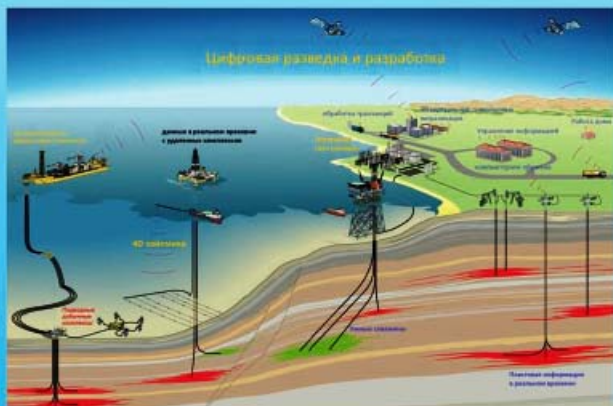




С. Н. Гаричев
Н. А. Ерёмин

ТЕХНОЛОГИЯ УПРАВЛЕНИЯ В РЕЖИМЕ РЕАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ

Часть 1



МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
МОСКОВСКИЙ ФИЗИКО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ
(ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ)

С. Н. Гаричев, Н. А. Ерёмин

ТЕХНОЛОГИЯ УПРАВЛЕНИЯ В РЕЖИМЕ РЕАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ

Часть 1

*Допущено
Учебно-методическим объединением
высших учебных заведений Российской Федерации
по образованию в области прикладных математики и физики
в качестве учебного пособия для студентов вузов
по направлению подготовки «Прикладные математика и физика»*

МОСКВА
МФТИ
2015

УДК 681.5+622.276 (075)

ББК 32.817+33.36я73

Г20

Рецензенты:

Академик РАН, директор Института передачи информации им. А.А. Харкевича
(ИППИ РАН) *А. П. Кулешов*

Зав. кафедрой Автоматизации технологических процессов Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина, профессор *В. Е. Попадьюк*

Гаричев, С. Н., Ерёмин, Н. А.

Г20 Технология управления в режиме реального времени : учеб.
пособие. В 2 ч. / С. Н. Гаричев, Н. А. Ерёмин. – М. : МФТИ, 2015. –
Ч. 1. – 196 с. : ил.

ISBN 978-5-7417-0563-6 (Ч. 1)

Представлены базовые знания о технологиях управления сложными производственными системами в режиме реального времени. Описаны цифровые технологии, технические средства и умные производственные комплексы первого и второго поколений. Рассмотрены примеры реализации элементов систем искусственного интеллекта на умных производственных комплексах первого и второго поколений.

Приведены основные особенности революции XXI века в науке и технике освоения углеводородных богатств Мирового океана, сопоставимой по своим масштабам с освоением Космоса в 1950-х годах: создание подводных цифровых заводов, подводных оптоволоконных сетей для сбора и передачи больших объемов данных с морских промыслов; разработка умных скважин и месторождений второго поколения; стандартизация данных в бурении, добычи углеводородов; использование новой генерации высокопроизводительных вычислительных комплексов и систем управления базами данных в режиме реального времени.

Для бакалавров, студентов, магистрантов и аспирантов инженерно-технических специальностей дисциплины «Технология управления в режиме реального времени», для инженерно-технических работников промышленности и прикладной науки.

УДК 681.5+622.276 (075)

ББК 32.817+33.36я73

ISBN 978-5-7417-0563-6 (Ч. 1)

ISBN 978-5-7417-0508-7

- © Гаричев С.Н., Ерёмин Н.А., 2015
- © Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Московский физико-технический институт (государственный университет)», 2015

Оглавление

Введение	7
ГЛАВА 1. УМНЫЙ ПРОМЫШЛЕННЫЙ КОМПЛЕКС	11
Краткое содержание	11
Основные темы главы	12
Список сокращений	12
Введение	13
1.1. Умный промышленный комплекс	14
1.2. Умная нефтяная компания	16
1.3. Синергия освоения океана и Космоса	19
1.4. История развития управления умной нефтяной компанией в режиме реального времени	23
1.5. Управление технологическими процессами	26
1.6. Оптимизация дистанционного управления и производства, используемая компанией Shell	28
Выводы	29
Литература	29
Вопросы к главе 1	30
Рисунки и таблицы к главе 1	31
ГЛАВА 2. УМНЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ	35
Краткое содержание	35
Основные темы главы	36
Список сокращений	36
Введение	37
2.1. Умные месторождения	38
2.2. Умные месторождения первого и второго поколений	40

2.3. История создания и тенденции разработки умных месторождений	42
2.4. Синергия умных месторождений	45
2.5. Оптимизация и дистанционное управление умным месторождением в режиме реального времени	47
2.6. Динамика центров передового сотрудничества (The Advanced Collaboration Centres).....	49
2.7. Перспектива разработки умных месторождений.....	50
Выводы.....	51
Литература	52
Вопросы к главе 2.....	53
Рисунки и таблицы к главе 2	54
ГЛАВА 3. УМНАЯ АВТОМАТИЗАЦИЯ.....	60
Краткое содержание.....	60
Основные темы главы	60
Список сокращений.....	61
Введение.....	61
3.1. Скважинные оптоволоконные датчики	61
3.2. Визуализатор морских стояков добычных райзеров	65
3.3. Исследование температуры в режиме реального времени	67
3.4. Система контроля температуры на основе оптоволоконных датчиков, встроенных в кольца гибких добычных райзеров	67
3.5. Распределенные датчики температуры (РДТ, DTS-Distributed temperature sensor) в режиме реального времени.....	68
3.6. Измерительные системы в процессе бурения в режиме реального времени: использование и компоненты	69
3.7. Дефектоскопия нагнетательных труб	70
Выводы.....	71
Литература	72
Вопросы к главе 3.....	72
Рисунки к главе 3.....	73

ГЛАВА 4. УМНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ	77
Краткое содержание	77
Основные темы главы.....	77
Список сокращений	78
4.1. Основы создания цифрового месторождения нефти и газа	78
4.2. Проблема больших данных (BigData)	98
4.3. Интегрированное моделирование залежей нефти и газа	99
Возможная геологическая модель	102
4.4. Технология будущего — Гигачеистое моделирование.....	120
4.5. Интегрированная команда специалистов и ученых	122
Выводы	124
Литература.....	125
Вопросы к главе 4	126
Рисунки к главе 4	127
ГЛАВА 5. РАЗВЕДКА И БУРЕНИЕ В РЕЖИМЕ РЕАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ	137
Краткое содержание	137
Основные темы главы.....	138
Список сокращений	139
Введение	139
5.1. Понятие об извлекаемых запасах нефти и газа	141
5.2. Геологоразведочные и изыскательские работы и 4D- сейсморазведка в режиме реального времени	150
5.3. Мониторинг бурения: геонавигационная система	165
5.4. Автоматизированные и мобильные буровые установки в режиме реального времени.....	170
5.5. Управление морских буровых платформ и судов в режиме реального времени	171
5.6. Геологическое моделирование в режиме реального времени в обслуживании скважин	173

5.7. Преимущества систем мониторинга бурения в РРВ. Автоматизация бурения: преимущества и недостатки. Концепция бурения Е-системы	175
Выводы	177
Литература	178
Вопросы к главе 5	180
Рисунки и таблицы к главе 5	181
Заключение	193
Литература	195

Введение

Современная научно-техническая революция (НТР) в освоении минерально-сырьевых ресурсов Мирового Океана привела к смене парадигмы. Согласно американскому физику и философу науки Томасу Сэмюэлу Куну (Thomas Samuel Kuhn) парадигма — это модель постановки проблем и их решений в течение определённого исторического периода в научном сообществе.

Старая парадигма освоения разработки месторождений минерально-сырьевых ресурсов, господствовавшая на протяжении прошлого столетия, базировалась на максимизации полноты извлечения ресурсов и минимизации издержек на процессы их добычи.

Новая парадигма освоения минерально-сырьевых ресурсов — это новая концепция ценностей, моделей постановки проблем и их технических решений, направленных на максимизацию полноты отдачи основных активов компаний в режиме реального времени.

При старой парадигме — максимизация полноты извлечения ресурсов характеризовалась коэффициентами извлечения нефти и газа, сокращенно, КИН и КИГ. При новой парадигме — для описания максимизации полноты отдачи основных активов вводится новый показатель, а именно, *коэффициент отдачи активов* или *активоотдача*.

Характерной чертой современного развития цифровых месторождений углеводородов (УВ) является внедрение информационных технологий по всей цепочке производственного цикла. Потоки цифровой информации о месторождении, о процессах контроля и управления за бурением, освоением, разработкой месторождений УВ, маркетингом нефти, газа и продуктов их переработки, о рыночном состоянии нефтегазовой компании стекаются в головной и региональные офисы компании и становятся доступными для лиц, принимающих решения (ЛПР). Принятие решений на иерархических уровнях от низшего до высшего базируется на результатах моделирования конкретных ситуаций или процессов. При этом решение принимается в цифровом пространстве. Инженеры имеют возможность связаться с центром управления из любой точки мира при помощи i-phone, i-pad или ноутбука, проанализировать информацию и принять решение по оптимизации разработки и максимизации добычи УВ. При использовании данной системы управленческие решения принимаются более быстро и качественно за счет одновременного доступа к новой информации каждого члена команды по управлению разработкой. Если раньше для принятия подобного решения специалистам требовались дни, то с внедрением новых

систем управления морскими нефтегазовыми месторождениями на это уже уходят часы.

Рост потребности в энергоресурсах приводит к тому, что нефтяные компании должны постоянно пополнять запасы, истощаемые добычей. С другой стороны, сервисные компании хотят иметь прямой доступ к высококвалифицированному персоналу добывающих компаний с целью совершенствования и расширения своего бизнеса. Эти факторы ведут к увеличению конкуренции по доступу как к запасам, так и к знаниям. В современных условиях нефтегазовая промышленность должна совершенствовать не только технологические, но и производственные и информационные процессы, чтобы в долгосрочном плане соответствовать росту потребности в энергоресурсах. Производство нефти и газа должно преодолеть не только пространственные границы, но и временные, т.е. превратиться в цифровое. Цифровая нефтегазовая компания — это система добычи, подготовки, переработки и удовлетворения рыночной потребности в нефти, газе и нефтепродуктах в цифровом пространстве и времени, которая обеспечивает высокий коэффициент активности.

Минерально-сырьевой комплекс формирует почти 50% российского бюджета и более 70% валютных поступлений от экспорта, из них 25% приходится на сырую нефть и 17% на природный газ. На Россию приходится примерно 13% мировых ресурсов нефти и около 50% мировых ресурсов газа; 9% мировых запасов нефти и 30% мировых запасов природного газа; 12,4% мировой добычи нефти и 23,7% мировой добычи газа; 5,1% мирового потребления нефти и 16% мирового потребления газа.

Учебное пособие «Технологии управления в режиме реального времени» основано на курсе лекций для студентов Московского физико-технического института (государственного университета) (МФТИ) — «Технологии управления в режиме реального времени» (2012–2015). Пособие предназначается для бакалавров, магистрантов и аспирантов, специализирующихся в области применения технологий управления промышленными комплексами в режиме реального времени. Целью данного учебного пособия является предоставление основного понимания и знания современных технологий промышленных комплексов, умных месторождений и скважин первого и второго поколений. Учебное пособие дает студентам понимание основ создания промышленных комплексов первого и второго поколений и знакомит их с видами и объемами работ, связанных с операциями на умных нефтяных и газовых скважинах в режиме реального времени.

Содержание учебного пособия включает описание концептуального проектирования, специфики разведки, технологии разработки пластов и добычи на шельфовых месторождениях и строительства подводных заводов, морских трубопроводов и оборудования для подводной переработки,

законодательства нефтяной и газовой промышленности, экономики проекта, рисков и принятия решений. Учебное пособие формирует у студентов глубокое понимание масштабов подземных, наземных, подводных и подледных работ, связанных с освоением морских нефтяных и газовых месторождений.

Основными задачами учебного пособия являются следующие:

- представить широкий обзор видов производственных работ на скважинах и месторождениях в режиме реального времени;
- изложить основы разведки, бурения, технологии пласта и добычи на умных месторождениях в режиме реального времени;
- ознакомить читателей с типами умных месторождений и скважин первого поколения, в том числе интегрированных систем разработки, внутрипромыслового сбора, подготовки и транспортировки углеводородов;
- разобрать основы нефтегазовой экологической системы в режиме реального времени;
- дать расширенный обзор методов проектирования умных месторождений, процессов принятия решений, компьютерного моделирования и реализации проекта в режиме реального времени;
- приобщить студентов к возможности оценивать необходимые меры по внедрению инновационных информационно-коммуникационных технологий на новых и старых месторождениях;
- проанализировать работу центров управления в области разведки, бурения, разработки, эксплуатации нефтяных и газовых месторождений в режиме реального времени.

Обсуждаются следующие темы:

- умный промышленный комплекс, подводный цифровой завод по производству товарной продукции и умная нефтяная компания в главе 1;
- концепция создания умных месторождений нефти и газа в главе 2;
- основы автоматизации умного месторождения и информационно-коммуникационных технологий (ИКТ) в главе 3;
- особенности интегрированного моделирования умных нефтяных и газовых месторождений в главе 4;
- нефтегазовая разведка и бурение в режиме реального времени в главе 5;

- умные скважины, интегрированные операции и комплексное управление производственными работами в главе 6;
- разработка умных месторождений в главе 7;
- робототехника пластовая, подводная и скважинная в главе 8;
- подготовка, переработка и транспорт продукции на умных месторождениях в главе 9;
- экомониторинг добычи нефти и газа в режиме реального времени в главе 10;
- операции с умными активами, оценка рисков и анализ решений в режиме реального времени в главе 11;
- протоколы передачи данных Ассоциации нефтяных компаний по разработке программного обеспечения (POSC) в главе 12;
- проблема больших данных (Big Data) на умных месторождениях первого и второго поколений, высокопроизводительные вычислительные комплексы, система управления базами данных в режиме реального времени описываются в главе 13.

В учебном пособии обсуждаются примеры текущих проектов умных месторождений и скважин, реализуемых в различных географических районах, проблемы технологии и будущие возможности.

Авторы благодарны студентам Московского физико-технического института (государственного университета) (МФТИ), которые подготовили курсовые работы на базе лекций в 2010–2015 гг. Материалы этих курсовых работ обогатили содержание ряда глав в учебном пособии.

Мы хотим поблагодарить руководство и преподавателей кафедры радиотехники и кибернетики Московского физико-технического института (государственного университета) (МФТИ) — В. А. Астапенко, Н. Н. Щелкунова, А. М. Маркеева, С. Н. Колонкова, которые проявили свой интерес и способствовали реализации этого учебного пособия, а также рецензентов — директора Института проблем передачи информации Российской академии наук (ИППИ РАН им. А. А. Харкевича), академика Российской академии наук Александра Петровича Кулешова и заведующего кафедрой Автоматизации технологических процессов Российского государственного университета нефти и газа им. И. М. Губкина профессора В. Е. Попадько.

Авторы выражают глубокую благодарность руководителю ИППИ РАН академику А. Н. Дмитриевскому за выбор направления и поддержку научных исследований в области нефтегазовых интеллектуальных технологий.

Особая благодарность Л. М. Воеводиной за помощь в переводе и редактировании учебного пособия на русском языке.

ГЛАВА 1. УМНЫЙ ПРОМЫШЛЕННЫЙ КОМПЛЕКС

Краткое содержание

Умные промышленные комплексы (УПК) требуют создания компьютерных моделей сложного промышленного производства, интеллектуальных систем управления технологическими, энергетическими и транспортными производственными процессами с использованием встраиваемых систем, технологий SCADA, MES и их интеграции на единой технологической платформе для применения в системах CAD/CAE и PLM. SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition, дословно — диспетчерское управление и сбор данных) — программный или программно-аппаратный комплекс, предназначенный для обеспечения работы производственной системы в реальном времени и обеспечивающий сбор, обработку, отображение и архивирование данных о всех объектах мониторинга или управления.

MES (Manufacturing Execution System, система управления производственными процессами) — специализированное программное обеспечение, предназначенное для решения задач анализа и оптимизации выпуска продукции в рамках одного из звеньев технологического производства (НГДУ, цех КРС или ПРС).

CAD/CAE (Compute-Aided Design/Computer-Aided Engineering) — системы автоматизированного проектирования и инженерного анализа. PLM-система (Product Lifecycle Management) — прикладное программное обеспечение для управления жизненным циклом производства товарной продукции.

Современная нефтегазовая компания должна представлять собой систему производства, подготовки, обработки и переработки и удовлетворять рыночный спрос на нефть, газ и нефтепродукты в реальном времени, направленного на максимизацию полноты отдачи основных активов или коэффициента activoотдачи. Задачами такой умной нефтегазовой компании являются: интеграция технологических и информационных циклов, более низкие эксплуатационные расходы и капитальные затраты, связанные с операциями в режиме реального времени, дальнейшее повышение производительности для того, чтобы увеличить коэффициенты извлечения нефти и газа к концу периода разработки нефтяных и газовых месторождений. В нефтяных компаниях хорошо развитые технологии умных производственных процессов будут применяться как в различных функциональных областях, так и в различных территориальных зонах. В этом случае в нефтегазовой компании необходимо создание главного центра управления.

Ключевые слова: режим реального времени, умный промышленный комплекс, умная нефтегазовая компания, концепция «устойчивого развития»; вертикально-интегрированная компания, управление в реальном времени; цифровая нефтегазовая компания (DOGC); «Комплексные» месторождения; транспьютерные технологии; синергия освоения океана и космоса; параллельные нейрокомпьютеры; технологии высокопроизводительных вычислительных систем; центр управления в режиме реального времени; коэффициент активотдачи; цифровой подводный завод.

Основные темы главы

Основные понятия. Основные проблемы отрасли. Основное направление развития нефтяной и газовой промышленности в ближайшем будущем. Умная нефтегазовая компания. Современная революция в области науки и техники в развитии ресурсов Мирового океана. Сравнительный анализ революций в области науки и техники при освоении космоса (1950) и освоении углеводородных ресурсов Мирового океана (2010-е годы). Нефтегазовая компания в реальном времени. Эволюция нефтегазовой компании. Синергия управления нефтегазовой компании в режиме реального времени. Факторы, определяющие выбор технологии управления в режиме реального времени. Иерархические уровни управления нефтегазовой компанией. Преимущества и недостатки центров управления и нефтегазовых компаний в режиме реального времени. Комплексный подход к управлению операциями в нефтяной и газовой компании. Основные цели и задачи. Главная особенность интегрированной нефтегазовой компании. Основные задачи умной нефтегазовой компании, контролируемой в режиме реального времени. Уровни управления умной нефтегазовой компанией. Основные цели идеальных информационных и коммуникационных систем нефтегазовой компании. Цели и задачи системы дистанционного управления и оптимизации производства, показанной на примере Shell.

Список сокращений

ЦНК – цифровая нефтяная компания.

ИКС – информационно-коммуникационная система.

НТР – научно-техническая революция.

BP – British Petroleum.

CERA – Кембриджская Ассоциация Энергетических Исследований.

e-field – электронное месторождение.

EAM – Enterprise Asset Management: информационная система, нацеленная на оптимальное управление основными активами и режимами их работы, рисками и расходами на протяжении всего жизненного цикла для достижения и выполнения стратегических планов компании.

BI – информационная система, предназначенная для решения задач бизнес-анализа, позволяющая обрабатывать большие объемы данных и выстраивать неявные зависимости, формировать отчетность при обращении к различным источникам данных.

ERP – Enterprise Resource Planning — системы планирования ресурсов компании.

MES – Manufacturing Execution System — система управления производственными процессами.

APC – Advance Process Control — усовершенствованные системы управления производством.

Введение

Нефтяные и газовые компании стремятся улучшить управление с целью обеспечения роста капитализации основных активов в режиме реального времени или коэффициента activoотдачи. В нефтяной и газовой промышленности постоянно совершенствуются не только технологические, но и производственные и информационно-коммуникационные процессы для удовлетворения долгосрочного роста спроса на энергоносители. Нефтяные и газовые компании пытаются следовать концепции «устойчивого развития». С экономической точки зрения концепция устойчивого развития основывается на понимании того, что в нынешней экономической системе доход, фактически полученный сегодня, на самом деле не является доходом, если такой же доход не может быть получен завтра в той же экономической системе. Основой этого является оптимальное использование ограниченных природных ресурсов и других активов компании. Инновационное развитие — неотъемлемая и важная часть устойчивого развития. Современная нефтегазовая компания должна представлять собой систему производства, подготовки, очистки и обработки, а также удовлетворения рыночного спроса на нефть, газ и нефтепродукты в режиме реального времени. Задачами умной нефтегазовой компании являются: интеграция технологических и информационных циклов, более низкие эксплуатационные расходы и капитальные затраты, связанные с операциями в режиме реального времени, дальнейшее повышение производительности для того, чтобы достичь высоких коэффициентов activoотдачи извлечения нефти к окончанию периода разработки нефтяных месторождений и газа на газовых месторождениях. Нефтяные и газовые компании, в которых управление осуществляется в режиме реального времени, следуют по пути эволюции управления, вертикальной интеграции и оптимизации всех процессов.

Общим направлением инновационного развития нефти и газа на ближайшее время является трансформация нефтегазового комплекса в новый

режим управления в режиме реального времени: сбор геологических промысловых данных, применение сенсоров по всей технологической цепочке добычи нефти и газа и перерабатывающих предприятий, создание системы управления базами больших объемов данных в режиме реального времени; разработка высокопроизводительных вычислительных систем (суперкомпьютеров), способных загружать, разгружать и обрабатывать данные в больших объемах в режиме реального времени. В первом параграфе рассматривается тенденция развития цифровых нефтяных месторождений, дается подробное описание умной нефтяной компании в режиме реального времени.

В параграфе 1.2 приводится описание синергии освоения Мирового океана и Космоса. Представлены наиболее успешные инновационные решения в области морских технологий извлечения углеводородов.

Параграф 1.3 содержит анализ и историю управления умными нефтегазовыми компаниями в режиме реального времени. Рассматривается интегрированная оценка освоения углеводородных месторождений.

В параграфе 1.4 дается анализ комплексного подхода к управлению операциями в нефтяной и газовой компании, основных задач философии операционных центров с использованием локального параллелизма.

В параграфе 1.5 приводится подробное описание технологии, которая используется умными нефтяными компаниями для оптимизации производства в режиме реального времени.

1.1. Умный промышленный комплекс

Тенденции в развитии добывающей и перерабатывающей промышленности показывают, что в ближайшем будущем будут осваиваться в основном «трудные» и удаленные территории, а также залежи полезных ископаемых, которые имеют ряд проблемных физических, географических, климатических и природных условий, сложные геологические условия залегания месторождений и которые характеризуются недостатком энергетических, материальных и людских ресурсов и квалифицированного персонала, и имеют сложную и недостаточно развитую транспортную инфраструктуру. Для достижения экономической эффективности разработки таких объектов существует серьезная потребность в полностью автоматизированных, максимально «безлюдных» системах производства с элементами «искусственного интеллекта», то есть умных промышленных комплексов (УПК). Это требует создания компьютерных моделей сложных промышленных комплексов, интеллектуальных систем управления технологическими, энергетическими и транспортными производственными процессами с использованием встраиваемых систем, технологий SCADA, MES и их интеграции на единой технологической платформе для применения в

системах CAD/CAE и PLM. Для создания многоуровневой системы управления горнодобывающим и металлургическим промышленным комплексом используется концепция с тремя уровнями управления: 1-й уровень — это использование программно-управляемых микросистем, микроконтроллеров и программируемых логических контроллеров (ПЛИК, микросистем полного анализа, и т.д.) для постоянного наблюдения и контроля оборудования, машин и механизмов в основных технологических процессах; 2-й уровень — это использование интеллектуальных интегрированных систем для управления технологическим процессом SCADA и системой MES для основных производств с простыми функциями (шахта, нефтепереработка, месторождение, гидрометаллургия, энергетика, транспорт и складские помещения). 3-й уровень — это использование системы интегрирования информации для стратегического и оперативного контроля производственных комплексов в целом.

В цифровых нефтегазовых компаниях используется широкий перечень различных информационных систем, средств автоматизации и измерений. Единый цифровой комплекс средств управления можно представить в виде иерархической схемы IT-архитектуры компании. Нижний иерархический уровень занимает измерительное оборудование, как правило, оптоволоконные сенсоры. На уровень выше стоят автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУТП). АСУТП обеспечивают автоматизацию основных производственных операций каждого технологического процесса (рис. 1.3).

На следующем уровне расположены системы управления производственными операциями (MES – Manufacturing Execution System). Основные задачи, решаемые на этом уровне, — это сбор данных и информации с нижележащих уровней от показаний сенсоров до программных систем, их анализ и контроль, 3D-визуализация данных и технологических процессов, анализ информации и контроль проектных режимов, диспетчерское управление и принятие решений, календарное планирование. MES позволяют на основе анализа данных принимать оперативные решения по управлению и оптимизации технологических процессов добычи нефти.

На уровень выше расположена система планирования ресурсов (ERP – Enterprise Resource Planning). На уровне ERP происходит интеграция данных нижних уровней. ERP осуществляет повышение эффективности производства, управляет трудовыми ресурсами и активами, связывает в единую цепь управление закупкой реагентов и запчастей, логистикой и сбытом продукции на основе единой информационной системы управления активами компании. В компании этот проект реализуется в рамках проектирования шаблонного решения «Управление ТОРО и надежностью». Применение цифрового документооборота ускоряет принятие управленческих решений, что, естественно, делает работу более эффективной. Сокращаются

и становятся более точными сроки планирования ремонтов. Значимое направление развития ERP — создание SCM, системы управления цепочками поставок, автоматизирующей процессы. В ERP ведется вся учетная деятельность «Газпромнефти», формируется отчетность — управленческая, бухгалтерская, производственная.

Вершина «пирамиды автоматизации» — системы BI/BW, с помощью которых обрабатываются и анализируются большие массивы нефтепромысловых данных, полученных из различных источников: ERP, MES, систем оптимизационного планирования. В «Газпромнефти» сегодня системы класса BI широко применяются при построении сложной отчетности в сфере логистики, сбыта и формировании маркетинговых прогнозов.

«Будущее высокотехнологичных средств промышленной автоматизации — в построении интегрированных систем, объединяющих в себе контур производственного планирования, управление цепочками поставок и системы оперативного управления производством, — отметил генеральный директор Honeywell в России Леонид Соркин. — Особенность реализации таких систем заключается во всестороннем учете человеческого фактора — создании интеллектуальной среды восприятия и взаимодействия персонала, комплексной поддержке управленческих решений, развитии потенциала работников в связи с изменившимся характером труда и т.д.» [7].

1.2. Умная нефтяная компания

Нефтяная промышленность претерпевает значительные изменения. Основными её текущими проблемами являются растущий спрос на энергию и увеличение населения Земли. Рост мировой экономики и спросы на перевозки и передвижения ведут к увеличению потребности на энергоносители. Повышенный спрос заставляет нефтяные компании увеличить производство как на существующих, так и на новых «сложных» месторождениях нефти и газа.

Легкодоступных запасов нефти в мире практически не осталось. Большинство крупных нефтяных месторождений находится в эксплуатации начиная с 1960–1970 гг., так что их производительность в течение последних двадцати лет значительно снизилась. «Легкие» запасы нефти и газа становятся все более редкими, поэтому нефтяные компании чувствуют необходимость разработки нетрадиционных ресурсов в более сложных условиях эксплуатации. Нетрадиционные ресурсы включают тяжелую нефть, нефть и газ в глубоких и сверхглубоких водах, битуминозные пески и сланцы углеводородов. «Проблема команды» означает, что потребность в рабочей силе в нефтяной промышленности снижается как с точки зрения её количества, так и с точки зрения знаний и опыта. В некоторых источниках это явление часто называют «The Big crew change» — смена команды.

Отрасль сталкивается с трудностями в привлечении талантливых молодых специалистов. В этом случае большое количество опытных профессионалов покидают нефтяную и газовую промышленность, а число приходящих выпускников университетов уменьшается, что приводит к большому разрыву в передаче опыта.

В традиционных центрах добычи нефти и газа (Россия, США, Канада, Великобритания, Норвегия) складывается серьезная демографическая ситуация, так как в ближайшие 10–15 лет поколение высококвалифицированных специалистов и ученых уйдет на пенсию без адекватной замены новым поколением. В то же время есть регионы (Китай, Индия), где добыча нефти и газа незначительна, но выпуск молодых специалистов стремительно растет. Основная проблема для нефтяных и газовых компаний в ближайшие годы — острая потребность в высококвалифицированных кадрах.

Из-за низких цен на нефть и газ в период кризиса 2008–2010 гг. многие ведущие компании резко сократили персонал и затраты на научные исследования. В настоящее время существует тенденция к укреплению национальных компаний и ослаблению роли международных компаний, на долю последних будут приходиться только дорогостоящие запасы углеводородов, разработка которых будет связана с высокими капитальными и эксплуатационными затратами, включая значительные расходы на охрану окружающей среды.

Международные сервисные компании начинают вести серьезную борьбу за персонал, который владеет основными техническими навыками и знаниями. Информационные технологии, телекоммуникационные системы будут играть важную роль в обеспечении инструментами для сотрудничества и общения, что так необходимо для внедрения цифровых технологий.

Цифровая нефтегазовая компания (ЦНГК) минимизирует проблемы, связанные с удаленным расположением месторождений углеводородов, расстоянием и временем. Проблемы, стоящие перед персоналом в отдаленных районах, могут быть решены экспертами в штаб-квартирах, которые расположены на расстоянии многих тысяч километров от того места, где ведется добыча нефти и газа. Быстрый доступ к информации позволяет компании вовремя и четко принимать высокотехнические решения. В ЦНГК взаимодействие между различными сегментами компании улучшается, и активизируются контакты с государственными органами, университетами и исследовательскими институтами.

Пределы регулирования простираются от регионального отделения (подводного добычного комплекса морской платформы) на сенсорные датчики, расположенные на подземном подводном или наземном оборудовании, и к сотрудникам, оснащенным современной техникой и средствами

связи. Сеть оптоволоконных и спутниковых линий объединяет сотрудников, промысловые данные и процессы в единую всемирную интегрированную систему. Нефтяные и газовые компании, в которых контроль осуществляется в режиме реального времени, следуют по пути эволюции управления, вертикальной интеграции и оптимизации всех процессов. Это требует создания высокопроизводительной информационно-коммуникационной системы (ИКС).

Задачами идеальной информационной и коммуникационной системы являются: обработка баз данных 4D-сейсморазведки (четырёхмерной) в объеме до нескольких петабайт при мониторинге процесса разработки месторождения, упрощения процессов хранения, организации, доступа и анализа промысловых данных для каждого специалиста в режиме реального времени; полная автоматизация на инструментальном уровне (датчики, передатчики, автоматически устанавливаемые и контролируемые); быстрое и недорогое создание новых и расширение старых хранилищ данных со сложными применениями; хранение и регулирование не только данных, но и логики принятия решений; визуализация производственных процессов в режиме реального времени.

Основным компонентом интегрированного информационного пространства является доступ к информации, которая включает в себя мгновенный доступ к необходимой информации как в нужном месте, так и в нужное время. Это способствует решению актуальных задач управления, а именно: локализации проблемной области, выявлению места основных ресурсов, созданию команды специалистов и преодолению бюрократических барьеров в организации компании.

Координация усилий означает, что команды специалистов должны иметь необходимый инструментарий и технологии, которые могут поддерживать эффективную координацию работ в нефтегазовой компании.

Доступ к телекоммуникационным ресурсам — команды должны иметь телекоммуникационные ресурсы для взаимодействия и обмена данными.

Мотивационные факторы — текущее состояние нефтяной и газовой промышленности основано на инновационных разработках и технологиях, созданных за последние годы. Доступ и обмен техническими знаниями и технологиями в режиме реального времени в базе данных будут способствовать дальнейшему развитию науки и техники нефти и газа.

Разнообразие применения одновременного доступа многих специалистов к одним и тем же данным будет вырабатывать много различных и эффективных решений для новых проблем и вызовов; способствовать преобразованию и профессионализму в принятии решений в системе управления. Стоимость активов управленцев на предприятии основывается на спо-

способности команды правильно интерпретировать информацию, моделировать и оценивать воздействие на окружающую среду и финансовое положение компании.

Необходимо правильно оценить масштабы трансформации для цифровых нефтегазовых технологий, которые требуют изучения следующих аспектов: географию и расположение основных регионов извлечения углеводородов и пути их интеграции; организационный интерфейс; организационные процессы; информацию и данные; техническую культуру, какие новые технические средства и технологии необходимо внедрить в производство и что должно быть сделано для создания атмосферы доверия и сотрудничества.

Объединение различных средств коммуникации (аудио и видео, мобильной, видеосвязи, компьютеров и т.д.) требует интеллектуальной системы связи, которая будет поддерживать и улучшать управление компанией по всему миру. Интеллектуальная связь обеспечивает возможность тесного взаимодействия между экспертами и улучшает обмен мнениями в режиме реального времени.

Требуется разработка интеллектуальных систем для предотвращения техногенных аварий на морских платформах, кустовых площадках, системах сбора и подготовки продукции, разработка дистанционного мониторинга и управления на месторождениях в режиме реального времени.

1.3. Синергия освоения океана и Космоса

Современная научно-техническая революция (НТР) связана с освоением углеводородных ресурсов Мирового океана. По своим масштабам и значимости она сопоставима с НТР освоения Космоса в конце 1950-х. Табл. 1.1 отражает синергию освоения ресурсов Мирового океана и освоения Космоса. НТР 2010-х годов будет определять долгосрочный тренд в разработке нефти и газа и обеспечит переход нефтяной и газовой промышленности на новый уровень высоких технологий. Наиболее успешные инновационные решения в области морских технологий и техники добычи углеводородов широко применяются и на континентальных месторождениях нефти и газа. Обзор последних научно-технических достижений в области морской добычи нефти и газа позволяет сформулировать общее направление инновационного развития нефтегазовой отрасли на ближайшую перспективу, а именно перевод его в режим управления реальным временем.

В ИПНГ РАН под руководством академика А. Н. Дмитриевского разрабатывается технологическая платформа «Цифровые нефтегазовые технологии режима реального времени», которая представляет собой системный подход к внедрению отечественных и зарубежных ресурсно-инновационных технологий в нефтяной и газовой промышленности. Технологическая

платформа создается в соответствии с решением Правительственной комиссии по высоким технологиям и инновациям от 3 августа 2010 года. Реализация этой технологической платформы создаст необходимую научно-техническую основу для модернизации нефтегазового сектора экономики и прогресса во всех областях добычи, обработки и переработки нефти и газа. Россия является второй страной в мире после США со своим собственным стратегическим базисом в области систем интегрированного управления нефтегазовым комплексом в режиме реального времени. Компоненты стратегического базиса включают в себя: умные месторождения и скважины, группировку спутников ГЛОНАСС системы Ямал, оптоволоконные технологии для сбора и передачи информации, высокoeffективные вычислительные системы и беспилотные системы управления сложными объектами («Мир», космические корабли, «Буран» и т.д.). Есть несколько разновидностей режимов управления процессами нефти и газа в режиме реального времени: ежеквартальный, ежемесячный, ежедневный, ежечасный, ежеминутный и даже ежесекундный. Например, процессы бурения и скважинные операции управляются в ежеминутном режиме.

По сравнению с традиционными методами в управлении нефтяных и газовых месторождений в режиме реального времени резко снижаются накладные расходы ресурсов, энергии и рабочего времени. Все этапы разработки месторождения углеводородов (разведка, бурение, разработка и эксплуатация) становятся более энерго- и ресурсосберегающими. В частности, на стадии бурения достигается экономия капитальных вложений около 5–15% и эксплуатационных затрат — от 5 до 10%. Например, на месторождении SPD (компания «Салым Петролеум Девелопмент») среднее время бурение скважин на глубину 2500 м составляет 8 дней, что значительно меньше, чем среднее время бурения скважин с такой же глубиной на месторождениях Западной Сибири, которое составляет 20 дней. К 2014 году число умных скважин первого поколения превысило 250. Лидерство в обладании умными месторождениями среди нефтегазовых компаний принадлежит таким компаниям, как BP, Exxon/Mobil, Chevron, Shell, Saudi Aramco, Statoil и Petrobras. BP объявила о запуске двух умных месторождений второго поколения в Северном море: Valhall и Skarv.

Главное отличие умных месторождений второго поколения от первого — экспоненциальный рост информации, поступающей с десятков и сотен тысяч датчиков-сенсоров, передача которой возможна только с использованием оптоволоконных каналов, соединяющих морские и прибрежные инфраструктуры. На месторождении Valhall количество технологических операций с дистанционным управлением составляет 40, на месторождении Skarv оно достигает 46.

В оптоволоконной системе рассеяние света может происходить либо на материальных неоднородностях (рассеяние Рэлея), либо на акустических волнах (рассеяние Мандельштама–Бриллюэна) или молекулярных вибрациях (рассеяние Рамана). Сам оптоволоконный кабель по всей длине представляет собой непрерывный распределенный датчик, который может заменить тысячи точечных датчиков-сенсоров. На двух из трех месторождений второго поколения в Северном море планируется установить донные оптоволоконные антенные решетки с многими оптоволоконными подключениями к наземным оптоволоконным линиям. В ряде оборудования решетка оптоволоконного кабеля сама по себе представляет тип распределенного датчика, в котором каждая часть, например длиной 50 см, представляет собой оптоволоконный датчик. Длина оптоволоконных линий в каждом из месторождений будет от 2000 до 4000 км, так что число оптоволоконных датчиков достигнет 48 миллионов. Общая потребность в оптоволоконном кабеле для внутрипромысловых сетей системы мониторинга процессов разработки в режиме реального времени достигнет 10–15% от мирового производства. Для умных месторождений третьего поколения следует прогнозировать 1.52-кратное уплотнение оптоволоконных донных антенных систем. До 2010 года системы передачи космической информации были использованы для передачи геологических и промысловых данных с морских месторождений в центры управления разработкой месторождений. С 2010 года началось строительство оптоволоконных систем передачи данных из-за увеличения объема данных, полученных при разведке и разработке. Скорость передачи данных для умного месторождения первого поколения, как правило, составляла 10 Гбит/с. Строительство донных антенных комплексов приведет к еще большему количеству генерируемых данных разведки и разработки на месторождениях второго поколения — речь идет о петабайтах информации, полученных за еще более короткие промежутки времени. Их передача — это так называемая *проблема больших данных* — «BIG DATA». Для передачи чрезвычайно большого объема промысловых данных системы требуют использования более высокой скорости передачи данных в 40 и, возможно, 100 Гбит/с. Беспилотные подводные и надводные углеводородные комплексы могут быть широко использованы в нефтегазоносных провинциях в Арктике, Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, где нет никакой инфраструктуры.

Самыми популярными системами для безлюдного производства углеводородов могут быть вторые и третьи поколения умных месторождений. Это позволит снизить риски проявления человеческого фактора и повысить экологическую безопасность. В качестве примера, мы ссылаемся на умные месторождения в таких проектах, как группы месторождений Сахалин II и Салым. Умная скважина является инновационной технологией, которая

позволяет осуществлять мониторинг и контроль работы скважины и ее состояния в режиме реального времени за счет использования оптоволоконных распределенных датчиков на устье скважины, на забое, в обсадной колонне и НКТ (рис. 1.4).

Количество распределенных оптоволоконных датчиков в умных скважинах второго поколения вырастает до 20 000–50 000 по сравнению с L-10 единицами сенсоров-датчиков в умных скважинах первого поколения. Самыми популярными технологиями могут стать визуализаторы труб: обсадной колонны, НКТ внутрипромысловых труб. При их внедрении на умных месторождениях можно контролировать состояние механических и физических характеристик трубы в каждой её точке на протяжении всего жизненного цикла месторождения; в частности, можно будет контролировать процесс цементирования в режиме реального времени. В России 60–70% завершённых скважин имеют проблемы с цементированием затрубного пространства. На рис. 1.4 цвет указывает на технологии, разрабатываемые в ИПНГ РАН, где 1G — умные месторождения 1-го поколения, 2G — это месторождения второго поколения, а 3G — месторождения третьего поколения. Международные нефтегазовые компании тратят ежегодно 100 миллиардов долларов только для создания систем добычи нефти и газа в режиме реального времени. Совокупные затраты российских компаний в нефтегазовую науку на два порядка ниже.

Для поддержания усилий «Роснефти», «Газпрома» и других российских компаний по созданию умных месторождений и скважин нового поколения, действующих в режиме реального времени, требуется государственно-частная программа софинансирования с ежегодным бюджетом не менее 10 миллиардов долларов. Согласно информации еженедельника РБК в статье «Слишком много нефти» от 15 октября 2012, «благодаря буму в добыче углеводородов» в США «из-за развития технологий» шесть американских компаний, в том числе Shell и BP, впервые за многие десятилетия готовы экспортировать большие объёмы нефти из США. Из 200 умных месторождений первого поколения доля Shell и BP составляет 10 и 20 месторождений. По мнению независимых организаций, внедрение умных технологий первого и второго поколений приведет к увеличению конечной нефтеотдачи от 30 до 50%.

Нефтяная компания Saudi Aramco внедряет инновационные технологии нагнетания пластовых нанороботов и бионанороботов на нефтяных месторождениях, находящихся на поздних стадиях разработки, и рассчитывает увеличить конечную нефтеотдачу до 60–70%.

Лаборатория реактивного движения (JPL) управляет автоматическим космическим роботом, находящимся в миллионах миль от Земли.

Потенциалы робототехники, созданные в JPL, были использованы в Mars Pathfinder, Mars Exploration Rover, Deep Space 1, EOS1 и в других космических проектах. Будучи разработанными для применения в космической отрасли, эти технологии находят свое применение для решения проблем в области разведки и добычи нефти и газа.

Исследователи из Лаборатории реактивного движения Калифорнийского технологического института заключили нефтегазовый контракт с Национальным управлением по аэронавтике и исследованию космического пространства в 2012 году. Использование космической робототехники в нефтяной и газовой промышленности может дать ряд преимуществ (рис. 1.5):

- увеличить автоматизацию, расширить разведку глубоководных и сверхглубоководных операций на морском дне;
- проводить экологический мониторинг и дистанционное зондирование в режиме реального времени;
- способствовать миниатюризации подводных роботов;
- улучшить подводную съемку и картирование;
- обеспечить более надежные дистанционные подводные операции;
- снизить стоимость подводных операций.

Есть ряд сходств между применениями технологий в космосе и в нефтяной и газовой промышленности (Oxnevad, 2010). В обоих случаях системы будут развернуты в удаленных местах с ограниченным доступом для вмешательства, технического обслуживания или ремонта. Оперативные среды зачастую враждебны и характеризуются резкими температурами и давлениями и коррозией. Надежность систем чрезвычайно важна как в космосе, так и в нефтяной и газовой промышленности.

1.4. История развития управления умной нефтяной компанией в режиме реального времени

Ученые и инженеры в BP (Великобритания) разработали известную под именем «месторождение будущего» систему управления разработки нефтяных и газовых. Эта система предназначена для объединения существующих и будущих технологий разработки и включает в себя управление скважинами нефтегазовых месторождений и системами сбора, подготовки продукции, полученной в режиме реального времени из Центра управления. Инженеры-нефтяники имеют возможность общаться с центром управления из любой точки мира с помощью ноутбука, iPhone, iPad, ознакомиться с информацией и принимать решения по оптимизации бурения,

направленные на снижение непродуктивного времени бурения; полное возвращение инвестиций в течение короткого времени, увеличение на качества бурения, сокращение затрат на нагнетание рабочих агентов. При использовании этой системы управленческие решения принимаются быстрее и точнее за счет одновременного доступа к новой информации каждого члена команды. Если опытным профессионалам ранее требовались дни для принятия операционного решения, то с системой «месторождение будущего» требуется всего несколько часов. Основной целью ВР является поддержка роста производства нефти и газа путем внедрения правильных технологий (электронной технологии или цифровых технологий). Основными задачами являются следующие:

- сокращение эксплуатационных капитальных затрат;
- доизвлечение остаточной нефти в объеме до 76 млн тонн;
- увеличение конечного коэффициента извлечения нефти и газа за счет внедрения инновационных технологий в режиме реального времени.

