.

З8. Золотухин А.Б., Еремин Н.А. Основные положения автоматической генерации систем расстановки скважин на нефтяном месторождении //Тр.конф.м.уч.и спец. МИНХиГП, М.,1-4.12.85 г.Деп. во ВНИИОЭНГ №1313 -нг от 20.10.84., 4 с.

З9. Золотухин А.Б., Еремин Н.А. Основные этапы построения системы автоматизированного проектирования разработки нефтяных месторождений //Тр.конф.м.уч.и спец. МИНХиГП, М.,1-4.12.85 г. Деп. во ВНИИОЭНГ №1313 -нг от 20.10.84., 4 с.

З10. Золотухин А.Б., Еремин Н.А. Проектирование разработки нефтяных месторождений с применением внутрипластового горения. М.: МИНГ им. И.М. Губкина, 1986. 73 с.

З11. Золотухин А.Б., Еремин Н.А. Система автоматизированного проектирования разработки нефтяных месторождений методом внутрипластового горения //Сб.тр."Матем.моделирование", ин-т т. и пр. мех. СО АН СССР, Томск, 1988, с. 65-72.

З12. Золотухин А.Б., Еремин Н.А., Назарова Л.Н. Выбор рационального варианта разработки нефтяной залежи //Тр. МИНГ им. И.М. Губкина. 1987. N 199. С. 17–24.

З13. Золотухин А. Б., Еремин Н.А., Назарова Л.Н. Проблемно ориентированная система прогнозирования разработки нефтяных месторождений. //Сб.тр."Проблемно-ориентированные и экспертные системы", ЛИИАН СССР,Ленинград,1988, с.159-167.

З14. Золотухин А.Б., Еремин Н.А., Назарова Л.Н. Промышленная оценка нефтяных месторождений на основе системного прогнозирования //Изв. АН АзССР. Сер. наук о Земле. 1988. N 2., с.74-80.

З15. Золотухин А.Б., Еремин Н.А., Назарова Л.Н. Способы оценки успешности применения методов воздействия на нефтесодержащие пласты//Сб.н.тр.N236 ГАНГ,-М.: ГАНГ им. И. М. Губкина, 1991, с.6-15.

З16. Золотухин А.Б., Еремин Н.А., Назарова Л.Н., Пономаренко Е.М. Теория нечетких множеств в выборе методов воздействия на нефтяную залежь //Нефт. хоз-во. 1991. N 3. С. 21–23.

З17. Золотухин А.Б., Еремин Н.А., Назарова Л.Н., Приказчикова М.С. Системный подход к определению эффективности применения физико-химических методов повышения нефтеотдачи //Тез.докл.5 сем."Методология сист. анализа проблем разр. н. и г. мест. Пермь, 1988 , с. 19-20.

З18. Золотухин А.Б., Еремин Н.А., Назарова Л.Н., Сургучев Л.М., Теслюк Р.Е. Успехи и проблемы САПР разработки нефтяных месторождений //Деп. в тр. межд. конф. "Эврика-Е", НРБ, София, ЦИНИ АН НРБ, 1988, 10 с.

И1. Ибрагимов Г.З., Фазлутдинов К.С., Хисамутдинов Н.И. Применение химических реагентов для интенсификации добычи нефти: Справочник. М.: Недра, 1991. 384 с.

И2. Ибрагимов Г.З., Хисамутдинов Н.М. Справочное пособие по применению химических реагентов в добыче нефти. М.: Недра, 1983. 255 с.

И3. Иванов В.А. и др. Разработка месторождений высоковязких нефтей термическими методами. М., 1986. (Обзор. информ. ВНИИОЭНГ. Сер. Нефтепромысловое дело). 43 с.

И4. Иванова М.М. Динамика добычи нефти из залежей. М.: Недра, 1976. 244 с.

И5. Иванова М.М., Гутман И.С., Титунин Е.П. Промыслово-геологические особенности Русского газонефтяного месторождения //Геология нефти и газа. 1989. N 8. С. 15-19.

И6. Иванова М.М., Дементьев Л.Ф., Чоловский И.П. Нефтегазопромысловая геология и геологические основы разработки месторождений нефти и газа. М.: Недра, 1992. 383 с.

И7. Иванова М.М., Тимофеев В.А., Брагин Ю.И. Эффективность эксплуатации залежей нефти при заводнении. М., 1980. (Обзор. информ. ВНИИОЭНГ. Сер. Нефтепромысловое дело). 36 с.

И8. Исследования кафедры теоретической механики по подземной гидромеханике и по теории разработки нефтяных месторождений//Тр.МИНХ и ГП. 1959. Вып.24. С.122–139.

К1. Казак А.С., Росин И.И., Чичеров Л.Г. Погружные бесштанговые насосы для добычи нефти. М.: Недра, 1973. 231 с.

К2. Каналин В.Г., Дементьев Л.Ф. Методика и практика выделения эксплуатационных объектов на многопластовых месторождениях. М.: Недра, 1982. 224 с.

К3. Квейд Э. Анализ сложных систем: Методология анализа при подготовке военных решений. М.: Сов.радио, 1969. 519 с.

К4. Кини Р.Л., Райфа Х. Принятие решений при многих критериях: Предпочтения и замещения. М.: Радио и связь, 1981. 560 с.

К5. Корганов И.И. Вторичные методы добычи нефти. Баку: Азгостоптехиздат, 1940. 245 с.

К6. Коротаев Ю.П., Закиров С.Н. Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений. М.: Недра, 1981. 311 с.

К7. Кочешков А.А., Полковников В.В. Особенности процесса ВГ, обусловленные свойствами пластовых систем //Разработка нефтяных и газовых месторождений. М.: ВНИИТИ, 1980. С. 3–49. (Итоги науки и техники; Т.12).

К8. Кравченко И.И., Бабалян Г.А. Адсорбция ПАВ в процессах добычи нефти. М.: Недра, 1971. 145 с.

К9. Крокстон К. Физика жидкого состояния. М.: Мир, 1978. 351 с.

К10. Крылов А.П. Принципы и методы проектирования рационального размещения скважин. М.;Л.: Гостоптехиздат, 1947. 369 с. (Тр. МНИ; Вып. 5).

К11. Крылов А.П., Глоговский М.М., Мирчинк М.Ф. и др. Научные основы разработки нефтяных месторождений. М.; Л.: Гостоптехиздат, 1948. 322 с.

К12. Кузнецов В.Е. Зависимость приемистости нагнетательных скважин от качества воды, закачиваемой в нефтяные пласты. М., 1978. (Обзор. информ. ВНИИОЭНГ. Сер. Нефтепромысловое дело; N 6). 32 с.

Л1. Ларичев О.И. Объективные модели - субъективные решения. М.: Наука, 1987.- 143 с.

