



«Развитие инновационных профессиональных компетенций в новой среде обучения – виртуальной среде профессиональной деятельности»

Н.А. Ерёмин современная разработка месторождений нефти и газа

Умная скважина
Интеллектуальный промысел
Виртуальная компания

*Допущено Учебно-методическим объединением
вузов Российской Федерации
по нефтегазовому образованию в качестве
учебного пособия для студентов
высших учебных заведений,
обучающихся по специальности 130503
«Разработка и эксплуатация нефтяных
и газовых месторождений» направления
подготовки дипломированных специалистов
130500 «Нефтегазовое дело»*



МОСКВА
НЕДРА
2008

УДК 622.276.:519.716.34

ББК 33.36

Е70

Рецензенты:

доктор техн. наук *Э.С. Закиров* (и.о. заведующего лабораторией
газоконденсатоотдачи Института проблем нефти и газа РАН),
канд. социальных наук, доцент *Н.М. Зазовская* (проректор-директор УИЦ)

Ерёмин Н.А.

Е70 Современная разработка месторождений нефти и газа. Умная скважина. Интеллектуальный промысел. Виртуальная компания: Учеб. пособие для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2008. – 244 с.: ил.

ISBN 978-5-8365-0311-6

Данное учебное пособие посвящено вопросам современной разработки нефтяных и газовых месторождений: «умная» скважина – «интеллектуальный» промысел – «виртуальная» нефтегазовая компания. Описаны современные центры управления процессами поиска, разведки, бурения, разработки и эксплуатации, работающие в режиме реального времени. Приведены основные индикаторы стоимости виртуальных нефтегазовых компаний на фондовых биржах. Рассмотрены вопросы создания геологических и гидродинамических моделей залежей нефти и газа. Раскрыты особенности проектирования разработки нефтяных и газовых месторождений на цифровых моделях. Изложены методы воздействия на продуктивные нефтяные пласты.

Для студентов, бакалавров и магистрантов, обучающихся по специальности 130503 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» направления подготовки дипломированных специалистов 130500 «Нефтегазовое дело», для инженерно-технических работников нефтяной и газовой промышленности.

Данное издание является собственностью РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина и его воспроизведение (воспроизведение) любыми способами без согласия университета запрещается.

ISBN 978-5-8365-0311-6

- © Ерёмин Н.А., 2008
- © Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина, 2008
- © Оформление.
ООО «Недра-Бизнесцентр», 2008
- © Голубев В.С., оформление серии, 2008

ВВЕДЕНИЕ

Характерной чертой современного развития разработки месторождений углеводородов (УВ) является компьютеризация. 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 офис 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 виртуальном пространстве. Инженеры-нефтяники имеют возможность связаться с центром управления из любой точки мира при помощи 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 виртуальных систем на это уже уходят только 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. Совершенно ясно, что 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 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 вир-

туальное. Виртуальная нефтегазовая компания – это система добычи, подготовки, переработки и удовлетворения рыночной потребности в нефти, газе и нефтепродуктах в виртуальном пространстве и времени.

Экономически оправданная разработка существующих и вновь вводимых ресурсов нефти и газа требует углубленного понимания уникальной геологической природы и характера залежей, а также создания (совершенствования) экономически эффективных систем разработки и технологий извлечения углеводородов в режиме реального времени. Несмотря на очевидные достижения компьютеризации разработки нефтегазовых месторождений, в целом ее состояние оставляет желать лучшего. В основном это объясняется тем, что моделирование, контроль за управлением месторождением УВ характеризуются значительной фрагментарностью и недостаточной полнотой охвата всего процесса разработки. Поэтому возникает необходимость в принципиально новых приемах создания системы разработки залежей УВ в режиме реального времени. Системный подход в этом случае является одним из научных направлений повышения эффективности извлечения нефти и газа из коллекторов. Одним из его очевидных достоинств является то, что такие сложные системы как месторождения УВ, рассматриваются как нечто целое и в то же время учитываются и их составляющие.

Основной целью данной работы является обобщение основных тенденций развития современных методов разработки месторождений углеводородов.

Глава 1

АНАЛИЗ РАЗВИТИЯ СОВРЕМЕННОЙ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

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 01.01. 2005 г.). На Россию приходится около 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. Численность населения РФ составляет 2,4 % от численности всего населения Земли. В 2006 г. в целом в РФ добыто нефти и газа практически столько же, сколько в 1991 г., а именно нефти добыли на 3 млн т больше, а газа на 2,5–3 млрд м³ меньше, чем в 1991 г. В 1991 г. было пробурено 4 млн 300 тыс. м скважин, получен прирост запасов нефти в 1,8 раза, а газа – в три раза больше добычи. В 2006 г. осуществлено бурение разведочных и разведочно-эксплуатационных скважин в объеме 1,32 млн м и приращено запасов всего на 50 %. В 2007 г. пробурено таких скважин лишь 1 млн м и приращено запасов не более чем на 40 % по отношению к добытому объему. По самым оптимистичным оценкам прирост запасов нефти в последние годы составлял 200–250 млн т при добыче около 500 млн т. К началу 2006 г. объем запасов нефти промышленных категорий уменьшился по сравнению с 1988 г. в целом по стране на 20 %, а по Западной Сибири – на 30 %. Если в 1992 г. в геологоразведочной отрасли было 1200 буровых установок на нефть и газ, то в 2007 г. на геологоразведочных работах было задействовано не более 200 установок. Основные проблемы текущей российской добычи нефти и газа – это высокая себестоимость добываемого сырья и значительные потери попутных полезных компонентов. Как отмечало Федеральное агентство по недропользованию в 2005 г., это происходит из-за технологической отсталости отрасли. РФ располагает значительными запасами нефтегазового сырья, ос-

новная часть которых сосредоточена в пределах старых нефтегазоносных провинций (Западно-Сибирская, Волго-Уральская). Анализ состояния ресурсной базы в основных нефтегазодобывающих районах России показывает, что полноценное воспроизводство запасов нефти в среднесрочной, а тем более в долгосрочной перспективе, возможно за счет освоения потенциальных ресурсов как новых регионов, характеризующихся достаточно высокими оценками углеводородного потенциала, так и глубокозалегающих горизонтов. Наиболее актуальной задачей геологических работ в Западной Сибири является оконтуривание площади распространения сложно построенных клиноформ в неомских отложениях, оценка перспектив нефтегазоносности нижне- и среднеюрских отложений и подстилающих их пород фундамента. В пределах Европейской части России основными задачами геологоразведочных работ являются оценки перспектив нефтегазоносности Предуральского прогиба, осевой зоны и сложнопостроенных структур складчатого борта, рифей-вендских отложений в зоне их распространения на востоке Восточно-Европейской платформы, палеозойских отложений Северо-Кавказской нефтегазоносной провинции, солевых и подсолевых отложений бортовых зон российской части Прикаспийской впадины. К новым регионам на суше относятся нефтегазоносные провинции Восточной Сибири, а в акваториях – шельфы западного сектора Арктики, Охотского, Азовского, Черного и Каспийского морей. В этих регионах сосредоточено более 40 % неразведанных ресурсов углеводородов, освоенность начальных суммарных ресурсов (НСР) составляет 6–9 % (тогда как в Волго-Уральской провинции – 78 %, Западной Сибири – 47 %).

От 25 до 60 % распределенных запасов ключевых полезных ископаемых в России не осваивается. В результате не появляются новые рабочие места, государство не получает дополнительных налоговых поступлений, а компании просто повышают собственную капитализацию. Недропользователи не горят желанием вкладывать необходимые средства в модернизацию добычи в силу высокого налогового и акцизного обложения отрасли.

Добыча нефти в основных нефтегазоносных районах России, а также в зарубежных нефтегазоносных провинциях вступила в период больших изменений. Открытия гигантских нефтяных и газовых месторождений представляются маловероятными. Основное внимание уделяется совершенствованию управления разработкой существующих месторождений нефти и газа на базе внедрения цифровых технологий управления в режиме реального времени.

В настоящее время в РФ около 1200 месторождений 14 гигантских месторождений (Самотлор, Краснотенинское, Мамонто-

во, Вать-Еганское, Лянторское, Южно-Юганское, Муравленковское, Ромашкинское, Федоровское, Арланское, Узеньское, Повховское, Суторминское, Покачинское, каждое из которых дает по крайней мере 5 млн т, обеспечивают треть общей добычи нефти. Гигантские газовые месторождения Уренгойское, Медвежье, Ямбургское вступили в этап падающей добычи. Большинство крупных месторождений нефти и газа находится на третьей и четвертой стадиях добычи. Внедрение элементов цифровых технологий управления разработкой в режиме реального времени на крупных месторождениях УВ как в России так и за рубежом все еще носит пионерный характер.

Основная цель современного развития нефтегазовых компаний – это увеличение стоимости активов компании в режиме реального времени на основе интеграции всех ее составных частей в единое целое. Главными задачами современного развития являются:

1. Создание единой системы управления нефтегазовой компании и принятия решений в режиме реального времени.

2. Унификация сбора, подготовки, обработки и передачи данных на основе единых стандартов, форматов данных и протоколов обмена информацией.

3. Разработка технических средств контроля и управления технологическими операциями и производственными комплексами в режиме реального времени.

4. Моделирование технологических процессов добычи, подготовки, транспорта, переработки и реализации продукции в режиме, максимально приближенном к реальному времени: к 2010 г. – квартальный, 2020 г. – месячный, 2030 г. – еженедельный и 2040 г. – ежедневный режим.

5. Сокращение низко- и среднепрофессионального технического персонала и переход к полностью автоматизированным (безлюдным) технологиям добычи УВ.

6. Передача информации о состоянии нефтегазовой компании на фондовые биржи в режиме реального времени.

7. Увеличение конечной нефтеотдачи до 50 % и газоотдачи до 90 % в целом на разрабатываемых месторождениях.

Немногие из существующих нефтегазовых компаний выдержат требования времени. Решение данных задач потребует от компаний максимальной концентрации своих усилий на внедрение современных технологий на каждом этапе технологического цикла. Не обойтись в решении данного вопроса и без государственной поддержки. Необходимо придать созданию проекта системы управления нефтегазовыми компаниями в режиме реального времени статус национальной задачи и направить на ее решение часть «сверприбыли», получаемой государством от реализа-

ции нефти, газа и продуктов их переработки на внешнем и внутреннем рынке. В противном случае российские нефтегазовые компании могут оказаться компаниями с высокими капитальными и операционными издержками и соответственно малопривлекательными для инвестиций. Это приведет к утрате позиций на мировом энергетическом рынке и к трудностям в освоении месторождений УВ на российском шельфе с глубокозалегающими и трудноизвлекаемыми запасами.

Под прессом внешних обстоятельств и нарастания внутренних проблем разработки стареющих месторождений УВ в 2003–2008 гг. в ведущих нефтегазовых компаниях и университетах начал разрабатываться широкий набор новых подходов по управлению нефтяной и газовой промышленностью. Технологии нового поколения имеют свои названия у каждой компании:

- «Умное месторождение – Smart Field» (Shell);
- «Интеллектуальное месторождение – i-field» (Chevron);
- «Месторождение будущего – Field of the future» (BP);
- «Умные операции – Smart Operations» (Petro);
- «Интегрированные операции – Integrated Operations» (Statoil, OLF);
- «Электронное управление – eOperations» (North Hydro);
- «Управление в режиме реального времени – Real Time Operations» (Halliburton);
- «Умные скважины – Smart Wells» (Schlumberger);
- «Правильный дрейф или правильное направление – eDrift» (OD);
- «Цифровое нефтяное месторождение будущего – Digital oil field of the future» DOFF (CERA);
- «Оптимизация интеллектуального месторождения и удаленное управление – Intelligent Field Optimisation and Remote Management/INFORM» (Cap Gemini);
- «Интегрированная модель управления активами – Integrated Asset Operation Model» (IAOM), ADCO и т.д.

Несмотря на разницу в наименованиях, новые технологии управления по сути близки и одинаковы по своим целям и решаемым задачам: обработка все возрастающего объема информации; моделирование многочисленных сценариев развития производства; выбор рационального сценария; принятие управляющих решений и выполнение работ по оптимизации производства. Новые технологии имеют своей конечной целью максимизацию стоимости активов компании на фондовой бирже.

СОЗДАНИЕ ЕДИНОЙ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ КОМПАНИЕЙ И ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ В РЕЖИМЕ РЕАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ

Ученые и инженеры компании ВР (Великобритания) разработали новую систему управления разработкой месторождений нефти и газа «Месторождение будущего – The field of the future». Эта система объединяет действующие и будущие технологии разработки с созданной системой управления данными со скважин, пластов и нефте-газоперерабатывающих комплексов, поступающих в режиме реального времени в центр управления (рис. 1.1*), что может в результате дать 10-кратное увеличение производительности сейсмиков-интерпретаторов, сокращение времени по определению местоположения скважин. Инженеры-нефтяники имеют возможность связаться с центром управления из любой точки мира при помощи ноутбука, проанализировать информацию и принять решения по оптимизации бурения (рис. 1.2*), направленные на:

- снижение на 25 % непродуктивного времени бурения;
- полный возврат вложенных средств в короткие сроки;
- повышение на 20 % качества буровых работ;

снижение на 50 % временных затрат на бурение и заканчивание. 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 новой системы на это уже уходят только часы. Один из элементов системы – «Сейсмика жизни месторождения – Life-of-Field Seismic», реализован на месторождении Valhall (при участии специалистов из Норвегии и США). «Сейсмика жизни месторождения» использует сейсмические сенсоры, установленные на поверхности морского дна, для создания временных срезов движения флюидов и изменения давления по продуктивным пластам. Полученная сейсмическая информация ложится в основу сравнительного анализа проектного и фактического характера вытеснения нефти и газа из порового пространства, на основе анализа принимаются оперативные решения по управлению разработкой. Внедрение данной системы позволит прирастить суммарную накопленную добычу к концу срока разработки месторождения Valhall на 60 млн баррелей нефти (около 9 млн т нефти). Широкое внедрение данной системы на всех месторождениях управляемых компаний ВР обеспечит дополнительный при-

*Рисунок помещен на цветной вкладке.

рост добычи до 1 млрд баррелей нефти (до 130 млн т нефти) (рис. 1.3*).

Основная цель компании ВР – поддержка прироста добычи за счет внедрения правильных технологий (е-технологий или ехаст-технологий). Основные задачи (рис. 1.4*):

- текущая – снижение операционных издержек на 5 % и капитальных затрат на 10 %;

- главная – доизвлечение остаточной нефти в объеме 530 млн баррелей (76 млн т);

- конечная – достижение 50 % коэффициента извлечения нефти за счет внедрения инновационных технологий.

Компания Microsoft свои усилия в нефтегазовом секторе направляет на развитие вертикальных решений для управления в режиме реального времени – Realtime Performance Management (RPM). Томас Фридман в своей книге «The World is Flat» отметил, что в мире появились три важные новации, которые окажут существенное влияние на мировое производство, в том числе в нефтегазовой промышленности, а именно, появление новых способов ведения бизнеса, новой генерации рабочей силы и новых технологий. Мариса Микулис (Marise Mikulis) – управляющая нефтегазовым сектором компании Microsoft отмечает, что управление проектами разработки месторождений УВ улучшается с ростом информации о залежи. По аналогии с термином «искусственный интеллект» компания Microsoft предлагает использовать понятие «проектный интеллект». Один из путей улучшения «проектного интеллекта» – это внедрение технологий «цифрового нефтяного месторождения» на ранних стадиях разведки и освоения залежей УВ. С расширением информационной базы по месторождению возрастает шанс улучшения управления процессом производства нефти и газа. Компания Microsoft полагает, что обучение и повышение квалификации рабочего персонала в нефтегазовой промышленности можно качественно улучшить, если использовать в качестве технической базы инструменты типа игровых приставок X-Box. К настоящему времени компьютерные игры уже не являются субкультурой. Федерация американских ученых «The Federation of American Scientists» (FAS) разрабатывает новые обучающие инструменты для нефтегазовой промышленности на основе игровых приставок, что делает эти инструменты более востребованными и привлекательными. FAS создает аналогичные обучающие комплексы для министерства обороны и медицинской промышленности США.

Цифровое месторождение нефти будущего воплотилось в реальность в новой штаб-квартире корпорации ChevronTexaco в

*Рисунок помещен на цветной вкладке.

Хьюстоне с января 2005 г. В заполненной экранами комнате по принятию управленческих решений технический персонал может контролировать данные в режиме реального времени, текущие через оптоволоконный кабель и линии спутниковой связи от датчиков с бурового долота в Мексиканском заливе. Датчики передают акустическую, температурную и барическую информацию о ходе бурения с месторождения.

УНИФИКАЦИЯ ИНФОРМАЦИОННО-КОММУНИКАЦИОННЫХ СИСТЕМ СБОРА, ПОДГОТОВКИ, ОБРАБОТКИ И ПЕРЕДАЧИ ДАННЫХ НА ОСНОВЕ ЕДИНЫХ СТАНДАРТОВ, ФОРМАТОВ И ПРОТОКОЛОВ ОБМЕНА ИНФОРМАЦИЕЙ

Несмотря на колоссальные запасы нефти и газа в мире, дни с «низко висящими сладкими фруктами» остались далеко позади. Необходимость внедрения новой информационно-коммуникационной технологии – Information and Communication Technology (ICT) представляется весьма срочной и уже существуют инициативные решения, нашедшие применение в нефтегазовой промышленности. Есть ряд вопросов, которые возникают в связи с этим: насколько быстро мы движемся в этом направлении, или же добыча упадет раньше, чем мы сможем извлечь не дренируемые существующими технологиями остаточные запасы УВ; какие существуют возможности для уже созданных высокотехнологических решений (Hi-tech) по извлечению остаточных запасов УВ.

РАЗРАБОТКА ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ОПЕРАЦИЯМИ И ПРОИЗВОДСТВЕННЫМИ КОМПЛЕКСАМИ В РЕЖИМЕ РЕАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ

Виртуальное цифровое месторождение – это комплекс новых цифровых технологий по контролю и управлению производственным комплексом добычи УВ (рис. 1.5*). Этот комплекс включает в себя многочисленные оптоволоконные сенсоры, способные выдержать высокое давление и температуру, которые размещаются на забое или устье скважин и связанные с единым центром управления. Прообразом подобных систем, реализованных в газовой промышленности, является АСУ ТП УКПГ Северо-Уренгойского ГКМ (рис. 1.6* и 1.7), где сенсорные датчики установлены на устьях скважин и по оптоволоконным линиям связаны с микропроцессорным программно-техническим комплексом DeltaV производства компании EMERSON Process Management (Fisher-Rosemount). Пункт измерения расхода газа реализован на базе многопараметрических сенсоров Fisher-Rosemount

*Рисунок помещен на цветной вкладке.

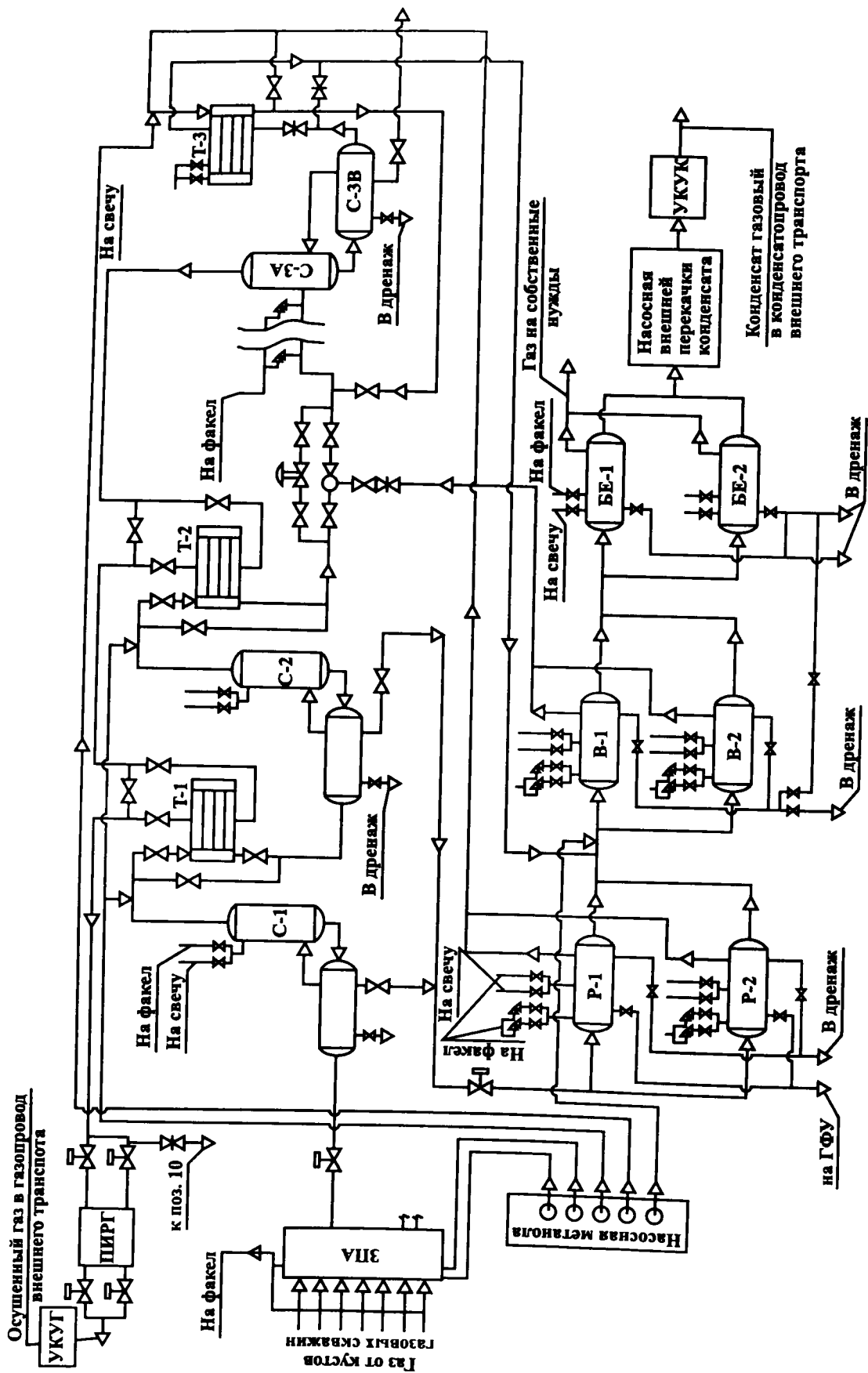


Рис. 1.7. Принципиально-технологическая схема подготовки газа и газового конденсата неокомской залежи СУ ГКМ:

УКУГ – узел коммерческого учета газа; УКУК – узел коммерческого учета конденсата; вспомогательные объекты: С-1, 2, 3 – сепараторы 1, 2, 3 ступеней; В-1, 2 – выветриватели 1, 2 ступеней; Р-1, 2 – разделители, КР – клапан-регулятор

и контроллера расхода газа ROC-407 FloBoss. Через один из коммуникационных портов ROC-407 по интерфейсу RS-485 организована связь между контроллером расхода и системой управления DeltaV, что позволяет видеть все текущие и суммарные данные, рассчитываемые в контроллере расхода на операторской станции DeltaV в реальном масштабе времени. Узел коммерческого учета конденсата выполнен на базе кориолисовых массовых расходомеров Micro Motion производства Fisher-Rosemount. Информация о массовом расходе поступает с сенсоров ELITE CMF200 через трансмиттеры RFT 9739 на компьютер расхода OMNI 6000, который рассчитывает все необходимые суммарные значения и в режиме реального времени передает данные по интерфейсу RS-485 в систему управления DeltaV. АСУ ТП УКПГ имеет двухуровневую структуру. Нижний уровень обеспечивает автоматическое и по командам с верхнего уровня управление технологическим оборудованием, в том числе его защиту по заданным алгоритмам. Технические средства, участвующие в аварийных защитах и блокировках, дублированы. Верхний уровень обеспечивает автоматизированное (человеко-машинное) операторское управление технологическим оборудованием. Отказы технических средств отдельных модулей системы не оказывают влияние на работоспособность всей системы в целом. Система обладает живучестью при выходе из строя отдельных элементов КТС. Опыт эксплуатации системы показал ее высокую надежность, эффективность и соответствие предъявляемым требованиям.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ ДОБЫЧИ, ПОДГОТОВКИ, ТРАНСПОРТА, ПЕРЕРАБОТКИ И РЕАЛИЗАЦИИ ПРОДУКЦИИ В РЕЖИМЕ, МАКСИМАЛЬНО ПРИБЛИЖЕННОМ К РЕАЛЬНОМУ ВРЕМЕНИ (к 2010 г. – кварталный, 2020 г. – месячный, 2030 г. – еженедельный и к 2040 г. – ежедневный режим моделирования, контроля и управления)

Компания Abu Dhabi Cofor Onshore Oil Operations (ADCO) внедрила «интегрированную модель управления активами – Integrated Asset Operation Model» (IAOM) на месторождении Neb в Абу-Даби в 2007 г. IAOM – это имитационная модель, в которой

оцениваются различные сценарии по оптимизации добычи на месторождении. Модель позволяет проводить анализ чувствительности принимаемых решений на изменение пластовых характеристик и мощностей поверхностного и скважинного оборудования, планирование и проектирование разработки, анализ проблем производства с одновременной оценкой стоимости активов. IAOM использует программное обеспечение «Reo» для моделирования и оптимизации системы добычи, включая систему сбора и подготовки продукции, программное обеспечение «WellFlo» для моделирования течения флюидов в скважине и программное обеспечение «MatBal» для моделирования вытеснения УВ из пласта. Связь с данными в режиме реального времени обеспечивается за счет использования программного продукта «i-Do» (Интеллектуальное ежедневное управление – Intelligent Daily Operation), что позволяет адаптировать модель, используя оперативные данные по контролю за работой скважин. Сравнение данных моделирования с данными режима реального времени позволяет ожидать, что анализ сценариев развития компании будет улучшаться как по качеству, так и по скорости принятия решения (рис. 1.8*).

CERA в 2003 г. в своей статье «Цифровое нефтяное месторождение будущего – The Digital Oil Field of the Future» (DOFF) открыла дискуссию о том, как применение цифровых технологий в нефтегазовой промышленности может кардинальным образом трансформировать эту промышленность. Комплекс новых цифровых технологий позволяет нефтегазовым компаниям достигать высоких коэффициентов извлечения УВ при низких затратах. На нижнем уровне комплекс включает в себя многочисленные оптоволоконные сенсоры, собирающие данные с скважин и поверхностного оборудования по подготовке продукции, и связанные с центром управления (рис. 1.9*). Данные от этих центров пересылаются в операционные центры добывающих компаний, обрабатываются на оптимизационных моделях разработки данного месторождения. Сама модель месторождения основана на геологических данных и данных истории разработки. Эта комбинация данных с забоев и устьев скважин, поступающих в режиме реального времени, и использование сложнейших моделей резервуара позволяет инженеру-нефтянику наглядно видеть процесс трехмерного вытеснения УВ из пористых сред, течение флюидов в добывающих и нагнетательных скважинах и технологические процессы подготовки продукции вплоть до сдачи продукции на узлах учета.

*Рисунок помещен на цветной вкладке.

СОКРАЩЕНИЕ НИЗКО- И СРЕДНЕПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ТЕХНИЧЕСКОГО ПЕРСОНАЛА И ПЕРЕХОД К ПОЛНОСТЬЮ АВТОМАТИЗИРОВАННЫМ (БЕЗЛЮДНЫМ) ТЕХНОЛОГИЯМ ДОБЫЧИ УВ

Новая технология цифровых месторождений нефти даст возможность нефтяным компаниям снизить затраты на поисково-разведочные работы и производить больше нефти на старых месторождениях при существенном сокращении затрат на квалифицированную рабочую силу (рис. 1.10). Корпорация IBM, которая использует около 1000 человек в создании новых технологий для нефтяной промышленности, оценивает возможный рынок для цифровых месторождений нефти в 1 млрд \$ до 2010 г. Билл Севанс, директор стратегий исследования и производства в CERA (Кембриджская Ассоциация энергетических исследований Cambridge Energy Research Associates) отмечает, что цифровое месторождение нефти – это уже не концептуальная научная разработка, а действительная реальность для нефтяной промышленности. Широкое внедрение технологий цифровых месторождений нефти сдерживается в силу традиционной осторожности нефтяных компаний по отношению к опытным разработкам. Новые технологии требуют существенных изменений рабочих мест не только для специалистов высшего звена управления, но в первую очередь на низшем и среднем звеньях управления. Весьма важно то, что новая цифровая технология разработки залежей УВ помогает лучше понимать саму залежь как самую изменчивую часть процесса извлечения нефти и газа. Залежь УВ – это как раз та часть активов, о которой нефтегазовая компания знает менее всего.

В долгосрочной перспективе технология цифровых месторож-



Рис. 1.10. Стоимость поиска и добычи в долларах на баррель нефтяного эквивалента

дений УВ, оперирующая данными в режиме реального времени позволит лучше управлять производством нефти и газа. В частности, аэрокосмический мониторинг и контроль за разработкой будет стремительно расширять свои позиции (рис. 1.11*). Нефтяные компании смогут получить надежный инструмент по ежедневному мониторингу выполнения поставленных целей по производству и реализации продукции, а также по совершенствованию эффективности работы управленческого персонала. Цифровое месторождение нефти поможет преодолеть то пространство и время, которое лежит между лицом принимающим решение (ЛПР) и промысловыми специалистами. ЛПР будет убеждено в том, что на основе цифровых месторождений из множества возможных решений специалисты по управлению выбирают наилучшее, а промысловые специалисты будут глубже понимать суть принятого решения технической или технологической проблемы на основе синтеза знаний различных наук.

ОЦЕНКА СОСТОЯНИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ КОМПАНИИ ПО ОСНОВНЫМ ИНДИКАТОРАМ НА ФОНДОВЫХ БИРЖАХ В РЕЖИМЕ РЕАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ

Цифровая технология разработки месторождений предоставит нефтяным компаниям возможность вести учет общего баланса активов и пассивов в режиме реального времени на основе мониторинга состояния запасов углеводородов, их производства, транспортировки и реализации. Цифровой поток данных, вытекающий из датчиков подземного и поверхностного оборудования промысла, будет проходить через отдаленные центры управления, оттуда поступать в экономические отделы и бухгалтерии, а от них в этот же день попадать на фондовые биржи, где котируются активы нефтяных компаний.

УВЕЛИЧЕНИЕ КОНЕЧНОЙ НЕФТЕОТДАЧИ ДО 50 % И ГАЗОТДАЧИ ДО 90 % В ЦЕЛОМ НА РАЗРАБАТЫВАЕМЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Из-за последнего кризиса в конце 90-х годов, мировая нефтегазовая промышленность понесла существенные потери в опыте внедрения новых технологий (остановки скважин, резкое снижение проектов с МУН/МПН, сокращение ввода в разработку глубоководных и глубокозалегающих залежей). Доизвлечение остаточных запасов УВ требует широкого внедрения вторичных и третичных методов разработки. Фундаментальная концепция

*Рисунок помещен на цветной вкладке.

цикла «проектировать – внедрять – модифицировать» – «plan – do – review» остается неизменной, но сам цикл существенно ускоряется из-за роста цен на сырьевые ресурсы, экологических проблем и внедрения МУН/МПН.

Согласно оценке CERA создание цифровых месторождений нефти позволит увеличить добычу нефти на 125 млрд баррелей (около 18 млрд т) в течение следующих 10 лет. Аналитики CERA предсказывают, что внедрение цифровых месторождений нефти позволит увеличить конечную нефтеотдачу на 6 %, поднять уровни добычи нефти на 10 % и сократить эксплуатационные расходы на 25 % за счет лучшего управления залежами УВ и сокращением затрат на содержание персонала на промысле. Оптимизация разработки и эксплуатации на цифровых месторождениях дает до 50 % сокращения временных и до 10 % снижения капитальных затрат, а так же до 5 % повышения качества.

Особенно актуально применение технологии цифровых месторождений для морских месторождений, где стоимость разведочной скважины может достигать 100 млн \$, а эксплуатационных 20 млн \$. Поэтому, на первом этапе внедрения цифровых месторождений они будут использоваться для бурения и ввода в эксплуатацию дорогостоящих глубоководных скважин. Полная адаптация цифровых технологий для внедрения в широких масштабах в промышленность может потребовать от 3 до 10 лет в каждой из ведущих нефтяных компаний.

ВИРТУАЛЬНАЯ ОПОРНО-ПАРАМЕТРИЧЕСКАЯ ИЛИ РАЗВЕДОЧНАЯ СКВАЖИНА

За последние 20 лет бурение опорно-параметрических и разведочных скважин резко сократилось в силу ряда причин, в том числе из-за отсутствия средств на проведение буровых работ. Сложившаяся ситуация существенно усложняет проблему оценки прогнозных нефтегазовых ресурсов в нефтегазоносных провинциях и запасов на открытых месторождениях.

Выход из положения видится в создании виртуальных опорно-параметрических и разведочных скважин. В настоящее время уровень информативности геофизических работ, таких как 3D сейсморазведка, электромагнитное зондирование, гравиомагниторазведки, геохимии и других, сильно возрос. В связи с этим предлагается в местах бурения опорно-параметрических скважин выполнять детальные комплексные площадные работы. На основе этих работ строить виртуальную объемную модель данной геологической площади или залежи, своего рода виртуальную

опорно-параметрическую или разведочную скважину. Основное достоинство данного подхода – экономия на бурении опорно-параметрических и разведочных скважин. Полностью заменить буровые работы этот подход не позволит, но комплексное обобщение современных геофизических методов по информативности не сильно уступает данным по бурению скважин. Один из последних примеров – это опытные работы на Штокманской структуре. Геофизические работы, проведенные в 2001 г., показали, что данный подход для оценки глубинного строения является весьма эффективным.

При создании виртуальных опорно-параметрических и разведочных скважин следует тщательно проводить изучение прошлых геологических работ в местах заложения этих скважин. Необходимо принимать во внимание степень изученности площади или месторождения, а также аналогичных месторождений и площадей в окрестности намечаемых работ.

Необходимо обобщить результаты всех видов геолого-геофизических исследований (сейсмические исследования и площадные построения по основным отражающим горизонтам; гравиметрические и магнитные измерения аномалий; электроразведочные работы на наличие аномального эффекта; геоакустическое профилирование; инженерно-геологические исследования верхней части разреза; донное опробование по изучению вещественного состава донных отложений, состава газов, растворенных в поровых водах по всей площади; результаты бурения параметрических, поисковых и разведочных скважин в данном регионе и др.).

Виртуальная опорно-параметрическая или разведочная скважина позволит получить качественно новую информацию по изученной части разреза на основе системного анализа имеющейся информации и осветить более глубокие его интервалы на основе бассейнового моделирования.

Создание объемной модели глубинного геологического строения площади или месторождения по технологии виртуальной скважины включает в себя и решение сопутствующих задач, а именно – построение детальной модели осадочного чехла, выявление основных глубинных разломов и палеомоделирования процессов формирования залежи.

Глава 2

ВИРТУАЛЬНАЯ НЕФТЕГАЗОВАЯ КОМПАНИЯ

Администрация по энергетическим данным «The Energy Information Administration» предсказывает, что мировая потребность в нефти вырастет до 118 млн баррелей в день (17 млн т/сут) к 2030 г. Большая часть запасов нефти и газа для удовлетворения этой потребности расположено или в географически труднодоступных местах или политически нестабильных регионах, что приводит к росту трудо- и капиталозатрат для выработки этих запасов. Национальные нефтяные компании стремятся улучшить управление разработкой своих запасов с целью максимизации доходности для удовлетворения всевозрастающих социальных и политических потребностей в своих странах. В современных условиях нефтегазовая промышленность должна совершенствоваться не только технологические, но 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 (фьючерсные сделки), т.е. превратиться в виртуальное. Виртуальная нефтегазовая компания (ВНК) – это система добычи, подготовки, переработки и удовлетворения рыночной потребности в нефти, газе и нефтепродуктах в виртуальном пространстве и времени.

Основные задачи ВНК на современном этапе развития следующие:

- интеграция технологических и информационных циклов;
- снижение затрат за счет операций в реальном времени;
- дальнейшее повышение производительности технологических операций.

Одним из основных активов виртуальной нефтегазовой компании является собственно вертикально-интегрированный программно-аппаратный комплекс, работающий в режиме реального времени. Создание таких комплексов в университетских и научных центрах позволит полностью имитировать весь производственный комплекс, моделировать новые технологические и управ-

ленческие решения. При этом процесс внедрения таких комплексов в нефтегазовых компаниях будет отличаться гибкостью и мягкостью, так как весь конкретный производственный процесс будет опробован и тестируем.

Необходимо максимизировать добычу не только на существующих, но и на новых месторождениях нефти и газа. Хотя нефтегазовая промышленность относится к самым наукоемким производствам, потребуется колоссальное напряжение усилий ученых и специалистов по созданию новых и передовых технологий извлечения нефти и газа.

В традиционных центрах нефтегазодобычи (РФ, США, Великобритания, Норвегия, Канада) складывается серьезная демографическая ситуация: в ближайшие 10–15 лет поколение высокопрофессиональных специалистов и ученых выходит на пенсию, а полной замены их новым поколением нет. Таким образом, создается серьезный разрыв между потребностью нефтегазовой промышленности и подготовкой специалистов в университетских центрах вышеуказанных стран. В то же время, имеются регионы (Китай, Индия), где производство нефти и газа незначительно, но выпуск молодых нефтегазовых специалистов наращивается стремительными темпами. Главной проблемой для нефтегазовых компаний по наращиванию добычи, модернизации производства и внедрению новых технологий на ближайшие 15 лет будет оставаться острая потребность в высокопрофессиональных кадрах.

Из-за низких цен на нефть и газ в течение кризиса 90-х годов многие ведущие компании резко сократили штаты и затраты на научные исследования. В настоящее время отмечается тенденция усиления национальных нефтяных компаний и ослабление роли международных компаний. В перспективе международным компаниям будут доступны лишь такие дорогостоящие запасы УВ, разработка которых будет связана с высокими капитальными и эксплуатационными затратами, включая расходы на решение экологических проблем. При текущих уровнях добычи УВ открытых запасов у международных компаний хватит на 10 лет. Продолжительность обеспечения добычи запасами в будущем может возрасти, но вероятно не превысит 15 лет. Отвечая суровым требованиям времени, международные нефтяные компании стремятся виртуализировать свои существующие структуры и сделать международные границы более гибкими для того, чтобы обеспечить себе более широкий доступ к источникам углеводородов и увеличить поставки энергоресурсов из стран с гигантскими запасами (пример – вторжение коалиции западных стран в Ирак).

Международные сервисные компании начинают вести серьез-

ную борьбу за обладание персоналом, который имеет ключевые технические навыки и знания. Сервисные компании усиливают свое взаимодействие с биржевыми игроками и персоналом, который отвечает за экологию окружающей среды. Информационные технологии, телекоммуникационная инфраструктура будет играть критическую роль в обеспечении инструментами сотрудничества и связи, столь необходимой для виртуализации. В свою очередь, виртуализация влечет за собой серьезные организационные преобразования («цифровое нефтяное месторождение» и др.).

Виртуальная нефтегазовая компания минимизирует проблемы, связанные с местоположением месторождения УГ, расстоянием и временем. Например, проблемы, с которыми сталкивается персонал в Западной Сибири при проведении ГРП в обводненных сеноманских пластах, могут быть разрешены специалистами головного офиса, которые находятся за многие тысячи километров от места проведения ГРП. Быстрый доступ к информации позволяет виртуальной нефтегазовой компании принимать высокопрофессиональные технические решения быстро и качественно.

Виртуальная нефтегазовая компания усиливает взаимодействие между различными сегментами управления компании, которые отвечают за рост стоимости ее активов; интенсифицирует взаимодействие с государственными органами, университетами и научно-исследовательскими институтами.

В управленческом пространстве граница перемещается от регионального офиса (или морской платформы или буровой) к датчику, размещенному на подземном или поверхностном оборудовании, и к мобильному рабочему, оснащеному современной техникой и связью. Паутина оптоволоконной связи охватывает персонал, промысловую информацию и технологические процессы в единую систему по всему миру.

Составными ингредиентами виртуализированного пространства являются.

Доступ к информации. Виртуализация предполагает мгновенный доступ к необходимой информации в нужном месте и в нужное время. Это способствует решению собственно управленческих задач, а именно, локализации проблемной области, местоположению основных ресурсов.

Создание команд. Виртуализация требует отсутствия бюрократических барьеров в самой организации компании. В идеале, компания должна стать такой экосистемой, которая способна точно идентифицировать и объединять требуемые человеческие и материальные ресурсы для решения возникающих проблем в режиме реального времени.

Координация усилий. Команды должны обладать необходи-

мым инструментарием и технологиями, которые способны поддерживать эффективную виртуализованную координацию.

Доступ к телекоммуникационным ресурсам. Команды должны иметь телекоммуникационные ресурсы для обеспечения взаимодействия и обмена данными на телеконференциях в тех случаях, когда встреча с глазу на глаз непрактична.

Мотивационные факторы. Современное состояние нефтегазовой промышленности базируется на богатейших разработках и технологиях прошлых лет. Доступ и обмен в режиме реального времени к базе технических знаний и технологиям будет способствовать дальнейшему развитию науки и техники добычи нефти и газа. Например, богатейшие коллекции журналов общества инженеров-нефтяников и американской ассоциации нефтяных геологов доступны для членов общества в постоянном режиме в Интернете. Наши журналы – Нефтяное Хозяйство и Геология нефти и газа делают только первые шаги в этом направлении.

Неоднородность использования. Одновременный доступ многих специалистов к одним и тем же данным позволит генерировать множество разнообразных и эффективных решений для новой технической проблемы или задачи.

Трансформация и профессионализм. Стоимость активов компании базируется на способности правильной интерпретации (сейсмической, геофизической, геологической и промысловой) информации, моделирования (геологического строения резервуара, процессингов сбора и подготовки продукции и т.д.), оценки экологических последствий (от добычи и транспорта) и финансового положения компании.

Необходимо правильно оценить масштабность процесса виртуализации компании, для этого следует изучить следующее.

Географию и местоположение: где расположены основные регионы добычи УВ и как их можно виртуально связать в единое целое.

Организационный интерфейс: какие существуют границы и ограничения; и каким образом возможно их снять или уменьшить их влияние через виртуализационные или организационные изменения.