Интегрированная команда, или «синергетическая группа», предназначена для поиска эффективного решения трудных и сложных задач по разработке месторождений углеводородов с минимальными затратами. Основными преимуществами работы команды являются значительное снижение совещаний по координации и уточнению различных взаимосвязанных аспектов, и, таким образом, снижение времени на проектирование, делегирование финансовой ответственности на нижние уровни управления, улучшение совместимости целей и результатов между менеджерами и специалистами. Обычно интегрированная команда специалистов составляет от 10 до 30 человек, которые владеют от 10 до 15 специальностями. Использование таких групп снижает стоимость проектирования в 2 раза и значительно сокращает время проектирования в 1,5–2 раза. Количество персонала, задействованного в процессе проектирования, сокращается более чем в 2–3 раза.

Начало периода комплексного подхода следует отнести к середине 80-х годов XX века. К этому времени были созданы десятки суперкомпьютеров и почти 70% их вычислительного времени были приобретены нефтяными корпорациями. Интегрированное прогнозирование позволяет более эффективно использовать ресурсы нефтяной компании. Инженеры компании могут получить компьютерные файлы 3М геологических и математических моделей месторождений в считанные минуты из филиала компании, который может быть расположен на другом континенте, связываться с коллегами и обсуждать результаты.

Нефтяные и газовые компании, в которых управление осуществляется в режиме реального времени, следуют по пути эволюции управления, вертикальной интеграции и оптимизации всех процессов. Это требует мощной информационно-коммуникационной системы. Количество нефтяных и газовых компаний, контролируемых в режиме реального времени, существенно выросло. Качественная организация информационных систем компании позволяет улучшить координацию между структурными подразделениями, обеспечить стандартизацию и оптимизацию процессов обмена данными, их обработку в режиме реального времени.

Сеть оптоволоконной и спутниковой связи связывает персонал, промышленные данные и процессы в единую всемирную систему.

Общим направлением инновационной разработки нефти и газа в ближайшее время является переход на работу режима реального времени:

- сбор геологических и промысловых данных с датчиков-сенсоров по всей технологической цепочке нефтегазового производства;
- создание системы управления базами геопромысловых данных для больших объемов данных в режиме реального времени;
- разработка высокопроизводительных вычислительных систем (суперкомпьютеров), которые были бы в состоянии загружать, обрабатывать, выгружать и управлять большими объемами нефтегазовых данных в режиме реального времени.

Структура управления цифровой нефтегазовой компании представлена 4-мя уровнями.

Уровень 1 является инструментальным, включающий в себя сбор геопромысловых данных в режиме реального времени для улучшения повседневного управления; установку дистанционных сенсоров-датчиков на подводном, подземном и наземном оборудовании.

Уровень 2 является информативным, заключающий в себе автоматическую проверку геопромысловых данных и их анализ; установку соответствующего программного обеспечения для управления и визуализации геопромысловых данных; на этом уровне происходит переход от «данных» к информации.

Уровень 3 является операционным, представляющий собой интеграцию и оптимизацию нефтегазовых производственных процессов; автоматическое прогнозирование типовых проектных чрезвычайных ситуаций; интегрированный контроль операционных процессов, происходящих под водой, землей и на поверхности.

Уровень 4 является управляющим, состоящий из трансформации операционных процессов; инновационных технологий, новых производственных процессов и виртуальных команд.

Одним из основных активов цифровой нефтегазовой компании является владение собственной вертикально-интегрированной системой аппаратных средств, которая работает в режиме реального времени. В мире вертикально интегрированные нефтегазовые компании доминируют, так как сама вертикальная интеграция, в том числе на основе системы финансового участия и совместного владения, приобрела многоступенчатый характер, адекватный условиям современной рыночной экономики. Вертикальная интеграция в крупных нефтегазовых компаниях позволяет компании обеспечить укрепление экономических связей и стимулировать эффективность производства, сконцентрировать ресурсы на ключевых элементах нефтегазового производства, увеличить конкурентоспособность российских производителей на внешних рынках.

1.5. Управление технологическими процессами

Центры принятия решений в режиме реального времени при бурении, освоении и эксплуатации расположены в главных офисах компаний.

Внедрение центров в режиме реального времени приводит к снижению времени на принятие решения до 50% и повышает качество принимаемых решений.

Основными задачами центра управления являются: мониторинг нефтегазового производства в режиме реального времени; интегрированное взаимодействие во время разбуривания месторождения; адаптация истории разработки; оптимизация системы оперативного управления.

Основная часть информации о нефтяных пластах приходит от сейсмологии, геофизики, геологии и разработки. Для обработки геоданных, интерпретации результатов, моделирования процессов, хранения массы данных требуются высокопроизводительные компьютерные системы, которые могут загружать, разгружать и обрабатывать огромные геологические и промысловые данные в режиме реального времени.

Компьютерная технология основана на последних достижениях в таких областях, как компьютеры, локальные сети, расширенная база данных и 3D-визуализация в режиме реального времени. Комплексный подход к разработке углеводородов включает в себя: многомерное моделирование; морфологические объекты моделирования; автоматизацию и упрощение геологического моделирования; высокопроизводительные вычисления (вычислительные системы высокой производительности); оптимизированный выбор рационального варианта. Применение интегрированного подхода приводит к сокращению на 80% расходов на время и до 10% капитальных затрат на разработку месторождения.

Использование технологически продвинутых методов воздействия, горизонтальных технологий и разработки сложных месторождений нефти и

газа потребовало большого количества дополнительной информации о продуктивных пластах. Компьютеры значительно расширили возможность тщательного, детального моделирования месторождений на первичных, вторичных и третичных режимах. Кластер параллельных компьютеров характеризуется общей памятью, распределенной памятью и очень длинным командным словом. Параллельные компьютеры с общей памятью позволяют каждому процессору подсоединяться к его памяти. Такие кластерные системы требуют использования очень дорогой технологии быстрого доступа к памяти. Поэтому были созданы более дешевые компьютеры с архитектурой распределенной памяти (кольцо, дерево и суперкуб). Самой популярной архитектурной диаграммой является гиперкубическая (Hypercubic) для передачи данных и синхронизации. В этом случае каждый процессор выполняет различные системные операции с данными. Философия использования местного параллелизма была создана в компьютерах с очень длинным командным словом. Благодаря этому достигается значительное увеличение расчета скорости. Ключевыми вопросами в диспараллелизации являются структурирование данных, передача данных между процессорами, а также разработка решений систем линейных уравнений.

Нерешенными вопросами остаются создание единой программы обеспечения, которая подойдет для всех типов параллельных компьютеров с разным количеством процессоров, четкого распараллеливания вычислительных процессов; учет особенностей геологического строения (трещин, выклинивания, линзообразования).

Техника распараллеливания обеспечивает высокую скорость вычислений. Традиционные и параллельные компьютеры беспомощны в решении ряда проблем, таких как создание, моделирование, идентификация, анализ сложных систем. Управление сложными системами требует использования апробированных методов решения, а для типовых состояний сложных систем применяются типовые решения.

Решение этих проблем осуществляется с помощью нейрокомпьютеров, которые не используют алгоритм, а создают свои собственные правила путем тренировки, анализа различных типовых проектных ситуаций. Это дает результаты, существенно недостижимые при традиционном алгоритмическом подходе.

Одной из особенностей интегрированного подхода является мобильность и доступность информации. В течение нескольких секунд огромные массы информации последовательно проходят от программных блоков одной научной дисциплины к другой. Крупные нефтяные компании интегрируют в сети свои компьютерные блоки, разбросанные по всему миру. Такие сети могут получить информацию из любой базы данных, от любого специалиста. Компьютерные сети образуют своего рода информационный мир

и общение, так называемое «киберпространство» (Б. Гибсон). Компьютерные сети позволяют отправлять и получать информацию по многим сотням каналов. Создание системы принятия решений позволило уменьшить разработку проекта освоения месторождения от трёх месяцев до трёх недель и увеличить до 30–50% чистую текущую стоимость. Средняя стоимость системы принятия решений составляет около 1,5 млн долл. США.

Благодаря сетям базы данных, хранящихся в головных офисах нефтяных компаний, стали легкодоступны для интегрированной команды специалистов, работающих вне рабочих станций. Эти базы данных создаются для хранения данных ГИС, карт, анализа керна, интерпретации сейсмических данных, литологических исследований, 3D-моделирования, системного анализа, активирования разработки, бурения, ежедневных, недельных и ежемесячных отчетах по добыче.

1.6. Оптимизация дистанционного управления и производства, используемая компанией Shell

С развитием технологий все больше и больше месторождений и скважин отслеживаются в режиме реального времени на удалении от офиса. Компания Shell принимает ряд центров дистанционного управления месторождениями по всему миру. Эти средства включают: непрерывный мониторинг в режиме реального времени и оптимизацию скважин; технический контроль в режиме реального времени и дистанционное управление; современный мониторинг работы бурового оборудования; интегрированную систему моделирования производства; виртуальную среду для совместной работы, чтобы принимать общие решения. В рамках программы *умные месторождения* компания Shell ввела ряд средств для непрерывного мониторинга и оптимизации производства. За период 2002–2009 гг. это позволило компании Shell и ее партнерам получить большие прибыли в размере до 5 млрд долл. США (Ван ден Берг, 2010). Внедрение умных технологий происходит как при модернизации существующих месторождений, так и изначально при обустройстве новых залежей (Поттерс, 2005) и (De Best, 2006). Для того чтобы компания могла получать всю необходимую информацию в нужное время и в нужном месте, требуется обеспечить координацию структур и принципов управления информационными технологиями с целями и задачами бизнес-подразделений.

Упомянув организацию и управление информационными системами компании, мы имеем в виду структуру, которая определяет соответствующие органы и обязанности руководителей в процессе принятия решений; обеспечивает взаимную координацию между структурными единицами (разделенных географически и/или организационно); обеспечивает стан-

дартизацию и оптимизацию продукции, процессов и услуг в компании. Система управления включает: организационную структуру; механизмы координации; процессы принятия решений, которые в совокупности обеспечивают эффективность разработки и применение информационных технологий.

Для добычи и эксплуатации компании Shell умное месторождение включает в себя ряд решений, которые составляют основу управления компанией в режиме реального времени, постоянный мониторинг и оптимизацию работы скважин в режиме реального времени, сбор и прогнозирование и оптимизацию промысловых данных (Ван ден Берг, 2007) и (Gerrard, 2010). Система управления включает комплексное моделирование производственной системы (IPSM). Все системы интегрированы в стандартной архитектуре в офисе и основных региональных центрах управления технологическими процессами. Стандартная архитектура для сбора данных и управления (DACA) обеспечивает безопасность, шифровальную связь между офисом и месторождением.

Выводы

В главе представлен обзор преобразований, необходимых для создания умной компании. В главе приводятся примеры технологий и процессов, используемых некоторыми умными компаниями. Внедрение таких технологий невозможно без интеграции людей, технологий и бизнес-процессов. Применение умных и интегрированных технологий позволяет специалистам обмениваться знаниями более эффективно, что находит свое отражение в повышении производительности операций по извлечению нефти и газа и дает возможность принимать точные решения, обеспечивающие получение наибольшей прибыли. Обеспечение максимальной добычи нефти и газа из каждой скважины и пласта требует оптимизации производства. Оптимизация нефтегазового производства требует тщательного анализа в режиме реального времени большего объема геоданных разведки, интегрированных с данными из других областей, таких как геомеханики и физики. Современная нефтегазовая компания должна иметь эффективные механизмы управления всеми процессами в режиме реального времени, инновационные технологии, сверхмощные компьютерные системы.

Литература

1. *Еремин Н.А. Управление разработкой интеллектуальных месторождений: учеб. пособие для вузов в 2-х кн. Кн. 1. М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2011. 200 с.: ил. ISBN 978-5-91961-019-9.*

2. *Еремин Ал.Н., Еремин Ан.Н., Еремин Н.А.* Управление разработкой интеллектуальных месторождений: учеб. пособие для вузов в 2 кн. Кн. 2. М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2012. 210 с.: ил. ISBN 978-5-91961-329-7.
3. *Ямбаев М.* и др. Значительное улучшение добычи путем эффективного управления скважиной и коллектором в Сахалинской энергетической области Асток (Российская) // SPE-149724, SPE Арктика и сложные условия. Конференция и выставка, 18–20 октября 2011, Москва, Россия.
4. *Шевченко С.Д.* и др. Самотлор: Оптимизация добычи в режиме реального времени для крупнейшего месторождения в России // SPE-149615 SPE Арктика и сложные условия. Конференция и выставка, 18–20 октября 2011. Москва, Россия.
5. *Nayar H., Ali K., Aubrey A., Estlin T., Hall J., Nesnas I., Parness A., Wiberg D.* Технологии Космической Робототехники для операций в глубоких скважинах (Лаборатория реактивного двигателя, Калифорнийский технологический институт) // OTC-22989 Offshore Technology Conference, 30 апреля – 3 мая 2012. Хьюстон, Техас, США.
6. *Dogru Ali H.* Моделирование Гига-клеток // Saudi Aramco Технологический Журнал. 2011, Весна. С. 2–8.
7. *Зорина А.* Автоматический режим // Сибирская нефть. – 2013, ноябрь.

Вопросы к главе 1

1. Что такое умный промышленный комплекс?
2. Каковы цели и задачи создания умной нефтегазовой компании?
3. Что такое синергия освоения Мирового океана и Космоса?
4. Каковы различные уровни иерархии управления умной нефтегазовой компанией в режиме реального времени?
5. Что такое комплексный подход к управлению нефтегазовой компанией?

Рисунки и таблицы к главе 1

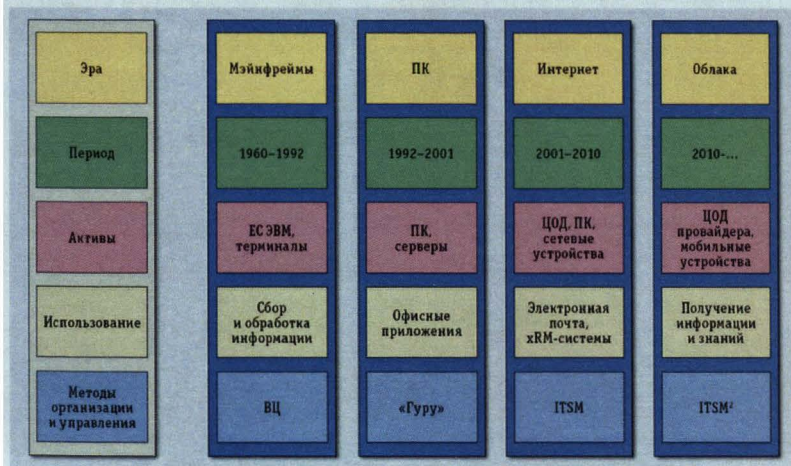


Рис. 1.1. Новая эра IT технологий (по Черняку Л.).
ITSM – IT Service Management, управление IT-услугами

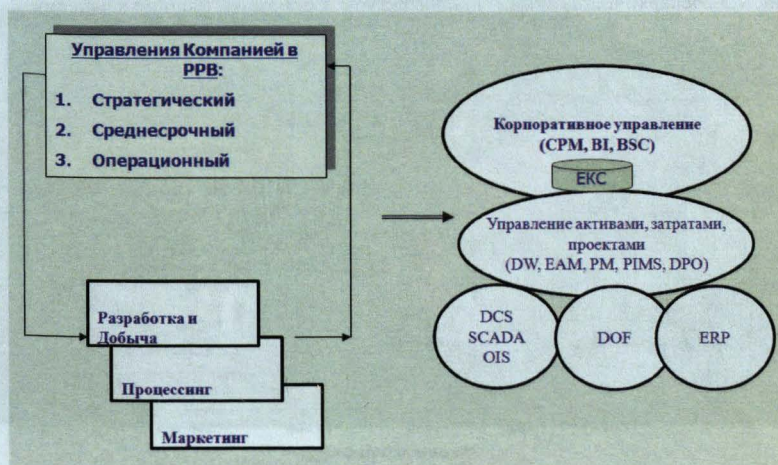


Рис. 1.2. Управление нефтегазовой компанией в РРВ на базе интегрированной IT- платформы. IT-процессы: CPM – corporate performance management; BI – business intelligence; BSC – balanced scorecard; ЕКС – Enterprise Knowledge Cloud; DW – Data Warehouse; EAM – Enterprise Asset Management; PM, PIMS, DPO, DCS – Data Collection/Control System, Manufacturing Execution System (MES); SCADA, OIS, DOF – Digital Oil Field; ERP – Enterprise Resource Planning

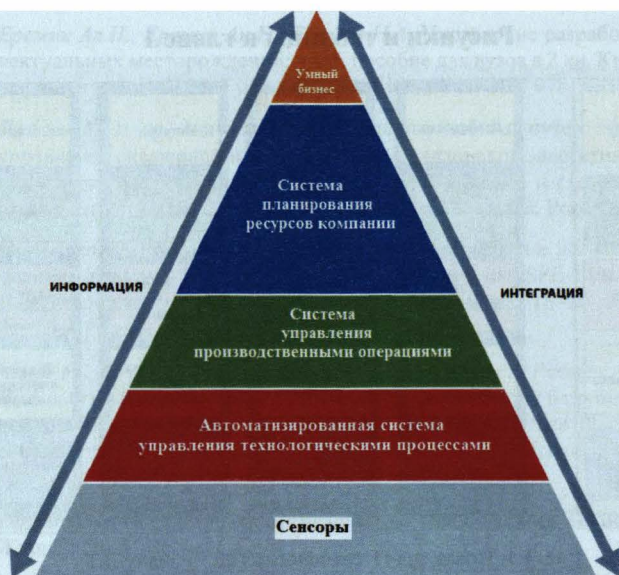


Рис. 1.3. Иерархическая схема IT-архитектуры в производственной компании

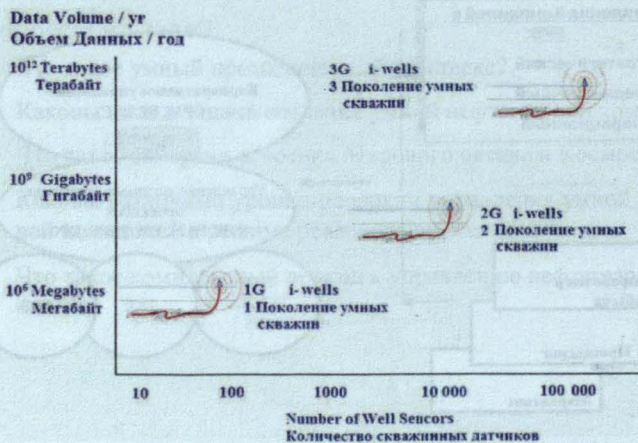


Рис. 1.4. Объем данных и количество скважинных датчиков для каждого из поколений умных скважин.

Первоисточник: Дмитриевский А.Н., академик РАН, Еремин Н.А. (ИПНГ РАН).
Ресурсно-инновационная модель и решение актуальных проблем разработки месторождений нефти и газа

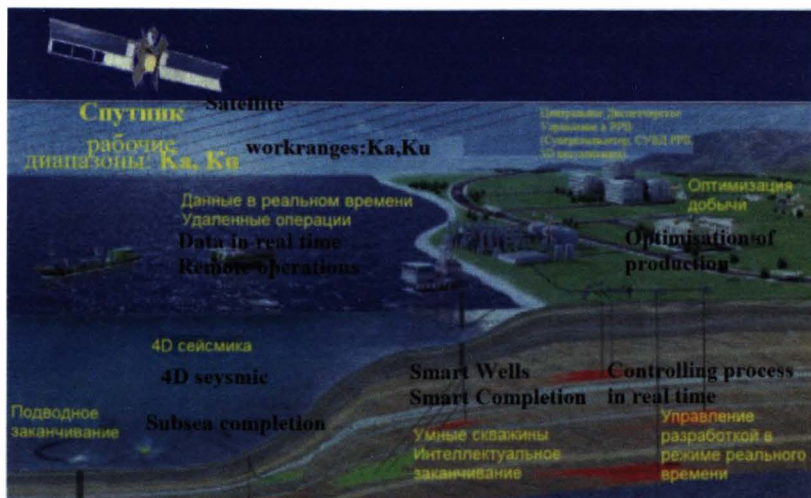


Рис. 1.5. Цифровая нефтегазовая компания.

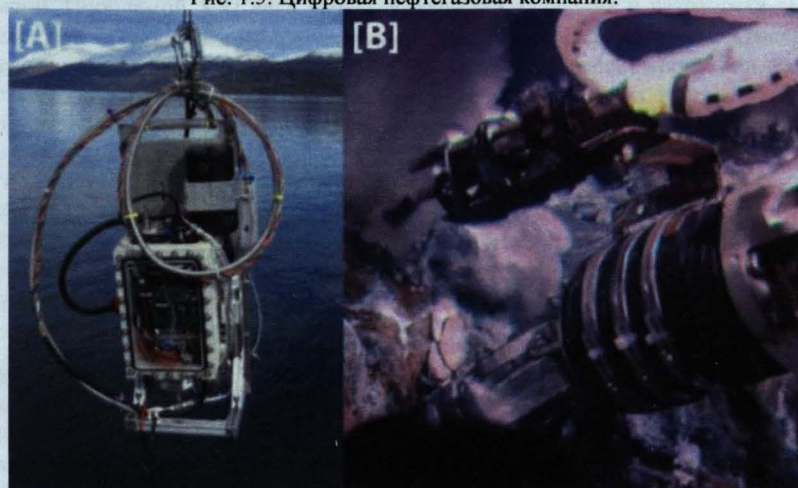


Рис. 1.6. Конверсия космических инструментов в океанические. Гидротермальный сборщик биообразцов – HVB в качестве автономного инструмента (А) и сбор биообразцов с помощью подводной гидротермальной системы во время операций на канадском дистанционно управляемом аппарате HyperDolphin (Б) [5]

Синергия освоения богатств Мирового океана и покорения космоса

Таблица 1
Синергия освоения богатств Мирового океана
и покорения космоса

Освоение Мирового океана	Освоение космоса
Погружение в "неизвестное"	Полет в "неизвестное"
Создание новой промышленности	Создание новой промышленности
Удаленные объекты	Удаленные объекты
Высокие капвложения	Высокие капвложения
Опасная среда	Опасная среда
Высокая вероятность катастроф	Высокая вероятность катастроф
Потребность в сокращении расходов	Потребность в сокращении расходов
Техническая сложность	Техническая сложность
Использование Центров управления в РРВ	Использование Центров управления полетами
Необходимость в автоматизированных операциях	Высокая степень автоматизации
Потребность в автономном режиме работы	Автономная работа
Необходимость в робототехнике	Использование телероботов
Потребность в специализированных материалах	Использование специализированных, легких материалов и покрытий

Development of ocean resources

- Immersion to unknown
- Creating of new industry
- Remote facilities
- Hazardous environment
- Technological complexity
- Using of Control Centers in Real Time
- Necessity in automated operations
- Necessity in robotics
- Necessity in specialized materials

Development of space

- ✓ Fly to unknown
- ✓ Creating of new industry
- ✓ Remote facilities
- ✓ Hazardous environment
- ✓ Technological complexity
- ✓ Using of Fly Control Centers
- ✓ High degree of automation
- ✓ Using of robotics
- ✓ Using of specialized materials and light covers.

Первоисточник: Дмитриевский А.Н., академик РАН, Еремин Н.А. (ИПНГ РАН). Ресурсно-инновационная модель и решение актуальных проблем разработки месторождений нефти и газа.

ГЛАВА 2. УМНЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Краткое содержание

Умное месторождение — это месторождение с элементами искусственного интеллекта, включая систему контроля и управления нефтегазовых операций в режиме реального времени, интегрированную модель пласта и модели управления производством для повышения добычи нефти и газа и сокращения капитальных и операционных затрат. Умное месторождение — это инновационная технология, которая позволяет нам передавать огромные объемы информации (BigData) непосредственно от месторождения к центру управления совместной работы в режиме реального времени. Умное месторождение обеспечивает непрерывную оптимизацию интегрированной модели месторождения на основе сбора, обработки, передачи и анализа больших объемов геопромысловых данных. Умное месторождение дает нам возможность максимального измерения и контроля для оптимизации работы всех промысловых объектов: скважин, коллекторов, трубопроводов и других наземных объектов для принятия решений в реальном времени. Проблемой XXI века является разведка, освоение и разработка умных месторождений в режиме реального времени. Основные достоинства умного месторождения: быстрая оценка сценариев разработки и производственных ситуаций, интеграция технологических циклов нефтегазового производства, снижение издержек путем осуществления операций в режиме реального времени, оптимизация технологических операций. К 2014 году в мире было около 250 умных месторождений, включая 13 в России; около 1100 умных скважин в мире, в том числе 40 в России. Период 2002–2012 годов можно характеризовать как период умных месторождений первого поколения. С конца 2012 г. нефтяные компании начали создавать второе поколение умных месторождений.

Ключевые слова: умное месторождение, месторождение будущего, цифровое месторождение, умная скважина, интеллектуальная скважина, электронное месторождение, дистанционный доступ, интеграция, оптимизация, модель, мониторинг, инновация, автоматизация, i-field (интеллектуальное месторождение), Современный Центр сотрудничества, Центр управления месторождением, Центр по принятию решений, датчики, оптоволоконные системы, 3D-визуализация, умные месторождения первого поколения, умные месторождения второго поколения, интегрированные операции первого и второго поколений.

Основные темы главы

Определение и цели процессов управления разведкой и разработкой нефтяных месторождений в режиме реального времени. Концепция интеллектуальных нефтяных и газовых месторождений. Цели и задачи интеллектуального месторождения. Определение интеллектуального месторождения. Умные месторождения первого и второго поколений — характеристики, преимущества и недостатки. Эволюцией умных месторождений первого поколения 2002–2012 гг. является создание истории, основные тенденции и результаты. Основные тенденции в развитии умных месторождений первого поколения в международных нефтегазовых компаниях (умные месторождения Shell (e-field, BP)), интеллектуальное месторождение (i-field, Chevron), будущее месторождение (месторождение будущего, BP), цифровое нефтяное месторождение будущего (CERA — Кембриджская ассоциация энергетических исследований), цифровое месторождение (Марафон). Оптимизация интеллектуального месторождения и дистанционного управления в режиме реального времени. Второе поколение умных месторождений нефти и газа. Терминология различных компаний для определения и месторождения. Основные различия между умными месторождениями первого и второго поколений. Необходимые условия существования интеллектуального месторождения и проблемы реализации интеллектуальных (цифровых) месторождений. Концепция «месторождение будущего». Центр Сотрудничества.

Список сокращений

BP – British Petroleum.

CERA – Кембриджская Ассоциация Энергетических Исследований.

НС – углеводороды.

АСС – Центр сотрудничества.

ЦУМ – Центр управления месторождением.

ЦПР – Центр принятия решений.

RM – методы извлечения нефти.

STR – научно-техническая революция.

PPM – режим реального времени.

ORF – коэффициент извлечения нефти.

ФГР – коэффициент извлечения газа.

CRF – коэффициент извлечения конденсата.

ПО – программное обеспечение.

ГИС – геофизические исследования скважины.

АНФР – аномально высокое пластовое давление.

АНФТ – аномально высокая пластовая температура.

IOR/ПНП – улучшенные методы увеличения нефтеотдачи пластов (МУН).

RPM – поддержание пластового давления (ППД).

BHT – обработка призабойной зоны.

OGFD – разработка нефтяных и газовых месторождений.

PO – эксплуатационный объект (оборудование).

DMS – система принятия решений.

CAD – система автоматизированного проектирования (САП).

DBCS – система контроля базы данных.

DACA – Центр сбора данных и архитектура управления.

i-field – интеллектуальное месторождение.

e-field – электронное месторождение.

1G месторождение – месторождение первого поколения.

2G месторождение – месторождение второго поколения.

ADCO – Компания Абу-Даби для наземных нефтяных операций.

IAOM – Модель операции интегрированными активами.

EC – энергетические компоненты.

FDIS – система интеграции данных на месторождении.

Введение

Основной целью современного развития нефтяных и газовых компаний является увеличение стоимости активов компании в режиме реального времени на основе интеграции всех его компонентов в единое целое. Наиболее характерной особенностью современной эксплуатации месторождений углеводородов является компьютеризация, а также широкое использование информационных и коммуникационных технологий. В этой главе дается наиболее важная информация об умных месторождениях, их определениях, целях, истории создания, классификациях и различиях, эксплуатационных принципах и преимуществах.

Одной из основных задач современного развития является создание единой системы управления нефтяными и газовыми компаниями и принятия решений в режиме реального времени, унификация сбора, подготовки, переработки и передачи больших объемов данных на основе единых стандартов, форматов и протоколов связи, контроля за разработкой и управлением производственными операциями и промышленными комплексами, моделирование технологических процессов добычи, подготовки, транспортировки, переработки и сбыта продукции в режиме реального времени (к 2010 году — ежеквартально, 2020 — ежемесячно, 2030 — еженедельно и 2040 — ежедневно). Важнейшие задачи современной добычи нефти и газа включают в себя сокращение инженерно-технического персонала низкой и

средней квалификации и переход к полностью автоматизированной технологии добычи углеводородов, передачу информации о состоянии нефтегазовой компании на биржах в режиме реального времени, увеличение конечной нефтедобычи до 50% и коэффициента извлечения газа до 90% на разрабатываемых месторождениях.

Эти результаты могут быть достигнуты только с помощью новой технологии, инноваций и интеграции процессов, сенсорных измерений и контроля оптимизации работы всех объектов на месторождениях в режиме реального времени.

2.1. Умные месторождения

Умное нефтегазовое месторождение представляет собой систему контроля и управления нефтегазовыми операциями в режиме реального времени, обеспечивает непрерывную оптимизацию интегрированной модели пласта и модели управления добычей для повышения добычи углеводородов и сокращает операционные и капитальные затраты. Умные месторождения также известны как цифровые месторождения, месторождения будущего, интеллектуальные месторождения, электронные месторождения, интегрированные операции, умные операции и т.д.

С начала разработки месторождений углеводородов в начале 1860-х годов было открыто более 50 000 месторождений нефти и газа. Исследования показывают, что более 90% этих нефтяных и газовых месторождений незначительны по своим размерам и их влияние на мировую добычу нефти является минимальным. Наибольший эффект на мировую экономику оказывает внедрение интеллектуальных технологий на крупных и гигантских месторождениях нефти и газа.

В 2011 году насчитывалось около 800 умных скважин в мире, в настоящее время насчитывается более 1100.

Компания «Deloitte», которая консультирует нефтегазовые компании по реализации электронных технологий в своей деятельности, определяет умные месторождения следующим образом: «Это не что иное, как эволюция и интеграция новых технологий бурения нефти и газа, а также разведка и добыча при помощи электронного управления в сочетании со стандартными коммуникационными технологиями». По мнению экспертов «Кембриджской ассоциации энергетических исследований (CERA)», переход к технологии добычи в режиме реального времени может уменьшить эксплуатационные расходы до 7%. Широкое внедрение процессов добычи в режиме реального времени может привести к увеличению мировой добычи нефти до 18 млн т, или на 125 млн баррелей.

Основными целями умного месторождения являются: интеграция нефтегазовых технологий, информационных потоков, снижение эксплуатационных расходов на 5%, капитальных затрат на 10%, повышение производительности технологических операций, достижение конечного коэффициента извлечения нефти 50% и коэффициента извлечения газа 90%. Компании Shell, Saudi Aramco, BP, Statoil, Chevron, Conoco Phillips, Тоталь являются лидерами в области внедрения цифровых технологий в процессы бурения и добычи нефти.

Инновационные цифровые технологии нового поколения имеют свои названия в каждой из этих компаний: Shell умное месторождение; Шеврон — интеллектуальное месторождение, или i-field; BP — месторождение будущего; Petoro — Smart Operations (умные операции, Statoil — Интегрированные операции; Halliburton — операции в режиме реального времени; Schlumberger — умные скважины; ОД — EDrift; CERA — цифровое нефтяное месторождение будущего; Cap Gemini — «интеллектуальная оптимизация месторождения и дистанционное управление/ИНФОРМ; ADCO «Интегрированного управления активами (IAOM)» и т.д.

Несмотря на разницу в их названиях, новые цифровые технологии управления в основном похожи и идентичны по своим целям и решаемым задачам в режиме реального времени: быстрая обработка больших объемов геоинформации, моделирование различных сценариев добычи, максимизация производства и достижение высоких темпов добычи углеводородов, принятие правильных решений для оптимизации нефтегазового производства.

Концепция умного месторождения компании Shell подразумевает, что все скважины на месторождении передают скважинные данные в рабочем режиме: дебит, количество нагнетаемой жидкости, которую необходимо обработать в рамках существующей модели месторождения в режиме реального времени.

Концепция умного месторождения включает в себя: 4D-сейсмо-разведку, разработку программного обеспечения, сейсмику в процессе бурения, умные скважины, дистанционные операции, технологию виртуализации. Например, современный Центр сотрудничества в компании Chevron Техасо в Хьюстоне обслуживает каждое свое месторождение в течение 12 часов и другой его центр, расположенный в другом полушарии еще 12 часов дополнительно в режиме реального времени создает и сопровождает модели месторождений, осуществляет сбор информации и обработку данных.

Умные месторождения в действительности очень важны для экономии средств и получения дополнительных прибылей в сотни миллионов долларов для международных и национальных нефтяных компаний, тем самым снижая затраты на разведку; ускоряя начало добычи, оптимизируя добычу,

улучшая данные по месторождениям, получая наиболее эффективную добычу и стабильную долгосрочную добычу.

Есть несколько мифов об умном нефтегазовом месторождении: умное нефтегазовое месторождение — это только процессы или автоматизация процессов; это только ИТ — информационные технологии; инженеры-нефтяники доверяют моделям, которые построены командой по управлению активами; основные капиталоемкие проекты связаны с разработкой новых месторождений.

Мы должны поверить в общую информацию об умных месторождениях: во-первых, управление геологическими и промысловыми данными на самом деле хуже, чем мы думали; мощность цифровых технологий гораздо шире, чем тех, которые уже используются; возможности управления умными месторождениями гораздо больше, чем просто увольнение сотрудников; цифровые технологии из смежных отраслей трудно осуществить на месторождениях углеводородов и в настоящее время существует много версий об умном месторождении.

2.2. Умные месторождения первого и второго поколений

Умные месторождения появились в начале прошлого десятилетия, в 2002 году, с целью мониторинга и управления скважинами в режиме реального времени.

Умное месторождение включает в себя систематическое применение и интеграцию технологии контроля в режиме реального времени и концепции ИТ-технологий в управлении нефтяных и газовых месторождений. Возможности оптимизации разработки месторождений реализуются на каждой стадии жизненного цикла месторождения путем интеграции сбора данных, системного моделирования и инструментальных средств контроля на основных активах нефтегазовой компании.

В 2002 году компания Shell начала освоение умных месторождений: Iron Duck, расположенного в Южно-Китайском море, и в Брунее, в Южно-Китайском море, в 90 км от побережья Брунея. Глубина залегания пластов колебалась от 2000 до 4000 м. Месторождение Champion West было открыто еще в 1975 году, но его разработка не начиналась из-за отсутствия эффективных процессов добычи углеводородов. Продуктивный комплекс представлен сложным чередованием тонких слоев, которые расположены в более чем 100 линзах с различными видами углеводородов: нефти, газа, нефти и газа. В настоящее время по оптоволоконной системе датчики от горизонтальных скважин доставляют цифровую информацию о температуре, давлении и других пластовых условиях к основному центру управле-

ния, расположенному на побережье. Центр осуществляет постоянный мониторинг добычи, и нефтяные инженеры могут быстро принимать решения для максимизации нефтеотдачи и контролировать процессы вытеснения нефти из пласта. Эффективной концепцией разработки этого типа пластов была технология бурения «змейных» скважин (дебит достигает 2000 м³ в сутки), которые извиваются в горизонтальных и вертикальных направлениях, проходящих через десятки малых скоплений линз углеводородов. Такие «змейные» скважины позволяют вскрывать до четырех отдельных линзообразных нефтяных оторочек. На месторождении есть необитаемая морская платформа и десятки «змейных» скважин с умными заканчиваниями скважин с отходом до 8 км и до 4 км по напластованию. За счет применения умных технологий разработка месторождения Champion West стала действительно успешной и добыча на нем достигла 900 т/сут.

В течение 2007–2009 гг. компания Statoil предприняла ряд шагов для внедрения интегрированных операций (IO) первого поколения, которые включали в себя введение стандартизированных рабочих процессов, общую операционную модель на месторождениях, эксплуатируемых Statoil на норвежском континентальном шельфе. Было разработано руководство по интегрированным операциям IO на основе семи критериев успеха.

С тех пор предпринято много больших и малых шагов для усовершенствования управления умными месторождениями, модификации существующими месторождениями и новыми проектами (рис. 2.1).

В 2005 году BP приступила к реализации двух основных проектов — так называемых месторождений будущего второго поколения. Первый проект заключался в создании нового добывающего центра на месторождении Valhall; второй проект включал в себя разработку нового месторождения Skarv. Реализация проекта по месторождениям второго поколения началась в 2012 году. Эти проекты позволили компании получить новый опыт в использовании новейших цифровых технологий, а также ввести в эксплуатацию два умных месторождения второго поколения.

На рис. 2.3. показана зависимость объемов геоданных от скорости их передачи для умных месторождений двух поколений.

Передача данных на месторождениях первого поколения осуществляется спутниковой системой передачи, в то время как на месторождениях второго поколения — по оптоволоконной связи, причем скорость передачи геоданных увеличивается с 10 до 100 Мбит в секунду. Для умных скважин второго поколения средняя протяженность оптоволоконных антенных решеток колеблется от 2000 до 4000 км, в то время как для месторождений первого поколения длина оптоволоконной системы была не более 100 км (рис. 2.5).

С каждым поколением умных месторождений число датчиков увеличивается, что в свою очередь приводит к увеличению объема данных и высокой степени интеграции процессов: число таких датчиков на умных месторождениях второго поколения в десятки или даже сотни раз больше, чем на умных месторождениях первого поколения (табл. 2.1).

Увеличивается уровень автоматизации, что приводит к возможности бесплодного производства и технологических процессов, особенно в офшорных месторождениях из-за глубины воды и других климатических условий.

В свою очередь непроизводственные издержки подготовительных процессов, как правило, сокращаются; попутная вода закачивается в промежуточные горизонты, чтобы ее утилизировать или поддерживать пластовое давление.

С умных месторождений потребителям отправляются готовые продукты, такие как нефть, газ и конденсат, а стоимость удельных затрат по их извлечению снижается.

2.3. История создания и тенденции разработки умных месторождений

Первые умные месторождения появились в 2002 году. Они были разработаны и продолжают разрабатываться в соответствии с концепцией, которая включает:

- 1) приоритет безопасности людей, оборудования, процессов и охраны окружающей среды;
- 2) снижение потерь нефти путем мониторинга и дистанционного управления процессами добычи нефти и газа;
- 3) минимизацию расходов на совершенствование управления, снижение количества оборудования и ремонта скважин;
- 4) снижение влияния «человеческого фактора» — автоматизация основных процессов.

Корпорация IBM, в которой работают около 1000 человек, специализирующихся на создании новых технологий для нефтяной и газовой промышленности, оценивает потенциальный рынок для умных месторождений в \$1 трлн к 2020 году. Билл Севан, директор исследовательских стратегий и производства в CERA (Кембриджская Ассоциация Энергетических Исследований), отмечает, что цифровое нефтяное месторождение является не концептуальной научной разработкой, а фактической реальностью нефтяной и газовой промышленности. Широкое внедрение цифровых технологий на нефтяных и газовых месторождениях сдерживается традиционной осторожностью нефтегазовых компаний по отношению к инновационным разработкам.

В связи с постоянно растущими объемами горизонтального бурения очень актуальной проблемой является контроль в режиме реального времени направления скважины в процессе бурения. Комплексный преобразователь для направленного контроля ствола скважины включает в себя датчики для измерения угла наклона скважины и ее азимута. Измерительная система оснащена датчиком положения центрирования для того, чтобы управлять процессом горизонтального бурения. Комплекс Geoscience & Logging основан на цифровом интегрированном скважинном оборудовании, с которого геофизические параметры могут быть переданы по беспроводной сети к наземному технологическому оборудованию при бурении в режиме реального времени. Такие системы известны как LWD — системы Logging While Drilling. Эти системы позволяют намного быстрее регулировать траекторию скважины, и дополнительное время не тратится на коротажную привязку.

Руководство умного месторождения в режиме реального времени обеспечивает: экспертную поддержку в ходе разработки месторождения, сокращение возможности непредвиденных проблем, безопасность эксплуатации и оптимизации производства, сокращение времени простоя оборудования, обеспечение бесперебойной разработки месторождений и увеличение продолжительности максимального уровня производства углеводородов.

Умная скважина работает в режиме саморегулирования, постоянно информируя, как она ведет себя. Скважина в режиме реального времени «передает» большое количество информации о горной породе, жидкостях или о себе. Вся эта информация поступает в систему мониторинга и управления, которая автоматически регулирует работу скважины. В частности, скважина автоматически снизит скорость вращения насоса, если он прогреется до более чем 110 °С.

Умные скважины обеспечивают оптимальные условия добычи, которые приводят к снижению затрат на разработку месторождений в среднем до 20%.

Умное месторождение включает в себя две линии управления:

1. Операционная линия обеспечивает контроль за эффективностью процессов управления в операциях на месторождении (добычи, контроля и управления режимами и состоянием оборудования и т.д.).

2. Линия моделирования обеспечивает интегрированную модель управления динамикой разработки месторождения при изменяющихся внешних и внутренних условиях.

Компании Shell первой удалось ввести некоторые месторождения в эксплуатацию с так называемыми *умными* заканчиваниями скважин, подразумевая использование комплекса специального оборудования с датчиками и системы передачи данных в режиме реального времени.

Международные и национальные нефтяные компании пытаются добиться улучшения управления разработкой своих запасов в целях обеспечения максимальной рентабельности для удовлетворения растущих социальных и политических потребностей своих стран. В современных условиях нефтяная и газовая промышленность должна улучшить не только технологические, но и производственные и информационные процессы для удовлетворения долгосрочного роста спроса на энергоносители.

Добыча нефти и газа должна преодолеть не только пространственные границы, но также и временные.

В настоящее время актуальными проблемами в добыче углеводородов являются: увеличение потребления энергии на 19 млн т/сут. к 2025 году (источник: Глобальные энергетические сценарии Shell 2005, 2015), разработка глубоких, удаленных и сложных месторождений (небольшие залежи; залежи с низкой проницаемостью и пористостью; залежи тяжелой нефти, отложения углеводородов; арктические месторождения нефти), экологически безопасное освоение морских месторождений (ресурсосбережения: воды, металлов, энергии).

Наиболее важными бизнес-задачами на сегодняшний день являются снижение добычи на существующих зрелых месторождениях, ужесточение экологических требований; сокращение персонала для обслуживания растущего фонда скважин, обработка промысловых данных путем установки датчиков-сенсоров с дистанционным управлением, мониторинг и оптимизация добычи углеводородов, увеличение коэффициента нефтеотдачи, разработка глубоких, удаленных месторождений углеводородов; месторождений с аномально высоким давлением и температурой, тяжелой нефтью, CO₂, серой, подводные системы разработки, безопасная транспортировка продуктов на берег (контроль гидратных пробок); увеличение расходов на поддержание пластового давления (ППД) в зрелых месторождениях; расходы на МУН/МПН; методы стимуляции скважины (гидроразрыв, бурение боковых стволов и горизонтальных скважин).

Одним из основных активов умной нефтегазовой компании на самом деле является вертикально-интегрированный программно-аппаратный комплекс, который работает в режиме реального времени.

Текущее состояние разработки нефтяных и газовых месторождений заставляет нас сделать вывод, что поток информации должен быть направлен на решение производственных задач. Применение первобытных инструментов для обработки данных месторождения на основе Excel является серьезной проблемой.

2.4. Синергия умных месторождений

Особенностью нефтяной и газовой промышленности являются огромные капиталовложения, замедленный денежный оборот и большие геологические и экономические риски. Что касается рыночных отношений, то не только государство, но и непосредственно нефтяная компания как таковая, местные власти и потребитель заинтересованы в них. Их интересы необходимо учитывать в формировании целей в разработке нефтяных и газовых месторождений, а проектные решения должны быть направлены на их полное удовлетворение. Наступило время крупных революционных изменений в технологическом проектировании. Интегрированные или синергетические технологии проектирования и моделирование месторождений углеводородов заменили старую последовательную технологию проектирования, которая существовала в течение многих десятилетий.