Л2. Лапук Б.Б. Теоретические основы разработки месторождений природных газов. М.: Гостоптехиздат, 1948. 211 с.

Л3. Лейбензон Л.С. Нефтепромысловая механика. М.: Горгеонефтеиздат, 1934. 156 с.

Л4. Лейбензон Л.С. Движение природных жидкостей и газов в пористой среде. М.: Гостехиздат, 1947. 165 с.

Л5. Лещенко В.Е., Муслимов Р.Х., Ефремов Е.П., Павлов Н.Е. О принципиальных вопросах проектирования разработки месторождений //Нефт. хоз-во. 1984. N 8. С. 31-35.

Л6. Листенгартен Л.Б. Комплексное проектирование разработки морских месторождений. М.: Недра, 1987. 216 с.

Л7. Литвак Б.Г. Экспертная информация: методы получения и анализа. М.: Наука, 1978. 236 с.

Л8. Лобачева С.Н. и др. О факторах, влияющих на пескопроявление: Совершенствование техники и технологии добычи нефти. Баку, 1985. 134 с.

Л9. Лысенко В.Д. Проектирование разработки нефтяных месторождений. М.: Недра, 1987. 247 с.

Л10. Лысенко В.Д., Мухарский Э.Д. Проектирование интенсивных систем разработки месторождений. М.: Недра, 1975. 176 с.

Л11. Лычев В.С. Обоснование критериев эффективного применения газовых методов по геолого-промысловым данным: (Зарубежный опыт) //Докл. на II Всесоюз. конф. "Разработка месторождений нефти и газа: Современное состояние, проблемы, перспективы", Звенигород, 11-16 марта 1991 г. М., 1991. С. 231–234.

Л12. Ляпков П.Д., Павленко В.П. Способы подъема жидкости из скважин: Учеб.пособие. М.: МИНГ, 1988. 87 с.

М1. Макеев С.П., Шахнов И.Ф. Упорядочивание альтернатив на основе расплывчатых оценок. М.: ВЦ АН СССР, 1989. 134 с.

М2. Марков А.А. Распространение предельных теорем начисления вероятностей на сумму величин, связанных в цепь. СПб., 1908. (Зап. Акад. наук по физ.-мат. отд-нию. Сер. 8; Т.22, N 9).

М3. Мартиросян В.Н. Теоремы представления функций в весовых пространствах и их приложения. Ереван: Эчмиадзин. тип., 1989. 111 с.

М4. Маслянцев Ю.В., Оганджанянц В.Г., Сургучев М.Л. Опыт циклического воздействия на пласт А Покровского месторождения. М., 1969. С. 17–20. (Обзор. информ. ВНИИОЭНГ. Сер. Нефтепромысловое дело; N 3).

М5. Мелихов А.Н. и др. Ситуационные советующие системы с нечеткой логикой. М.: Наука, 1990. 272 с.

М6. Методическое руководство по проектированию применения технологий в разработке нефтяных месторождений. М.: КраснодарНИПИнефть, 1978.

М7. Мехтибейли Р.М., Султанов З.Н. Влияние свойств горных пород на удельную потребность в окислителе при внутрипластовом горении //Нефт. хоз-во. 1978. N 2. С.16–18.

М8. Мирзаджанзаде А.Х. Парадоксы нефтяной физики. Баку: Азернешр, 1981. 165 с.

М9. Мирзаджанзаде А.Х., Аметов И.М., Ентов В.М., Рыжик В.Н. Подземная гидромеханика: Задачи и возможности //Нефт. хоз-во. 1987. N2. С. 30-35.

М10. Мирчинк М.Ф. Нефтепромысловая геология. М.: Гостоптехиздат, 1936. 289 с.

М11. Мищенко И.Т. и др. Сборник задач по технологии и технике нефтедобычи. М.: Недра, 1984. 256 с.

М12. Мищенков И.С., Макаров А.Н. Влияние некоторых факторов на фильтруемость воды сквозь пористые среды //Совершенствование методов поисков, разведки и разработки нефтяных месторождений Пермской области: Тез. докл. науч. конф. Пермь, 1982.

М13. Муравьев И.М., Требин Ф.А. Курс эксплоатации нефтяных месторождений. М.: ОНТИ, 1937. Ч.1. 452 с.

М14. Муравьев И.М., Крылов А.П. Курс эксплоатации нефтяных месторождений. М.: ОНТИ, 1940, Ч.2. 301 с.

Н1. Назарова Л.Н. Выбор термических методов воздействия и оптимизация процесса нагнетания в пласт теплоносителя: Дис. ... канд. техн. наук. М., 1989. 197 с.

Н2. Назарова Л.Н., Золотухин А.Б., Еремин Н.А. Выбор метода воздействия на нефтяную залежь //Сб. тр. Междунар. симпоз. по вопр. разраб. нефт. месторождений с трещиноватыми коллекторами, Варна, 22-25 окт. 1990 г. Варна, 1990. Кн. 4. С. 58 –63.

Н3. Научные основы разработки нефтяных месторождений /А.П.Крылов, М.М.Глоговский, М.Ф.Мирчинк и др. М.: Гостоптехиздат, 1948. 250 с.

Н4. Ненахов А.Н., Бернштейн Л.С., Коровин С.Я. Ситуационные системы с нечеткой логикой. М.: Наука, 1990. 272 с.

Н5. Нефтепромысловое оборудование: Справочник /Под ред. Е.И. Бухаленко. М.: Недра, 1990. 559 с.

Н6. Нефт. хоз-во. 1988. N 10. С. 57–60.

Н7. Нечеткая логика в задачах управления. М.: Наука, 1987. 236 с.

Н8. Новохатько В.Л. Многокритериальный анализ показателей разработки Родникового месторождения и выбор технологии воздействия на пласт. Дипломный проект по специальности 0907. М.: ГАНГ им. И.М. Губкина, 1993. С. 100.

О1. Обстановки осадконакопления и фаций: В 2 т. М.: Мир, 1990. Т. 2. С.14.

О2. Оборудование для газлифтной эксплуатации: Каталог. М.: ЦИНТИхимнефтемаш, 1979.

О3. Оганджанянц В.Г. Теория и практика добычи нефти при циклическом заводнении //Итоги науки и техники. Сер. Горное дело. М., 1969, Т. 11. С.39-79.

О4. Оно С., Кондо С. Молекулярная теория поверхностного натяжения в жидкостях. М.: Изд-во иностр. лит., 1963. 256 с.

О5. Орлов В.С. Проектирование и анализ разработки нефтяных месторождений при режимах вытеснения нефти водой. М.: Недра, 1973. 179 с.