Организационные процессы: как организовать технологические процессы и какие имеются сложности.

Информацию и данные: каким образом данные собираются, передаются, анализируются и используются.

Техническую культуру: какие новые технические средства и технологии требуется внедрить в производство и что нужно сделать для создания атмосферы доверия, сотрудничества и кооперации.

Унификация коммуникационных средств (аудио- и видеокон-

ференций, мобильной телефонной и видеосвязи, компьютеров и др.) требует создания интеллектуальной системы связи, которая будет поддерживать и улучшать управление виртуализованной компании по всему миру. Интеллектуальная связь предоставляет инфраструктуру, необходимую для виртуализации взаимодействия, а именно, улучшения обмена мнениями в команде специалистов в режиме реального времени, создания рабочей атмосферы в коллективе.

По аналогии с системой безусловных рефлексов живых организмов, описанной Павловым, требуется создание организации, которая работает по принципу «ощутил – отреагировал», т.е. создание систем предотвращения технических аварий на морских платформах, кустах скважин, систем сбора и подготовки продукции; развитие систем удаленного (беспроводного) контроля и управления (управления активами и месторождениями в режиме реального времени).

Исследования CERA показали, что некоторые компании уже начали делать серьезные шаги по виртуализации своей деятельности с целью «мониторить и управлять операционной деятельностью нефтяной компании в режиме реального времени вне зависимости от местоположения ее основных активов».

Глава 3

ПОНЯТИЕ ОБ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСАХ УГЛЕВОДОРОДОВ

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). Некоторые исследователи пытаются выделить два различных направления в развитии терминологии запасов, а именно, государственное и рыночное. Под первым направлением развития терминологии они понимают классификацию запасов, принятую рядом стран с якобы государственной экономикой (Россию, Китай и др.), а под вторым направлением – классификацию запасов, принятую странами с якобы рыночной экономикой (США и ряд других стран). С нашей точки зрения, это несколько искусственное и упрощенное видение путей развития классификации запасов. Классификацию запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов Российской Федерации, а также нормативные акты по этому вопросу см. в приложении 1.

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.

В марте 1997 г. Общество инженеров-нефтяников (SPE) и Мировой нефтяной конгресс (WPC) одобрили свод определений нефтяных запасов, что явилось значительным шагом вперед в их обоюдном стремлении улучшить уровень согласованности в оценке запасов и отчетности по ним в различных странах мира.

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 требуется.

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, околонтурную бурением и определенную контактами флюида, если такие данные имеются.

2. Неразбуренные участки коллектора, которые разумно 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 был основан проект;

существует разумно 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 соответствующим

щих 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 бóльшую 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 зарекомендовали 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 бóльшего 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. 3.1. В этих определениях объемы, оцененные как первоначальные ресурсы в недрах, классифицированы как Общие нефтяные первоначальные ресурсы в недрах, Открытые первоначальные ресурсы

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

Рис. 3.1. Классификационная вероятностная система ресурсов

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 Суб-промышленные 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. Рекомендуется следующее: 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 неоткрытых еще месторождениях. Подсчитанная потенциально извлекаемая часть Неоткрытых первоначальных ресурсов 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.

Диапазон неопределенности, как показано на рис. 3.1, отражает диапазон подсчитанных потенциально извлекаемых объемов для отдельного месторождения. 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 (1**P**roved), Доказанных плюс Вероятных Запасов (2**P**roved + **P**robable) и Доказанных плюс Вероятных плюс Возможных Запасов (3**P**roved + **P**robable + **P**ossible). 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 ме-

сторождения. 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.

Глава 4

ОСНОВЫ СОЗДАНИЯ ВИРТУАЛЬНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА

ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ СОЗДАНИЯ ВИРТУАЛЬНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ УВ

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 (рис. 4.2*). 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.

Процесс создания виртуального месторождения показан на рис. 4.3.

Требования к виртуальному месторождению:

- общий технологический цикл;
- итеративная многовариантность;
- интеграция с оценкой рисков и экономикой;
- совместный анализ всей командой специалистов;

*Рисунок помещен на цветной вкладке.

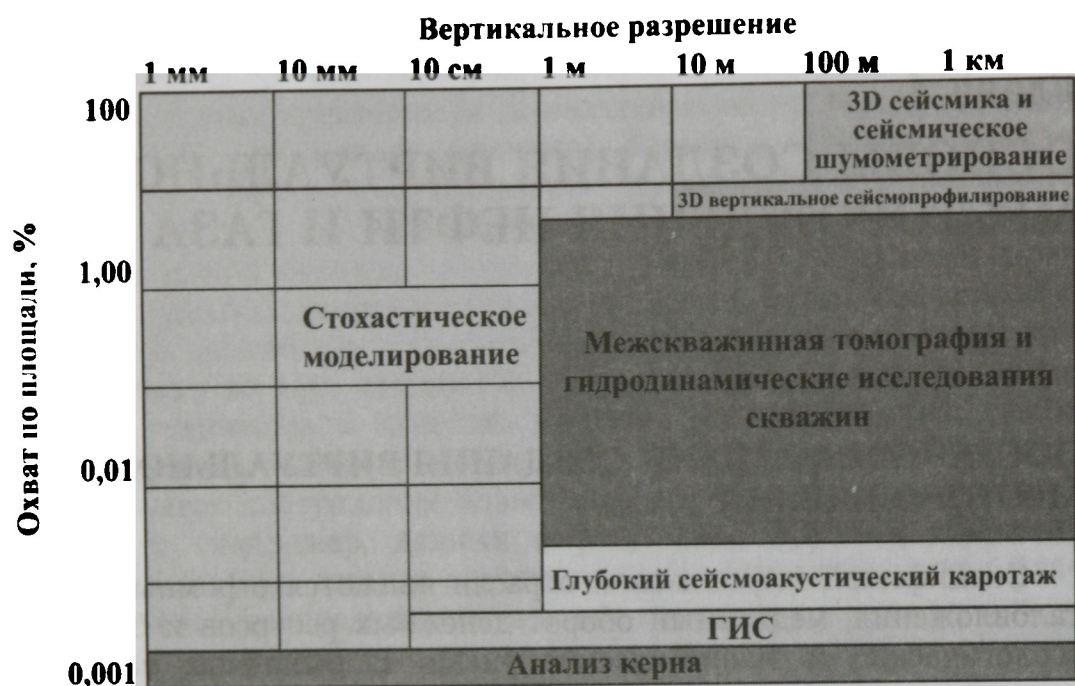


Рис. 4.1. Современные методы исследования залежей УВ

- простота и функциональность;
- интегрированная модель;
- анализ рисков.

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

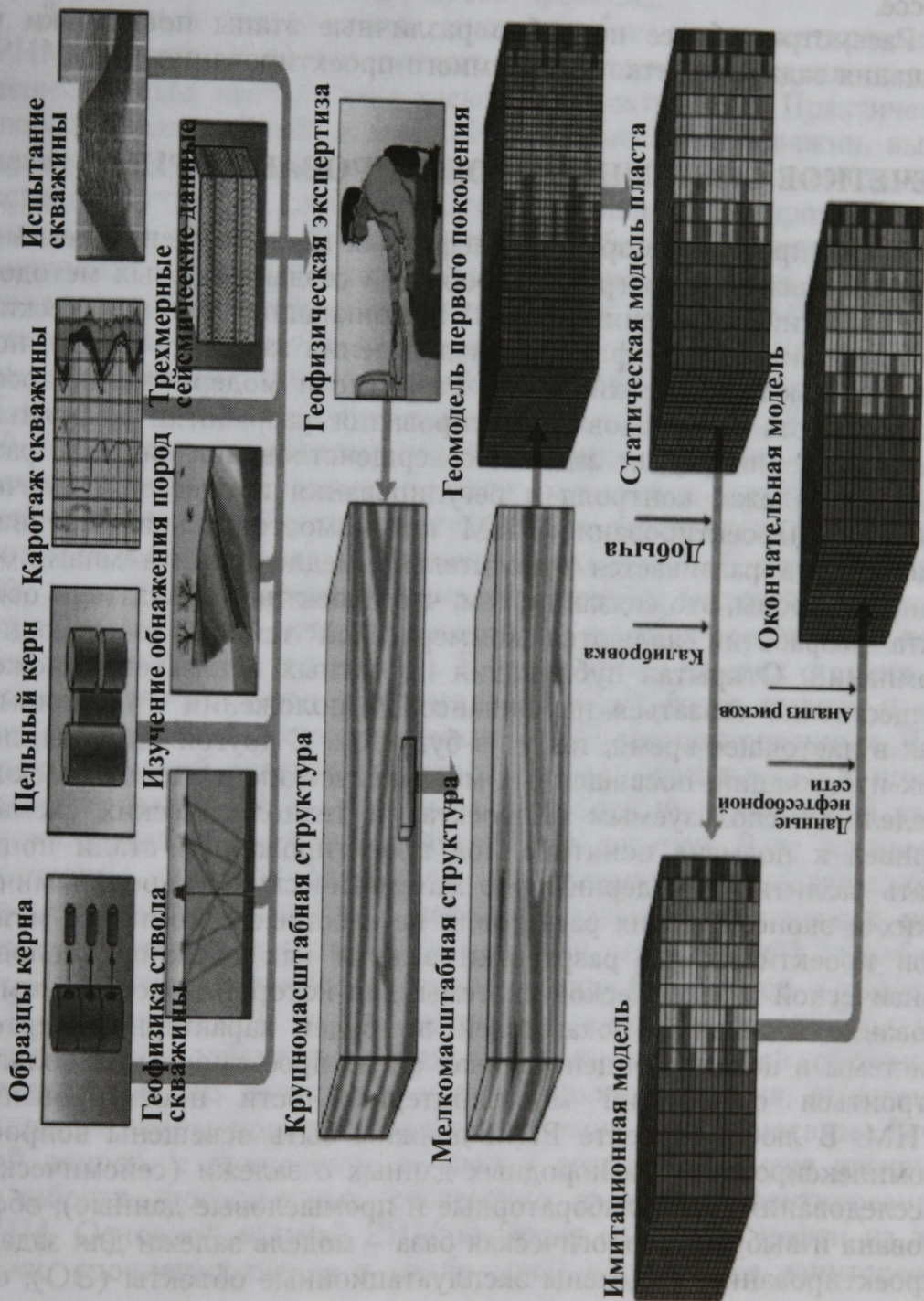
- быстрая оценка сценариев освоения и разработки;
- интеграция технологических циклов;
- снижение затрат за счет операций в реальном времени;
- дальнейшее повышение производительности технологических операций.

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:

идентификация нечетких целей функционирования системы РНМ и их классификации;

построение нечеткой иерархической структуры проектной ситуации РНМ и ее представления в виде нечеткого графа и диаграммы Хассе (диаграммы максимальных цепей);

Рис. 4.3. Как создается виртуальное месторождение



формирования множества исходных типовых проектных ситуаций РНМ;

структуризации типовых проектных решений (вариантов разработки);

определения множества рациональных вариантов разработки в пространстве поставленных целей и ограничений;

выбора рекомендуемого варианта РНМ путем построения графа нечеткого включения и диаграммы максимальных цепей Хассе.

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

НЕЧЕТКОЕ СИСТЕМНОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ 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 этой фирмы как в настоящее время, так и в будущем. С другой стороны, поток публикаций, посвященных математическим и экономическим моделям, используемым в проектах и технологических схемах, привел к подмене понятий. Под проектированием стали понимать развитие и модернизацию математических, гидродинамических и экономических расчетов, а не собственно комплекс методов проектирования разработки залежи как сложной геолого-физической и технической системы, для которой простое суммирование отдельных показателей не будет характерной чертой системы в целом. 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); оп-

ределена 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 50-е годы для однородных объектов разработки, могут использоваться и сейчас на ранних стадиях разведки и разработки залежей УВ, особенно если имеется только сейсмическая информация или данные с одной поисковой скважины. С другой стороны, недопустимо использование упрощенных моделей для однородных залежей в качестве базовых на стадиях составления технологических схем и проектов. В то же время на этих стадиях их можно применять как контрольные методы более точных и детальных моделей – стохастических или детерминированных. Чем более широкий арсенал средств и методов использован в цикле проектирования РНМ, тем более достоверный и надежный прогноз поведения нефтяной залежи будет получен. В то же время некоторые вопросы оставались вне внимания исследователей: проектирование разработки нефтяной залежи как сложной системы; нечеткость и размытость целей (и ограничений) разработки РНМ. Первый вопрос достаточно подробно изучен в работах А.Б. Золотухина. В них с системных позиций исследованы аспекты взаимодействия нефтяной залежи с внешней системой, проведен анализ принципов и путей проектирования, выделены основные этапы проектирования и изучена их взаимосвязь. Вторым вопросом, к сожалению, не был в достаточной мере раскрыт в работах, посвященных собственно задачам проектирования РНМ. Основной задачей РНМ является извлечение нефти из залежи, удовлетворяющее в наибольшей степени все заинтересо-

ванные стороны – государство, местные власти, банк, добывающую компанию и потребителя. Такая постановка задачи РНМ органично вписывается в одну из широко распространенных в настоящее время концепций – модель социально-этичного 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 находит компромиссное решение через проектный цикл в создании системы разработки. Система разработки – это совокупность мероприятий, включающих: построение геологической модели; выделение ЭО; выбор МВ; размещение скважин; последовательность и темп разработки; контроль и управление разработкой. Создание системы разработки НМ относится к классу нечеткого проектирования (прогнозирования) сложной системы. «Жизненный цикл» РНМ включает открытие, разведку, опытно-промышленную разработку, освоение, разработку, эксплуатацию и консервацию месторождения. Проектные службы (фирм-операторов, отраслевых институтов) готовят документацию, которая в основном состоит из подсчета запасов, технико-экономического обоснования, технологической схемы разработки и обустройства, проекта разработки и обустройства, 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 (ВСМ); теория принятия решений (ТПР); математическое моделирование процессов вытеснения нефти (ММ); стохастическое моделирование (СМ); вычислительный эксперимент (ВЭ). Теорию нечетких множеств и стохастическое моделирование следует использовать на ранних этапах «жизненного цикла» проектных решений. Математическое моделирование процессов вытеснения и методов увеличения нефтеотдачи (ММУН) пластов наиболее эффективно при наличии достаточно представительного объема геологической и технологической информации.

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 обес-

печивает потребности страны в нефти (газе) и возможно более полное извлечение из пластов нефти, газа, конденсата и полезных попутных компонентов при наименьших затратах. Разработка каждого нефтяного месторождения должна осуществляться таким образом, чтобы при заданном объеме материальных и трудовых ресурсов была получена максимальная добыча нефти по стране в целом при возможно более полном извлечении из недр всех полезных ископаемых и соблюдении мер по охране окружающей среды, обеспечение минимальных народно-хозяйственных издержек на единицу добычи нефти при возможно более полном использовании промышленных запасов нефти, достижение максимальных результатов по использованию запасов нефти и газа, находящихся в недрах, при минимальных расходах и соблюдении правил по охране недр. Основоположник науки о технологии добычи нефти в США М. Маскет (М. 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, а сама постановка задачи нечеткая по своей сути. И это не недостаток, а свойственное каждому человеку описание задачи в неформализованном виде, на качественном уровне. Для разработчика-нефтяника поиск проектного решения – это поиск качественного замысла решения. С другой стороны, не следует забывать, что залежь – это сложная система, которую невозможно описать во всем ее многообразии в формальном или количественном виде.

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). Исследуя таким образом многие варианты проектных реализаций, можно оценить влияние неопределенности в данных на конечные результаты. К сожалению, в настоящее время стоимость вычислений на 2М и 3М моделях значительно ограничивает использование указанного подхода для поиска лучших альтернатив и оценки неопределенностей во всем спектре возможных реализаций. По-видимому, наиболее продуктивен гибридный подход, совмещающий экспертную оценку наиболее возможных реализа-

ций и их стохастическое или нечетко-стохастическое моделирование.

Новые направления в теории принятия решений фокусируются в настоящее время на разработке методов, позволяющих определять эффективные (с экономической точки зрения) решения в управлении сложными системами (месторождения и т.д.) в условиях резкого изменения рыночных цен 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 фирма), высокоприбыльная в текущем году, при очередном 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. Таким образом, эта задача также является многокритериальной нечеткой с нечеткими ограничениями.

Часть авторов полагает, что выделение ЭО должно способствовать достижению планируемого уровня добычи нефти на начальной стадии разработки, а в дальнейшем – достижению максимально возможной по технико-экономическим условиям 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 не строго определенным понятиям.

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

Рассмотрим понятие рациональной системы размещения скважин и то, что понимается авторами работ по проектированию под этим понятием. 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 вытес-

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

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 дискотрированный доход U_2). С точки зрения первой цели наиболее предпочтительна точка В, а с точки зрения второй цели – точка А (рис. 4.4). 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 пра-

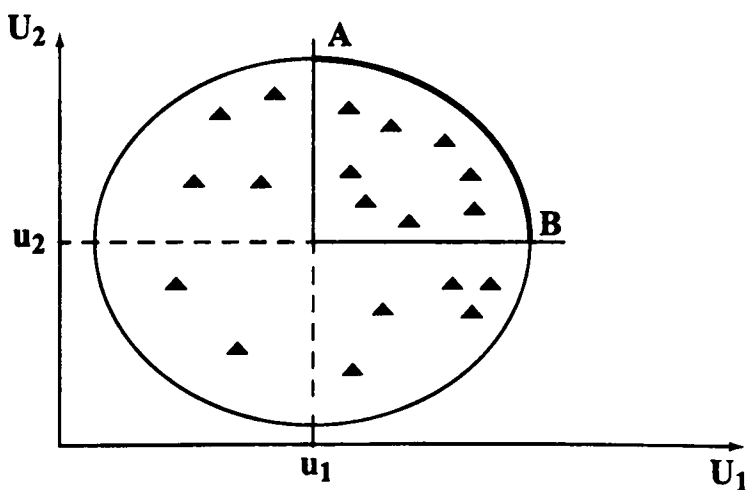


Рис. 4.4. Множество проектных решений в пространстве функций предпочтения U_1 и U_2

вило 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 П-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 искали 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 различных 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 про-

стым 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 одно- и многокритериальной). С математической точки зрения наиболее хорошо разработана линейная (булевая) логика. Чисто логическое построение простых дедуктивных предпосылок не приводит к лучшим решениям в РНМ. Поэтому булевая ло-

гика 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 задачами, в которых сформулированы количественные зависимости, позволяющие получать конечные численные оценки. В задачах РНМ достаточно полно можно определить перечень основных параметров (геологических, технологических и экономических), но установление количественных зависимостей между ними весьма затруднена в силу отсутствия необходимой информации. Поэтому качественные зависимости, отражающие малоизвестные и слабоопределенные стороны задач РНМ, находят широкое применение. Следует отметить, что системный анализ как раз и ориентирован на решение слабоструктуризованных задач. Разработанные в рамках системного анализа математические процедуры нахождения решения в слабоструктуризованных 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 само-

стоятельно, 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 проистекает из слабостью 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 направлены на решение задач с непрерывными переменными и единственной целевой функцией (функционалом). Эти методы предназначены для хорошо структуризованных 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 геологическим 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, глубокой анализа и качеством проектных решений на последовательных стадиях проектирования: при предварительной экспертной оценке, ТЭО, создании технологической схемы и в итоге в полномасштабном проекте разработки (рис. 4.5). При разработке приходится сталкиваться со множеством параметров, характеристик, присущих нефтяной залежи как сложной системе. Одна из сложных задач – систематизация и кластеризация этого объема информации, а также вычленение наиболее важных из них. Кластеризация данных связана с одной из фундаментальных задач принятия решений в РНМ – декомпозицией задачи РНМ. РНМ разбивается на ряд этапов: создание геологической модели, выбор МВ, выделение ЭО и др. Если количество рассматриваемых параметров велико, прибегают к группированию данных в соответствии с их общими свойствами и целями разработки. Общие свойства группы являются признаками элемента структуры более высокого уровня иерархии (см. рис. 4.6). Объединение характеристик групп классов параметров по отношению к внешним це-



Рис. 4.5. Принятие решений на стадиях прогнозирования РМУ

лям 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

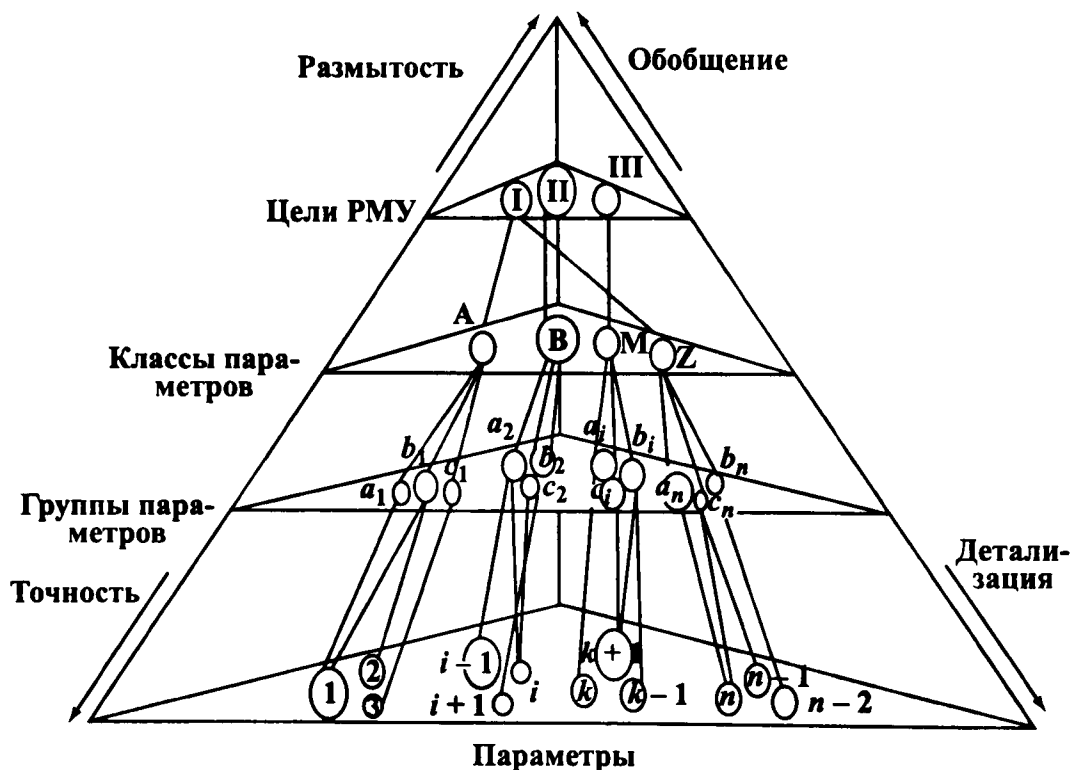


Рис. 4.6. Иерархия наслаиваемых уровней (величина приоритетности фактора отображается величиной круга)

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). Таким образом, информация о геолого-технической системе по своей сути точечная, неохватывающая в полной мере всю систему в целом. Кроме того, неточность измерений и их последующая интерпретация также вносят свой вклад в физическую неопределенность количественных параметров. Лингвистическая неопределенность качественных параметров обусловлена множественностью и неоднозначностью значений понятий и отношений языка специалистов и экспертов. В данной работе полагается, что количественные и качественные характеристики сложной геолого-технической системы – нечеткие. Отметим здесь, что некоторые из методов анализа экспертной информации могут быть частично использованы при решении задач РНМ с использованием теории нечетких множеств, например, при построении функции принадлежности на основе установления частичного порядка. Но ни одна из смежных научных дисциплин (теория принятия решений, теория измерений, методы анализа экспертной информации, теория вероятностей и другие) не предназначены для математических операций и структур с элементами, которые частично или неполно принадлежат множеству.

ЦЕЛИ РАЗРАБОТКИ ВИРТУАЛЬНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ. ИДЕНТИФИКАЦИЯ НЕЧЕТКИХ ЦЕЛЕЙ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ СИСТЕМЫ РНМ И ИХ КЛАССИФИКАЦИЯ

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. 4.7 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 $\tilde{P}_i \subset \tilde{A}_i \subset$

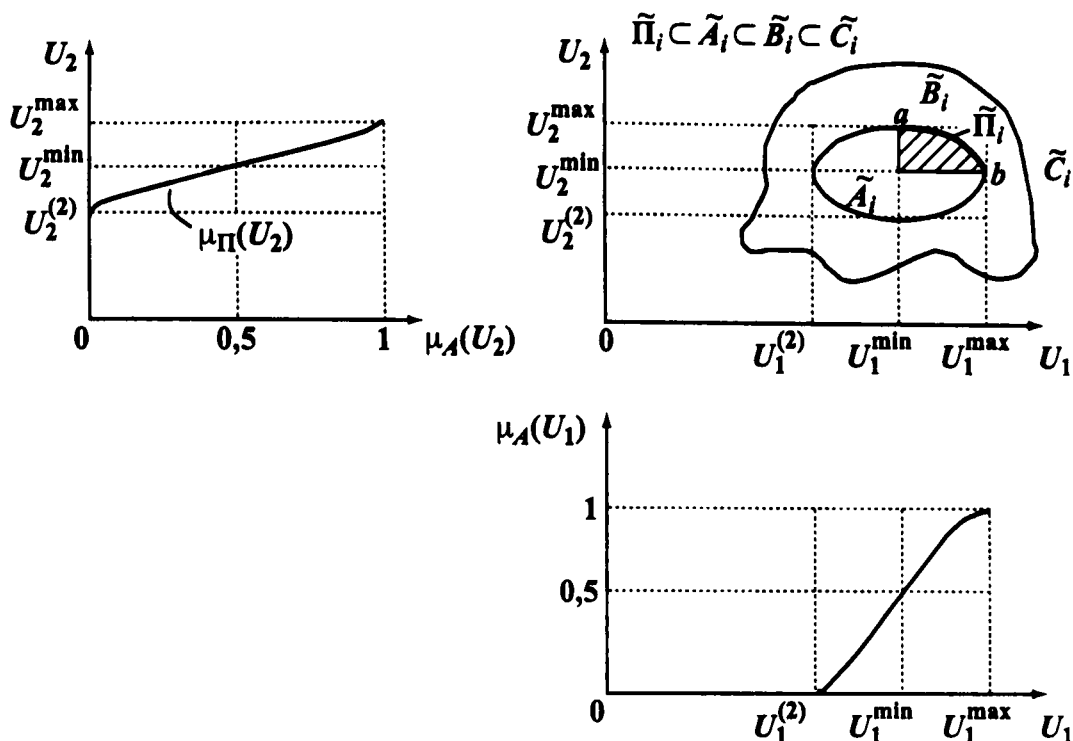


Рис. 4.7. Парето-оптимальная область размытой цели РНМ в двухмерном критериальном пространстве параметров (U_1, U_2) и соответствующие нечеткие функции принадлежности $\mu_{\Pi}(U_1)$ и $\mu_{\Pi}(U_2)$ парето-оптимальному множеству нечеткой цели $\tilde{\Pi}_i$ (дуга ab)

$\subset \tilde{B}_i \subset \tilde{C}_i$. Нечеткое множество всех целей РНМ есть объединение множеств $\tilde{A}_i, i = \overline{1, I}$, где I – количество целей:

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

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

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

где $\mu_{\cup \Pi}(u) = \mu_{\Pi_i}(u)$.

Субъективность в формулировании нечетких целей РНМ. На формирование множества целей РНМ большое влияние оказывают не только объективные факторы (экономическая и политическая обстановка в стране и в мире, стоимость нефти на рынках, труднодоступность и стратегическая важность запасов УВ), но и субъективные факторы (лица, принимающие решения, ру-

ководители государственных и местных органов власти, руководители компании, банкиры и др.). Каждое ЛПР обладает своим производственным опытом, видением стратегической и тактической ситуаций, складывающихся вокруг РНМ. В то же время нельзя отрицать влияния такой психологической составляющей, как интуиция и отрицательный опыт ЛПР. В конечном итоге всю полноту ответственности, связанную с успехом или неуспехом РНМ (потеря инвестиций, экологические, социальные и политические последствия от РНМ), несут непосредственные участники РНМ. Руководитель компании отвечает перед правлением и акционерами компании, руководитель местной власти – перед избирателями, правительство – перед парламентом и народом. Субъективный фактор приводит к тому, что область нечеткой цели – $\tilde{A}_i$ будет либо увеличиваться, либо уменьшаться, либо перемещаться в пространстве критериев U . Оптимистическая или рискованная стратегия ЛПР в РНМ, скорее всего, будет приводить к увеличению области $\tilde{A}_i$, тогда как излишне осторожная или пессимистическая стратегия – к уменьшению области $\tilde{A}_i$. Соответствующие изменения в размерах и местоположении области $\tilde{A}_i$ будут сказываться на виде функций принадлежности нечеткой цели $\mu_{A_i}(u)$ и местоположении ее характерных точек. Для двухкритериального пространства область размытой цели и соответствующие функции принадлежности в зависимости от субъективного фактора приведены на рис. 4.8.

Сформулируем цели и ограничения проектирования РНМ, принимая при этом во внимание внешнюю проектную ситуацию режима реального времени. Следует отметить, что строгой установленной процедуры генерирования целей не существует. В то же время необходимо особенно тщательно устанавливать приоритеты основных заинтересованных сторон в РНМ. Они наиболее противоречивы, и есть насущная необходимость достижения в проекте их компромиссного разрешения. Выделим основных участников РНМ: государство, местные органы власти, выражающие интересы местного населения, компании, имеющая лицензию на разработку залежи, потребитель и банк и их цели (табл. 4.1).

Табличное представление не отражает в полной мере степени заинтересованности каждого участника в достижении сформулированных целей. Эту степень можно выразить через матрицу инцидентий $M_{\tilde{R}}$ и граф нечеткого соответствия $\tilde{R} = (U, V, \tilde{A})$. Множество участников $u = \{u_i\}$, $i = \text{г, м, к, б, п}$ (г – государство; м –

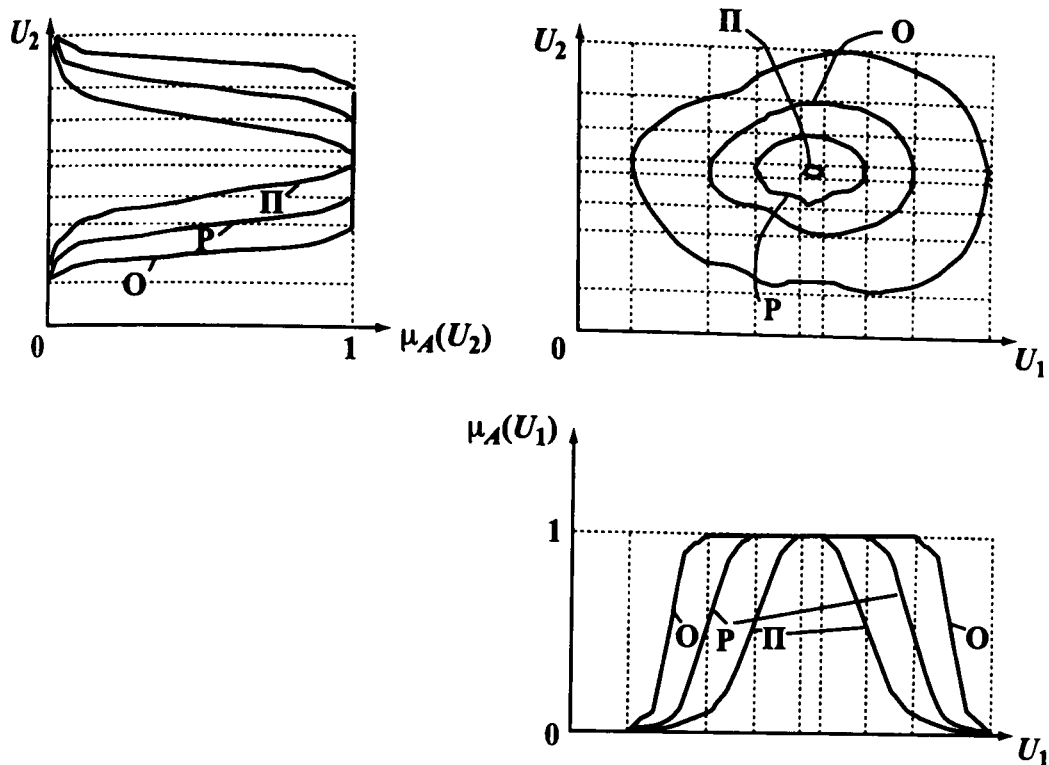


Рис. 4.8. Влияние субъективного фактора на размеры области размытой цели РНМ ($\tilde{A}_i$) и вид соответствующих функций принадлежности:

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

Таблица 4.1

Список целей разработки виртуального месторождения

№ п/п	Цель v_j	Участники u_i
1	Максимизация удовлетворения потребителя нефтью	Государство, компания, потребитель
2	Максимизация чистой ЧДД	Компания
3	Максимизация использования запасов УВ	Государство, местная власть
4	Повышение благосостояния людей	Местная власть, государство
5	Минимизация экологических последствий	Государство, местная власть, компания
6	Повышение политической стабильности и улучшение социально-экономических взаимоотношений в регионе	Местная власть
7	Максимизация доходов в региональный местный бюджет	Государство, компания
8	Снижение ресурсоемкости	Государство
9	Максимизация доходов в государственный бюджет	Потребитель
10	Снижение стоимости нефти	

местная власть; к – компания; б – банк; п – потребитель) называется областью отправления, множество основных целей РНМ $V = \{v_j\}$, $j = \overline{1, 111}$ (здесь j – номер цели – область прибытия, а нечеткое множество $\tilde{A}$ является нечетким графиком нечеткого соответствия. На пересечении строки u_i и столбца v_j находится элемент $m_{ij} = \mu_A < u_i, v_j >$, и каждой дуге $< u_i, v_j >$ ориентированного графа присвоено значение $\mu_A < u_i, v_j >$, где μ_A – функция принадлежности элементов из декартового произведения $U \times V$ нечеткому графику $\tilde{A}$.

Внешняя проектная ситуация режима реального времени по отношению к РНМ является недолговечной структурой, которая сильно зависит от политических, экономических и социальных условий в государстве и в мире. Цели РНМ отражают в общих чертах внешнюю обстановку (среду), в которой происходит формирование проектных решений.

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

Внимательное изучение основных целей и взаимоотношений участников в РНМ приводит к выявлению еще одного субъекта – банка. При разведке, освоении и разработке малых и средних по размерам нефтяных залежей компании (или группе компаний) достаточно своих свободных инвестиций. С ростом размеров залежи до крупных, гигантских и сверхгигантских месторождений ситуация резко изменяется. Даже такие супергиганты по добыче нефти, как «Газпром», «Роснефть»,

«Mobil», «British Petroleum» и др., не располагают свободным капиталом, который требуется для разработки гигантских месторождений. В этом случае компания прибегает к услугам банка. Роль банка – своего рода роль «аудитора» (или контролера), самым серьезным образом заинтересованного в глубокой и тщательной проработке проектных решений и точном, своевременном и детальном воплощении этих решений в жизнь. Включение банка как активного ЛПР в РНМ приводит к возрастанию уровня приоритетности не только таких целей, как «максимизация чистой прибыли и денежного оборота», «максимизация использования запасов УВ», но, что интересно, и таких как «повышение благосостояния людей», «минимизация экологических последствий от РНМ», «повышение политической стабильности и улучшение социально-экономических взаимоотношений в регионе». Банк также заинтересован в бесконфликтных и партнерских взаимоотношениях на долговременной основе компании с государством и местной властью. Насущная необходимость в огромных денежных инвестициях на начальной стадии РНМ является характерной особенностью при разработке больших месторождений. В этих условиях особенно необходимы политическая стабильность в стране и регионе, отсутствие экологических потрясений, доброжелательное и заинтересованное отношение местного населения к РНМ.

Глава 5

ОСОБЕННОСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ НА ЦИФРОВЫХ МОДЕЛЯХ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

Теория разработки месторождений нефти и газа – это система научных принципов и знаний о процессах извлечения углеводородов из недр. Объектом разработки являются геологические резервуары, содержащие промышленные запасы УВ. Геологические тела и их границы относятся к основополагающим понятиям геологии. «Геологические тела являются материальными объектами и геологические границы – идеальными объектами». Объект разработки – нефтяная залежь – характеризуется множеством свойств (геологических, физических, механических и др.), тогда как границы залежи определяются лишь геометрическими параметрами, в частности формой поверхности. Под промышленными понимаются запасы, которые могут быть успешно (с технологической и экономической точек зрения) извлечены существующими методами и способами.

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

Очевидно, что существует множество путей построения систем разработки (СР) для УВ месторождения. Из всех возможных СР реализуется только та, которая в наибольшей степени соответствует целям, поставленным заинтересованными сторонами (компанией, владеющей лицензией, банком, государством и местными органами власти). СР нефтегазового месторождения – непрерывный процесс истощения и извлечения углеводородных

ресурсов залежи. Основной целью науки о разработке залежей нефти и газа является построение такой СР, которая наиболее эффективна с технологической, экологической и экономической точек зрения. В общем случае цели разработки (истощение запасов залежи с максимальной прибылью, с высокой углеводородоотдачей за короткий срок разработки, с наименьшими ресурсными и финансовыми расходами) – расплывчатые, нечеткие и неопределенные. Эти цели не только не достижимы полностью, но и сами изменяются во времени. С ростом размеров залежи, ожидаемым ЧДД, количества данных, сложности геологического строения залежи, срока ее разработки возрастает потребность в тщательном научном прогнозировании и обосновании СР. Система разработки залежей нефти и газа должна удовлетворять множеству целей, учитывать многочисленные возможные потребности (которые могут выявиться на наиболее поздних этапах и в силу специфики РМУ должны быть предусмотрены в СР), быть гибкой и адаптивной к технологическим, экономическим, юридическим и экологическим требованиям, устойчивой к рыночным изменениям. Следует отметить, что объем информации в течение разработки залежи последовательно возрастает. В случае недостаточности информации в настоящее время используется стохастическое и детерминированное моделирование для интерполяции и экстраполяции достоверной информации. При большом потоке информации используются специальные статистические пакеты для отбора существенно важной и достоверной информации. С экономической точки зрения важно предусмотреть в проектных решениях сбор, анализ и синтез необходимой и достоверной информации.

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

КОМПЬЮТЕРНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В последние годы происходит активное внедрение компьютерных технологий в нефтяную отрасль. Становится возможной интеграция усилий специалистов из различных отраслей знаний, одновременно работающих над одной проблемой. Необходимость целостного подхода к изучению таких сложных объектов, как залежи нефти и газа, была провозглашена 15 лет назад на заре развития системного подхода к разработке. Одним из его конкретных воплощений и является интегрированный подход. Как

отмечал основатель системного подхода Л. Берталанфи, положение Аристотеля о том, что целое всегда больше его частей, является основой в системном подходе.

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

Характерными чертами современных компьютерных технологий являются распараллеливание вычислительных процессов, одновременная визуализация решений из смежных научных дисциплин на нескольких экранах и мгновенное предоставление любой исходной и расчетной информации. Интегрированные команды ученых и специалистов включают геологов, геофизиков, нефтяников и экологов. Использование интегрированного подхода к проектированию привело к тому, что общие инвестиции на исследования в области технологии добычи и разработки упали с 3,1 до 1,1 млрд долл. Такая команда обычно работает над крупными проектами разработки, но может решать и сложные частные проблемы. В работе над проектом разработки нефтяных месторождений можно выделить несколько подходов или направлений научных исследований: последовательный; параллельный; интегрированный.

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

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

Исторически последовательное прогнозирование использовало в качестве математической основы конечно-разностное моделирование. Базовой философией этого подхода является линейная последовательность проектных операций, которая включает пять этапов: анализ проектной ситуации, создание геолого-физической и математической моделей залежи, восстановление истории разработки, модификация моделей и собственно прогноз (рис. 5.1).

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

Сторонники последовательного подхода к прогнозированию разработки залежей УВ основывают его необходимость на принципе учета природы систем. Этот принцип требует отдельного моделирования геологических и технических систем. При этом не принимается во внимание другой естественно-научный принцип – принцип причинности и взаимозависимости.

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

При этом подходе происходит распараллеливание процесса вычисления (рис. 5.2). Процесс моделирования осуществляется одновременно и на основной модели залежи, и на системе расчетных моделей. Основная модель наиболее полно и точно представляет реальный резервуар и используется при подготовке



Рис. 5.1. Этапы последовательного прогнозирования РНМ

**Анализ
проектной
ситуации**

Рис. 5.2. Этапы параллельного прогнозирования РНМ

**Создание
модели**

**История
разработки**

**Модернизация
модели**

**Прогноз
разработки**

окончательного прогноза. Расчетные модели используются для получения предварительных оценок разработки НМ и действуют как тестирующие инструменты для идентификации и устранения ошибок. Информация, используемая в расчетных моделях, учитывается и в построениях на основной модели. Кроме того, параллельный подход позволяет быстрее идентифицировать критические недостатки и изъяны в модели, обходить недостоверные решения. При этом резко возрастают проблемы моделирования на всех этапах прогнозирования.

Расчетные модели представляют собой грубую аппроксимацию действительной геологической и технологической информации (табл. 5.1). При этом численная модель расчетной модели и основной модели должны быть аналогичными (т.е. размер, ориентация и число узлов решетки одинаковые). В этом и достоинство и недостаток расчетных моделей, так как ограничено применение других численных подходов, например, метода конечных элементов (МКЭ), нечеткой логики и вероятностно-статистических методов.