Основная цель заключается в сокращении рабочего цикла на проектирование разработки нефтегазовых месторождений на 50%. Использование интегрированной технологии предназначено для уменьшения проектирования периода в 2–3 раза, снижения капитальных затрат на проектные решения и необходимого количества специалистов на один порядок (рис. 2.2).

В последние годы становится возможным интегрировать усилия специалистов из разных дисциплин, работающих одновременно над той же проблемой. Необходимость комплексного целостного подхода к изучению таких сложных объектов, как извлечения запасов нефти и газа, была провозглашена 15 лет назад на заре системного подхода к разработке.

Каждый инженер высокой квалификации в его собственной дисциплине, как правило, хорошо осведомлен о неопределенности данных, с которыми он должен работать. При передаче данных от одного специалиста к другому неопределенности часто игнорируются, так как получатель информации хочет работать только с определенной информацией. Командный подход имеет другое преимущество, которое заключается в том, что эксперты понимают важность неопределенностей в смежных дисциплинах и обращают внимание на их влияние на результаты своих собственных технических разделов.

Философия умного месторождения основывается на следующей схеме:

«измерить — смоделировать — принять решение — выполнить — проконтролировать».

Первый этап заключается в измерении. Технология умных месторождений основана на измерении параметров процессов в резервуаре и на поверхности. На существующих месторождениях измерения параметров технологического процесса находятся на низком уровне. Проблема заключается в старом технологическом оборудовании, на котором технически трудно заменить старый инструментарий новым. Важно измерить параметры технологических условий с максимальной точностью.

Цифровыми инструментами, которые могут применяться на умных месторождениях, являются: цифровые манометры, устройства для регулирования температуры и пластового давления, температуры и фильтрации; 4С — четырехкомпонентные сейсмические датчики (одна — для продольной и три — для поперечных волн) для наблюдения за процессом истощения резервуара. 4D-сейсморазведка (четырёхмерная) позволяет нам увидеть то, что происходит под землей, где есть скопления нефти, газа или прорывы воды в добывающие скважины.

Информация от датчиков-сенсоров должна быть собрана и интегрирована.

Вторым этапом является моделирование. Для оптимизации работы месторождения в режиме 24 часов в сутки требуются инновационные процессы, инструменты и технологии, которые позволят команде экспертов провести сравнительный анализ возможных сценариев разработки и реализации одного из них в режиме реального времени.

Компания Shell использует следующую схему применения программного обеспечения:

1) Программный комплекс Field Ware Production Universe (FW PU — универсальная система сопровождения добычи на месторождении) включает в себя инженерный надзор и системы сигнальной тревоги, оптимизацию систем скважин в режиме реального времени и виртуальное измерение. Экономическая выгода достигается путем оптимизации производства за счет более быстрого обнаружения и ликвидации аварий на скважине. FW PU обслуживает 2000 скважин, производящих в общей сложности 2 млн баррелей в день.

2) Программный комплекс Energy Components (EC — энергетические компоненты) хранит данные о затратах энергии на добычу нефти и газа, параметрах ствола скважин, обеспечивает автоматическую обработку текущей информации. Он легко и быстро генерирует данные, отчеты о состоянии и задержках, которые могут быть использованы в качестве источника данных для управления месторождением и контроля за распределением остаточных углеводородов.

3) Программный комплекс C Plant Information Data Historian (информация об истории добычи на месторождении) служит для объединения различных потоков информации о добыче углеводородов от нескольких источников в единую систему. Он способствует формированию единой базы данных об истории добычи нефти и газа.

4) Программный комплекс (DACA — сбор данных и безопасность архитектуры управления) осуществляет оборонительную стратегию компании Shell от постороннего вмешательства и обеспечивает защищенную связь между офисом и месторождением. Он состоит из нескольких слоев

защиты и барьеров от внешних угроз. Эта система позволяет нам регулировать поток информации на месторождениях и дистанционно управлять месторождением из офиса. Программа имеет достаточное количество уровней контроля и барьеров безопасности, чтобы предотвратить хакерные атаки на месторождения и оффшорные зоны. Были определены типовые рабочие ситуации. Создание базы знаний по типовым производственным ситуациям облегчило сотрудникам их своевременное и качественное выполнение, способствовало максимальному достижению поставленных задач по добыче нефти и газу и улучшило атмосферу сотрудничества внутри команды специалистов.

Вышеупомянутые элементы программного обеспечения не могут работать «умным» способом, когда используются отдельно. Эти компоненты должны быть интегрированы в систему умных месторождений, с тем, чтобы они могли собирать и передавать данные от одной части системы в другую.

Управление разработкой месторождения требует качественных данных в нужное время, современных интегрированных моделей, инновационных процессов управления, которые сокращают время для принятия решения, и команду квалифицированных специалистов.

2.5. Оптимизация и дистанционное управление умным месторождением в режиме реального времени

Новая технология умных нефтяных месторождений позволяет нефтяным компаниям снизить стоимость освоения и добывать больше нефти на старых месторождениях со значительным снижением затрат на привлечение высокопрофессиональной рабочей силы.

Новые технологии требуют значительных изменений в рабочих местах не только для менеджеров высокого звена, но в первую очередь для менеджеров нижнего и среднего звена. Новые цифровые технологии в разработке месторождений углеводородов помогают лучше понять сам коллектор как наиболее изменчивую часть процесса добычи нефти и газа. Месторождение углеводородов — это только часть основных активов, которая наименее известна в нефтегазовой компании.

Технология умных месторождений углеводородов, которая обрабатывает данные в режиме реального времени, позволит лучше контролировать добычу нефти и газа в долгосрочной перспективе.

Основными преимуществами умных месторождений являются быстрая оценка вариантов разработки, интеграция технологических циклов, снижение затрат за счет операций в режиме реального времени, повышение эксплуатационных характеристик технологического оборудования.

Постановка задачи проектирования разработки нефтяного месторождения включает в себя следующие основные этапы: выявление нечетких целей системы управления месторождением и их классификация, создание иерархии задачи проектирования и ее представление в виде нечеткого графика и диаграммы Хассе, формирование множества типовых исходных ситуаций, структурирование типовых проектных решений, выбор рекомендуемого варианта разработки месторождения.

Проект разработки нефтяных месторождений тесно связан с прогрессом в области разработки новых методов и технологий добычи нефти, газа, применением математических моделей фильтрации жидкости в поровом пространстве, новыми информационными и коммуникационными технологиями в режиме реального времени. Разработка и модернизация арсенала средств и методов проектирования разработки нефтяных месторождений служит целям совершенствования системы освоения месторождений, мониторинга и контроля процессов добычи углеводородов.

Концептуальная схема проекта должна учитывать неоднородности строения пласта и свойств пластовых флюидов. Любой нефтегазовый проект разработки месторождения должен заниматься вопросами агрегации разнородных данных о месторождениях (сейсморазведка, каротаж, лабораторные и промысловые данные), геологической базой.

На разных этапах проектного цикла мы можем использовать различные системы искусственного интеллекта, такие как экспертные системы (ЭС), системы принятия решений, системы автоматизированного проектирования (САПР — ADS) и систему контроля базы данных (DBCS) в режиме реального времени. На начальных и конечных этапах цикла проектирования существуют широкие возможности для применения экспертных систем (ЭС). На начальном этапе развития их применение объясняется отсутствием исходной информации в полной мере. В этом случае приходится опираться на экспертные знания специалистов. На заключительном этапе разработки (консервация скважин и/или ликвидация месторождений) применение ЭС связано с наличием большого объема промысловых данных (Big Data), обработка которого на гидродинамических моделях с восстановлением истории разработки чрезвычайно трудоемка и длительна. Применение экспертных систем на основе теории нечетких множеств позволяет получать быстрые и эффективные проектные решения. При составлении технологической схемы и разработки проекта в основном используются такие системы, как CAD, VIP, Eclipse.

Интегрированные команды ученых и экспертов включают геологов, геофизиков, инженеров-нефтяников и экологов. Применение комплексного подхода к проектированию привело к тому, что общий объем инвестиций в исследования в области технологий разработки и добычи сни-

зился в 3 раза. Интегрированные команды, как правило, работают над крупномасштабными проектами по разработке, но они могут решать сложные и специфические технологические проблемы.

3D-визуализация сейсмических данных, каротажа и разработки позволила быстро получить горизонтальные и вертикальные разрезы месторождения путем вращения, анимации. Используя эту технику, специалисты получили возможность анализировать 3D-модели нефтяного месторождения сверху, снизу, сбоку и изнутри. Данные каротажа, контурные карты, сейсмические разрезы и 3D-цветные изображения керна могут быть отправлены в течение нескольких минут из одного центра обработки данных в другой.

Синтез различных данных с одновременной визуализацией позволяет анализировать геологические аспекты процесса разработки как в макро-, так и микромасштабе. Использование цифровых технологий позволит повысить эффективность разработки новых и старых месторождений.

2.6. Динамика центров передового сотрудничества (The Advanced Collaboration Centres)

Одним из наиболее важных элементов умного месторождения являются центры дистанционного управления. Центры управления имеют разные названия в разных компаниях. Например, в Shell — ЦУМ (Центр управления месторождением), в BP — ACE (Центр сотрудничества), в Chevron — ADE (Центр по принятию решений), и т.д. Центры сотрудничества представляют собой верхний уровень принятия решений. Структура этих центров, как правило, включает в себя ситуационные комнаты для сотрудничества и принятия решений (рис. 2.4).

Центр управления разработкой начал работать в режиме реального времени в новой штаб-квартире Chevron Техасо в Хьюстоне в январе 2005 года. Центр включает в себя комнату визуализации, где специалисты могут отслеживать данные в режиме реального времени, текущие данные по разработке поступают через оптоволоконный кабель, проложенный в Мексиканском заливе. Датчики передают информацию по акустике, температуре и давлению в процессе бурения скважин на месторождении.

Умное месторождение призвано решать такие задачи, как:

1) преобразование нефтяного бизнеса с целью увеличения производства нефти и газа и снижения издержек за счет оптимизации многих месторождений, интеграции системы добычи углеводородов, высокого уровня автоматизации производственных операций; дистанционных операций с глобальным сотрудничеством, нахождение разумного баланса в принятии решений между возможностями оборудования и целями специалистов;

2) улучшение производственных операций для крупных инвестиционных проектов: проектирование и планирование в интегрированных и оптимизированных системах, минимизация стоимости модернизации и совершенствование конструкции системы.

Умное месторождение управляет активами компании, то есть управляет процессами на всех этапах жизненного цикла месторождения, включая бурение и эксплуатацию скважин, оптимизацию производственных систем, исследования скважин и пластов, эксплуатацию и комплексное управление, управление активами, планирование и составление планов графиков, здоровья, безопасности труда и окружающей среды, маркетинга.

Для умного месторождения проще генерировать стандартные проектные решения на основе непрерывного мониторинга и оптимизации скважин, сбора промысловых данных в режиме реального времени, оптимизации производства, интегрированного моделирования (Ван ден Берг, 2007, Джеррард, 2010).

Saudi Aramco создала ряд центров для совместной работы, которые экономически и технически выгодны и многопрофильны. Эти центры охватывают такие области, как разведка, геонавигация, бурение и разработка месторождения в режиме реального времени, добыча углеводородов и управление умным месторождением в режиме реального времени.

2.7. Перспектива разработки умных месторождений

Сбор и управление данными в режиме реального времени являются важной частью концепции умного месторождения. В декабре 2010 года компания ORACLE запустила первую в мире открытую систему управления базами данных в режиме реального времени.

Модель умная скважина–умное месторождение сочетает в себе одновременное решение задачи с принципиально новым подходом к управлению разработкой месторождения. Умная скважина имеет три отличительных черты.

Во-первых, система заканчивания скважин должна включать возможности мониторинга состояния забоя скважины с функцией передачи информации на поверхность в режиме реального времени без проведения внутрискважинных операций.

Во-вторых, система регулирования притока пластовой жидкости к скважине (приемистости рабочих агентов) должна быть установлена в умной скважине, которую можно будет контролировать с поверхности. И, наконец, она должна быть обеспечена встроенным блоком анализа притока (приемистости) с использованием информации, полученной на первом этапе. Встроенный блок управления должен проводить в движение систему

клапанов в ту или иную сторону, чтобы адекватно реагировать на приближение производственных параметров к технологическим порогам.

Производственный процесс может быть полностью оптимизирован как для одной залежи, так и для группы залежей с полным охватом по площади запасов углеводородов скважинами с дистанционным управлением, способствуя большей добыче. Региональные операционные центры, расположенные в каждом нефтегазовом бассейне, будут контролировать производительность скважин и месторождений на большой территории, увеличивая количество нефти и газа, поставляемого на рынок.

Опираясь на уже накопленный опыт, разрабатываются планы быстрого развертывания технологий месторождений будущего и умных технологий в уже разрабатываемых наземных и морских регионах, так и их внедрения на нескольких крупных проектах, находящихся в начальной стадии разработки.

Благодаря усовершенствованной технологии и научно-техническому прогрессу в исследовании нефтегазовых и информационно-коммуникационных технологий к концу 2012 года появились месторождения второго поколения.

Основные различия между этими умными месторождениями показаны в Приложении (табл. 2.3, табл. 2.4, рис. 2.5, рис. 2.6).

Применение умных нефтегазовых технологий приводит к трансформации традиционных методов управления разработкой месторождений и росту числа умных месторождений (рис. 2.7)

Выводы

Умное месторождение представляет собой систему автоматического контроля и управления нефтегазовых операций в режиме реального времени, обеспечивая непрерывную оптимизацию интегрированных моделей месторождения и наземных объектов. Модель управления производством — это максимум измерений и контроля, что позволяет оптимизировать производительность всех промысловых объектов, таких как скважины, залежи, трубопроводы и другие наземные объекты, а также для получения данных, чтобы сформировать модель. Умные месторождения разрабатываются в соответствии с концепцией, которая включает: приоритет безопасности людей, оборудования, процессов и охрану окружающей среды; снижение потерь нефти; мониторинг и дистанционное управление добычей нефти и газа; снижение затрат; повышение прозрачности, уменьшение количества оборудования и ремонта скважин; уменьшения влияния «человеческого фактора»; автоматизацию основных процессов.

В настоящее время нефтегазовая отрасль находится на активной фазе научно-технической революции, сравнимой по масштабам с освоением

космоса. Ключевыми моментами нефтегазовой технической революции являются: создание оптоволоконных систем для сбора и передачи геологической информации в режиме реального времени; 3D-визуализация данных процесса и процессов в режиме реального времени.

Литература

1. Еремин Н.А. Управление разработкой интеллектуальных месторождений: учеб. пособие для вузов. В 2-х кн. Кн. 1. М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2011. 200 с.: ил. ISBN 978-5-91961-019-9.
2. Еремин Ал.Н., Еремин Ан.Н., Еремин Н.А. Управление разработкой интеллектуальных месторождений: учеб. пособие для вузов. В 2-х кн. Кн. 2. М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2012. 210 с.: ил. ISBN 978-5-91961-329-7.
3. Еремин Н.А. Современная разработка месторождений нефти и газа. (Умная скважина — Интеллектуальный промысел. Виртуальная компания). М.: ООО «НедраБизнесцентр», 2008. 244 с.: ил. ISBN 978-58365-0311-6.
4. Charalampous Chelmis, Jing Zhao, Vikram Sorathia, Suchindra Agarwal, Viktor Prasanna. К структуре автоматической системы управления метаданными для умных нефтяных месторождений // SPE-153271 SPE Экономика и управление. 2013. Т. 5, № 1. С. 33–43.
5. Дмитриевский А.Н., Еремин Н.А. Решение актуальных проблем разработки месторождений нефти и газа // Нефть. Газ. Новации. 2012. № 10. С. 30–33.
6. Judson Jacobs and Richard Ward. Цифровое нефтяное месторождение будущего // The Wall Street Journal. 2006, 7 февраля.
7. Leslie Haines, Don Lyle. Цифровое нефтяное месторождение сегодня // Приложение к: Нефтегазовый Инвестор. 2004, апрель. С.3–5.
8. Leo de Best, Frans van den Berg. Shell // SPE-150407 SPE Intelligent Energy International, 27–29 марта 2012, Утрехт, Нидерланды.
9. Larsen Eldar, Hocking Paul. Skarv and Valhall Доразработка. Путешествие к цифровым нефтяным месторождениям второго поколения // SPE 150160 SPE Intelligent Energy International, 27–29 марта 2012 года, Утрехт, Нидерланды.
10. Ahmed A. Bin Amro, Avula Suryanarayana, Praveen Bangar. Данные в режиме реального времени наделяют полномочиями ADCO // SPE-162373 Абу-Даби International Petroleum конференция и выставка, 11–14 ноября 2012, Абу-Даби, ОАЭ.
11. Frans van den Berg, Robert K. Perrons, Ian Moore, and Gert Schut. Деловая выгода от интеллектуальных месторождений // SPE-128245 SPE Intelligent энергетической конференции и выставке, 23–25 марта 2010 года, Утрехт, Нидерланды.

12. *Al-Qahtani Adel A., Hogg Martin F., Lau Kenneth K., Al-Naser Naser A.* Умные центры сотрудничества. E&P: Дизайн, поддержка технологии и полученные уроки // SPE-141401 SPE Конференция и выставка по цифровой энергетике, 19–21 апреля 2011, The Woodlands, Техас, США.
13. *Lilleng Trond, Øyen Mette, Farestvedt Unn, Engelsen Harald, Nordbø Hilde, Vennes Berit, Revheim Aleksander, Seim Ole, Halvorsen Teresa.* Интегрированные операции в Statoil — от амбиций к действию // SPE-150418 SPE Intelligent Energy International, 27–29 Марта 2012, Утрехт, Нидерланды.
14. *Thorsen Arve K., Sæverhagen Erland, Dagestad Jan Ove.* Центры дистанционного управления операциями — эффективная и высококвалифицированная среда для оптимизации эксплуатационных характеристик и уменьшения риска // SPE-163431 2013 SPE/IADC Конференция и выставка по бурению, 5–7 марта 2013, Амстердам, Нидерланды.
15. *Frans G. van den Berg.* Умные месторождения — Оптимизация существующих месторождений // SPE 108206-MS, Конференция и выставка по цифровой энергетике, 11–12 апреля 2007 года, Хьюстон, Техас, США.

Вопросы к главе 2

1. Что такое умное нефтегазовое месторождение и его основные отличия от традиционных месторождений?
2. Что отличает умное месторождение второго поколения от первого?
3. Каковы ключевые особенности управления разработкой нефтяных месторождений в режиме реального времени?
4. Как происходила эволюция умных месторождений первого поколения с 2002 по 2012 гг.?

Рисунки и таблицы к главе 2

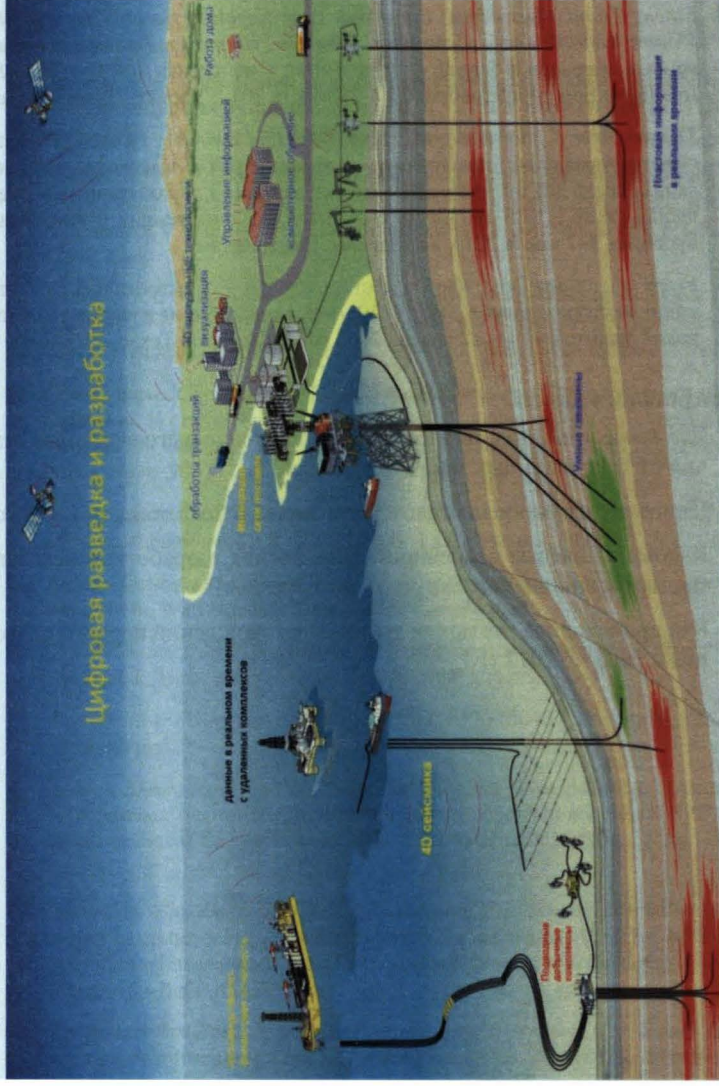


Рис. 2.1. Цифровое месторождение

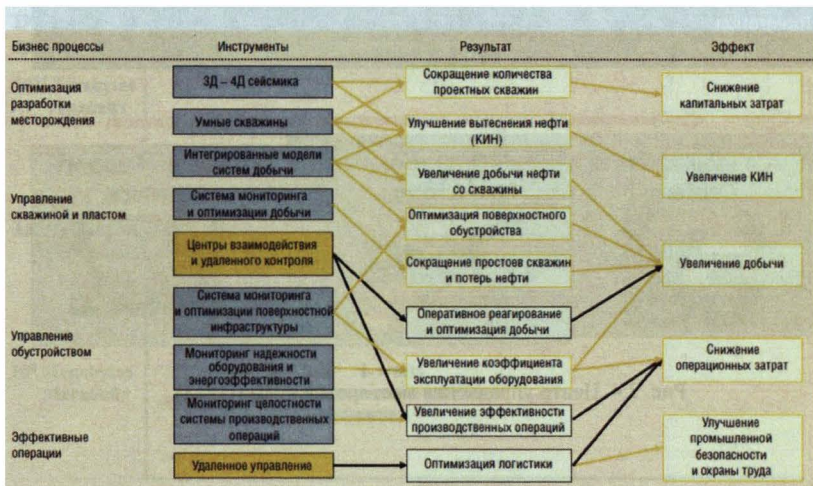


Рис 2.2. Синергетика умного месторождения Shell с HSE (Health, Safety and Environment) [17]

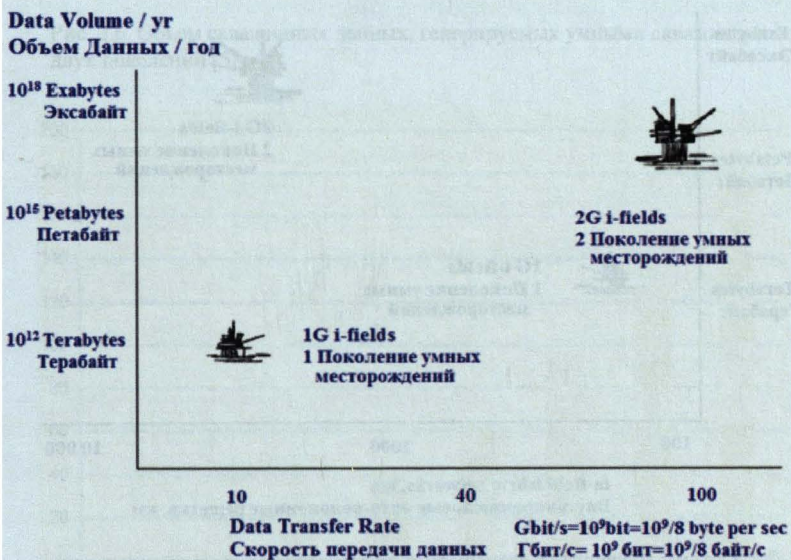


Рис. 2.3. Объемы геоданных в зависимости от скорости передачи данных для умных месторождений двух поколений [5]

event-driven

continuously-staffed

Collaboration Centers



Operations Centers



Decision Support Centers



Рис. 2.4. Центр управления месторождением (ЦУМ)

Data Volume / yr

Объем Данных / год

10^{18} Exabytes
Эксабайт

10^{15} Petabytes
Петабайт

10^{12} Terabytes
Терабайт

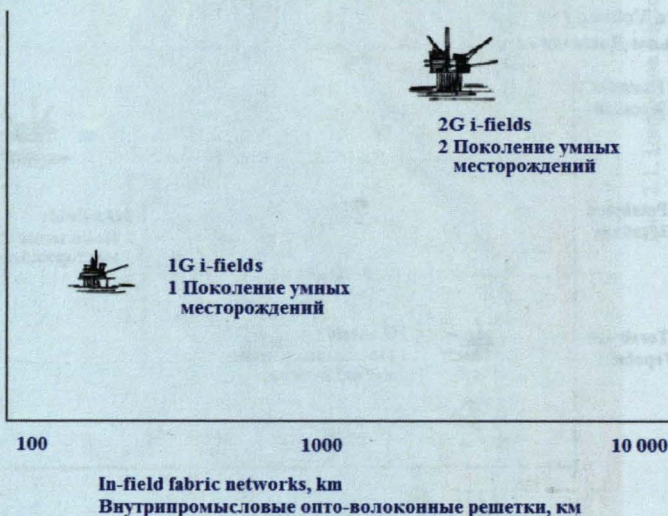


Рис. 2.5. Объемы геоданных в зависимости от длины внутрипромысловых опто-волоконных решеток для умных месторождений двух поколений [5]

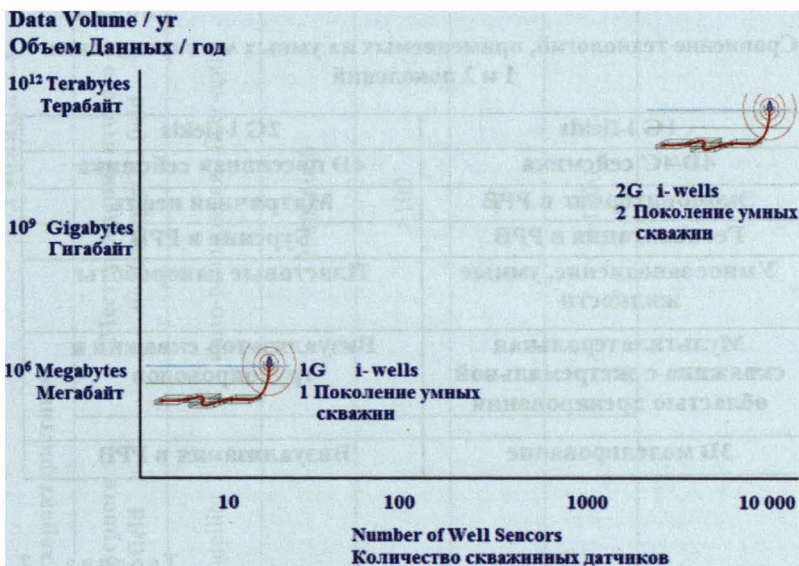


Рис. 2.6. Объем скважинных данных, генерируемых умными скважинами двух поколений [5]

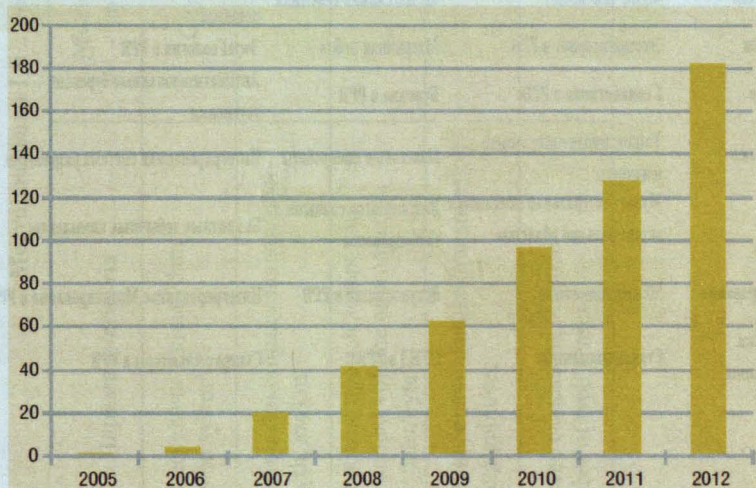


Рис. 2.7. Динамика роста количества умных месторождений [1]

Таблица 2.1

**Сравнение технологий, применяемых на умных месторождениях
1 и 2 поколений**

1G i-fields	2G i-fields
4D/4C сейсмика	4D пассивная сейсмика
Экомониторинг в РРВ	Матричная нефть
Геонавигация в РРВ	Бурение в РРВ
Умное заводнение, умные жидкости	Пластовые нанороботы
Мультилатеральная скважина с экстремальной областью дренирования	Визуализатор скважин и трубопроводов
3D моделирование	Визуализация в РРВ

Таблица 2.2

Месторождения 1, 2 и 3 поколений — концептуальные различия [5]

	1G i-fields	2G i-fields	3G i-fields
Геофизика	4D/4C сейсмика	4D Пассивная сейсмика	Внутрипромысловые опто-волоконные решетки
Геология	Экомониторинг в РРВ	Матричная нефть	ЭкзоГеология в РРВ
Бурение	Геонавигация в РРВ	Бурение в РРВ	Автоматизированные буровые установки
Разработка	Умное заводнение; умные жидкости	Пластовые нанороботы	Интегрированная система разработки
Добыча	Мультилатеральная скважина с экстремальной областью	Визуализатор скважин и трубопроводов	Безлюдные добычные комплексы
Моделирование	3D моделирование	Визуализация в РРВ	Интегрированное Моделирование в РРВ
Обработка метаданных	Стандарты данных	СУБД в РРВ	Суперкомпьютеры в РРВ

Таблица 2.3

Месторождения 1 и 2 поколений — характеристики

Параметр/criteria	Месторождение первого поколения/1G field	Месторождение второго поколения/2G field
Система передачи данных/data transmission system	Спутниковая / satellite	Опто-волоконная / fiber-optic
Длина оптоволоконных каналов/fiber-optic length, км/km	<100	2000–4000
Годовой объем промысловых данных/The annual volume of production data, 10^{12} байт/byte	<100	>100
Скорость передачи данных/transmission rate, Гб/с/gigabit/sec	<10	>40
Количество скважинных сенсоров/number of well sensors	<10	>1000

ГЛАВА 3. УМНАЯ АВТОМАТИЗАЦИЯ

Краткое содержание

Инструментальной основой для умных месторождений являются оптоволоконные сенсоры и датчики. Оптоволоконные сенсоры это оптоволоконное устройство для обнаружения переменных физических величин: температуры деформации, смещения, вибрации, давления. Оптоволоконные сенсоры были разработаны для измерений в глубоких нефтяных скважинах в температурных условиях слишком высоких для обычных датчиков. Оптоволоконные сенсоры, встроенные в добычные гибкие райзеры, стали важным шагом в проявлении добычных райзеров, работающих в режиме реального времени. Температурный контроль может быть использован для мониторинга состояния и повреждения внешней оболочки гибких труб. Уникальной особенностью распределенных датчиков температуры является то, что система может получить измерения температуры профиля по всей длине кабеля датчика с интервалом каждый размером в 1 м в диапазоне 10 км, что дает возможность измерять температуру на 10 000 дискретных сенсорных точках. В бурении измерительная система использует оптоволоконные датчики и оптоволоконную передачу данных. Оптоволоконные датчики расположены вдоль компоновки низа бурильной колонны.

Ключевые слова: оптоволоконные датчики, визуализатор морских добычных райзеров, измерения в процессе бурения (MWD), распределенные датчики температуры, управление данными и визуализация в режиме реального времени, оптоволоконная связь, многорычажный инструмент, дающий изображение (MIT), Big Data (Большие Данные), умный визуализатор гибкой НКТ.

Основные темы главы

Исследования и операции в режиме реального времени. Скважинные оптоволоконные датчики. Визуализатор на обсадной колонне и НКТ. Визуализатор гибких НКТ и морских добычных райзеров. Скважинные датчики в многофазном потоке в режиме реального времени. Дефектоскопия НКТ. Оптоволоконные датчики в системах сбора и обработки нефти и газа на месторождении. Оптоволоконные датчики для передачи на промысловых трубопроводах. Типы оптоволоконных датчиков. Виды дисперсии светового импульса. Ограничения по передаче информации по оптоволоконной линии. Основные преимущества оптоволоконных датчиков на морских эксплуатационных стояках. Цели и задачи для использования датчиков в бурении. Основные преимущества и недостатки. Измерительные системы

в процессе бурения в режиме реального времени: использование и компоненты. Визуализатор обсадной колонны в режиме реального времени: принципы эксплуатации и преимущества использования. Умная гибкая труба. Основные виды технологий для передачи больших данных с месторождения нефти и газа, их преимущества и недостатки.

Список сокращений

МПС – морское плавучее средство.

ПБУ – плавучая буровая установка.

КНБК – компоновка низа бурильной колонны.

ИПБ – измерение в процессе бурения.

РРВ – режим реального времени.

Введение

Глава состоит из шести основных частей: скважинные оптоволоконные датчики, визуализатор морских добычных райзеров, исследования температуры в режиме реального времени, распределенные датчики температуры для режима реального времени, измерение в процессе бурения в режиме реального времени: дефектоскопия НКТ.

В первом разделе рассматриваются определение, применение и типы оптоволоконных датчиков. Во втором разделе показаны методы мониторинга добычных райзеров в режиме реального времени. Третий раздел содержит исследование температуры в режиме реального времени. В четвертом разделе рассматриваются определения, цели и задачи распределенных датчиков температуры для работы в режиме реального времени. В пятом разделе представлены различные типы измерения в процессе бурения в режиме реального времени: их преимущества и недостатки. В шестом разделе показаны методы дефектоскопии НКТ.

3.1. Скважинные оптоволоконные датчики

Оптоволоконные датчики — это оптоволоконное устройство для обнаружения переменных физических величин: температуры, деформации, смещения, вибрации, давления. Во внешних оптоволоконных датчиках используется оптоволоконный кабель, нормально мультирежимный, способный передавать модулированный свет либо от неоптоволоконного датчика, либо от электронного датчика, подключенного к оптическому передатчику. Основным преимуществом внешних датчиков является их способность достичь те места, которые были ранее недоступны. Внешние оптоволоконные датчики обеспечивают идеальную защиту сигналам измерений от шумовых

помех и иммунитет к электромагнитным помехам, гибкость и легкость монтажа, диэлектрические свойства. Внешние датчики используются для измерения вибрации, вращения, смещения, скорости, ускорения крутящего момента и скручивания; температурного каротажа в нефтяных и газовых скважинах; мониторинга перфораций; записи динамики продвижения контактных зон воды/нефти, газа/нефти; фиксации тепловых полей в скважине без перемещения датчика; мониторинга погружных систем при заканчивании скважин; проверки на герметичность эксплуатационной колонны и обсадной колонны; выявления колебаний температуры в обсадной колонне и цементирующей колонне; создания комплексного мониторинга нескольких скважин одновременно. Основные результаты применения оптоволоконных датчиков можно отнести к увеличению производительности скважины, повышению мощностей по добыче нефти и газа, снижению эксплуатационных затрат, предотвращению потери устойчивости и разрушению обсадной колонны скважины.

Фазовые датчики являются датчиками, которые используют высококогерентный источник света и измеряют фазу волны, меняясь под действием внешнего параметра. Кодированные спектральные датчики — это те, которые, в отличие от чисто фазовых, используют источник излучения с широким спектром, способный анализировать весь спектр излучения. Амплитудные датчики — это те датчики, в которых измеряемый параметр модулирует проходящую или отраженную волну. Туннельные сенсоры используют туннельный эффект излучения через небольшой зазор. Поляризационные датчики используют информацию о поляризации световой волны.

В последние 5–7 лет оптоволоконная измерительная система широко используется в следующих областях: измерение температуры и характеристик давления; измерение расхода в скважине; постоянный мониторинг скважины; 4C- и 4D-технологический мониторинг визуализатора обсадной колонны и процесса цементирования. Оптоволоконный кабель состоит из кварцевого стержня или ядра для прямой передачи данных и окружающей оболочки, и он может передавать сигнал без потерь информации. Оптоволоконные системы «прозрачные» по отношению к системам кодирования различных данных и совместимы с системами многих производителей электронных устройств (Kalatel, Sensormatic, Philips, Panasonic и т.д.). Обычный температурный диапазон оптоволоконного оборудования составляет от -40 до $+75$ °C. Конструкция оборудования обеспечивает надежное функционирование оптоволоконной системы в случае выхода из строя любого элемента. Неисправный модуль в блоке не будет влиять на работу или производительность других модулей в этом блоке. При передаче видеосигналов на маленькие и большие расстояния оптоволоконные системы не требуют электрических или оптических корректировок. Оптоволоконное соединение гарантирует минимальные шумы и высокую безопасность.

Пластиковые волокна используются в зажиме длиной не более 100 м и при ограниченной скорости (<50 МГц). В последнее время были разработаны пластиковые волокна, пригодные для передачи со скоростью 40 Гбит/с при длине кабеля в 30 м и со скоростью 5,35 Гбит/с при длине кабеля 220 м (Lightware N4 2007). Вероятность ошибки в оптоволоконной передаче весьма низкая, что во многих случаях делает ненужным контроль целостности сообщений.

Скважинные оптоволоконные датчики. Режим реального времени является информационно-коммуникационным этапом технологии разработки нефтегазовых месторождений, основные производственные продукты которого — это информация и знания. Информационный и коммуникационный этап научной разработки нефти и газа, а именно: геофизика (4D-сейсмические исследования), геология и разработка нефтяных и газовых месторождений (4D-мониторинг) отличается от прошлого необходимостью работать с метаобъемами геологических промысловых данных. В нефтяной и газовой промышленности начался процесс лавинного потока информации. Прогресс был достигнут в технологии приемников (4С-сейсмических датчиков, оптоволоконных датчиков в скважинах, системы сбора, подготовки и транспорта нефти и газа). Эксплуатационная технология оптоволоконных приемников (датчиков) постоянно совершенствуется, что приводит к дальнейшему увеличению данных. 3D-геологические и гидродинамические модели также представляют огромное количество синтетических данных. В современной нефтегазовой науке геологический и промысловый анализ терабайтов и даже петабайтов сейсмических, геофизических данных, опробованных на месторождениях, стал рутинной задачей.

Первый оптоволоконный датчик был установлен в скважине в 1996 году. Ведущими иностранными компаниями, работающими с оптоволоконными датчиками, являются Schlumberger, Shell и Halliburton. Schlumberger установила такие датчики в более чем 300 скважинах с общей протяженностью оптоволоконного кабеля более 600 км. Оптоволоконные скважинные датчики представляют собой систему, которая включает оптическое волокно, расположенное в скважине в интервале испытания и технологическую установку по сбору данных компьютера, установленного на поверхности.

Оптоволоконно представляет собой как датчик распределенной температуры (давление), так и канал передачи информации из скважины на поверхность. Устройство работает по принципу передачи световых импульсов, генерируемых лазером, через оптическое волокно и обработки отраженных сигналов по определенной программе. Технология, основанная на брэгговской решетке, позволяет объединять датчики внутри оптоволоконного канала, превращая монолитную структуру в один непрерывный датчик.

Изменения температуры, давления или нагрузки на оптоволокно меняют длину отраженной световой волны. Оптоволоконный датчик способен выдерживать высокие температуры, давление и вибрацию. Оптоволоконный датчик позволяет измерять температурный профиль в скважине в диапазоне от -40 до $+350$ °C, с точностью до ± 1 °C. Он обеспечивает распределенную систему замера с интервалом в 1 м до глубины в 5000 м.

Оптоволоконные датчики классифицируются в соответствии с типом действия: амплитудный; интерференционный; распределенный (прямое и обратное рассеяние); люминесцентный; междуволоконная решетка; вместе взятые. Датчиком температуры или давления является однорежимное или многорежимное оптическое волокно, защищенное наружной оболочкой из стальной проволоки. Такой датчик, выполненный в виде несущего троса, обеспечивает ему хорошую гибкость и одновременно высокую прочность на растяжение с силой тяжести около 350 г/м. Оптоволоконный датчик может быть установлен в добывающих и нагнетательных скважинах. Оптоволоконный кабель устанавливается на наружной стороне НКТ или на наружной стороне обсадной колонны. При установке оптоволоконного кабеля на НКТ срок службы системы соответствует межремонтному периоду работы скважины от 1 до 5 лет, а при установке кабеля на эксплуатационную колонну скважина служит до 20–30 лет.

При монтаже на наружной стороне НКТ защищенное оптоволокно прокладывается вдоль перфорированной части трубы. Оптическое волокно пропускается через структурные элементы скважинного оборудования (паркер) и вдоль корпуса погружного электрического насоса. При установке оптоволоконного кабеля на внешней стороне эксплуатационной колонны последний устанавливается над кровлей продуктивных пластов по технологии цементирования муфты. Нижняя часть колонны в области продуктивного пласта оснащена секционными фильтрами. Оптическое волокно укладывается на внешней стороне фильтров колонны с проходом через структурные элементы управляемых пакеров, рукавов и пакера цементировочной муфты.

Стальная труба для размещения оптического волокна устанавливается на внешней стороне обсадной колонны выше узла заливочной манжеты для цементирования и цементируется вместе с колонной. Время измерения профиля температуры и/или давления одной скважины составляет 2 мин. По мнению компании «Sensa», которая сегодня является одним из лидеров по внедрению оптоволоконной технологии, только за счет использования информации, содержащейся в РРВ, компания добилась увеличения производительности ряда скважин в Мексиканском заливе в Мексике на 36%.

Отличительными свойствами оптоволоконных датчиков в сравнении с традиционными методами термопьезометрии являются следующие: измерение теплового поля и/или поля давления (профиля) по стволу скважины

в режиме реального времени; высокая надежность и длительный срок службы оптоволоконного датчика; высокая стабильность системы термопьезометрии для межремонтного периода или эксплуатации скважины; устойчивость к электромагнитным помехам; дистанционное управление (до нескольких километров); измерение с высокой точностью; инертность к химическим веществам. Оптоволоконные датчики скважинного обследования и мониторинга скважин в РРВ обеспечивают: контроль слоев в процессе добычи и нагнетания в стационарном состоянии и динамики условий эксплуатации скважины; контроль динамики движения межфлюидных контактов; мониторинг движения жидкости по НКТ для выявления областей возможного образования парафиновых и газовых гидратных пробок; мониторинг технического состояния эксплуатационной колонны и НКТ, определение негерметических зон и поперечных потоков в обсадной колонне; мониторинг погружного насоса или системы вентилей газлифта. Преимуществами использования оптоволоконных датчиков являются: измерение параметров работы скважины в режиме реального времени; небольшое количество компонентов, устойчивых к вибрации; высокая чувствительность и широкий рабочий диапазон; гибкость, распределенная система отсчета, рассмотрение многих параметров.

Для обеспечения мониторинга скважины с использованием оптоволоконных технологий в РРВ, используется следующее оборудование: погружной оптоволоконный (бронированный) кабель; блок по сбору и обработке данных; контактный кабель на устье скважины для выхода кабеля на поверхность; кабельные разъемы; втулка НКТ для оптоволоконного датчика. Погружной бронированный оптоволоконный кабель позволяет получать и передавать на поверхность в режиме реального времени высокоточную непрерывную информацию о следующих параметрах скважины: давления, температуры, расхода жидкости, фазовый состав смеси, распределение температуры в скважине, сейсмические данные. Стандартный кабель состоит из двух однорежимных (для измерения давления, расхода жидкости и сейсмических колебаний) волокон и одного многорежимного волокна для измерения температуры в стволе скважины. Период использования этого датчика сравним со сроком службы скважины [4].