О6. Осипов Г.С. Специальные знания и синтез механизма рассуждений в задачах концептуального анализа //Изв. РАН. Техн. кибернетика. 1992. N 5.С.23.

О7. Оре О. Теория графов. М.: Наука, 1980.

П1. Панкова Л.А., Петровский А.Н., Шнейдерман Н.В. Организация экспертизы и анализ экспертной информации. М.: Наука, 1989. 134 с.

П2. Петровская А.Н. Изменение минералогического состава пород коллекторов при тепловом воздействии //Методы повышения нефтеотдачи пластов. М., 1986. С.56–62.

П3. Полубаринова-Кочина П.Я., Фалькович С.В. Теория фильтрации жидкостей в пористых средах //ПММ. 1947. Т.11, вып.6. С. 1-62.

П4. Поспелов Д.А. Моделирование рассуждений: Опыт анализа мыслительных актов. М.: Радио и связь, 1989. 184 с.

П5. Праведников Н.К., Долгих Н.Е. Повышение нефтеотдачи месторождений Западной Сибири путем нагнетания в пласт газа высокого давления. М., 1981. (Обзор. информ. ВНИИОЭНГ. Сер. Нефтепромысловое дело; N 3). 35 с.

П6. Представление и использование знаний. М.: Мир, 1989. 220 с.

П7. Проектирование разработки нефтяных месторождений /А.П.Крылов, П.М.Белаш, Ю.П.Борисов и др. М.: Гостоптехиздат, 1962. - 430 с.

Р1. Разработка нефтяных месторождений наклонно-направленными скважинами /В.С. Евченко и др. М.: Недра, 1986. 198 с.

Р2. Разработка нефтяных месторождений с применением поверхностно-активных веществ /Г.А. Бабалян и др. М.: Недра, 1988. 244 с.

Р3. Разработка месторождений термическими методами М., 1982. (Обзор. информ. ВНИИОЭНГ. Сер. Нефтепромысловое дело; N 24). 45 с.

Р4. Разработка САПР: В 10 кн. Гл.2. Системно-технические задачи создания САПР: Практическое пособие /А.Н.Дангул, Л.Я.Полуян. М.: Высш. шк., 1990. 144 с.

Р5. Раковский Н.Л. Научно-методические основы проектирования разработки нефтяных месторождений тепловыми методами: Дис. ... д-ра техн. наук. М., 1983. 426 с.

Р6. Раковский Н.Л., Борисова Н.П., Додонова И.А. Влияние геолого-физических параметров на технологические показатели разработки залежей тепловыми методами //Исследования в области разработки нефтяных и газовых месторождений и гидродинамики пласта. М.: ВНИИнефть, 1976. Вып. 57.

Р7. Раковский Н.Л., Тарасов А.Г., Борисова Н.П. Разработка нефтяных месторождений с применением паротеплового воздействия на пласт. М.: ВНИИОЭНГ, 1983. 83 с.

Р8. Редькин Н.И. К вопросу о прогнозном нормировании качества сточных вод для заводнения. Куйбышев: Гипровостокнефть, 1975. Вып. 26. С.51.

Р9. Результаты научно-исследовательских работ в области тепловых методов воздействия на пласты /Желтов Ю.П., Губанов Б.Ф., Еремин Н.А. и др.//"Анализ результатов и перспективы повышения эффект. технол. применения метод. теплов. воздействия и технич. средств для использования теплоносителей в продуктивных пластах"- Сб.н. тр. - М.,ВНИИОЭНГ,1985,с.28-37

Р10. Реклейтис Г., Рейвиндран А., Рэгсдел К. Оптимизация в технике. М. Мир, 1986, в 2-кн. Кн.1, с.13.

С1. Сборник задач по технике и технологии нефтедобычи. М.: Недра, 1989. 255 с.

С2. Свищев М.Ф., Пятков М.И. Влияние минералого-петрографических особенностей продуктивных пластов месторождений Среднего Приобья на эффективность закачки ПАВ. Усовершенствование методов изучения месторождений с целью увеличения нефтеотдачи пластов //Губкинские чтения. М.: МИНГ, 1982. С. 38–43.

С3. Силаш К.П. Добыча и транспорт нефти и газа. Т.1. М.: Недра, 1989. 254 с.

С4. Ситников А.С., Еремин Н.А., Ибатуллин Р.Р. Математическая микробиологическая модель для смешанных типов пород (на рус. и англ. яз.) //Тр.межд. конф. "Проблемы комплексного освоения трудноизвлекаемых запасов нефти и природных битумов (добыча и переработка)", Казань, Татарстан, Россия, 4-8 Окт.1994, 9 с.

С5. Скважинные штанговые насосы для добычи нефти: Каталог. М.: ЦИНТИхимнефтемаш, 1988. 45 с.

С6. Справочник по математическим методам в геологии. М.: Недра, 1987. 323 с.

С7. Справочник по нефтепромысловой геологии /Под ред. Н.Е.Быкова и др. М.: Недра, 1981. 525 с.

С8. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. М.: Недра, 1983. 345 с.

С9. Структуризация критериальных свойств паретовского множества проектных вариантов на основе нечетких отношений /В.Г. Горбунов и др. //Алгоритмы моделирования и оптимизации автоматизированных систем. Воронеж, 1986. 156 с.

С10. Структурная геология и тектоника плит: в 3 т. М.: Мир, 1988. Т.3. 202 с.

С11. Сургучев Л.М. Ресурсосбережение при извлечении нефти. М.: Недра, 1991. 170 с.

С11а. Стрижов И.Н. Оценка размеров паропроводящей зоны перед фронтом горения // Нефтепромысловое дело, 1975, N8, С 15-18.

С12. Сургучев М.Л. Методы контроля и регулирования процесса разработки нефтяных месторождений. М.: Недра, 1968. 144 с.

С13. Сургучев М.Л. и др. Динамика конечной нефтеотдачи пластов //Геология нефти и газа. 1989. N 7. С. 28–31.

С14. Сургучев М.Л. Перспективы применения азота и дымовых газов для увеличения нефтеотдачи пластов //Нефт. хоз-во. 1988. N 2. С. 26–31.

С15. Сургучев М.Л. Мировые запасы и ресурсы нефти, природного газа, тяжелых нефтей, битумов и нефтяных сланцев //Там же. N 10. С. 57–60.

С16. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. М.: Недра, 1985. 308 с.

С17. Сургучев М.Л. и др. Анализ результатов испытаний метода мицеллярно-полимерного заводнения на Ромашкинском месторождении. М., 1986. 131 с.

С18. Сургучев М.Л., Мамедов Б.Г. Состояние, перспективы и условия применения третичных методов увеличения нефтеотдачи пластов в разных странах. М.: Наука, 1987.