Расчетные модели содержат синтетические данные, которые в основном включают труднодоступную на начало проектирования информацию: фазовая проницаемость, вертикальная и горизонтальная абсолютная проницаемость, PVT данных, геологическое описание и др. Зачастую для получения такой информации можно использовать аналогичные месторождения. Это относится также к основной структуре и этапности построения системы разработки. Такой подход позволяет идентифицировать на ран-

Таблица 5.1

Типы дискретизации предметной области – виртуального нефтегазового пласта

Тип решетки	Тип задачи	Достоинства	Недостатки
1. Ортогональная 1.1. Блочная	Однородный пласт	Учитывает накопления массы в блоке	–
1.2. Узловая	Неоднородный	Точна в учете перетока между блоками	–
2. Локально-улучшенная 2.1. Блочная	Полномасштабное моделирование процессов вытеснения	Учитывает резкие изменения параметров	Точность вычислений ниже, чем для тонких сеток
2.2. Узловая	–	Точные расчеты	–
2.3. Гибридная	Призабойная зона скважины	Высокая точность в областях вблизи скважин	Допущения при вычислении подвижностей
3. Решетка Вороного (локально-ортогональная)	Конусообразование в скважинах, неоднородные, трещиноватые пласты, моделирование скважин	Снижает эффект ориентации решетки, локально-ортогональные, модули для создания решеток	Сложные матрицы Якобиана по сравнению с традиционными методами
4. Конечные элементы	Моделирование термических методов	Моделирование геометрии залежи	Стоимость вычислений
5. Ортогонально-криволинейная	Сложно-построенные пласты	Удовлетворяет произвольным начальным и граничным условиям	Сложные решетки для простых пластов
6. Блочно-однородная	Полномасштабное моделирование пласта	Относительно несложные вычисления	–
7. Динамическая	Сложные динамические процессы в пластах	Изменение структуры порового пространства во времени	Сложные виды вычислений

нем этапе проблемы разработки, подготовить для основной модели наиболее вероятные сценарии и соответствующую информацию, получить предварительные оценки разработки залежи. Параллельное прогнозирование эффективно и для разрабатываемых залежей – около 70 % всех затрат приходится на восстановление разработки.

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

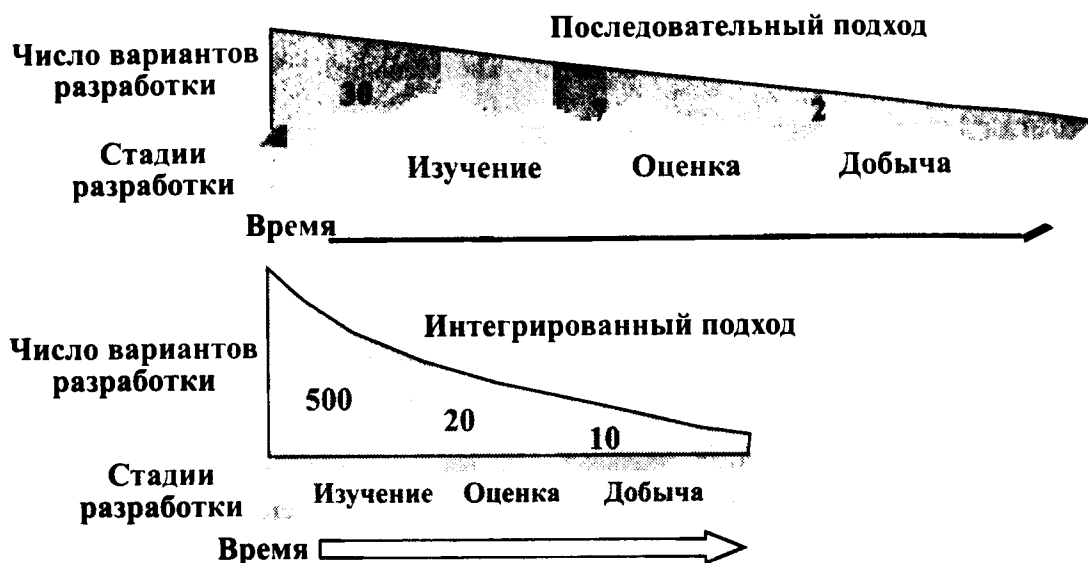


Рис. 5.4. Возможности принятия интегрированного решения

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

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

Обычно интегрированная команда специалистов (рис. 5.3*) насчитывает от 10 до 30 человек, которые представляют от 10 до 15 специальностей. Использование таких групп сокращает расходы на проектирование в 2 раза и резко уменьшает время в 1,5–2 раза (рис. 5.4). Численность персонала, вовлеченного в процесс проектирования, сокращается более чем в 2–3 раза.

Начало периода интегрированного подхода следует отнести к середине 80-х годов. К этому времени были созданы десятки супер-ЭВМ и практически 70 % их вычислительного времени были закуплены нефтяными корпорациями. Несмотря на колоссальные мощности этих машин, полномасштабные 3М геологические мо-

*Рисунок помещен на цветной вкладке.

дели разрабатывались одной интегрированной командой с производительностью 8–10 моделей в год. Поэтому говорить о повсеместном применении этого подхода пока еще рано. Интегрированное прогнозирование позволяет более эффективно использовать ресурсы нефтяной компании. Инженер-разработчик компании может получить компьютерные файлы 3М геологических и математических моделей залежи в считанные минуты от филиала компании, который может располагаться и на другом континенте. После этого он может связаться по интернету с коллегами из филиала и обсудить с ними полученные результаты (рис. 5.5*). Основная суть интегрированного подхода – ускорение процесса моделирования при помощи сети компании. При этом расширяются возможности личного взаимодействия. Компьютерные технологии основываются на новейших разработках в таких областях как компьютеры, локальные сети, глобальные базы данных и 3М визуализация. Интегрированный подход к разработке УВ включает в себя:

- многовариантное моделирование;
- моделирование морфологических объектов;
- автоматизация и упрощение процесса геологического моделирования;

- высокоэффективная вычислительная техника;
- оптимизированный выбор рационального варианта.

В результате применения интегрированного подхода достигается 80 % снижения временных затрат и до 10 % капитальных затрат на освоение месторождения. Центры принятия решений в режиме реального времени по разработке месторождений как правило располагаются в главных офисах компаний.

Центры эксплуатации месторождений как правило располагаются на местах добычи на суше – на самом месторождении, на море – на морских платформах. На рис. 5.6*, 5.7* показаны центры эксплуатации в режиме реального времени месторождения УВ. Внедрение центров эксплуатации в режиме реального времени приводит к снижению затрат времени на 50 % на принятие решений и растет качество принимаемых решений.

Основными задачами центров эксплуатации являются:

- мониторинг добычи в реальном времени;
- интегрированные взаимодействия при производственных операциях;
- адаптация истории разработки;
- оптимизированная система контроля эксплуатации.

Основная масса информации о нефтяных пластах поступает от сейсмоки, геофизики, геологии и разработки. Обработка дан-

*Рисунок помещен на цветной вкладке.

ных, интерпретация полученных результатов, моделирование процессов разработки и хранение постоянно обновляющейся массы информации нуждаются в сверхскоростных процессорах компьютеров.

Информация для моделирования геологии и разработки была еще несколько лет назад достаточно ограниченной и включала сведения о распределении по разрезу и простираию пласта пористости, проницаемости, мощности и глубины залегания. На основании этой информации строились геологические модели для математического и численного моделирования процессов разработки.

Применение технологически сложных методов воздействия (МПН/МУН), горизонтальных технологий, разработка сложно-построенных нефтегазоконденсатных залежей вызвали потребность в большем количестве дополнительной информации о пласте. В полном объеме эту информацию могут предоставить инженерам-технологам только суперкомпьютеры. Компьютеры значительно расширили возможности тщательного, детального моделирования пласта при разработке его на естественном режиме, заводнении и использовании различных МВ. Наиболее полную и обширную информацию о нефтяном пласте дают в настоящее время 3М сейсмические, промысловые и геофизические исследования. 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 сейсмоки, 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 прости- рания существуют определенные разночтения.

Транспьютерная технология применяется в семействе парал- лельных компьютеров и характеризуется: совместно используе- мой памятью, распределенной памятью и очень длинным ко- мандным словом. Параллельные компьютеры с совместно ис- пользуемой памятью позволяют соединять каждый процессор со всей памятью. Это требует очень дорогой технологии быстрого доступа к памяти. Поэтому были созданы более дешевые компь- ютеры с архитектурой распределенной памяти (кольцо, дерево, гиперкуб). Наиболее популярная архитектурная схема – гипер- кубическая для пересылки данных и синхронизации. В этом слу- чае каждый процессор выполняет различную систему операций над различными данными.

Идеология использования локального параллелизма, прису- щего программе пользователя, была заложена в компьютеры с очень длинным командным словом. При этом достигалось значи- тельное увеличение скорости вычисления. Ключевыми пробле- мами распараллеливания являются структуризация данных, пе- ресылка данных между процессорами, разработка решения ли- нейных уравнений.

Нерешенными проблемами остаются создание унифицирован- ного программного обеспечения, пригодного для всех типов па- раллельных компьютеров с различным числом процессоров; рав- номерное распараллеливание вычислительных процессов; деком- позиция пласта; учет особенностей геологического строения (трещины, выклинивания, линзовидность).

Большинство существующих компьютеров используют тради- ционную технологию, основанную на принципе фон Неймана, т.е. для решения любой задачи необходимо иметь четкий, однознач- ный алгоритм ее решения. Развитием традиционной технологии является создание параллельных компьютеров. Методы распа- раллеливания векторного алгоритмического счета позволяют по- лучать высокую скорость счета. Традиционные и параллельные компьютеры оказываются беспомощными при решении ряда за- дач, таких, для которых построение алгоритма решения очень сложно либо невозможно. Это проблемы создания, моделирова- ния, распознавания, анализа сложных систем. Характерные свой- ства этих задач следующие: способ решения известен либо ап- робирован на ряде примеров; существует множество аналогичных ситуаций с найденными решениями; существуют близкие эле-

менты хотя бы в двух множествах. Решение этих задач осуществляется с применением нейрокомпьютеров, которые не используют алгоритм, а создают свои собственные правила путем обучения, анализа различных проектных ситуаций. При этом получаются результаты, принципиально недостижимые при традиционном алгоритмическом подходе.

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

Одной из особенностей интегрированного подхода является мобильность и доступность информации. Громадные массы информации в считанные секунды последовательно проходят от программных блоков одной научной дисциплины к другой. Геологи и геофизики нуждаются в информации, полученной разработчиками, и наоборот. Например, анализ керна и петрофизическая обработка данных ГИС необходимы для определения величины пористости в 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 РВТ 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 сейсмики, грави- и магниторазведки. Данные ГИС интерпретируются с учетом сейсмических результатов исследований и параметров тестовых испытаний скважин.

Разнообразные характеристики пласта служат базой для построения множества промысловых и геологических моделей интегрированной командой специалистов. 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 сейсмики, ГИС, литологии и др. Рабочие станции можно объединять, увеличивая при этом вычислительные возможности, и соединять их через локальные сети.

Крупные нефтяные компании соединяют свои компьютерные подразделения, разбросанные по всему миру, в единую сеть. 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 3 мес. до 3 недель и увеличить на 30–50 % чисто дисконтированный доход (NPV). Стоимость системы принятия решений составляет около 1,5 млн долл. (рис. 5.8*, 5.9*).

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 80-х годов. Графическая визуализация данных сейсмики, ГИС и разработки позволила быстро получать горизонтальные и

*Рисунок помещен на цветной вкладке.

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 30 и более скважин.

Синтез различных данных с одновременной визуализацией позволяет анализировать геологические аспекты и процессы разработки и в макро-, 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 (нефтесыщенности, 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:

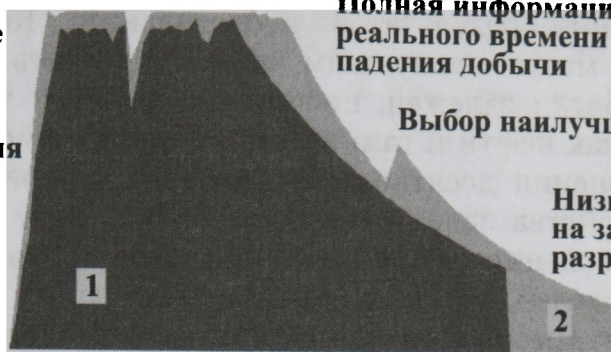
- снижение операционных издержек на 5 % и капитальных затрат на 10 %;

- доизвлечение остаточной нефти только в компании ВР в объеме 530 млн баррелей (76 млн т);

- достижение 50 % коэффициента извлечения нефти за

Оптимизация уровня максимальной добычи

Применение
цифровых
технологий
на этапе
разбуривания



Полная информация в режиме
реального времени на стадии
падения добычи

Выбор наилучшего МПН/МУН

Низкие затраты
на завершающей стадии
разработки

Рис. 5.10. Сценарии разработки:

1 – без цифровых технологий; 2 – с цифровыми технологиями

счет внедрения инновационных технологий (рис. 5.10, см. рис. 1.4).

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.

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 вы-

теснения 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 десятков компьютерных вариантов разработки и обустройства залежи, которые могут быть сгенерированы при использовании традиционных, детерминированных и стохастических моделей, остается неразрешенной.

Экономические требования к проекту ограничивают полномасштабное моделирование разработки по каждому из возможных сценариев (вариантов) системы разработки (СР).

Многодисциплинарные (синергетические) команды включают специалистов из многочисленных подразделений – геологов, разработчиков, трубопроводчиков, экономистов, менеджеров, экологов, финансистов. Это делается для того, чтобы достичь консенсуса среди специалистов, которые будут в конечном итоге воплощать проект разработки залежи в жизнь. С самых первых шагов руководство нефтяной компании добивается тесного взаимодействия и взаимопонимания между специалистами различных научных и технических дисциплин. Тем самым формируется команда близких по духу и намерениям единомышленников. Принятие решений обычно происходит на уровне команды в целом, окончательное решение на верхнем уровне освобождается от технических аспектов и мелких деталей. Для детальной проработки сложных технологических и технических проблем могут создаваться подкоманды, при этом по крайней мере один член подкоманды представлен на уровне команды. При планировании работы такой команды исходят из системных позиций. Узкопрофильные специалисты передают свои выводы и решения на более высокий уровень принятия решений. Например, специалисты по способам добычи нефти анализируют объемы и физико-химические свойства добываемой продукции, содержание механических примесей, глубины разрабатываемых горизонтов и готовят решения по способу добычи нефти и газа. Экологи детально исследуют влияние бурения, освоения, разработки и эксплуатации залежи на окружающую среду, ландшафт, людей и оценивают возможные варианты снижения этого влияния. Выводы, полученные на локальном уровне рассмотрения частных вопросов разработки (сейсмики, геофизики, геологии, бурения, разработки, эксплуатации, моделирования, экономики, экологии), служат основой для формирования множества решений на глобальном уровне. Команда управляющих, имея информацию о всех решениях, полученных на локальном уровне, формирует стратегию

разработки и осуществляет конечный выбор нескольких вариантов проектов. Эти варианты затем поступают на рассмотрение Совета директоров нефтяной компании, партнеров по совместной разработке, банка и местных органов власти. С учетом всех замечаний, полученных в ходе детального рассмотрения финансовых, экономических, технических и юридических вопросов, принимается окончательный проект разработки, который в дальнейшем обычно не пересматривается. Для достижения максимально эффективной работы на каждом уровне стремятся ограничить команду по количеству специалистов. Обычно специализированная команда состоит из 3–7 человек, причем если членов команды больше 4, то используется техника группового принятия решений: голосования номинальной группы. При использовании метода голосования обычно подсчитывают количество голосов, полученных по каждому аспекту, а метода номинальной группы – каждый участник ранжирует свои предпочтения, после чего подсчитывается общий ранг для этой проблемы. Групповое решение устанавливается по наибольшему числу голосов (для метода голосования) или общему рангу (для метода номинальной группы). Это позволяет включить каждого участника в процесс принятия решения, ограничить необходимость детального обсуждения, исключить споры, сделать достижение компромисса легким и безболезненным.

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.

Предлагаемая методология моделирования РМУ на базе теории нечетких множеств есть расширение классической теории принятия решений, в частности за счет нечеткости, которая ассоциируется с оценками, явно связанными с агрегированием различных промысловых, физических и геологических параметров, влияющих на разработку месторождений УВ. При комплексировании различных методов (лабораторных исследований керна, тестовых исследований скважин, ГИС и др.) неопределенность в данных увеличивается. Агрегирование различных методов приносит еще один вид неопределенности в информацию.

Основные элементы интегрированного подхода: идентификация неопределенностей (геологической, петрофизической и др.); ЗМ описание пласта; моделирование течения флюидов с целью предсказания поведения пласта при разработке. Обычные результаты анализа керна, данные ГИС, геологической интерпретации путем использования геостатической методологии интегрируются для создания многомерных равновероятностных реализаций структур, фаций, пористости и проницаемости. Созданная таким образом решетка из многих миллионов ячеек служит основой для дискретной модели при численном моделировании пласта (обычно она состоит из нескольких сот тысяч ячеек). К кардинальным вопросам разработки нефтяных месторождений относят следующие: выделение ЭО; установление оптимальных размещения и плотности сетки скважин; принципы выбора МВ на залежь; последовательность разбуривания месторождений с неоднородными пластами; выбор рационального варианта разработки. Гидродинамические расчеты, основанные на исследовании процессов фильтрации в однородных пластах, для реальных месторождений не применимы; не любая плотность сетки скважин позволяет отобрать извлекаемый запас нефти; при любых других возможностях вариант с меньшими сроками разработки и более плотной сеткой скважин предпочтителен; выделение ЭО должно быть строго увязано с проблемой размещения скважин. Набор основных задач РМУ в целом уже достаточно определен и устойчив: формализация задачи проектирования с идеализацией объекта разработки; структуризация проектных условий. Переменные проектирования определяют область допустимых значений. Критерии проектирования ограничивают область допусти-

мых решений задачи. Под критерием (или системой критериев) понимается мерило, в качестве которого используется степень соответствия результатов поставленной цели (по С.И. Ожегову). Алгоритм последовательности построения и решения задачи МСП РНМ состоит из формирования глобальных целей решения задачи, набора задач, отвечающих достижению глобальных целей, множества глобальных критериев выбора эффективных решений; установления последовательности решения задач, переменных, критериев проектирования и локальных критериев выбора; выбора рационального варианта разработки. Решение задачи МСП РНМ состоит из следующих этапов: определение множества вариантов проектных решений; определение более узкого (парето-оптимального) множества вариантов проектных решений; выбор рациональных вариантов проектных решений с учетом предпочтений ЛПР. Оценка проектного решения проводится не по одному отдельно взятому критерию, а по совокупности критериев, удовлетворяющих противоречивым целям разработки нефтяного месторождения. Эти противоречия возникают из-за того, что система разработки нефтяного месторождения должна удовлетворять стремлениям по крайней мере трех обязательных участников: компании, местных органов власти и государства. Цели этих участников не всегда совпадают. Поэтому такая система является компромиссным решением, соответствующим заявленным целям участников в наибольшей мере. Так, компании преследуют цели максимизации ЧДД и минимизации инвестиций; местные органы власти – максимизации налогов, отчислений, платежей, штрафов в местный бюджет и минимизации экологических последствий; государство – максимизации использования ресурсов УВ и максимизации налогов. Из простого сопоставления этих целей видно, что они противоречат друг другу.

Предположим, что ищутся проектные решения в пространстве двух переменных – a_1 и a_2 . В этом случае последовательность определения парето-оптимального множества решений будет следующая. Пусть переменные имеют соответствующие области допустимых значений: $a_{1*} < a_1 < a_1^*$ и $a_{2*} < a_2 < a_2^*$. И пусть качество проектных решений взвешивается или оценивается по двум критериям $F_1 = F_1(a_1, a_2)$ и $F_2 = F_2(a_1, a_2)$, тогда множество всех допустимых проектных решений разработки залежи B , отображенное в пространстве критериев (F_1, F_2) , будет иметь вид, показанный на рис. 5.11, а. Пусть существуют критерии проектирования, которые ограничивают область допустимых значений переменных a_1 и a_2 (например, рассматриваются только те значения a_1 и a_2 , которые характерны для исследуемого нефтесодер-

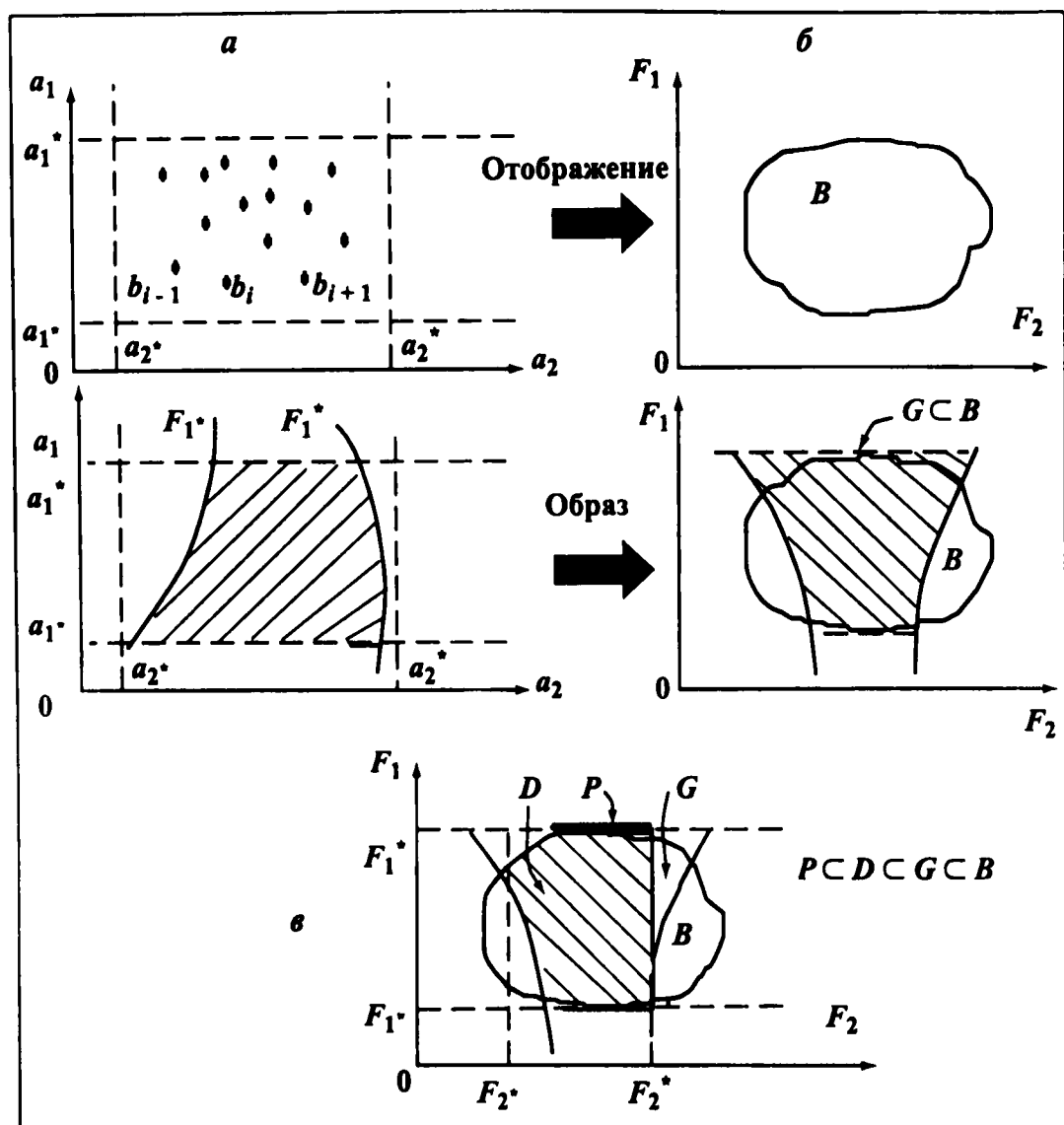


Рис. 5.11. Динамика определения допустимого множества решений в задачах разработки месторождений УВ

жащего пласта). В этом случае множество проектных решений в пространстве критериев (F_1, F_2) значительно сузится: $G \subset B$ (см. рис. 5.11, б). Существуют ограничения, которые накладываются и на критерии выбора F_1 и F_2 : $F_1^* \leq F_1 \leq F_1^*$ и $F_2^* \leq F_2 \leq F_2^*$. Полученное множество проектных решений будет существенно меньше DCGCB (см. рис. 5.11, в). Наконец, в полученном пространстве можно определить парето-оптимальные решения.

Точка C называется оптимальной (максимальной) точкой по Парето, если не существует такое GCD, что $F(C_i) > F(C)$. Такое

множество PCD называется парето-оптимальным, если оно состоит из всех оптимальных по Парето точек.

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

В условиях повышенного внимания к процессам разработки в различных обстановках осадконакопления ряд государственных и частных научно-исследовательских учреждений (Департамент энергетики США, PRISM, PETROCONS) направили свои усилия на обобщение уже имеющегося опыта разработки нефтяных залежей на естественных режимах и при заводнении для основных обстановок осадконакопления. На рис. 5.12–5.14 представлены зависимости, построенные с учетом полученных указанными организациями результатов.

На рис. 5.12 приведены коэффициент нефтеотдачи процессов разработки η и относительная частота встречаемости N нефтяных залежей в зависимости от основных обстановок осадконакопления. Зависимость для заводнения получена на основе обработки данных по более 1000 залежей, для естественных режимов – око-

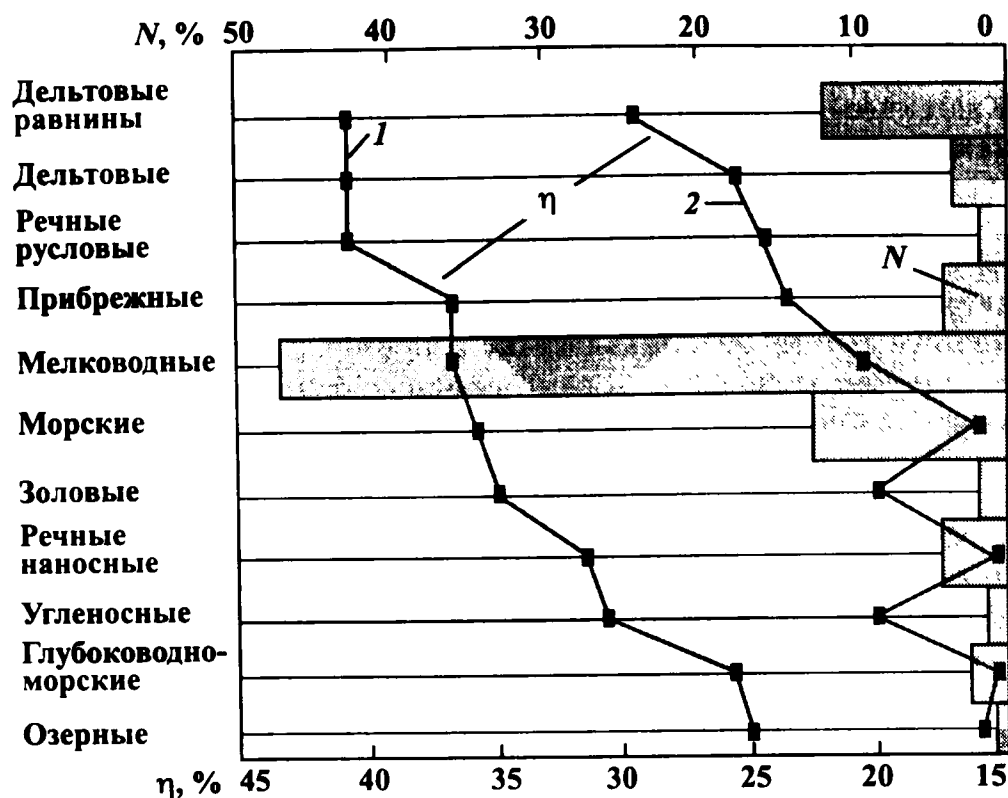


Рис. 5.12. Коэффициент нефтеотдачи η и относительная частота встречаемости N нефтяных залежей в зависимости от условий осадконакопления: 1 – заводнение; 2 – естественный режим

до 1400 залежей. Средневзвешенная нефтеотдача составляет 20,4 % для естественных режимов и 36 % для заводнения в целом по всем залежам. Наиболее высокая нефтеотдача (свыше 40 %) при заводнении характерна для следующих обстановок осадконакопления: дельтовых равнин, дельтовых и речных русловых. Этим обстановкам свойственна и высокая нефтеотдача на естественных режимах – свыше 25 %. Наиболее низкая нефтеотдача при заводнении характерна для глубоководно-морских и озерных отложений – около 25 %. Мелководно-морские отложения – самые распространенные ($N = 50$ %) и характеризуются достаточно высокой нефтеотдачей при заводнении (около 37 %). Обстановки осадконакопления ранжируются по относительной частоте встречаемости следующим образом: мелководно-морские, морские, дельтовых равнин, речные наносные, дельтовые, речные русловые, золовые, глубоководно-морские, угленосные и озерные. В последних четырех обстановках нефтяные залежи встречаются сравнительно редко – менее 3 %. С точки зрения эффективности применения заводнения после разработки залежей на естественных режимах обстановки осадконакопления могут быть проранжированы по приросту нефтеотдачи, в %, следующим образом:

морские (19); речные русловые (17); мелководно-морские (16); речные наносные (16); эоловые (15); дельтовые (15); прибрежные (14); дельтовых равнин (12); угленосные (11); глубоководно-морские (10) и озерные (8).

На рис. 5.13 представлены коэффициент нефтеотдачи η и относительная частота встречаемости N нефтяных залежей в зависимости от литологических типов пород. Эти зависимости построены для процессов разработки на естественных режимах (свыше 3000 объектов) и при заводнении (около 1800 объектов). Ангидрит и мел как литологические типы пород характеризуются самой высокой нефтеотдачей и при заводнении (43 и 42 % соответственно), и на естественных режимах (31 и 26 % соответственно), тогда как изверженные породы и алевролит имеют самую низкую нефтеотдачу (31 и 26 %) при заводнении. Три наиболее распространенных литологических типа пород – песчаник, известняк и доломит – характеризуются следующей нефтеотдачей при заводнении: 37, 38 и 35 % соответственно, а при разработке на естественных режимах нефтеотдача для этих типов пород составляет 24, 23 и 21 % соответственно. По эффективности применения заводнения после естественных режимов литологи-

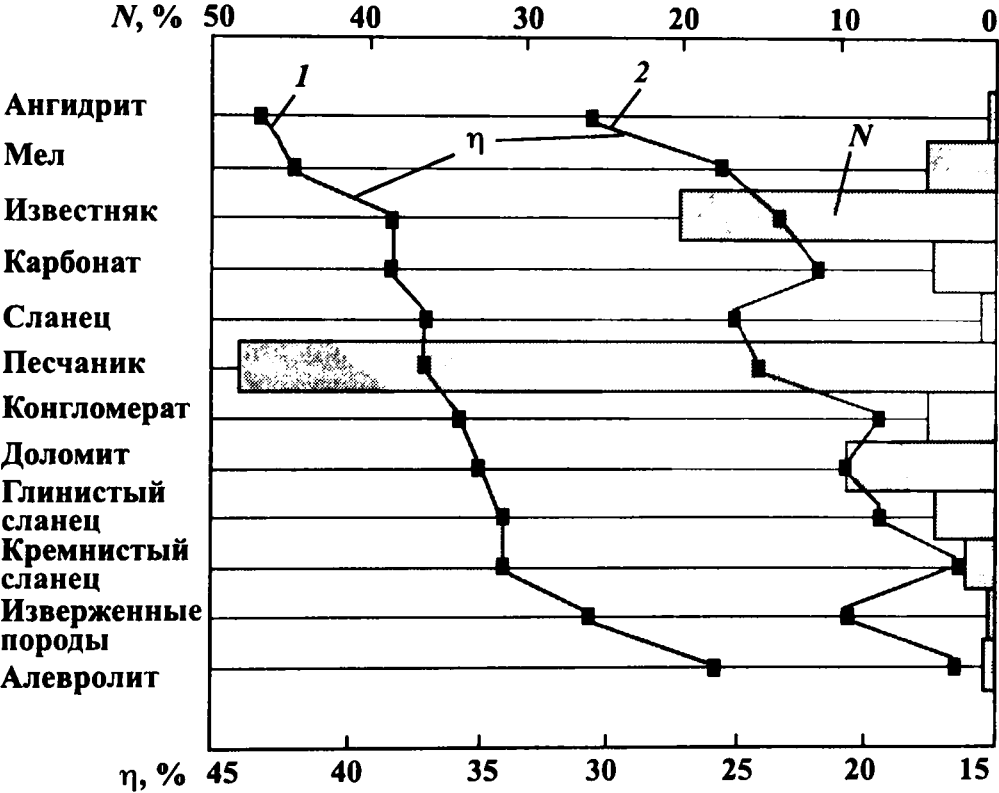


Рис. 5.13. Коэффициент нефтеотдачи η и относительная частота встречаемости N нефтяных залежей в зависимости от литологических типов пород:
1 – заводнение; 2 – естественный режим

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

Таким образом, при проектировании системы разработки нефтяных месторождений нельзя обходить вниманием условия осадконакопления, в которых была сформирована залежь. Включение особенностей обстановок осадконакопления, фаций в геологическую модель залежи, а затем и в имитационную позволит более обоснованно вычленять эксплуатационные объекты, выбирать методы воздействия, размещать скважины, оптимизировать процессы вытеснения нефти, увеличивать в конечном итоге нефтеотдачу и чистую прибыль нефтегазодобывающего предприятия. Иногда в стохастических моделях при отсутствии детальной информации по залежи прибегают к экспертному заданию функций распределения фильтрационно-емкостных параметров (пористости, проницаемости, трещиноватости и др.) для каждой фации. В этом случае статистическая информация об аналогичных обстановках осадконакопления и литологических типах пород может служить своего рода ориентиром в выборе более достоверных функций распределения. Наиболее актуальным становится поиск эффективных проектных решений с целью сокращения капитальных и эксплуатационных расходов и одновременного увеличения ЧДД на основе использования современных достижений в области стохастического и нечеткого моделирования сложных систем. Гидродинамическое моделирование процессов разработки месторождений УВ следует производить на 3М неоднородных моделях, получаемых на основе комплексирования геологической, промысловой, сейсмической и геофизической информации. Следует критически рассмотреть существующие системы разработки, в первую очередь крупных и гигантских месторождений УВ, проектирование которых производилось на однородных, зо-

нально-неоднородных и 2М геологических моделях, в свете рассмотренных недостатков.

На рис. 5.14 представлена блок-диаграмма, отражающая долю успешных проектов каждого МВ (в % от общего числа успешных проектов) в основных литологических типах пород. Анализ успешности применения МВ в различных литологических типах коллекторов нефти был проведен на основе информации, содержащейся в базе данных по МВ, созданной в ИПНГ РАН. В песчаниках применяются все пять основных МВ, но доля успешных проектов паротеплового воздействия (пар) самая большая – 64,5 %. Методы нагнетания CO_2 , углеводородных газов (УГ) и полимерное заводнение занимают промежуточную область по распространенности в песчаниках – 10,2, 10,61 и 13,91 % соответственно. Нагнетание азота (N_2) в песчаниках до настоящего времени не нашло широкого применения. В известняках также можно выделить три группы МВ по спектру успешного использования. В группу с невысокой долей распространенности попадают такие методы, как нагнетание пара, полимерное заводнение и нагнетание азота, – 2,2, 4,9 и 4,9 % соответственно. В промежуточную группу попадает метод нагнетания CO_2 – 17 %. Основная группа включает методы нагнетания углеводородных газов – 71 %. В доломитах выделяются две группы: относительно мало-распространенных МВ и относительно широко используемых МВ. Первая состоит из полимерного заводнения и нагнетания N_2 с 5,6 и 8,3 % успешных проектов. Вторая группа включает нагнетание CO_2 и углеводородных газов (41,7 и 44,4 % успешных проектов от общего их количества в доломитах).



Рис. 5.14. Блок-диаграмма успешных проектов основных МВ в литологических типах пород



Рис. 5.15. Спектр распространенности успешных МВ в литологических типах пород:

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

Диаграмма спектра распространенности успешных МВ в различных литологических типах пород представлена на рис. 5.15. Наиболее широкий спектр распространенности характерен для метода нагнетания CO₂, а наиболее узкий – у паротеплового воздействия.

На рис. 5.15 представлена дополнительная добыча нефти в зависимости от ее дебита для различных литологических типов пород. Как видно на рисунке, области распространения успешных проектов разделяются на кластеры не совсем четко и определенно. Дополнительная добыча нефти из песчаников в целом превышает дополнительную добычу из карбонатных пород. Создание трехмерных моделей месторождений нефти и газа см. приложение 2.

ВЫДЕЛЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ОБЪЕКТОВ НА ДОКАЗАННЫХ, ВЕРОЯТНЫХ И ВОЗМОЖНЫХ МОДЕЛЯХ ЗАЛЕЖЕЙ УВ

Эксплуатационным объектом (ЭО) следует называть группу пластов (пласт) или часть продуктивного разреза, предназначенные для одновременной совместной эксплуатации одной сеткой скважин. Решению вопросов методики и практики выделения эксплуатационных объектов (ВЭО) посвятили свои работы многие исследователи: И.Х. Абрикосов, И.Д. Амелин, Б.А. Багиров, Н.Е. Быков, Ш.К. Гиматулинов, Л.Ф. Дементьев, В.Г. Каналин, А.П. Крылов, Б.М. Листенгартен, Н.М. Николаевский, В.Н. Щел-

качев, М.М. Элланский и др. В 20-х г. М.В. Абрамович предложил рассматривать часть нефтяной залежи со своей сеткой скважин как отдельный объект разработки. Впервые понятие ЭО появилось в 1932 г. в учебнике «Нефтепромысловая геология» под редакцией М.В. Никитина, где говорится, что под ЭО следует понимать ту часть нефтегазоносной свиты, которая, нередко включая ряд отдельных нефтяных пропластков, по определенным соображениям предназначена для эксплуатации одной специальной серией скважин, расположенных на поверхности на некоторых, заранее выбранных, расстояниях друг от друга. При этом предполагалось учитывать две группы факторов: геологические и технологические. Но, по существу, при объединении в ЭО учитывалась только первая группа факторов – обязательное сходство геолого-промысловых параметров. А.П. Крылов и другие ученые подчеркивали, что выделение эксплуатационных объектов (ВЭО) должно осуществляться с учетом трех групп факторов:

геологических – ЭО может быть один мощный или несколько более мелких пластов, отделенных на значительной площади от выше- и нижележащих отложений пачкой непроницаемых пород; пласты, объединяемые в ЭО, должны быть сходными по литологическому составу и значениям проницаемости и пористости; флюиды в пластах должны иметь близкие физико-химические свойства, а сами пласты – близкие площади нефтегазоносности; пласты должны иметь примерно одинаковые приведенные давления; все нефтеносные пласты, имеющие одну поверхность ВНК, могут быть объединены в единый ЭО;

гидродинамических – необходимо учитывать возможности системы поддержания пластового давления, режимы нефтяных пластов, давления насыщения;

экономических – ЭО должен содержать рентабельные запасы УВ при ее извлечении самостоятельной сеткой скважин; ЭО должен обладать определенной мощностью, которая определяется экономической рентабельностью и техническими возможностями.

Анализ разработки многопластовых нефтяных месторождений Западной Сибири показывает, что объединение в один ЭО нескольких продуктивных пластов (Усть-Балыкское, Западно-Сургутское месторождения и др.) приводит к их неравномерной выработке, фактические показатели отстают от проектных, поэтому и конечные коэффициенты нефтеотдачи ожидаются ниже проектных. Такие многопластовые ЭО обычно разукрупнены и разделены. В то же время на месторождениях, где ЭО охватывает залежь одного продуктивного пласта, разработка проходит нормально. В меньшей степени принимались во внимание при ВЭО неоднородность пластов, характер совмещения контуров нефтеносности и залежей в плане.

Следует отметить, что некоторые авторы пытаются рассматривать задачу выделения ЭО как простую задачу «группирования объектов по комплексу характеристик». При этом ссылаются на ряд методик выделения однородных групп объектов по данным ГИС и петрофизики: «видовой каротаж»; выделение типокластеров на основе излома петрофизических характеристик; метод группирования Л.Б. Бермана и др. При этом происходит подмена понятий. Методы типизации, группирования по данным ГИС направлены на выявление основных типов, групп горных пород в разрезе скважин, на основе изучения законов распределения геофизических и петрофизических характеристик. Количество таких «однородных» типов и групп пород в разрезе скважин может составлять от 3 до 10. Тогда как задача выделения ЭО имеет дело с группированием пластов с близкими геолого-физическими признаками. Каждый пласт может содержать от 3 до 10 таких типов, групп или, правильнее назвать фаций, в терригенных отложениях и от 5 до 15 в карбонатных отложениях. При этом, как правило, пласты разделены непроницаемыми (чаще всего, глинистыми) прослоями. Поэтому методики выявления однородных групп в разрезе скважин нельзя напрямую переносить на задачу выделения ЭО. Тогда как математические методы, лежащие в основе этих методик, могут быть использованы и в методиках выделения ЭО.

Математические методы выделения ЭО включают вероятностно-статистические и методы теории нечетких множеств. К вероятностно-статистическим методам относится так называемый кластерный анализ. Пусть имеется k пластов, каждый из которых характеризуется определенным набором из n параметров, т.е. каждому пласту в n -мерном пространстве признаков X можно поставить в соответствие точку

$$X = (X_1, X_2, \dots, X_k), k = 1, 2, \dots, n.$$

Очевидно, объектам из разных групп должны соответствовать изолированные группы точек в пространстве X . Если в пространстве X выделить компактные группы точек, то тем самым будет проведено некоторое группирование исходной совокупности пластов. Группирование на основе выделения наиболее аномальных и типичных объектов можно проводить с помощью агломеративных иерархических процедур классификации. Одну из таких процедур реализует алгоритм «ОБЪЕДИНЕНИЕ», предложенный А.А. Дорофеюком. Алгоритм А.А. Дорофеюка базируется на последовательном объединении объектов в группы. Вначале каждый объект совокупности рассматривается как отдельная группа. На первом шаге процедуры число групп сокращается на единицу за счет объединения двух наиболее сходных объектов в одну

группу. На последующих шагах процедуры возникает необходимость сравнения групп, состоящих более чем из одного наблюдения. Для этого вводится мера сходства d между группами (между точками). Объединение групп происходит по индуктивному правилу. Выбор осмысленного числа групп производится с помощью дендрограмм и дендрографов (графиков, иллюстрирующих объединение).

Чем ближе будут расположены объекты в многомерном пространстве, тем ближе величина d к единице. Дендрограф дает более наглядное представление связей, так как здесь отражается не только иерархическое соподчинение групп, но и зависимости между объектами внутри группы. Каждый пласт представляется в виде точки в многомерном пространстве. Чтобы найти ряд решений по группированию пластов, а из них по возможности выбрать оптимальные, в работе были рассмотрены различные варианты комбинирования признаков. Группирование нефтяных залежей по комплексу параметров оказалось вполне допустимым. При этом комплекс параметров не должен превышать 5–7 признаков.