3.2. Визуализатор морских стояков добычных райзеров

Для бурения скважин на суше и на море должно быть использовано оборудование, которое бы обеспечило безопасное и экономически эффективное выполнение работ в целом. Добычные морские райзеры используются для транспортировки добываемой жидкости (или нагнетаемого газа и воды), а также в системах капитального ремонта скважин. Они состоят из

гибких труб и обеспечивают транзит добываемой нефти (газа) с морского дна на верхнюю палубу морских нефтедобывающих платформ. Некоторыми преимуществами оптоволоконных сенсорных систем для использования в мониторинге добычных райзеров являются их мультиплексирование (множество), что превышает возможности большинства обычных электронных датчиков и требует меньшего количества кабелей и их устойчивости к электромагнитным помехам. Стоит учесть тот факт, что они являются пассивными датчиками, использующими только световые сигналы низкой мощности, чтобы взаимодействовать с измерениями и для передачи данных через оптический сенсорный кабель.

Новые достижения в области оптических технологий и производственных методах использования добычных райзеров означают, что эта система мониторинга в режиме реального времени может обеспечить гораздо более точное представление о состоянии добычного райзера во время операции.

Типичный вид гибкого морского добычного райзера — это свободно висящая гибкая труба, которая провисает между двумя точками, и на нее влияет только собственный вес (рис. 3.1). Гибкие добычные райзеры крепятся непосредственно с платформы к морскому дну.

Гибкие добычные райзеры используются для закачки газовых и жидких рабочих агентов, которые отличаются температурой и давлением в зависимости от условий эксплуатации и от внешнего давления при различных нагрузках. Нарушения в их работе может привести к прекращению разработки морских месторождений и, следовательно, к значительным экономическим потерям.

Мониторинг в режиме реального времени может дать гораздо более точную картину состояния добычного райзера стояка во время операции. За последние несколько лет различные методы были разработаны для мониторинга гибких труб (Fancy et al, 2006; Marinho et al 2008; Pipa and others 2010; Weppenaar and others in 2008.). Большинство из этих методов были разработаны для контроля целостности внешней оболочки или натяжения морского добычного райзера. Одной из наиболее перспективных технологий для мониторинга в режиме реального времени является интеграция оптических волокон в гибких добычного райзера. Оптические волокна показали очень хорошие свойства, особенно для измерения температуры и деформации в продольном направлении по всей длине волокна. Эта технология была использована в течение многих лет в других отраслях, а также применяется в широком спектре установленного оборудования и процедур в области оптических телекоммуникаций. Внедрение оптического волокна имеет то преимущество, что нет никаких выступов на внешней поверхности трубы и она не зависит от изменений в диаметре трубы, например, при повороте ограничителя, так что могут быть использованы оптические волокна для контроля любого места вдоль трубы. Методика была разработана

для размещения эпоксидных оптических волокон, которые затем распределяются на гибкой трубе (Andersen 2001), как это показано на рис. 3.2, 3.3.

3.3. Исследование температуры в режиме реального времени

Контроль температуры кольца гибкого шланга (в районе между внутренней и внешней оболочками) может дать важную информацию о рабочем состоянии системы трубопроводов. Контроль температуры может оказать помощь в мониторинге в случае временного перекрытия потока в скважине. Для некоторых материалов может быть сформирована гидратная пробка, если температура падает ниже определенного уровня. Эти гидратные пробки очень трудно растворить, как только они образуются в трубе. С помощью системы регулирования температуры в гибкой трубе информация может быть получена для принятия решений: повернуть поток обратно или оставить на том же уровне в качестве жидкого растворителя.

Контроль температуры можно также использовать для мониторинга состояния и повреждения внешней оболочки гибких труб. Внешняя оболочка влияет на целостность труб и может привести к сокращению срока службы из-за проникновения морской воды при существенных повреждениях. Коррозия значительно усугубляется поставкой морской воды, очень важно обнаружить второе повреждение или поломку при ремонте на уже затопленных добычных райзерах. Благодаря встроенной оптоволоконной системе температурного мониторинга могут быть обнаружены внешние нарушения оболочки.

Обнаружение мест внешней оболочки с нарушением температуры в системе мониторинга основано на перепаде температур, который обычно происходит между скважиной и окружающей морской водой. Тепловая конструкция гибкой трубы такова, что основной перепад температур будет через два полимерных слоя (внутренний слой и внешняя оболочка). Температурные профили наружной стенки типичной гибкой трубы показаны для четырех различных температурных градиентов между отверстием и окружающей средой на рис. 3.4. Если любое нарушение появляется на внешнем покрытии, температура будет снижена относительно окружающей температуры локально в месте нарушения.

3.4. Система контроля температуры на основе оптоволоконных датчиков, встроенных в кольца гибких добычных райзеров

Чтобы обнаружить нарушения внешней оболочки системой мониторинга, мы должны измерить температуру непрерывно по всей длине трубы, оснащенной инструментами, и определять необходимую координируемую

информацию о температуре, времени и положении нарушения. Основные характеристики системы измерения температуры:

1. Диапазон чувствительности от -40 до $+130$ °С.
2. Температурное разрешение в $0,2$ °С.
3. Пространственное разрешение в 1 м.
4. Время выборки раз в минуту.

3.5. Распределенные датчики температуры (РДТ, DTS-Distributed temperature sensor) в режиме реального времени

Уникальной особенностью распределенных датчиков температуры (DTS), как показано на рис. 3.5, является то, что система может получать результаты измерения профиля температуры по всей длине сенсорного кабеля с интервалом в каждый 1 м, т.е. каждый 1 м сенсорного кабеля является отдельным датчиком-сенсором. Лазерный источник, размещенный на конце сенсорного кабеля, посылает лазерный импульс по стеклянному сердечнику длительностью в 10 нс (что соответствует импульсу в 1 м). Оптический импульс распространяется вдоль волокна, подвергается рассеянию света, даже в отсутствие примесей и структурных дефектов. Часть этого рассеянного излучения известна как объединенное рассеяние Рамана, при котором часть света возвращается в анализатор длины волны. Соотношение этих двух компонентов обладает четко определенными функциями температуры. Именно это соотношение в сочетании со временем движения светового импульса используется для определения температуры слоя в этой точке.

Распределенные датчики температуры системы мониторинга были использованы на различных месторождениях для контроля профиля температуры, особенно для нефтегазовых трубопроводов и скважин. Лучшая производительность РДТ достигается за счет установки мультимодового оптического волокна, когда характеристики находятся в пределах, необходимых для внешнего мониторинга повреждений покрытия. Датчики могут быть использованы в интеллектуальных сигнализациях, в том числе для сообщений о состоянии всей системы, разрыва волокна, зонах с максимальной или минимальной температурой или о приближении к тревоге и к горячей точке/холодной точке сигнализации (т.е. точкам отклонения от среднего), чтобы обеспечить автоматический контроль внешнего повреждения покрытия и автоматического контроля технологических процессов обратной связи.

3.6. Измерительные системы в процессе бурения в режиме реального времени: использование и компоненты

В реальных условиях бурения были широко приняты три канала связи: оптоволоконный, гидравлический и электромагнитный. Каждый из этих каналов имеет свои преимущества и недостатки. Разнообразие условий бурения, а также экономическое обоснование определяют для каждого канала коммуникации области его применения. Остановимся на преимуществах и недостатках каждого из рассматриваемых каналов в деталях.

В настоящее время реализуются только новейшие технологии, которые используют оптоволоконный канал коммуникации. Система MWD-измерения при бурении использует систему оптоволоконных датчиков и оптоволоконную передачу данных. Оптоволоконные датчики расположены вдоль компоновки призабойной бурильной колонны. Информация, полученная от этих датчиков, передается через один или несколько оптоволоконных кабелей, проходящих вдоль бурильной колонны. Это звено обеспечивает двустороннюю связь призабойного устройства с поверхностью. Один или несколько электрических кабелей вдоль оптоволоконного кабеля обеспечивают поставку электроэнергии для компонентов призабойной бурильной колонны (рис. 3.6).

Испытание канала оптоволоконной связи было проведено на буровой установке DOE Long Valley Magma Energy.

Использование канала оптоволоконной связи позволяет ускорить передачу данных от скважинного оборудования на поверхность и со скоростью до 1 Мбит/с. Идея использования оптического волокна в качестве канала связи была заимствована из системы противоракетной обороны. Использование канала оптоволоконной связи для ИПР (MWD — Measurement While Drilling) имеет следующие особенности: канал оптоволоконной связи легкий и компактный, что позволяет одному человеку справиться с ним на буровой площадке, он прост в установке, так как проходит через бурильную колонну на поверхности.

Впоследствии появились проблемы с устройствами, удерживающими оптоволоконные системы в бурильной колонне. Поскольку толщина оптоволоконного покрытия достигает до 0,5 мм в диаметре, стали неэффективными различные зажимные устройства и резиновые втулки. Было предложено зажимать оптоволоконный кабель между двумя рельсами и невращающимися барабанами. Это простой и эффективный монтаж оптического волокна, потому что система компактна, не имеет значительной нагрузки на оптическое волокно и не содержит движущихся частей.

Оборудование, в котором используется оптическое волокно, включает в себя источник света, а детектор может быть расположен на поверхности

и/или в скважине. Возможен вариант, когда один источник света может быть использован для контроля двух или более оптоволоконных датчиков, если эти датчики предназначены для обнаружения различных параметров, представляющих интерес. Использование оптоволоконных датчиков и канала связи может увеличить точность, скорость и объем передачи данных в процессе бурения и упростить структуру установки призабойной буровой колонны (BHDSA), а также повысить его надежность.

3.7. Дефектоскопия нагнетательных труб

Скважинный геофизический многорычажный (многопальцевый) инструмент Sondex MIT с 24, 40 или 60 рычагами (пальцами) производится для различных размеров труб. Каждый рычаг (палец) соприкасается с внутренней поверхностью трубы и обеспечивает точные измерения радиуса с целью выявления таких дефектов, как коррозия, большие трещины и формирование твердого осадка, изгибы, складки и отверстия. Регулярный каротаж скважины с использованием инструмента MIT обеспечивает раннее предупреждение о повреждениях и облегчает выявление подозрительных механических проблем. Этот инструмент не зависит от типа жидкости в стволе скважины и может быть использовано как отдельно, так и в сочетании с другими устройствами для записи данных в памяти или в режиме реального времени.

MIT имеет ключевые особенности: самая высокая точность и разрешение измерений во всех видах скважинных жидкостей. Устройства различных размеров обеспечивают сбор общей информации о трубах; варианты с телескопическим пальцем могут выполнить каротаж в широком диапазоне труб; система Ultrawire™ обеспечивает как высокоскоростной каротаж, так и высококачественные данные; устройства предназначены для облегчения процедуры обслуживания и повышения надежности. Встроенный инклинометр измеряет отклонения и предназначен для большинства скважин. MIT (рис. 3.7) используется для определения изменений в состоянии внутренней поверхности трубы или обсадной колонны. Рычаги каверномера обеспечивают высокую степень точности и регистрируют малейшие изменения.

Приборы для контроля целостности скважины и системы сбора данных компании Sondex обеспечивают максимальную гибкость в использовании. Устройства могут работать в режиме передачи данных каротажа в режиме реального времени или их записи в памяти путем переключения между переходной телеметрией в память. Системы считывания данных с поверхности могут быть установлены в стойках стационарной установки или постав-

ляться в переносном ноутбуке в кейсе с прочным корпусом. Системы регистрации данных в памяти контролируются с ноутбука, они могут быть сетевыми или на батареях.

Основными функциями систем сбора данных являются системы считывания данных на поверхности и запись данных в памяти, работая с программным обеспечением «Wargior» для сбора данных; ноутбуки с военными спецификациями используются в переносных геофизических системах для защиты данных; стационарные системы имеют двойной жесткий диск для защиты данных, система считывания данных на поверхности работает со всеми устройствами серии UltrawireTM, а также с устройствами сторонних производителей с дополнительной панелью; операционная система MS Windows.

Устройство UltrawireTM на батареях для записи данных в памяти контролирует геофизические приборы и сохраняет записи геофизических данных. Данные глубины записываются в течение определенного времени, а затем два комплекта данных каротажа объединяются в стандартном формате API (American Petroleum Institute — Американский нефтяной институт). Телеметрический кроссовер отправляет данные каротажа на поверхность в режиме реального времени с UltralinkTM. Sondex обеспечивает как портативные системы сбора геофизических данных, так и системы для монтажа в стеллаже, а также множество аксессуаров по выбору пользователя.

Выводы

Оптоволоконные датчики были разработаны для измерения физических величин в нефтяных и газовых скважинах в экстремальных условиях. Оптоволоконные датчики — это оптоволоконные устройства для обнаружения переменных, таких как температура или деформация, смещение, вибрация, давление. Главной особенностью оптоволоконных датчиков является их способность измерять широкий спектр пластовых характеристик. Оптические волокна показали очень хорошую производительность, в частности, при измерении температуры и деформации в продольном направлении по всей длине скважины. Внешние оптоволоконные датчики используют оптоволоконный кабель, как правило, мультимодовый, который способен передавать модулированный свет с не оптоволоконного датчика или с электронного датчика, подключенного к оптическому передатчику. Мониторинг температуры может быть использован для обнаружения нарушений (повреждений) внешней оболочки гибких труб. Использование оптоволоконного канала связи может увеличить скорость передачи данных. Наиболее перспективными технологиями для мониторинга добычи нефти и газа в режиме реального времени является монтаж оптических волокон в гибких добычных райзерах. Технология была разработана для эпоксидных

оптических волокон, которые будут установлены в канавках мягких покрытий, которые затем помещаются в гибкой трубе. Использование оптоволоконного канала связи для ИПБ — измерений при бурении, имеет следующие особенности: оптоволоконный канал связи легкий и компактный, что позволяет одному человеку справиться с ним на буровой площадке, прост в установке, так как он проходит через бурильную колонну на поверхности. Регулярный каротаж с применением инструмента MIT компании Soudex обеспечивает раннее предупреждение о повреждениях и облегчает выявление подозрительных механических проблем. Уникальной особенностью распределенного датчика температуры является то, что система может получать результаты измерений по всей длине профиля сенсорного кабеля с интервалом через каждый метр в пределах 10 км и позволяет измерять температуру на 10 000 дискретных точках зондирования.

Литература

1. *Sup Hong, Jong-Su Choi, Hyung-Woo Kim, Tae-kyeong Yeu.* Экспериментальное исследование Vortex индуцированной вибрации длинного гибкого шланга в сдвиговых потоках // Труды Девятого симпозиума (2011) ISOPE по освоению океана. Мауи, Гавайи, США. 19–24 июня 2011. С. 70–74.
2. *Huang C., Nagarajaiah S.* Роботизированный датчик MFL и вибрация на основе системы мониторинга глубоководного райзера // OTC-23487 Offshore Technology Conference, 30 апреля – 3 мая 2012, Хьюстон, Техас, США.
3. Оптоволоконные датчики, используемые в ИПБ // Патент US7954560 B2. 7 июня 2011.
4. *Richardson G., Waters R.L.* Требования к устройствам MWD следующего поколения, используемым в процессе направленного бурения в наклонных скважинах // The Drilling Engineering Association Q4 Meeting. Хьюстон, Техас, ноябрь 17-го, 2011.
5. *Musa M. Zarir* и др. Электромагнитные измерения в процессе бурения: телеметрическое решение для обсадной колонны в процессе бурения // SPE-158245. SPE Азиатско-Тихоокеанские нефтегазовые конференция и выставка, 22–24 октября 2012, Перт, Австралия.

Вопросы к главе 3

1. Для решения каких задач используются скважинные оптоволоконные датчики?
2. Каковы преимущества и недостатки скважинных оптоволоконных датчиков?
3. Что собой представляет визуализатор морского добычного райзера?

4. Какие цели и задачи стоят перед мониторингом давления и температуры в гибких трубопроводных системах в режиме реального времени?
5. Какие уникальные функции доступны для датчика распределенной температуры (DTS)?
6. Какие задачи решаются ИПБ — измерением при бурении в режиме реального времени?
7. Какие проблемы решаются при помощи дефектоскопии НКТ — насосно-компрессорных труб?

Рисунки к главе 3

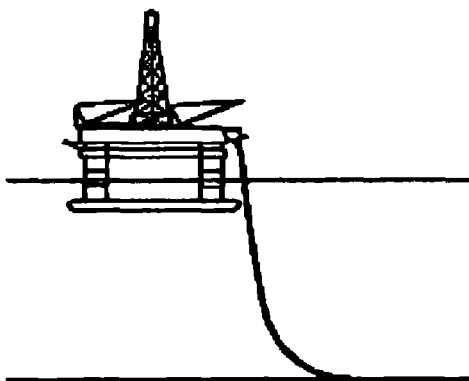


Рис. 3.1. Свободно висящий несущий трос для гибких райзеров

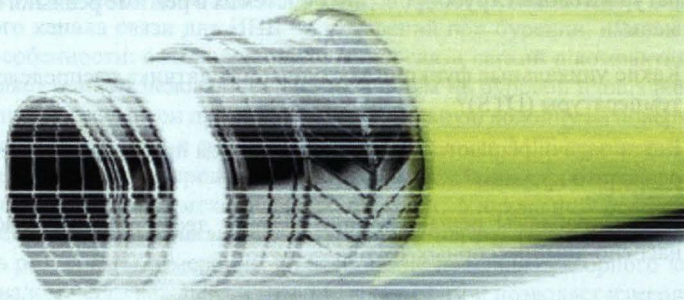


Рис. 3.2. Гибкая труба, состоящая из нескольких слоев стали и полимеров

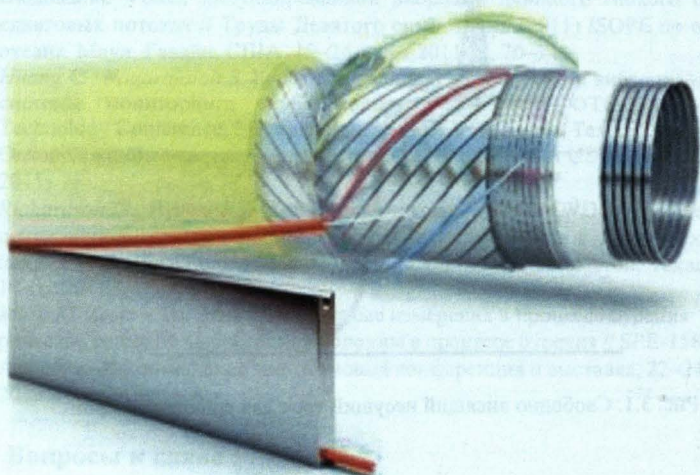


Рис. 3.3. Оптические волокна, внедренные в пазы обшивки для защиты прочного троса (на переднем плане) в процессе изготовления, монтажа и эксплуатации трубопровода. Это дает возможность прямого и точного измерения температуры и обшивки при деформации при растяжении провода

Температура на внутренней поверхности слоя [°C]

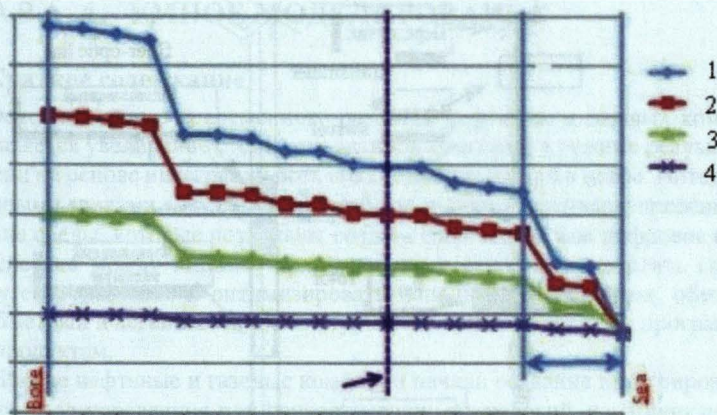


Рис. 3.4. Температурный профиль поперечного сечения структуры гибкой трубы для четырех различных перепадов температур (1, 2, 3, 4) между отверстием и окружающей средой. В случае нарушения внешней оболочки температура снижается

Raman Scattering

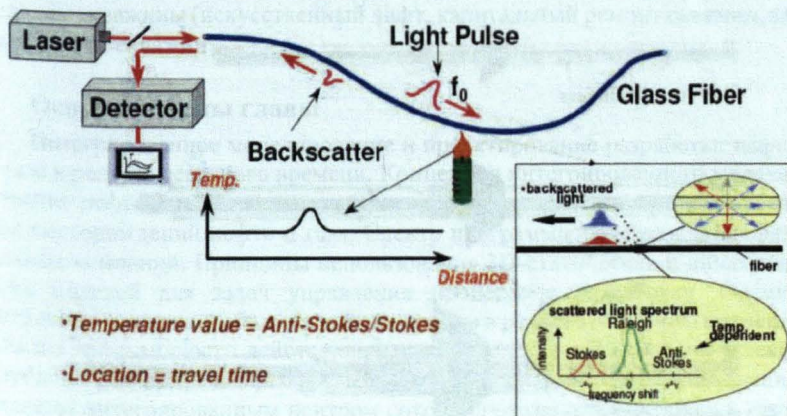


Рис. 3.5. Измерение распределенной температуры. Температура определяется по эффекту рассеянных компонентов Рамана в спектре от заданной точки

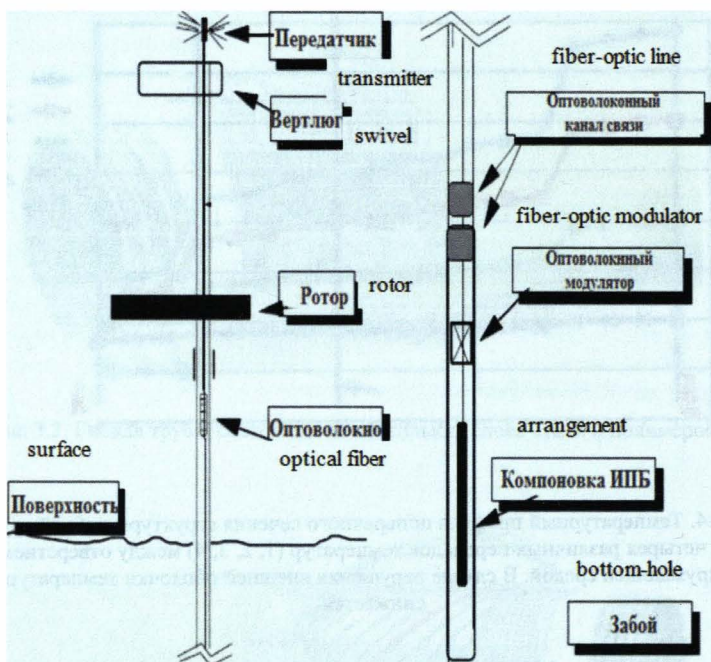


Рис. 3.6. Оптическое волокно канал связи

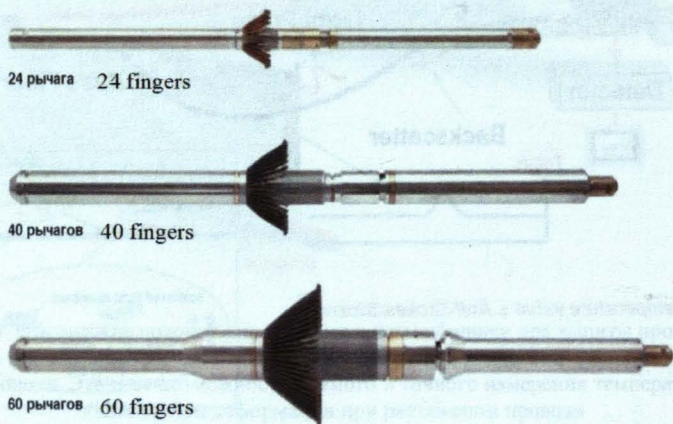


Рис. 3.7. Филемеры

ГЛАВА 4. УМНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ

Краткое содержание

Основной целью современного развития нефтяных и газовых компаний является увеличение стоимости активов компании в режиме реального времени на основе интеграции всех его составных частей в целое. Интегрированными средами для совместной работы являются специализированные рабочие среды, которые позволяют создать физическое или цифровое взаимодействие между лицами, принимающими решения; упростить связь между сотрудниками и оптимизировать использование активов; обеспечить быстрый и легкий доступ к инструментальным средствам и программным продуктам.

Многие нефтяные и газовые компании начали создание интегрированных центров управления или центра высоких технологий, коммуникаций, визуализации и диспетчерских, которые способствуют более эффективному сбору данных, мониторинга, связи и обмена знаниями и информацией. Эти интегрированные центры управления предназначены для того, чтобы помочь специалисту принять более обоснованные решения и выполнить соответствующие операции в масштабе предприятия.

Ключевые слова: интегрированный центр совместной работы; центры локального сотрудничества; сетевая организация; бизнес-процессы; передача данных и контроль; центр глобальной дистанционной поддержки, модели ориентирования на объекты, проблема больших данных, современное моделирование и симуляции, моделирование Giga-клетки, управление стволом скважины (искусственный лифт, капитальный ремонт скважин, заканчивание скважин).

Основные темы главы

Интегрированное моделирование и проектирование разработки нефти и газа в режиме реального времени. Концепция интегрированного моделирования нефтегазовой компании. Основы интегрированного моделирования месторождений нефти и газа. Спектр программного обеспечения различных компаний. Принципы использования 3D-статических и динамических моделей для задач управления процессами разработки. Оценка начальных и текущих объемов углеводородов в режиме реального времени. Анализ эффективности действующего производства и извлечения углеводородов в режиме реального времени. Интегрированный центр управления является интегрированным центром сотрудничества для нефтяных и газовых компаний: цели, основные задачи, сильные и слабые стороны. Примеры использования интегрированных технологий в нефтяных и газовых

компаниях. Моделирование в нефтяных и газовых компаниях в режиме реального времени — цели, задачи и средства. Структура подготовки и создания интегрированной модели месторождений углеводородов. Современные имитаторы для моделирования нефтегазовых резервуаров. Моделирование нефтяных и газовых месторождений в режиме реального времени — цели и задачи. Проблема больших данных (BigData). Дискретизация модели нефтегазового месторождения в пространстве и во времени. Типы дискретных моделей. Концепция 3D-геологических и 3D-гидродинамических моделей. Модель ячеек базы данных.

Список сокращений

ICE – интегрированная среда для совместной работы.

ABM – менеджер Avocetvolumes.

BP – British Petroleum.

CERA – Кембриджская Ассоциация Энергетических Исследований.

IPSO – системы оптимизации интегрированной добычи.

ФОМ – Oilfieldmanager.

ЦУМ – центр управления месторождением.

DACA – центр сбора данных и архитектура управления.

SCADA – система сбора данных и оперативного диспетчерского управления.

НС – углеводород.

PS – программа поддержки.

GTM – геолого-технический метод.

ГПП – гидравлический разрыв пласта.

GSC – Центр глобальной поддержки.

ПНП – повышение нефтеотдачи пластов.

OFD – разработка нефтяных месторождений.

ЕО – разведочный объект.

SDBM – система управления базами данных.

ESP – электрический центробежный насос; соотношение объемов нагнетания в единицах поровых объемов.

ADE – центр принятия решений по активам.

4.1. Основы создания цифрового месторождения нефти и газа

Наиболее полную и обширную информацию о нефтяном пласте дают в настоящее время 3D- и 4D-сейсмические, промысловые и геофизические исследования (рис. 4.1). Информация, которая извлекается из совокупности используемых методов, превосходит информацию, получаемую из каждого метода в отдельности. 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). 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 простираения 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. 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 компьютеров 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, к ним относятся проблемы создания, моделирования, распознавания, анализа сложных систем. Характерные свойства таких 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 вышеперечисленных 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 призабойной зоне скважины (ПЗС), которая в дальнейшем коррелируется с такими сейсмическими характеристиками, как амплитуда и форма сейсмической волны. 3М-компьютерные карты, полученные от сейсмологов и геофизиков, коррелируются с данными РVT-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, 3М-сеймики, 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. На современных компьютерах проводится построение геологических профилей, создание карт, петрофизический анализ данных ГИС, математическое моделирование процессов вытеснения, оптимизация бурения, анализ разработки, 3М-визуализация процессов разработки, данных сеймики, 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. 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 компьютерные 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. Создание систем принятия решений позволило сократить проектирование разработки с трех месяцев до нескольких часов и увеличить на 30–50% чисто дисконтированный доход (NPV). Стоимость системы принятия решений составляет около 1,5 млн долл.

Базы данных, хранящиеся в головных офисах виртуальных компаний, 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.

Графическая анимация начала широко использоваться с середины 1980-х годов. Графическая визуализация данных сеймики, 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. Компьютеры позволяют одновременно коррелировать сотни скважин.

Синтез различных данных с одновременной визуализацией позволяет анализировать геологические и технологические процессы разработки как в макро-, так и в микромасштабе. 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 изогradientов.

Применение цифровых технологий позволит увеличить эффективность разработки: снижение операционных издержек на 5% и капитальных затрат на 10%; доизвлечение остаточной нефти только в компании ВР в объеме 530 млн баррелей (76 млн т); достижение 50% коэффициента извлечения нефти за счет внедрения инновационных технологий.

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. 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.

Спецификой нефтегазовой отрасли являются огромные капиталовложения, медленный оборот денежных ресурсов и большие геологические и экономические риски. В рыночных условиях заинтересовано не только государство, но и непосредственно сама нефтяная компания, 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, нефтяная компания 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 (рис. 4.1). В-третьих, наступает черед революционных изменений и в самой технологии проектирования. На смену просуществовавшей не одно десятилетие последовательной технологии приходит интегрированная или синергетическая технология изучения и моделирования месторождений УВ. Цель — сокращение рабочего цикла на 50%. Применение интегрированной технологии моделирования призвано в 2–3 раза сократить время проектирования, на порядок уменьшить капитальные затраты на проектные решения и необходимое число специалистов.

Требования к цифровому месторождению:

- общий технологический цикл;
- итеративная многовариантность;
- интеграция с оценкой рисков и экономикой;
- совместный анализ всей командой специалистов;
- простота и функциональность;
- интегрированная модель;
- анализ рисков.

Задача XXI века — освоение и разработка цифрового месторождения в режиме реального времени, основными преимуществами которого являются:

- быстрая оценка сценариев освоения и разработки;
- интеграция технологических циклов;
- снижение затрат за счет операций в реальном времени;
- дальнейшее повышение производительности технологических операций.

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; качественного и количественного описания задачи; формирования множества альтернативных вариантов РНМ; сравнения вариантов и выбора наилучшего. Постановка задачи нечеткого системного проектирования включает в себя следующие основные этапы:

- идентификацию нечетких целей функционирования системы РНМ и их классификации;
- построение нечеткой иерархической структуры проектной ситуации РНМ и ее представление в виде нечеткого графа и диаграммы Хассе (диаграммы максимальных цепей);
- формирование множества исходных типовых проектных ситуаций РНМ;
- структуризацию типовых проектных решений (вариантов разработки);
- определение множества рациональных вариантов разработки в пространстве поставленных целей и ограничений;
- выбор 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.

Проектирование разработки нефтяных месторождений тесным образом связано с прогрессом в области создания новых методов и технологий извлечения нефти УВ, 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 УВ. Проектирование РНМ как самостоятельная научная дисциплина развивается относительно медленными темпами. С одной стороны, это связано с тем, что проектные показатели объекта разработки являются коммерческой тайной добывающих компаний. Открытая публикация проектных показателей может существенно сказаться на финансовом положении компании. 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. Концептуальная схема проектирования должна строиться с позиций многокритериальности проектирования РНМ. 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 эксплуатационные объекты (ЭО); определена стадийность перехода с естественных режимов на активные методы воздействия (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.

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 1950-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. Основной задачей РНМ является прирост стоимости основных активов в режиме реального времени. Такая постановка задачи РНМ органично вписывается в одну из широко распространенных в настоящее время концепций — модель социально-этического маркетинга. 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 РНМ является нечеткой и расплывчатой с противоречивыми целями. Основная задача РНМ — находить компромиссное решение через проектный цикл в создании системы разра-

ботки. 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 начальных и текущих объемов углеводородов в пластах, технико-экономического обоснования, технологической схемы разработки и обустройства, проекта разработки и обустройства, периодического уточнения запасов и проектов разработки (обычно через 3–5 лет), проекта консервации месторождения. Аналогичный подход существует и у зарубежных нефтяных фирм.

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). 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, VIP, «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 (ВСТМ); 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.

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. 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. Основоположник науки о технологии добычи нефти в США М. Маскет (M. Muskat) также под основной целью РНМ понимал получение максимальной нефтеотдачи при минимальных затратах. Категории «наилучшая», «наиболее дешевая», «с наиболее высоким», «максимальная», «минимальная» относятся к «расплывчатым», нечетким понятиям. 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.

Моделирование процессов разработки позволяет получать многочисленные варианты системы разработки (СР). При традиционном подходе к прогнозированию разработки в основном используют 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).

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 на УВ. 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 компания), высокоприбыльная в текущем году, при очеред-

ном скачке цен на нефть или инфляционного уровня может оказаться нерентабельной и низкоприбыльной. «Летучесть» цен в нефтегазовой промышленности сегодня — это норма финансовой 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. Сложность задачи возрастает с увеличением числа пластов на залежи. Представляется целесообразным на предварительном этапе (до полномасштабного моделирования) определиться с основными вариантами объединения пластов в ЭО. Задача выделения ЭО ставится как выделение минимального числа объектов (т.е. расчленение на крупные многопластовые объекты), что позволяет разрабатывать месторождение меньшим числом 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 заключение. Задача выделения ЭО является многокритериальной нечеткой с нечеткими ограничениями. Некоторые авторы полагают, что выделение ЭО должно способствовать достижению планируемого уровня добычи нефти на начальной стадии разработки, а в дальнейшем — достижению максимально возможной по технико-экономическим условиям нефтегазоотдачи пластов. 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. Выделенный ЭО 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 нестрого 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). 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. 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 понимается такое, которое обеспечивает, возможно, меньшую себестоимость добычи нефти и, возможно, наибольшую углеводородоотдачу. Это положение приводит к парето-оптимальной постановке задачи размещения скважин. Размещение, которое обеспечивает наиболее высокие технико-экономические показатели при выполнении заданных условий разработки, называется *рациональным*.

Категории «темпы добычи нефти», «высокий коэффициент извлечения нефти», «неравномерная сетка скважин», «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. Целесообразно, чтобы динамика добычи нефти характеризовалась стабильным максимальным уровнем. Наилучшие технологические и экономические показатели достигаются, если продолжительность существования плато с относительно стабильным уровнем добычи жидкости не превышает срока эксплуатации скважин (около 20 лет).

Постановка задачи выбора рационального варианта разработки является также нечеткой. Из расчетных вариантов выбирают оптимальный, соответствующий требованиям, предъявляемым к рациональной системе разработки. Некоторые авторы полагают, что из всех расчетных вариантов

следует выбрать тот, который позволит получить заданный уровень добычи УВ с наименьшими трудовыми и материальными затратами и при наибольшей степени использования запасов нефти. 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, заключается в том, что из всех расчетных вариантов разработки следует выбирать тот, который в наибольшей 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 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 углеводородоотдача U_1 и максимальный чистый дисконтированный доход U_2). С точки зрения первой цели наиболее предпочтительна точка В, а с точки зрения второй цели — точка А (рис. 4.2). 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 достижения 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. 4.4). Априорным при выборе варианта РНМ является правило абсолютного предпочтения: вариант y_i предпочтительнее варианта y_j , если он предпочтительнее его по всем оцениваемым параметрам: $y_i \geq y_j \Leftrightarrow \forall k \ r_k(y_i) \geq r_k(y_j)$, где $r_k(y)$ — ранговая оценка y по k -му параметру. Множество вариантов РНМ, которые не доминируют по правилу абсолютного предпочтения, называется *множеством Парето* (или Π -оптимальными вариантами РНМ), иногда эффективными вариантами РНМ по Парето. В то же время сама методология нечеткого

системного проектирования, в которой все задачи проектирования рассматривались в нечеткой постановке и проектные решения ищались на пути наиболее полного удовлетворения поставленным нечетким и противоречивым целям проектирования, находится на начальном пути становления и развития.

Задачи РНМ многокритериальны по своей сути. Объект разработки – месторождения УВ – описывается множеством разнородных параметров и характеристик: геологических, экономических, технологических, технических, экологических, физико-химических и др.

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. Месторождения 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 внешним 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 — слабоопределенная, 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 вычленивать 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.

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 одной 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 хорошо структуризованными зада-

чами, 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. Системный анализ ориентирован на решение слабоструктуризованных задач. Разработанные в рамках системного анализа математические процедуры нахождения решения в слабоструктуризованных задачах направлены на поиск компромисса между многими противоречивыми 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 выражены 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.

Хорошо структуризованные 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. Подобной согласованности в расчетных и фактических параметрах непосредственно при осуществлении РНМ добиться не удастся. Это происходит из слабой определенности 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

ции направлены на решение задач с непрерывными переменными и единственной целевой функцией (функционалом). Эти методы предназначены для хорошо структурированных 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 постановки 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». Поэтому использование методов классической оптимизации в приложении к таким сложным геолого-техническим системам, как нефтяные месторождения, с нашей точки зрения представляется малоубедительным, 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 разрешима. 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. Метод анализа иерархий (Analytic Hierarchy Process) относительно новый, он находит широкое применение при решении многокритериальных задач в сложной обстановке с иерархическими структурами. 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 УВ-залежей, глубиной анализа и качеством проектных решений на стадиях проектирования: при предварительной экспертной оценке, ТЭО, создании технологической схемы и в итоге в полномасштабном проекте разработки (рис. 4.3). 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 (рис. 4.4). 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.

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. 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). Информация о геолого-технической системе по своей сути точечная, неохватывающая в полной мере всю систему в це-

лом. 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. 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 предназначена для математических операций и структур с элементами, которые частично или неполно принадлежат множеству.

В системном подходе к РНМ одним из основных является понятие цели. 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 (компания, банк, потребитель, 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, 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. 4.7 представлены области для одной i -нечеткой

$\tilde{A}_i, \tilde{B}_i$ 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. 4.5 представлена также парето-оптимальная область размытых целей РНМ в пространстве критериев (u_1, u_2) и построены функции принадлежности $\mu_P(u_1)$ и $\mu_P(u_2)$ парето-оптимальному множеству нечеткой цели — $\tilde{P}_i$. При этом $\tilde{P}_i \subset \tilde{A}_i$. Нечеткая цель, таким образом, тесно связана с общими характеристиками функционирования СР как сложной системы — неопределенностью, «размытостью» и неразличимостью.

4.2. Проблема больших данных (BigData)

Моделирование сочетает в себе параметры, характеризующие резервуар. Сейсмические данные используются для определения структурных характеристик искажений картирования, чтобы обнаружить стратиграфические изменения и картирование осадочных поверхностей (различие между породами и проявление этих границ) для обнаружения углеводородов.

В соответствии с графиком соотношения пористости-проницаемости при коротаже мы получаем информацию о профиле проницаемости. Каротаж предоставляет информацию о пористости, насыщенности, глубине, толщине продуктивной зоны резервуара. Благодаря испытаниям скважины мы получаем информацию о резервуаре, скин-эффекте, границах водосборных площадей и т.д. С помощью таких исследований можно с большей уверенностью предположить наличие месторождений углеводородов. Все данные размещены в ячейке, которая служит основанием для построения модели сетчатой конструкции.

Результаты геофизических исследований могут лишь косвенно оценить средние параметры пласта; они не могут дать подробную картину распределения свойств. Необходимо решить проблему интерполяции и экстраполяции измерений в скважинах и в затрубном пространстве. Ключевой проблемой в разработке углеводородных месторождений является построение модели пласта, что позволяет надежно прогнозировать объемы производства, используя различные сценарии разработки.

После бурения ряда оценочных скважин или после нескольких лет добычи геолог-нефтяник может создать модель геологического строения межскважинного пространства. Эта модель является концептуальным представлением структуры элементов породы (русла рек, осадочные глины), в рамках которой позже можно определить особенности распределения петрофизических свойств. Такие модели оказывают значительное влияние на выбор тех или иных решений с экономической точки зрения. В качестве примера можно упомянуть выбор местоположения скважин, герметизацию проектной сетки разработки или построение гидродинамической модели, когда полученные результаты влияют на выбор стратегии разработки.

Корреляционные диаграммы воспроизводят особенности геологической среды, в том числе скважинные данные, а также информацию об условиях осадконакопления, связи и геометрию фаций. Построение трехмерной геологической модели вручную почти невозможно. В результате концептуальная геологическая модель часто значительно отличается от моделей, используемых в гидродинамическом моделировании, потому что трехмерные модели, используемые инженерами-нефтяниками, не отражают геологическую информацию, содержащуюся в подробных двумерных корреляционных схемах. В большинстве случаев геолог также может построить другие геологические разрезы или схемы корреляции, которые бы также соответствовали имеющимся скважинным данным и информации о геологическом строении, что характерно для этого типа осадочной среды.

Уровень спецификации в каждом из четырех этапов зависит от стадии разработки месторождения. Когда существует ограниченное количество скважин на стадий разведки, достаточно смоделировать пакки породы с учетом расчетной проницаемости из-за высокой степени неопределенности. Литологическое изменение петрофизических свойств может быть смоделировано более подробно на последующих стадиях разработки месторождения.

4.3. Интегрированное моделирование залежей нефти и газа

Основные этапы создания трехмерных моделей месторождений нефти и газа. На рис. 4.6 схематично представлены основные этапы создания трехмерных моделей месторождений нефти и газа. Все этапы взаимосвязаны и взаимодополняемы по мере обработки информации о пласте и насыщающих флюидах.

Интерпретация геофизической информации и петрофизических параметров позволяет выделить разрывные нарушения, часто встречающиеся в коллекторах карбонатного типа.

Построение структурной модели порового пространства позволяет выяснить распределение вертикальных и горизонтальных трещин и, как следствие, определить преобладающее течение вдоль или перпендикулярно напластованию.

Построение статической модели резервуара позволяет выяснить распределение флюидов в продуктивном пласте, зависимость основных параметров жидкости и газа от конкретных геолого-физических условий. Фациальный анализ продуктивных пластов, учитывающий обстановку осадконакопления и архитектуры фаций, способствует построению более детальной геолого-статической модели пласта. Анализ результатов гидродинамических исследований позволяет выявить распределение основных свойств пластов как по вертикали, так и по площади.

Результаты вышеперечисленных исследований учитываются при построении гидродинамической модели фильтрации флюидов в конкретном продуктивном пласте. Построение уточненной динамической модели основано на выделении типовых потоковых элементов, которые в основном, зависят от текстуры осадконакопления. Это особенно важно для карбонатных пород, так как текстура карбонатных пород оказывает значительное влияние на изменчивость проницаемости и распределение связанной воды.

Оптимизированный сценарий разработки или доразработки месторождения с использованием современных компьютерных технологий, безусловно, отличается меньшей степенью рисков и высокой рентабельностью.

Для большинства месторождений характерна невысокая ПСС. Недостаток информации о межскважинном пространстве является критическим при описании пласта и моделировании разработки. Сложившаяся ситуация диктует разработку новых математических подходов, позволяющих создавать удовлетворительные модели геологии и разработки залежей нефти и газа – это стохастическое и нечетко-стохастическое 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 годы является то, что это геолого-управляемый подход, тогда как классические методы скорее можно отнести к алгоритмо-управляемым подходам. Стохастические модели строятся путем моделирования в первую очередь неоднородностей большого масштаба (например, основные структурные элементы залежи), а затем уже – неоднородностей мелкого масштаба (петрофизические особенности).

Успех стохастического моделирования опирается на разработки в области построения седиментологических моделей, учитывающих обстановку 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 различно. 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 годы 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 геостатистических 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 позволяет быстрее учитывать новую промысловую информацию, в том числе от бурения новых скважин.

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.

Возможная геологическая модель

Описание нефтяной залежи содержит разнородную информацию, поэтому 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. Возможные (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 возможных моделей.

Неоднородность пласта. Экономически эффективная разработка новых и существующих нефтегазовых ресурсов настоятельно требует углубленного понимания природы и характера пластов. Неоднородность пласта определяется следующими основными факторами: системой осадконакопления, типом структуры, диагенезом, свойствами жидкостей и режимом пласта. Традиционными петрофизическими исследованиями охватывается шриф площадью до 5 м^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); мега-скопическая (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 горизонтальных (наклонных) либо вертикальных скважин.