С19. Сургучев М.Л., Шевцов В.А., Сурина В.В. Применение мицеллярных растворов для увеличения нефтеотдачи пластов. М.: Недра, 1977. 175 с.

Т1. Теоретические основы рациональной разработки нефтяных месторождений /Ю.В.Желтов, В.М.Рыжик, В.Н.Мартос и др. //Теоретические основы поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа. М., 1984. 265 с.

Т2. Терещенко П.Г. Методы автоматизации системного проектирования и экспертизы объектов добычи газа. М., 1989. 35 с. Обзор. информ. ВНИИЭгазпром. Сер. Автоматизация, телемеханизация и связь в газовой промышленности; Вып. 9.

У1. Усачев П.М. Гидравлический разрыв пласта. М.: Недра, 1989. 167 с.

У2. Установки гидропоршневых насосов для добычи нефти: Каталог. М.: ЦИНТИхимнефтемаш, 1989. 34 с.

У3. Установки погружных центробежных насосов: Каталог. М.: ЦИНТИхимнефтемаш, 1989. 36 с.

Ф1. Фазлыев Р.Т. Площадное заводнение нефтяных месторождений. М.: Недра, 1979. 255 с.

Ф2. Фисуненко О.П. О системе принципов стратиграфии // Изв.РАН. Сер. геол. 1992. N 11. С.61-69.

Х1. Христианович С.А. О движении газированной жидкости в пористой среде //ПММ. 1941. Т. 5, вып.2. С.143-154.

Ц1. Царевич К.А. Приближенный способ расчета притока нефти и газа к скважинам при режиме растворенного газа //Тр. МНИ. 1947. Вып.5. С.134-141.

Ч1. Чарный И.А. Подземная гидромеханика. М.; Л.: Гостехиздат, 1947. 221 с.

Ш1. Шабатова И.Н., Сургучев М.Л. Циклическое воздействие на неоднородные нефтяные пласты. М.: Недра, 1988. 121 с.

Ш2. Шилин А.В. Катагенетические преобразования глинистых минералов в отложениях девона Волгоградского правобережья //Исследования и использование глин и глинистых минералов. М.: Алма-Ата, 1970. 111 с.

Ш3. Ширковский А.И. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. М.: Недра, 1979. 288 с.

Ш4. Шустеф И.Н., Стадникова Н.Е. Влияние геологических и технологических факторов на показатели разработки нефтяных месторождений Пермской области. М., 1978. (Обзор. информ. ВНИИОЭНГ. Сер. Нефтепромысловое дело; N 2). 63 с.

Ш5. Шустеф И.Н. Геологические основы технологических решений в разработке нефтяных месторождений. М.: Недра, 1988. 199 с.

Щ1. Щелкачев В.Н. Избранные труды. М.: Недра, 1990. 399 с.

Щ2. Щелкачев В.Н. Анализ основ теории проектирования разработки нефтяных месторождений в условиях водонапорного режима и применения центрального внутриконтурного заводнения //Опыт разработки нефтяных месторождений. М.: Гостоптехиздат, 1959. С.139–157.

Щ3. Щелкачев В.Н. Разработка нефтеводоносных пластов при упругом режиме. М.: Гостоптехиздат, 1960. 467 с.

Щ4. Щитов Б.В., Казаков А.А. Современное состояние и перспектива развития методов интенсификации нефтедобычи в США. М., 1980. (Обзор. информ. ВНИИОЭНГ. Сер. Нефтепромысловое дело; N 6). 56 с.

Э1. Элланский М.М., Еникеев Б.Н. Использование многомерных связей в нефтегазовой геологии. - М.: Недра, 1991.- 205 с.

a1. Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol. 1993. Vol. 77, N 2. P. 312.

a2. Ibid. P. 315.

a3. Ibid. P. 328.

a4. Ibid. P. 338.

a5. Ibid. N 5. P. 739.

a6. Ibid. N 8. P. 146.

a7. Ibid. N 9. P.1652.

a8. Ibid. P.1660.

a9. Ibid. P. 1661.

a10. Ibid. P. 1664.

a11. Alabert F.G. Constraining description of randomly heterogeneous reservoirs to pressure test data: A Monte-Carlo study. 1989. (Pap. SPE; 19600).

a12. Alabert F.G., Massounat G.J. Heterogeneity in a complex turbiditic reservoir: stochastic modelling of facies and petrophysical variability. 1990. (Pap. SPE; 20604).

a13. Alegre L. Potential applications for artificial intelligence in the petroleum industry //J. Petrol. Technol. 1965. Vol. 43. N 11. P. 1306.

a14. Allen J.R.L. Studies in fluviatile sedimentation: An exploratory quantitative model for the architecture of avulsion-controlled alluvial suits //Sediment. Geol. 1978. Vol. 21. P. 129–147.

a15. Allen J.R.L. Studies in fluviatile sedimentation: Six cyclothems from the lower old red sandstone, Anglo-Welsh Basin //Sedimentology. 1964. N 3. P. 163–198.

a16. Arnold L. Stochastic differential equations: Theory and applications. N.Y.: J. Wiley, 1974.

a17. Artificial Intelligence. Applications in Chemistry. Washington (D.C.): ACS, 1981.

a18. Aziz K. Reservoir simulation grids: opportunities and problems //J. Petrol. Technol. 1993. N 7. P. 658.

a19. Aziz K., Settari A. Petroleum reservoir simulation. Applied Science publishers LTD, 1979. P.476.

b1. Barrell J. Criteria for the recognition of ancient delta deposits //Bull. geol. Soc. Amer. 1912. Vol.23. P. 377–446.

b2. Basnieva I.K., Eremin N.A., Ponomarenco E.M., Judovina E.E. Multicriterial approach to EOR/IOR methods application analysis in reservoir engineering projects //Proc. VII Europ. Symp. on IOR, 27-29 Oct. 1993, Russia. Moscow, 1993. Vol. 1. P.52-60.

b3. Basnieva I.K., Eremin,N.A., Yudovina E.F. Multicriterial approach to the analysis of large gas and gas-condensate fields development //Proc. of the Intern. Conf., "Flow through porous media: Fundamentals and reservoir engineering applications", Moscow, 21–26 Sept., 1992. Moscow, 1992. P.28–31.

b4. Basnieva I.K., Zolotukhin A.B., Eremin N.A., Udovina E.F. Comparative Analysis of Successful Application of EOR in Russia and CIS (SPE 28002) //The

University of Tulsa Centennial Petroleum Symposium "Future Petroleum Technology - Vision 2020", 29-31 Aug. 1994, Tulsa, Oklahoma, U.S.A., p.485-494.

b5. Bear J. Dynamics of fluids in porous media. N.Y.: Elsevier, 1977.