Методика выделения эксплуатационных объектов, предложенная в данной работе, основана на многокритериальной системе принятия решений и теории нечетких множеств. Основными задачами, решаемыми при выделении ЭО, являются следующие: формирование и структуризация множества параметров, влияющих на ВЭО; математическая процедура ВЭО на основе многокритериальной системы принятия решений и теории нечетких множеств (ТНМ). В табл. 5.2 приведена структура геолого-физических факторов, влияющих на ВЭО. Аналогичные структуры можно ввести для технических, технологических и экономических параметров.

Таблица 5.2

Структура геолого-физических параметров коллектора при ВЭО

Геометрия залежи	Геология залежи	Коллекторские свойства
Распространение и объемная форма Общая толщина Нефтенасыщенная толщина Расчлененность и характер зональной неоднородности Наличие газовой шапки Глубина залегания Средний угол падения пласта Размеры переходной зоны Размеры водоплавающей зоны Положение ВНК Гидрогеологическая характеристика	Насыщающие флюиды Режим залежи Обстановка осадкообразования Тип породы	Тип коллектора Проницаемость Пористость Насыщенность флюидами

Математическая процедура ВЭО включает следующие этапы:

приближенное описание параметров с помощью лингвистических переменных;

формирование системы правил ВЭО;

построение функций принадлежности параметров нечеткому множеству «эксплуатационный объект»;

построение диаграммы нечетких, «размытых» отношений;

построение функций решения на диаграмме «размытых» отношений;

окончательная «нечеткая» оценка выделенного ЭО.

Указанная процедура может производиться как для средневзвешенных значений параметров залежи, так и по всему пространству изменения параметров. В последнем случае возможно построение двух- и трехмерных карт успешности выделения по простиранию (разрезу) и по объему залежи.

Описание параметров с помощью лингвистических переменных. Рассмотрим примеры описания параметров с помощью лингвистических переменных. Под лингвистической переменной понимается переменная, которая принимает не численные, а категорийные, качественные значения. Например, лингвистическая переменная «пористость коллектора» может принимать следующие значения: низкопористый, среднепористый, высокопористый или в символьном виде

«пористость коллектора» = {«низко-», «средне-», «высокопористый»}.

Каждому категорийному понятию соответствует «размытый» (нечеткий) интервал численных значений параметра. Так, например, под среднепористым коллектором понимается коллектор, у которого пористость варьирует от 0,14 до 0,20, а под высокопористым – коллектор с пористостью от 0,18 до 0,30 и выше.

Концепция лингвистических переменных наиболее соответствует по своей сути тем категорийным понятиям, которые используются в понятийной базе. Кроме того, при желании лингвистические переменные могут быть легко конвертируемы в количественные величины.

Выделение и обоснование эксплуатационного объекта разработки – нефтяной залежи – является фундаментальной задачей ТРНМ. Дело в том, что существующие технологии и технико-экономические возможности не позволяют охватить процессом разработки всю залежь.

Поле геологических параметров – одна из разновидностей континуальных физических полей. Оно характеризует распределение в горных породах величин i -го геологического параметра.

Если m_i – i -й параметр, то в декартовой системе координат $m_i = m_i(x, y, z, t)$, где t – время.

Как указывалось выше, объект разработки – это залежь нефти и газа, которая представляет собой сложную систему. По мере роста ее сложности возрастает и трудность ее описания в точных количественных характеристиках. Один из возможных путей решения этой проблемы – ввод нечетких «размытых» понятий. Таким образом, концепция лингвистических переменных служит своего рода базисом теории нечетких множеств в РНМ. В табл. 5.3 приведен примерный список лингвистических параметров и их составляющих.

Глобальные параметры, влияющие на ВЭО, в символьном виде записываются как

ФЕС = {«соотношение пористостей»,
«соотношение проницаемостей», ...}.

Локальные переменные, например такие как отношение пористостей, записываются в виде нечетких множеств как

ФЕС/«соотношение «пористостей» =
= {«очень близкое», «близкое», «далекое», «очень далекое»}

или в символьном виде $P_1 = \{L_1, L_2, L_3, L_4\}$, где $L_1, \dots, L_4$ – лингвистические переменные. С учетом степени принадлежности это уравнение переписывается в следующем виде:

$P_1 = \{L_1/0,90; L_2/0,65; L_3/0,35; L_4/0,15\}$.

Формирование системы правил выделения ЭО. Одна из наиболее важных проблем, с которой приходится сталкиваться при выделении ЭО, это представление знаний. Выбор оптимального представления знаний зависит от сложности объекта разработки. Знания, используемые для выделения ЭО, в основном получают от экспертов в области геологии и РНМ. Информация, полученная от экспертов, разделяется на фактическое знание и правила (знания для принятия решений). Под фактическим знанием понимается знание типа «абсолютная проницаемость – это способность горной породы пропускать через себя флюиды». Под знаниями для принятия решений понимаются знания вида «если..., то...», «явления – реакция». Правильно построенная логическая формула состоит из кванторов существования ($\exists$) и общности ($\forall$).

В общем случае задача выделения ЭО – это некорректная задача вследствие того, что, во-первых, полное описание залежи невозможно, во-вторых, не существуют точные знания для выделения ЭО. Логика выделения ЭО по простиранию и разрезу –

Таблица 5.3

Структура признаков для ВЭО, описанных с помощью лингвистических переменных

Глобальная группа факторов	Локальный параметр	Количественная характеристика, представленная в виде лингвистической переменной	Символьный вид лингвистической переменной
Геолого-физическая	Проницаемость	«кратность проницаемостей»	{«очень близкая», «близкая», «далекая»}
	Пористость	«соотношение пористостей»	{«далекое», «близкое», «очень близкое»}
	Нефтенасыщенность	«соотношение нефтенасыщенностей»	{«далекое», «близкое», «очень близкое»}
	Толщина	«соотношение нефтенасыщенных толщин»	{«далекое», «близкое», «очень близкое»}
	Расчлененность	«соотношение расчлененностей пластов»	{«далекое», «близкое», «очень близкое»}
	Глубина залегания	«разница глубин залегания»	{«очень близкая», «близкая», «далекая»}
	Песчанистость	«соотношение песчанистостей пластов»	{«далекое», «близкое», «очень близкое»}
	Угол падения пласта	«соотношение углов падения пластов»	{«далекое», «близкое», «очень близкое»}
	Водоплавающая зона	«соотношение водоплавающих зон»	{«далекое», «близкое», «очень близкое»}
	Вязкость нефти	«кратность вязкостей нефти»	{«очень близкая», «близкая», «далекая»}
Технологическая	Содержание Са-Mg солей	«соотношение содержаний Са-Mg солей»	{«далекое», «близкое», «очень близкое»}
	Продуктивность	«соотношение продуктивностей скважин»	{«далекое», «близкое», «очень близкое»}
	Депрессия	«соотношение предельных депрессий»	{«далекое», «близкое», «очень близкое»}
	Обводненность	«соотношение обводненностей скважин»	{«далекое», «близкое», «очень близкое»}
	Гидропроводность	«соотношение гидропроводностей»	{«далекое», «близкое», «очень близкое»}
	Пьезопроводность	«соотношение пьезопроводностей»	{«далекое», «близкое», «очень близкое»}
	Приемистость	«соотношение приемистостей скважин»	{«далекое», «близкое», «очень близкое»}
Техническая	Репрессия	«соотношение предельных репрессий»	{«далекое», «близкое», «очень близкое»}
	Вязкость продукции	«кратность вязкостей продукции»	{«очень близкая», «близкая», «далекая»}
	Содержание механических примесей	«соотношение содержаний механических примесей»	{«далекое», «близкое», «очень близкое»}
	Содержание сероводорода	«соотношение содержаний сероводорода»	{«далекое», «близкое», «очень близкое»}
	Газовый фактор	«соотношение газовых факторов»	{«далекое», «близкое», «очень близкое»}
Экономические	Давление насыщения	«соотношение давлений насыщений»	{«далекое», «близкое», «очень близкое»}
	Цена 1 т товарной нефти	«соотношение цен за 1 т нефти»	{«далекое», «близкое», «очень близкое»}

это интеллектуальная модель с нечеткой структурой, основанной на правилах вывода (продукции). Система продукций – это модель представления знаний по правилам, которые являются логическим способом выделения ЭО в задачах РНМ. Например, в идеальном виде правило выделения ЭО можно записать как

П1 = «Если (Э) разница в глубине залеганий пластов незначительная и (Э) отношение пластовых проницаемостей небольшое, то (∀) пласты будут представлять хороший ЭО».

Это справедливо для пластов, у которых все остальные параметры, влияющие на выделение ЭО, эквивалентны. Выделение ЭО рассматривается как многокритериальный процесс принятия решений. На этом этапе формируется система правил выводов (продукции) на основе обработки экспертной информации. Отметим здесь, что утверждение П является само по себе системой критериев. Система правил (продукций) структурирована, и существуют как локальные правила в П, так и глобальные, например

П2 = «Если (Э) геологические факторы (G) хорошие и (Э) технологические факторы (T) хорошие, то (∀) ЭО хороший».

Построение диаграммы нечетких, «размытых» отношений. Теория нечетких множеств позволяет работать с категориальными понятиями, такими как «очень плохой», «плохой», «хороший», «очень хороший», которые весьма свойственны человеческому мышлению. Предположим, что понятия «плохой», «посредственный» и «хороший» отображаются на диаграмме нечетких отношений в виде прямой и ломаной. На диаграмме отношений степень предпочтения показывает относительное положение категориальных понятий. Так, например, понятие «плохой» смещено в левую сторону, тогда как понятие «хороший» – в правую сторону. Суть данного подхода заключается в том, что окончательная оценка выделяемого ЭО выражается в виде кривой на диаграмме, а не в виде числа или порядка отношений.

В данной работе впервые предлагается использовать диаграммы нечетких, «размытых» отношений для одной из основных задач РНМ – выделения ЭО. Диаграммы нечетких отношений введены на основе работ Л. Заде (1965). L. Zadeh первый ввел понятие нечеткого множества. Например, нечеткое множество $F = \{\text{«пористость пласта»}\}$ состоит из нечетких элементов {«высокопористый», «среднепористый», «низкопористый»}. Элемент «низкопористый» этого нечеткого множества отражается на графике в виде кривой, смещенной в левую сторону. В диаграмме предпочтительности сделана одна существенная модификация. Вместо конкретного значения параметра, откладываемого по оси абс-

цисс, используется степень предпочтительности (или уровень влияния, желательности и т.п.). Степень предпочтительности меняется в пределах от 0 до 1. Она отражает величину желательности того или иного нечеткого категорийного понятия для лица, принимающего решения (ЛПР). Количество вводимых отношений произвольно и устанавливается ЛПР. В данной работе предлагается ввести семь нечетких отношений:

ЭО = {«непригодный», «очень плохой», «плохой», «посредственный», «хороший», «очень хороший», «прекрасный»}

или в символьном виде ЭО = {C₁, C₂, C₃, C₄, C₅, C₆, C₇}.

Построение функций принадлежности. Функции принадлежности нечеткому множеству «эксплуатационный объект» строятся на основе экспертных знаний. Пусть известны средние (средневзвешенные по запасам или среднеарифметические) параметры по пластам. Предположим, что на выбор ЭО в основном влияют следующие параметры:

количество пластов n ;

разница глубин залегания пластов $(H_i^j - H_i^s)$, где $j \neq s$; $j = 1, n$; $s = 1, n$;

соотношение геолого-промысловых параметров (проницаемости, вязкости, обводненности, содержания сероводорода и др.): $\min k_i^s / \max k_i^j$, где $j \neq s$; $k = 1, m$; $s = 1, n$; m – число параметров.

Итак, степень принадлежности пластов нечеткому множеству «выделяемый эксплуатационный объект» будет определяться как

$$\mu(\text{ЭО}) = \min \{ \mu_1(x), \mu_2(x), \dots, \mu_l(x), \dots, \mu_m(x) \}, l = 1, m.$$

Построение функции решения. Выделяемый ЭО с полученной степенью принадлежности можно отразить на диаграмме «размытых» отношений с помощью следующей формулы:

$$R(\text{ЭО}, x) = \min \{ 1; [1 - \mu(\text{ЭО}) + c_q(x)] \}, \text{ где } x = 0 \div 1 \text{ и } q = 1, 7.$$

Функция $R(\text{ЭО}, x)$ называется искомой функцией решения, которая определяет степень предпочтения выбора ЭО в терминах нечетких, «размытых» отношений.

Нечеткая оценка выделяемого ЭО. Для получения окончательной оценки принадлежности полученной кривой решения $R(\text{ЭО}, X)$ к отношениям $C_1, \dots, C_7$, заданным в виде кривых, вычисляется степень близости, которую можно определить как

$$d(R, c_q) = \left(\sum_{x=0}^1 [R(\text{ЭО}, x) - c_q(x)]^2 \right)^{0.5}$$

для $q = 1, 7$. В качестве меры близости принято евклидово расстояние. По наименьшему расстоянию выбирается отношение, наиболее близкое к полученной функции решения

$$d(R, c_{\min}) = \min \{d(R, c_1), \dots, d(R, c_7)\}.$$

В результате получаем, например для случая $C_{\min} = C_6$, лингвистическое решение, которое гласит что «выделяемый ЭО – очень хороший» по рассматриваемому множеству геолого-промысловых параметров.

ВЫБОР МЕТОДА ВОЗДЕЙСТВИЯ

Выбор метода воздействия (МВ) для разрабатываемого нефтяного месторождения – сложный и ответственный этап разработки залежи. Подавляющее большинство МВ – это дорогостоящие и технологически более сложные процессы по сравнению с естественным режимом пласта или с заводнением. Обоснованный выбор МВ позволяет в значительной мере снизить степень технологического и экономического риска при РНМ.

Любые воздействия на нефтенасыщенный продуктивный пласт сводятся, по существу, к сохранению или повышению подвижности нефти. Сохранение подвижности нефти осуществляется с помощью нагнетания рабочего агента (воды) в продуктивный пласт, при котором поддерживаются начальные термодинамические условия пласта – пластовое давление и температура. Повышение подвижности нефти может осуществляться с помощью снижения вязкости нефти; увеличения проницаемости пористой среды продуктивного пласта; увеличения вытесняющей способности рабочего агента и вымывающей способности нагнетаемого агента (воды и др.). Выбору МВ на нефтяную залежь предшествует этап подробного изучения геологического строения продуктивного пласта, петрографо-минерального состава, структуры и петрофизических свойств пород, слагающих пласт, геохимических условий и характеристик насыщающих пласт жидкостей, построения геологической модели залежи.

Неопределенность (нечеткость) характерна не только для геологического строения, но и для пределов применимости различных МВ на залежь. Эта нечеткость проистекает из неполноты знания как строения, свойств залежи и ее неоднородности, так и всей совокупности процессов и механизмов, происходящих при нагнетании рабочих агентов. Использование аппарата нечеткой логики и экспертных оценок позволяет определять наиболее эффективные МВ и получать не только качественную характеристику применимости метода типа «пригоден – не пригоден» (в случае использования классической булевой логики), но и находить количественную оценку, например «70 % запасов данного месторождения могут быть выработаны с использованием метода

нагнетания пара с коэффициентом успешности, равным 0,9». На основании решения этой «предзадачи» из множества возможных технологий определяются несколько наиболее перспективных с точки зрения их реализации в данных геологических условиях МВ с достаточно высоким коэффициентом успешности. Для этих МВ в дальнейшем осуществляется полномасштабное компьютерное моделирование процесса извлечения нефти. Такой подход является своего рода локальной оптимизацией, позволяющей не рассматривать заведомо неэффективные технологии разработки и полностью сосредоточиться на наиболее перспективных МВ с точки зрения их применения на данном месторождении. Этот подход, гарантируя выбор оптимальной технологии (или сочетания технологий) воздействия, обеспечивает, кроме того, значительную экономию затрат машинного времени и человеческих ресурсов по сравнению с дорогостоящими и длительными опытно-промышленными испытаниями новых технологий.

Одной из основных задач современной разработки нефтяных месторождений является повышение нефтеотдачи пластов. Значительный прирост добычи нефти от применения различных современных МВ по сравнению с традиционными методами разработки достигается в основном в пластах с повышенной вязкостью нефти, обводненных пластах и низкопроницаемых коллекторах. Мировые нефтяные запасы составляют около $600 \cdot 10^9$ т. Применение МВ позволит повысить нефтеотдачу в среднем на 5–10 %. Это соответственно равно приросту извлекаемых запасов нефти на $(30 \div 60) \cdot 10^9$ т.

Значительный вклад в создание и моделирование МВ внесли: М.Т. Абасов, М.А. Авдонин, М.Т. Алишаев, И.Д. Амелин, Г.А. Бабалян, Н.К. Байбаков, К.С. Басниев, И.И. Богданов, А.А. Боксерман, Л.Н. Бученков, А.Г. Важеевский, В.Е. Гавура, А.Р. Гарушев, Ш.К. Гиматулинов, А.П. Горбунов, И.К. Дуброва, В.М. Ентов, С.А. Жданов, Ю.П. Желтов, П.И. Забродин, С.Н. Закиров, Н.В. Зубов, Г.З. Ибрагимов, М.М. Иванова, В.А. Иванов, Б.И. Леви, Г.Е. Малофеев, Ю.Т. Мамедов, И.Л. Мархасин, Э.Д. Мухарский, А.Ю. Намиот, Р.И. Нигматулин, К.А. Оганов, А.В. Оноприенко, Н.Л. Раковский, В.А. Рождественский, Л.И. Рубинштейн, В.П. Степанов, И.Н. Стрижов, М.Л. Сургучев, В.В. Сурина, А.Г. Тарасов, Н.И. Хисамутдинов, М.М. Чарыгин, А.Н. Чекалин, Э.Б. Чекалюк, Э.П. Чен-Син, А.Б. Шейнман, В.Н. Щелкачев, Б.В. Щитов, С.И. Якуба, К. Aziz, V. Balint, W.E. Brigham, J. Burger, H.L. Chang, C. Chu, K.M. Coats, M. Combarnous, F.F. Craig, P.B. Crawford, R.B. Crookston, S.M. Farouq Ali, B.S. Gottfried, L.W. Holm, M.K. Hwang, A.W. Ioko, V.A. Josendal, H. Kazemi, M.A. Klins, F. Kovarik, R.N. Langenheim, M. Latil, H.A. Lawwerier, H.Y. Lo, T.W. Marx, C.S. Matthews, E.N. Mayer,

F.M. Orr, D.W. Peaceman, M.A. Prats, H.J.Jr. Ramey, R.J. Robinson, A. Settari, J.L. Shelton, C.R. Smith, M.Y. Soliman, P. Souriean, A. Spivak, H.L. Stone.

Одной из наиболее распространенных является классификация МВ, основанная на физической характеристике вытесняющего агента. Различают следующие основные виды МВ: гидродинамические (ГДМВ); термические (ТМВ); физико-химические (ФХМВ); газовые (ГМВ); микробиологические (МБМВ). Основные виды МВ приведены в табл. 5.4. По природе сил МВ можно подразделить на гидродинамические, термические, физико-химические, газовые, микробиологические и акустические.

Термические методы предназначены для повышения подвижности нефти, главным образом за счет уменьшения ее вязкости, что осуществляется путем нагнетания в пласт горячей воды и пара, а также за счет создания очага горения в пласте. Причем в последнем случае наряду с уменьшением вязкости нефти повышается коэффициент ее извлечения за счет улучшения вытесне-

Таблица 5.4

Классификация методов воздействия

№ п/п	Вид МВ	Способ МВ
1	Гидродинамический	Заводнение
2	Термические	Нагнетание пара Нагнетание горячей воды Внутрипластовое горение
3	Физико-химические	Нагнетание водного раствора ПАВ Нагнетание водного раствора полимера Нагнетание водного раствора щелочи Мицеллярное заводнение (нагнетание мицеллярных растворов) Мицеллярно-полимерное заводнение Нагнетание водного раствора серной кислоты Нагнетание водного раствора спирта Карбонизированное заводнение
4	Газовые	Нагнетание азота Нагнетание CO ₂ Нагнетание газа высокого давления Нагнетание углеводородных растворителей Нагнетание обогащенного газа
5	Микробиологические	Био-ПАВ Биополимеры Нагнетание микроорганизмов с циклическим вводом питания Микробное (меласское) заводнение Метод активизации естественной микрофлоры

ния нефти продуктами ее дистилляции. Физико-химические методы воздействия имеют своей целью либо увеличение отмывающей способности воды (путем закачки поверхностно-активных веществ (ПАВ), оторочек углекислого газа, мицеллярных растворов, сжиженных газов, концентрированной серной кислоты, воздействия щелочами и биореагентами), либо улучшение вытесняющих свойств воды (нагнетание полимеров, инертных газов, пен, эмульсий), либо увеличение подвижности нефти путем взаимного растворения газа и нефти при нагнетании газов.

В настоящее время из нескольких десятков перспективных МВ получили промышленное и опытно-промышленное распространение лишь 10–11 методов. Это закачка водных растворов полимеров, ПАВ, щелочи, серной кислоты, мицеллярных растворов, углеводородных газов, двуокиси углерода, азота, а также нагнетание горячей воды, паротепловое воздействие и внутрипластовое горение. Разработка нефтяной залежи с активным воздействием на пласт подразумевает нагнетание в пласт рабочего агента, вытесняющего нефть из пористых сред. В настоящее время известно большое количество рабочих агентов: вода, воздух, различные газы, физико-химические реагенты и др. Наиболее доступным, дешевым, высокоэффективным и распространенным агентом является вода. Среди термических методов наиболее активно применяются паротепловое воздействие и закачка горячей воды, за счет использования которых предполагается получить 58–65 % общей добычи нефти с применением термических МВ. Из газовых методов наибольшее развитие получили методы закачки CO_2 и углеводородных газов, которые позволяют увеличить коэффициент нефтеотдачи обводненных пластов с маловязкой нефтью до 18 %. Однако использование этих МВ сдерживается высокой стоимостью газов, составляющей 50–70 % общей стоимости технологии с их применением. В России эти методы пока распространены не столь широко из-за отсутствия постоянных источников получения CO_2 и надежных технических средств для его транспортировки и нагнетания. Из физико-химических методов в промышленных масштабах используется полимерное заводнение. Развитие других ФХМВ сдерживается высокой стоимостью химических реагентов и неоднозначными результатами опытно-промышленных работ. За счет совершенствования технологий физико-химических методов добыча нефти может составить около 30 % общей, полученной за счет применения всех МВ. Сравнительно новыми и одними из наиболее перспективных МВ являются микробиологические методы. Они относятся к одним из самых наукоемких и высокотехнологичных.

Критерии применимости МВ

При проведении лабораторных, а в дальнейшем и опытно-промышленных работ по применению различных МВ было отмечено влияние различных геолого-физических параметров пласта и пластовых жидкостей на их эффективность.

Анализ успешных и неуспешных результатов проводимых работ позволил получить интервалы значений различных геолого-физических параметров, при которых применение того или иного МВ дало положительные результаты (с точки зрения технологического и экономического эффектов). Эти значения геолого-физических параметров были названы критериями применимости МВ.

Геолого-физические параметры, оказывающие влияние на возможность и эффективность применения тех или иных МВ, могут быть подразделены на три группы.

1. Параметры, не меняющиеся ни по площади залежи, ни в процессе разработки: тип коллектора, глубина залегания продуктивного горизонта, мощность горизонта, температурный градиент.

2. Параметры, изменяющиеся по площади залежи, но остающиеся неизменными в процессе разработки: минеральный состав обломочной части терригенных коллекторов, глинистого материала и карбонатных пород-коллекторов, мощность продуктивного пласта, его расчлененность, песчанистость, глинистость пород, минерализация пластовых вод, их соленость, плотность и вязкость нефти.

3. Параметры, изменяющиеся как по площади и разрезу продуктивного горизонта, так и во время разработки залежи: проницаемость коллекторов, их пористость, нефте-, водо- и газонасыщенность, гидрофобность и гидрофильность порового пространства, пластовое давление.

Таким образом, изначально по параметрам первой группы можно проводить отбраковку МВ, которые не могут быть применены из-за ограничений, вносимых этими характеристиками. По второй группе параметров в пределах залежей могут быть выделены участки, в которых существуют ограничения применимости тех или иных методов. По третьей группе параметров целесообразно проектировать во времени смену одного МВ другим на отдельных участках залежи.

Для каждого МВ существуют свои критерии применимости, которые связаны с особенностями термических, физико-химических процессов, происходящих в пласте. Так, например, для термических МВ основными параметрами, ограничивающими их применение, являются толщина, проницаемость и глубина зале-

гания. Применение газовых методов ограничено по таким параметрам, как толщина пласта, вязкость нефти и пластовое давление. Последний параметр оказывает существенное влияние на условия смешиваемости закачиваемых газов с пластовой нефтью.

Для физико-химических методов температура пласта, солесность и минерализация пластовых вод являются основными ограничивающими параметрами. При повышенных их значениях происходит разрушение молекул химического реагента, что в значительной степени снижает эффект МВ.

Классификация критериев применимости

В табл. 5.5 приведены единицы измерения и пределы изменения геолого-физических параметров, характерные для РНМ.

При выборе МВ необходимо знание предельных значений геолого-физических и фильтрационно-емкостных параметров. Указанные экстремальные параметры используются при построении функций принадлежности.

Ниже приводится краткое описание параметров и особенностей их влияния на осуществление различных МВ. Описание параметров, как правило, включает определение, основные типы классификации, пределы изменения параметра (характерные для задач РНМ), механизмы и особенности влияния этих параметров на различные МВ.

Предлагается следующая классификация групп критериев применимости, которая возникла в результате консультаций с широким кругом специалистов ИПНГ РАН и ГАНГ имени И.М. Губкина в области геологии и разработки нефтяных месторождений, химии нефти, физики пласта (табл. 5.6).

Предлагаемая классификация критериев применимости является наиболее полной и в то же время включает существенные параметры, которые оказывают влияние на применение различных МВ. Данная структура критериев послужила основой формирования базы данных.

Рассмотрим физико-химические процессы, происходящие в пласте при применении МВ. При различных МВ механизм вытеснения нефти характеризуется сложным сочетанием разнообразных гидродинамических и физико-химических процессов, имеющих специфические особенности в конкретных геолого-физических условиях. Кроме того, РНМ нарушает равновесную метастабильную термодинамическую систему, которая существовала в залежи до ее вскрытия скважинами.

Таблица 5.5

Единицы измерения и пределы изменения параметров применимости МВ

Группа параметров	Параметр	Единица измерения	Пределы изменения параметра
I. Горная порода	Тип породы	–	т, к
	Тип коллектора	–	п, тр, с
	Проницаемость	мкм ²	0,0001–20,0
	Пористость	д. ед.	0,001–0,50
	Нефтенасыщенность	д. ед.	0,0–1,0
	Связанная вода	д. ед.	0,01–0,70
II. Пласт	Средний угол смачивания	град.	0–180
	Толщина	м	0,0–100,0
	Толщина водонасыщенной зоны	м	0,5–30,0
	Толщина покрывающих пород	м	3,0–100,0
	Давление	МПа	1,0–60,0
	Температура	°С	0,0–200,0
	Угол падения	град.	0–90
	Глубина залегаения	м	0,0–6000,0
III. Пластовая нефть	Плотность	кг/м ³	575–1100
	Вязкость	мПа·с	0,01–1500
	Кислотное число	мг/г	0,01–10,0
IV. Пластовая вода	Минерализация	г/л	0–210,0
	pH	д. ед.	2,0–14,0
	Жесткость	г/л	0–100
V. Пластовый газ	Азотистые соединения	д. ед.	0,00–0,02
	Наличие свободного газа	–	6

Продолжение табл. 5.5

Группа параметров	Параметр	Единица измерения	Пределы изменения параметра
VI. Пластовые вещества	Парафин	д. ед.	0,00–0,30
	Асфальтены	д. ед.	0,00–0,15
	Смолы	д. ед.	0,00–0,40
	Сера	д. ед.	0,00–0,08
	Температура насыщения нефти парафином	°C	8–65
VII. Минеральный состав	Цемент	д. ед.	0,00–0,30
	Глины	д. ед.	0,00–0,25
	Карбонатность	д. ед.	0,00–1,0

Примечание. Здесь и далее в таблицах: т – терригенный, к – карбонатный, п – поровый, тр – трещинный, с – смешанный, б – благоприятный, нп – неблагоприятный параметр, нб – неблагоприятный, нд – нет данных.

Таблица 5.6

Горная порода	Пласт	Пластовая нефть	Пластовая вода	Пластовый газ	Содержание пластовых веществ	Минеральный состав породы
Тип породы – терригенный, карбонатный, пирокластический	Общая толщина	Плотность	Плотность	Плотность	Парафин	Кварц
Тип коллектора – поровый, трещинный, смешанный	Эффективная нефтенасыщенная толщина	Вязкость	Вязкость	Вязкость	Асфальтены	Полевой шпат
Проницаемость	Толщина нефтенасыщенной зоны	Содержание фракций, выкипающих при $T < 300\text{ }^{\circ}\text{C}$	Общая минерализация	Массовое содержание $\text{C}_2\text{--C}_6$	Смолы	Обломки
Пористость	Толщина газонасыщенной зоны	Содержание фракций, выкипающих при $T > 300\text{ }^{\circ}\text{C}$	Водородный показатель pH	Содержание азота	Гипс	Цемент
Начальная нефтенасыщенность	Толщина перекрывающих прослоев	Кислотное число	Содержание: анионов хлора (Cl)	кислорода	Сера	Ненабухающие (каолининовые) глины
Остаточная нефтенасыщенность	Давление		анионов сульфата (SO_4)	окиси углерода	Йод	Набухающие (монтмориллоновые) глины
Начальная газонасыщенность	Температура		анионов бикарбоната (HCO_3)	двуокиси углерода	Бром	
Содержание связанной воды	Расчетленность		анионов карбоната (CO_3)	сернистого ангидрида	Бор	
Средний угол смачивания (гидрофильный и гидрофобный коллектор)	Песчанистость		катионов натрия и калия (Na + K)	углеводорода	Аммоний	
Средний диаметр зерен	Средний угол падения		катионов магния (Mg)	водорода		
	Глубина залегания кровли		катионов кальция (Ca)	метана		

ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ МВ – ЗАВОДНЕНИЕ

Заводнение – самый распространенный МВ, при котором процесс вытеснения нефти водой происходит при одновременном поддержании пластового давления. Более 80 % залежей нефти в РФ разрабатываются с использованием заводнения. В качестве рабочего агента используется вода в силу своей вытесняющей способности, широкой доступности и дешевизны. В табл. 5.7 приведены критерии применимости гидродинамических МВ.

Использование воды обеспечивает достаточно высокую устойчивость фронта вытеснения вследствие того, что плотность и вязкость воды близки к соответствующим характеристикам большинства нефтей, а также потому, что высокое межфазное натяжение не способствует вязкостному языкообразованию. Насыщенность остаточной нефтью варьирует в широких пределах – от 0,05 до 0,80 д. ед. Эта величина зависит в основном от соотношения подвижностей нефти и воды и от неоднородности фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пласта (пористости,

Таблица 5.7

Критерии применимости гидродинамических МВ

Параметры	Единица измерения	Заводнение
Тип породы	–	т, к
Тип коллектора	–	п
Проницаемость	мкм ²	0,1–5,0
Пористость	д. ед.	0,1–0,5
Нефтенасыщенность	д. ед.	0,7–1,0
Связанная вода	д. ед.	нп
Средний угол смачивания	град.	0–90
Толщина	м	3,0–100
Толщина водонасыщенной зоны	м	нп
Толщина покрывающих пород	м	>3
Давление	МПа	нп
Температура	°С	20–100
Угол падения	град.	0,0–5
Глубина залегания	м	нп
Плотность	кг/м ³	650–1000
Вязкость	мПа·с	0,01–25
Кислотное число	мг/г	нп
Содержание парафина	д. ед.	0,00–0,055
Содержание асфальтенов	д. ед.	нп
Содержание смол	д. ед.	нп
Содержание серы	д. ед.	0,0–0,02
Температура насыщения нефти парафином	°С	$T_{пл} > T_n$
Содержание цемента	д. ед.	нп
Содержание глин	д. ед.	0,0–0,05
Карбонатность	д. ед.	нп

проницаемости и др.). На эффективность процесса заводнения оказывает влияние и соотношение подвижностей воды (λ_v) и нефти (λ_n):

$$M = \lambda_v / \lambda_n.$$

Вследствие более низкой вязкости воды по сравнению с нефтью ее подвижность больше. Можно выделить следующие модификации метода заводнения: непрерывное нагнетание воды, циклическое нагнетание воды, изменение направления фильтрационных потоков. Циклическое заводнение предназначено для увеличения охвата пласта. Изменение направления фильтрационных потоков осуществляется путем смены режима нагнетания на режим отбора жидкости в нагнетательной скважине и смены режима отбора на режим закачки воды в добывающей скважине. Эта модификация заводнения также служит увеличению охвата пласта воздействием. Наиболее заметные изменения свойств пластовой нефти происходят в хорошо дренируемых зонах при длительной эксплуатации с высоким водонефтяным фактором.

ГОРИЗОНТАЛЬНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

Разработка залежей горизонтальными скважинами имеет ряд преимуществ над разработкой вертикальными, особенно для малорентабельных месторождений. Разработка залежей горизонтальными скважинами сопровождается увеличением площади дренирования, коэффициента охвата пласта воздействием и продуктивности (приемистости) скважин; уменьшением возможности вязкостного языкообразования и конусообразования для воды и пара; понижением депрессии на пласт при одних и тех же темпах отбора, что приводит к уменьшению добычи воды и газа; извлечением наибольшего объема нефти в короткие сроки в трещиноватых коллекторах при бурении перпендикулярно к ориентации системы трещин; увеличением нефтеотдачи в 2–3 раза в низкопроницаемых и в тонких нефтяных пластах с газовой шапкой; повышением отбора извлекаемых запасов в высокопроницаемых коллекторах.

Технологическая и экономическая эффективность разработки залежи горизонтальными скважинами зависит от активности проявления водо- и газонапорного режимов; вязкости нефти; соотношений подвижностей для воды и нефти; относительных проницаемостей нефти, воды и газа; трещиноватости (и направления трещин); расчлененности пласта (и наличия прослоев глин); абсолютной проницаемости по вертикали и по простира-

нию. Основное достоинство горизонтальных скважин – высокий дебит, позволяющий оправдать затраты. Горизонтальная скважина примерно в 1,5 раза дороже вертикальной. К недостаткам разработки нефтяных месторождений с использованием горизонтальных скважин относятся высокая стоимость разработки и эксплуатации; трудо- и наукоемкость бурения и заканчивания скважин; сложности при проведении ГИС, перфорации и ОПЗС; снижение коэффициента охвата пласта по мощности при высокой расчлененности; трудности восстановления естественной проницаемости ПЗС при проявлении скин-эффекта. Существуют технологии для преодоления такого рода осложнений. Это бурение многоствольных горизонтальных скважин; гидроразрыв пластов в горизонтальных скважинах; увеличение длины хвостовика. Если длина хвостовика близка к половине расстояния между нагнетательной и добывающей скважинами, то коэффициент охвата по площади стремится к 1. В трещиноватых коллекторах с высокой проводимостью трещин очевидных преимуществ горизонтальных скважин над вертикальными ожидать не приходится. Горизонтальные скважины обеспечивают высокую нефтеотдачу при реализации рядных СРС, а также в случае приконтурного заводнения. Следует отметить, что количество проектов РНМ заводнением с горизонтальными скважинами невелико.

Горизонтальная технология может быть использована совместно с МПН, особенно с термическими методами. В настоящее время пробурено несколько горизонтальных скважин в нефтяных залежах с высоковязкой нефтью, причем ряд из них оказался коммерчески успешным, так как резко снизилось число скважин, требуемых для реакции. Как известно, проекты с применением пара характеризуются очень плотной сеткой скважин.

Применение горизонтальных технологий снижает эксплуатационные и капитальные затраты, увеличивает темп отбора нефти и объемный охват воздействием. Использование горизонтальных скважин как добывающих приводит к росту темпа отбора и увеличению продуктивности скважин. Поэтому более широко используются горизонтальные скважины как добывающие. Первая горизонтальная скважина была пробурена в Башкирии (№ 66/45, 1953, скважина Григоряна). В скалистых пластах, с ухудшенной вертикальной проницаемостью горизонтальные скважины менее продуктивны, чем вертикальные. Одиночная без ответвлений горизонтальная скважина эксплуатирует вокруг себя ограниченную область пласта (поэтому эту технологию используют в пластах небольшой толщины).

Горизонтальные технологии, революционные по сути, существенным образом повлияли на системы РНМ, в том числе заводнение. Горизонтальные технологии применимы для подавляю-

шего числа типов продуктивных пластов: с низкой проницаемостью по простиранию, тонких, анизотропных, однородных, с низкой выдержанностью по простиранию. Удельные затраты на поиск, разведку и разработку с использованием горизонтальных технологий существенно ниже по сравнению с вертикальными. Применение горизонтальных технологий нефти позволяет вовлекать в разработку малорентабельные, истощенные залежи. Горизонтальные технологии, по некоторым оценкам, позволяют увеличить извлекаемые запасы как минимум на 4÷5 %. Горизонтальная скважина характеризуется более высокой площадью контакта поверхности скважины с продуктивным пластом, что приводит к высокой ее продуктивности. На рис. 5.16 показаны возможные горизонтальные технологии на различных этапах разведки и разработки залежи. На этапе разведки горизонтальные скважины используют для уточнения геометрии залежи, местоположения ВНК, зон выклинивания и других геологических особенностей (а, 1), а также для оконтуривания залежи (а, 2). На этапе разбуривания залежи горизонтальные стволы бурят как на отдельный продуктивный пласт (б, 1), так и несколько горизонтальных стволов на несколько пластов (б, 2). Возможно осуществление одновременно-раздельной эксплуатации пластов одной горизонтальной скважиной (б, 3) или обеспечение более полного вскрытия пласта по вертикали за счет бурения нескольких боковых стволов (б, 4). На этапе доразбуривания бурение горизонтальных скважин между рядами и их использование как нагнетательных или добывающих приводит к значительному росту охвата пласта воздействием по его простиранию (в, 1). Использо-

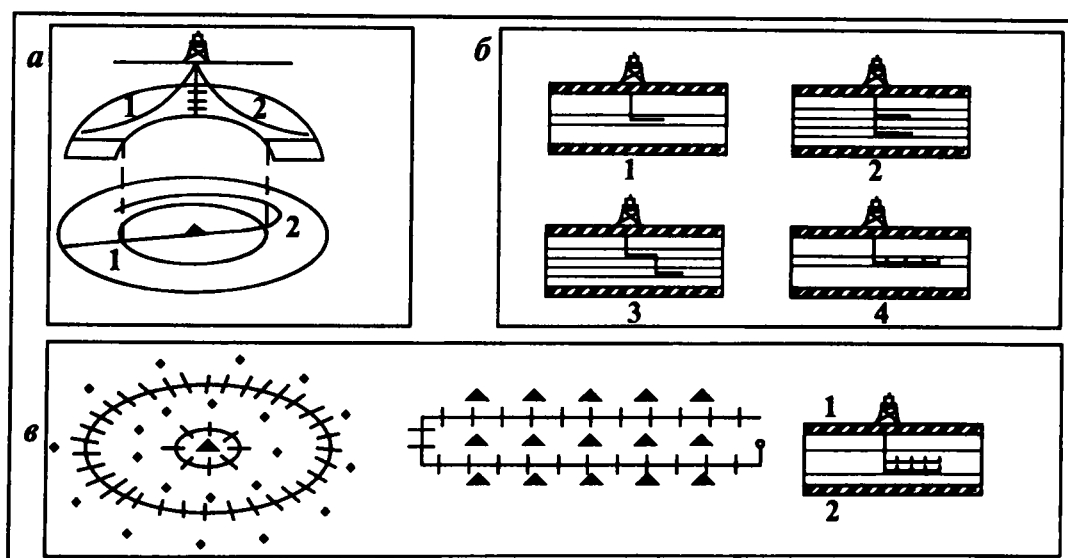


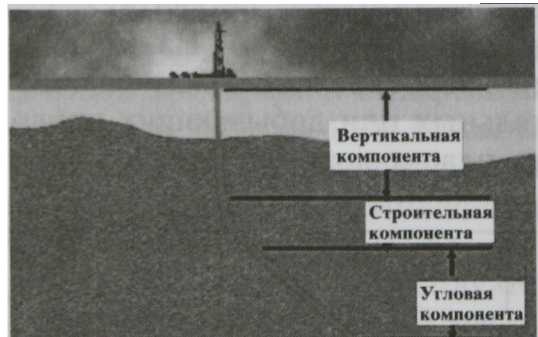
Рис. 5.16. Горизонтальные технологии на различных этапах разведки и разработки месторождений

ние нескольких стволов в одном продуктивном пласте позволяет увеличить охват пласта воздействием по вертикали (в, 2). Критерии применимости горизонтальных технологий следующие: пласты с высокой проницаемостью по вертикали; трещиноватые пласты.