Неоднородность пласта может быть смоделирована путем присвоения ячейкам 3М-решетки различных значений параметров. Перетоки между соседними блоками могут быть учтены путем ввода коэффициента перетока между блоками — M_i (в мкм^2), где $i = x, y, z$. Коэффициент перетока M_i определяется как среднегармоническое абсолютных проницаемостей в соседних блоках:

$$M_i = (2k_{ip}k_{ip+1})/(k_{ip}+k_{ip+1}),$$

где $p = 1, n - 1$ — число узлов в направлении i .

Введение коэффициента перетока между соседними блоками позволяет моделировать глинистые прослои с абсолютной проницаемостью $k \geq 0,0$, сцементированные зоны, разломы, заполненные низкопроницаемыми осадками. Коэффициенты перетока между соседними блоками очень часто используются для представления латерально непрерывных глинистых барьеров (рис. 4.7а). Коэффициент песчанистости отражает долю порового объема, занятого глинистыми слоями.

Концептуальное моделирование. Моделирование РМУ включает построение концептуальной модели, модели описания пластов и разработки залежи. Концептуальная 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 концептуальной 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.

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 миниизмерениям проницаемостей в обнажениях. На основании этих исследований строится концептуальная модель. 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 (рис. 4.7а). Возможные варианты размещения элементов осадконакопления проигрываются на компьютере и из них выбираются наиболее вероятные. 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. 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 3М-дискретной решетки залежи варьирует от $50 \times 50 \times 0,5$ до $200 \times 200 \times 2$ м. При этом количество ячеек в дискретной решетке залежи УВ достигает 1 млрд 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 1960-х гг. 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. 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.

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.

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 1980-х гг. Но наиболее интенсивные исследования в этом направлении отмечаются в последние годы. Предпосылкой использования стохастических моделей в РМУ послужили следующие факторы: неполная информация о пластовых размерах, внутренней архитектуре и изменчивости пластовых свойств во всех измерениях; сложное пространственное размещение основных структурных элементов (фаций) пласта; масштабирование при установлении 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 стохастического моделирования, была разработка морских месторождений, которая революционизировала многие процессы в технике и технологии, в том числе и в компьютерном моделировании. Как правило, разработку морских месторождений 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 геологи-

ческой 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, речных и дельтово-береговых, карбонатных, глубоководно-морских конусов выноса, золовых, конуса выноса дельты, дельтовой равнины, фронта дельты, ледниковых.

Стохастические геологические модели предназначены для использования в математическом и численном моделировании разработки пласта, контроле за разработкой залежи, оптимизации доизвлечения оставшихся УВ, оптимального размещения скважин. 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 интерпретация 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 бывает непрерывным и постоянным. 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, конусы 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.

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. 4.8. Процесс создания стохастической модели обычно двухстадийный. На первой стадии создается дискретная модель для широкомасштабных седиментологических 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 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 (рис. 4.9). 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 стохастического моделирования обычно состоит из четырех шагов: геологического изучения и геостатистического 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 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 $100 \times 100 \times 10$ до $300 \times 300 \times 30$ 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.

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 (рис. 4.10). В противном случае прибегают к моделированию распределения песчаных тел внутри глинистого слоя. 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 слои 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 распределение в зонах и влияние на движение флюидов. Под глинами понимаются тонкослоистые глины, глинистые пропластки и массивные глинистые покрывки. Предполагается, что глины случайно распределены в пространстве, за исключением точек, в которых расположены скважины. На основании анализа обнажений аналогичных пород строятся кумулятивные кривые распределения глин как по толщине, так и по длине (рис. 4.11). На этом рисунке представлены вероятности распределения глинистых включений по длине и ширине для условий осадконакопления.

В одном из подходов залежь представляется 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. 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. 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 крайтинга. 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 числа 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 г.) 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.

Модель меченых точек (1 на рис. 4.8) 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 Н. Haldorsen, L. Lake (1984 г.), 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. Их применение связано с тем фактом, что речные песчаные тела распределены в пространстве не чисто случайно, а скорее циклично 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.

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 оловых 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; распределение глинистых тел в песчаном слое, разломов и сбросов; местоположение, размеры и ориентацию фаций (дельтовых, речных, карбонатных). Дискретная стохастическая модель условно подразделяется на детерминированную и стохастическую. 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 — 3М марковское случайное поле (3D-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); 2 – марковские случайные поля; 3 – усеченные случайные функции; 4 – двухточечные гистограммы (рис. 4.8). Основным методом 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, 6 – универсальный и точечный крайкинг, 7 – фрактальные поля (рис. 4.8). 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.

Метод меченых точек (1 на рис. 4.8) 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. 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. Генерация глинистых слоев продолжается до тех пор, пока не будет достигнута определенная доля глинистых слоев для выбранной зоны пласта. Эта доля находится из анализа дан-

ных 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, золотые, 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; случайного заполнения 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. 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. К недостаткам этого подхода следует отнести то, что предполагается независимость распределений фаций друг от друга.

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 Н. 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.

Моделирование случайных марковских полей (2 на рис. 4.8). 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, имитирует 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. 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. Марковский процесс — это процесс, в котором текущее состояние зависит только от предшествующего состояния. Для однородной марковской цепи (т.е. в которой условные вероятности не зависят от времени t) совокупность вероятностей можно записать в виде матрицы

$$A = (P_{ij}),$$

где $P_{ij} = P(x_{t+1} = j \mid x_t = i)$. Тогда для n -кратной степени

$$A^n = P_{(n), ij},$$

где $P_{(n), ij} = P(x_{t+n} = j \mid x_t = i)$.

Случайные гауссовские поля (5 на рис. 4.8). 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. Функция распределения каждой фации в пространстве полагается подчиненной нормальному (гауссовскому) распределению.

Метод крайгинга (6 на рис. 4.8) используется для интерполяции коррелируемых поверхностей между скважинами.

Фрактальные поля (7 на рис. 4.8). 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 (В. В. Mandelbrot, 1969; В.А. Emmanuel et al., 1989). Задача выделения однородных областей в залежи, весьма актуальная при дискретизации 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.

Интегрированная модель месторождения использует данные сейсмики, бурения, геофизики, геохимии, гидромеханики, петрофизики и др. Использование широкого спектра данных позволяет создать оптимизированный (с меньшим риском и высокой отдачей) сценарий разработки месторождения при помощи современной компьютерной технологии. Подготовительная работа по созданию модели включает в себя следующие этапы: описание характеристик пластов; создание статической, динамической моделей и формирование базы данных. Все эти элементы взаимосвязаны. Доставка или извлечение информации из базы данных происходит на каждом этапе. Каждая ячейка базы данных включает в себя: проницаемость, пористость, плотность, координаты ячейки, начальную насыщенность флюидами, начальное давление, свойства жидкости и относительную проницаемость пласта.

Отправной точкой стохастического моделирования пласта является интерпретация существующих сейсмических данных. Отбор многочисленных поверхностей производится после временной миграции с последующей интерполяцией и преобразованием глубины с использованием модели средней скорости. Хроностратиграфические поверхности с высоким разрешением, которые невидимы на сейсмограмме, можно интерполировать между скважинами. Очень важна конструкция точной схемы наложения. В благоприятных случаях границы комплексов или поверхности нагнетаемой воды могут быть ценным источником информации. Фундаментальная роль применения хроностратиграфической корреляции заключается в описании структуры формации, например, общей мощности каждого стратиграфического блока.

Есть два типа моделей

1. Объектно-ориентированные модели. Этот метод моделирования является относительно простым: каждый тип песчаной структуры моделируется с помощью упрощенной геометрии и статистической информации о размере: потенциальные варианты интерпретации каротажных диаграмм, а также основные элементы неопределенности, которые должны быть приняты во внимание в моделировании. Толщина песчаной структуры может быть определена на основе статистических гистограмм толщин горизонтов,

наблюдаемых в скважинах, а их ширина может быть определена на основе их размера с использованием соотношения между толщиной и шириной.

В настоящее время объектно-ориентированные модели позволяют создавать много различных вариантов для геологических условий. Первоначально объектно-ориентированные модели были ограничены в основном случайным определением пространственного расположения глиняных прослоек, но такие виды существующих моделей требуют использования сложных ограничений, основанных на геологических данных.

2. Моделирование индикатора. Моделирование индикатора используется в некоторых прикладных исследованиях для распределения генетических песчаных тел. Основное различие между индикатором и объектно-ориентированным моделированием заключается в достижении характеристик неоднородности пласта. Песчаные или глинистые структуры моделируются как объекты, распределенные при объектно-ориентированном моделировании. Эти объекты можно описать, используя специфическую (но произвольную) форму или размер. Описание геологической структуры дается с помощью «вариограмм индикатора» в индикаторном методе.

Классификация может быть использована для сравнения алгоритмов объектно-ориентированного моделирования и индикаторного моделирования на основе различных повторных, последовательных и прямых методов. Итерационные методы реализуются на первом этапе случайной трехмерной модели, которая не отвечает всем ограничениям в соответствии с входными данными. Модель создается шаг за шагом и на каждом этапе проверяется на соответствие указанным ограничениям. Прямые методы основаны на математическом алгоритме, который предусматривает отчет о всех условиях ограничений, не повторяясь.

Конечной целью стохастического моделирования для инженера-конструктора является надежное воспроизведение пространственного распределения петрофизических свойств для последующего гидродинамического моделирования: моделирование генетических элементов и литологических характеристик, которые могут быть полезны для представления характеристик геологической структуры.

Пакет программного обеспечения Petrel позволяет дать описание резервуаров в режиме реального времени. Интеграция геофизики, геологии и разработки месторождений в рамках одной модели способствует эффективному сотрудничеству между членами команды проекта и позволяет оценить сценарии разработки и использования гидродинамических моделей на ранних стадиях разработки. Понимание процессов, происходящих в резервуаре, обеспечивает более точную оценку активов, что позволяет прогнозировать начальные геологические запасы на более ранней стадии, предсказать поведение пласта и оценить капитальные и эксплуатационные затраты. Учет взаимосвязи данных и параметров помогает быстро обновить

модель, по мере того, как вводятся новые данные, контролировать сценарии для расчета точного анализа истории разработки и проанализировать риски и неопределенность в течение всего срока службы месторождения.

PIPESIM — это программный пакет для моделирования, проектирования и анализа систем наземной инфраструктуры и трубопроводов. Модули PIPESIM используются для таких анализов, как моделирование скважины, оптимизация механизированной эксплуатации, моделирование трубопроводов и технологического оборудования для планирования разработки месторождения. Программа является незаменимым инструментом в расчетах наземной инфраструктуры и пропускной способности трубопроводов. Она поддерживает комплексный подход, связывающий скважины с производственной мощностью наземного оборудования. Важной особенностью является интегрированная и открытая конструкция системы. Это позволяет разработать полную модель структуры добычи, начиная с месторождения и заканчивая в центральном пункте сбора и сдачи продукции. Моделирование установившегося многофазного течения для нефтяных и газовых систем представляет собой моделирование эксплуатационной системы, чтобы увеличить дебит нефтеотдачи, принять правильные решения по управлению производственной системой, моделирование добывающих и нагнетательных скважин; расчет потерь давления и температуры в скважине, проектирование и анализ механизированной эксплуатации (электрические погружные штанговые насосы, газлифт), моделирование сложных систем для сбора и подготовки различных жидкостей, насосных систем, промысловых трубопроводов; рассмотрение взаимодействия между скважинами, трубопроводами и сооружениями, расчет требуемого диаметра трубопровода, моделирования и расчет различных видов смесей, в том числе вязких и высоковязких нефтей, прогноз образования гидратов, воска, асфальтенов; парафиновых областей в трубах, прогноз выпадения конденсата в ПЗС и определения ее размера; расчет коррозии и эрозии; модель исследований чувствительности и ее оптимизации, модель интеграции системы сбора с системой добычи скважины и гидродинамическая модель месторождения.

Пакет программного обеспечения «Drilling Office» (офис бурильщика) является современной системой программного обеспечения, состоящей из отдельных модулей, которые позволяют проектировать и оптимизировать процессы в строительстве и бурении скважин. Программа используется как в проектировании, так и в бурении скважин. Эта программа позволяет регулировать методы, способы бурения, строительство и схему буровой колонны, ее оборудование на основе фактических данных. Это позволяет не только качественно оптимизировать буровые процессы, но и предупредить потенциальные аварийные ситуации при сооружении скважин.

Программный пакет «ProSource» — это приложение, которое позволяет реализовать процесс поиска и управления данными, распределенными в многочисленных и разнообразных подсистемах. Программа позволяет визуально интегрировать, осуществлять одновременный поиск, сравнивать, посмотреть и редактировать данные. Особенностью программы является возможность сравнивать и просмотреть данные из различных источников путем каротажного интерфейса, таблицы и формы, снижая потерю времени экспертов для разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений в решении проблем сбора и подготовки исходных данных для проектов, улучшение эффективности совместной работы проектных групп посредством создания и использования единой информационной среды.

4.4. Технология будущего — Гигаячейное моделирование

Для моделирования гигантских умных месторождений нефти и газа на море и на суше компания Saudi Aramco использует пакет GigaPowers. Геологические модели этих месторождений могут иметь порядка несколько миллиардов клеток. На практике, в связи с ограниченными возможностями компьютеров эти модели высокого разрешения часто масштабируют с фильтрационными моделями в несколько сот миллионов клеток. Новый параллельный симулятор пласта GigaPOWERS™ работает с геологическими моделями с/или без минимального масштабирования. Добычу самого гигантского в мире нефтяное месторождение с длинной историей добычи теперь можно смоделировать с помощью более 1 млрд клеток за несколько часов. Эта технология обеспечивает высокоточное описание процессов внутри резервуара, вытеснение нефти. Это очень мощный инструмент для проектирования новых сценариев добычи с использованием самых рентабельных средств.

Использование модели с мелкозернистой сеткой высокого разрешения приводит к двум основным видам преимуществ: моделированию без масштабирования (up-scaling), и более высокой точности численного решения за счет меньшего размера сетки. Мелкозернистая сетка способствует устранению негативных последствий огрубления сетки путем масштабирования. Учёт неоднородности пласта в моделях коллектора имеет важное значение. Если это не будет достигнуто, то моделирование строится на усредненных свойствах пласта, в этом случае результат, достигнутый модулятором, будет отражать усредненную производительность пласта. В частности, движение жидкости между скважинами в значительной степени искажается моделями масштабирования. Хотя измеренные характеристики, такие как давление в скважине, обводненность и газонефтяной фактор, могут быть откалиброваны в скважинах с масштабированными (огрубленными) моде-

лями, то моделирование распределения нефти и воды в пласте (между скважинами) в огрубленной модели существенно уступает аналогичному моделированию в мелкозернистых моделях, в которых неоднородность пласта должным образом представлена. На рис. 4.12 показана модель с крупной сеткой, состоящей из 6 миллионов ячеек, в которой прорыв газовой шапки в горизонтальную добывающую скважину происходит после 2 лет добычи. Тогда как в модели с мелкозернистой сеткой, насчитывающей 166 миллионов ячеек, не отмечаются прорывы газовой шапки в горизонтальную скважину после 2 лет добычи (рис. 4.13). При мегаячейном моделировании вода продвигается в пласте гораздо быстрее и охватывает большую площадь, не оставляя позади себя нефть (рис. 4.14). Это хороший пример иллюстрации влияния численной дисперсии при мегаячейном моделировании, при котором получаются нереальные сценарии добычи.

Геологическую модель можно смоделировать, используя столько ячеек, сколько требуется для поддержания целостности всех данных, в результате чего модель пласта адекватно описывает поток жидкости в пласте, что очень важно для более точного управления пластом. Модели с мелкозернистой сеткой должны иметь достаточное количество вертикальных слоев, чтобы описать вертикальную неоднородность. В идеальном случае необходимо чтобы каждый вертикальный слой соответствовал шагу в каротажной диаграмме порядка (0,1–0,3 м), что достаточно для описания вертикальной неоднородности. Это важно для описания продвижения фронта обводнения воды и прорыва газа и для описания аналогичного движения жидкости внутри резервуара. На GigaPOWERS — кластерном компьютере с 2000 ядер — были построены геологическая и гидродинамические модели крупнейшего в мире морского нефтяного месторождения Safaniya с количеством ячеек в 1 миллиард и 8 миллионов ячеек соответственно. Гидродинамическая модель была построена с учетом 60-летней истории добычи (рис. 4.15). Размер сетки по площади 15 м. Время моделирования одного сценария разработки составило всего 15 часов.

Геологическая и гидродинамическая модели гигантского месторождения нефти Гхавар (Ghavar) (рис. 4.16) на суше состояли из 10 миллиардов и 32 миллионов ячеек соответственно. Была использована трехфазная модель «черной» нефти. Кластерный компьютер включал в себя 4000 ядер. Время расчета одного сценария разработки достигало 21 часов, включая 60 лет истории добычи на многих добывающих и нагнетательных скважинах. На рисунке красный цвет представляет нефть, а синий цвет — воду. Мелкозернистые модели должны иметь достаточное количество вертикальных слоев, чтобы захватить вертикальную неоднородность. GigaPOWERS удалось моделирование в полной мере крупнейшего в мире нефтяного резервуара Гавар на суше также с использованием 1 млрд и 320 млн активных клеток соответственно для геологической и гидродинамической моделей.

Вариант разработки был рассчитан с помощью трехфазного моделирования черной нефти. Используя 4000 ядер в компьютерном кластере, симулятор GigaPOWERS завершил работу в течение 21 часа, объединив 60 лет истории добычи, включающей много добывающих и нагнетательных скважин. Гигаячеестое моделирование показывает меньшую численную дисперсию. Гигаячеестое моделирование показывает, что будут зоны, не охваченные обводнением, в которых останется нефть. Гигаячеестое моделирование дает возможность для отбора большего количества углеводородов. Технология гигаячеестого моделирования раскрывает важные детали, которые позволяют инженерам и геофизикам создавать, запускать и анализировать результаты модели резервуара нефти и газа с большой точностью, что позволит компании добыть дополнительную нефть и газ (рис. 4.17).

Гигаячеестое моделирование показывает меньшую численную дисперсию. При моделировании были выявлены дополнительные нефтяные линзы, добычу нефти из которых предложено осуществлять либо бурением новых скважин по уплотненной сетке, либо бурением боковых стволов из существующих добывающих скважин. Гигаячеестое моделирование открывает новые возможности для извлечения большего количества углеводородов.

4.5. Интегрированная команда специалистов и ученых

Синергетические команды специалистов и ученых. Одно из новых направлений в прогнозировании разработки залежей — создание междисциплинарных команд на базе компьютерных технологий. Основная цель, которая преследуется при этом, — ускорение продвижения новых технологий в сейсмике, геофизике, промысловой геологии, разработке из исследовательских и академических лабораторий в нефтегазовые компании. Компьютерные технологии существенно увеличили возможности 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 цифровые. Проблема сравнения сотен и тысяч компьютерных вариантов разработки и обустройства залежи, которые могут быть сгенерированы при использовании традиционных, детерминированных и стохастических моделей, остается неразрешенной. Экономиче-

ские 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. 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 (сеймики, 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. При использовании метода

голосования обычно подсчитывают количество голосов, полученных по каждому аспекту, а при использовании 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.

Интегрированный 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.

Выводы

В главе дается обзор изменений, необходимых в создании умной компании. В ней также представлены примеры технологий и процессов, которые используются некоторыми умными компаниями. Внедрение таких технологий невозможно без интеграции людей, технологий и бизнес-процес-

сов. Комплексное моделирование необходимо, чтобы оптимизировать суточную добычу в краткосрочном тактическом планировании и долгосрочной стратегической разработке нефтяных и газовых месторождений. Использование умных и интегрированных технологий позволяет экспертам более эффективно поделиться своими знаниями, что находит отражение в производительности труда и позволяет принимать более обоснованные и точные решения, обеспечивая достижение максимальной прибыли. В настоящее время объектно-ориентированные модели могут претендовать на то, чтобы стать почти универсальным инструментом, который позволяет просчитать много различных вариантов для геологических условий. Гигачейское моделирование, как ожидается, выгодно для человечества в своем стремлении добывать больше углеводородов для поддержания экономического развития в мире.

Литература

1. *Chapman A., Forbes P.* Умная нефть и разработка сетевой организации // SPE- 128452 SPE Интеллектуальная энергетическая конференция и выставка, 23–25 марта 2010, Утрехт, Нидерланды.
2. *Crompton J., Gilman H.* Совместные операции в будущем // SPE- 127715 SPE Интеллектуальная энергетическая конференция и выставка, 23–25 марта 2010, Утрехт, Нидерланды.
3. *Еремин Н.А.* Управление разработкой интеллектуальных месторождений: учеб. пособие для вузов: В 2 кн. Кн. 1 М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2011. 200 с.: ил. ISBN 978-5-91961-019-9.
4. *Еремин Ал.Н., Еремин Ан.Н., Еремин Н.А.* Управление разработкой интеллектуальных месторождений: учеб. пособие для вузов. В 2-х кн. Кн. 2. М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2012. 210 с.: ил. ISBN 978-5-91961-329-7.
5. *Sagen J.* и др Динамическая модель для моделирования комплексного резервуара и трубопроводной системы // SPE- 147053 SPE Ежегодная техническая конференция и выставка, 30 октября – 2 ноября 2011, Денвер, Колорадо, США.
6. *Дмитриевский А.Н., Еремин Н.А.* Ресурсно-инновационная модель и решение актуальных проблем разработки месторождений нефти и газа // Нефть. Газ. Новации. 2012. № 10. С. 30–33.
7. *Hui Deng, Roberto Aguilera, Antonin Settari.* Интегрированный рабочий процесс моделирования резервуаров и моделирование потока непроницаемого газа в коллекторе Nikanassin в осадочном бассейне в Западной Канаде // SPE 146953 SPE Ежегодная техническая конференция и выставка, 30 октября – 2 ноября 2011, Денвер, Колорадо, США.

8. *Mason T.L.* и др. Комплексная оптимизации системы добычи с использованием методов глобальной оптимизации // Журнал промышленной и управленческой оптимизации (ЛМО) 2007, май. Т. 3, № 2. С. 257–277.
9. *Taylor W.C.* Решения Шеврона по цифровым нефтяным месторождениям и базовые бизнес-процессы максимизируют ценность месторождения McElroy, Западный Техас // SPE- 149668, SPE Intelligent Energy International, 27–29 март 2012, Утрехт, Нидерланды.

Вопросы к главе 4

1. Каковы цели и задачи создания интегрированной среды для совместного сотрудничества (ICE) в нефтегазовой компании?
2. Какие типы дискретных моделей нефтяных месторождений вы знаете?
3. Что такое 3D-геологическая (статическая) модель месторождений?
4. Каковы цели создания 3D-гидродинамической (динамической) модели для коллектора?
5. Что вы знаете о проблеме больших объемов данных (Big Data) в нефтегазовой отрасли?
6. Какие современные программные продукты нефтяных и газовых месторождений вы знаете?
7. Какие основные особенности технологии гигаячейстого моделирования?

Рисунки к главе 4

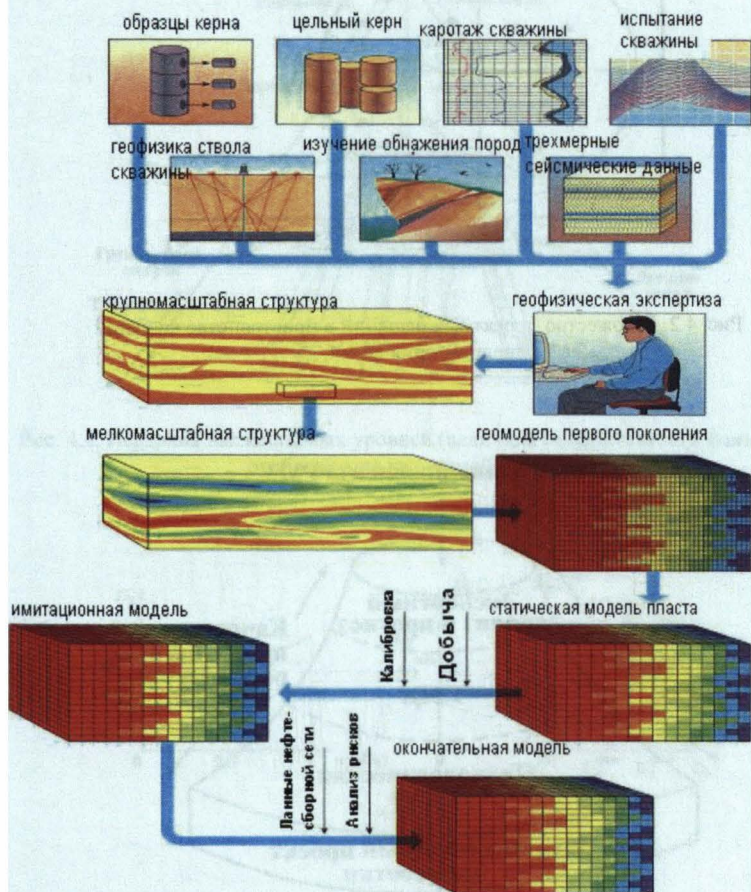


Рис. 4.1. Как создается цифровое месторождение

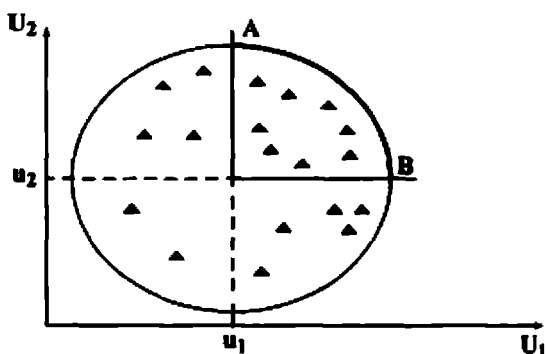


Рис. 4.2. Множество проектных решений в пространстве функций предпочтения U_1 и U_2



Рис. 4.3. Стадии прогнозирования РМУ

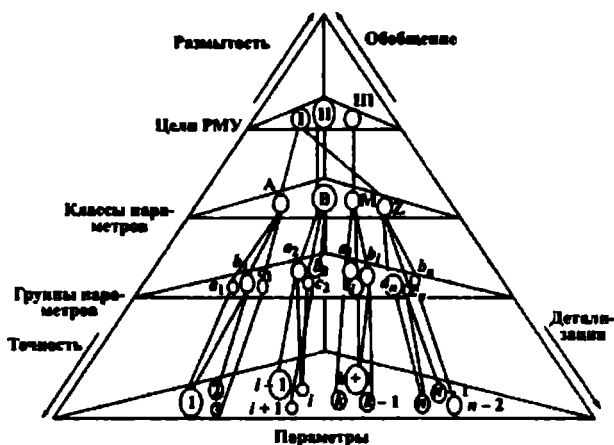


Рис. 4.4. Иерархия наслаиваемых уровней (величина приоритетности фактора отображается величиной круга)

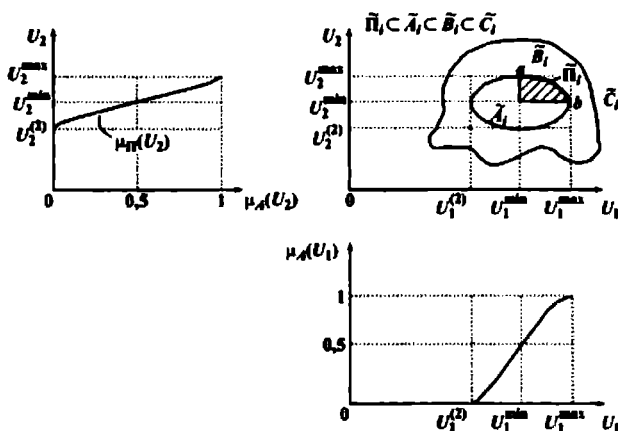


Рис. 4.5. Парето-оптимальная область размытой цели РНМ в двумерном критериальном пространстве параметров (U_1 , U_2) и соответствующие нечеткие функции принадлежности $\mu_P(U_1)$ и $\mu_P(U_2)$ парето-оптимальному множеству нечеткой цели $\tilde{P}_i$ (дуга ab)

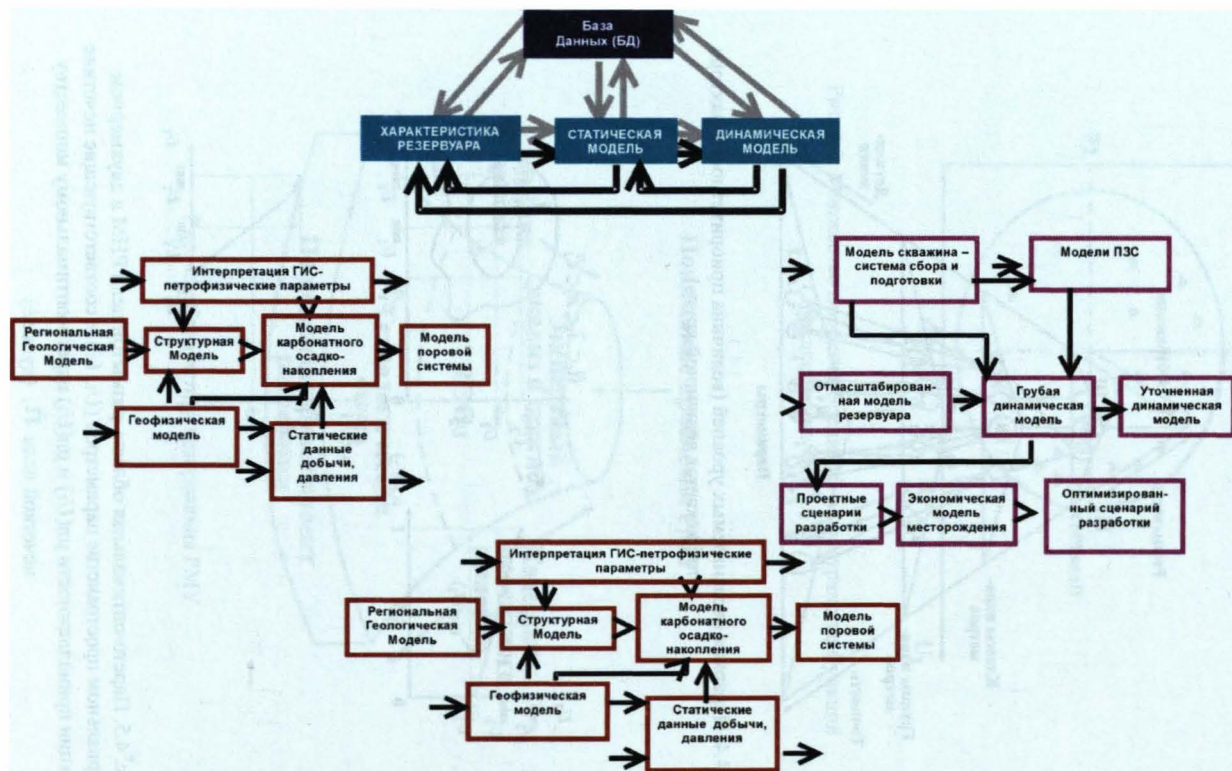


Рис. 4.6. Основные этапы создания 3М геологических и гидродинамических моделей месторождений УВ

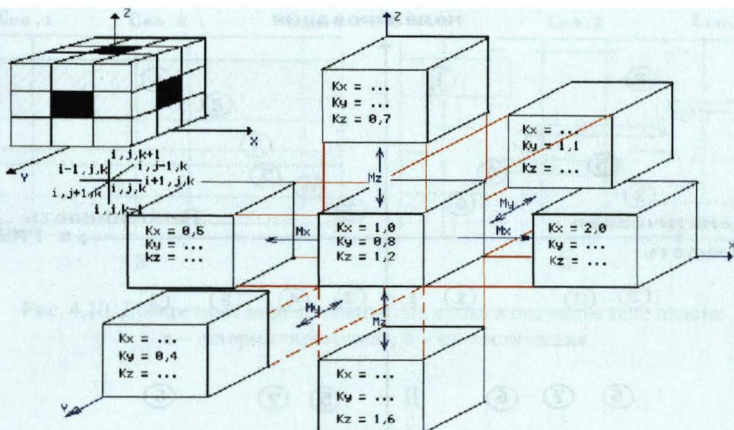


Рис. 4.7. Моделирование перетока флюидов между блоками решетки: K_i , $i = x, y, z$ – абсолютная проницаемость, мкм²; M_i – коэффициент перетока флюидов между блоками

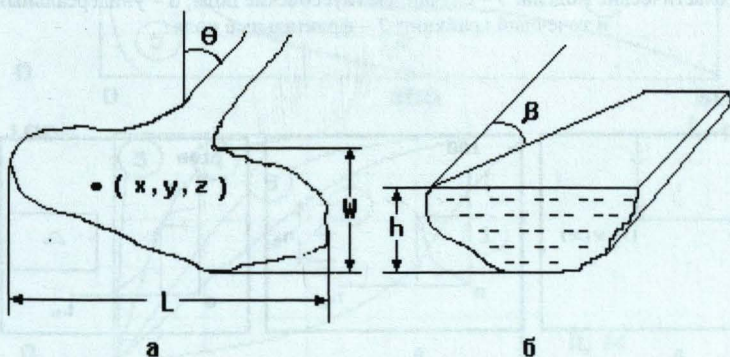


Рис. 4.7а. Пространственные параметры для задания положения морфологических элементов: а – вид сверху; б – вид сбоку; x, y, z – координаты центра тяжести; θ – угол, задающий ориентацию элемента относительно сторон света; L, W, h – соответственно длина, ширина и толщина элемента; β – сферический угол вращения элемента

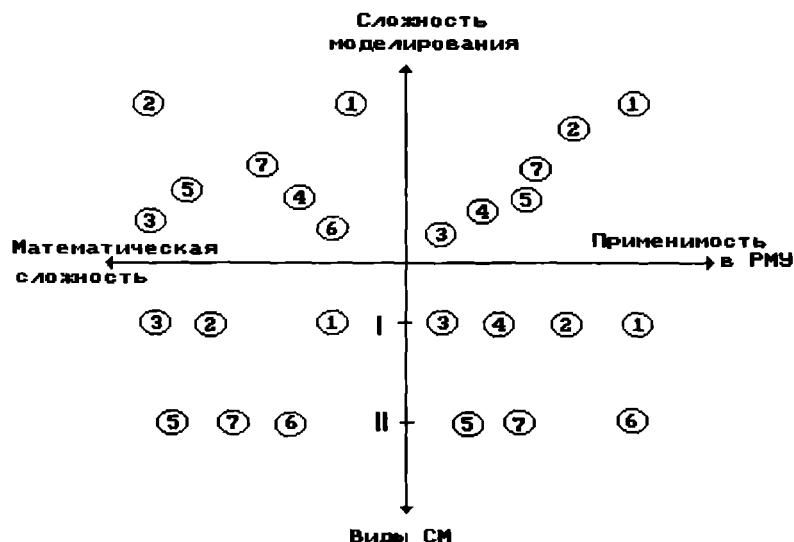


Рис. 4.8. Диаграмма условий применимости стохастических моделей:
 I – дискретные модели: 1 – метод меченых точек; 2 – марковские случайные поля;
 3 – усеченные случайные функции; 4 – двухточечные гистограммы;
 II – стохастические модели: 5 – случайные гауссовские поля; 6 – универсальный
 и точечный крайкинг; 7 – фрактальные поля

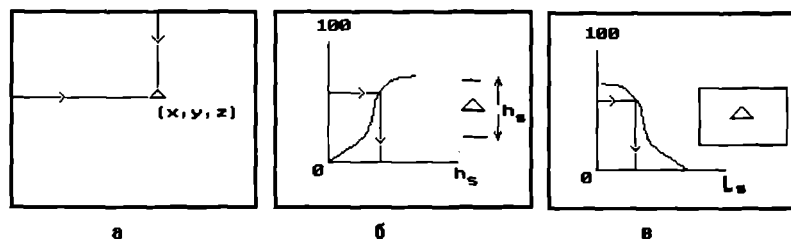


Рис. 4.9. Схема генерации геологических тел (глинистых прослоев; фаций), построенная с помощью метода меченых точек: а – случайное задание центра тяжести геологического тела; б – случайное задание толщины геологического тела; в – задание длины геологического тела

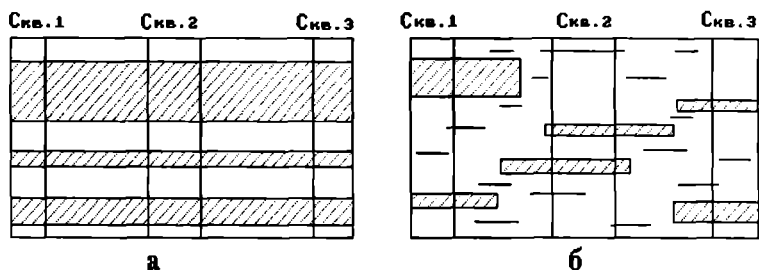


Рис. 4.10. Дискретные модели глинистых слоев в песчаном теле пласта:
а – детерминированная; б – стохастическая

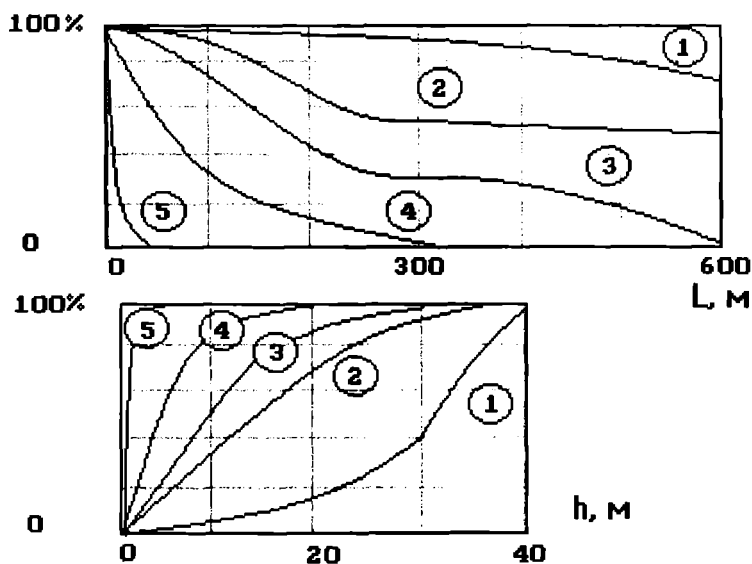


Рис. 4.11. Кумулятивные функции распределения глинистых слоев по длине L и толщине h

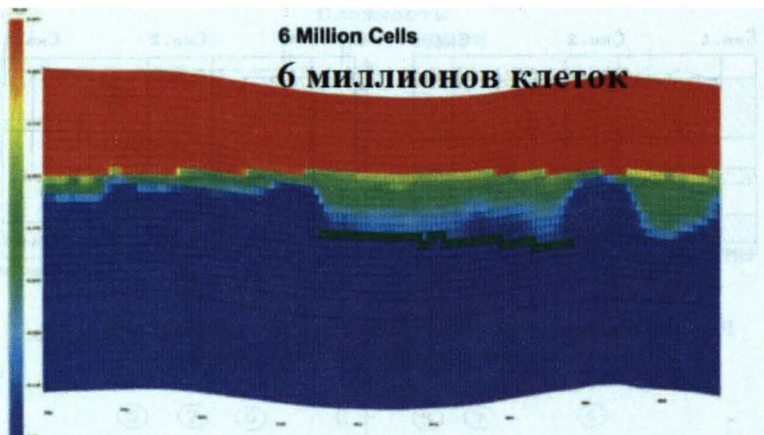


Рис. 4.12. Грубая модель сетки с 6 млн клеток, показывающая прорыв газовой шапки на горизонтальной скважине через 2 года добычи. *Source: Dr. Ali H. Dogru; Spring 2011, Saudi Aramco Journal of Technology*

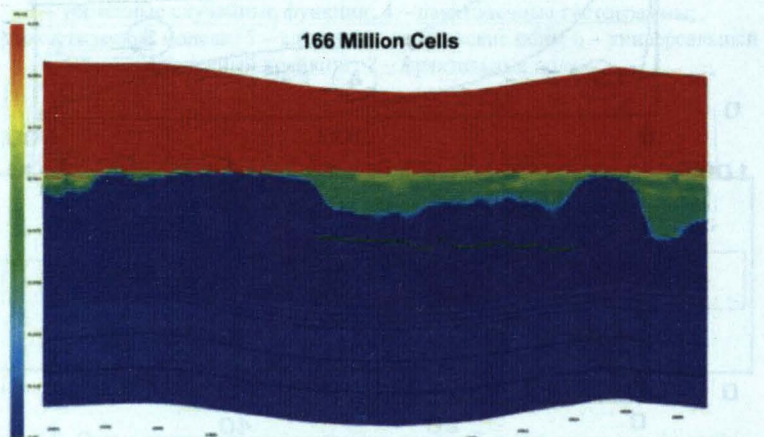


Рис. 4.13. Модель мелкозернистой сетки с 166 миллионами клеток, не показывающая прорыв газовой шапки на горизонтальной скважине через 2 года добычи. *Source: Dr. Ali H. Dogru; Spring 2011, Saudi Aramco Journal of Technology*

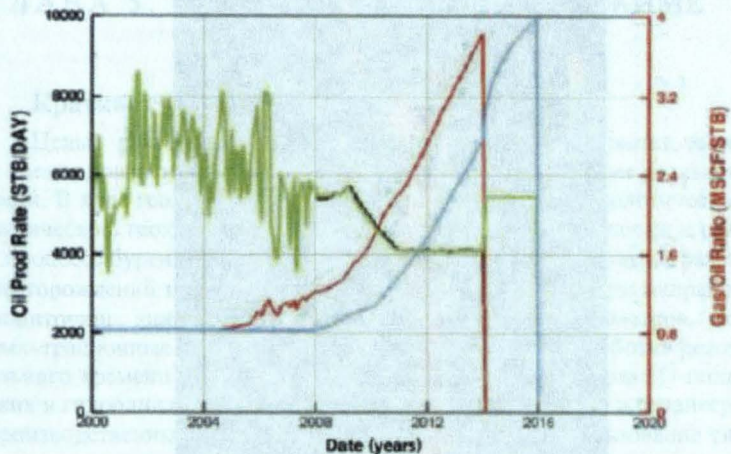


Рис. 4.14. Сравнение моделирования работы скважины (66 миллион ячеек – красный цвет и 166 миллион ячеек – синий цвет). Модель мелкозернистой сетки представляет более длительную добычу

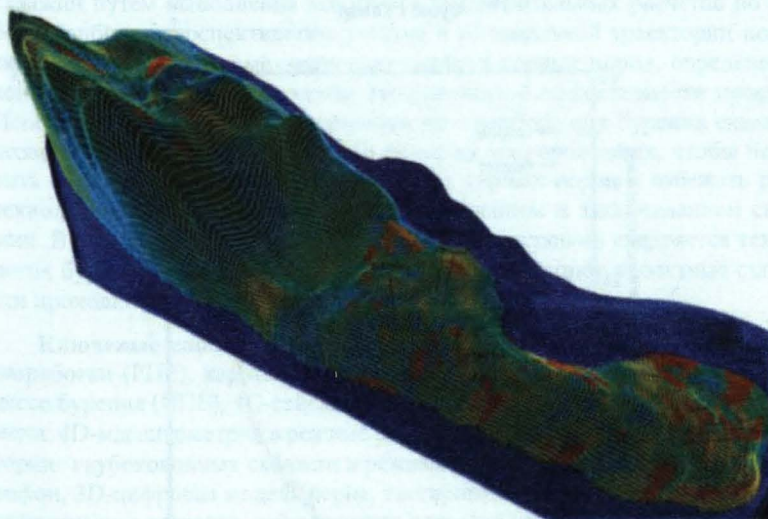


Рис. 4.15. Моделирование крупнейшего в мире морского месторождения Сафания в более чем один миллиард клеток. Source: Dr. Ali H. Dogru; Spring 2011, Saudi Aramco Journal of Technology

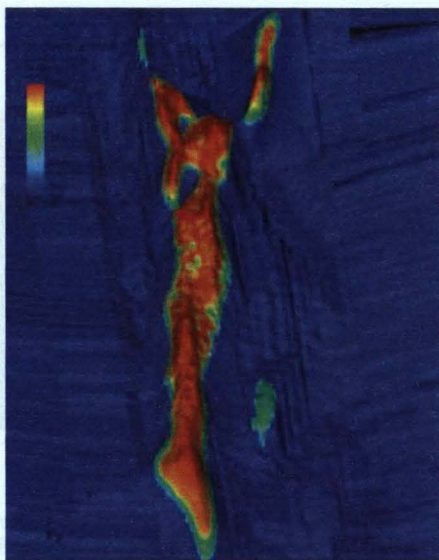


Рис. 4.16. Гигаячейное моделирование самого большого в мире месторождения на суше Гхавар

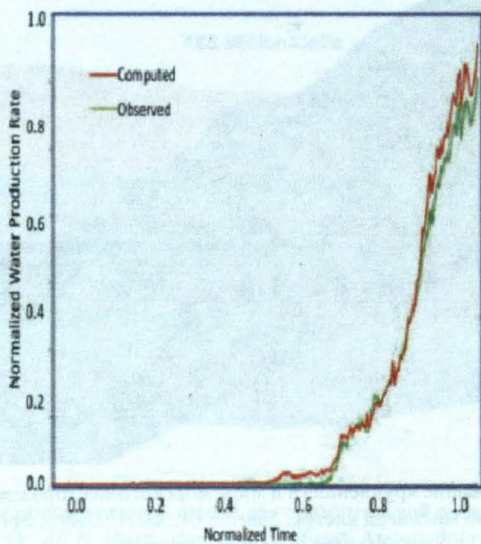


Рис. 4.17. Показатель обводненности месторождения Гавар на GigaPOWERS

ГЛАВА 5. РАЗВЕДКА И БУРЕНИЕ В РЕЖИМЕ РЕАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ

Краткое содержание

Целью разведки в процессе разработки (РПР) является выявление и оценка новых и текущих запасов углеводородов в режиме реального времени. В ходе геологоразведочных работ применяются геологические, геофизические, геохимические исследования измерения, каротаж и сейсмика в процессе бурения (MWD, LWD и SWD). Разведка в процессе разработки месторождений нефти и газа в режиме реального времени направлена на мониторинг динамики изменений геологических параметров, включая фильтрационные и емкостные. Разведка в процессе разработки режима реального времени способствует непрерывному обновлению 3D-геологических и гидродинамических моделей и уточнению кратко- и среднесрочных производственных прогнозов. В настоящее время использование системы геонавигации (геонаправления) при бурении эксплуатационных скважин, то есть мониторинг в процессе бурения в режиме реального времени, становится очень популярным. Передовая технология позволяет достичь максимальной эффективности проведения и продуктивности горизонтальных скважин путем выполнения комплекса предварительных расчетов по выбору наиболее перспективного участка и оптимальной траектории новой скважины, анализа геомеханических свойств горных пород, определения конструкции скважины с учетом экономической эффективности проекта. Использование комплексного каротажного прибора при бурении скважин позволило проводить дальнейшую разведку месторождения, чтобы получить надежную информацию о свойствах горных пород и избежать ряда технологических проблем, связанных с бурением и заканчиванием скважин. В результате месторождения, на которых успешно внедряется технология бурения в режиме реального времени, достигают проектные скорости проходки в кратчайшие сроки.