b6. Begg S.H., Chang D.M., Haldorsen H.H. A simple statistical method for calculating the effective vertical permeability of a reservoir containing discontinous shales. 1985. (Pap. SPE; 14271).

b7. Begg S.H., King P.R. Modelling the effects of shales on reservoir performance: calculation of effective vertical permeability. 1985. (Pap. SPE; 13529).

b8. Bellman R.E., Zadeh L.A Decision making in a fuzzy environment //Manag. Sci. 1970. Vol. 17. P. 141–164.

b9. Bennion D.W., Griffiths J.C. A stochastic model for predicting variations in reservoir rock properties //Treatise of Petroleum Geology. Tulsa: 1987. P. 45–52.

b10. Bersier A. Sequence detritiques et divagations fluviales //Ecolog. geol. helv. 1959. Vol. 51. P. 854–893.

b11. Berteig A. et al. Predictions of Hydrocarbon PV with Uncertainties. (Pap. SPE; 18325).

b12. Biterge M.B., Ertekin T. Development and testing of a static/dynamic local grid-refinement technique //J. Petrol. Technol. 1992. N 4. P. 487.

b13. Le Blanc R.J. Distribution and continuity of sandstone reservoirs. Part 1. //Ibid. 1977. N 7. P. 776–792.

b14. Blevius T.R. Steamflooding in the USA: a Status Report //Ibid. 1990. Vol. 42, N 5. P. 548–554.

b15. Block S.R. Put team spirit to work //Chem. Eng. 1993, Feb.Vol. 23. P.119.

b16. Boon J.A. Chemistry enhanced oil recovery //Ibid. 1984. Vol. 23, N 1. P. 56–59.

b17. Boon J.A., Hamilton A.N. Reaction between rock matix and injected fluids in cold lake oil sands patentional for formation damage //J. Canad. Petrol. Technol. 1983. Vol. 22, N 3/4. P.132–137.

b18. Botset M.G. Flow of gas-liquid mixtures through consolidated sands //Trans. AIME. 1940. N 136. P.91.

b19. Bouma A.H. Sedimentology of some flysh deposits: A graphic approach to facies interpretation. Amsterdam: Elsevier, 1962. 168 p.

b20. Boussinesq A. Recherches theoriques sur l'egoulement des nappes d'ean infiltrees dans le sol //J. math. pure et appl. 1904. N 2. P.67.

b21. Braunschweig B. Artificial intelligence in the petroleum world //Rev. Inst. Fr. Petrol. 1990. N 1. P. 34.

b22. Bridge J.S., Leeder M.R. A simulation model of alluvial stratigraphy //Sedimentology. 1979. Vol. 26. P. 617–644.

b23. Buller A.T. Subsurface facies analysis and modelling: a brief discussion //Rep. Geol. Inst. Univ. Trondheime. 1982. Vol.16. P.19.

b24. Bulnes A.C., Fitting R.U. An introductory discussion of the reservoir performance of limestone formations //Trans. AIME. 1945. N 141. P.1791.

b25. Buckley J.E., Leverett M.C. Mechanism of fluid displacement in sands.//Trans.AIME, Vol.146, 1942, p.107-116.

c1. Cant D.J., Walker R.G. Fluvial processes and facies sequences in the sandy braided South Saskatchewan River, Canada //Sedimentology. 1978. Vol. 25. P. 625–648.

c2. Charnes A., Cooper W.W., Rhodes E. Measuring the efficiency of decision making units //Europ. J. Operat. Res. 1978. Vol. 2. P. 429–444.

c3. Charnes A., Cooper W.W., Thrall R.M. A structure for classifying and characterising efficiencies and inefficiencies in data endevelopment analysis //J. Product. Anal. 1991. Vol. 2. P. 197–237.

c4. Chen H.C., Fang J.H. A new method for prospect appraisal // Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol. 1993. Vol. 77, N 1. P. 9–18.

c5. Claney J., Gilchrist R. Analysis of nitrogen-injection project to develop screening guides and offshore criteria //J. Petrol. Technol. 1985. P. 18–21.

c6. Clementsen R., Hurst A.R., Knarud R., Omre H. A computer programm for evaluation of fluvial reservoirs //North sea oil and gas reservoirs. L.: Graham and Trotman 1990. P. 373–385.

c7. Coberly C.J. Theory and application of hydravlic oil well pumps. N.Y.: Elsevier, 1989.

c8. Computer modelling of geologic surfaces and volumes /Ed. D.E. Hamilton, T.A. Joms , Tulsa, 1992. 297 p. (AAPG Computer Appl. in Geol.; N 1).

c9. Corrigan T. Factors controlling successful reserve prediction: A cautionary tale from the UK North sea //Proc. 2nd Conf. on Reservoir Management in Field Development and Production. Stavanger, 1988. P. 236-240.

c10. Da Costal Silva A.J. A new approach to the characterization of reservoir heterogeneity based on the geomathematical model and kriging technique. 1985. (Pap. SPE; 14275).

c11. Craig F.F.,Jr. The reservoir engineering aspects of water flooding. Dallas: SPE-AIME, 1971. (SPE Monogr. Ser.; N 3).

d1. Damsleth E., Tjolsen C.B., Omre H., Haldorsen H.H. A two-stage stochastic model applied to a North Sea reservoir //J. Petrol. Technol. 1992. Vol. 44, N 4. P. 402–408, 412.

d2. Darsy H. Les foutaines publiques de la vill de Dijon. P., 1856. 46 p.

d3. David H.F. The Method of paired comparisons. L.:Griffin, 1969. (Griffin's Statist. Monogr. and Courses; N 12).

d4. Davies D.K. et al. Sedimentological characterization of braided and meandering fluvial reservoirs: prediction of size and heterogeneity //Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol. 1993. Vol. 77, N 2. P. 313.

d5. Davis J.C. Statistics and data analysis in geology. Toronto: J. Wiley, 1986.

d6. Doyen P.M. et al. Monte-Carlo simulation of lithology from seismic data in a channel-sand reservoir //Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol. 1991. Vol. 75, N 6. P. 353.

d7. Dranfild P., Begg S.H., Carter R.R. Wytch farm oil field, reservoir characterisation of the triassic Sherwood sandstone for input to reservoir simulation studies //Petroleum geology of Northwest Europe: L.: Graham and Trotman, 1987. P.149–169.

d8. Dreyer T. Geometry and facies of large-scale flow-units in fluvial dominated fan-delta front sequences //Advances in reservoir geology. L.: 1992. (Geol. Soc. of London Spec. publ.).

d9. Dubois D., Prade H. Theorie des possibilites: applications a la representation des connaissances en informatique. P.: Masson, 1987.