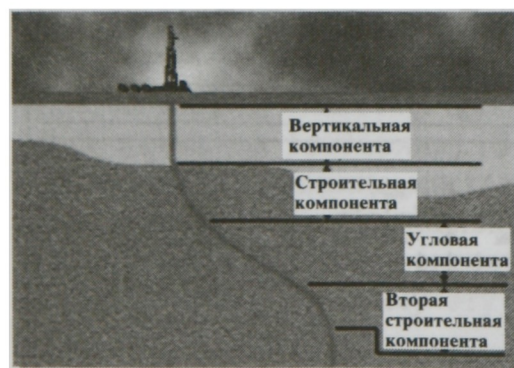
Основные типы скважин приведены на рис. 5.17. Горизонтальные скважины (ГС) классифицируются по радиусу искривления ствола скважин при переходе от вертикальной составляющей к горизонтальной: малым радиусом, со средним радиусом, с большим радиусом (рис. 5.18). Основные определения и термины горизонтальных скважин приведены на рис. 5.19, а основные профили даны на рис. 5.20. ГС с большим радиусом чаще всего применяют при разработке морских месторождений, так как на них существует потребность в длинных горизонтальных участках (хвостовиках) и скважины обычно имеют большую протяженность. Для таких скважин возможно использование традиционных способов бурения и эксплуатации скважин. Потребность в бурение ГС с малым радиусом возникла при разработке зон залежи, расположенных непосредственно под морскими платформами. Такие ГС весьма сложны с точки зрения технологии буре-



Вертикальный тип



Наклонный (J-образный) тип



“S”-образный тип



Горизонтальный тип

Рис. 5.17. Основные типы скважин

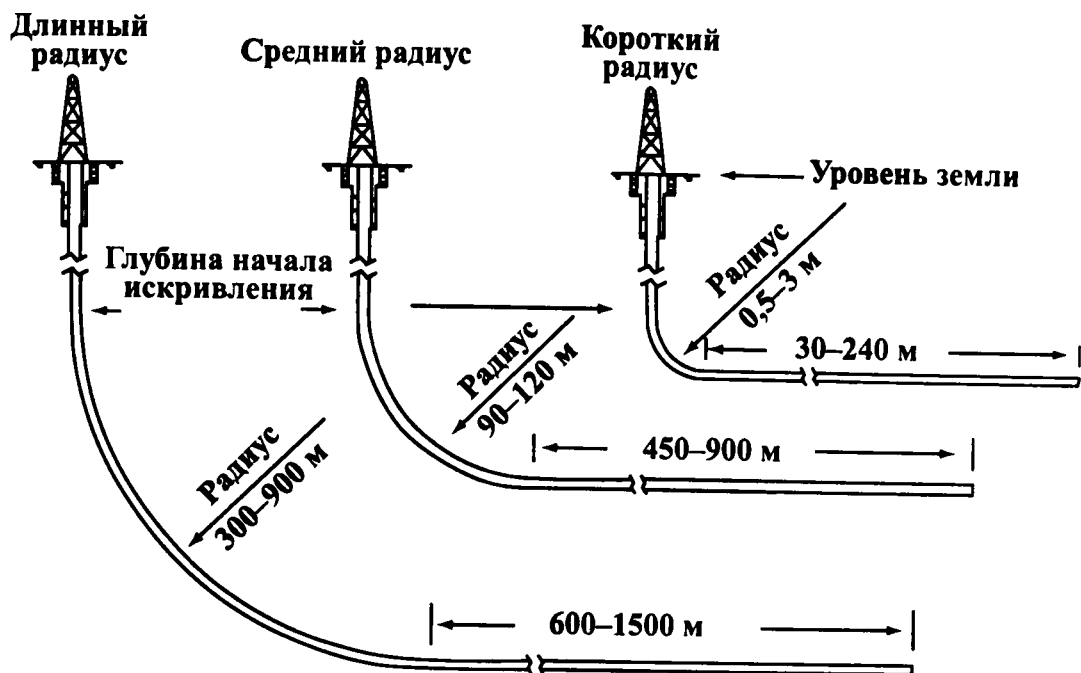


Рис. 5.18. Классификация горизонтальных скважин

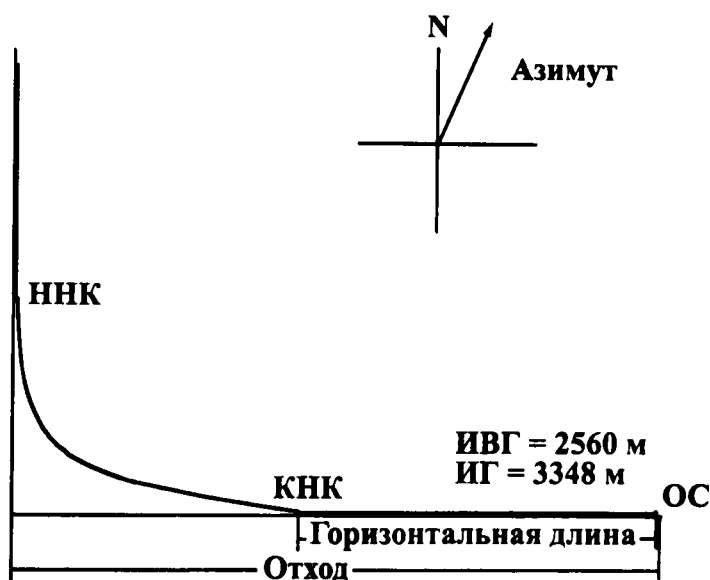


Рис. 5.19. Основные определения горизонтальной скважины: коэффициент повышения продуктивности – кратность увеличения добычи относительно вертикальной; истинная вертикальная глубина (ИВГ) – расстояние по вертикали до цели на траектории скважины; измеренная глубина (ИГ) – расстояние до цели, замеренное вдоль траектории скважины; оконечность скважины (ОС) – общая глубина скважины; зенитный угол – угол между вертикальной и измеренной осями; азимут (направление) – угол в горизонтальной плоскости между севером и направлением скважины; горизонтальное смещение (отход) по отношению к цели; (ННК) – начало набора кривизны; КНК – конец набора кривизны

Основные профили ГС

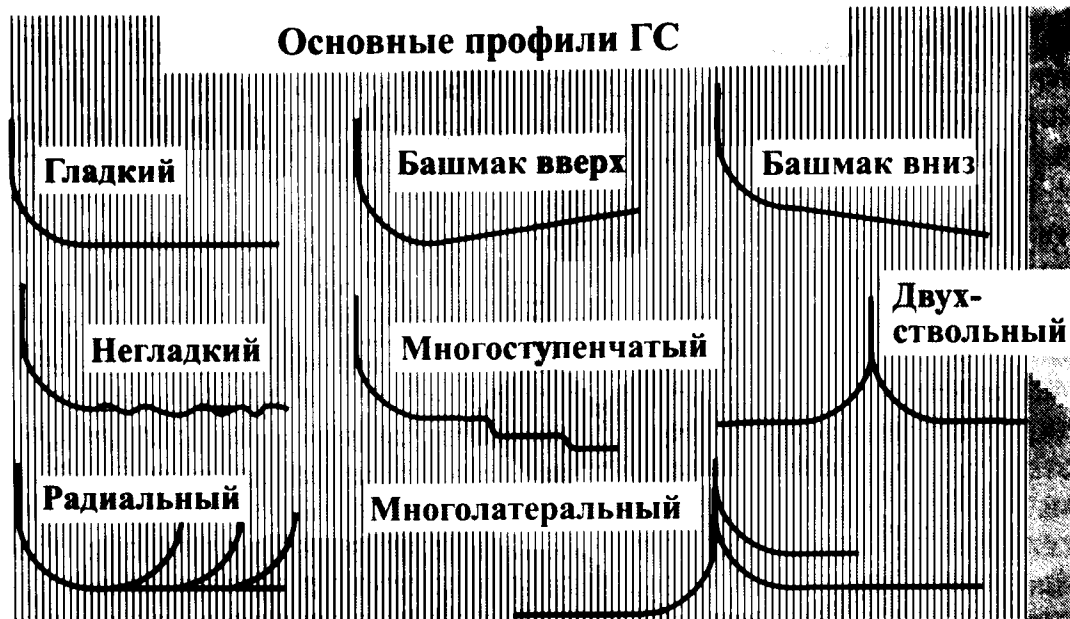


Рис. 5.20. Основные профили ГС

ния и отличаются от других ГС, в частности, меньшими размерами хвостовика, т.е. горизонтальной части скважины. Бурение ГС с большим радиусом искривления менее сложно. В табл. 5.8 приведены критерии применимости ГС с разными углами искривления, по данным фирм «Oryx» и «Eastman Christensen».

Таблица 5.8

Критерии применимости ГС с разными углами искривления

Критерий	Малый радиус	Средний радиус	Большой радиус
Диаметр долота, дюйм	4,5–6	4,5–12,25	6–9,875
Радиус, °/м	6–13	85–120	300–900
Интенсивность набора кривизны, м	4–10/1	24–60/100	9–18/100
Минимальный диаметр вертикальных обсадных труб, дюйм	5,5–7	5,5–13,375	7–9,625
Максимальный диаметр обсадных труб хвостовика, дюйм	2,875–4,5	2,875–9,625	5,5–7,625
Образование газовых конусов	+	–	–
Образование водных конусов	–	+	+
Трещинный коллектор	+	+	–
Низкая пластовая энергия	+	+	–
Низкая абсолютная проницаемость	+	+	+
Высокая расчлененность	+	+	–
Газообразование	–	+	+
Применение МУН, заводнения	–	–	+
Открытый ствол	+	+	+
Гравийно-песчаный фильтр	–	+	+

Рис. 5.21. ГС и ВС в резервуарах с низкой проницаемостью

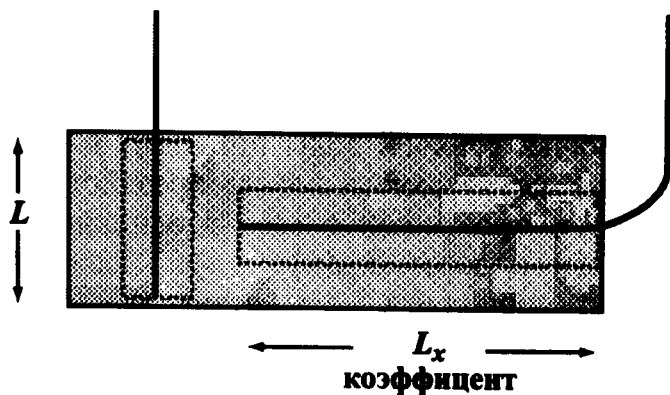
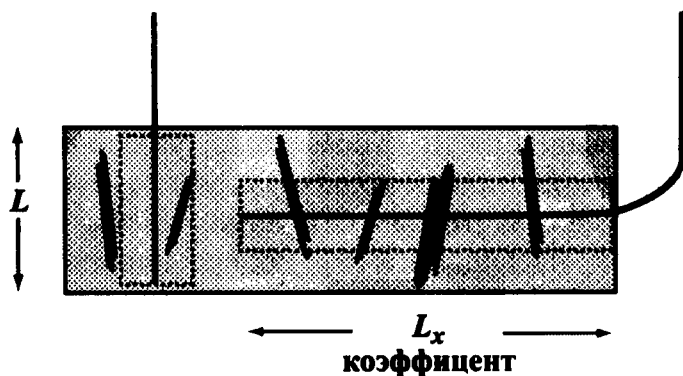


Рис. 5.22. Применение ГС в пластах с естественной трещиноватостью



Горизонтальные скважины эффективнее вертикальных скважин в резервуарах с низкой проницаемостью вследствие того, что перфорированная часть ствола ГС во много раз больше перфорированной части ствола вертикальной скважины. Следовательно дебиты горизонтальных скважин выше (рис. 5.21). ГС в пластах с естественной трещиноватостью имеет более высокий дебит, чем ВС, так как у ВС меньше шансов пересечься с естественной системой трещин (рис. 5.22).

ТЕРМИЧЕСКИЕ МВ

Одним из наиболее распространенных МВ является термическое воздействие на нефтяные пласты, при котором происходит значительное повышение подвижности нефти. Наряду с этим при повышенной температуре происходит разложение некоторых минералов, входящих в состав пород-коллекторов. Основной механизм увеличения нефтеотдачи пластов при нагнетании горячей воды связан со снижением вязкости нефти; изменением соотношения подвижностей нефти (λ_n) и воды (λ_w); изменением остаточной нефтенасыщенности и относительной проницаемости для нефти; уменьшением капиллярных сил, препятствующих извле-

чению нефти из низкопроницаемых пропластков; тепловым расширением флюидов. Критерии применимости термических МВ приведены в табл. 5.9.

Закачка горячей воды приводит к значительному увеличению коэффициента охвата пласта воздействием как по толщине (K_h), так и по простиранию (K_L) в основном из-за резкого снижения вязкости пластовой нефти при повышении температуры. Этот эффект проявляется тем отчетливее, чем выше вязкость нефти при начальной пластовой температуре. При контакте с ненагретым пластом и насыщающей его нефтью горячая вода охлаждается. При установившемся движении в пласте можно выделить две зоны – вытеснения нефти горячей и холодной водой. Первая зона характеризуется непрерывным ростом температуры, что, в свою очередь, ведет к изменению (уменьшению) остаточной нефтенасыщенности. Кроме того, увеличение температуры приводит к расширению породы-коллектора и насыщающей его жидкости, что сказывается на снижении массы нефти (при условии постоянной насыщенности), содержащейся в пласте. Во второй зоне

Таблица 5.9

Критерии применимости термических МВ

Параметр	Единица измерения	Нагнетание горячей воды	Нагнетание пара	Внутри-пластовое горение
Тип породы	–	т, к	т, к	т
Тип коллектора	–	п, тр	п	п
Проницаемость	мкм ²	0,1–3,0	0,01–3,0	0,1–5,0
Пористость	д. ед.	0,1–0,3	0,04–0,3	0,18–0,4
Нефтенасыщенность	д. ед.	0,7–1,0	0,4–1,0	0,4–0,1
Связанная вода	д. ед.	0,0–0,3	0,0–0,3	0,0–0,3
Толщина	м	10–25	6–25	3–20
Толщина водонасыщенной зоны	м	нп	0,0–3,0	0,0–3,0
Толщина покрывающих пород	м	>3	3,0–100,0	3,0–100
Давление	МПа	1,0–40	1,0–15	нп
Температура	°С	0,0–50	0,0–50	нп
Угол падения	град.	0,0–5	0,0–5	0,0–3,0
Глубина залегания	м	30–2000	30–1000	150–2000
Плотность	кг/м ³	850–1000	800–1100	825–1100
Вязкость	мПа·с	15,0–100	50–8000	1,0–1500
Содержание парафина	д. ед.	0,0–0,3	0,0–0,3	0,0–0,3
Содержание асфальтенов	д. ед.	0,0–0,15	0,0–0,15	0,0–0,15
Содержание смол	д. ед.	0,0–0,4	0,0–0,4	0,0–0,4
Содержание серы	д. ед.	0,0–0,08	0,0–0,08	0,0–0,02
Содержание цемента	д. ед.	0,1–0,3	0,1–0,3	0,1–0,3
Содержание глин	д. ед.	0,0–0,25	0,0–0,05	0,0–0,1
Карбонатность	д. ед.	нп	0,0–0,05	нб

происходит вытеснение нефти обычной холодной водой, температура которой равна температуре пласта. Изменение нефтенасыщенности происходит по тому же механизму, что и при обычном заводнении.

Анализ многочисленных проектов с нагнетанием пара показал, что технология длительной прокачки паровой оторочки холодной водой приводит к значительному охлаждению пласта. Последнее сопровождается падением пластового давления и фильтрацией в эту зону разогретой нефти (рис. 5.23). Технология попеременной закачки пара и воды более эффективна в силу оптимального и равномерного прогрева пласта, а также из-за снижения интенсивности продвижения по высокопроницаемым частям пласта языков пара. Эффективность технологии нагнетания пара с ПАВ связана с получением равномерных фронтов вытеснения нефти паром. Нагнетание пара в залежи, содержащие легкую нефть, в целом характеризуется более низкой экономической эффективностью. С ужесточением стандартов на ПДК загрязнения воздуха и воды следует ожидать сокращения использования в качестве топлива для подогрева воды угля и нефти, а требование экологи-

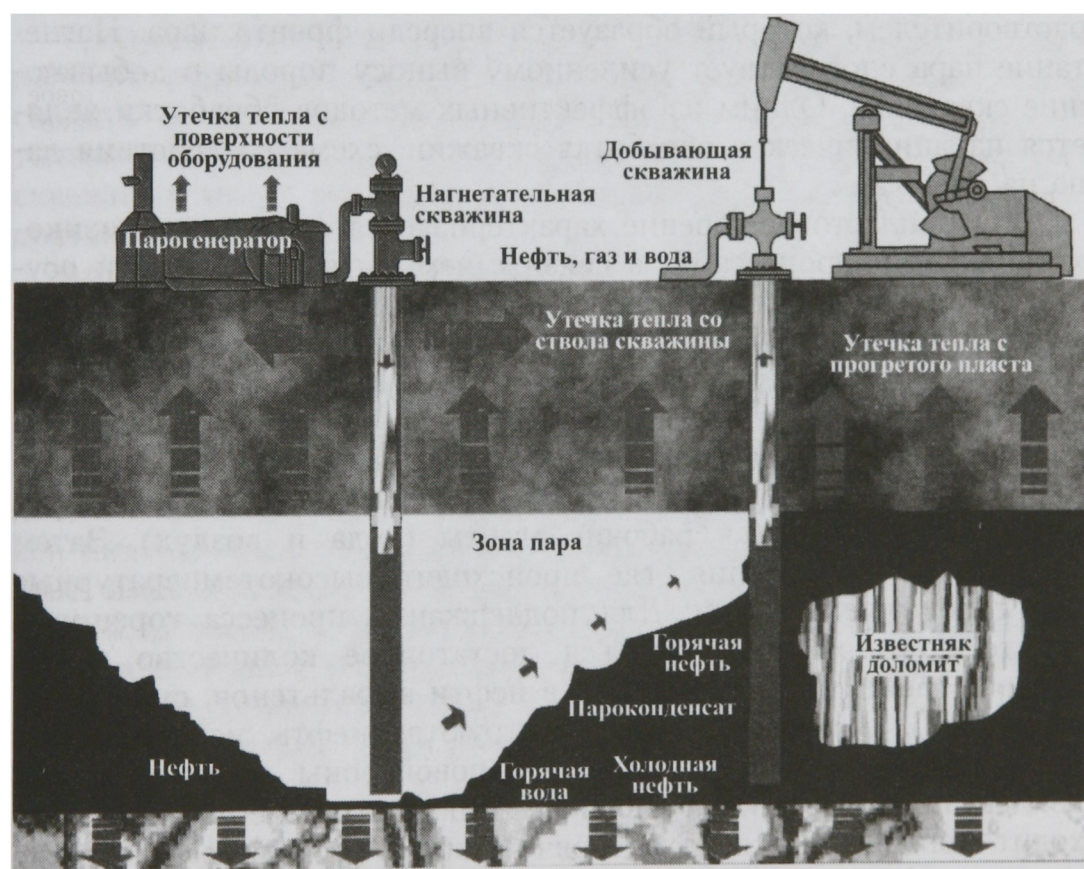


Рис. 5.23. Паротепловое воздействие

ческой чистоты проектов будет определяющим. При паротепловом воздействии на пласт образуются три характерные зоны. В первой зоне значение температуры практически не меняется, и только на границе со второй зоной происходит ее некоторое снижение. В этой зоне сосуществуют три фазы: вода, смесь жидких УВ и газ. Нефтенасыщенность изменяется как за счет процессов вытеснения, так и за счет испарения легких фракций нефти. Вторую зону обычно называют зоной конденсации. При контакте с ненагретой частью пласта и нефтью пары воды и легкие УВ конденсируются. Это приводит к увеличению водонасыщенности пласта и изменению (уменьшению) вязкости нефти. В третьей зоне происходят такие же процессы, что и при вытеснении горячей водой, однако скорость вытеснения нефти водой в этом случае будет выше (при том же массовом расходе). Это связано с тем, что объем, занимаемой единицей массы пара, значительно больше, чем объем единицы массы воды, а объем первой зоны будет постоянно увеличиваться. Конечная нефтеотдача при паротепловом воздействии увеличивается за счет снижения вязкости пластовой нефти под воздействием тепла, изменения подвижностей нефти и воды, термического расширения нефти, перегонки остаточной нефти паром и экстрагирования нефти растворителем, который образуется впереди фронта пара. Нагнетание пара способствует усиленному выносу породы в добывающие скважины. Одним из эффективных методов обработки является парациклическая обработка скважин, схема воздействия дана на рис. 5.24*

Внутрипластовое горение характеризуется сложными физико-химическими процессами, в связи с чем вытеснение нефти осуществляется в результате различных по своей природе механизмов и процессов – воздействия паром, горячей водой, газами горения, растворителями, поверхностно-активными веществами и др. При внутрипластовом горении формируются несколько характерных зон в нефтяном пласте (рис. 5.25*). Непосредственно к нагнетательной скважине примыкает выжженная зона, через которую фильтруются рабочие агенты (вода и воздух). Затем следует фронт горения, где происходят высокотемпературные окислительные реакции. Для поддержания процесса горения в пласте должно образовываться достаточное количество кокса, которое зависит от содержания в нефти асфальтенов, смол и тяжелых УВ. В паровой зоне фильтруются нефть, испарившиеся газы, легкие УВ и пар. Впереди паровой зоны образуется зона конденсации. В этой зоне по мере снижения температуры происходит конденсация пара в горячую воду. Горячая вода, легкие

*Рисунок помещен на цветной вкладке.

УВ, газы горения вытесняют пластовую нефть. Вытесненная нефть аккумулируется в нефтяной вал и движется впереди зоны конденсации. Здесь поровое пространство занимают газы горения, вытесненная нефть и связанная вода, впереди этой зоны – зона первоначальной пластовой температуры. Увеличение нефтеотдачи пласта при внутрипластовом горении происходит в основном за счет снижения вязкости нефти, расширения ее объема, дистилляции и перегонки нефти, растворения легких УВ углекислым газом. Различают следующие технологии реализации ВГ: СВГ – сухое внутрипластовое горение; ВВГ – влажное внутрипластовое горение; СВВГ – сверхвлажное внутрипластовое горение. Процесс сухого горения (температура 700 °С и выше) применим лишь к терригенным коллекторам, поскольку карбонаты при этих температурах разрушаются.

Математическая и численная модель процесса внутрипластового горения для случая прямолинейно-параллельного течения флюидов основана на следующих допущениях:

в пласте имеет место трехфазная (нефть, газ, вода) многокомпонентная фильтрация; нефть и вода считаются несжимаемыми и взаимонерастворимыми жидкостями; в газовой фазе присутствуют водяной пар, кислород и инертные газы;

продуктивный пласт постоянной толщины является однородным по теплофизическим параметрам (свойства однородности свойств и неизменности толщины пласта должны соблюдаться только в пределах элемента выбранной системы расположения скважин и могут нарушаться при переходе от одного элемента к другому);

не учитываются: теплопроводность пласта в горизонтальном направлении, гравитационная сегрегация жидкостей и газов в пласте, влияние адиабатических и дроссельных эффектов на процесс передачи тепла в пласте, влияние диффузионных эффектов на процесс фильтрации.

Помимо этого, математическая модель существенно опирается на экспериментально и теоретически подтвержденный факт, что все интенсивные реакции окисления нефти происходят в узкой зоне, имеющей размеры порядка несколько метров, что дает возможность ввести в рассмотрение дельта-функцию для математического описания источника тепловыделения (фронта горения), перемещающегося по пласту.

Математическая модель описывается следующими уравнениями:

$$\operatorname{div}(G_k f_i) + m \partial (S_k \rho_k f_i) / \partial t = - F_i; \quad (1)$$

$$\operatorname{div} H + Q_{\text{пот}} + \partial J / \partial t = L_n F_n,$$

где f_i – массовая доля i -го компонента в k -фазе; F – функция, учитывающая массовую скорость фазовых переходов; G_k – массовый расход в k -фазе; S_k – насыщенность k -фазы; L – теплота сгорания кокса; J – теплосодержание пласта; $k = \{\text{нефть, вода, газ}\}$; для газовой фазы $i = \{\text{пар, кислород, инертные газы}\}$; H – функция, определяющая конвективный перенос тепла,

$$H(T) = G_r(1 - f_n)C_rT + G_vC_vT + G_rf_nE_n \text{ для } T \leq T_{\text{нас}}$$

и

$$H(T) = G_r(1 - f_n)C_rT + G_rf_n[E_n + C_n(T - T_{\text{нас}})] \text{ для } T > T_{\text{нас}},$$

где E_n – энтальпия водяного пара; $T_{\text{нас}}$ – температура насыщенного водяного пара,

$$T_{\text{нас}} = (P/\lambda + w)^{0.5},$$

$$w = M_v/M_{\text{воз}};$$

λ – массовое водовоздушное отношение; P – пластовое давление; M_v – молекулярный вес воды; $M_{\text{воз}}$ – молекулярный вес воздуха.

Система уравнений определяет математическую модель процесса ВГ. При этом начальные условия имеют вид

$$S_v(x, 0) = S_{\text{во}}; S_r(x, 0) = 0; T(x, 0) = T_0,$$

а граничные задаются как

$$G_r(0, t) = G_{r0}; G_v(0, t) = \lambda G_{r0}; G_n(0, t) = 0; T(0, t) = 0.$$

Тепловые потери в кровлю и подошву пласта $Q_{\text{пот}}$ определяются в соответствии с законом Фурье

$$Q_{\text{пот}} = -2K_{\text{окр}}/h \cdot \partial T_{\text{окр}}/\partial z, \quad (2)$$

где $K_{\text{окр}}$, $T_{\text{окр}}$ – коэффициент теплопроводности и температура окружающих пород; h – толщина пласта. При этом полагается, что распространение тепла в окружающие пласт породы происходит в вертикальном направлении посредством теплопроводности.

Теплосодержание пласта с насыщающими его флюидами определяется следующим образом:

$$J = (1 - m)C_{\text{ск}}\rho_{\text{ск}}T + m[S_v\rho_vC_vT + S_r\rho_r(1 - f_n)C_rT + S_r\rho_rf_nE_n + S_n\rho_nC_nT], \quad (3)$$

где C_i – массовая теплоемкость i -го вещества; $i = \text{ск}$ – скелет породы.

Из уравнения (3) можно получить следующее приближенное выражение для скорости перемещения передней границы тепловой волны:

$$v_2(t) = v_1[1 + R \cdot \exp(-\beta_i t^{0.5})]; \beta_i = 2B(r/R)^{0.5}.$$

При этом размеры тепловой волны определяются как

$$l(t) = (R/2b)^{0.5} v_1[1 - (1 + \beta_i t^{0.5})(-\beta_i t^{0.5})],$$

где

$$v_1(t) = G_{\Gamma-} f_{\kappa-} \cdot \alpha_{\kappa} / (S_1 z_{\Gamma} \alpha_{\Gamma} M_{\kappa} / M_{\text{н}} + m S_{\Gamma-} \cdot \rho_{\Gamma-} \cdot f_{\kappa-} \cdot \alpha_{\kappa});$$

z_{Γ} – концентрация топлива; α_{Γ} – коэффициент использования топлива; α_{κ} – полнота сгорания топлива.

В пределе ($t \rightarrow \infty$) имеем

$$l_{\max} = \lim l(t) = v_1(R/2b)^2,$$

где

$$R = 1/(C_{\text{пл}+} \rho_{\text{пл}+}) [(C_{\Gamma} + \lambda C_{\text{в}})/\gamma + (R_{\text{в исп}} + R_{\text{в}})(E_{\text{п}} - C_{\text{в}} T_+)/ (T_+ - T_0) - R_{\text{н}}(C_{\text{н}} - C_{\Gamma}) - (C_{\text{пл}-} \cdot \rho_{\text{пл}-})];$$

$$\gamma = v_1/G_{\Gamma};$$

$$b = 2K_1 / [\pi a_1^2 h(C\rho)]^{0.5};$$

$$C_{\text{пл}+} \rho_{\text{пл}+} = C_{\text{ск}} \rho_{\text{ск}} + m[S_{\text{в}} \rho_{\text{в}} C_{\text{в}} + S_{\Gamma+} \rho_{\Gamma}(1 - f_{\text{п}+}) C_{\Gamma} + S_{\Gamma+} \rho_{\Gamma} f_{\text{п}+} (E_{\text{п}} - C_{\text{в}} T_0) / (T_+ - T_0) + S_{\text{н}+} \rho_{\text{н}} C_{\text{н}} - C_{\text{ск}} \rho_{\text{ск}}];$$

$$C_{\text{пл}-} \rho_{\text{пл}-} = C_{\text{ск}} \rho_{\text{ск}} + m[S_{\text{в}} \rho_{\text{в}} C_{\text{в}} + S_{\Gamma-} \rho_{\Gamma}(1 - f_{\text{п}-}) \cdot C_{\Gamma} + S_{\Gamma-} \rho_{\Gamma} f_{\text{п}-} (E_{\text{п}} - C_{\text{в}} T_0) / (T_+ - T_0) + S_{\text{н}-} \rho_{\text{н}} C_{\text{н}} - C_{\text{ск}} \rho_{\text{ск}}],$$

где $\{+; -\}$ – индексы, соответственно, до и после фронта горения;

G_k – массовый расход газа; a_1^2 – коэффициент температуропроводности окружающих пород; C_i – массовая теплоемкость; ρ_i – плотность; $i = \{\text{н} - \text{нефть}, \text{в} - \text{вода}, \text{г} - \text{газ}\}$; S_k – насыщенность; $k = \{\text{н} - \text{нефть}, \text{в} - \text{вода}, \text{г} - \text{газ}\}$; $f_{\text{п}}$ – массовая доля пара в газовой фазе; R_j – масса j -фазы, отнесенная к единице объема породы

$\{j = \text{в}_{\text{исп}} - \text{испаряемая вода}; j = \text{в} - \text{вода}; j = \text{н} - \text{нефть}\}$; $E_{\text{п}}$ – энтальпия водяного пара; T_m – температура $\{m = 0 - \text{начальная пластовая}, m = (+) - \text{перед фронтом горения}\}$; h – эффективная нефтенасыщенная толщина.

Предположим, что в пароводяной зоне нефтенасыщенность равна остаточной. В этом случае фронт конденсации вытесняет всю нефть, кроме остаточной, из зоны химических реакций (зоны пара и горячей воды) в зону начальной пластовой температуры. Запишем для случая плоско-параллельной фильтрации уравнения неразрывности для нефти и воды, находящейся в жидкой и водной фазах, в виде:

$$m \partial S_{\text{н}} / \partial t + \partial v_{\text{н}} / \partial x = 0;$$

$$m \partial / \partial t (S_{\text{в}} + S_{\text{г}} f_{\text{г}} \rho_{\text{г}} / \rho_{\text{в}}) + \partial / \partial x (v_{\text{в}} + v_{\text{г}} f_{\text{г}} \rho_{\text{г}} / \rho_{\text{в}}) = 0. \quad (4)$$

Введем фиктивные насыщенности нефтью – $S_{\text{нф}}$, водой – $S_{\text{вф}}$ и объемную концентрацию пара C в водной фазе как

$$S_{\text{нф}} = S_{\text{н}} / (1 - S_{\text{г}});$$

$$S_{\text{вф}} (1 - C) = S_{\text{в}} / (1 - S_{\text{г}});$$

$$C = f_{\text{п}} / [f_{\text{п}} + w(1 - f_{\text{п}})];$$

$$S_{\text{г}} = S_{\text{вф}} / (1 - S_{\text{г}});$$

$$S_{\text{нф}} + S_{\text{вф}} = 1;$$

$$v_{\text{в}} = vF;$$

$$v_{\text{н}} = v(1 - F).$$

Введем обозначения $S_{\text{вф}} = S$; $S_{\text{нф}} = 1 - S$ и запишем уравнения неразрывности в виде

$$m_{\text{ф}} \partial (1 - S) / \partial t + \partial [v(1 - F)] / \partial x = 0; \quad (5)$$

$$m_{\text{ф}} \partial / \partial t (S(1 - C) + SC \rho_{\text{г}} / \rho_{\text{в}}) + \partial / \partial x (vF(1 - C) + vFC \rho_{\text{г}} / \rho_{\text{в}}) = 0.$$

Здесь

$$F = F(S, C, T) = k_{\text{в}} / (k_{\text{в}} + \mu_{\text{в}} k_{\text{н}}); \quad \mu_{\text{в}} = \mu_{\text{в}} / \mu_{\text{н}}; \quad m_{\text{ф}} = m(1 - S_{\text{г}}).$$

Интегрирование уравнений по x и последующее сложение полученных соотношений позволяет получить выражение для суммарной скорости фильтрации воды и нефти – $v(t)$ в зоне начальной пластовой температуры. Полагая величину объемной кон-

центрации пара C равной нулю в зоне начальной пластовой температуры получим уравнение неразрывности для воды в виде

$$m_{\phi} \partial / \partial t + v(t) \partial F(S, T_0) / \partial x = 0. \quad (6)$$

Начальное условие для этого уравнения будет иметь вид

$$S(x, 0) = S_{\text{во}} / (1 - S_{\text{г}}).$$

В численной модели все термогидродинамические величины в выжженной зоне и зоне химических реакций определяются при помощи аналитических методов, а для определения распределения фиктивной водонасыщенности в зоне начальной пластовой температуры используется конечно-разностный метод решения уравнения (6). Уравнение (6) аппроксимируется явной конечно-разностной схемой. Для обеспечения устойчивости процесса вычисления шаг по времени выбирается в соответствии с условием

$$\Delta t^{n+1} \leq \Delta x / (v^n \max(F'_i)).$$

Технологические показатели – дебит нефти, воды, газа, обводненность добываемой продукции, нефтеотдача и другие определяются по результатам расчета водонасыщенности из конечно-разностной аппроксимации уравнения (6).

ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ МВ

Нагнетание химических реагентов вызывает спектр физико-химических механизмов вытеснения нефти. Так, нагнетание водных растворов ПАВ, кислот, щелочей, полимеров приводит к изменению свойств пластовой воды и поверхностей раздела между водой, нефтью и горной породой, к уменьшению параметра относительной подвижности и улучшению нефтеотмывающих свойств воды. Уменьшение относительной подвижности воды и нефти увеличивает охват пласта воздействием и коэффициент вытеснения нефти, улучшает смачиваемость горной породы водой. В табл. 5.10 приведены критерии применимости физико-химических МВ.

Добавление к нагнетаемой воде ПАВ (или их композиций) с целью регулирования молекулярно-поверхностных свойств породы и насыщающих ее флюидов получило название *метода нагнетания водных растворов ПАВ*. Этот метод был одним из первых МУН пластов и испытывался с 50-х годов как в России, так и за рубежом. Однако удовлетворительные результаты не были достигнуты из-за высокой адсорбции и низких потенциальных

Таблица 5.10

Критерии применимости физико-химических МВ

Параметры	Единица измерения	ПАВ	Полимер	Щелочь	Серная кислота	Мицеллярно-полимерное заводнение	Карбонизи-рованное заводнение
Тип породы	—	т, к	т, к	т, к	к	т	т
Тип коллектора	—	п	п	п	п	п	п
Проницаемость	мкм ²	0,1–2,0	0,1–2,0	>0,1	0,5–1	0,1–2,0	0,1–5,0
Пористость	д. ед.	0,1–0,35	0,1–0,35	нд	нд	0,1–0,35	0,1–0,5
Нефтенасыщенность	д. ед.	0,7–1,0	0,5–1,0	0,6–1,0	0,7–1,0	0,25–1	0,4–1
Связанная вода	д. ед.	0,0–0,15	нд	нд	нд	нд	нд
Угол смачиваемости	град.	0–180	нд	0–180	нд	0–180	нд
Толщина	м	7–15	нп	нд	нд	нд	2–100
Давление	МПа	нп	5–60	нд	нд	10–60	10–60
Температура	°С	10–50	0,0–5,0	нд	нд	нд	нд
Угол падения	град.	0,0–5,0	нп	нд	нд	нд	нд
Глубина залегания	м	30–1500	нп	нд	нд	нд	30–3000
Плотность	кг/м ³	800–950	820–950	нд	нд	850–940	нд
Вязкость	мПа·с	0,01–60	0,1–100	0,01–40	0,01–30	0,01–20	нд
Кислотное число	мг/г	0,01–10	нд	0,01–10	нд	нд	нд
Минерализация	г/л	0–25	0,0–20	0,0–50	0,0–150	0,0–50	нд
pH	д. ед.	6–10	4–10	нд	нд	4–10	нд
Жесткость	г/л	0,0–5	0,0–5	0–0,03	0,0–5	0–0,025	нд
Содержание парафина	д. ед.	0,0–0,02	нд	нд	нд	нд	нд
Содержание асфальтенов	д. ед.	0,0–0,1	нд	нд	0,0–0,1	нд	0–0,05
Содержание смол	д. ед.	0,15–0,4	нд	нд	0,0–0,2	нд	0–0,1
Содержание цемента	д. ед.	нп	нп	нд	0,1–0,3	нд	нд
Содержание глин	д. ед.	0,0–0,1	0,0–0,10	0,0–0,1	нд	0,0–0,05	нд
Карбонатность	д. ед.	нд	нд	нд	0,01–0,25	нд	нд

возможностей малоконцентрированных растворов ПАВ. В настоящее время основное внимание уделяется созданию высокоэффективных композиций высококонцентрированных ПАВ (5–10 %) и различных смесей химических реагентов с обязательно низким межфазным натяжением химического реагента и нефти. ПАВ – это вещества с асимметричной структурой, состоящие из углеводородного радикала и полярных групп. Причем полярные группы в основном являются гидрофильными и на границе раздела фаз нефть – вода погружаются в водную фазу, тогда как радикалы гидрофобны и ориентированы в сторону менее полярной фазы – нефтяной. Такая структура вещества и является причиной поверхностной активности (т.е. вещества, диффундируя через всю оторочку водного раствора, концентрируются на поверхности раздела водной и нефтяной фаз, снижая тем самым поверхностное натяжение между нефтью и водой с 50 до 7 мН/м). Для доизвлечения остаточной нефти в некоторых случаях необходимо использовать ПАВ, снижающие межфазное натяжение до 0,01 мН/м. При поступлении ПАВ в поровый объем, содержащий нефть, образуется эмульсия. Нефтеводная эмульсия образуется, если ПАВ в основном водорастворимое, в противном случае образуется водонефтяная эмульсия (если ПАВ преимущественно нефтерастворимое).

Другим механизмом улучшения вытеснения нефти водным раствором ПАВ является адсорбция молекул ПАВ на стенках поровых каналов, что приводит к изменению характера смачиваемости породы. Это происходит из-за образования более гидрофобной поверхностной пленки, чем первоначальная, а также диспергирования гетерогенных систем и стабилизации дисперсных систем. Диспергирование гетерогенных систем зависит от понижения поверхностного натяжения. Защитное действие пленок ПАВ характеризуется работой адсорбции по удержанию монослоя на поверхности раздела фаз. Стабилизация дисперсных систем определяется по максимальному числу стабилизированных частиц. Краевой угол смачивания увеличится с 18 до 27°. При этом наблюдаются следующие процессы: смачивание поверхности поровых каналов вытесняющей водой; уменьшение поверхностного натяжения на границе нефть – вода; вытеснение нефти с поверхности поровых каналов; диспергирование нефти потоком воды (т.е. переход связанной с породой нефти в свободное состояние). Все эти процессы приводят к уменьшению в 8–10 раз натяжения смачивания. Рассмотрим более подробно механизм адсорбции. Адсорбция – это процесс увеличения концентрации молекул на поверхности раздела фаз, который приводит к появлению адсорбционного слоя. Десорбция – это процесс уменьшения концентрации молекул на поверхности раздела фаз.

Сорбционная активность пород уменьшается в ряду: глина, алевролиты, глинистые песчаники, полимиктовые песчаники, доломиты, известняки, ангидриты. Доля пленочной и сильно сорбируемой нефти на поверхности горной породы меняется аналогично. В случае контакта раствора ПАВ с поверхностью порового канала происходит нарушение термодинамического равновесия и формируются двумерные, а затем и трехмерные ассоциаты в адсорбционном слое. Над ними концентрируются одиночные молекулы ПАВ, а выше расположены мицеллы ПАВ (конгломераты коллоидных ПАВ, образующиеся при концентрации, превышающей критическую концентрацию мицеллообразования (ККМ), и имеющие характерные размеры от нескольких нанометров до микрометра).

ПАВ классифицируются по ионной характеристике – неионогенные и ионогенные. Неионогенные ПАВ при растворении в воде не диссоциируют на ионы, а ионогенные ПАВ диссоциируют. Одной из эффективных технологий является нагнетание композиций пенообразующих ПАВ, газообразных агентов, специальных веществ для нагрева композиций и воды. При нагреве происходит реакция закачиваемой композиции с пластовыми жидкостями и минералами горных пород с выделением значительного количества газа. Поровые каналы с высокой пористостью «запираются» пузырьками газа, заставляя жидкость двигаться по наименее проницаемым пропласткам. Нагнетание таких композиций позволяет увеличить коэффициент вытеснения на 17–25 % за счет доотмыва остаточной нефти. Это наиболее перспективная технология применения ПАВ наряду с нагнетанием ПАВ совместно с растворами полимеров и в качестве компонента при мицеллярном заводнении.

Основная проблема, с которой сталкиваются при реализации метода нагнетания водных растворов ПАВ, это несоответствие прогнозных расчетов промысловым испытаниям. Ряд исследователей объясняют это отрицательным влиянием высокой сорбируемости ПАВ на скелете породы, приводящей к резкому снижению охвата пласта воздействием. Отмечено также отрицательное влияние естественной микрофлоры пласта на эффективность применения ПАВ. В последнее время отмечается снижение числа проектов с технологией применения ПАВ в чистом виде и резкое увеличение – с комбинированными методами (ПАВ + полимеры, мицеллярные растворы + полимеры + ПАВ, ПАВ + пены и др.). Недостаток метода нагнетания водных растворов ПАВ – адсорбция ПАВ на породе, в пористых средах достигающая значительной величины (до 15–60 кг/м³). При этом четко прослеживаются следующие особенности: увеличение нефтенасыщенности с ростом адсорбции ПАВ породой; слабая биоразлагаемость искусст-

венных ПАВ и вследствие этого повышенное загрязнение окружающей среды; высокая чувствительность к качеству воды (при подготовке водного раствора). Важное значение для успешного применения ПАВ имеют его химическая стабильность, величина остаточной нефтенасыщенности пласта, гетерогенность пласта и степень адсорбции ПАВ скелетом породы. Переход ПАВ в нефть улучшает подвижность нефти, препятствует прилипанию ее к твердой поверхности горной породы.