Ключевые слова: разведка в режиме реального времени в процессе разработки (РПР), каротаж в процессе бурения (КПБ), измерения в процессе бурения (ИПБ), 4С-сейсморазведка, 4D-гравиметрия в реальном времени, 4D-магнитометрия в режиме реального времени, акустический мониторинг глубоководных скважин в режиме реального времени, геофон, гидрофон, 3D-цифровая модель керна, тестирование умной скважины, микросейсмическая разведка, сейсмическая разведка при бурении (SWD), геонавигационная система, каротаж в процессе бурения, бурение в режиме реального времени, измерения в процессе бурения, удельное электрическое сопротивление, автоматизированные буровые установки, смещение, гори-

зонтальная скважина, система навигации, система е-бурение, центр управления бурением в режиме реального времени, геологическая модель в режиме реального времени, электромагнитный каротаж, направленная съемка, отклонение от азимута, оптоволоконные датчики, визуализация.

Основные темы главы

Инструменты для геологических, сейсмических, геофизических и скважинных исследований для мониторинга, контроля и управления процессами нефтяных и газовых месторождений в режиме реального времени. Центр по управлению месторождением и геологоразведкой, дальнейшей разработкой, геофизическим мониторингом в разработке нефтяных и газовых месторождений в режиме реального времени. Сейсморазведка в процессе бурения, разведка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений. Концепция 4С- и 4D-сейсмических данных для мониторинга разработки нефтяных и газовых месторождений. Каротаж в процессе бурения и эксплуатации скважин. Акустический мониторинг скважины в режиме реального времени. Микросейсмическая разведка забоя скважины. Методы исследования скважин, проектные параметры. Задачи управления геофизической разведкой в режиме реального времени. Разведка месторождения в режиме реального времени. Преимущества и недостатки 3D-сейсмических данных для контроля и мониторинга процессов разработки. Цели и основные задачи 4D-сейсмо-разведки. Преимущества и недостатки 4D-разведки на стадии разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений. Преимущества и недостатки 4С- и 4D-сейсмических исследований. Цели и основные задачи по использованию 4С-сейсмического мониторинга при разработке месторождений углеводородов. Основные преимущества и недостатки микросейсмической разведки в управлении освоением залежей в режиме реального времени: цели, основные направления, преимущества, недостатки. Задачи 4D-гравиметрии при дальнейшей разработке и бурении месторождений углеводородов в режиме реального времени: цели, руководящие принципы, преимущества и недостатки. Сейсморазведка в процессе разведки и бурения (SWD) в режиме реального времени: цели, основные задачи, преимущества и недостатки. Инвертированное вертикальное сейсмическое профилирование (ВСП) при разведочном бурении в режиме реального времени: цели, руководящие принципы, преимущества и недостатки. Скважинные измерения в режиме реального времени: основные объекты, преимущества и недостатки. Метод акустического каротажа в режиме реального времени. Пример использования 4D-сейсмических данных (технология компании BP «Life of Field Seismic Technology» — «Сейсмическая техно-

логия для жизни месторождения» на месторождении Valhall). Мониторинг бурения и дальнейшего бурения продуктивных скважин, зарезка боковых и горизонтальных стволов в режиме реального времени; геонавигационные системы при бурении продуктивных скважин и бурении наклонных и горизонтальных скважин (датчики измерения удельного электрического сопротивления, измерение в процессе эксплуатационного бурения в режиме реального времени; оптоволоконные датчики в процессе бурения); центр управления бурением эксплуатационных скважин, наклонных и горизонтальных скважин и капитальным ремонтом в режиме реального времени; автоматизированные и мобильные буровые установки, управление морскими буровыми платформами и судами в режиме реального времени; измерения в процессе эксплуатационного бурения и бурения наклонных и горизонтальных скважин; центры управления эксплуатационным бурением в режиме реального времени: основные цели и задачи создания, примеры; бурение боковых стволов и горизонтальных скважин в режиме реального времени; геонавигация в режиме реального времени — концепция, цели и задачи; визуализация навигационных систем на примере системы PeriScope (Schlumberger); геологическое моделирование в режиме реального времени при обслуживании скважин; мониторинг бурения скважин в режиме реального времени; преимущества систем мониторинга в процессе бурения в режиме реального времени; автоматизация бурения: преимущества и недостатки; концепция о системе E-бурения.

Список сокращений

OC — ответвление.

НВ — горизонтальная скважина.

GR — гамма-каротаж.

OWC — водонефтяной контакт.

ORF — коэффициент извлечения нефти.

ИК — индуктивный каротаж.

SER — удельное электрическое сопротивление.

ДРТ — бурение в режиме реального времени.

ВНА — компоновка низа бурильной колонны.

Введение

В этой главе мы рассмотрим методы и инструменты разведочных работ в процессе разработки (РПР) для управления и контроля добычи углеводородов: 3D- и 4D-сейсмические исследования, 4D-гравиметрия и магнитометрия, каротаж в процессе бурения (КПБ), измерения в процессе бурения

(ИПБ), сейсморазведка в процессе бурения (СПБ), микросейсмический мониторинг, акустический мониторинг, умная разведочная скважина, центр по эксплуатации месторождения в режиме реального времени, тестирование умной скважины, 3D-цифровая модель керна для проведения разведки углеводородов в режиме реального времени. По словам Эндрю Гулд, главы Schlumberger с 2013 по 2030 годы, мировой нефтегазовой промышленности придется инвестировать в разведку, по крайней мере, 350 миллиардов долларов в год.

В главе рассматриваются новые технологии для улучшения качества бурения и амортизационных расходов на бурение и максимально эффективного вскрытия продуктивного пласта с помощью горизонтальных и боковых стволов скважин. В частности, решением всех этих проблем является контроль в процессе бурения и возможность изменения параметров бурения в режиме реального времени.

Компании заинтересованы в разведочных работах на месторождении в режиме реального времени. Более полно эта технология используется сервисной компанией Halliburton при разработке месторождений сланцевого газа в Соединенных Штатах. За последние десять лет разработка месторождений сланцевого газа совершила огромный технологический прорыв. Крайне важно точно пробурить горизонтальную скважину на месторождениях сланцевого газа и эффективно осуществлять многоступенчатый гидравлический разрыв. Технология геологической разведки в режиме реального времени позволяет получать новую информацию непосредственно в процессе бурения и корректировать направление бурения в соответствии с показаниями приборов.

Технология геологоразведочных работ в процессе разработки в режиме реального времени переросла в глобальную модель концепции цифрового месторождения, которая может работать в режиме реального времени. В то же время эксперты различного профиля — геофизики, буровики и другие — могут работать одновременно. Здесь они оказываются внутри общей информационной среды, которая открыта для моделирования, измерения и оптимизации. В центре внимания оказались не только технический аспект их инноваций, но и использование профессионального человеческого потенциала полностью.

Инструментальные средства разведки в процессе разведки (РПР) включают 4D-сейсмические и 4C-сейсмические, 4D-гравиметрические и 4D-магнитометрические исследования, исследование умной скважины, создание цифровой модели керна. Многокомпонентная сейсморазведка предоставляет большие объемы геологических данных (BigData), которые в конечном итоге могут быть доступны для любого инженера [1].

5.1. Понятие об извлекаемых запасах нефти и газа

Нефть и газ являются основными источниками энергии, которая обеспечивает поступательное развитие мировой экономики. К извлекаемым запасам относятся такие объемы УВ, которые можно извлечь из горных пород существующими традиционными технологиями или которые можно будет извлечь в течение разумного периода времени в результате реализации дополнительных мероприятий по разработке, внедрению новых технологий или геологоразведочной деятельности.

Первые попытки привести терминологию запасов к единым стандартам были сделаны в 1907 г. Лондонским горным институтом (London Mining Institute), который предложил ввести три категории извлекаемых запасов или резервов: установленные (indicated), вероятные (probable) и возможные (possible). В 1911 г. XI Мировой Геологический Конгресс ввел обозначения для этих категорий, а именно: А – установленные (indicated); В – вероятные (probable); С – возможные (possible).

В середине 1930-х годов Американский нефтяной институт принял к рассмотрению классификацию нефти и определения различных категорий запасов. С тех пор достижения в области науки и техники способствовали появлению более точных инженерно-технических методов для определения запасов, повысив тем самым необходимость в создании более качественной номенклатуры для достижения единообразия среди профессионалов, работающих с нефтяной терминологией. Работая полностью независимо, Общество инженеров-нефтяников (SPE) и Всемирный нефтяной конгресс (WPC) разработали схожие наборы определений категорий запасов нефти для известных скоплений, которые были представлены общественности в начале 1987 г. Эти определения стали предпочтительными стандартами классификации запасов в нефтегазовой индустрии. Во время Всемирного нефтяного конгресса в июне 1994 г. его участники признали, что для вступления в силу любых редакций существующих определений необходимо их утверждение соответствующими советами директоров, попытки формирования всемирно признанной номенклатуры должны быть усилены.

Наиболее распространенной является классификация запасов, разработанная совместными усилиями Обществом инженеров-нефтяников (Society of Petroleum Engineers, SPE), Мировым нефтяным конгрессом (World Petroleum Congress, WPC) и Международной ассоциацией геологов-нефтяников (American Association of Petroleum Geologists, AAPG). В марте 1997 г. эти организации одобрили свод определений нефтяных запасов PRMS (Petroleum Resources Management System), что явилось значительным шагом вперед в их обоюдном стремлении улучшить уровень согласованности в оценке запасов и отчетности по ним в различных странах мира. В 2007

была принята новая редакция системы PRMS. Стандарты SPE-PRMS оценивают вероятность присутствия нефти в месторождении и учитывают экономическую эффективность извлечения этих запасов. По данной классификации запасы делятся на категории «доказанные», «вероятные» и «возможные» в зависимости от оценки вероятности их извлечения. Классификация PRMS оценивает ресурсы углеводородов.

Стандарты SEC были разработаны американской Комиссией по рынку ценных бумаг (Securities and Exchange Commission, SEC). Они несколько отличаются по ряду параметров от классификации PRMS. Основными критериями, по которым оцениваются месторождения, являются достоверность существования запасов и срок действия лицензии на разработку месторождения. В отличие от классификации PRMS, классификация SEC учитывает только доказанные запасы.

Что касается недоказанных (т.е. вероятных и возможных) запасов, SPE и WPC решили утвердить дополнительные классификации за пределами доказанных запасов, чтобы способствовать согласованности среди специалистов, использующих эту терминологию.

К классификации объемов нефтяных ресурсов, содержащихся в месторождениях, которые в настоящее время не классифицируются как промышленные или которые еще не открыты, присоединилась Американская ассоциация геологов-нефтяников (AAPG), принявшая участие в разработке этих определений и выступившая спонсором.

В необходимых случаях могут использоваться пригодные методы математических расчетов, каждая страна вправе устанавливать точные критерии с учетом обоснованной степени определенности существования запасов углеводородов. Допускается использование любых методов подсчетов, при этом инженеры-нефтяники должны четко указывать выбранные ими процентные отношения при использовании вероятностных методов.

Доказанные запасы нефти должны основываться на существующих экономических условиях, включая все факторы, влияющие на выполнимость проектов. Вероятные и возможные запасы могут подсчитываться с учетом проектов разработок и/или экстраполяции существующих экономических условий.

Запасы — это те объемы нефтяного сырья, которые подлежат промышленному извлечению из известных скоплений начиная с определенной даты. Все оценки запасов содержат некоторую степень неопределенности. Неопределенность в основном зависит от объема имеющихся на момент проведения оценки надежных геологических данных и данных исследования коллектора и от интерпретации этих данных. Относительная степень неопределенности может быть отражена отношением запасов к одной из двух основных категорий: доказанных или недоказанных запасов. В отношении недоказанных запасов существует меньшая уверенность извлечения

по сравнению с доказанными запасами, и они могут быть разделены на подкатегории вероятных и возможных запасов для обозначения нарастающей неопределенности в отношении их извлекаемости.

Подсчет запасов выполняется в условиях неопределенности. Метод подсчета называется *детерминистским* в том случае, если на основе имеющихся геологических данных, данных исследования коллектора и экономических данных получена единая оценка запасов. Метод подсчета называется *вероятностным*, если имеющиеся геологические данные, данные исследования коллектора и экономические данные используются для генерирования ряда оценок и сопутствующих им вероятностей. Метод подсчета называется *возможным*, если имеющиеся геологические данные, данные исследования коллектора и экономические данные используются для генерирования ряда оценок и сопутствующих им функций возможностей. Идентификация запасов как доказанных, вероятных и возможных представляет собой наиболее распространенный метод классификации и дает представление о вероятности извлечения. В связи с потенциальными различиями в неопределенности следует с осторожностью подходить к сведению воедино запасов различных классификаций.

Обычно оценки запасов подвергаются пересмотру по мере появления новых геологических данных и данных исследования коллектора или при изменении экономических условий. Запасы не включают нефтяные объемы, составляющие переходящие запасы, которые могут быть снижены в финансовой отчетности в связи с использованием или потерями при переработке, если потребуется.

Запасы могут быть добыты либо благодаря природной энергии, либо с применением методов повышения и/или увеличения нефтеотдачи (МПН/МУН), которые включают все методы, дополняющие природную энергию или изменяющие характер природных сил в коллекторе для повышения отдачи.

Доказанные запасы — это те объемы нефтяных запасов, которые по результатам анализа геологических данных и данных исследования коллектора могут быть отнесены к промышленно извлекаемым, начиная с заданной даты и после нее, из известных коллекторов и при существующих экономических условиях, методах эксплуатации, регулирующих нормах налогообложения. Доказанные запасы могут быть классифицированы как разрабатываемые или неразрабатываемые.

Понятие *текущие экономические условия* включает соответствующие исторические цены на нефть и сопутствующие затраты, а также может включать период усреднения, который будет соответствовать цели проводимой оценки, соответствующие контрактные и лицензионные обязательства, корпорационные регламенты и правительственные регулирующие нормы налогообложения, применимые к отчетности по этим запасам.

В целом запасы считаются доказанными, если способность коллектора обеспечить промышленную производительность подтверждена фактической добычей или испытаниями пласта. В этом контексте термин *доказанные* относится к фактическим объемам нефтяных запасов, а не только к производительности скважины или коллектора. В некоторых случаях доказанные запасы могут классифицироваться как таковые на основе каротажных диаграмм скважин и/или анализа керна, которые указывают на то, что изучаемый коллектор является углеводородным и аналогичен коллекторам на той же площади, которые являются продуктивными или продемонстрировали продуктивную способность по результатам тестовых испытаний пластов.

Площадь продуктивного коллектора, рассматриваемого как доказанного, включает

1) площадь, околуренную бурением и определенную контактами флюида, если такие данные имеются;

2) неразбуренные участки коллектора, которые обоснованно можно считать промышленно продуктивными на основе имеющихся геологических данных и данных исследования коллектора.

Если отсутствуют данные о контакте флюида, доказанный предел контролируется по наиболее низкой из известных точек встречаемости углеводородов, если только определенные геологические, эксплуатационные данные и данные исследования коллектора не указывают на иное.

Запасы могут классифицироваться как доказанные, если на время проведения оценки системы сбора и транспорта продукции на рынок пригодны к эксплуатации или если можно ожидать, что такие сооружения и средства будут установлены в ближайшие 5 лет. Запасы на неразработанных участках могут классифицироваться как доказанные неразрабатываемые, если: участки, на которых они расположены, непосредственно соседствуют со скважинами, продемонстрировавшими промышленный приток из рассматриваемой залежи; существует уверенность, что такие участки расположены в известных доказанных продуктивных пределах рассматриваемой залежи; участки соответствуют существующим правилам о скважинных интервалах, где это применимо; существует уверенность, что участки будут разработаны.

Запасы с других участков классифицируются как доказанные неразрабатываемые только в тех случаях, когда интерпретация геологических данных и данных исследования коллектора, полученных из скважин, указывает, что рассматриваемая залежь является латерально непрерывной и содержит промышленно извлекаемые нефтяные запасы на участках, расположенных за пределами непосредственно соседствующих скважин.

Запасы, которые должны извлекаться с помощью применения установленных МПН/МУН, включаются в категорию доказанных, если: успешные

результаты испытаний в рамках пилотного проекта или благоприятные результаты существующей программы испытаний в том же самом или аналогичном коллекторе с аналогичными свойствами породы и флюида поддерживают результаты того анализа, на котором основывался проект; существует обоснованная уверенность, что проект будет осуществлен.

Запасы, которые будут извлечены МПН/МУН и которые еще предстоит определить при рассмотрении промышленно успешных методов, включаются в категорию доказанных, только если существует благоприятный результат с получением притока из изучаемого коллектора в ходе либо репрезентативного пилотного проекта, либо установленной программы с результатами, поддерживающими результаты того анализа, на котором основан проект. Существует так же уверенность, что проект будет осуществлен.

Недоказанные запасы основываются на геологических данных и/или данных исследования пласта-коллектора, аналогичных данным, используемым при подсчетах доказанных запасов, но при этом технические, контрактные, экономические или регулирующие нормы налогообложения связаны с неопределенностью и не позволяют классифицировать такие запасы как доказанные. Недоказанные запасы могут подлежать дальнейшему разделению на вероятные запасы и возможные запасы.

Недоказанные запасы могут оцениваться при предположениях о том, что будущие экономические условия будут отличаться от условий на момент проведения оценки. Эффект возможных улучшений экономических условий и технологического прогресса в будущем можно выразить распределением соответствующих объемов запасов между вероятными и возможными категориями.

Вероятные запасы УВ — это те недоказанные запасы, которые по результатам рассмотрения геологических данных и данных исследования коллектора имеют большую вероятность быть извлекаемыми, чем неизвлекаемыми. В этом контексте при использовании вероятностных методов должно быть не менее 50% вероятности того, что фактически извлеченные запасы будут равны сумме подсчитанных доказанных плюс вероятных запасов или будут превосходить ее.

В целом вероятные запасы УВ могут включать: запасы, которые, как предполагается, будут доказаны бурением за пределами контура в тех случаях, когда глубинных данных недостаточно, чтобы классифицировать эти запасы как доказанные; запасы в горизонтах, которые представляются продуктивными на основе данных скважинного каротажа, но при этом нет достаточных данных исследования керна или определенных испытаний, и которые не являются аналогичными продуктивным или доказанным коллекторам на данной площади; дополнительные запасы, подсчитываемые как

результат уплотняющего бурения, которые могли бы быть классифицированы как доказанные, если бы на время выполнения оценки было утверждено меньшее расстояние между эксплуатационными скважинами; запасы, подсчитываемые как результат применения МПН/ МУН, которые рекомендовали себя благодаря неоднократному успешному промышленному применению, когда запланирован, но не действует проект или пробный проект; характеристики породы, флюида и коллектора представляются благоприятными для коммерческого применения; запасы на площади, где горизонт отделен разломами от площади доказанных запасов, а геологическая интерпретация указывает, что оцениваемая площадь в структурном отношении выше, чем площадь доказанных запасов; запасы, подсчитываемые как результат проведения капитального ремонта скважин, обработки призабойной зоны скважины, повторной обработки призабойной зоны скважины, замены оборудования или применения других работ в будущем в тех случаях, когда такие меры не были успешными в скважинах с аналогичными эксплуатационными характеристиками в аналогичных коллекторах; дополнительные запасы в доказанных пластах-коллекторах, когда альтернативный анализ разработки или данных по подсчету запасов говорит о наличии большего объема запасов, чем запасы, которые можно отнести к доказанным.

Возможные запасы УВ — это те недоказанные запасы, которые по результатам рассмотрения геологических данных и данных исследования пласта-коллектора имеют меньшую вероятность быть извлекаемыми, чем вероятные запасы. В данном контексте при использовании вероятностных методов должно быть не менее 10% вероятности того, что фактически извлеченные запасы будут равны сумме подсчитанных доказанных плюс вероятных плюс возможных запасов.

В целом возможные запасы могут включать: запасы, которые, исходя из геологической интерпретации, возможно существуют за пределами продуктивных площадей, классифицированных как вероятные; запасы в горизонтах, которые представляются нефтегазоносными на основе материалов каротажа скважин и анализа керна, но могут не дать промышленные уровни добычи; дополнительные запасы, подсчитываемые как результат уплотняющего бурения, но являющиеся предметом технической неопределенности; запасы, подсчитываемые как результат применения МПН/ МУН, когда запланирован, но не действует пробный проект; характеристики породы, флюида и пласта-коллектора таковы, что имеется сомнение в том, что проект будет коммерчески целесообразным; запасы на площади, где горизонт представляется отделенной разломами от площади доказанных запасов, а геологическая интерпретация указывает, что оцениваемая площадь в структурном отношении ниже, чем площадь доказанных запасов.

Категории статуса запасов определяют статус разработки и производительности скважин и коллекторов.

Разрабатываемые запасы. В отношении подготовленных запасов к разработке предполагается, что они будут извлечены из существующих скважин. Запасы, извлекаемые за счет МПН/ МУН, считаются подготовленными только после того, как необходимое оборудование установлено, или если стоимость такой установки относительно невелика.

Неразрабатываемые запасы. В отношении неразрабатываемых запасов предполагается, что они будут извлечены: из новых скважин, которые будут пробурены на неразбуренных площадях; из существующих скважин, которые будут углублены в другой пласт-коллектор; в тех случаях, когда требуются относительно большие затраты на повторное заканчивание существующей скважины; на установку добывающего или транспортного оборудования для проектов МПН/МУН.

Система классификации ресурсов представлена на рис. 5.1. В этих определениях объемы, оцененные как первоначальные ресурсы в недрах, классифицированы как Общие нефтяные первоначальные ресурсы в недрах, Открытые первоначальные ресурсы в недрах и Неоткрытые первоначальные ресурсы в недрах, а извлекаемая часть определяется как Запасы, Условные ресурсы и Перспективные ресурсы. Запасы являются частью ресурсов, т.е. это те объемы, которые являются открытыми (т.е. находятся в известных месторождениях), извлекаемыми, промышленными и остаточными.

Общие нефтяные первоначальные ресурсы в недрах — это тот объем нефтяных природных смесей, который оценен как существующий изначально в естественно залегающих месторождениях. Общие нефтяные первоначальные ресурсы в недрах — это, следовательно, тот объем природных смесей, который в определенную дату оценен как содержащийся в известных месторождениях плюс те объемы, которые уже добыты из них, плюс те расчетные объемы в залежах, которые еще не открыты. Общие нефтяные первоначальные ресурсы в недрах можно подразделить на Открытые первоначальные ресурсы УВ в недрах и Неоткрытые первоначальные ресурсы УВ в недрах; при этом Открытые первоначальные ресурсы в недрах ограничиваются известными месторождениями.

Потенциально извлекаемые ресурсы могут изменяться по мере изменения коммерческих обстоятельств, развития технологии и наличия новых данных.

Открытые нефтяные первоначальные ресурсы в недрах — это тот объем нефтяных природных смесей, который в определенную дату оценен как содержащийся в известных месторождениях, плюс те объемы, которые уже добыты из них. Открытые нефтяные первоначальные ресурсы в недрах можно подразделить на Промышленные и Субпромышленные категории;

при этом расчетная потенциально извлекаемая часть соответственно классифицируется как Запасы и Условные ресурсы.

Определение промышленной значимости месторождения будет различным в зависимости от местных условий и обстоятельств; это оставлено на усмотрение соответствующей страны или компании.

В некоторых случаях возможно классифицировать объемы УВ как запасы, даже если вскоре их разработка не предвидится. В качестве примера можно привести те случаи, когда месторождения являются частью контракта на долгосрочные поставки и будут осваиваться только тогда, когда это будет необходимо для выполнения обязательств по такому контракту.

Условные ресурсы УВ — это те объемы нефтяных природных смесей, которые потенциально подлежат извлечению из известных месторождений начиная с заданной даты и после нее, но которые в настоящее время не рассматриваются как промышленно извлекаемые.

Признается наличие недостаточной четкости в различии определений условных ресурсов и недоказанных запасов. Это отражает наличие отклонений в текущей отраслевой практике. Рекомендуются следующие: если нет проекта разработки месторождения и ввода его в эксплуатацию в течение приемлемого периода времени, то подсчитанные извлекаемые объемы такого месторождения следует классифицировать как условные ресурсы.

Условные ресурсы могут включать, например, месторождения, для которых в настоящее время отсутствует рынок или промышленное извлечение которых зависит от развития новой технологии, или те месторождения, оценка которых находится еще на начальной стадии.

Неоткрытые первоначальные ресурсы в недрах — это те объемы природных смесей, которые начиная с заданной даты и после нее будут содержаться в не открытых еще месторождениях. Подсчитанная потенциально извлекаемая часть Неоткрытые первоначальные ресурсы УВ в недрах классифицируется как Перспективные ресурсы, определение которых дано ниже.

Перспективные ресурсы УВ — это те объемы природных смесей, которые потенциально подлежат извлечению начиная с заданной даты и после нее из не открытых еще месторождений.

Расчетная суммарная добыча определяется как те объемы нефтяных природных смесей УВ, которые потенциально подлежат извлечению из месторождения начиная с заданной даты и после нее плюс те объемы, которые уже добыты из нее.

Нефтяные объемы УВ, классифицированные как Запасы, Условные ресурсы или Перспективные ресурсы, не следует без должного анализа объединять в одно целое.

Любая оценка объема ресурсов месторождения является предметом как технической, так и коммерческой (промышленной) неопределенности

и, как правило, должна быть представлена как диапазон. В отношении запасов, если это целесообразно, такой диапазон неопределенности может отражаться в оценочных сценариях Доказанных Запасов (1Proved), Доказанных плюс Вероятных Запасов (2Proved + Probable) и Доказанных плюс Вероятных плюс Возможных Запасов (3Proved + Probable + Possible). В отношении других категорий ресурсов рекомендуются термины *Низкая оценка*, *Лучшая оценка* и *Высокая оценка*.

Термин *Лучшая оценка* используется здесь как общее обозначение такой оценки, которая считается самой близкой к тому объему, который фактически будет извлечен из месторождения в период между датой проведения оценки и датой ликвидации месторождения. При использовании вероятностных методов данный термин будет являться общей мерой среднего значения распределения неопределенности («в высшей степени вероятно»/мода, медиана/P50 или среднее значение). Термины *Низкая оценка* и *Высокая оценка* должны давать представление о диапазоне неопределенности в Лучшей оценке.

В отношении неоткрытых месторождений (Перспективные ресурсы) диапазон неопределенности в целом будет значительно больше по сравнению с диапазонами для открытых месторождений. Однако во всех случаях фактический диапазон будет зависеть от количества и качества данных (как технических, так и коммерческих), которые имеются по конкретному месторождению. По мере поступления новых данных по конкретному месторождению (например, данных в результате бурения дополнительных скважин, данных о продуктивных характеристиках пласта) диапазон неопределенности будет сужаться.

В настоящее время в России действует временная классификация 2001 года, установленная Приказом МПР РФ от 7 февраля 2001 года № 126. Ее прототипом послужила классификация запасов и ресурсов 1983 года. Российская система значительно отличается от стандартов SPE-PRMS и SEC и основывается исключительно на анализе геологических признаков, без учета экономических факторов. По данной классификации, в зависимости от степени изученности разведанные запасы представлены категориями А, В, и С1; предварительные оценочные запасы представлены категорией С2; потенциальные запасы представлены категорией С3; прогнозные ресурсы представлены категориями D1 и D2. На начало 2012 г. запасы нефти по категории ABC1 составляли 17,8 млрд т, по категории С2 – 10,9 млрд т. (степень обеспеченности добычи ресурсами нефти составляет $RPR = 30$ лет. RPR - reserves-to-production ratio). В 2013 году был снят государственный гриф «секретно» с российских запасов углеводородов (Постановление Правительства РФ от 5 июля 2013 г. N 569 «О внесении изменений в постановление Правительства Российской Федерации от 2 апреля 2002 г. N 210»).

В 2013 г. Минприроды РФ утвердило новую классификацию запасов, приближенную к международной и вступающую в силу с 01.01.2016 г. (Приказ Минприроды России от 01.11.2013 N 477 «Об утверждении Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов» (Зарегистрировано в Минюсте России 31.12.2013 N 30943). В соответствии с ней запасы нефти и газа подразделяются по степени промышленного освоения и по степени геологической изученности на категории: А (разрабатываемые, разбуренные), В1 (разрабатываемые, неразбуренные, разведанные), В2 (разрабатываемые, неразбуренные, оцененные), С1 (разведанные) и С2 (оцененные). Ресурсы нефти, газа и конденсата по степени геологической изученности подразделяются на категории: D0 (подготовленные), Dл (локализованные), D1 (перспективные), D2 (прогнозируемые) (рис. 5.2).

В целях гармонизации национальных классификаций, обобщения лучших практик ООН в 1997 году была создана Рамочная классификация Организации Объединенных Наций запасов/ресурсов месторождений: твердые горючие ископаемые и минеральные сырьевые ресурсы (РКООН-1997). В настоящее время действует Рамочная классификация Организации Объединенных Наций ископаемых энергетических и минеральных запасов и ресурсов 2009 года (РКООН-2009). РКООН-2009 является универсальной системой, в которой количества классифицируются на основе трех фундаментальных критериев: экономической и социальной жизнеспособности проекта (Е), статуса и обоснованности проекта освоения месторождения (F) и геологической изученности (G) с использованием числовой системы кодов. Комбинации этих трех критериев создают трехмерную систему.

5.2. Геологоразведочные и изыскательские работы и 4D-сейсморазведка в режиме реального времени

Центры исследования в режиме реального времени в процессе разработки (RTEWDC — real-time exploration while development) позволяют экспертам в различных областях и инженерам получать виртуальный доступ к любой точке мира, без необходимости физического нахождения. Центры RTEWDC дают экспертам и инженерам возможность совместно работать одновременно на нескольких скважинах, расположенных в различных частях мира; свести к минимуму проблемы за счет уменьшения количества персонала, который должен быть на месте; уменьшить время, необходимое для принятия правильных решений путем содействия сотрудничеству в режиме реального времени; снизить затраты на геологоразведочные работы; уменьшить количество осложнений в процессе бурения и ремонтных работ; сократить время, необходимое для геологоразведочных работ; уменьшить количество поездок в отдаленные и опасные места. Центры обеспе-

чивают идеальные условия для опытных инженеров при подготовке и обучении подрастающего поколения и ускорения их профессионального роста, чтобы облегчить передачу знаний.

В 1996 году Эдгар Ортис из Halliburton Energy Services Group впервые ввел понятие *операций в режиме реального времени*. Сервисная компания Halliburton построила более пятидесяти центров, проводящих геологоразведочные операции в режиме реального времени по всему миру. Около половины из них построены для национальных и международных нефтяных компаний, а остальные были построены как внутренние «центры внимания» для улучшения качества их сервиса и операционного контроля качества.

Полностью адаптируемые к потребностям и условиям конкретного местонахождения, центры RTEWDC могут интегрировать все аспекты проекта, от комплексных исследований для планирования скважины, бурения, оценки, оптимизации, оконтуривания месторождения и до моделирования пласта и повышения добычи. В ходе процесса сервисные операции расширяются и значительно продвигаются к оффшорным и другим сложным регионам. Концепции предоставляют возможность контролировать работу буровых установок дистанционно, одновременно стимулируя эффективное сотрудничество среди членов команды, повышение безопасности, таким образом, уменьшая затраты и, в конечном счете, давая нефтегазовым компаниям возможность принимать более обоснованные решения.

Выполняя геологоразведочные работы в режиме реального времени, центры RTEWDC обычно использовали методы и процессы, основанные на моделировании. Они используют измерения в модели в режиме реального времени, оптимизируя параметры, или, наоборот, с помощью параметров, измеряемых в режиме реального времени, чтобы обновить модель месторождения.

Парадигма «Моделируй, измеряй и оптимизируй» должна быть использована во всех сферах геологических поисковых работ. Необходимость интеграции этих действий на всех этапах геологического поиска и разведки имеет решающее значение для будущих разведочных скважин в пределах любой нефтегазовой области, а также для других нефтегазоносных районов с аналогичными характеристиками по всему миру. Опыт должен быть проанализирован, зарегистрирован и использован в дальнейшем. В противном случае мы не сможем поддержать происходящий процесс познаний или моделирования. Эту простую парадигму необходимо запомнить и повторять для каждого процесса в геологоразведочных и поисковых работах. Накопленный опыт должен быть обоснованным и использоваться в будущих проектах освоения нефтегазовых месторождений.

Разведочные операции в процессе разработки в режиме реального времени можно рассматривать как «глобальную расширенную сеть экспертов», функционирующую на основе режима работы 24/7, чтобы решить любые проблемы, которые могут возникнуть в процессе бурения, разведки или заканчивания. Эксперты, работающие в виртуальной команде, могут принимать совместные решения, обмениваться мнениями и давать рекомендации. При правильной интеграции анализ данных разведки можно проводить в режиме реального времени по нескольким базам данных в геофизике, каротажных работах, бурении, опробовании скважин и добыче. Выгодно можно использовать и сохранить различные базы данных о проведении технологических операций. Информация о выполненных операциях создает большой объем знаний, которые могут быть использованы для будущих скважин и месторождений.

Сотрудничество специалистов различных дисциплин на месторождениях представляет собой одну из наших самых больших проблем. Совместная работа в одной команде специалистов различных областей знаний представляет собой огромный шаг вперед от традиционного режима, в котором мы работаем сегодня. Сотрудничество в рамках различных дисциплин начинает укореняться в среде нескольких крупных клиентов МНК и ННК — международных и национальных нефтегазовых компаний. В настоящее время интенсивно развиваются интегрированные средства и технологии для совместного сотрудничества, и они способствуют повышению эффективности работы. Специалисты в области нефти и газа приходят к пониманию важности сотрудничества между разнообразными дисциплинами. Интегрированная добыча нефти и газа в конечном итоге способствует оптимизации и эффективности процесса добычи, снижения времени эксплуатационного цикла и непроизводительных временных расходов. Операции по разведке в процессе разработки в режиме реального времени состоят из многих компонентов. Можно представить EWD (РПР) как пирамиду, состоящую из четырех уровней, которые поддерживают друг друга (рис. 5.1).

Уровень 1 является цифровой связью. За более чем 25 лет нефтяная и газовая промышленности полностью перешли на цифровые технологии. Управление данными, сетевые технологии и оптоволоконная инфраструктура в настоящее время обеспечивают цифровую связь между месторождениями и центрами управления по всему миру.

Уровень 2 относится к самым современным нефтегазовым технологиям. Это и программы, и технические средства и технологии, которые улучшают производительность сегодняшних инженеров. Большинство из этих инновационных решений были сделаны для выполнения одной определенной технологической задачи. Промышленность в основном проявляет интерес к этим двум уровням.

Уровень 3 относится к интегрированным рабочим процессам. Он состоит из интегрированных междисциплинарных рабочих процессов, которые автоматически обмениваются данными на одном и том же временном цикле производственного процесса.

Уровень 4 является принятием решений. Более обоснованные производственные решения принимаются посредством эффективного и продуктивного анализа интегрированных процессов.

Сочетание этих 4-х уровней является тем, что составляет понятие разведки в процессе разработки (EWD) в режиме реального времени. Новое определение рабочих отношений в сервисных операциях открывает возможность ускорить E&P (разведку и добычу) и расширить возможности скудных человеческих ресурсов [1].

Ключевым фактором в концепции рабочего процесса «в режиме реального времени» является возможность собрать нужные данные в нужное время для нужного инженера, команды или в некоторой степени для RTEWDC (Центр разведочных работ в процессе разработки в режиме реального времени). Центр — это место, где планируются размещение скважин и логистика, где осуществляется мониторинг рабочих потоков и сервисных операций в режиме реального времени. Одной из целей этого центра является обеспечение гарантии того, что любой квалифицированный инженер имеет доступ к любым данным, любой технологии, любому активу, в любом месте, в любое время с надлежащей экспертизой, необходимой для выполнения работы. Центр является катализатором в создании окружающей среды, где ключевые члены команды могут совместно рассматривать надлежащие технологии бурения скважин или стратегии бурения скважин.

В XX веке 3D-сейсморазведка сыграла важную роль в снижении затрат на открытие месторождений углеводородного сырья. В XXI веке 4D-сейсмический анализ и интерпретация позволяют нефтяным компаниям оптимизировать производство и увеличить добычу нефти и газа путем мониторинга движения жидкости по всему месторождению. Совместные разведка и добыча (E&P) или разведка в процессе разработки месторождений в режиме реального времени может увеличить успешность 4D-сейсмической разведки через 3D-визуализацию и может подготовить вариант комплексной разработки. 4D-сейсморазведка является одним из инструментов разведки процессов разработки месторождения в режиме реального времени. Метод 4D-сейсморазведки предполагает сбор, обработку и интерпретацию данных сейсморазведки в процессе разработки месторождений углеводородов. Современные технологии 4D-сейсмо-разведки требуют большого количества (десятки, сотни тысяч) точечных приемников. Идея 4D-сейсморазведки проста. Повторный сбор 3D-сейсмических данных происходит на разрабатываемых месторождениях, а после обработки и интерпретации

этих данных можно увидеть, какие изменения произошли в резервуаре в процессе добычи во времени. Составляя последовательные сейсмические изображения на том же месторождении, инженеры-промысловики могут выявить новые пласты, оптимизировать размещение эксплуатационных скважин и уточнить программы бурения нагнетательных скважин.

Задача 4D-сейсморазведки заключается в мониторинге и картировании процессов вытеснения нефти и газа во время разработки месторождения. 4D-сейсморазведка позволяет проследить за тем, как изменяются физико-механические свойства пласта при разработке месторождения, что отражается в сейсмических характеристиках, и на основе этих данных проводить мониторинг добычи нефти и газа. 4D-сейсморазведка помогает вести: мониторинг процессов истощения в масштабе месторождения, фронтов вытеснения газа и нефти; выявить слабо дренированные области/линзы, изменения углеводородного насыщения и пластовые давления. Движение пластовых флюидов можно прогнозировать как отдельно, так и совместно с данными уплотняющего бурения и гидродинамического моделирования. Основной целью 4D-обработки сейсморазведки является максимизация повторяемости комплекта данных при достижении достаточного временного и пространственного разрешения для обнаружения искомых пластовых изменений. Окончательным продуктом обработки данных 4D-сейсморазведки является интервальная разница в данных сейсморазведки. Эта разница должна быть близка к нулю, за исключением изменений, которые произошли на месторождении в течение интервала времени между сейсмическими исследованиями. Подземные отклонения, как правило, влияют на величину акустического импеданса (входного сопротивления).

Самой передовой технологией мониторинга при разработке месторождений в режиме реального времени является 4D-сейсморазведка с 4С-датчиками (четырехкомпонентными) — одним гидрофоном и тремя осевыми датчиками ускорения соответственно для продольной и поперечной волн. 4С-датчики размещаются в фиксированном положении в траншее на морском дне. Четырехкомпонентная (4С) сейсморазведка собирает данные с помощью трех ортогональных геофонов (взаимно перпендикулярные с одним вертикальным и двумя горизонтальными геофонами) и вертикального гидрофона. 4С-сейсморазведка позволяет зарегистрировать энергию поперечной волны, например, от преобразованного отражения или передачи. 4С-сбор сейсмических данных первоначально приобрел популярность в разведке углеводородов на суше в середине 1980-х годов, но интерес к нему ушел из-за неспособности данных улучшить изображения и параметры пласта. Во второй половине 1990-х годов многокомпонентный сбор вновь появился в морской разведке, вместе с сейсморазведкой дна океана. Первые 3D–4С-геофизические разведки проводились где-то в 1997 году и доказали свою эффективность в обработке снимков в сложных геологических

районах, таких как неглубокие газовые бассейны в морских отложениях на месторождении Valhall в Северном море.

4D-сейсморазведка была проведена на нескольких месторождениях в норвежском секторе и некоторых областях Великобритании в Северном море: Schiehallion, Foinaven, Draugen, Troll, Oseberg, Norne, Statfjord, Forties, Ekofisk, Heidrun and Gannet. Один из элементов системы управления в режиме реального времени LoFST — сейсмическая технология для жизни месторождений, которая была реализована на месторождении Экофиск. LoFST помогло понять процессы истощения месторождения и позволило спланировать местоположение новых скважин.

Есть целый ряд важных проблем, которые позволили бы в дальнейшем использовать 4D-сейсмические данные в мире. Эти проблемы включают в себя: а) увеличение вертикального разрешения 4D-сеймика (в идеале 1–10 м); б) контроль сейсмических исследований неоднократных во времени; в) поиск инновационных путей объединения 4D-сейсмо-разведки с другими методами моделирования; г) обработку и интерпретацию большого объема сейсмических данных в течение короткого времени; д) улучшенное разрешение свойств пласта.

4D-гравиметрическая разведка в режиме реального времени. StatoilHydro сейчас проводит гравитационный пластовый мониторинг на шести норвежских шельфовых месторождениях газа. Цель состоит в том, чтобы отслеживать продвижение водогазовых контактов, а гравитационный мониторинг всего месторождения предлагает уникальную возможность напрямую измерить как изменения массы в горной толще пород, так и изменения в массе продуктивного пласта. Четыре гравитационные сейсморазведки с равными промежутками по времени были проведены на месторождении Тролль, в попытке получить изображения и контроля подъема водогазового контакта в процессе добычи газа. На месторождении Sleipne две последовательные гравииоразведки показали среднее изменения плотности при закачке CO₂ в водонасыщенный песчаник. Результаты были позже подтверждены сейсмическими данными по скважине и активно используются для целей управления коллектором.