d9a. Dubois D., Prade H. Operations on fuzzy numbers, Int.J.Syst.Sci., 1978, V. 9, P.613-626.

d10. Dubrule O., Haldorsen H.H. Geostatiscs for permeability estimation //Reservoir characterization. Orlando (Fla.): Acad. press, 1986. P. 223–268.

d11. Dupuit J. Etudes theoriques sur le mouvment des eaux dans le canaux deconverts et a travers les terrains permeables. P., 1863. 35 p.

e1. Ebanks W.J., Jr. Flow unit concept - intergrated approach to reservoir description for engineering projects //Proc. AAPG Annual Meeting. Los Angeles, 1987.

e2. Eikrann S. A coordinate system for local grid refinement close to wells //In Situ. 1992. Vol. 16, N 1. P. 75.

e3. Environmental assesments sourcebook. Vol.1. Policies, procedures and cross-sectoral issues. Wash. (D.C.), 1991. (The World Basic technical pap.; N 139).

e4. Eremin N.A., Makarova E.S. Fuzzy approach to the selection of reservoir well-spacing system //Proc. VII Europ. Symp. on IOR, 27-29 Oct. 1993. Moscow, Russia. Moscow, 1993. Vol. 1. P. 75-80.

e5. Eremin N.A., Muravieva M.V. Multidimensional geometric modelling in reservoir engineering tasks //Proc. 2nd Intern. school- seminar on the development of oil and gas fields: current status, problems and perspectives, Zvenigorod, 11-14.03.91. Moscow, 1991. Vol. 2. P. 575–586.

f1. Fielding C.R., Crane R.C. An application of statiistical modelling to the prediction of hydrocarbon recovery factors in fluvial reservoir sequences //Recent development in fluvial sedimentology: SEPM Spec. Publ. 1987. Vol. 37. P. 321–327.

f2. Fogg G.E., Lucia F.J., Sanger R.K. Stochastic simulation of interwell-scale heterogeneity for improved prediction of sweep efficiency in a carbonate reservoir //Reservoir characterisation. San Diego (Calif.): Acad. Press, 1991. P. 355–381.

f3. Frick T.C., Taylor R.W. Petroleum production handbook. N.Y.: Elsevier (Reservoir Eng.; Vol.2). P.23-18.

g1. Garcia M.H. et al. Automatic grid generation for modeling reservoir heterogeneties //SPERE. 1992. May. P. 278.

g2. The grey number, the basic element of the grey system /Wang Qingyin, Lin Kaidi, Wu Hegu// Хуанжун унсюэюань Сээбао = J.Huarhong (Cent.China) Univ.Sci.and Technol. 1990. Vol.18, N 1. P. 47–54.

g3. Gueerillot D. et al. An integrated model for computer aided reservoir description: From outcrop study to fluid flow simulations //Europ. Symp. on Improved Oil Recovery. Budapest, 1989. P.651–660.

h1. Haak A.M., Elewant E.F.M. Hybrid modelling of heterogeneity to improve 3D simulation results: case studies 1 and 2 on a North Sea oil and gas reservoirs. L.: Graham and Trotman, 1990. P.415–424.

h2. Haldorsen H.H. EOR, IOR, IRC, OUU, ATIORAIE and all that ...; a very pragmatic perspective // Proc. VII Europ. symp. on IOR, Moscow, 27-29 Oct., 1993. Moscow, 1993. P. 1-26.

h3. Haldorsen H.H. On the modelling of vertical permeability barriers in single-well simulation models //SPEFE. 1989. Sept. P. 349–358.

h4. Haldorsen H.H., Damsleth E. Author's reply to discussion of stochastic modelling //J. Petrol. Technol. 1990. Vol. 42, N 7. P. 930.

h5. Haldorsen H.H., Damsleth E. Challenges in reservoir characterisation //Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol. 1993. Vol.77, N4. P.541-551.

h6. Haldorsen H.H., Damsleth E. Stochastic modelling //Ibid. Vol. 42, N 4. P. 404–412.

h7. Haldorsen H.H., Lake L.W. A new approach to shale management in field-scale models //SPEJ. 1984. Vol. 24. P. 447–452.

h8. Harms J.C. Stratification produced by migrating bed forms //Depositional environments as interpreted from primary sedimentary structures and stratification sequences. Dallas, 1975. P. 45–61. (Soc. Econ. Paleontol. miner. Short course; 2).

h9. Haviena D. Interpretation, averaging and use of the basic geological-engineering data //J. Canad. Petrol. Technol. 1966. Vol. 5, N 4. P.153–164; Vol. 7, N 3. P. 128–144.

h10. Hayes M.O. Barrier island morphology as a function of tidal and wave regime //Barrier islands - from the Gulf of St. Lawrence to the Gulf of Mexico. N.Y.: Acad. press, 1979. P. 1–27.

h11. Heineman Z.E. et al. Modeling reservoir geometry with irregular grid //SPERE. 1991. May. P. 225.

h12. Heider F. Attitudes and cognitive organisation //J. Psychol. 1946. Vol. 21.

h13. Howes B.J. Enhanced oil recovery in Canada: Success progress //J. Canad. Petrol. Technol. 1988. Vol. 27, N 6. P.80–88.

j1. Joshi S.D. Thermal oil recovery with horisontal wells //J. Petrol. Technol. 1990. Vol. 43, N 11. P. 1302.

j2. Journel A.G., Alabert F.G. New method for reservoir mapping //Ibid. 1990. Vol. 42, N 2. P. 212–219.

j3. Ibid. 1980. Vol. 32, N 7. P. 1164–1168.

j4. Ibid. 1990. Vol. 42, N 5. P. 548–554.

j5. Ibid. 1991. Vol. 43, N 11. P. 1301.

j6. Ibid. P. 1368.

j7. Ibid.1992. Vol. 44, N 4. P. 404.
j8. Ibid. P.466.
j9. Ibid. 1993. Vol. 45, N 7. P. 652.
j10. Ibid. N 8. P.719.
j11. Ibid. N 9. P. 811.
j12. Ibid. N 10. P.930-934, 973.
j13. Ibid. P.957.
j14. Ibid. P.987.

k1. Kaufmann A. Introduction a la theorie des sous-ensembles flous (Fuzzy sets theory). P.: Masson, 1977.
k2. Kickert W. Fuzzy theories on decision-making. Leiden: Nijhorf, 1978. 182 p.
k3. Knapp R.M., Chiskolm J.L., McInerney M.J. Microbially enhanced oil recovery //Proc. SPE/UH Emerging Technol. Conf. Houston: 1990.
k4. Knutson C.F. Modeling of noncontinuos Fort Union Mesaverde sandstone reservoirs, Piceance Basin, Northwestern Colorado //SPEJ. 1976. Aug. P. 175–188.
k5. Krauskopf K.B. Introduction to geochemistry. N.Y.: McGraw -Hill, 1979.