Метод нагнетания водного раствора полимера – это закачка слабоконцентрированного раствора высокомолекулярного химического реагента – полимера. Полимеры представляют собой вещества с высокой молекулярной массой – порядка 10^4 – 10^6 . Они обладают способностью значительно повышать вязкость воды, снижая тем самым ее подвижность, что приводит к повышению охвата пласта воздействием (по сравнению с обычным заводнением). Полимерное заводнение применяется на нефтесодержащих пластах со сравнительно высокой вязкостью нефти (до 100 мПа·с) и соотношением коэффициентов подвижности воды и нефти и умеренной неоднородностью. Метод полимерного заводнения не используется для разработки залежей нефти с газовыми шапками, трещинным коллектором, высокой проницаемостью и активным напором подошвенных вод. Прирост нефтеотдачи в среднем составляет 3–10 %. Размеры оторочки полимера варьируются от 0,1 до 0,4 $V_{\text{пор}}$. При использовании полимера соотношение коэффициентов подвижностей уменьшается и соответственно увеличивается коэффициент охвата пласта по площади (простиранию) и по мощности. Основными механизмами увеличения нефтеотдачи при нагнетании водных растворов полимеров являются загущение воды, которое приводит к снижению соотношения подвижностей нефти и воды и снижению возможности прорыва воды к добывающим скважинам, и закупорка высокопроницаемых каналов вследствие адсорбции полимеров на поверхности горной породы (охват воздействием низкопроницаемых коллекторов при этом увеличивается) (рис. 5.26*, 5.27, 5.28). Адсорбция полимеров поверхностью пористой среды возрастает с увеличением солености пластовой воды и уменьшением проницаемости пласта и может составлять от 0,007 до 0,75 кг/м³. Количество адсорбированного полимера зависит от структуры пористой среды, ее вещественного и компонентного состава, веса, скорости фильтрации в пористой среде, температуры и величины водородного показателя среды pH. Адсорбция на поверхности горной породы зависит от вида полимера. Так, катионоактивные

*Рисунок помещен на цветной вкладке.

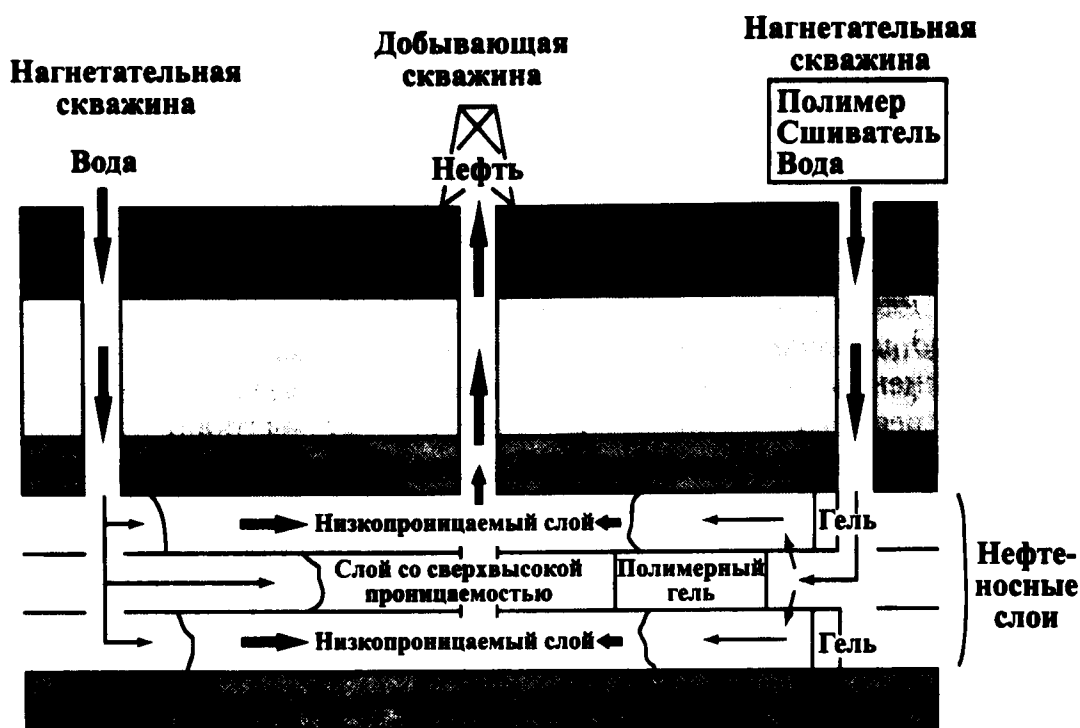


Рис. 5.27. Нагнетание сшитых полимеров в слоистые пласты

полимеры не используются при РНМ в силу того, что они адсорбируются в значительных количествах на скелете породы. В РНМ в основном применяются анионоактивные полимеры (полиакриламиды – ПАА). Адсорбция ПАА возрастает с ростом их молекулярного веса. При этом часть ПАА адсорбируется на стенках породы необратимо, что подтверждается опытами по десорбции. По мере роста объемной скорости потока водного раствора полимера увеличивается адсорбция на поверхности горной породы и расширяется воздействие полимеров на зоны с низкой проницаемостью и пористостью. Как правило, при характерных для РНМ объемных скоростях течения около 30 % $V_{пор}$ оказываются недоступными для раствора полимера. Для вытеснения нефтей в качестве полимера используются полиакриламиды (неионогенные, частично омыленные анионоактивные) и полимеры на основе целлюлозы (оксиэтилцеллюлоза, полисахариды, полиэтиленоксиды). Полнота и скорость растворения полимера в воде определяют эффективность полимерного заводнения. В качестве растворителя может применяться как пресная, так и минерализованная вода с различными значениями водородного показателя среды (рН) и общей минерализации. Однако соли хлорного железа, хлористого кальция и хлористого натрия существенно снижают вязкость загущенной воды. Также замечено, что вязкость раствора снижается и с ростом общей минерализации пластовой воды. Неблагоприятно сказывается на эффективности вытесне-

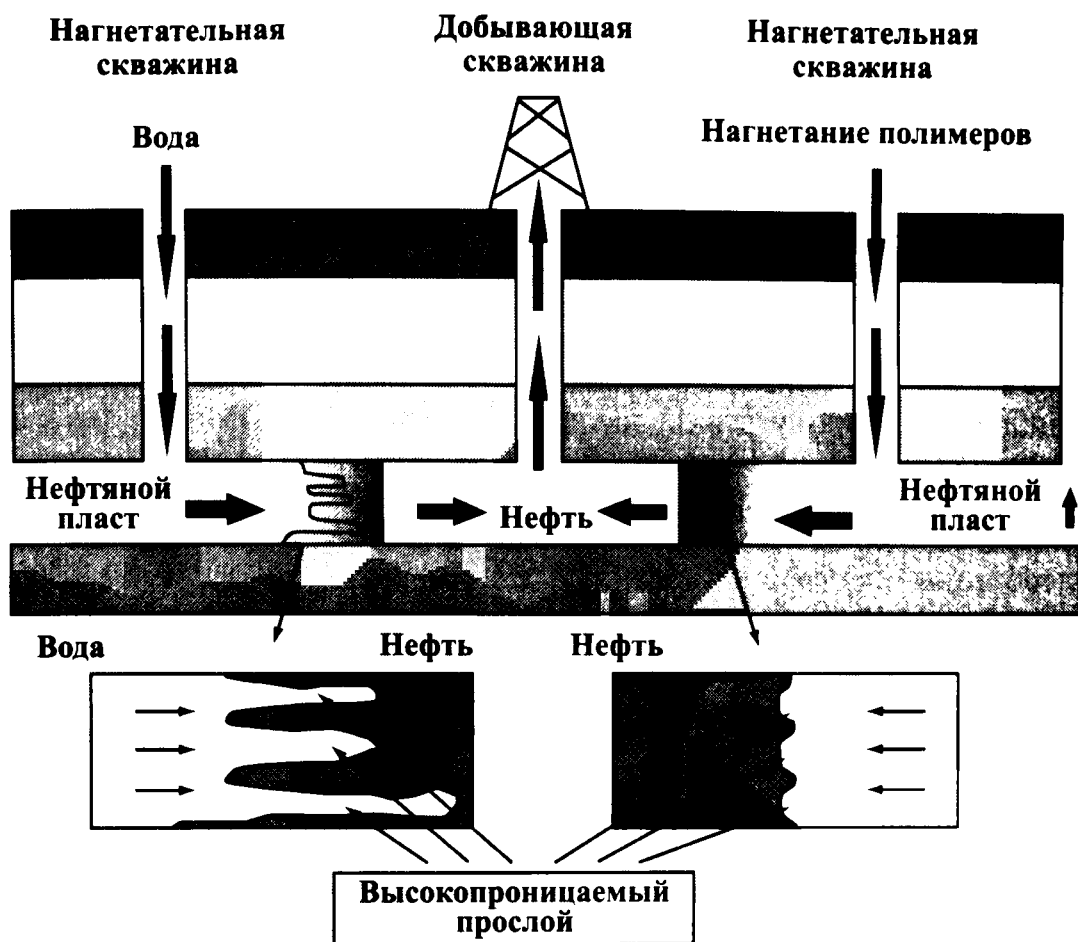


Рис. 5.28. Борьба с «пальцеобразованием» путем нагнетания полимеров

ния нефти деструкция полимеров. Различают химическую, термическую, механическую и микробиологическую деструкцию. Темп нагнетания водных растворов полимеров зависит от реологии раствора полимера (вязкости, удлинения, вязкоэластичности, псевдопластичности) и увеличения количества сшитых гелевидных частиц. При низких темпах нагнетания период релаксации ($1/e$) значительно меньше характерного периода деформации. В этом случае наблюдается вязкое течение (поведение) жидкости, при котором раствор полимера проходит через сложнопостроенную систему пор. При высоких темпах нагнетания водного раствора полимера характерный период релаксации соответствует характерному периоду деформации и наблюдается эластичное течение жидкости. Эластичное поведение водного раствора полимера приводит к существенному замедлению прохождения раствора через извилистую систему пор. Для призабойной зоны скважины (ПЗС) характерны высокие объемные скорости течения растворов полимеров. В этой зоне наблюдается эффект как вязкоэластичного поведения растворов полимеров, так и механи-

ческого разрушения полимерных цепей. Эти два эффекта оказывают существенное воздействие на успешность реализации полимерного заводнения.

Химическая деструкция полимеров зависит от нескольких факторов, таких как температура, наличие катионов кальция и магния, присутствие радикалов (кислорода и др.). ПАА, как правило, обладают теплостойкостью (до 70–80 °С), но только потому, что система полимерных групп свободна от веществ, действующих в качестве радикалов. В то же время химическая стабильность полимеров снижается из-за действия растворенного кислорода в присутствии восстанавливающих агентов, таких как двухвалентные соли железа. В присутствии кислорода они образуют радикаланионы кислорода, и выпадает осадок в виде трехвалентных солей железа. Наиболее широко распространены гелеобразные и гранулированные полимеры – ПАА; Пушер-500, 700, 1000; Betz; Calgon-454; реагент CS-6 и др. В труднодоступных регионах, с низкой температурой, используются гранулированные ПАА, особенно для пластов с низкой проницаемостью ($< 0,1 \text{ мкм}^2$). В последнее время применяют и полиэтиленоксиды (ПЭО), которые в минерализованных водах не снижают вязкость: Метас; Гипан-1 и Гипан-07. Концентрация полимера в нагнетаемых в пласт растворах колеблется в пределах 0,02–0,05 %. По числу реализованных проектов этот метод занимает второе место после метода нагнетания пара. Эффективность метода относительно невысока, но в то же время он считается достаточно перспективным в силу простоты технологической реализации, а также быстрого получения эффекта. Осложняющим фактором при реализации полимерного заводнения является высокое давление в призабойной зоне нагнетательной скважины, особенно у скважин, вскрывших зоны с низкой проницаемостью.

Закачка в нефтяной пласт водных растворов реагентов, вызывающих щелочную реакцию, называется *методом нагнетания водных растворов щелочи*. Начало изучения и испытания этого метода относятся к 1920-м гг. Однако широкое опытно-промышленное внедрение началось с 1970-х гг. Основными механизмами вытеснения являются снижение межфазного натяжения, эмульгирование нефти (образование мелкодисперсной эмульсии) и изменение смачиваемости пород. Эти механизмы основаны на реакции нейтрализации кислотных компонентов нефти с образованием щелочных мыл, которые мигрируют через границу раздела фаз в силу стремления системы к термодинамическому равновесию. Щелочные мыла образуются непосредственно на месте контакта нефти и щелочи (рис. 5.29*). Минимум межфазного на-

*Рисунок помещен на цветной вкладке.

тяжения (σ) наблюдается в диапазоне массовых концентраций щелочи от 0,005 до 0,5 %. Следует отметить, что интенсивный перенос через границы раздела фаз весьма непродолжителен – 20–40 мин. Он происходит при снижении межфазного натяжения до 0,001 мН/м. Применение водных растворов щелочи приводит к уменьшению контактного угла смачивания (Θ) породы водой до 10–20°. Полярные компоненты нефти адсорбируются на поверхности пород и гидрофобизируют ее. Щелочные растворы способны вернуть поверхности ее первоначальные свойства, т.е. гидрофилизировать ее. В этом случае угол смачивания уменьшается в некоторых случаях до нуля. В этом же диапазоне концентраций происходит диспергирование фаз, в результате чего образуются эмульсии типа «нефть в воде» (либо «вода в нефти»). Образовавшаяся в пласте эмульсия снижает подвижность водной фазы (либо нефтяной фазы). Таким образом, нефть извлекается из пористой среды за счет эмульгирования и противоточного капиллярного замещения ее на раствор щелочи. В качестве щелочного реагента в основном используются: гидроксид натрия – NaOH (каустическая сода); кремнекислый натрий – Na_2SiO_3 (силикат натрия); гидроксид аммония – NH_4OH (раствор аммиака); фосфорнокислый натрий – Na_3PO_4 (тринатрийфосфат). Наиболее распространенными щелочными реагентами являются каустическая сода и силикат натрия (особенно в сочетании с ПАВ при разработке карбонатных коллекторов). Обычно концентрация щелочных реагентов в водном растворе изменяется от 0,05 до 5 %, но в отдельных случаях может достигать 25–30 %. Активность взаимодействия нефтей с раствором щелочи оказывает значительное влияние на механизм вытеснения. Однако наряду с положительным воздействием щелочей на фильтрационные характеристики нефтенасыщенного пласта наблюдаются некоторые факторы, снижающие эффективность их действия за счет образования малорастворимых осадков (солей кальция и магния), что ведет к уменьшению проницаемости пористой среды, а также за счет интенсивного поглощения щелочей набухающими глинистыми минералами, входящими в состав цемента породы-коллектора (смешанослойные минералы, монтмориллонит).

Метод нагнетания водных растворов кислот заключается в создании в пласте оторочки концентрированной серной кислоты, проталкиваемой водой. Метод разработан в ТатНИПИнефть в 1970-х гг. и применяется в основном на месторождениях Татарии. Основными механизмами вытеснения нефти являются: снижение межфазного натяжения; адсорбция анионоактивных ПАВ, которые образуются в результате взаимодействия серной кислоты с нефтью; закупорка промытых водой высокопроницаемых каналов (за счет образования малорастворимых кристаллов

солей сульфата и сульфоната кальция); снижение вязкости нефти (за счет выделения тепла при взаимодействии кислоты с пластовой водой, температура в пласте может повышаться до 100 °С); растворение карбонатных компонентов серной кислотой, приводящее к образованию двуокиси углерода: на 1 т H_2SO_4 образуется до 0,4 т CO_2 , что способствует проявлению механизма вытеснения нефти углекислым газом, и к увеличению проницаемости поровых каналов. Основные технологии нагнетания водных растворов серной кислоты – закачка технической серной кислоты (93%-ной концентрации); закачка алкилированной серной кислоты (отходы химического производства). При нагнетании водного раствора серной кислоты коэффициент нефтеотдачи увеличивается до 11,2 %. Существенными недостатками этого метода являются гипсообразование, приводящее к выпадению гипса в скважинах, коррозия оборудования и разрушение цемента в пласте. Серная кислота активно реагирует с УВ ароматического ряда, а также с парафиновыми УВ. Продукты этих реакций в основном находятся в кислом гудроне, а полученные ПАВ способствуют увеличению фазовой проницаемости для воды, проталкиваемой вслед за оторочкой. На успешность осуществления этого метода большое влияние оказывает карбонатность коллекторов. Карбонаты, содержащиеся в пласте, позволяют нейтрализовать H_2SO_4 при ее подходе к добывающим скважинам. Последнее очень важно с точки зрения предотвращения коррозии добывающих скважин. Таким образом, содержание карбонатов определяет, в конечном итоге, концентрацию нагнетаемой в пласт оторочки кислоты.

Метод нагнетания водных растворов спирта разработан в ТатНИПИнефть. Основные механизмы вытеснения нефти водным раствором спирта (ацетона) следующие: поглощение связанной воды; поглощение воды, находящейся в межслоевом пространстве кристаллической решетки монтмориллонитовых глин; поглощение и вынос воды, приводящие к эффекту сжатия набухающих глин. Эти механизмы способствуют и увеличению относительной проницаемости по нефти. Однако эффект сжимаемости монтмориллонитовых глин обратимый. После прохождения оторочки спирта, если она продвигается по пласту водой, следует ожидать снижения проницаемости. Поэтому рекомендуется добавлять стабилизаторы глин в нагнетаемую воду вслед за оторочкой.

Мицеллярно-полимерное заводнение – это метод вытеснения нефти, основанный на последовательном нагнетании оторочки мицеллярного раствора или микроэмульсии (с очень низким межфазным натяжением) и оторочки водного раствора полимера. Оторочка полимера используется в качестве буфера подвиж-

ности для предотвращения прорыва незагущенной воды через высоковязкую оторочку мицелляра, языкообразования и размазывания оторочки мицелляра (рис. 5.30*). Метод был разработан и испытан в США и с 1962 г. находится в опытно-промышленной эксплуатации. Около 30 % всех терригенных залежей после процесса заводнения могут быть пригодны для применения этого метода. Основные его ограничения, препятствующие широкому применению: строгая, жесткая последовательность проведения сложных технологических операций; высокая чувствительность к геолого-физическим параметрам (минерализации, солености, пластовой температуре); высокие требования к качеству воды, используемой для приготовления реагента; высокая стоимость основных компонентов мицеллярных растворов – нефтяных сульфанатов и стабилизаторов спиртов. При мицеллярно-полимерном заводнении основной механизм вытеснения нефти заключается в том, что высоковязкий мицеллярный раствор резко снижает межфазное натяжение до сверхнизких значений ($0,001 \text{ мН/м}$). В результате этого устраняется действие капиллярных сил, и мицеллярный раствор как бы вбирает в себя воду и нефть. Повышенная вязкость мицеллярных растворов (которая изменяется от 10 до 2000 мПа·с) улучшает соотношение подвижностей нефти и вытесняющей жидкости и увеличивает коэффициент охвата пласта воздействием. Эффективность указанных механизмов вытеснения нефти резко снижается при наличии высокой концентрации солей кальция и магния в пластовой воде, а также в случае неоднородного строения нефтяных коллекторов. ПАВ могут образовывать мицеллы, которые облегчают смешивание нефти и воды. Этот процесс носит название солюбилизации – растворимости веществ (в том числе водонерастворимых) в растворах ПАВ из-за их внедрения внутрь мицелл. Солюбилизация характеризует способность самопроизвольного растворения веществ, в обычных условиях в растворителе нерастворимых. С ростом концентрации ПАВ солюбилизация УВ возрастает. С одной стороны, смесь, содержащая мицеллы, может определяться как микроэмульсия, так как в ней находятся диспергированные частицы субмикроскопического размера. С другой стороны, смесь обладает свойствами раствора – устойчивостью к осадкообразованию и оптической проницаемостью. Наиболее распространенный растворитель – вода, поэтому чаще всего встречаются мицеллы типа «нефть в воде». Основными компонентами, кроме ПАВ, воды и углеводородных жидкостей (газ, нефть, керосин), являются содгергент – спирт, который служит для стабилизации

*Рисунок помещен на цветной вкладке.

раствора, регулирования вязкости и улучшения процессов солюбилизации воды или нефти; электролит – хлорид натрия или сульфат аммония для регулирования вязкости раствора. В настоящее время используют в основном две технологии: нагнетание высококонцентрированных мицеллярных растворов, которые содержат 8–10 % сульфоната, 2–3 % стабилизатора и до 50–70 % УВ (размер оторочки 5–15 % объема пор); нагнетание малоконцентрированных водных мицеллярных растворов, которые содержат 2 % сульфоната, 3 % УВ и 0,1 % стабилизатора. Эти растворы не смешиваются с нефтью, хотя и обеспечивают сверхнизкое межфазное натяжение. Размер оторочки – 20–50 % размера пор.

ГАЗОВЫЕ МВ

На успешность применения газовых методов, а также качество нагнетаемого газа CO_2 в основном оказывают влияние глубина залегания (условие смесимости газовых агентов с пластовой нефтью), толщина и литология пласта. Пласт должен характеризоваться высокой приемистостью при значительных давлениях. Критерии применимости газовых методов приведены в табл. 5.11.

Метод нагнетания CO_2 основан на ее способности растворяться как в воде, так и в нефти. Использование двуокиси углерода для извлечения нефти началось с конца 40-х гг. и сейчас является одним из немногих МВ, который применяется в промышленной разработке залежей нефти. Вытеснение нефти при нагнетании двуокиси углерода происходит за счет изменения вязкости нефти и воды. Вязкость нефти в значительной степени уменьшается, в то время как вязкость воды незначительно увеличивается (в 1,2–1,3 раза). Это и приводит к существенному улучшению соотношения подвижностей нефти и воды; увеличению охвата пласта на 8–20 %; увеличению объема нефти в 1,5–1,7 раза (за счет ее обогащения углекислым газом), и это способствует эффективному вытеснению нефти и доотмыву остаточной нефти. Особенно сильно сказывается увеличение объема нефти при разработке залежей легкой нефти. Под смешиваемостью понимается способность CO_2 и нефти смешиваться в неограниченной пропорции и образовывать единую фазу с отсутствием поверхности раздела между ними. В двуокиси углерода могут растворяться УВ от C_6 до C_{30} , что важно для разработки высоковязких тяжелых нефтей. При этом происходит увеличение проницаемости пород: для песчаников она увеличивается на 5–15 %, а для карбонатов на 6–75 %. Наиболее существенными факторами,

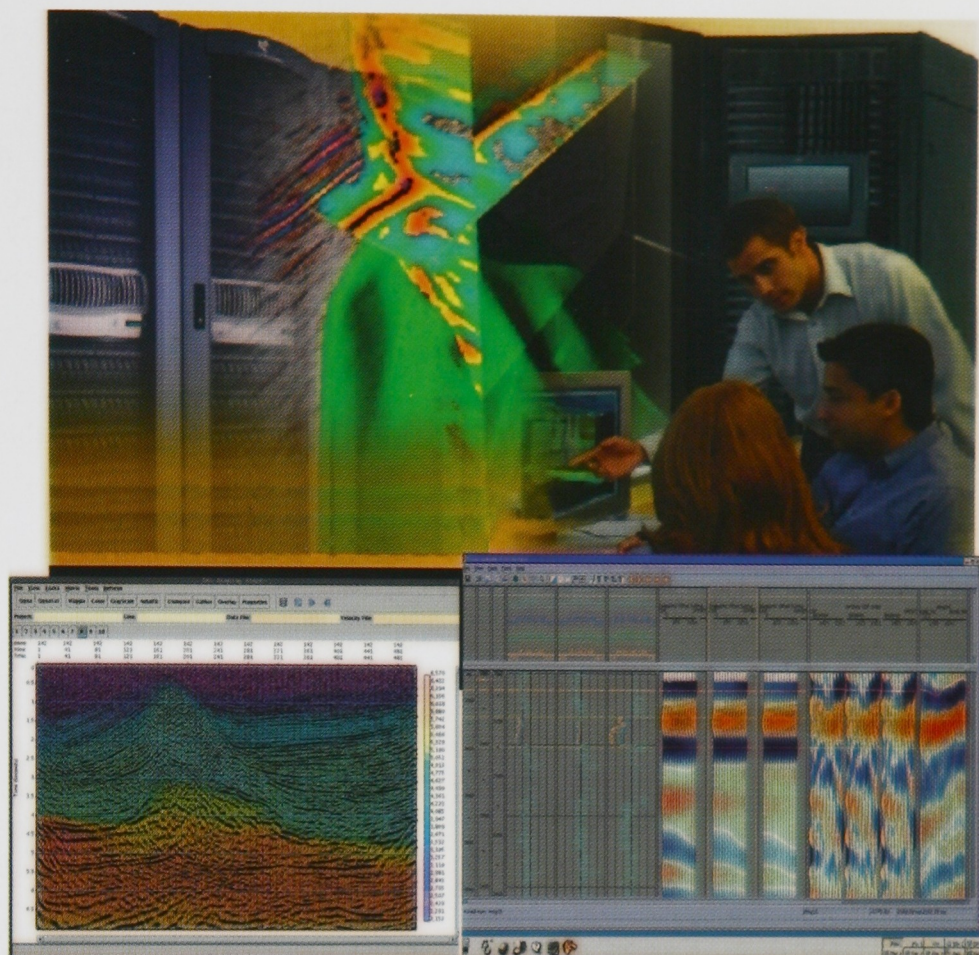


Рис. 1.1. Центр принятия решений в реальном времени по поиску и разведке

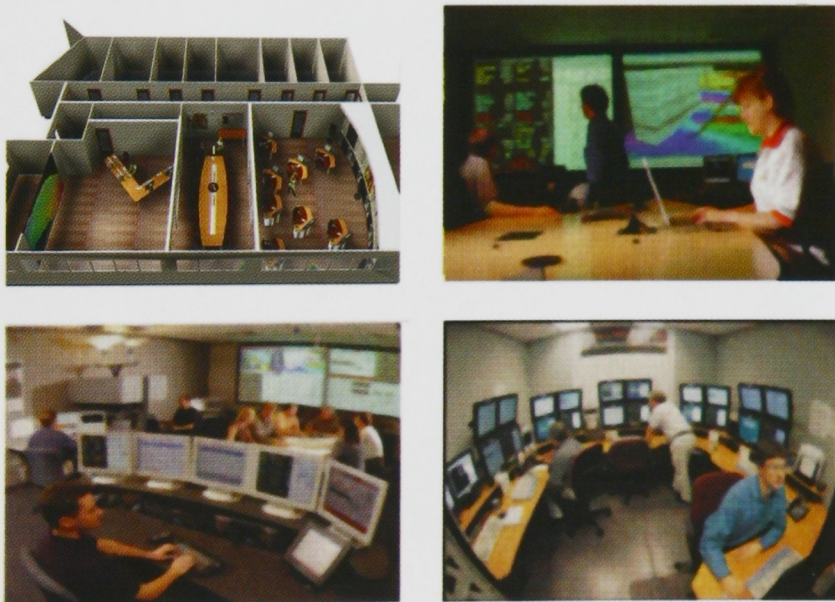


Рис. 1.2. Центры бурения и заканчивания, работающие в реальном времени

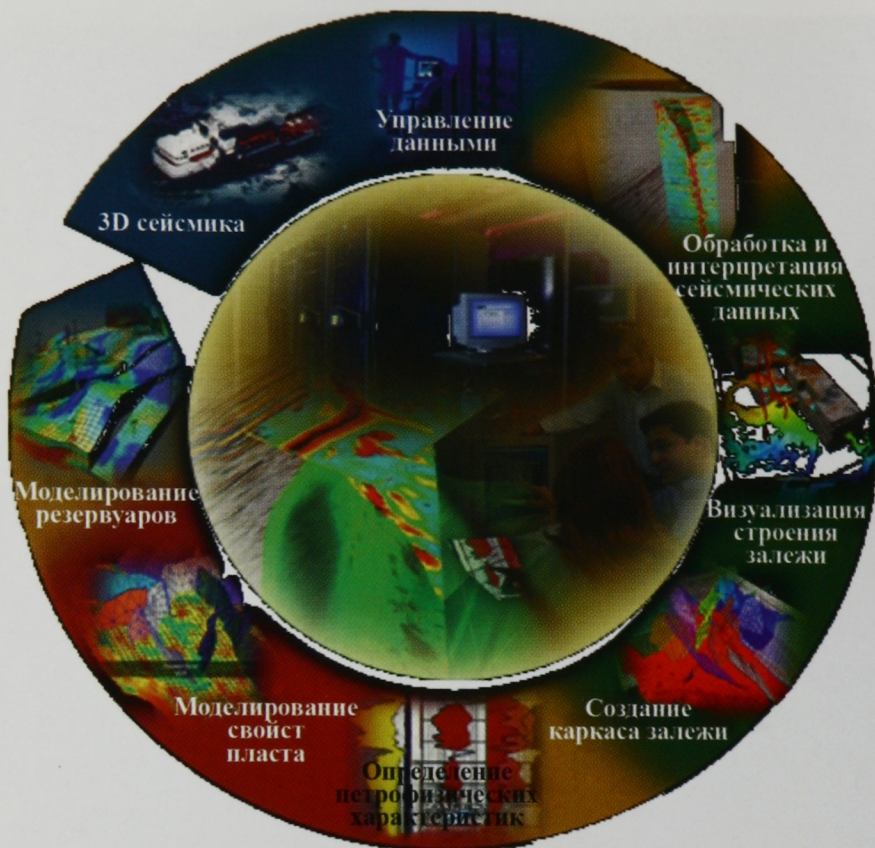


Рис. 1.3. Центры поиска и разведки, работающие в реальном времени.
 Снижение на 50 % временных затрат на поисково-разведочное бурение; повышение на 50 % качества поисково-разведочных работ; обработка сейсмической информации и интерпретация в режиме реального времени; открытые стандарты для системной интеграции; распределенный доступ и сотрудничество; визуальная интеграция и инновация

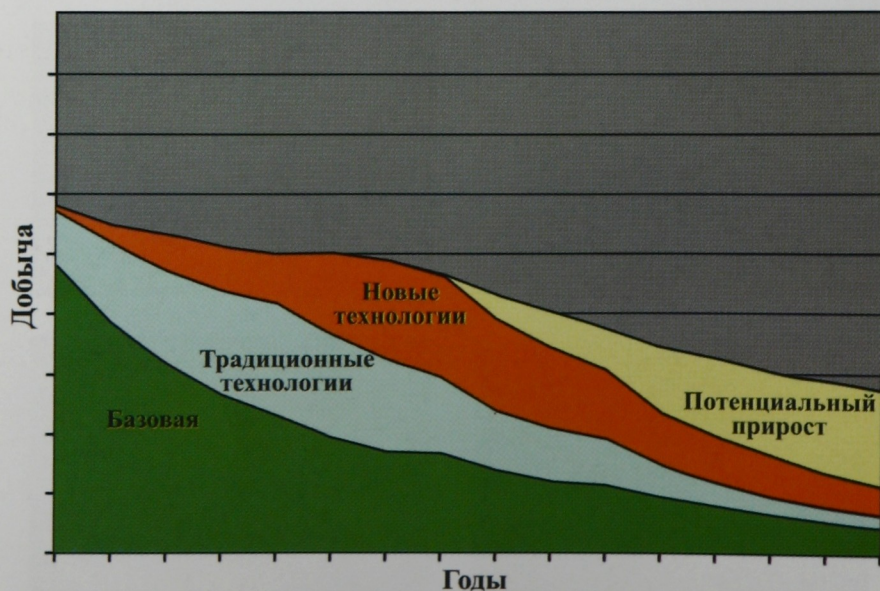


Рис. 1.4. Увеличение добычи нефти на месторождениях Северного моря при использовании инновационных технологий (компания BP, Великобритания)

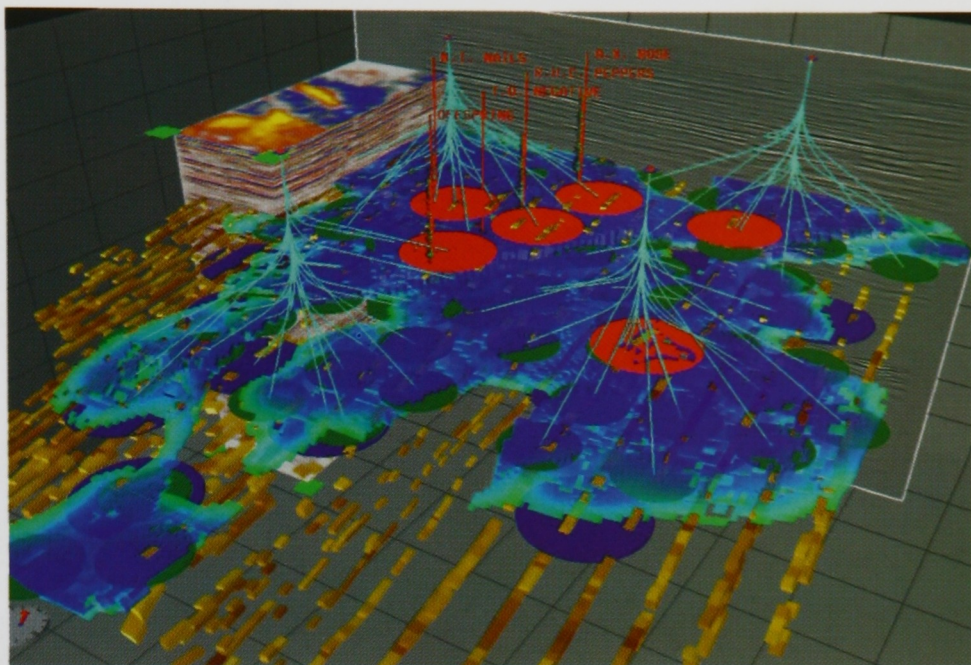


Рис. 1.5. Виртуальное месторождение

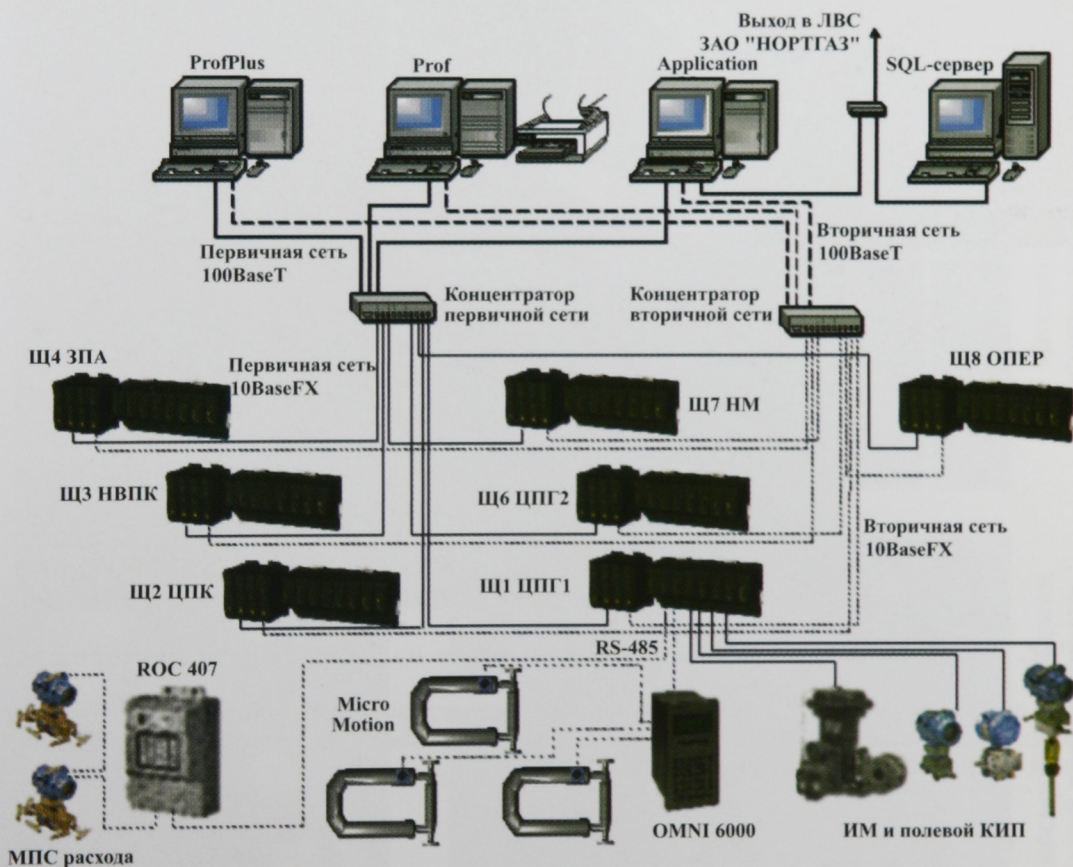


Рис. 1.6. Структурная схема АСУТП УКПГ СУ ГKM:

ЗПА — цех запорно-переключающей арматуры; НВПК — насосная внешней перекачки конденсата; ЦПК — цех подготовки конденсата; ЦПГ 1, 2 — цеха подготовки газа; НМ — насосная метанола; ОПЕР — операторная



Рис. 1.8. Совместная разведка и разработка на виртуальном месторождении.