Океанский гравиметр ROVDOG II (океанский гравиметр с дистанционным управлением), разработанный компанией StatoilHydro, включает в себя три гравиметрических датчика и три датчика давления. Он также может быть использован для мониторинга погружения морского дна, вызванного уплотнением коллекторской породы после извлечения газа. На месторождении Тролль наблюдалось погружение морского дна на 1–3 см в самой толстой части коллектора в течение трех лет. Прибор может измерять погружение менее одного сантиметра [4].

Комплекс ИПБ (измерение в процессе бурения — MWD) представляет собой группу устройств для измерения систем направленного бурения, которые не требуют прекращения бурения для получения информации. Комплекс измерения в процессе бурения (ИПБ) был разработан для измерения направленного бурения в наклонных скважинах в 1980-х годах. Целью инструментов ИПБ является мониторинг угла падения наклона и азимута при бурении. Получение информации в режиме реального времени может снизить стоимость большинства скважин за счет улучшения выбора местоположения обсадной колонны, а также минимизации затрат непродуктивного времени и повышения эффективности бурения. В 1980 году измерения ИПБ были вновь сведены к измерению простых кривых сопротивления, а диаграммы гамма-каротажа использовались больше для корреляции, чем для оценки пласта. Постепенно сложные каротажные диаграммы удельного сопротивления, плотности и пористости направленных нейтронов были внесены в арсенал ИПБ. С появлением скважин с большим отклонением, горизонтальных, а затем многоствольных скважин измерения ИПБ часто обеспечивают только оценки параметров продуктивного пласта. Сегодня области применения ИПБ включают не только петрофизический анализ, но и геонавигационную и геологическую интерпретацию изображений ИПБ. Комплекс измерений в процессе бурения, или ИПБ, относится к приобретению и сбору данных по исследованию отклонения ствола скважины, данных по механике бурения, таких как скважинный крутящий момент, давление на буровое долото или вибрации, также к процессу отправки данных по скважине в реальном времени.

Исследование ИПБ определяет трехмерную позицию бурового долота в пространстве. Исследование включает в себя измеренную глубину вдоль траектории скважины, угол наклона на этой измеренной глубине, азимут на этой измеренной глубине. Включение специальных разделов КНБК (компоновки низа бурильной колонны), называемых разделами ИПБ (измерение в процессе бурения), или разделом по измерениям в процессе бурения, позволяет бурение скважин и одновременно осуществляет мониторинг траектории скважины. ИПБ дает бурильщику возможность получить информацию о геологии горных пород, забойном давлении и температуре, интенсивности искривления скважины и других параметрах. Раздел ИПБ состоит из модуля телеметрии (кодирующего модуля), генератора импульсов (генератора энергии), аккумулятора и модуля навигации. Модуль телеметрии контролирует весь инструмент. Он контактирует с другими модулями через различные линии связи. Гамма-модуль измеряет естественный радиационный фон или гамма-излучение, идущее от горных пород. Полученный результат используется для определения литологических типов пробу-

ренных формаций и их мощностей. В горизонтальном бурении приведенные данные гамма-модуля используются для управления схемой компоновки низа бурильной колонны в продуктивном горизонте.

Модуль импульса имеет две функции: во-первых, он действует как генератор мощности и, во-вторых, препятствует созданию импульса давления потоком бурового раствора, который может быть зафиксирован на поверхности. Этот модуль является единственным среди других, который связан с модулем телеметрии. Модуль телеметрической системы управляет работой генератора импульсов и кодирует цифровую информацию в импульсах, которые фиксируются и декодируются на поверхности при помощи датчика давления и компьютером. Генератор импульсов, как правило, расположен в верхней части устройства ИПБ. Аккумуляторная батарея обеспечивает питание для всего инструмента при отсутствии потока промывочной жидкости, питающей генератор.

В модуль навигации входят магнитометры и ускорители для измерения отклонения стрелки компаса в верхней части устройства и, следовательно, угол наклона скважины. Такая информация измеряется по всей глубине скважины, затем используется для расчета траектории скважины. Навигационный блок, как правило, расположен в нижней части устройства ИПБ, поэтому он ближе всего долоту. ИПБ может быть определен как оценка физических свойств, обычно включая давление, температуру и траекторию ствола скважины в трехмерном пространстве до забоя скважины. Методы передачи данных варьируются от компании к компании, но обычно включают цифровое кодирование данных и передачу данных на поверхность через импульсы давления в системе циркуляции бурового раствора. Эти давления могут быть положительными, отрицательными или непрерывными синусоидами.

Процесс бурения и процесс оценки резервуара критически связаны друг с другом. ИПБ предлагает связь между ними и помогает диалогу между буровиком-инженером и специалистом по оценке пласта. Этот тип измерений высокоэкономичный при относительно хорошем качестве бурения и сборе данных. Системы ИПБ измеряют свойства пласта (например, удельное сопротивление, природное гамма-излучение, пористость), геометрию скважины (угол падения, азимут), ориентацию буровой системы (наружная поверхность инструмента) и физико-механические свойства бурового процесса. Инструменты ИПБ, которые измеряют параметры пласта (удельное сопротивление, пористость, скорость звука, гамма-излучения), считаются инструментами каротажа в процессе бурения (КПБ — LWD). Инструменты КПБ используют подобные же системы хранения и передачи данных.

Каротаж в процессе бурения (LWD). Каротаж в процессе бурения (КПБ) дебютировал в конце 1980 года. Оценка пласта и информация по механике бурения в режиме реального времени имеют решающее значение для эффективного геоконтроля (действия по направлению бурового долота вдоль определенной траектории при бурении скважины). Система каротажа в процессе бурения (КПБ) была разработана таким образом, чтобы буровик с рекомендацией от полевого геолога мог георегулировать работу долота, всегда зная, с точки зрения геологии, где именно оно находится. Системы КПБ могут собрать ряд сложных электрических и других сигналов, которые дают информацию о слоях породы, которые проходит долото, в процессе получения информации по бурению, которая была ранее доступна только при обычном каротаже после извлечения долота. Наряду с кривой гамма-излучения, параметры каротажа включают в себя электрическое сопротивление и плотность пласта, давая ценную информацию как о типах пластовых пород, так и о содержащихся в них жидкостях. Преимуществом системы КПБ также является то, что она измеряет нетронутую формацию, относительно не нарушенную буровым раствором. Каротаж в процессе бурения, или КПБ, является общим термином, который мы используем для описания систем и методов для сбора скважинных данных в процессе бурения скважины. Более специфическим определением является приобретение петрофизических данных. В основном КПБ предлагает такие измерения, как проводные, с некоторыми изменениями качества, разрешающей способности и/или зоны действия.

На самом деле инструменты КПБ представляют собой большие инструментальные компоненты УБТ. Датчики расположены таким образом, что они сравнительно беспрепятственно могут проводить измерения пласта. Электроника и батареи расположены таким образом, что движение буровой жидкости может проходить через контрольно-измерительные приборы при высоких скоростях потока. Основными различиями между обычным каротажем и исследованиями КПБ являются:

- время (особенно на нефтяном месторождении, где уровень стоимости содержания буровой установки составляет до полутора миллиона долларов в день);

- режим реального времени (КПБ дает возможность принимать решения, такие как размещение скважины в нужном месте и делать их более безопасными и более эффективными при бурении).

Контрольно-измерительные приборы КПБ регистрируют там, где проводной каротаж каната проводится редко: в наклонных скважинах и нестабильных скважинах. Наиболее важные измерения проводятся вблизи долота, такие как основное удельное сопротивление и датчики GR (гамма-излучение), давление в затрубном пространстве, плотность и пористость. Измерение NMR проводится в 30 м над долотом. Если требуется полный

охват NMR в определенном интервале, то нужно пробурить, по крайней мере, 30 м мимо этой зоны так, чтобы прибор мог достичь требуемой зоны. Телеметрия является переводом измерения каротажного прибора в сигнал, подходящий для передачи на поверхность. Компании, как правило, предлагают четыре телеметрические системы ИПБ/КПБ для получения каротажных диаграмм в процессе бурения (ИПБ/КПБ): положительную пульсацию бурового раствора, пульсацию при вентиляционном выпуске бурового раствора в затрубном пространстве, электромагнитную и пульсацию через колонну бурильных труб. По мере увеличения числа призабойных датчиков КПБ скорость передачи данных становится критической. Для получения качественной проводной информации необходимо провести измерения, по крайней мере, одной заданной точки через каждые 15 см, но обычные системы телеметрии КПБ ограничены скоростью передачи данных от 0,5 до 1,5 бит в секунду. Если три каротажа проводятся одновременно, как правило, обычно необходимо передать около 80 битов информации в секунду. Таким образом, данные измерений, передаваемых с помощью новых систем телеметрии, теперь увеличили скорость передачи данных примерно от 6 до 12 бит в секунду и при обобщении данных качество КПБ будет намного лучше.

Основным компонентом системы каротажа в процессе бурения компании Weatherford является телеметрия положительного импульса. Это поколение импульса способно генерировать и данные импульсы можно обнаружить в самых суровых условиях, как на большой глубине, так и в утяжеленном буровом растворе. Импульсный датчик характеризуется крайне высокой отражаемостью и толерантностью к LCM — до 80 фунтов/барр.

Основным методом передачи данных, используемых компанией Schlumberger, является телеметрическая система пульсации бурового раствора. Телеметрические системы способны получать данные в режиме реального времени в скважинах, находящихся на большом радиусе действия (более 12 км), и поддерживать в режиме реального времени принятие решений. Возможности сжатия призабойных данных позволяют передавать большие объемы данных от сложных КПБ устройств в режиме реального времени на предельных глубинах. Следующее поколение передачи данных возможно с помощью проводного сигнала с бурильных труб.

Baker Hughes предлагает системы для телеметрии пульсации бурового раствора,ТПБР, проводной телеметрии трубы, ППТ и электромагнитной телеметрии. Baker Hughes предлагает самую высокоскоростную в отрасли передачу необработанных (сырых) данных на поверхность и уникальную способность передавать информацию по нисходящей линии связи на скважинные инструменты для оптимизации их работы. В ближайшем будущем новая телеметрия будет улучшена таким образом, что позволит передавать

данные в режиме реального времени без потери данных. Если бы были созданы такие средства телеметрии, КТБ и ММР вытеснили бы проводные средства из-за качества скорости и качества данных.

Сейсморазведка в процессе бурения. SWD («Сейсморазведка в процессе бурения») представляет собой группу методов, которая позволяет снизить риски при бурении скважин, используя в основном сейсмическую информацию, полученную непосредственно в процессе бурения. Сейсморазведка в процессе бурения (SWD) особым образом охватывает сейсмические методы, которые применяются в то время, как бурильная колонна опускается в скважину, во время эффективного бурения, во время маневров или при соединении бурильных труб. Использование СПБ повышает производительность и безопасность процессов бурения. Измерительные устройства СПБ помогают определить местоположение скважины и направление бурения, обновить сейсмические данные, прогнозировать условия дальнейшего бурения и решить множество других различных проблем непосредственно в процессе бурения, тем самым значительно снижая риски. Существуют три основные технологии СПБ, используемые в настоящее время на практике: SWD Drill-Bit — СПБ буровое долото, ВСП-ПБ (VSP-WD) и Swept-signal SWD — сигнал охвата пласта СПБ.

СПБ буровое долото. В сейсмическом методе на базе бурового долота используется энергия, передаваемая на долото в качестве источника сейсмических колебаний для обеспечения информацией в процессе бурения в режиме реального времени. СПБ Буровое долото обычно решает следующие задачи: надежное прогнозирование нынешнего состояния пластового давления, которое поможет определить кривую пластового давления, необходимую для того, чтобы выбрать плотность буровых растворов, предсказать вскрытие пласта при аномально высоком или низком давлении, выявить своевременно отклонение долота и потенциальные места прихвата бурильной трубы, точно и безопасно предсказать место аварии при бурении. Система Drill-Bit Seismic — сейсмика на базе бурового долота — также известна как вертикально-сейсмическое профилирование на базе шумов при бурении. VSP основывается на очень простом руководящем принципе (рис. 5.6). Она использует акустическую энергию, вырабатываемую шарошечным буровым долотом по мере того, как оно разрушает породу на забое скважины. С сейсмической точки зрения долото выступает в качестве двухполюсного источника для Р-волн, продольных волн, излучающих акустическую энергию в пласт. Он помогает определить время, требуемое для достижения глубины, по мере того как бурится скважина. Вибрации, обнаруженные на поверхности геофонами/гидрофонами или комбинацией этих двух приемных устройств и вибрации, распространяющиеся в осевом направлении, могут быть обнаружены путем размещения такого датчика,

как акселерометр на механизмах вертлюга или верхнего привода буровой установки.

Энергия акустических колебаний передается по бурильной колонне к акселерометру и через пластовую массу горных пород на наземные датчики на дневной поверхности. Акустические скорости распространения волн этими двумя способами отличаются: сигнал, поступающий через бурильную трубу к акселерометру, предшествует сигналу к геофону. Через кросс-корреляции сигнала акселерометра и поверхностного сигнала получают так называемое относительное время, которое вычисляется как время прохождения вдоль буровой трубы и горную породу. Сейсмическая технология на базе бурового долота ненадежна ни в породах с низкой плотностью и ни на большой глубине (> 6000 м), ни в горизонтальных и сильно искривленных скважинах.

Компания BP Атлос пыталась оптимизировать процесс бурения с помощью SWD на базе бурового долота в режиме реального времени в водах Мексиканского залива. Технология была использована в достаточно глубоких водах (900–950 м), глубина целевого горизонта была установлена на уровне 3800 метров. Результаты показали, что эта технология способствовала достижению задач по оптимизации процесса бурения. В конце концов, BP объявило, что метод был пригоден для использования.

VSP-WD — ВСП-ПВ (вертикальное сейсмическое профилирование в процессе бурения) — практически идентична обычному ВСП с использованием того же наземного источника и скважинных датчиков (рис. 5.7). Основное различие между ними заключается в отсутствии прямого кабельного соединения между призабойными инструментами и поверхностью. Скважинные датчики объединены в общий скважинный узел (ОСУ), который получает сейсмическую энергию от сейсмического источника, расположенного на поверхности. Источник функционирует в то время, как соединяется бурильная колонна или в перерывах между бурением и пока прекращается циркуляция бурового раствора и бурильная труба находится в стационарном состоянии, так что шумы во время бурения не мешают процессу сбора данных. Сейсмический сигнал, полученный от нижележащих границ, а также прямая волна от источника могут быть зарегистрированы с помощью устройства. Скважинный инструмент содержит чувствительные приемники, процессоры и память. Сигнал обрабатывается непосредственно в скважине для определения первого времени прибытия или проверки начального времени. Эта информация затем передается на поверхность в режиме реального времени с помощью телеметрической системы импульса бурового раствора.

Преимущества *VSP-WD*. В горизонтальных скважинах ВСП-ПВ, кажется, единственным способом записать данные типа ВСП, так как он яв-

ляется нежелательным для проведения спуско-подъемных операций в случае нестабильности стенок буровой скважины и безопасности. Большой экономии можно достичь по сравнению с традиционным ВСП в связи с отсутствием времени простоя в процессе бурения. Поскольку буровик может наблюдать в режиме реального времени положение долота относительно объектов на сейсмическом разрезе, увеличивается точность целевого бурения. Этот метод также позволяет осуществлять раннее выявление областей с аномальными (высокими или низкими) давлениями.

Недостатками ВСП являются: точность сейсмических исследований низкая; требуется высокая точность временной синхронизации механизмов скважины с призабойным оборудованием на поверхности.

SWD Swept-signal — сигнал охвата пласта СПБ. Сейсмическое профилирование с применением гидравлического инструмента импульса охвата пласта является инновацией в области методов СПБ. Применение виброисточников позволяет преодолеть большинство ограничений в использовании долота в качестве источника. Используя виброисточники, СПБ эффективна в работе с породами с низкой плотностью и позволяет работать в скважинах с большим углом отклонения. В основе этого метода лежит использование метода гидравлического бурения: специальное оборудование создает резкое падение давления на забое. В то же время можно использовать возникающие акустические волны, которые могут передавать полезную информацию.

Преимуществами сигнала охвата пласта СПБ являются: достоверная информация в режиме реального времени; обратное вертикальное сейсмическое профилирование для коррекции глубины; контроль внутрипластового давления; получение сейсмических профилей с высоким разрешением; раннее предупреждение проявлений газа; возможность использования их в горизонтальных скважинах; способность проводить межскважинные исследования (4).

Мониторинг заканчивания скважины в режиме реального времени (МЗСРВ). Мониторинг заканчивания скважины в режиме реального времени (RTCM) является новым неразрушающим методом наблюдения для выявления ухудшения проницаемости при заканчивании скважин с выпадением песка. Этот метод использует акустические сигналы, посылаемые через экранированные трубы. Эти сигналы передаются волнами в трубе или волнами Стоунли, вызывающими радиальное взаимодействие скважинной жидкости через вскрытые пласты. Такие волны в трубе способны к «мгновенному» тестированию в присутствии или в отсутствие течения жидкости при закачивании, и они чувствительны к изменениям, происходящим в экранированных трубах с проволоочной обмоткой, в гравийной набивке, при перфорациях и, возможно, в пласте (рис. 5.8).

Скважинные характеристики (скорость, затухание), проходящие через операционный забой с ухудшенной проницаемостью или отличающиеся от соседних элементов, меняются. Методу RTCM требуются постоянные акустические датчики и, таким образом, его можно условно рассматривать как «миниатюрную» 4D-акустику на условиях акустического мониторинга в индивидуальной скважине. Труба или волны Стоунли являются фундаментальным осесимметричным режимом, который представляет собой ответную вибрацию столба жидкости, которой сопротивляется стенка скважины. Датчики выполняют зондирование в начале добычи, а затем они повторяют эти измерения во время срока эксплуатации скважины.

Метод RTCM позволяет обнаружить изменения проницаемости как в скважине, так и вокруг скважины в режиме реального времени, а также определить элементы скважины, ответственные за некоторые проблемы (экран, перфорация и т.д.), помочь таким образом спроектировать лучший отбор продукции скважины без ухудшения эксплуатационных факторов, заранее выявить проблемы или осложнения, когда они не являются острыми и могут быть решены при меньших усилиях; помочь охарактеризовать перетоки и дифференциальное истощение в скважинах с многочисленными объединенными продуктивными интервалами. [4]

Микросейсмический мониторинг представляет собой размещение систем приемника в выгодных позициях, где можно обнаружить небольшие землетрясения (микросейсмы), вызванные каким-то скважинным процессом. В случае гидравлического разрыва пласта чувствительные приемники, имеющие множество уровней, как правило, размещаются в соседней скважине на глубине, относительно близкой к этому процессу. Эти приемники обнаруживают сейсмическую энергию, вызванную микросейсмами, используя трехкомпонентную систему геофонов или счетчиков ускорения, а затем алгоритмы обработки размещают «событие», используя ассортимент информации, полученной от волн сжатия (Р-волна) и сдвига (S-волна). Основные микросейсмические процессы не сложные и являются непосредственным применением стандартных принципов сейсмологии землетрясений, которые разрабатывались, использовались и проверялись на протяжении десятилетий. Если скорости известны, то есть наиболее подходящее место для микросейсмического источника, в котором будут рассчитываться наблюдаемые различия в прохождении времени между уровнями и фазами (Р- и S-волны) с использованием известных пластовых скоростей распространения сейсмических волн. Если мониторинг проводится в одной вертикальной скважине, то также необходимо получить информацию непосредственно о входящих сейсмических волнах и о поляризации как Р-, так и S-волн.

Неопределенности находятся как в самих данных, так и в скорости сейсмической волны в геологической формации. Неопределенность также зависит от размера микросейсмов и в качестве данных включает в себя множество функций, таких как структурные и электронные шумы, количество инструментов, частоту отбора породы, частотную характеристику, приемную муфту и геометрическое позиционирование. Неопределенность в результате неадекватности скоростной модели является более серьезной проблемой, поскольку точность скоростной модели не может быть легко определена, в то время как точность данных обычно определима визуально [5].

Анализ керна является одним из ключевых звеньев в разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений. Эти анализы керна необходимы, чтобы определить нефтяные и газовые ресурсы, возможности и технологию их добычи, оценку экономических выгод от разработки месторождения. В инновационной технологии одним из ключевых способов получения данных является вычислительная томография керна. Последующая обработка томографических данных позволяет создать трехмерную (3D) цифровую модель керна.

Методы формирования цифровой модели керна включают в себя следующие этапы: а) данные скважинного исследования получают из резервуаров, которые включают глубинные пластовые интервалы и их обработку; б) проводится исследование одного или более интерпретируемых изображений скважины, чтобы произвести одно полное изображение периферической кривизны ствола скважины; в) получение одного или более кернов пласта, чтобы генерировать цифровые данные по керну для одного или более глубинных пластовых интервалов и г) обработку основных цифровых данных для создания цифровой модели керна. Техническим результатом является трехмерное (3D) создание цифровых кернов в соответствии с компьютерной томографией кернов (КТ-сканирование, КТ-томограммы) и формирование микроизображений (FMI) геологического разреза скважины, а также моделирование и цифровые модели кернов, чтобы понять маршруты движения потоков жидкости и темпов извлечения в выбранном резервуаре. Цифровые модели пород построены из 2-мерных (2D) тонких срезов изображений поверхности керна, полученных с помощью сканирующего электронного микроскопа, областей уплотнения сфер и изображений, полученных с помощью сканирующего лазерного конфокального микроскопа, а также различных типах изображений, полученных при помощи компьютерной томографии, такие как традиционные компьютерные микротомограммы и синхротронные компьютерные микротомограммы. Изображения, полученные при помощи компьютерной томографии (КТ, рентгеновская томография), являются наиболее широко используемым подходом. Компьютерные рентгеновские томограммы представляют собой двумер-

ные (2D) сечения, полученные с помощью рентгеновского источника, который вращается вокруг образцов. Плотность вычисляется при помощи коэффициентов рентгеновского затухания. Томограммы ряда сечений используются для построения трехмерного (3D) изображения образцов керна. Из-за контраста высокой плотности между породами и порами, заполненными жидкостью, изображения компьютерной томограммы могут быть использованы для создания изображений систем порода-время. Решение меняется от субмиллиметрового до микронного масштаба в зависимости от используемого устройства [9].

5.3. Мониторинг бурения: геонавигационная система

Мониторинг бурения в режиме реального времени является непрерывным контролем процесса бурения пласта. Мониторинг имеет важное значение в процессе проведения буровых работ. Непрерывный мониторинг процесса бурения и использование специальных навигационных систем, каротажа в процессе бурения и т.д. дают значительные преимущества: повышение производительности и коэффициента извлечения; достигается прогнозируемая отдача пласта с меньшим количеством буровых операций; снижение обводненности; устраняются многие осложнения в процессе бурения; увеличивается точность оценки пласта; становится возможным разрабатывать запасы, которые раньше считались экономически невыгодными. Введение специальных систем телеметрии в последние два десятилетия создало предпосылки для быстрой разработки конструкции с завершением горизонтальной скважины, резки бокового ствола в скважине и увеличение добычи нефти. Основные задачи, которые стоят перед системой мониторинга, включают получение навигационных, геофизических, технических и других данных и передачи их на поверхность в режиме реального времени. Процессы сбора, обработки и доставки призабойных параметров на приемники на устье скважины не должны оказывать негативное влияние на длину конструкции скважины.

Данные, зарегистрированные призабойной телеметрической системой, можно подразделить на несколько категорий: навигационные, определяющие траекторию ствола скважины; технологические, характеризующие режим бурения; геофизические, отражающие свойства слоев и геологический профиль скважины; специфические, формулирующие элементы саморегулирующихся ТС, и т.д. Для достижения этих характеристик используются соответствующие датчики, набор которых зависит от расположения системы мониторинга и ее оборудования.

Бурение боковых стволов и горизонтальных скважин в режиме реального времени. Навигационные данные включают углы отклонения оси

скважины от нулевого значения зенита (вертикальные), азимута (горизонтальные) и осевой отражатель положения (инструмент-фасад попоуды). Это множество называется *направленным* (рис. 5.10). Информация необходима для оценки местоположения скважины в пространстве. Измерения инклинометра проводятся электронными устройствами: акселерометрами и магнитометрами или гироскопами. Из-за высокой чувствительности к вибрации, значительных размеров и наличия накопленной ошибки («нулевая» ошибка) во время вращения бурильных труб гироскопы еще не нашли широкого применения в телеметрических системах. Они имеют ряд преимуществ, в частности, характеризуются низкой чувствительностью к магнитным полям и способностью определять точное значение зенитного угла и азимута ($\pm 7^\circ \text{C}$) этого расположения скважины.

Эффективность магнитометров зависит от близлежащих магнитных полей, поэтому, чтобы избежать помех в телеметрических системах, разработчики стремятся максимизировать удаление намагниченных частей корпуса от места установки магнитометров минимум на 4 м в каждом направлении и периодически размагничивать эти элементы конструкции в обслуживании. Наиболее распространенными способами снижения магнитного влияния при массовом производстве частей корпуса являются изготовление элементов конструкции, расположенных рядом с направленным датчиком, из таких немагнитных материалов, как алюминиевые и титановые сплавы, бериллиевая медь и т.д. Диапазон направленных устройств дополняет гамма-лучевой зонд (GR), который позволяет нам выбрать реперные горизонты для последующего сравнения с независимыми геофизическими исследованиями в открытом стволе скважины. Одновременно расположение слоев с низкой проницаемостью (глина) прогнозируется диаграммами гамма-излучения GR с некоторой степенью вероятности. Электромагнитное каротажное устройство с большого расстояния (4–6 м) между передатчиком и приемником, используемого для индукционного каротажа (IC), может также входить в состав навигационных устройств, так как он используется в основном для оценки подхода к граничным изменениям удельного электрического сопротивления, например, водонефтяного контакта (OWC).

Датчики измерения удельного электрического сопротивления. Поверхность около ЭУС вдоль индуктивного распределения обеспечивает более эффективное определение непродуктивных зон с повышенным сопротивлением (рис. 5.11). Геонавигация осуществляется в несколько этапов: расчеты траектории (план и инклинометр); оконтуривание залежи на основе данных каротажа; определение азимутального отклонения; интерактивная спецификация геологических разрезов; интерактивный анализ возможных траекторий скважин (рис. 5.12).

Принципами геонавигации являются: определение целевого объекта (зоны) для бурения и вскрытия; определение расположения башмаков обсадной колонны, предотвращение выхода хвостовика горизонтальной скважины за пределы целевого объекта, как это представлено на рис. 5.13. Целевой объект (зона) определяется на основе технико-экономического анализа разработки с учетом анализа соседних скважин и в соответствии с геолого-геофизическими исследованиями. Геонавигация обладает определенной тактикой. Это заключается в определении степени точности бурения горизонтальной скважины на продуктивный пласт; интерактивной модификации 3D-модели «целевой слой–траектория горизонтальной скважины» во время проникновения; использовании геофизических приборов для определения особенностей геологического строения (разрывов, кровли выработки и поверхности слоя).

Оптоволоконные датчики для бурения. Основная система передачи сигнала состоит из следующих компонентов: входного сигнала, усилителя, источника оптического сигнала, оптического корректора, линии оптического волокна (первое местонахождение), соединительных линий оптического волокна (второе местонахождение), принимающего корректора сигнала, усилителя и выходного сигнала (рис. 5.14). В системе передачи сигналов сигнал проходит через оптическое волокно с передатчиком, который преобразует электромагнитные волны к активному компоненту этого процесса, то есть оптической (световой) энергии. Как только сигнал передается через волокна, на другом конце цепи есть третий компонент, который называется *оптическим* или *принимающим детектором*, задача которого заключается в преобразовании оптического сигнала в электромагнитную энергию, аналогичную исходному сигналу.

То, каким образом определяется глубина скважины, заключается в следующем: так как скорость света известна, то мы измеряем время, за которое сигнал возвращается на поверхность, а программное обеспечение определяет глубину, используя простую формулу.

Измерение температуры несколько отличается от измерения глубины, и этот процесс намного сложнее. Он основан на эффекте Рамана, то есть неэластичной дисперсии оптического излучения на молекулах вещества (твердое, жидкое или газообразное), сопровождаемого заметным изменением частоты излучения (рис. 5.15). В отличие от дисперсии Релея, в случае комбинационного рассеяния света в диапазоне рассеянных излучений появляются спектральные линии, которые не присутствуют в диапазоне первичного (возбуждающего) света. Число и расположение появившихся линий определяется молекулярной структурой вещества.

Эффект Рамана, или комбинационное рассеяние, возникает в неупругом рассеянии фотонов входного светового импульса на атомах вибрирующих молекул. В результате появляются фотоны как с меньшей энергией, чем у входного импульса, то есть с большей длиной волны, так называемые стокеры, так и с большей энергией, то есть антистокеры с меньшей длиной волны. Антистокеры наиболее чувствительны к изменению температуры. Обычно мерой температуры является отношение интенсивности антистокеров и интенсивности стокеров. Интенсивность сигналов комбинационной дисперсии мала, и их распределение требует применения чувствительных спектрометров. Сдвиг линий диапазона этой дисперсии относительно длины волны входного импульса достаточно велик, что облегчает решение этой задачи. Характерной особенностью датчиков, основанных на регистрации рассеянного излучения, является их распределение вдоль ядра оптоволокна, непрерывно проводящего свет, то есть отражения рассеянного света происходят по всей отраженной волне и отражение от каждого элементарного места отраженной волны определяет состояние этого места, вызванное температурой или другими факторами. Короткие монохроматические импульсы лазерного источника поступают в ответвление, которое с помощью полупрозрачных зеркал делит пучок на две части, одна из которых направляется к отраженной волне, а другая к спектрометру. Рассеянные лучи от каждого отраженного элемента волны в некотором конусе дисперсии распространяются обратно и через ответвление попадают в спектрометр, где размещаются сигналы комбинационной дисперсии путем сравнения длин волн входного импульса и отраженного света. Дальнейшая обработка размещенных сигналов происходит в детекторе.

Сигналы Релея затухают во времени по экспоненциальному закону. Распределение отражений из определенного места осуществляется временным методом (оптической рефлектометрией временной сферы — OTDR). Для этой цели лазер посылает короткие монохроматические импульсы света довольно долгой отраженной волны. Поскольку известна скорость света в отраженной волне, время прихода отраженного сигнала определяет местоположение отраженного элемента волны, из которого было отражение, то есть расстояние от источника. Выбирая моменты измерения отраженного излучения относительно момента излучения касательно входного импульса, можно оценить местоположение отражающего элемента отраженной волны. Если измерения производятся в последовательно возрастающих временных точках, оценка отражений будет постоянно осуществляться по всей длине отраженной волны или в определенных точках, расположенных в ряд.

В результате использование оптоволокна при бурении скважин в режиме реального времени позволяет: получать самые большие данные во

время операции бурения; реализовать операции с наибольшей уверенностью и знанием характеристик объекта; сравнить информацию, которая дает возможность принимать решения в режиме реального времени; определить проблемы в процессе бурения для предотвращения изменений в процессе; оптимизировать использование жидкостей; улучшить дальнейшие планы по разведке.

В качестве одного из ключевых инструментов реализации концепции цифрового актива командные центры по эксплуатации в режиме реального времени из компании Halliburton Real Time Centers™ (RTC™) позволяют экспертам в различных областях и другим экспертам из специальных направлений находиться в любой точке, где они должны быть в этот момент, без необходимости их физического присутствия. Они позволяют экспертам присутствовать и работать одновременно в нескольких скважинах, расположенных в разных частях мира, чтобы свести к минимуму количество проблем, связанных с охраной труда, безопасности и здоровья и охраны окружающей среды за счет сокращения численности работников, которые должны быть непосредственно на местах, и сократить количество времени, необходимого для принятия правильных решений на счет помощи взаимодействия в режиме реального времени. Они также обеспечивают идеальную возможность для опытных профессионалов обучать и воспитывать молодое поколение и ускорять их развитие для более эффективной передачи знаний, что является важным вопросом для нашей отрасли. С 1996 года, когда Эдгар Ортис (Edgar Ortiz), бывший главный исполнительный директор компании Halliburton Energy Services Group, впервые представил концепцию эксплуатационных процессов в режиме реального времени. Halliburton построил более пятидесяти эксплуатационных центров, функционирующих в режиме реального времени по всему миру. Около половины из них были построены для национальных и международных нефтяных компаний. Остальные построены как внутренние хабы (центры деятельности) для улучшения качества нашей собственной службы и оперативного контроля качества. Они полностью укомплектованы личным составом Halliburton и оказывают поддержку при проведении операций в скважинах.

Полностью адаптированные к требованиям и условиям конкретного региона, Центры могут объединить все аспекты проекта, начиная с выполнения комплекса исследований до планирования скважин, бурения, проведения оценок, оптимизации, а также оконтуривания месторождения, моделирования резервуара и увеличения нефтеотдачи. Обратная связь в режиме реального времени, доступная в этих центрах, способна обеспечить взаимодействие между экспертами по всему миру без необходимости поездок в отдаленные или опасные места. В процессе расширения различных эксплуатационных операций и их растущего движения к оффшору и в других

сложных условиях Центры предоставляют возможность проследить работу буровых установок дистанционно, одновременно стимулируя эффективное взаимодействие между сотрудниками, чтобы повысить уровень безопасности, что помогает сократить расходы, и, наконец, позволит нашим клиентам принять более обоснованные решения.

5.4. Автоматизированные и мобильные буровые установки в режиме реального времени

Мировой опыт использования буровых установок показывает, что их операционная эффективность зависит от использования средств автоматизации, особенно в таких повторяющихся операциях, как спуско-подъемные операции. Автоматизация не только сокращает количество персонала буровой команды, но и, как следствие, повышает уровень безопасности эксплуатации на буровой площадке. Автоматизированные гидравлические буровые установки типа серии НН были разработаны компанией Drillmec для обеспечения высоких стандартов безопасности буровых работ, их высокой эффективности, снижения затрат на бурение и уменьшения воздействия бурения на окружающую среду. Эти установки требуют в два раза меньше площади для размещения оборудования, чем традиционные, обеспечивают наиболее быстрый монтаж-демонтаж и транспортировку в другую точку, снижают непродуктивное время и затраты, обеспечивают высокую производительность.

Буровые установки имеют форму уникальной конструкции, которая существенно отличается от обычных буровых установок (рис. 5.16). Цель этой конструкции заключается в повышении безопасности буровой бригады и улучшении технико-экономических показателей бурения. Конструкция буровой серии НН использует другое гидравлическое оборудование для максимальной автоматизации процесса бурения. Буровые установки серии НН доступны с номинальной статической грузоподъемностью крюка от 70 до 350 тонн, что позволяет бурить скважины до 5000 метров в глубину в зависимости от структуры и профиля скважины. Буровые установки этой конструкции потенциально могли бы пользоваться большим спросом, так как 90% пробуренных в настоящее время на суше в мире нефте-, газо- и геотермальных скважин находится в пределах технических возможностей этой серии. Была разработана и находится в производстве крупнейшая буровая установка серии НН, предназначенная для работы в Саудовской Аравии, с грузоподъемностью на крюке 600 тонн. Буровые установки серии НН интегрированы с основанием прицепа, на котором они транспортируются как единое целое. Эти установки являются самоподъемными, так как с помощью гидравлических цилиндров они устанавливаются в рабочем положении на нужной высоте. Саморегулируемая мачта имеет

уменьшенную высоту. После подъема основания буровой установки на необходимую высоту подроторной структуры мачта поднимается в вертикальное положение двумя гидравлическими цилиндрами. Верхний привод оснащен динамометрическим ключом, который может перемещаться горизонтально, что позволяет ему поднимать трубы из ствола скважины для «одной трубы» к центру скважины, и наоборот. Кроме того, буровая установка оснащена автоматическим трубным манипулятором, который вращается внутри уникальных вертикальных стеллажей для бурильных труб, радиально расположенных вокруг буровой площадки. Эти вертикальные стеллажи состоят из определенного числа мобильных стеллажей. Количество стеллажей зависит от размера и типа буровой установки.

Трубные захваты монтируются на вертикальной вращающейся станине башни и оснащены двумя зажимами каждый. С помощью этих зажимов механизм захватывает буровую трубу из любого стеллажа и перемещает ее в ствол скважины для соединения или, наоборот, в зависимости от предыдущей электронной заданной последовательности.

5.5. Управление морских буровых платформ и судов в режиме реального времени

Автоматизация морских буровых платформ и судов традиционно связана со многими трудностями. Так как все процессы привязаны к платформе, важную роль играют масса и габариты установленного оборудования. Установки на платформе подвергаются коррозии и нуждаются в постоянном обслуживании. Одной из главных задач жизнеобеспечения платформы является создание системы дистанционного мониторинга. Оборудование, используемое на морских платформах, должно быть сертифицировано в соответствии с военно-морскими стандартами, подтверждая его использование в суровых морских условиях. Основные требования включают защиту от коррозии, способность выдерживать экстремальные температуры, устойчивость к электромагнитным помехам и постоянной вибрации. Специальные требования также предъявляются к сети связи, так как она должна быть зарезервирована, чтобы обеспечить высокую пропускную способность и гарантировать передачу данных. Управление морскими буровыми платформами и судами постоянно развивается, чтобы предоставить нефтяным компаниям более широкий доступ к информации в режиме реального времени.

Традиционная схема системы дистанционного контроля основана на передаче данных со множества дистанционных плавучих морских буровых установок (ПБУ) на центральную буровую платформу, где размещается система SCADA. Чтобы решить эту проблему, используется высокопроизво-

дительная промышленная сеть Ethernet, которая соединяет датчики и автоматические регуляторы на ПБУ и системы HMI/SCADA на центральной платформе. Центральная буровая платформа должна быть оснащена системами автоматизации, которые предназначены для обслуживания строительных и технических областей, то есть для управления освещением, системой кондиционирования воздуха, электричеством и т.д.

На большинстве буровых установок смонтированы системы видеонаблюдения, которые будут интегрированы в единую магистральную сеть передачи данных. Чтобы решить эту проблему, компания MOXA предоставляет серверы IP-Series Surveillance Vport, которые передают изображения с видеокамер и обеспечивают дистанционное управление платформой с системой CCTV. В настоящее время инженеры более широко используют связь Ethernet во всех отраслях промышленности, включая морские задачи. Это связано с такими особенностями стандартного Ethernet, как универсальность, устойчивость к побочным эффектам, простота построения систем. Любой простой буровой установки приводит к снижению производительности бурения. Создание избыточной сети связи является ключевым фактором в обеспечении непрерывного контроля над инфраструктурой буровой установки. Многие буровые установки находятся далеко от берега и до них можно добраться только на вертолете. Для взаимодействия с удаленной центральной платформой RAS по беспроводной сети используются каналы. В случае передачи данных на большие расстояния используются радио- или спутниковая связь. Для связи на короткие расстояния и мобильный доступ также используется соединение Wi-Fi IEEE 802.11a/b/g. Компания MOXA предлагает широкий спектр коммуникационных систем Wi-Fi, начиная с беспроводной точки доступа и заканчивая беспроводными серийными серверами до Ethernet.

Экспериментальные информационные и коммуникационные системы и технологии для мониторинга и контроля разработки оффшорных месторождений углеводородов в режиме реального времени. В сферу применения входит разработка крупных морских месторождений углеводородов на этапах сейсморазведки, разведки, бурения, добычи нефти и газа в транзитных и глубоководных районах с использованием плавучих средств, буровых установок, буровых платформ и подводных эксплуатационных платформ. Целью является мониторинг состояния месторождений и окружающей среды, используя самые современные инструменты: датчики, наземные станции, водные антенны и другие измерительные приборы; полуприродное моделирование разработки месторождений и развития технологий.

Методами развития адаптивного планирования и контроля на всех этапах разработки месторождения в режиме реального времени являются:

ежедневный, еженедельный, ежемесячный, квартальный, полугодовой, годовой контроль; оценка и оптимизация стоимости операций.

Планируемые результаты полунатурного моделирования следующие: на сейсмическом этапе строится 3D-геологическая модель месторождения, проводится оценка запасов и ресурсов углеводородного сырья, даются рекомендации по разведочному бурению и размещению буровой платформы;

этап разведочного бурения включает в себя уточнение 3D-геологической модели месторождения, подтверждение запасов углеводородов в результате разведочного бурения; рекомендации по размещению и конструкции интеллектуальной платформы, в том числе «необитаемой» добывающей платформы (или подводной эксплуатационной системы);

стадия добычи заключается в изменениях в 3D-геологических и гидродинамических моделях, построении 4D-модели месторождения, контроле и мониторинге добычи углеводородных запасов на основе 4D-модели, рекомендациях по плану добычи (управление продуктивностью скважины), стоимостная оценка.

Технологиями, разработанными для мониторинга и контроля, являются: использование скважинных инструментов, внедренные системы управления, технология спутниковой связи, широкополосный Ка-диапазон для доступа к наземным сетям передачи данных (Ка-диапазон — диапазон частот сантиметровых и миллиметровых длин волн, используемых в основном для спутниковой радиосвязи и радиолокации), технологии обработки и интерпретации больших объемов данных, сверхпроизводительные компьютеры.

5.6. Геологическое моделирование в режиме реального времени в обслуживании скважин

Основной целью геонавигации является повышение продуктивности скважин при прохождении наиболее продуктивных частей резервуара. Для достижения этой цели используется разнообразная программная визуализация и моделирование процессов. Версия рабочей среды геонавигационной команды может выглядеть следующим образом (рис. 5.15–5.17а). В рабочем окне представлены модели геофизических кривых планируемой траектории скважины, построенных на основе первоначальной геологической модели, то есть модели до бурения скважины. Результаты интерпретации помогли определить границы целевого объекта и точку поступления в пласт. Можно видеть, что, несмотря на отличие траектории скважины от идеальной кривой, модель сопротивляемости похожа на данные, полученные в режиме реального времени. В целом данные указывают на отсутствие

неожиданных выходов из пласта или столкновения с массивными неоднородностями свойств пласта. Примером служит проведение геонавигации компанией NPE на севере Дакоты. Во время мониторинга траектория скважины была немного изменена по сравнению с намеченной траекторией, что не повлияло на успешный исход. Бурение скважин в коллекторе 9–19Н в Голландии достигло более 900 м в горизонтальной скважине. Сопутствующее бурение скважины Элис 16Н в Эквадоре примечательно тем, что в навигации этой скважины широко использовались компьютеры для обновления модели и внесения изменений в параметры бурения. Субвертикальная скважина Алиса 12, расположенная недалеко от планируемой скважины, была выбрана в качестве основы для конструкций.

Компьютер построил структурную интерпретацию разреза скважины (запланированную траекторию), которую позже обновили данными бурения. В результате можно было увидеть график планируемой скважины, пробуренной в режиме реального времени, а также текущие измерения электрического сопротивления и диаграммы гамма-каротажа в режиме реального времени. В каждом измерении компьютер автоматически регистрировал расстояние до верхней части резервуара, что позволяет подогнать конфигурацию данной поверхности.

Максимальный контакт скважины с продуктивным пластом осуществляется с помощью технологии трассирования границ пласта PeriScore на морском месторождении Odoptu — (Сахалин). Целью является бурение скважин с большим отклонением от вертикали на Сахалинском месторождении Одопту-море без бурения направляющей скважины небольшого диаметра, достижение максимального контакта скважины с продуктивным пластом, оптимизация длины горизонтальной секции и минимизация искривления ствола скважины. Решение заключается в использовании технологии трассирования границ пласта и механической вращательной системы. Скважина была успешно пробурена в продуктивном коллекторе без бурения пилотной скважины, а затем с помощью геонавигации, используя технологию PeriScore, было полностью пробурено горизонтальное сечение в продуктивном пласте. Решения по геонавигации были приняты группой инженеров по геологическому бурению скважин и специалистов по направленному бурению наклонных скважин, основываясь на интерпретации границ пласта по измерениям PeriScore в режиме реального времени. Использование ориентированных глубоких измерений, сделанных с помощью PeriScore, было идеальным решением для данного случая, поскольку наблюдался довольно точный контраст в проводимости между нефтяным пластом, кровлей и донными аргиллитами. Получение расстояние границ пласта, а также ориентация таких границ в пространстве с помощью техно-

логии PeriScope позволили выявить и интерпретировать пропласты кальцита, а информация о направленности кровли выработки позволила определить углы наклона геологической структуры.