l1. Leeder M.R. Sedimentology: Process and product. L.: George Allen and Huwin, 1982.
l2. Long J.C.S., Witherspoon P.A. The relationship of the degree of interconnection to permeability in fracture networks //J. Geophys. Res. B. 1985. Vol. 90, N. 4. P. 3087–3098.
l3. Lukaciewicz J. Logike trojwartesciowoy //Ruch. filos. 1920. Wol.169.

m1. MacDonald A.C., Halland E.K. Sedimentology and shale modeling of a sandstone - rich fluvial reservoir: Upper Statfjord Formation, Statfjord Field, Northern North Sea //Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol. 1993. Vol. 77, N 6. P. 1016–1040.
m2. MacDonald A.C., Hye T.H., Lowry P. et al. Stochastic flow unit modelling of a North Sea coastal-deltaic reservoir //First Break. 1992. Vol. 10. P. 124–133.
m3. Mandelbrot B. The fractal geometry of nature. N.Y.: Freeman, 1983. 244 p.
m4. Martin J.H., Cooper J.A. An integrated approach to the modelling of permeability barrier distribution in sedimentological complex reservoir. 1984. (Pap. SPE; 13051).
m5. Martins J., Shapiro S. A model for belief revision // Artific. Intellig. 1988. Vol. 35, N 1.
m6. Matthews J.L., Emanuel A.S., Edwards K.A. Fractal methods improve mitsue miscible predictions //J. Petrol. Technol. 1989. Vol. 42, N 11. P. 1136–1142.
m7. Matheron G. et.al. Conditional simulation of the geometry of fluvio-deltaic reservoir. 1987. (Pap. SPE; 16753).
m8. McCarthy J. Circumscription - a form of non-monotone reasoning //Ibid. 1980. Vol.13.
m9. McDermott D., Doyle J. Non-monotone logic //Ibid. 1980. Vol. 13.
m10. Miall A.D. A review of the braided - river depositional environment //Earth-Sci. Rev. 1977. Vol. 13. P.1–62.
m11. Milling M.E. Geoscience oil and gas recovery research//Proc. SPE/UH Emerging Technol. Conf. Houston, 1990. P. 183.
m12. Moritis G. CO_2 and HC injection lead EOR production increase //Oil and gas J. 1990. Apr. 23. P. 49–81.
m13. Muskat M. Calculation of initial fluid distributions in oil reservoirs //Trans. AIME. 1945. N 141. P. 131.
m14. Muskat M. The flow of homogeneous through porous media. N.Y.; L., 1937. 561 p.
m15. Muskat M. Physical principles of oil production. N.Y.: McGraw-Hill, 1949.

n1. Nacul E.C., Aziz K. Use of irregular grid in reservoir simulation. 1991. (Pap. SPE; 22886).

n2. Neff D.B. Estimated pay mapping using three-dimensional seismic data and incremental pay thickness modelling //Geophysics. 1990. Vol. 55. P. 567–575.

n3. Nybraten G., Skolem E., K. Ostby Reservoir simulation of the Snorre field //North Sea oil and gas reservoirs. L.: Graham and Trotman, 1990. P. 273–289.

o1. Ocean Industry. 1989. Vol. 24, N 10. P.67.

o2. Ibid. 1992. Vol. 27, N 2. P.34.

o3. Ibid. N 7. P.45.

o4. Oil and Gas J. 1992. Apr. 20. P.16.

o5. Ibid. 1993. Nov. 8. P.30-33.

o6. Ibid. Vol.91, N 5. P. 22.

o7. Ibid. Sept. 27. P.34-36.

o8. Oppenheimer D.H., Heibert F.K. Microbial enhanced oil production field tests in Texas //Proc. of symp. on Applications of microorganisms to petroleum technology. Bartlesville (Okla.), 1987. P. 1–16.

p1. Pareto V. Manuel d'ecenomic politique. P.: Giard, 1909. 2 ed., 1927.

p2. Pedrosa O.A., Aziz K. Use of hybrid grid in reservoir simulation //SPERE. 1986. Nov. P. 611.

p3. Perri M., Gilott A. Mineralogycal trons termations as indicators of combustion zone temperature durring its situ combustion //Bull. Canad. Petrol. geol. 1982. Vol. 30, N 1.

p4. Phillippe J. et al. The roda deltaic complex (Spain): 3D Geological modeling and stohastic simulation using sedimentological concepts//Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol. 1993. Vol. 77, N 2. P. 328.

p5. Pirson S. J. Oil reservoir engineering. N.Y.: McGraw-Hill, 1937.

p6. Prats M. Influence of oriented arrays of thin impermeable shale lenses or of highly conductive natural fractures on apparent permeability anisotropy //J. Petrol. Technol. 1972. Vol. 24, N 11. P. 1219–1221.

p7. Proceeding of the V European Symposium on Improved Oil Recovery. Budapest, 1989.

r0. Rappoport L.A., Leas W. Properties of linear waterfloods.//Trans.AIME, vol.198.1953.

r1. Ravenne C. et al. Heterogeneities and geometry of sedimentary bodies in a fluvio-deltaic reservoirs. 1987. (Pap. SPE; 16752).

r2. Ravenne C., Bencher H. Recents developments of sedimentery bodies in a fluvio-deltaic reservoir and their 3D conditional simulations. 1985. (Pap. SPE; 18310).

r3. Ravenne C., Galli A. Proportion curve: A tool for reservoir modeling and for improvement of sedimentological interpretations //Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol. 1993. Vol. 77, N 2. P. 343.

r4. Reed M.J. Gravel pack and formation sandstone dissolution durring stream injection //J. Petrol. Technol. 1980. Vol. 32, N 1. P. 19–21.

r5. Reiter R. A logic for default reasoning //Artific. Intellig. 1980. Vol. 13.

r6. Research and development in expert systems /Ed. M.A. Bramer. Cambridge: Univ. press, 1985. 228 p.

r7. Rev. Inst. Fr. Petrol. 1990. Vol. 45, N 1, P.131-139.

r8. Richardson, J.G. et al. The effect of small, discontinous shales on oil recovery //J. Petrol. Technol. 1978. Vol. 30, N 11. P. 1531–1537.

r9. Richardson J.G., Sangree J.B., Sneider R.M. Permeability distributions in reservoirs //Ibid. 1987. Vol. 39, N 10. P. 1197–1198.

r10. Ripley B.D. Stochastic simulation. N.Y.: Wiley, 1987. 273 p.

r11. Roberts F.S. Discrete mathematical models with application to social, biological and environmental problems. N. J.: Prentice-Hall, Englewood Cliffs, 1976.