3D визуализация увеличивает успешность разведки; интегрированный сценарий разработки снижает риски; компьютеризация способствует успешности совместной разведки и разработки

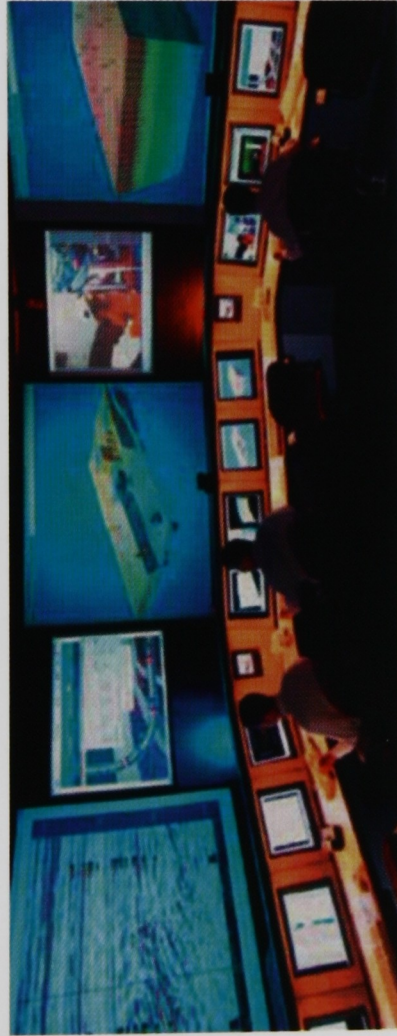
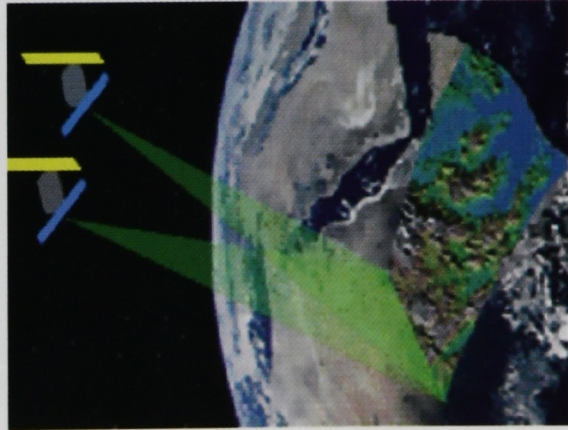
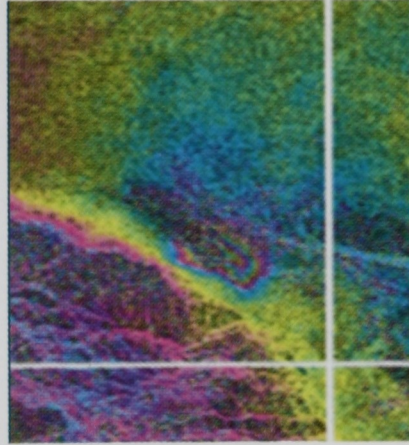


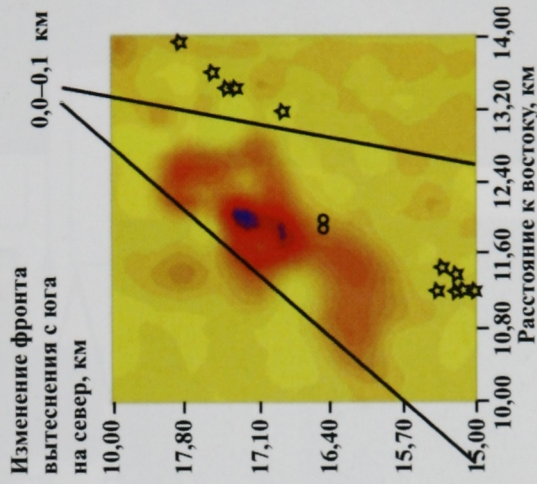
Рис. 1.9. Виртуальное пространство по принятию решения



Аэрокосмическая съемка
высокой разрешимости



Интерпретация
космических снимков



Мониторинг фронта
заводнения

Рис. 1.11. Аэрокосмический контроль за разра-
боткой.
Ярким красным цветом изменения фронта показана
обводненная область вытеснения с юга на север

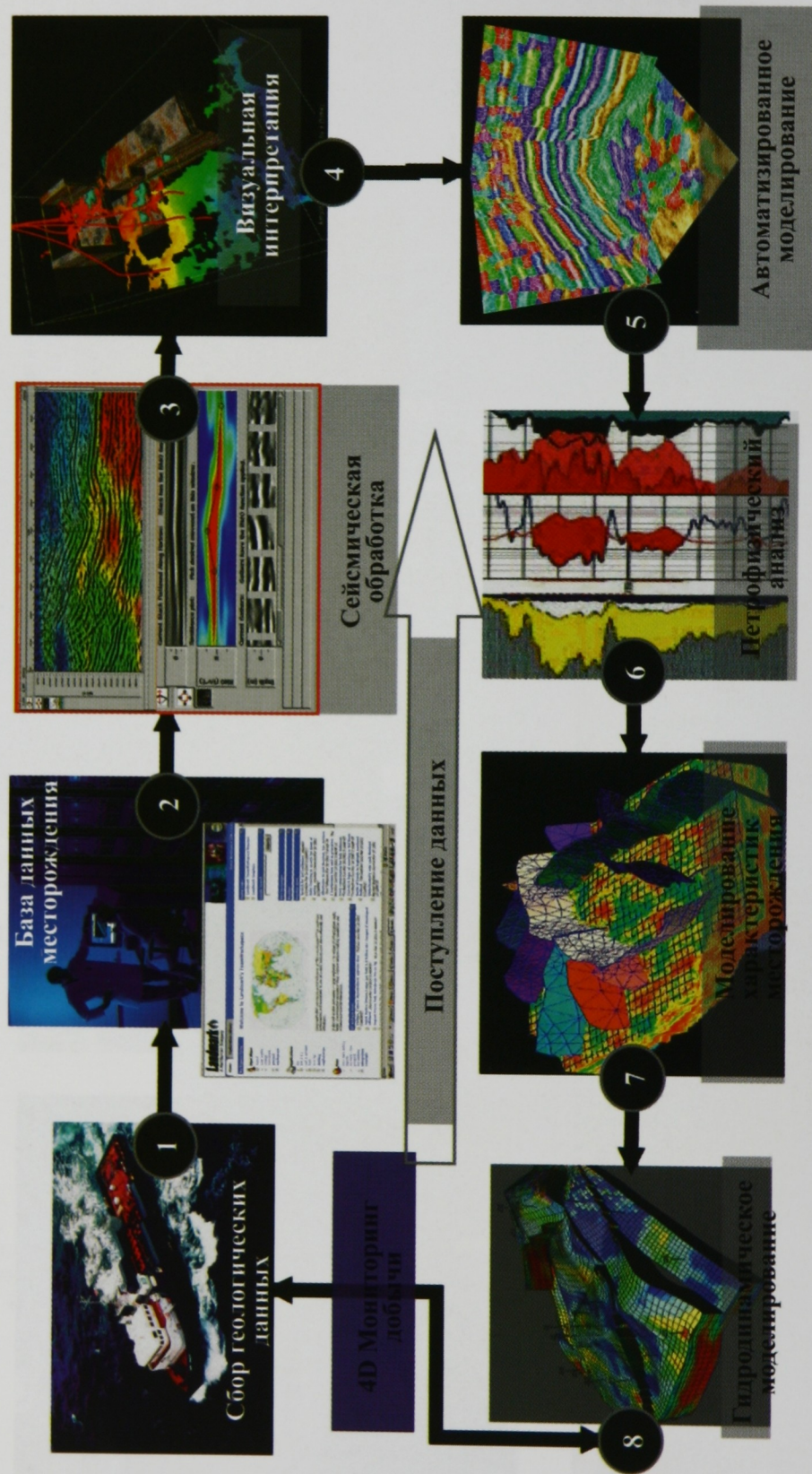


Рис. 4.2. Технология изучения месторождения

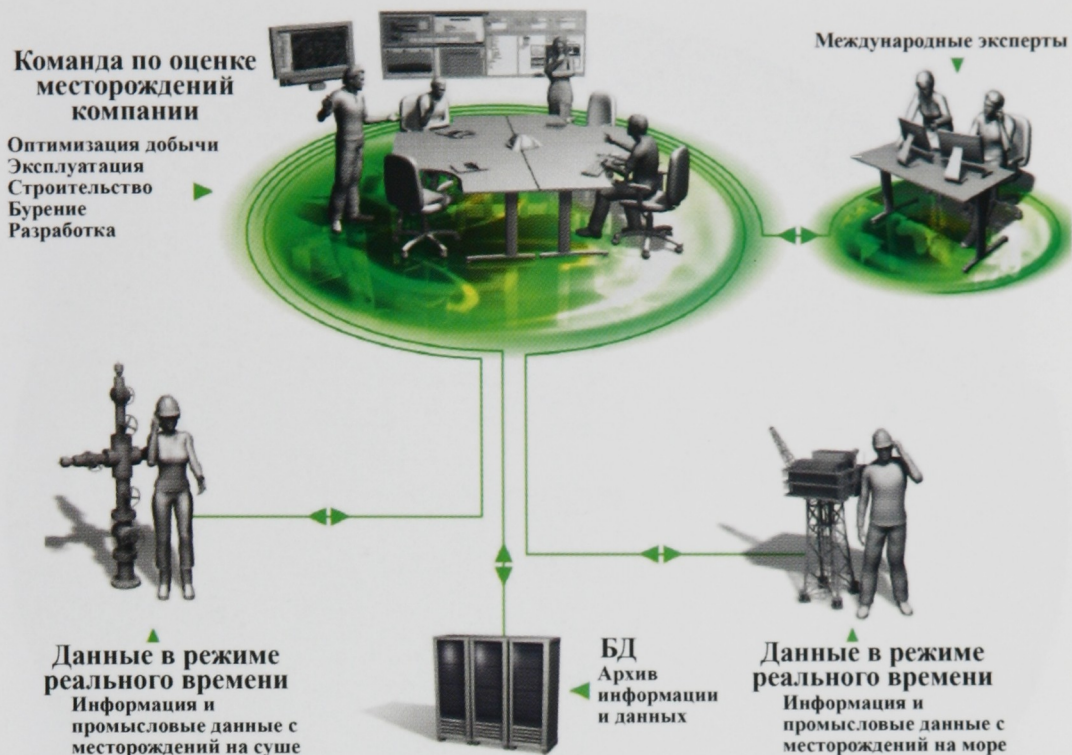


Рис. 5.3. Современная разработка



Рис. 5.5. Центр принятия решений в режиме реального времени по разработке месторождения



Рис. 5.6. Центр эксплуатации месторождения в режиме реального времени

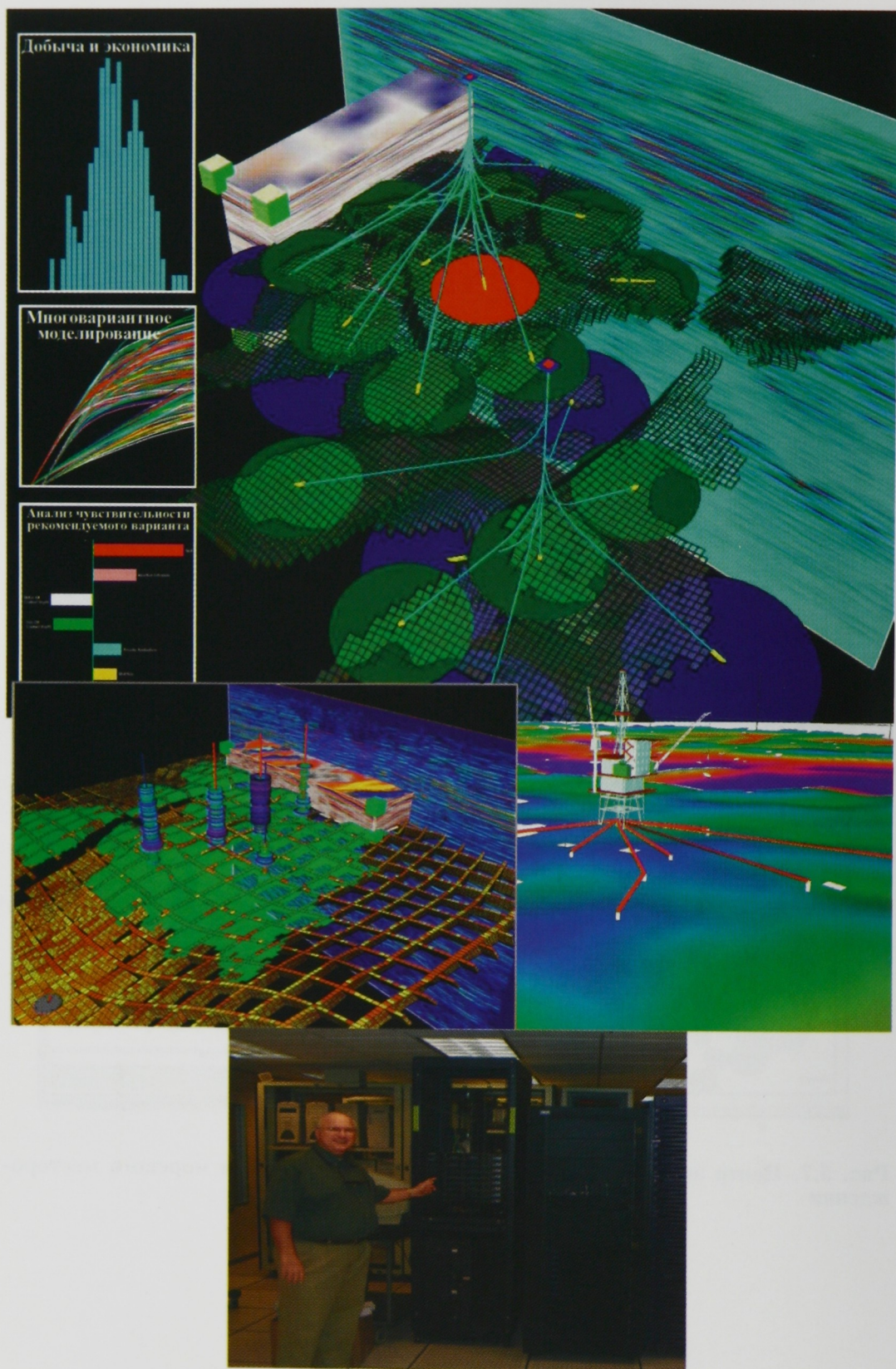


Рис. 5.8. Система принятия решений

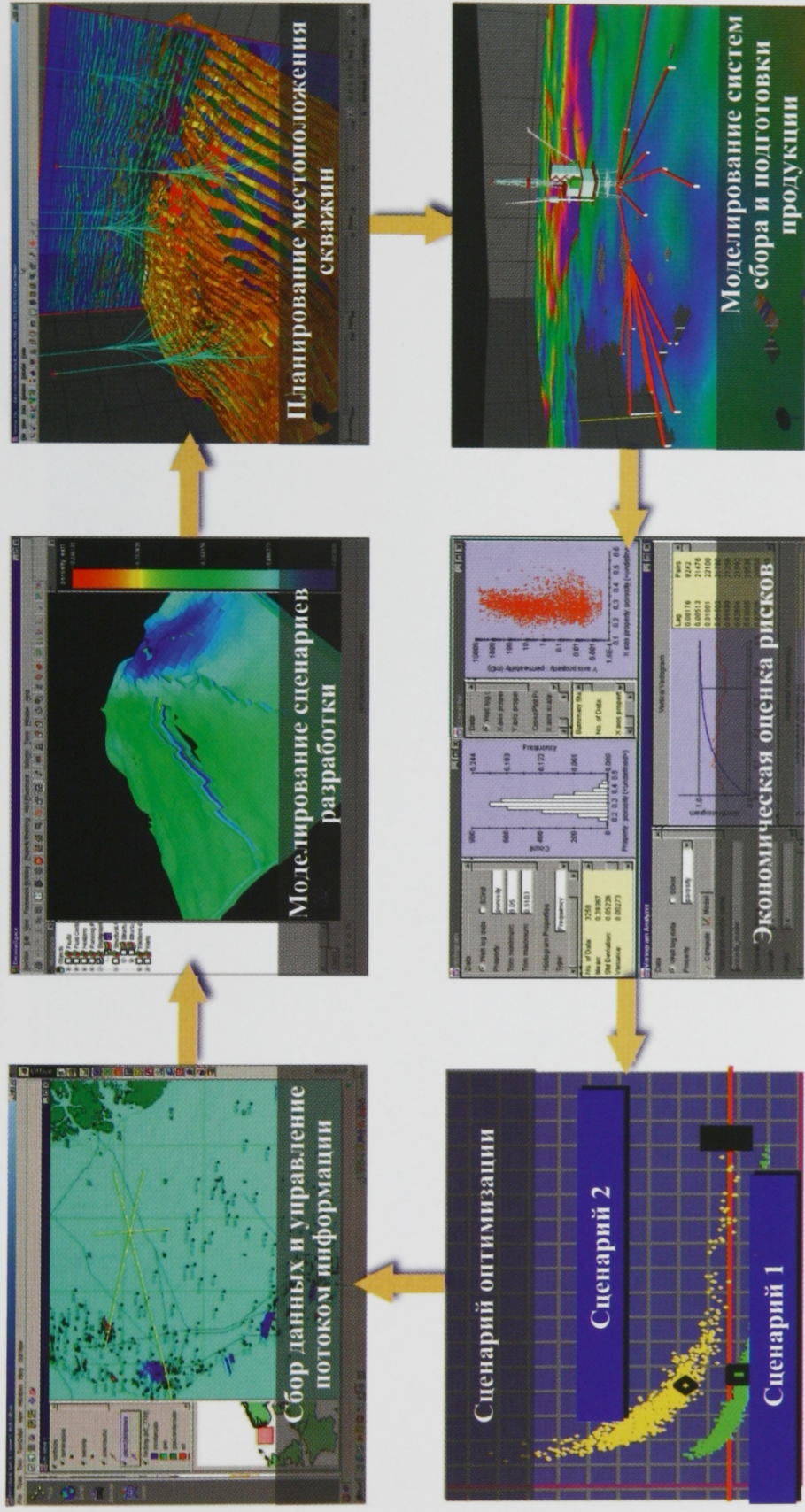


Рис. 5.9. Система принятия решений. Цель - сокращение времени технологического цикла

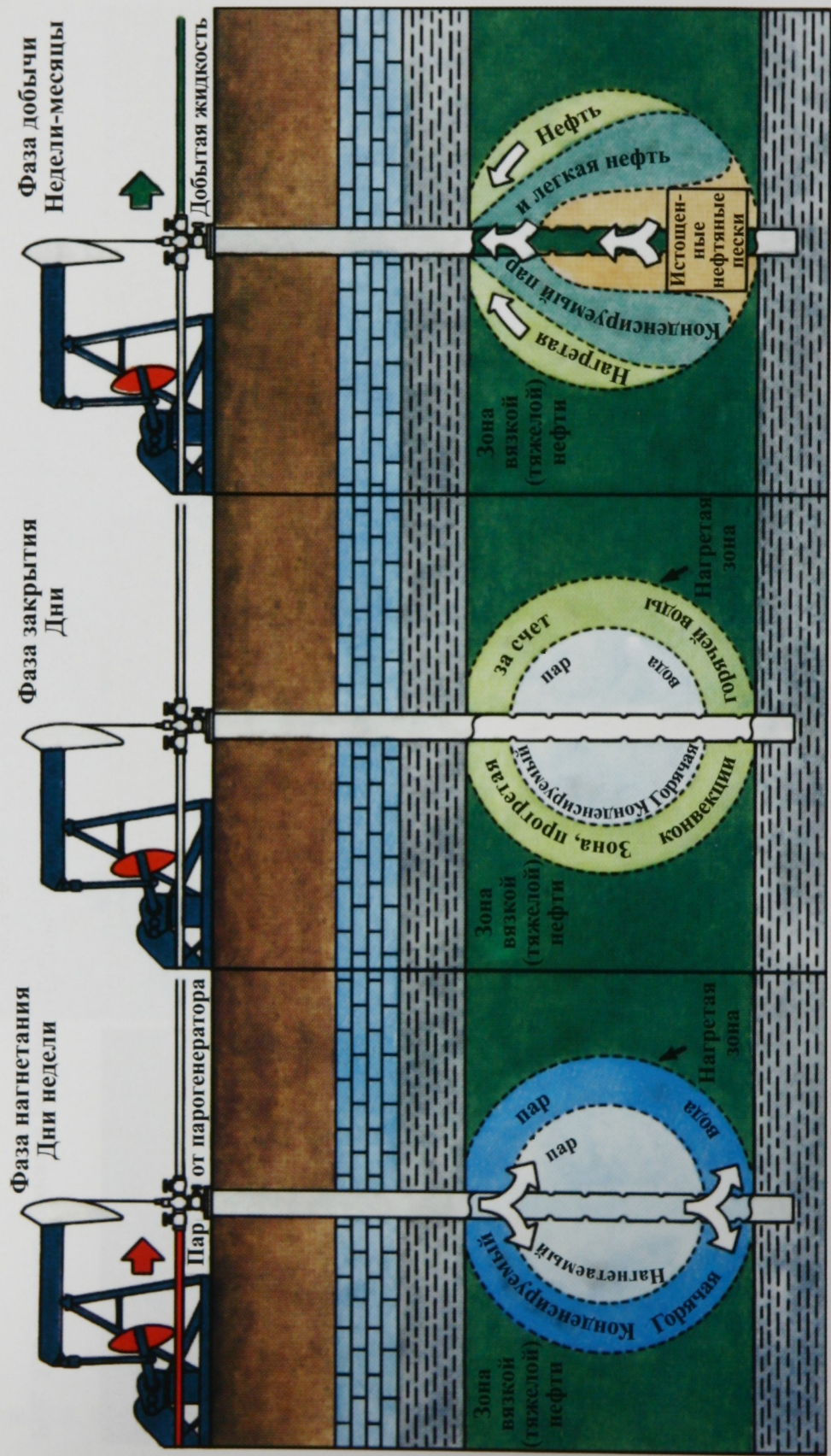


Рис. 5.24. Схема пароциклической обработки скважин

Компрессор для
нагнетания воздуха

Нагнетательная
скважина

Добывающая
скважина
(нефть, вода
и газы горения)

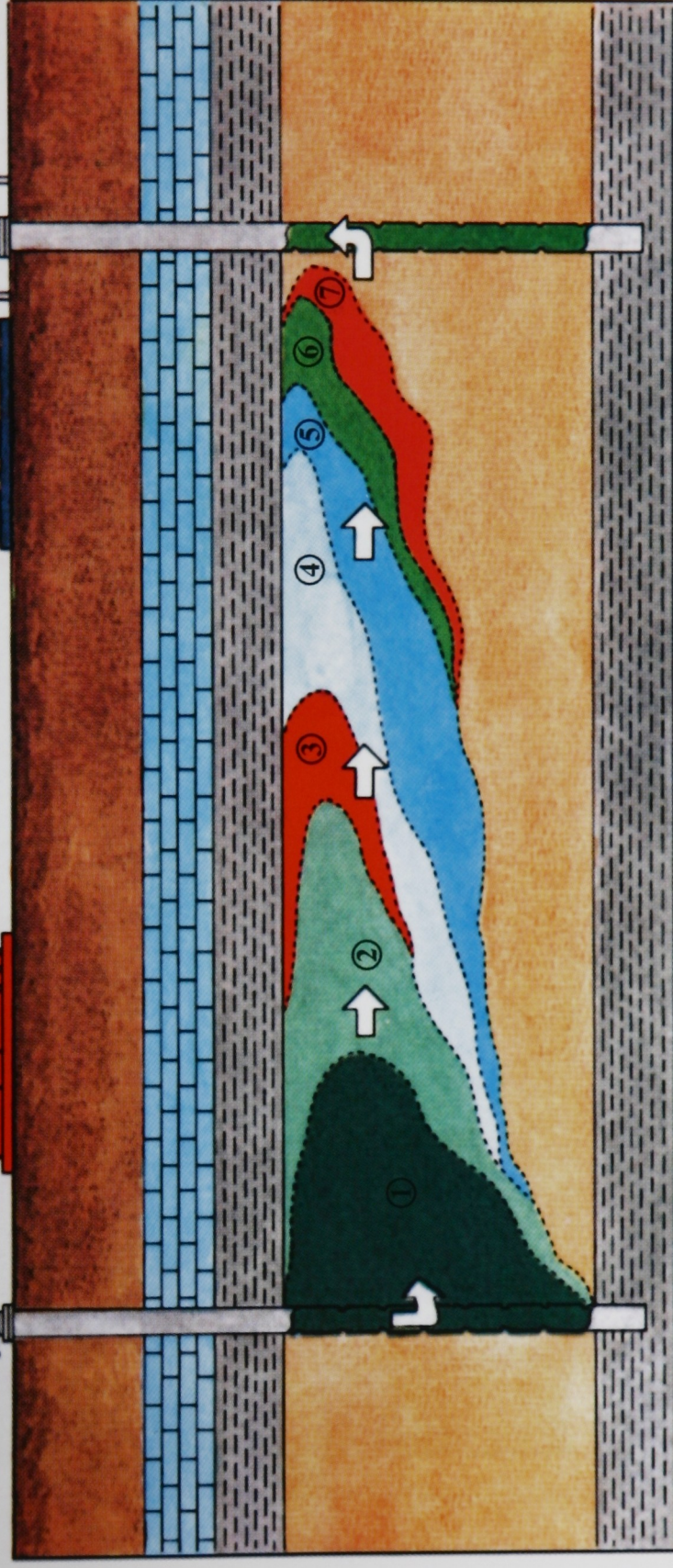


Рис. 5.25. Характерные зоны при внутрипластовом горении:

1 — выжженная зона (зона фильтрации рабочих агентов — воды и воздуха); 2 — зона фильтрации воздуха и испаренной воды; 3 — зона и фронт горения (300–650 °C); 4 — паровая зона; 5 — зона конденсации и горячей воды (на 10–100 °C выше начальной пластовой температуры); 6 — нефтяной вал (температура близка к первоначальной); 7 — газы горения

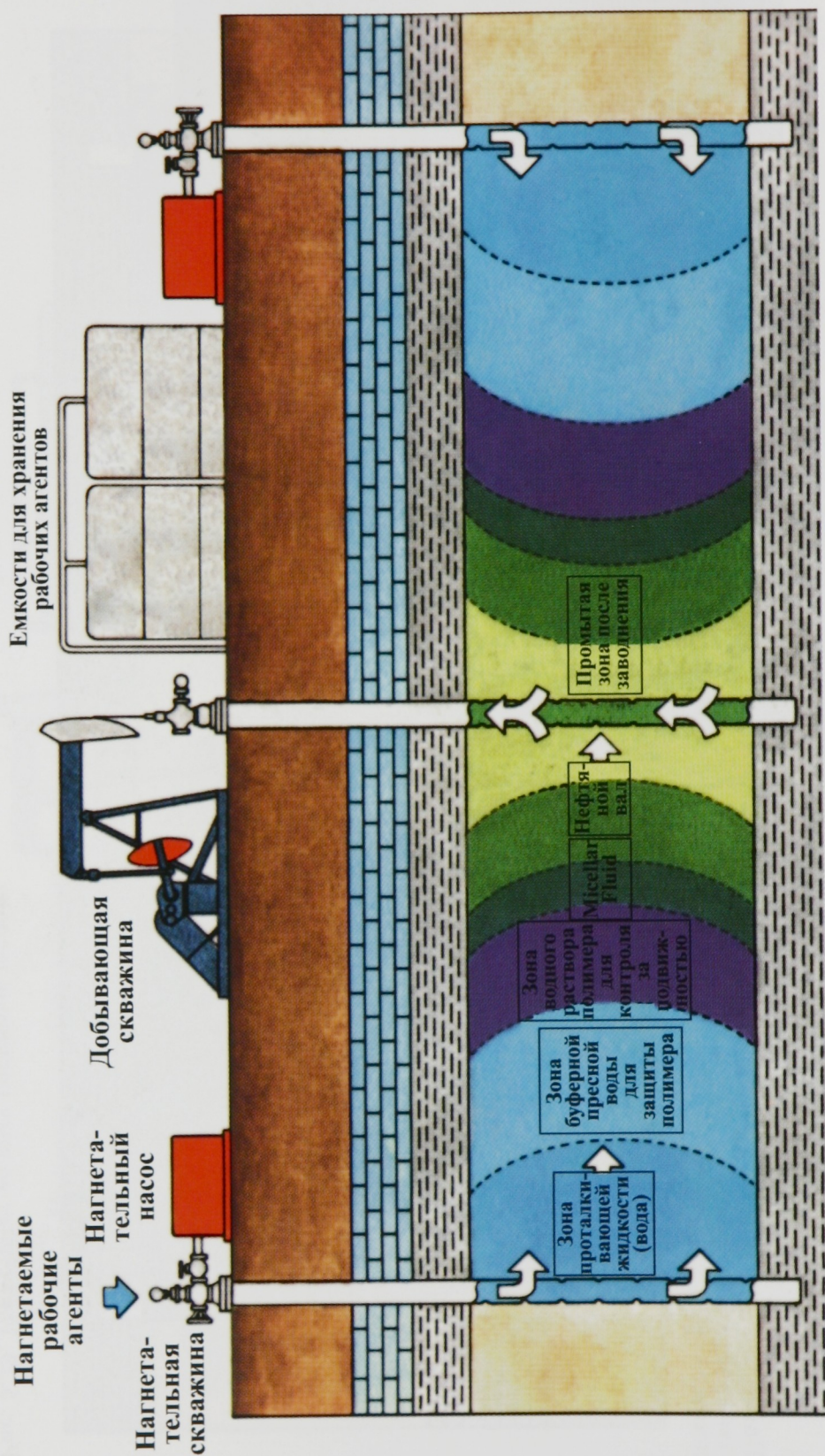


Рис. 5.30. Мицеллярно-полимерное заводнение

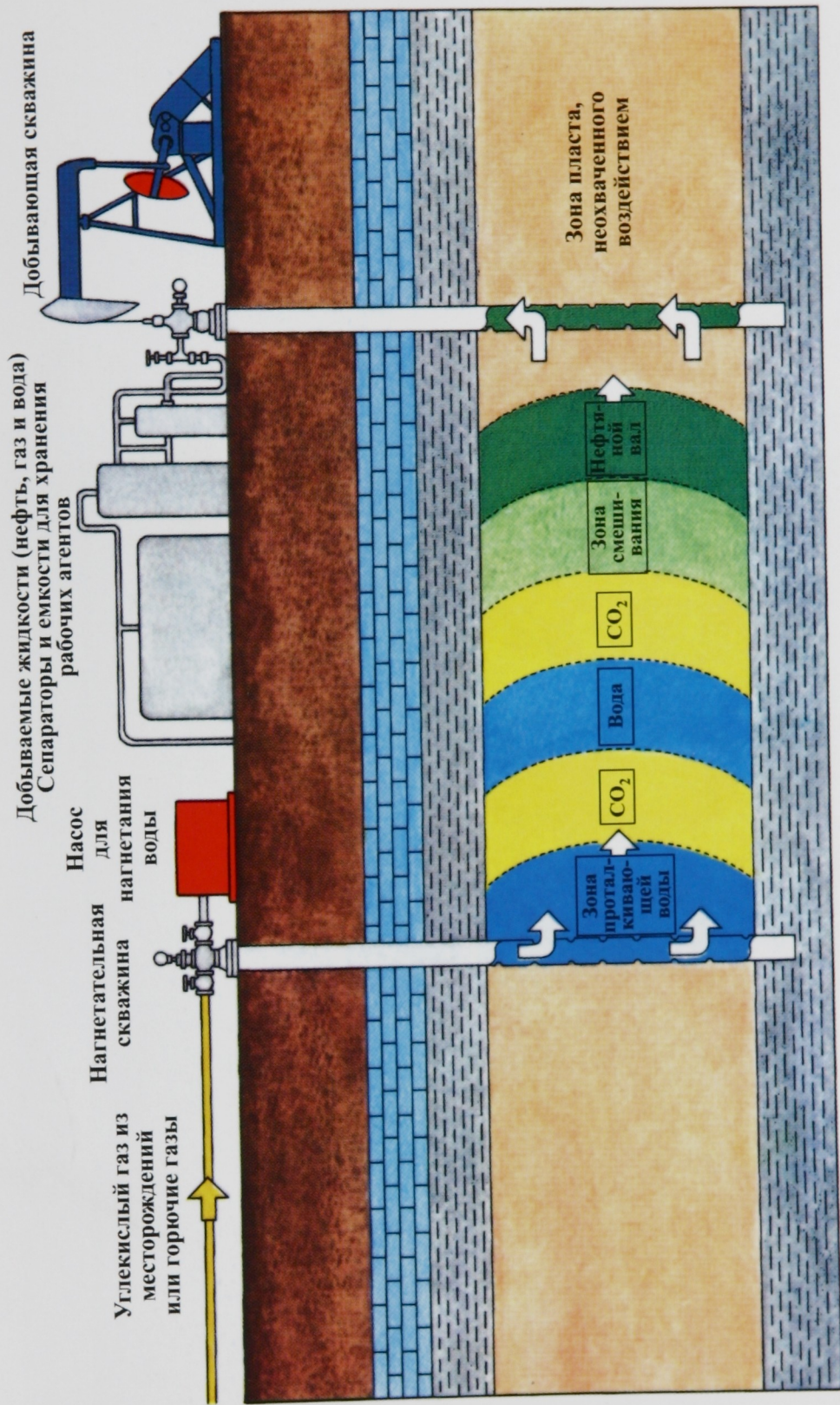


Рис. 5.31. Схема смешивающегося вытеснения нефти водной оторочкой CO_2

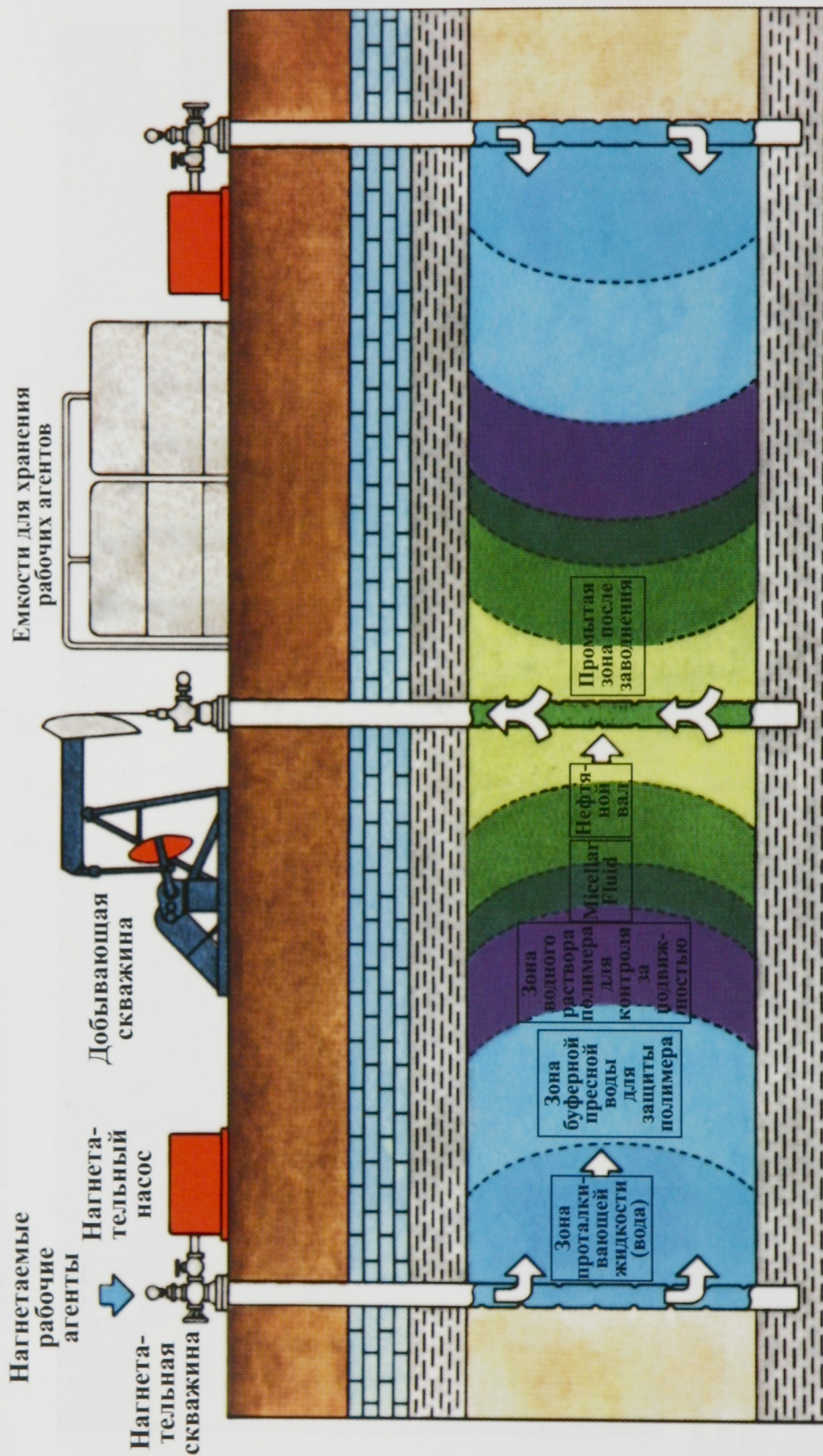


Рис. 5.30. Мицеллярно-полимерное заводнение

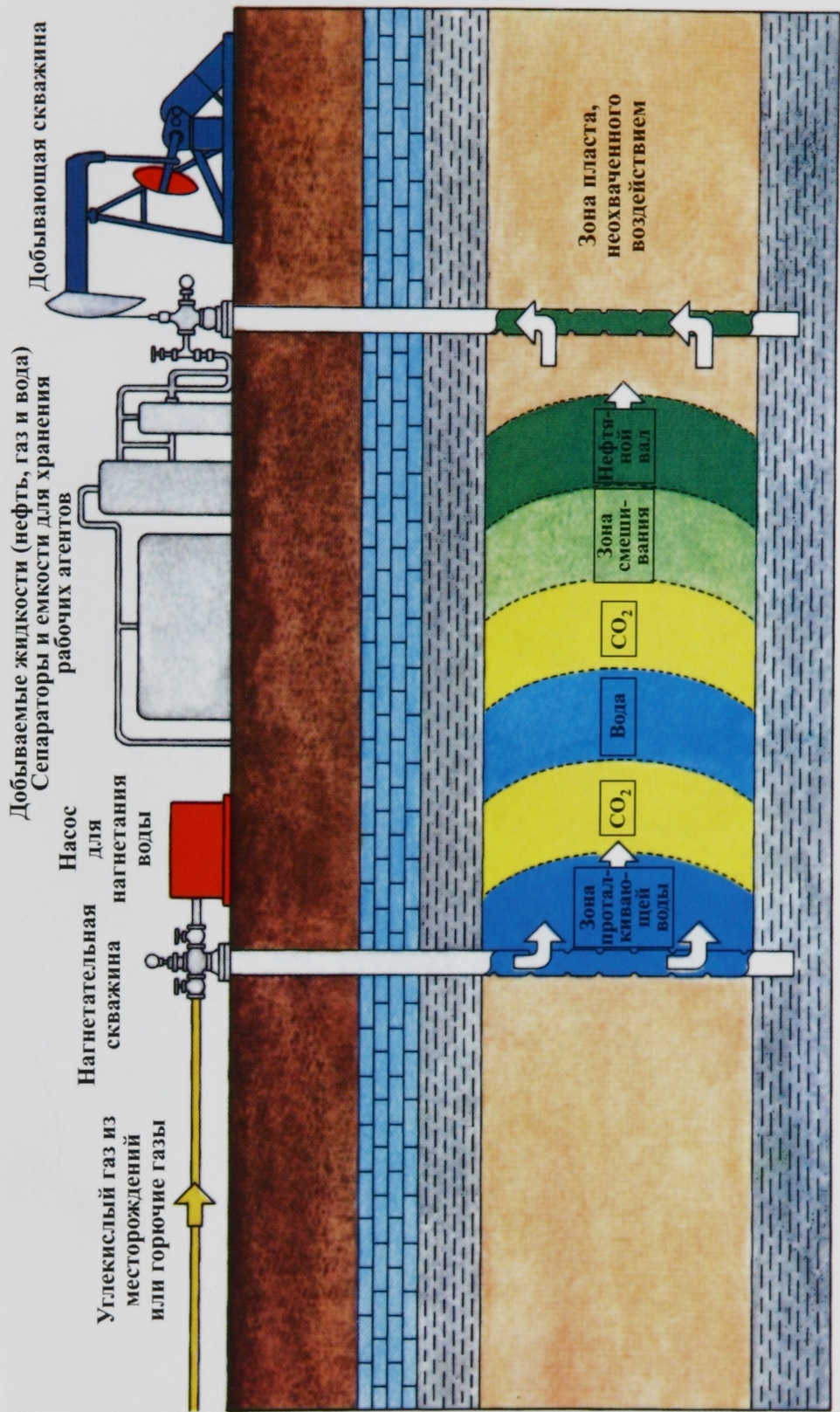
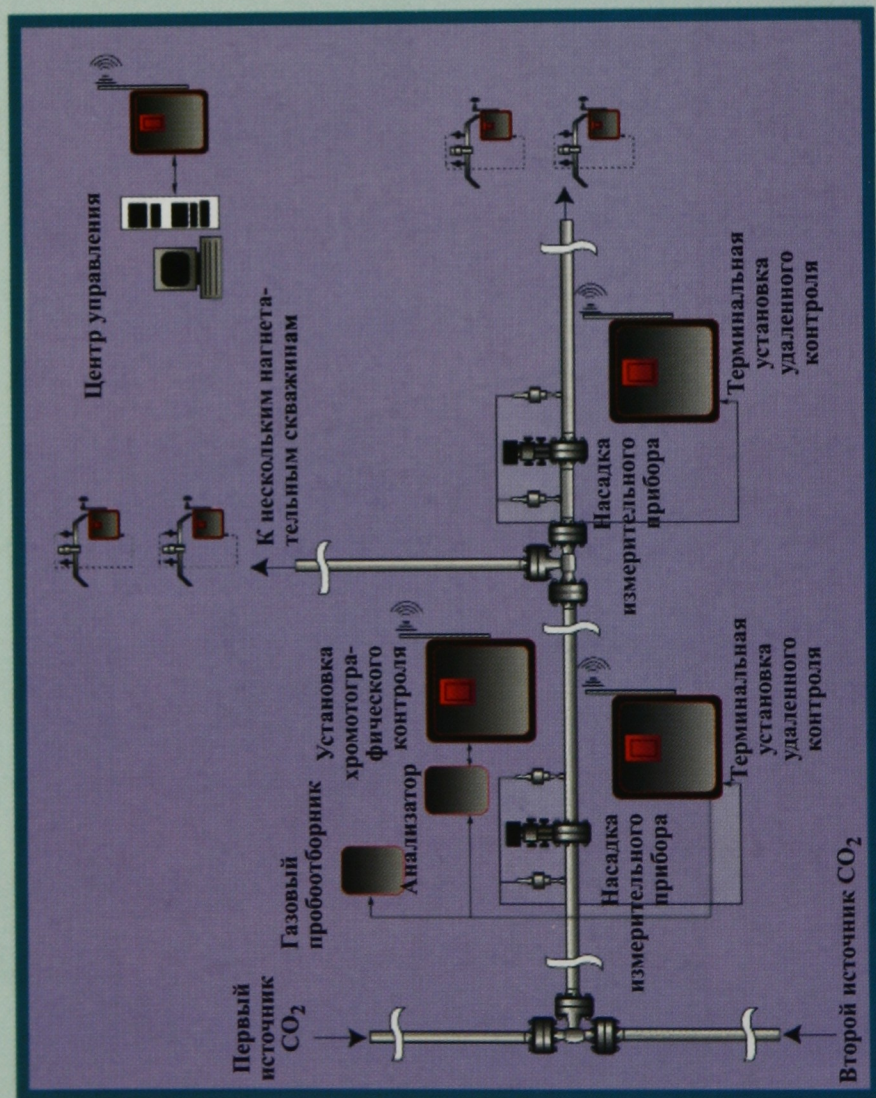


Рис. 5.31. Схема смешивающегося вытеснения нефти водной оторочкой CO₂

Рис. 5.32. Интеллектуальный промысел по нагнанию смешивающихся оторочек CO_2 на месторождении По-стле