Результаты следующие:

– Скважина была успешно пробурена до расстояния 1 метр от кровли пласта.

– Одно долбление привело к бурению 604 метров горизонтального сечения со 100%-м простираем продуктивного пласта; геонавигация по отношению к кровле и поверхности пласта, точное представление границ пласта; мониторинг глубины скважины по вертикали, что позволяет осуществить комплексную оценку фильтрации и свойств отдачи продуктивного пласта.

– Результаты превосходили запланированные показатели.

Бурение скважин за 35 дней. «СГК — Бурение» устанавливает рекорд в Западной Сибири. Технологии PeriScope и POWERDRIVE для оконтуривания пласта и оптимизация траектории скважины обеспечили бурение интервала в 400 метров с 89% компоновкой в продуктивном пласте. Целью является бурение интервала с минимальной кривизной в 400 м без пилотной скважины в кратчайшие сроки. Решение заключается в использовании PeriScope в процессе бурения, бурения геологической скважины и роторную контролируемую систему (RUS) PowerDrive X5 для эффективного бурения. В состав скважинной борки включены устройства PeriScope для оконтуривания пласта и X5 RUS PowerDrive. Таким образом, начиная с этапа планирования и до достижения проектной глубины скважины все данные поступили в офис в режиме реального времени. Такой подход позволил бурильщикам своевременно принять правильные решения в интерактивной форме.

5.7. Преимущества систем мониторинга бурения в РРВ.

Автоматизация бурения: преимущества и недостатки.

Концепция бурения E-системы

В настоящее время важное значение приобрело применение консалтинговой системы в режиме реального времени, предназначенной для регулирования данных в режиме реального времени, для ответов на вопросы, которые могут возникнуть в буровой бригаде, а также для принятия решений. Процесс оптимизации бурения требует интеграции обширного количества данных из различных источников. Развитие исполнительной системы отсчета предоставит технологию, способную объединить несколько этих источников данных. Такая система поможет пользователям принимать решения, давая консультации и рекомендации по принятию мер в режиме реального времени, которые позволят улучшить процесс бурения.

При использовании автоматизированных систем бурения в режиме реального времени проявляются следующие преимущества: согласованность в работе, максимальная производительность, снижение эксплуатационных затрат, повышение безопасности. Опыт других отраслей промышленности показывает в большинстве случаев, что увеличение уровня автоматизации может увеличить общие эксплуатационные и экономические показатели буровых работ. В этом случае необходимо знать, как автоматизированная система будет вести себя в нетрадиционных (непроектных) ситуациях, может ли она обнаружить их или оставить незамеченными.

Современная автоматизация имеет огромное значение, особенно, если данные в этом случае поступают в режиме реального времени, но, чтобы избежать недоразумений в реализации этой технологии, высокий уровень автоматизации должен сопровождаться человеком.

Е-бурение является новой и инновационной системой моделирования бурения в режиме реального времени, 3D-визуализации и управления с экспертного центра дистанционного бурения. Концепция использует все имеющиеся данные по бурению в режиме реального времени (наземные и скважинные) в сочетании с моделированием в режиме реального времени для контроля и оптимизации процесса бурения. Эта информация используется для визуализации скважин в 3D-режиме реального времени. Система состоит из следующих элементов:

- автоматизированное управление трубами; усовершенствованное и быстрое интегрированное буровое моделирующее устройство, мощность которого позволяет моделировать различные буровые суб-процессы динамически, а также взаимодействие между этими суб-процессами в режиме реального времени; автоматический контроль качества и поправки к данным по бурению делают их пригодными для обработки компьютерных моделей;

- консультативная технологии для более оптимального бурения; виртуальная скважина с передовой визуализацией скважинных процессов; система визуализации нового поколения предназначена для интеграции всех вовлеченных участников; поток данных и компьютерная инфраструктура.

Управление давлением в процессе бурения (MPD) является необходимым блоком в автоматизированном бурении.

Система AGR' CMP может использоваться с существующими противовыбросовыми устройствами и системами буровых стояков. Система ORS' LRRS предназначена для использования в будущем с тонким противовыбросовым устройством и системой стояка с высоким давлением. Общими для обоих решений являются следующие.

Притоки в скважину будут обнаружены гораздо раньше, чем с существующими системами, во-первых, в связи с увеличением потребления электроэнергии насосами подъемных циркуляционных систем; во-вторых,

благодаря датчикам давления в подводном стояке. Скважина устраняет динамический процесс, то есть без временной остановки скважины, чтобы перемешать утяжеленный буровой раствор. Более сложными операциями по глушению скважины являются действия по регулированию давления в процессе бурения; поддержание постоянного давления на забое на всех этапах бурения; использование телеметрической трубы с целью прогнозирования забойного давления в режиме реального времени; автоматизированный процесс вывода из эксплуатации, необходимый для поддержания постоянного давления в забое.

Автоматизированный процесс является очень важным фактором, чтобы избежать вмешательства человеческого фактора при принятии решений.

Выводы

В течение наступающего десятилетия разведочные работы в режиме реального времени будут основываться на создании новейших технологий следующего поколения разведочных работ в процессе разработки. Был создан специальный метод конечных разностей миграции в решении обратной временной миграции во временной области (обратная временная миграция, RTM). Обратная временная миграция предлагает лучшие решения для миграции сейсмических данных в комплексной волновой модели. Технология миграции RTM была реализована компаниями, в том числе CGGVeritas, ION/GXT, Paradigm, для разведки в режиме реального времени. Процессоры, используемые в суперкомпьютерах этих компаний, выполняют вычисления на основе действия быстрого преобразования Фурье в 40 раз быстрее, чем процессоры ведущих брендов. Анализы азимутальной скорости в 3D-сейсмических данных могут быть использованы для оценки состояния напряженного состояния горных пород в режиме реального времени. Значения сейсмических свойств в калибровке с другими геомеханическими данными позволяют управлять геологической разведкой в режиме реального времени и помогают определить эффективные методы. Различия в сейсмической скорости и амплитуде вдоль азимута можно определить сейсморазведкой широкого азимута для прогнозирования плотности трещин в пласте. Картирование в режиме реального времени естественных трещиноватых систем, которые интегрированы и откалиброваны существующими данными по кернам, взятым из скважин и созданных каротажных диаграмм, и другие геомеханические процедуры позволяют оптимизировать бурение на этом месторождении. Существует возможность определения коэффициента Пуассона хрупкости горной массы. Зоны пород-коллекторов с более низким коэффициентом Пуассона (CP) имеют более хрупкие породы. В то же время области с относительно высоким коэффициентом

Пуассона (СР) относятся к видам с меньшей хрупкостью. Все это позволяет определить лучшие зоны эффективности в режиме реального времени, что дает возможность оптимизировать размещение скважин и бурение. Компании работают над созданием трехточечного сейсмического источника, который предназначен как для самой скважины, так и для межскважинной сейсморазведки. В принципе наиболее уместными в многоточечных источниках сейсмических волн являются скважинные сейсмические исследования, когда исследование ведется на проходящих волнах (изображение ВСП) [10].

Автоматизированные гидравлические буровые установки предназначены для обеспечения высоких стандартов безопасности в буровых работах, их высокой эффективности, снижения издержек при бурении и уменьшения воздействия бурения на окружающую среду. Автоматизация оффшорных буровых платформ и судов традиционно связана со многими трудностями. Одной из главных задач жизнеобеспечения морской платформы является создание дистанционного мониторинга. Оборудование, используемое на морских платформах, должно быть сертифицировано в соответствии с морскими стандартами, подтверждая его использование в суровых морских условиях.

Основной целью геонавигации является повышение продуктивности скважин путем прохождения наиболее продуктивных частей резервуара. Для достижения этой цели используются различные программные обеспечения визуализации и моделирования процесса. В настоящее время важное значение имеет применение консалтинговой системы в режиме реального времени, предназначенной для управления данными в режиме реального времени, для ответов на вопросы, которые возникают у буровой бригады, а также для принятия решений. В настоящее время автоматизация имеет огромное значение, особенно, если данные в этом случае поступают в режиме реального времени, но, чтобы избежать недоразумений в случае реализации этой технологии, высокий уровень автоматизации требует присутствия человека.

Литература

1. Руководство по ведению бизнеса (инновации). Приложение, № 47 (47), Н. Иванов, 01.12.2013.
2. Микросейсмический мониторинг: внутри и снаружи, Norm Warpinski, ноябрь 2012.
3. Еремин Н.А. Управление разработкой интеллектуальных месторождений: учеб. пособие для вузов. В 2-х кн. Кн. 1. М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2011. 200 с.: ил. ISBN 978-5-91961-019-9. С. 171–172.

4. *Feofilaktov S.* Вискоточные системы внутрискважинной телеметрии для испытания скважин // Сфера нефтегаз. 2012. № 3.
5. *Грачёв Н.Е.* Цифровые исследования керна // V Научно-практическая конференция «Суперкомпьютерные технологии в нефтегазовой отрасли. Математические методы, программное и аппаратное обеспечение». М.: ООО «Интровижн», 2011.
6. *Chzan Tuanfen, Herly Nail Frensis.* Метод создания цифровой модели ядра с помощью изображений скважины, цифровые образцы горных пород и многоточечная статистика // SPE. 2012.
7. *Гошовский С.В., Сиротенко Р.Т.* Разработка новых технологий в поисково-разведочных работах в режиме реального времени. Киев: УкрГГРИ, 2012.
8. *Bumtar M., Сюй-Сян Ву, Shanjun Ли.* Новый каротаж в процессе бурения с применением метода регулировки диапазона для SAGD: теория и эксперимент // SPE. 2012. SPE-159405-MS.
9. *Jason Pitcher, Jennifer Market, David Hinz.* Звуковая геонавигация в традиционных и нетрадиционных резервуарах // SPE. 2011. SPE-146732-MS.
10. *Nedhal Al-Musharfi, Radhey Bansal* и др. Бурение, характеристики коллектора и геонавигация в режиме реального времени, использование высокого разрешения изображения удельного сопротивления при ЛПБ // SPE. 2011. SPE-133431-MS.
11. *Воскресенский Ю.Н.* Полевая геофизика: учеб. для вузов. М.: ООО «Издательский дом Недра», 2010. 479 с.
12. *Lasse A., Landro M.* 4D-сейсморазведка — состояние и перспективы // GEO EXPRO. October 2010. V. 4, N 5. P. 66–68.
13. *Long Jin, Tiller Gottfried, Weber Daniel, Fu Shipeng, Ferrandis Javier, Paul van den Hoek; Pirmez Carlos, Fehintola Tope, Tendo Fidelis, Olaniyan Elozino.* Интегрированный рабочий процесс для количественной интеграции 4D-сейсмических данных: изучение проблемы // Международная Нефтегазовая Техническая Конференция, 7–9 февраля 2012, Бангкок, Таиланд.
14. *Rigmor Elde, Sando Ivar A., Munkvold Ola-Petter* (Statoil Hydro). 4D-гео-физические данные // GEO EXPRO. 2010. Т. 6, вып. 5.
15. *Еремин Н.А., Еремин А.Н., Еремин А.Н.* Управление разработкой интеллектуальных месторождений: учеб. пособие для вузов. В 2-х кн. Кн. 2. М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2012. 210 с.: ил. ISBN 978-5-91961-329-7.

Вопросы к главе 5

1. Какие системы и инструменты используются во время разведки при разработке месторождений в режиме реального времени?
2. Что такое 4D-сейсморазведка в разработке и эксплуатации месторождения?
3. Как получают геологическую информацию в режиме реального времени при мониторинге бурения разведочных и эксплуатационных скважин?
4. Что такое 3D-цифровая модель керна?
5. Каковы перспективы разведки при разработке в режиме реального времени?
6. Какая основная цель геонавигации?
7. Что собой представляет буровая E-система?
8. Каковы преимущества и недостатки автоматизированных буровых установок?
9. Каковы основные задачи системы мониторинга бурения в режиме реального времени?
10. Какие возможности существуют в контрольных центрах по бурению в режиме реального времени?

Общий первоначальный объем углеводородов в залежи		ДОБЫЧА		
Открытый первоначальный объем углеводородов в залежи	Коммерческие	ЗАПАСЫ		
		Доказанные	Доказанные + вероятные	Доказанные + вероятные + возможные
Неоткрытый первоначальный объем углеводородов в залежи	Некоммерческие	УСЛОВНЫЕ РЕСУРСЫ		
		Пессимистичная оценка	Наиболее реальная оценка	Оптимистичная оценка
		НЕИЗВЛЕКАЕМЫЕ		
		ПЕРСПЕКТИВНЫЕ РЕСУРСЫ		
		Пессимистичная оценка	Наиболее реальная оценка	Оптимистичная оценка
		НЕИЗВЛЕКАЕМЫЕ		
		← СТЕПЕНЬ ВЕРОЯТНОСТИ →		

Рис. 5.1. Классификационная вероятностная система ресурсов

Российская классификация запасов, 2016 г. и PRMS

Источники: "Бюллетень нормативных актов федеральных органов исполнительной власти", N 3, 03.02.2014, Грейс и др., JPT, 1993

	ОТКРЫТЫЕ резервы						НЕОТКРЫТЫЕ			
	ДОКАЗААННЫЕ						ВЕРОЯТНЫЕ	ВОЗМОЖНЫЕ	ПОТЕНЦИАЛЬНЫЕ	
	РАЗРАБАТЫВАЕМЫЕ		НЕРАЗРАБАТЫВАЕМЫЕ							
	ДРДП	ДРНДП								
ИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ	A РР	B1 РНР	B2 РНО	C1 Р	C2 О	D0 Дл	D1	D2		
ИЗВЛЕКАЕМЫЕ РЕСУРСЫ										

Экономическая целесообразность добычи

Геологическая вероятность существования

ДРДП (доказанные разбуренные, дающие продукцию)
ДРНДП (доказанные разбуренные, не дающие продукцию)

Категория запасов	Степень промышленного освоения и геологической изученности	Состояние разработки
A	РР (разрабатываемые, разбуренные)	Разрабатываются в соответствии с проектным документом
B1	РНР (разрабатываемые, неразбуренные, разведанные)	Разработка которых планируется в соответствии с проектным документом
B2	РНО (разрабатываемые, неразбуренные, оцененные)	Разработка которых проектируется в соответствии с проектным документом
C1	Р (разведанные)	Может осуществляться пробная эксплуатация или пробная эксплуатация отдельных скважин
C2	О (оцененные)	Разрабатываемых на основании проекта пробной эксплуатации, пробной эксплуатации отдельных скважин

Рис. 5.2. Схема классификации запасов и ресурсов нефти и газа с 01.01.2016 г.

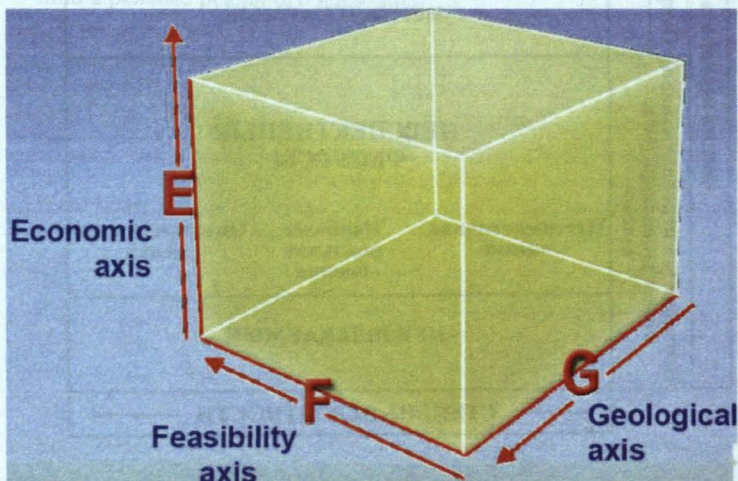


Рис. 5.3. Принципы рамочной классификации ООН – UNFC

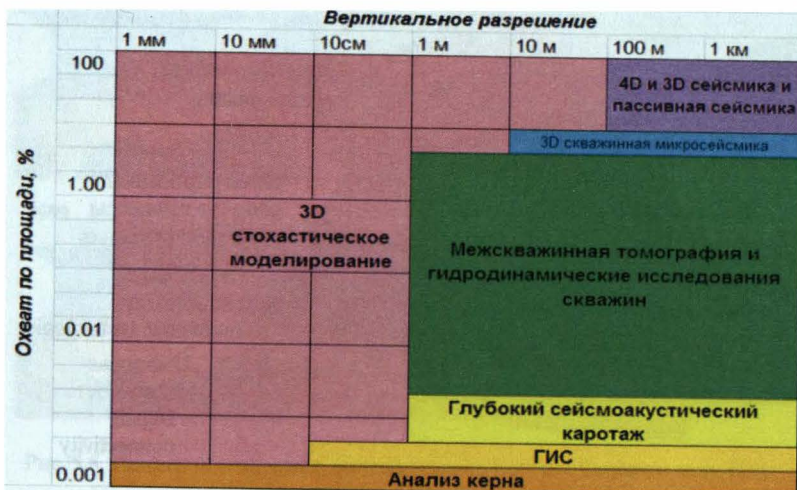


Рис. 5.4. Современные методы исследования залежей УВ

Описание керна:

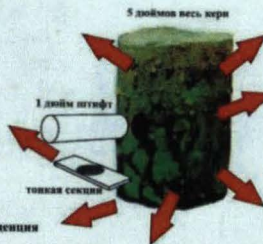
- текстура
- фауна, флора
- седиментология
- стратиграфия
- структура (трещины и т. д.)
- измерения проницаемости
- биостратиграфические данные

Тонкосекционная петрография:

- типы пористости
- микрофауна, флора
- диагенез
- катодная люминесценция
- размер зерен, сортировка
- цементный анализ

Минералогия:

- рентгеновская дифракция, флуоресценция
- SEM анализ
- микробиологический анализ
- изотопный анализ



Сейсмика:

- калибровка каротажной информации
- калибровка сейсмических отражений

Анализ керновых штифтов:

- пористость, проницаемость
- плотность зерен
- насыщенность флюидами
- нагнетание рутги для измерения размеров пор и капиллярного давления

Специальный анализ керна:

- относительная проницаемость
- капиллярное давление
- пористость, проницаемость образца керна
- насыщенность
- СТ-сканирование
- восстановление первоначального состояния

Геохимический анализ:

- механические характеристики
- модуль эластичности
- акустические характеристики
- электрические свойства
- анализ трещин и напряженного состояния

Рис. 5.5. Данные для построения цифровой 3D-модели керна

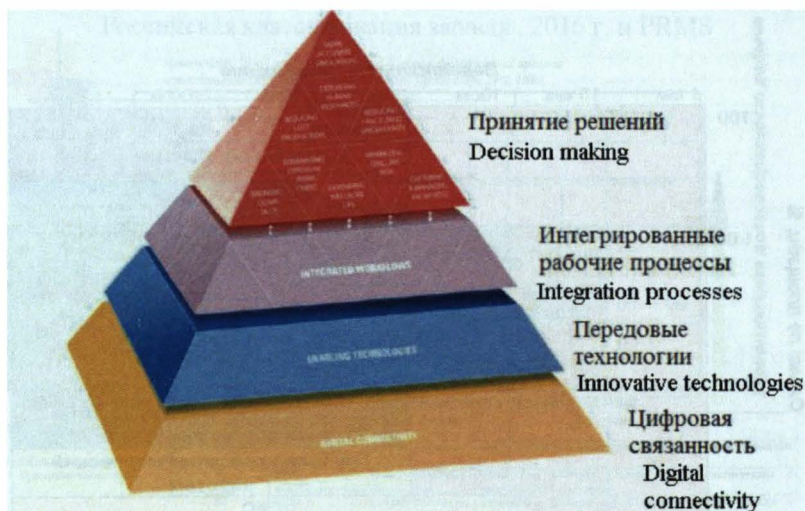


Рис. 5.6. Компоненты геологоразведочных работ в режиме реального времени

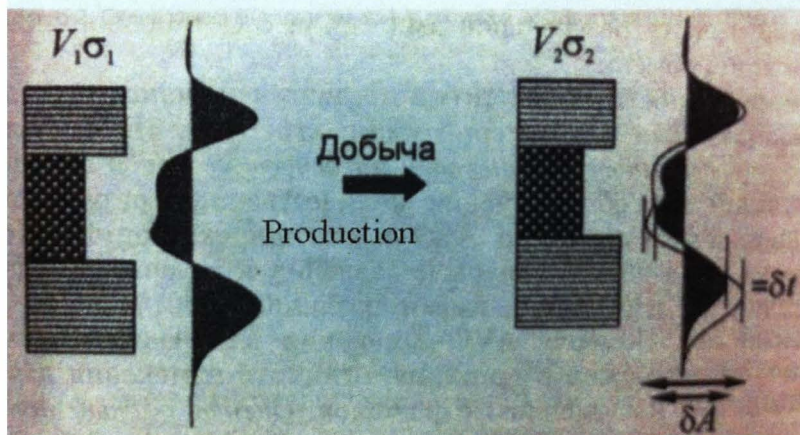


Рис.5.7. Технология изменений при 4D-сейсморазведке акустического входного сопротивления в процессе разработки приводит к изменениям между амплитудой ΔA и временем Δt [18]

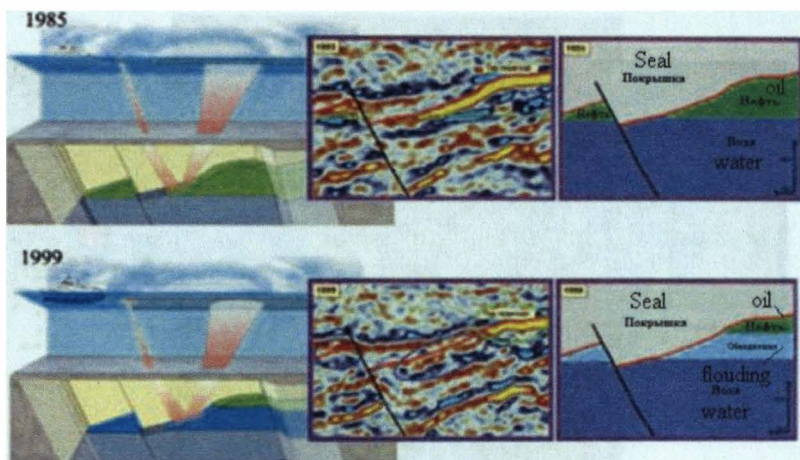


Рис. 5.8. Пример 4D-сеймики, месторождение Gullfaks, Северное море [19]

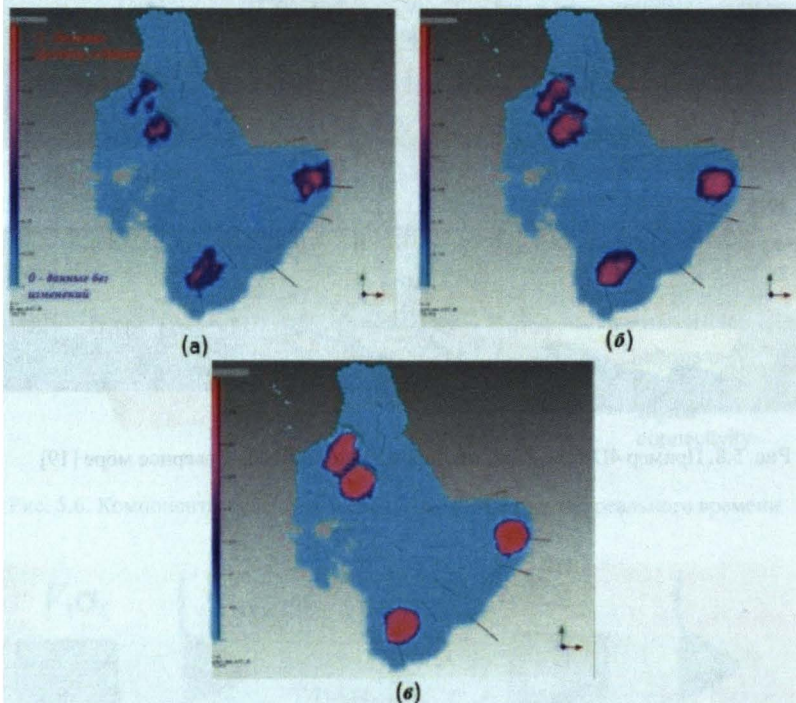


Рис. 5.9. Пример мониторинга месторождения в Западной Африке. Результаты выбора модели резервуара с использованием 4D-сейсмических данных:
 а) 4D-сейсмические атрибуты; б) изменения в нефтенасыщенности до выбора модели; в) изменения в нефтенасыщенности после выбора модели [20]

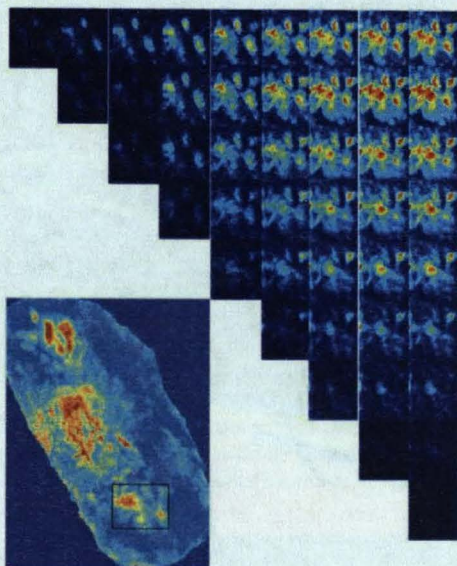


Рис. 5.10. Матричное изображение 45 4D-карт месторождения Valhall, норвежский сектор Северного моря [21]

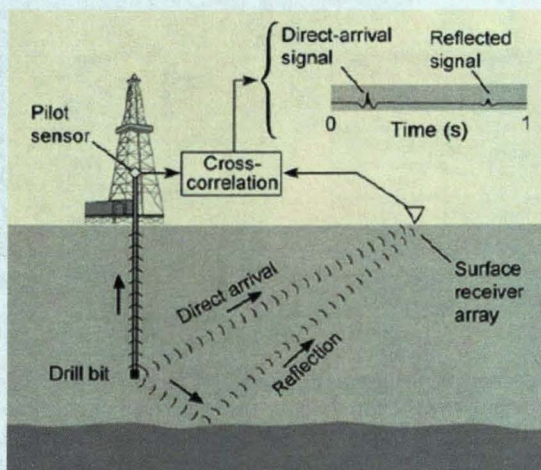


Рис. 5.11. Принцип действия СВПБ с использованием долота в качестве источника в РРВ

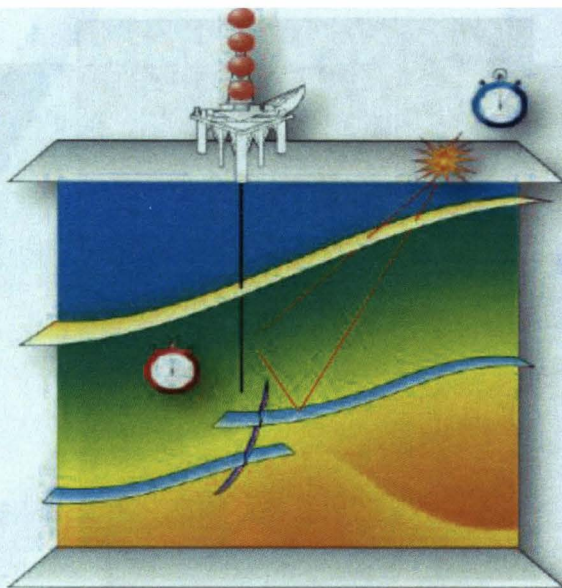


Рис 5.12. Принцип работы ВСП ВПВ в РРВ

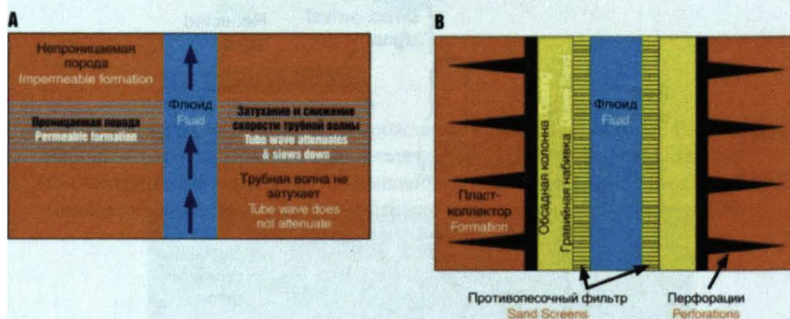


Рис. 5.13. Мониторинг заканчивания скважины в РРВ. (а) При взаимодействии волны в НКТС проницаемым интервалом, через который может происходить взаимный переток флюидов между стволом скважины и пластом-коллектором, такая волна затухает и ее скорость снижается. (б) Схематический разрез эксплуатационного забоя глубоководной скважины, оборудованного противопесочным фильтром

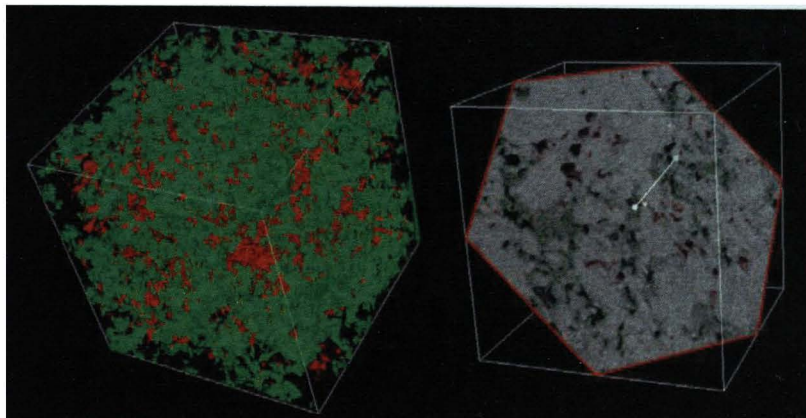


Рис. 5.14. Образец модели ядра после сегментации. Слева приведена визуализация порового пространства, справа - сечение области, представляющей интерес. Зеленым отмечена открытая пористость, красным – закрытая

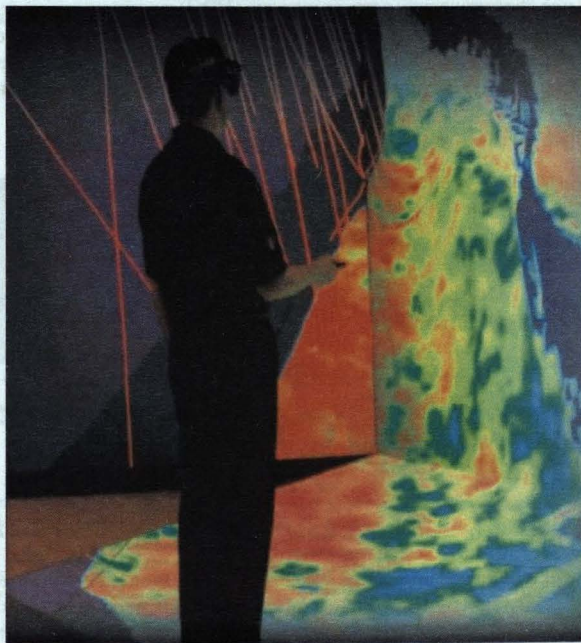


Рис. 5.15 Система геонавигации (геостиринг)

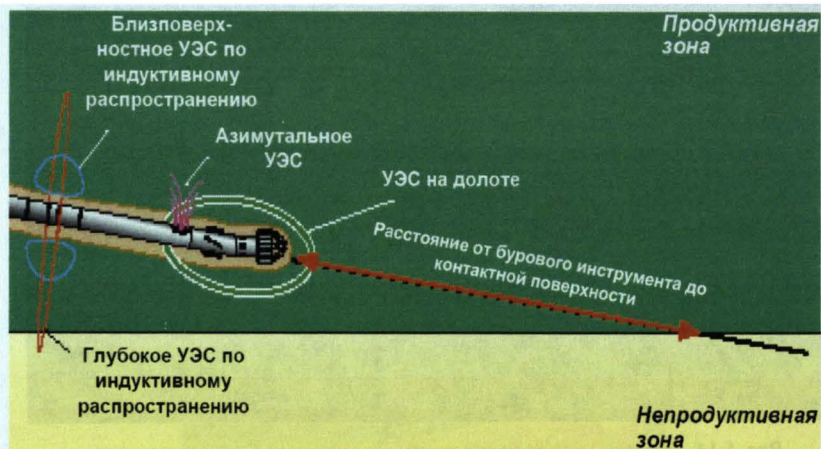


Рис 5.16. Геонавигация в режиме реального времени, где представлены подземное удельное электрическое сопротивление (УЭС) по индуктивному распространению; азимутальное УЭС; глубокое УЭС по индуктивному распространению; УЭС на долоте; расстояние от бурового инструмента до поверхности непродуктивной зоны, продуктивная зона, непродуктивная зона

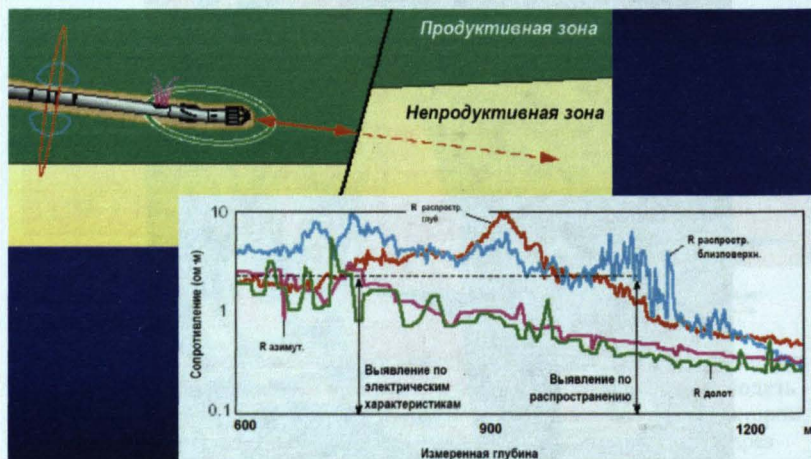


Рис 5.17. Определение расстояния до разлома по электрическим измерениям низкого сопротивления. Обозначения см. рис. 5.16

Непродуктивная
зона

- a) Угол падения
- b) Расстояние от долота до датчика
- c) Расстояние для принятия решения
- d) Скорость набора корректирующей кривой
- e) Удерживать расстояние для перебуривания
- f) Возможные изменения структуры
- g) расстояние кривой для возврата в исходное положение



Рис. 5.17a. Возвращение в продуктивный пласт: а – угол обзора, b – расстояние от бурового долота до сенсора; c – расстояние для принятия решения; d – скорость комплекта корректирующей кривой; e – расстояние для повторного бурения; f – возможные изменения слоя; g – расстояние кривой для возврата в первоначальное положение

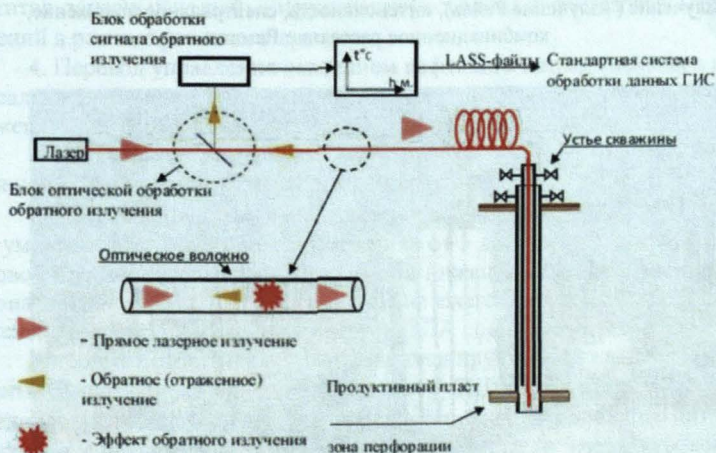


Рис. 5.18. «Ход импульса по оптическому волокну», где представлены блок обработки сигнала обратного излучения, LASS – файлы, стандартная система обработки данных каротажа; лазер, блок оптической обработки обратного излучения, оптическое волокно; прямое лазерное излучение, эффект обратного излучения, продуктивный пласт, зона перфорации, скважина

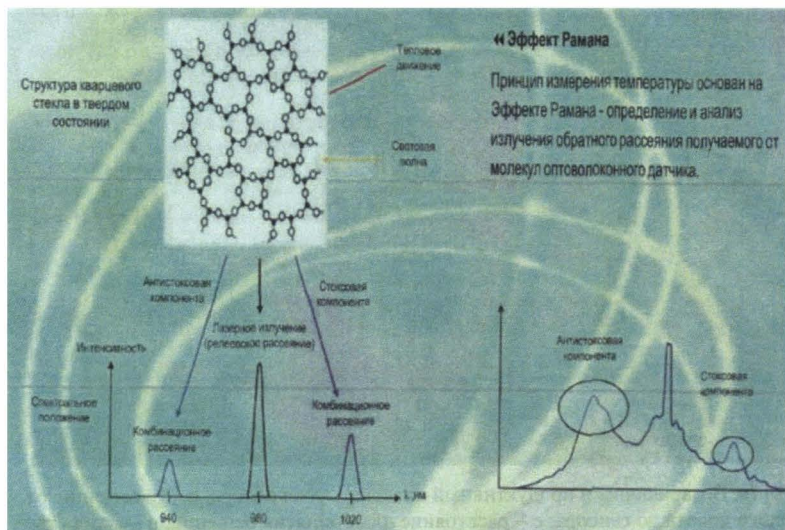


Рис. 5.19. Эффект Рамана и спектры излучения, где представлены структура кварцевого стекла в твердом состоянии, тепловое движение, световая волна, эффект Рамана, антистоксовый компонент, стоксовый компонент, лазерное излучение (излучение Рейля), интенсивность, спектральное положение, комбинационное рассеяние Рамана



Рис. 5.20. Автоматизированная буровая установка гидравлического типа НН

Заключение

Революционные преобразования в науке и технике в системе разработки месторождений нефти и газа затрагивают не только её техническую и технологические компоненты, но и смену ее основ и парадигмы. Если старая парадигма освоения нефтегазовых богатств мира была двухцелевая: «добывай больше нефти и газа и трать меньше капитала», то новая парадигма однозначная: «наращивай стоимость основных нефтегазовых активов в режиме реального времени».

Основными тенденциями в современной разработке умных нефтегазовых месторождений являются:

1. Создание интегрированной системы управления и принятия решения нефтегазового месторождения в режиме реального времени.

2. Сбор, передача, обработка геоданных с миллионов датчиков на основе протоколов передачи данных и POSC.

3. Внедрение эколого- и ресурсосберегающих технологий (энергии, транспорта, дорог, погоды, ресурсов: металла, воды, воздуха, почвы, реагентов, запасных частей, оборудования) освоения нефтегазовых месторождений в режиме реального времени.

4. Перевод управления освоением нефтяного месторождения в режиме реального времени: 2015 — поквартальной, 2025 — ежемесячной, 2035 — еженедельной и 2045 — ежедневной латентностью данных.

5. Переход к полностью автоматизированным безлюдным технологиям на новых нефтегазовых месторождениях к 2025–2030 годам.

6. Обеспечение роста ежегодной почасовой производительности труда в умных нефтегазовых месторождениях от 5 до 7% (рост ежегодной почасовой производительности труда среди инженерного и технического персонала США составляет 6%; увеличение ежегодной почасовой оплаты инженерного и технического персонала США составляет 1%).

Мировые нефтегазовые компании планируют в ближайшие 10 лет вложить свыше одного триллиона долларов США в создание нефтегазовых технологий реального времени. Западные технологии двойного назначения активно внедряются при освоении глубоводных и сверхглубоководных морских нефтегазовых месторождений. Внедрение новых нефтегазовых, информационных, телекоммуникационных технологий и технических средств реального времени позволит сократить капиталоемкость освоения труднодоступных ресурсов нефти и газа на шельфе РФ, Восточной Сибири

и Дальнего Востока до 15–20%, снизить эксплуатационные затраты на 5–10%, увеличить конечную нефтеотдачу до 50%.

Немногие из существующих нефтяных компаний переживут требования времени. Революционные задачи требуют от нефтегазовых компаний максимальной концентрации своих усилий на использовании умных, а в конечном итоге безлюдных технологий на каждом этапе цикла производства углеводорода. Внедрение умных технологий в производственный цикл ключевых нефтегазовых компаний должно получить поддержку правительства Российской Федерации в виде государственной программы на период 2015–2025 годы. На высококонкурентных рынках нефти и газа останутся только те компании, которые способны заглянуть на два шага вперед.

Современный этап развития нефтегазовой промышленности характеризуется чрезвычайно благоприятной ситуацией для передовых компаний. Высокие цены на нефть и газ позволяют компаниям при соответствующей государственной поддержке провести кардинальную перестройку всей инфраструктуры, модернизировать производство нефти и газа, переподготовить научно-технический персонал, создать центры управления процессами добычи, переработки и транспортировки и фондовыми биржами в режиме реального времени. В условиях жесткого мирового нефтегазового рынка требования времени выдержат немногие нефтегазовые компании.

Литература

1. *Garichev S.N., Eremin N.A.* Technology of management in real time: учеб. пособие (на англ. яз.). В 2-х ч. М.: МФТИ, 2013. Ч. 1. 227 с. ISBN 978-5-7417-0501-8; ISBN 978-5-7417-0503-2 (часть 1).
2. *Garichev S.N., Eremin N.A.* Technology of management in real time: учеб. пособие (на англ. яз.). В 2-х ч. М.: МФТИ, 2013. Ч. 2. 167 с. ISBN 978-5-7417-0501-8; ISBN 978-5-7417-0505-6 (часть 2).
3. *Еремин Ал.Н., Еремин Ан.Н., Еремин Н.А.* Управление разработкой интеллектуальных месторождений: учеб. пособие для вузов. В 2-х кн. Кн. 2. М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2012. 165 с.
4. *Еремин Н.А.* Управление разработкой интеллектуальных месторождений: учеб. пособие для вузов. В 2-х кн. Кн. 1. М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2011. 200 с.
5. *Еремин Н.А.* Современная разработка месторождений нефти и газа. (Умная скважина. Интеллектуальный промысел. Виртуальная компания): учеб. пособие для вузов. М.: ООО «НедраБизнесцентр», 2008. 244 с.
6. *Еремин Н.А., Ибатуллин Р.Р., Назина Т.Н., Ситников А.А.* Биометоды увеличения нефтеотдачи / РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных месторождений, 2003. 125 с.
7. *Еремин Н.А., Назарова Л.Н.* Enhanced Oil Recovery Methods (на англ. яз). М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. 153 с.
8. *Еремин Н.А.* Моделирование месторождений углеводородов методами нечеткой логики. М.: Наука, 1994. 462 с.

Гаричев Сергей Николаевич

Ерёмин Николай Александрович

**ТЕХНОЛОГИЯ УПРАВЛЕНИЯ
В РЕЖИМЕ РЕАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ**

Часть 1

Редакторы: *И. А. Волкова, В. А. Дружинина*. Корректор *Н. Е. Кобзева*.
Компьютерная верстка *Н. Е. Кобзева*.

Подписано в печать 08.09.2015. Формат 60 × 84 ¹/₁₆. Усл. печ. л. 12,25.
Уч.-изд. л. 11,5. Тираж 200 экз. Заказ № 363.

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«Московский физико-технический институт (государственный университет)»
141700, Московская обл., г. Долгопрудный, Институтский пер., 9
Тел. (495) 408-58-22, e-mail: rio@mipt.ru

Отдел оперативной полиграфии «Физтех-полиграф»
141700, Московская обл., г. Долгопрудный, Институтский пер., 9
Тел. (495) 408-84-30, e-mail: polygraph@mipt.ru



Гаричев Сергей Николаевич – доктор технических наук,



Ерёмин Николай Александрович – доктор технических наук,

ISBN 978-5-7417-0563-6



9 785741 705636