r12. Ruijtenberg P.A., Buchanan R., Marke P. Three-dimensional data improve reservoir mapping //J. Petrol. Technol. 1990. Vol.42, N 1. P.22-25, 59-61.

s1. Saaty T. L. The analytic hierarchy process. N.Y.: Prentice-Hall,1988.

s2. Saaty T.L. Measuring the fuzziness of sets //J. cybernetics. 1974. Vol. 4. P. 53–61.

s3. Saleri H.G. Reservoir performance forecasting: Acceleration by parallel planning //Ibid. 1993. N 7. P. 652.

s4. Saleri H.G. Discussion of stochastic modelling //J. Petrol. Technol. 1990. Vol. 42, N 7. P. 929.

s5. Sarem A.M. Secondary and tertiary recovery oil by MECF process. Richardson: 1974 (SPE Preprint; 4901).

s6. Schiltnueis R.J. Active oil and reservoir energy //Trans. AIME. 1936. Vol. 118. P. 33.

s7. Selley R.C. An introduction to sedimentology. L.: Acad. press, 1976. 408 p.

s8. Sedimentary environments and facies /Ed. H.G.Reading. L.: Blackwell, 1986.

s9. Sharpe H.N., Anderson D.A. A new adaptive orthogonal grid generation procedure for reservoir simulation. 1990. (Pap. SPE; 20744).

s10. Shearman D.J. Origin of marine evaporites by diagenesis //Trans. Inst. Min. Met. B. 1966. Vol. 75. P. 208–215.

s11. Sitnikov A., Eremin N., Ibatullin R. Mathematical Microbial Model for Porous-Fractured Type of Rock (SPE 28903) // European Petroleum Conference "EUROPEC-94", 25-27 Oct.1994, London, 10 c.

s12. Skang M., Gudeso R. Geological modelling of the Frigg Field with special emphasis on shale mapping. 1986. (Pap. SPE; 15859).

s13. Skov A.M. Improved oil recovery: A view of U.S. potential //Proc. SPE/UH emerging technol. conf. Houston (Tex.), 1990. P.159– 178.

s14. Slatt R.M., Hopkins G. Scales of geological reservoir description for engineering applications: North Sea oil field example //J. Petrol. Technol. 1990. Vol. 42. N 2. P.202–210.

s15. Slatt R.M., Hopkins G.L. Scaling Geologic Reservoir Description to Engineering Needs //Ibid. 1990. Vol. 42, N 2. P.202–210.

s16. Smith P.J., Buckel J.W. Calculating in-place and recoverable hydrocarbons: A comparison of alternative methods //SPE 13776.

s17. Smith P.J., Morgan D.T.K. Modelling faulted and fluvial reservoirs. 1986. (Pap. SPE; 15853).

s18. Sneider R.M., Tinker C.N., Meckel L.D. Deltaic environment resrvoir types and their characteristics //J. Petrol. Technol. 1978. Vol. 30, N 11. P. 1538–1546.

s19. Stoyan D., Kendall W. S., Mecke J. Stochastic geometry and its applications. Chichester: Wiley, 1987. 345 p.

s20. SPEFE. 1990. Sept. P.207.

s21. SPERE. 1989. Aug. P.311.

s22. Sugeno M. Theory of fuzzy integral and its applications: Ph.D. Thesis. Tokyo, 1974.

s23. Surgutchev L.M., Basnieva I.K. System analysis of oil fields development problems in environmentall sensitive areas. 1990. (Pap. SPE; 20884).

s24. Surguchev M.L., Bokserman A.A., Zhdanov, S.A. The state and the perspectives of EOR methods application in the USSR //Proc. V Europ. Symp. on Improved Oil Recovery. Budapest, 1989. P. 23–32.

t1. Thomson R.G. Study notes separability of oil company profitability, efficiency //J. Petrol. Technol. 1993. N 10. P. 62–70.

t2. Thomson R.G. et al. The role of multiplier bounds in efficiency analysis with an application to Kansas forming //J. Econometrics. 1990. Vol. 46, N. 1/2. P. 93–108.

w1. Walker R.G. Facies models. 1. General introduction //Geosci. Canad. 1976. N 3. P.21–24.

w2. Warren J.E. et al. Flow in heterogeneous porous media //Trans AIME. 1961. Vol. 157. P. 56–64.

w3. Weber K.J. Enhanced reservoir definition for increased production //Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol. 1993. Vol. 77, N 2. P.354–355.

w4. Weber K.J. Influence of common sedimentary structures on fluid flow in reservoir models //J. Petrol. Technol. 1982. Vol. 34, N 3. P. 665–672.

w5. West I.M. Evaporite diagenesis in the lowee Purbech beds of Dorset //Proc. Yorks. Geol. Soc. 1964. Vol. 34. P. 315–326.

w6. White D.A. Conventional oil and gas resources //Resources and world development. N.Y.: Wiley, 1987. P.113–128.

w7. Wilson J.L. Carbonate facies in geologic history. B.; N.Y.: Springer, 1975. 471 p.

w8. World Oil. 1989. Vol. 209, N 4.

w9. Wycoff R.D., Botset M.G. Flow of gas-liquid mixtures through on consolidated sands //Physics. 1936. Vol. 7.

y1. Yager R.R. Multicriteria decision with soft information – an application of fuzzy set and possibility theory //Fuzzy Math. 1982. Vol.2. P.21.

z1. Zadeh L.A. The concept of a linguistic variable and its application to approximate reasoning. N.Y.: Elsevier, 1973.

z2. Zadeh L.A. Fuzzy sets //Inform. and Control. 1965. Vol. 8, N 3. P. 338-353.

z3. Zadeh L.A. A theory of approximate reasoning //Mach. Intelligence. 1979. Vol. 9, N 4. P. 149–194.

z4. Zeito G.A. Interbedding of shale breaks and reservoir heterogeneities //J. Petrol. Technol. 1965. Vol. 17, N 10. P. 1223–1228.

z5. Zobell C.E. Bacterial release of oil from oil-bearing materials //World Oil. 1974. Vol. 126, N 13. P. 36–47: Vol. 127, N 1. P. 35 –41.

z6. Zimmermann H.J. Description and optimisation of fuzzy Systems //Intern. J. Gen. Syst. 1975. P. 209–215.

z7. Zolotukhin A.B. Lecture notes on mathematical modelling and decision making in reservoir engineering. Stavanger, 1993.

z8. *Zolotukhin A.B., Eremin N.A., Nazarova L.N.* Selection of EOR methods //Proc. of the Intern. Symp. on Development of Oil Fields with Fissured Reservoirs, Varna, Bulgaria, Oct. 22-25, 1990. Varna, 1990. P. 58–63.