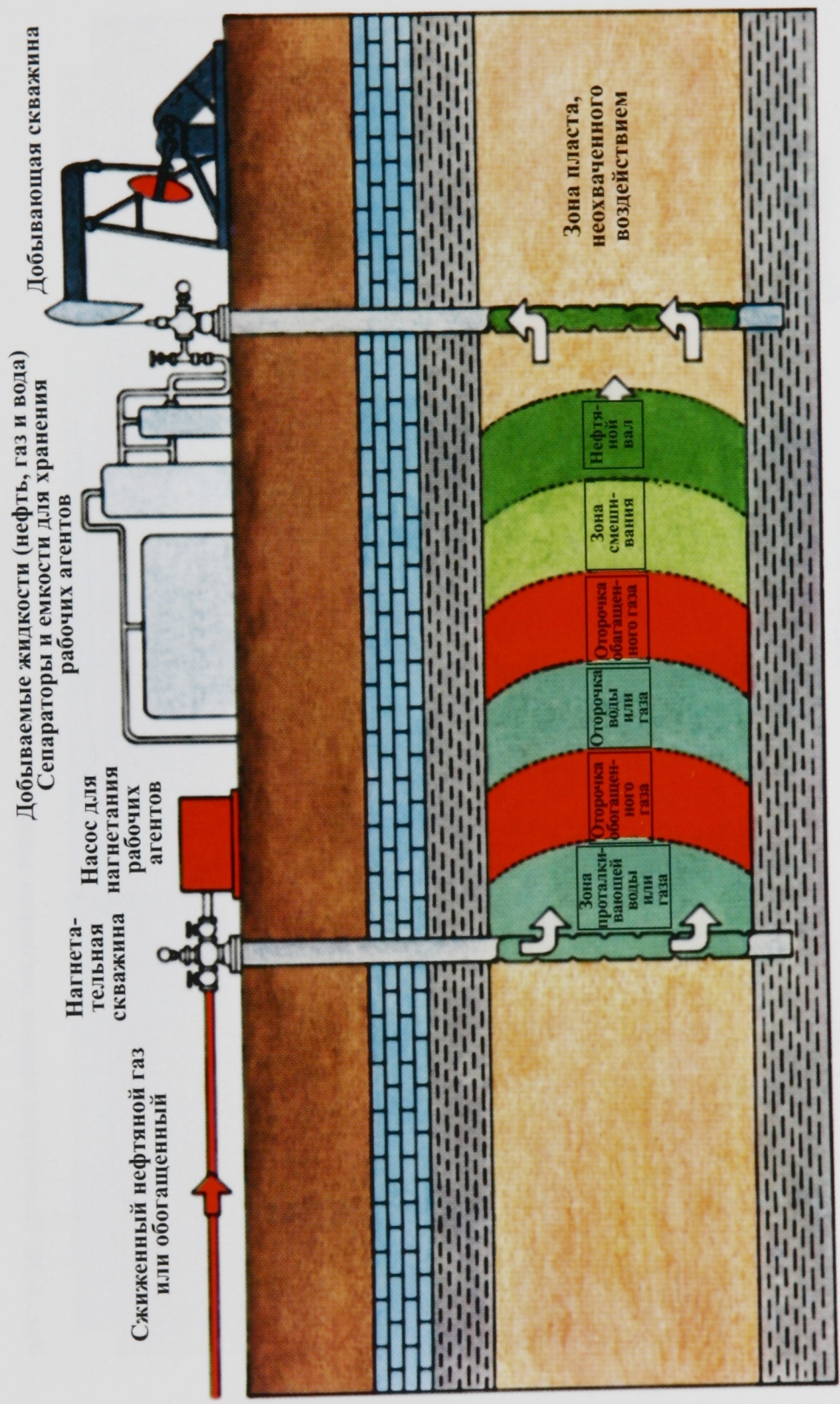


Рис. 5.35. Схема нагнетания смешивающихся оторочек природного газа

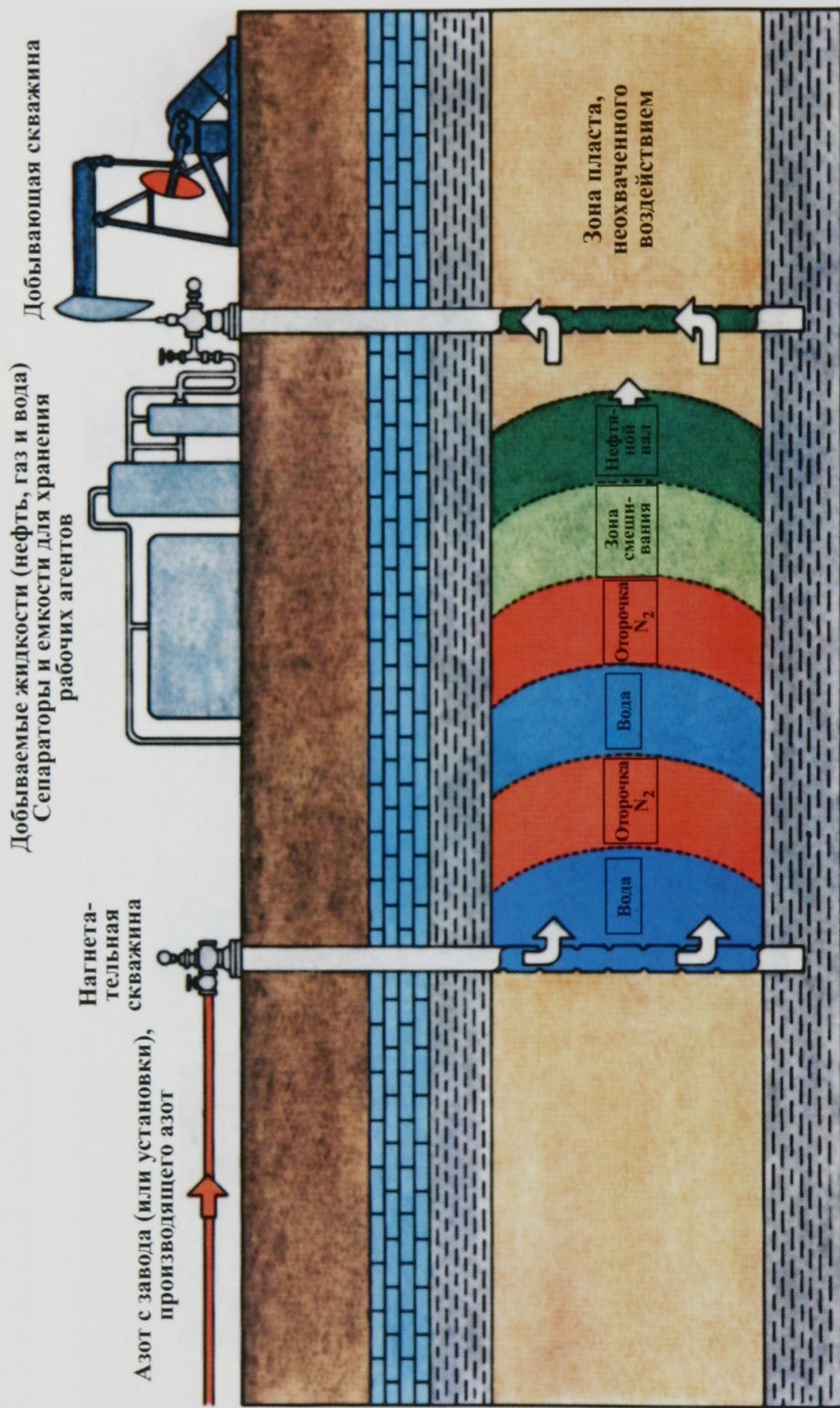


Рис. 5.36. Нагнетание водных растворов азота



Рис. 6.1. Карбонатные провинции

Описание керна:

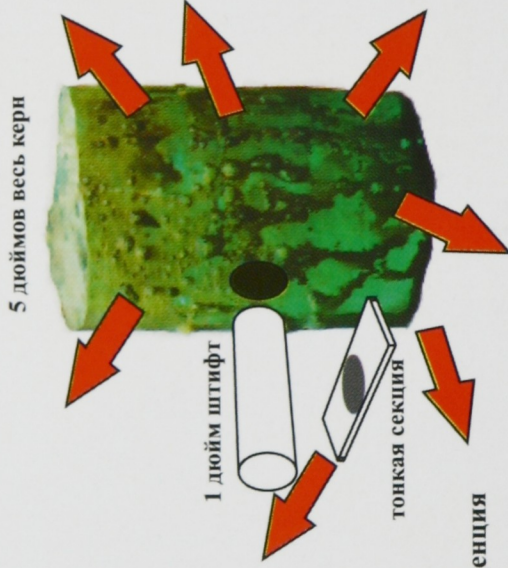
- текстура
- фауна, флора
- седиментология
- стратиграфия
- структура (трещины и т. д.)
- измерения проницаемости
- биостратиграфические данные

Тонкосекционная петрография:

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

Минералогия:

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



Анализ керновых штифтов:

- пористость, проницаемость
- плотность зерен
- насыщенность флюидами
- нагнетание ртути 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

Сейсмика:

- калибровка каротажной информации
- калибровка сейсмических отражений

Рис. 6.3. Карбонатные керновые данные

Структурная		Неструктурная		Смешанная	
	Межчастичная		Трещинная		Брекчатая
	Внутричастичная				
	Межкристаллическая		Канальная		Просверленная
	Формовая		Пустотная		Норковая
	Проемная				
	Подкровельная		Каверная		Усушенная
	Растущей структуры				

Рис. 6.4. Классификация карбонатной пористости (Р. Choquette и L. Pray, 1970)

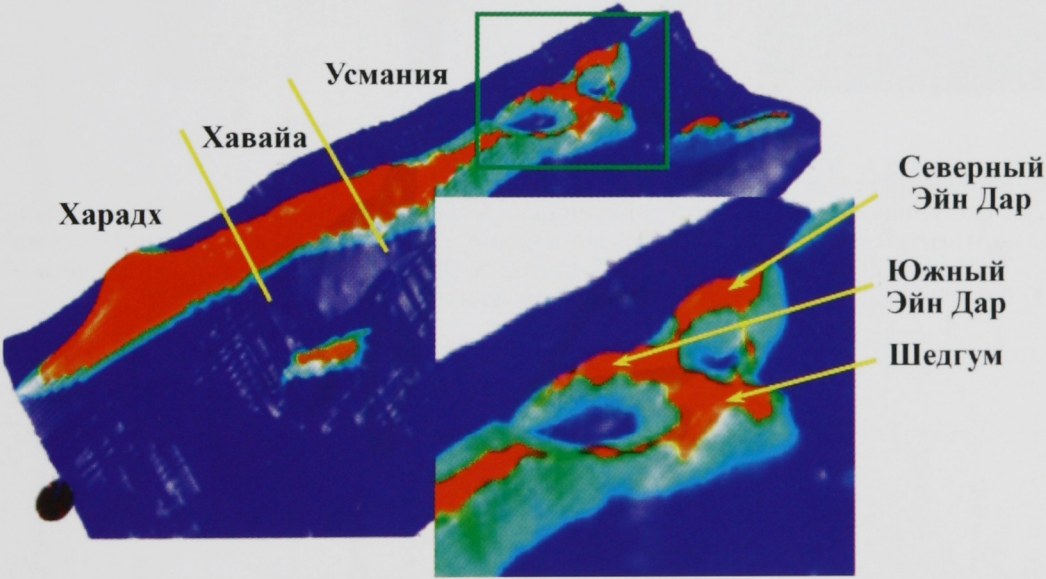


Рис. 6.12. Схема распределения текущей нефтенасыщенности на месторождении Гхавар на 2004 г.
 Насыщенный красный цвет — зоны месторождения с насыщенностью близкой к начальной; голубой — промытая зона; красным цветом — чисто-водяная зона. Крупным планом выделена северная часть месторождения, площади «Ain Dar» и «She-dgum»

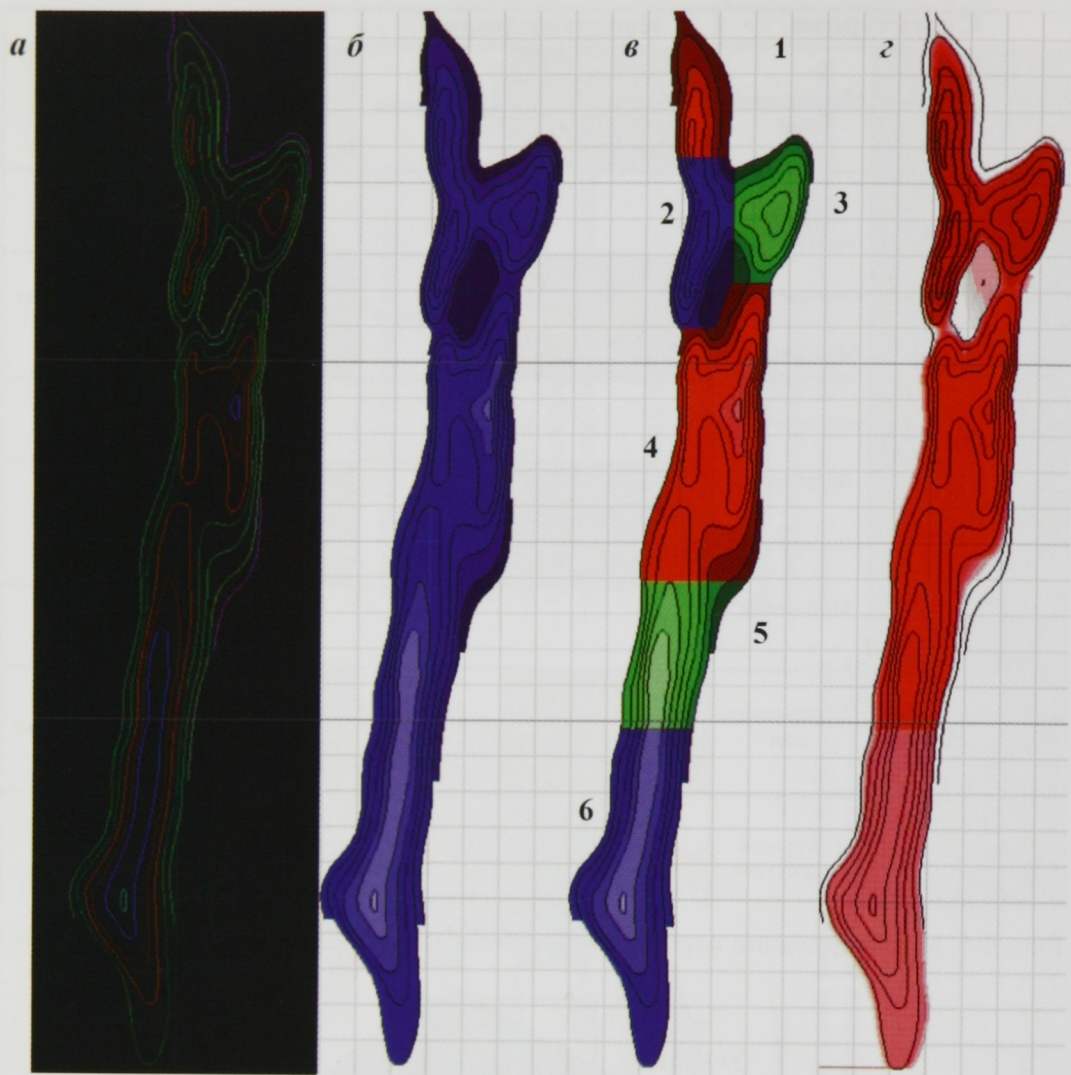


Рис. 6.13. Карты месторождения Гхавар:

a — структурная; *б* — цветная структурная; *в* — размещения площадей; *г* — удельных плотностей начальных запасов. На карте *a*: самая глубокая — розовая изогипса — 6750 футов = 2058,8 м, шаг 250 футов = 76,4 м, изогипса голубого цвета — 5000 футов = 1525 м, последняя замкнутая изогипса 6000 футов = 1830 м

Таблица 5.11

Критерии применимости газовых методов воздействия

Параметры	Единица измерения	Азот смешивающийся	Азот не-смешивающийся	CO ₂ смешивающийся	CO ₂ не смешивающийся	Углеродные растворители	Газ высокого давления
Тип породы	—	т п	т п	т п	т, к п	т п	т п
Тип коллектора	—	0,0001–3	0,005–3	0,0001–3	0,005–3	0,005–3	0,0001–3
Проницаемость	мкм ²	0,04–0,35	0,04–0,35	0,04–0,35	0,04–0,35	0,04–0,35	0,04–0,35
Пористость	д. ед.	0,25–1	0,5–1	0,25–1	0,5–1	0,4–1	0,4–1
Нефтенасыщенность	д. ед.	нд	нд	нд	нд	0–0,3	0,0–0,2
Связанная вода	д. ед.						
Толщина	м	6–30	6–30	6–30	6–30	6–40	6–15
Толщина водонасыщенной зоны	м	0–3	0–3	0–3	0–3	0–3	0–3
Толщина покрывающих пород	м	3–100	3–100	3–100	3–100	3–100	3–100
Давление	МПа	35–55	5–55	8–55	5–55	5–55	25–55
Температура	°С	20–200	20–200	20–200	20–200	20–200	20–200
Угол падения	град.	0–90	0–5	0–90	0–5	0–5	0–90
Глубина залегания	м	2200–6000	360–6000	900–6000	700–6000	400–6000	800–7000
Плотность	кг/м ³	650–880	650–920	650–880	650–1000	650–880	650–880
Вязкость	мПа·с	0,01–25	0,4–10	0,01–12	10–1000	0,1–50	0,4–10
Кислотное число	мг/г	нд	нд	нд	нд	нд	нд
Азотистые соединения	д. ед.	0–0,02	0–0,02	0–0,02	0–0,02	0–0,02	0–0,02
Содержание парафина	д. ед.	нд	нд	0,0–0,3	0,0–0,3	нд	нд
Содержание асфальтенов	д. ед.	нд	нд	0,0–0,1	0,0–0,1	нд	нд
Содержание смол	д. ед.	нд	нд	0,0–0,15	0,0–0,15	нд	нд
Содержание цемента	д. ед.	нд	нд	нд	нд	нд	нд
Содержание глин	д. ед.	0,0–0,05	0,0–0,05	0,0–0,05	0,0–0,05	0,0–0,05	0,0–0,05

влияющими на успешность применения метода CO_2 , являются вязкость пластовых жидкостей, небольшая нефтенасыщенность и гетерогенность пласта. Если CO_2 находится в газовой фазе, то она растворяется в воде и нефти и, наоборот, если CO_2 находится в жидкой фазе, то вода растворяется в углекислом газе, а легкие компоненты нефти переходят в газовую фазу. Механизм вытеснения нефти CO_2 имеет свои особенности в зависимости от того, является процесс вытеснения смешивающимся или несмешивающимся. В случае несмешивающегося вытеснения коэффициент вытеснения нефти ниже, чем при смешивающемся вытеснении. Вследствие того, что в пласте имеет место трехфазная фильтрация, характеризующаяся повышенным фильтрационным сопротивлением, коэффициент охвата пласта воздействием выше при полном смешивании. Целесообразность применения несмешивающегося вытеснения нефти CO_2 обусловлена более низкой стоимостью процесса и требуемым давлением нагнетания. В процессе смешивающегося вытеснения нефти двуокисью углерода происходит ее растворение в нефти и воде (рис. 5.31*). В первом случае происходит набухание нефти, уменьшение ее вязкости и улучшение подвижности и капиллярного впитывания воды пористой средой. Во втором случае несколько возрастает вязкость воды и уменьшается ее подвижность, снижается поверхностное натяжение на границе раздела фаз нефть – вода. Природный газ и азот, закачиваемые вместе с CO_2 , ухудшают условия смешиваемости. Метод нагнетания CO_2 эффективно реализуется на месторождениях США и в настоящее время по уровню добычи нефти занимает третье место после метода закачки пара и полимерного заводнения. На рис. 5.32* показан интеллектуальный промысел по нагнетанию оторочек водных CO_2 на месторождении ПОСТЛЕ. Причем 98 % добычи нефти этим методом приходится на смешивающееся вытеснение нефти CO_2 и только 2 % – на несмешивающееся вытеснение. Основные технологии: непрерывное нагнетание CO_2 ; нагнетание воды, насыщенной CO_2 до 3–5 % (карбонизированное заводнение); вытеснение оторочкой CO_2 (размер оторочки 0,1–0,3 объема пор); чередующиеся оторочки CO_2 и воды для снижения языкообразования; циклическая закачка углекислого газа и воды; совместное нагнетание CO_2 и ПАВ. На рис. 5.33 и 5.34 показаны современные возможности скважинной томографии. Факторы, ограничивающие использование CO_2 : снижение охвата пластов (по сравнению с обычным заводнением); неполная смешиваемость с нефтью, при этом в CO_2 растворяются легкие УВ (тяжелые фракции неф-

*Рисунок помещен на цветной вкладке.

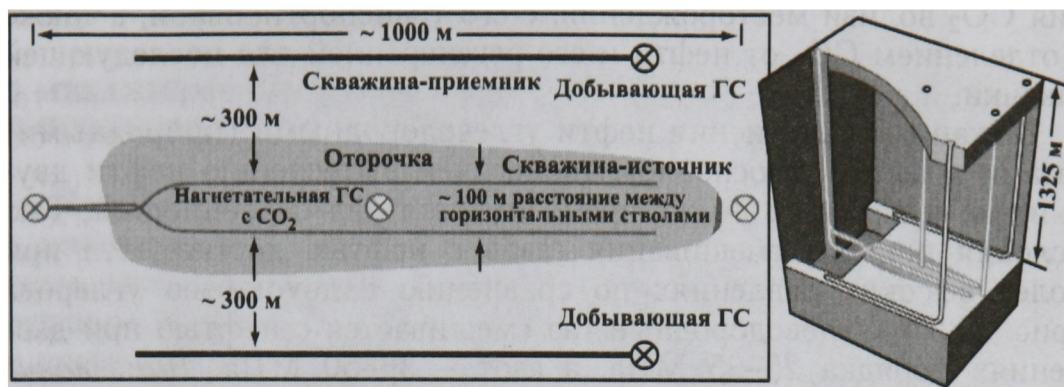


Рис. 5.33. Томография в горизонтальных скважинах для контроля за продвижением оторочки CO_2 на месторождении Weyburn field, Williston Basin, south-east Saskatchewan, Canada.

Источник активировался через каждые 3 м с охватом частот от 200 до 2000 Гц; после перемещения источника по всему горизонтальному стволу происходило перемещение кабеля приемниками на 3 м; было проведено 5 циклов исследований

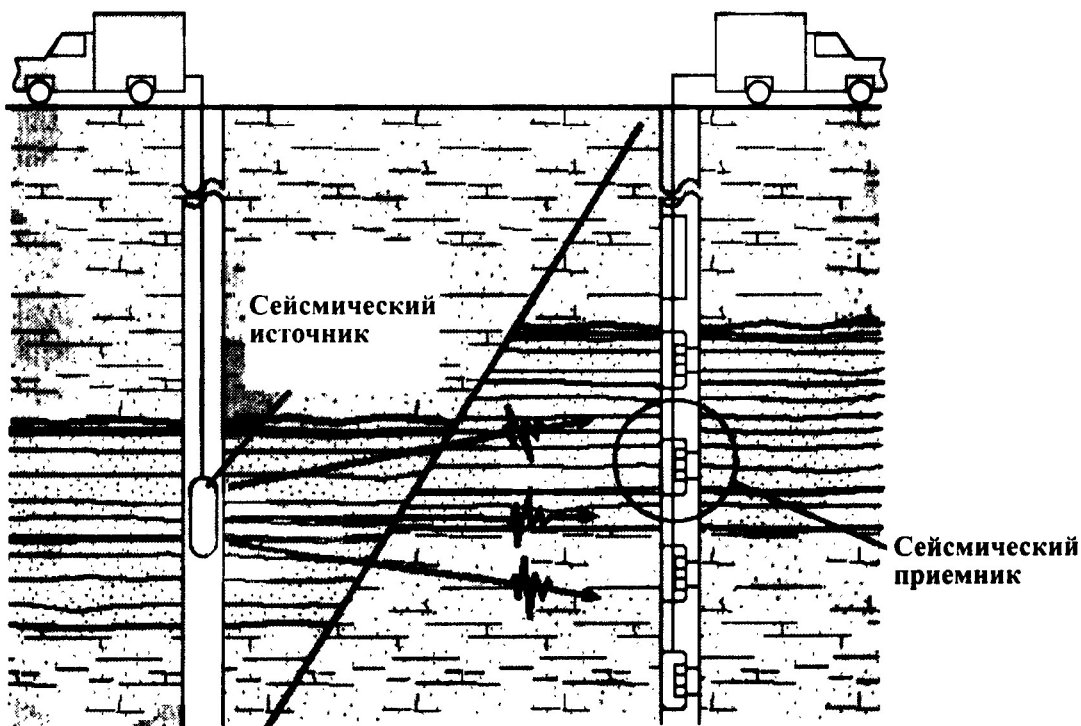


Рис. 5.34. Межскважинная томография

ти остаются в пласте); коррозия скважин; утилизация CO_2 ; выпадение осадков в пласте; трудности транспортирования и хранения больших объемов CO_2 ; поглощение CO_2 в пласте (до 70 % закачиваемого объема). Главные проблемы при использовании метода нагнетания CO_2 связаны с наличием источников получе-

ния CO_2 вблизи месторождения, с его транспортировкой, а также с отделением CO_2 от нефти и его регенерацией для последующей закачки.

Механизм вытеснения нефти углеводородными (природными) газами и азотом в основном аналогичен вытеснению нефти двуокисью углерода. В то же время имеется ряд особенностей. Так, условия полного смешивания газов с нефтью достигаются при более высоких давлениях по сравнению с двуокисью углерода (рис. 5.35*). Углеводородный газ смешивается с нефтью при давлениях порядка 25–35 МПа, а азот – 36–50 МПа. *Нагнетание водных растворов азота* показано на рис. 5.36*. Углеводородный газ в основном применяют для добычи легких нефтей и доработки нефтяных залежей после заводнения. Эффективность вытеснения нефти природным газом тем выше, чем больше этан-пропан-бутановых компонентов в составе нагнетаемого газа. Источником природного газа может служить либо нефтяной газ, либо газ газовых шапок, либо газ из газовых месторождений. Кроме того, для достижения более полного смешивания газа с нефтью в газовый поток добавляют широкую фракцию легких УВ (ШФЛУ). Объем оторочки в успешных проектах составлял до 35–40 % порового объема, а дополнительная нефтеотдача за счет применения метода достигала 12–30 % начальных извлекаемых запасов. Нагнетание углеводородных газов перспективно для разработки рифогенных и пологозалегающих месторождений с легкой нефтью. В основном перспектива его применения зависит от цен на углеводородные газы и нефть. Кроме того, азот легче смешивается с легкой нефтью, чем с тяжелой, и плохо растворим в воде. Все это приводит к тому, что коэффициент вытеснения нефти азотом ниже коэффициента вытеснения нефти при использовании природного газа и тем более двуокиси углерода (примерно на 4–7 %). Эффективность несмешивающегося вытеснения нефти азотом и углеводородным газом также ниже вытеснения нефти двуокисью углерода. Добавление CO_2 к нагнетаемому природному газу или азоту заметно увеличивает нефтеотдачу. Источником азота могут служить либо дымовой газ, содержащий свыше 85 % азота, либо азот, получаемый путем фракционной прокачки жидкого воздуха. Дымовой газ получают при сжигании природного газа в паровом котле. Отметим, что при этом объем дымового газа почти в 9 раз превышает объем сжигаемого природного газа.

*Рисунок помещен на цветной вкладке.

О МЕХАНИЗМЕ МИКРОБИОЛОГИЧЕСКОЙ ДЕГРАДАЦИИ НЕФТИ И ПРОДУКТАХ МЕТАБОЛИЗМА

Процесс развития микробиологического сообщества сложный и многоступенчатый [Н.А. Ерёмин и др., 2005]. Например, механизм микробиологической деградации нефти происходит следующим образом. Углеводороды разлагаются микроорганизмами и превращаются в жирные кислоты, которые могут быть использованы в виде пищи другими микроорганизмами. Скорость деградации углеводородов увеличивается с ростом популяции микроорганизмов. Росту последнего способствует ввод дополнительного питания в виде неорганического азота и фосфора, при недостатке которого микроорганизмы начинают употреблять другие органические молекулы, а не углеводороды.

Профессор С.Е. ZoBell отмечал, что почти все углеводороды окисляются определенными бактериями. Он назвал эти популяции полифагоцитозами, способными окислять различные нефтяные фракции. Микробиологическое окисление минеральной нефти может достигать $36\text{--}350\text{ г/м}^3$ в год. В общем случае в зоне развития УВОБ происходит поглощение кислорода и углеводородов, содержащихся в нефти. Продукты жизнедеятельности УВОБ служат питательной средой для ББ, метаболиты которых поглощаются МОБ. Схематически развитие жизнедеятельности микроорганизмов представлено на рис. 5.37. Необходимо отметить, что в зависимости от микробиологического метода воздействия некоторые из колец на рисунке могут отсутствовать или объединяться.

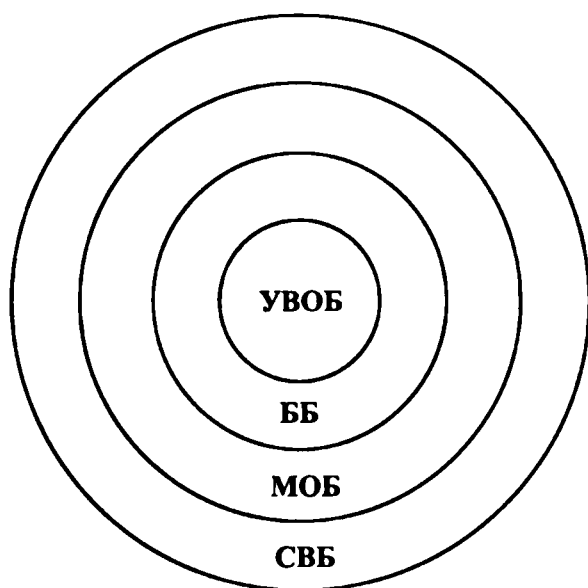


Рис. 5.37. Схема развития жизнедеятельности микроорганизмов:

УВОБ – углеводородокисляющие бактерии (аэробы); ББ – бродительные бактерии (аэробы и анаэробы); МОБ – метанобразующие бактерии (анаэробы); СВБ – сульфатвосстанавливающие бактерии (аэробы)

Продукты метаболизма бактерий

В ходе многочисленных лабораторных исследований различными учеными были выделены продукты метаболизма бактерий, способные воздействовать на процессы вытеснения нефти. Это – различные газы, кислоты, ПАВ, растворители, полимеры и сами бактериальные клетки.

Метаболиты изменяют физико-химические свойства нефти и,

Таблица 5.12

Основные механизмы влияния продуктов метаболизма микроорганизмов в пористой среде, насыщенной нефтью

Метаболит	Механизм влияния продуктов метаболизма
Биокислоты (уксусная, пропионовая, масляная)	Реакции с кальцитами с выделением CO_2 , что приводит к изменению коллекторских свойств пород, увеличению пористости, проницаемости, снижению pH среды до 4, в некоторых случаях до 2–3 единиц
Биорастворители (ацетон, альдегиды, низкомолекулярные спирты, кетоны)	Типичные со-ПАВ, приводят к снижению межфазного натяжения, повышению устойчивости водонефтяных эмульсий
Биомасса	Избирательное и неизбирательное закупоривание, эмульгирование и деэмульгирование (вследствие различной адгезии к углеводородам), изменение смачиваемости горных пород
Биополимеры (ксантан, склероглюкан, полисахариды)	Изменение подвижности пластовых жидкостей за счет увеличения вязкости водных растворов с биополимерами до 1 Па·с, уменьшение фазовой проницаемости для загущенной воды, избирательное и неизбирательное закупоривание. При этом биополимеры отличаются от химически синтезированных более высокой устойчивостью в средах с повышенной концентрацией солей и пластовой температурой, незначительной адсорбцией, стабильностью в широком диапазоне pH, устойчивостью к механической и окислительной деструкции
Биогазы (CO_2 , CO, CH_4 , H_2 , N_2 , H_2S , C_3H_8)	Локальное увеличение пластового давления (в лабораторных экспериментах до 414 кПа), разбухание нефти, снижение вязкости нефти, увеличение вязкости воды, увеличение пористости и проницаемости коллектора при растворении карбонатных пород под воздействием CO_2
БиоПАВ (анионные липосахариды, эмульсань)	Снижают межфазное натяжение между водой и нефтью (до 1 мН/м). При этом величина критической концентрации мицеллообразования составляет от 0,01 до 1,5 г/л, снижают вязкость нефти на 95–98 % и увеличивает ее объем в 2–3 раза. Способствуют эмульгированию и деэмульгированию нефти, изменению гидрофобных свойств поверхности, отмыванию пленки нефти с поверхности породы. Подобными свойствами обладают некоторые виды липидов, жирные длинноцепочечные кислоты. Являются неионогенными, т.е. имеют более высокие деэмульгирующие и обессоливающие способности, сравнительно малую адсорбируемость на песчаниках и карбонатных породах

вытесняющих флюидов (воды), с их помощью возможна очистка скважин от отложений парафинов, смол и асфальтенов. В табл. 5.12 приведен список продуктов метаболизма микроорганизмов и их возможное воздействие на процессы вытеснения нефти [Я.В. Ганиткевич, 1986; Н.А. Ерёмин и др., 1995; Р.Р. Ибатуллин, 1994; Е.П. Розанова и др., 1987; R.S. Bryant et. al., 1990; E.C. Donaldson et. al., 1986]:

биоокислоты (уксусная, пропионовая, масляная);

биорастворители (ацетон, альдегиды, низкомолекулярные спирты, кетоны);

биомасса;

биополимеры (ксантан, склероглюкан, полисахариды);

биоПАВ (анионные липолисахариды, эмульсань);

биогазы (CO_2 , CO , CH_4 , H_2 , N_2 , H_2S , C_3H_8).

Образование газов под воздействием анаэробных микроорганизмов на нефть. Как отмечалось выше, для нефтяных пластов характерны анаэробные условия. В этих условиях нефть разрушается медленно. В заводняемых нефтяных пластах большее значение имеет аэробно-анаэробная трансформация нефти.

Аэробные нефтеокисляющие бактерии при росте на нефти образуют жирные и летучие кислоты, спирты, углекислоту и др. (Jobson et al., 1979). Горленко и Кузнецова (1966) наблюдали продукцию сероводорода при совместном росте аэробных углеводородоокисляющих и сульфатвосстанавливающих бактерий на нефти. Продукты жизнедеятельности углеводородоокисляющих бактерий могут служить субстратом и для микроорганизмов других физиологических групп, обитающих в нефтяных пластах.

Биополимеры

Образование экзополисахаридов аэробной микрофлорой нефтяных пластов. Микроорганизмы образуют внеклеточные полисахариды различного состава и строения от простейших гомогликанов до сложных гетерополисахаридов, в том числе компонентов гликопротеинов и гликолипидов. Эта способность генетически детерминирована, но ее проявление зависит от природы и концентрации питательного субстрата, кислотности ($\text{pH} = 5,5-8,9$), температуры, аэрации, присутствия некоторых элементов (Fe , Mg , K , Ca) (Ботвинко, 1985).

Микробные экзополисахариды находят все более широкое применение для повышения нефтеизвлечения (Розанова и соавторы, 1987). При смешивании их с нагнетаемой водой повышается ее вязкость, снижается соотношение скоростей движения воды и нефти до единицы, что приводит к увеличению охвата залежи заводнением, снижению объема нагнетаемой воды, повышению

добычи нефти. В нефтяной промышленности используются ксантан и склероглюкан, синтезируемые при росте на сахарах *Xanthomonas* sp. и *Sclerotium* sp., соответственно, а также полисахарид, образуемый *Corynebacterium* sp. в среде с парафинами (Finerty, Singer, 1984). Применение полисахаридов в настоящее время в связи с высокими ценами на нефть стало рентабельным.

Образование экзополисахаридов и ПАВ из нефти свойственно пластовой микрофлоре. Количество этих метаболитов в пласте не оценивали. Тем не менее, разработка биотехнологии повышения нефтеотдачи, основанной на образовании этих метаболитов *in situ*, заслуживает внимания.

БиоПАВ (анионные липолисахариды, эмульсань)

Газообразные продукты, образуемые бродильными бактериями *Clostridium butyricum*, *C. acetobutyricum* и *C. pasteurianum*, включали H_2 и CO_2 . В сообществе бродильных бактерий и метаногенов (*Methanobacterium*, *Methanosarcina* и *Methanotherix*), водород потреблялся метаногенами, и газ состоял из CO_2 и CH_4 . В среде с сульфатами, зараженной бродильными и сульфатредуцирующими бактериями, накапливались H_2S и CO_2 , к которым добавлялся CH_4 . Таким образом, биотрансформация нефти в ходе аэробно-анаэробной микробиологической сукцессии сопровождалась образованием газов – CH_4 , CO_2 , H_2 , H_2S [Т.Н. Назина, 1981].

Образование поверхностно-активных веществ аэробными бактериями

Многие компоненты микробных клеток имеют одновременно гидрофобную углеводородную часть и гидрофильную группу, что обуславливает высокие поверхностно-активные свойства клеток микроорганизмов (Neu, 1996; Rosenberg, Ron, 1997). По биохимической природе био-ПАВ представляют собой преимущественно полимеры на основе полианионных моно- и дисахаридов. Это могут быть сложные полисахариды или полисахарид-пептидо-липидные комплексы, включающие в свой состав жирные кислоты, пептиды, гликолипиды, фосфолипиды, гликопептиды (Wagner et al., 1983; Lin, 1996).

Биосурфактанты, как и химически синтезируемые ПАВ, снижают поверхностное натяжение до величины 30 мН/м и межфазное натяжение на границе вода/нерастворимое соединение – до 1 мН/м. Био-ПАВ переводят в растворимое состояние (солюбилизируют) практически нерастворимые в воде вещества (Desai, Banat, 1997). Продуценты ПАВ принадлежат к различным груп-

пам, наиболее активными являются коринеформные бактерии, псевдомонады, бациллы (Wagner et al., 1983; Ramsay, Cooper, 1983; Ганиткевич, 1988; Fox et al., 1993).

ПАВ используются в нефтедобыче для более полного извлечения нефти из пластов, ускорения темпов разработки нефтяных месторождений, в процессе бурения скважин, при транспортировке нефти (Розанова и соавт., 1987; Donaldson et al., 1989). БиоПАВ снижают поверхностное натяжение среды с 50–63 до 25–35 мН/м.

Большинство микробиологических методов состоит во введении в пласт выращенных в лаборатории культур микроорганизмов с добавлением различных питательных веществ. Суть других способов заключается в улучшении нефтевымывающих свойств закачиваемой воды с помощью продуктов жизнедеятельности микроорганизмов: гетерополисахаридов, поверхностно-активных веществ, ферментов, культуральной жидкости. В работах И.Л. Андреевского высказывалась идея активации естественной микрофлоры нефтяного месторождения с целью повышения нефтеотдачи [М.В. Иванов и др., 1985].

Моделирование процессов вытеснения нефти из пористой среды под воздействием пластовой микрофлоры. Необходимым этапом работы было изучение роста микроорганизмов основных физиологических групп (углеводородоокисляющих, бродильных и метаногенов) в пористых моделях нефтяного пласта и оценка влияния их на мобилизацию нефти.

1. Вытеснение нефти из пористой среды под воздействием углеводородоокисляющих бактерий. В опытах по окислению углеводов модели заражали углеводородоокисляющими бактериями (*Pseudomonas putida*, *P. chlororaphis* и *Rhodococcus ruber*) и затем осуществляли проток питательной среды, насыщенной воздухом. При окислении гексадекана на выходе моделей в среде являлись C_{20} – C_{26} жирные кислоты, низшие спирты, возрастало число клеток, вытеснилось 20–40 % углеводорода от остаточного его содержания в моделях. Заметим, что продукты окисления углеводов в пористой среде и в колбах существенно различались. В колбах жирные кислоты накапливались в небольшом количестве и ингибировали процесс, что наблюдали и ранее (Atlas, Barta, 1973). В пористой среде продукты окисления n -алканов выщелачивали матрицу, жирные кислоты переходили в форму натриевых солей и их количество достигало 600 мг/л.

Большое влияние на вытеснение углеводорода из моделей оказывали скорость и цикличность подачи кислорода и соответственно скорость накопления окисленных продуктов. Рост углеводородоокисляющих бактерий, лимитированный кислородом, не приводил к вытеснению нефти. В оптимальных условиях вытес-

нялось до 20–40 % нефти, что коррелировало с ростом численности бактерий и накоплением метаболитов. Эмульсии, приготовленные на основе гликолипидов родококков, вытесняли из моделей в 1,5–2 раза больше углеводов, чем 0,2%-ный раствор оксиэтилированного алкилбензола (ОП-10) – ПАВ, применяемого в нефтяной промышленности.

Мы полагаем, что вытеснение углеводов из пористой среды нефтеокисляющими бактериями обуславливалось формированием нефтяного вала, которому предшествовало образование комплекса микробных продуктов, увеличивающих подвижность углеводорода. Эти соединения включали углекислоту, жирные кислоты, спирты, нафтеновые кислоты, продукты микробиологического синтеза, такие как фосфолипиды и гликолипиды, входящие в состав клеток.

2. Вытеснение нефти из пористой среды под воздействием бродильных бактерий. Спорообразующие бактерии *Clostridium acetobutylicum*, выделенные из нефтяных пластов Апшерона, были использованы в модельных экспериментах. В модели, содержащей культурную жидкость углеводородокисляющих бактерий, выраженных на гексадекане, рост *C. acetobutylicum* был слабым и вытеснение углеводорода не наблюдали.

При использовании среды с мелассой (3 об. %), которую циклически подавали в модель (10 об. % в сутки), клостридии активно росли с образованием масляной (2,1–2,8 г/л) и уксусной (2,5–3,0 г/л) кислот, бутанола (3,2–4,8 г/л), этанола (2,8–4,2 г/л) и углекислоты (1 г/л) и довытесняли 6 % остаточного углеводорода. Наибольший нефтевытесняющий эффект наблюдали при совместной интродукции *C. acetobutylicum* (10^5 кл/мл) и *Bacillus subtilis* (10^6 кл/мл) и среды с мелассой. Спектр микробных метаболитов при этом дополняли поверхностно-активные вещества, образуемые *B. subtilis*, и вытеснение нефти в опытах достигало 14,6 и 20 %. Эти эксперименты подтвердили возможность применения бродильных бактерий, образующих газы, органические кислоты и растворители для увеличения нефтеотдачи и показали, что вытеснение нефти увеличивается в присутствии продуцентов био-ПАВ.

3. Вытеснение нефти из пористой среды под воздействием метаногенов. Показано образование метана метаногенным сообществом (*Methanobacterium*, *Methanosarcina* и *Methanothrix*) в пористых моделях из продуктов окисления нефти и гексадекана, а также из ацетата и метанола. Метаногены продуцировали метан из ацетата и высших жирных кислот, присутствующих в культуральной жидкости углеводород-окисляющих бактерий (восстановленной 0,5 г/л $\text{Na}_2\text{S} \times 9\text{H}_2\text{O}$). В проточной модели, в которой субстратом служил ацетат, образование метана подчинялось за-

кономерностям, характерным для систем, функционирующих в режиме хемостата. Рост бактерий ограничивался количеством субстрата. При постоянной скорости потока среды процесс подвергался регуляции, что важно при проведении промышленных экспериментов. Метан образовывался во всем объеме пористой среды, он перемещался с нагнетаемой средой в горизонтальном и вертикальном направлениях, мигрировал по наиболее проницаемым пропласткам. Таким образом, по изотопному составу газов, выходящих из нефтяного пласта в промышленных экспериментах, можно судить о протекании биогенных процессов, когда бактерии и продукты их жизнедеятельности, иные чем газы, еще не достигли поверхности.

Из практики применения жидкой углекислоты известно, что для получения 1 барреля нефти необходимо ввести в пласт 270–1000 м³ СО₂. Использование углеводов в биотехнологиях повышения нефтеотдачи экономически эффективно лишь в том случае, когда основными нефтевытесняющими соединениями являются ПАВ, полимеры и растворители, а не газы (Brown et al., 1986).

В условиях поставленных экспериментов давление в моделях возрастало до 2–3 атм, количество образовавшихся СО₂ и СН₄ было недостаточным, чтобы задействовать механизм довытеснения углеводородов газами.

При использовании нефти в качестве основного субстрата нефтевытесняющая активность бактерий уменьшается в ряду углеводородоокисляющие > бродильные > метаногены. Вытеснение нефти под воздействием бродильных бактерий эффективнее при использовании богатых углеводных субстратов, например мелассы. Проведенные экологические исследования, изучение биологии микроорганизмов, а также моделирование разрушения нефти в лабораторных условиях позволяют считать, что микробиологическая трансформация органического вещества нефти с образованием нефтевытесняющих соединений в заводняемых нефтяных пластах выглядит следующим образом (рис. 5.38).

На основе предложенной схемы был разработан метод увеличения нефтеотдачи. Нефть окисляется в трофической цепи, компонентами которой являются аэробные углеводородоокисляющие бактерии и анаэробные бродильные, сульфат- и железоредуцирующие и метанообразующие бактерии. Внесением водовоздушной смеси, солей азота и фосфора предполагалось активизировать жизнедеятельность пластовой микрофлоры и, в первую очередь, нефтеокисляющих бактерий, образующих СО₂, поверхностно-активные вещества, продукты неполного окисления нефти (спирты, жирные кислоты). Эти метаболиты и микробную биомассу в свою очередь потребляли бродильные бактерии и метаногены с образованием летучих кислот, растворителей и газов,

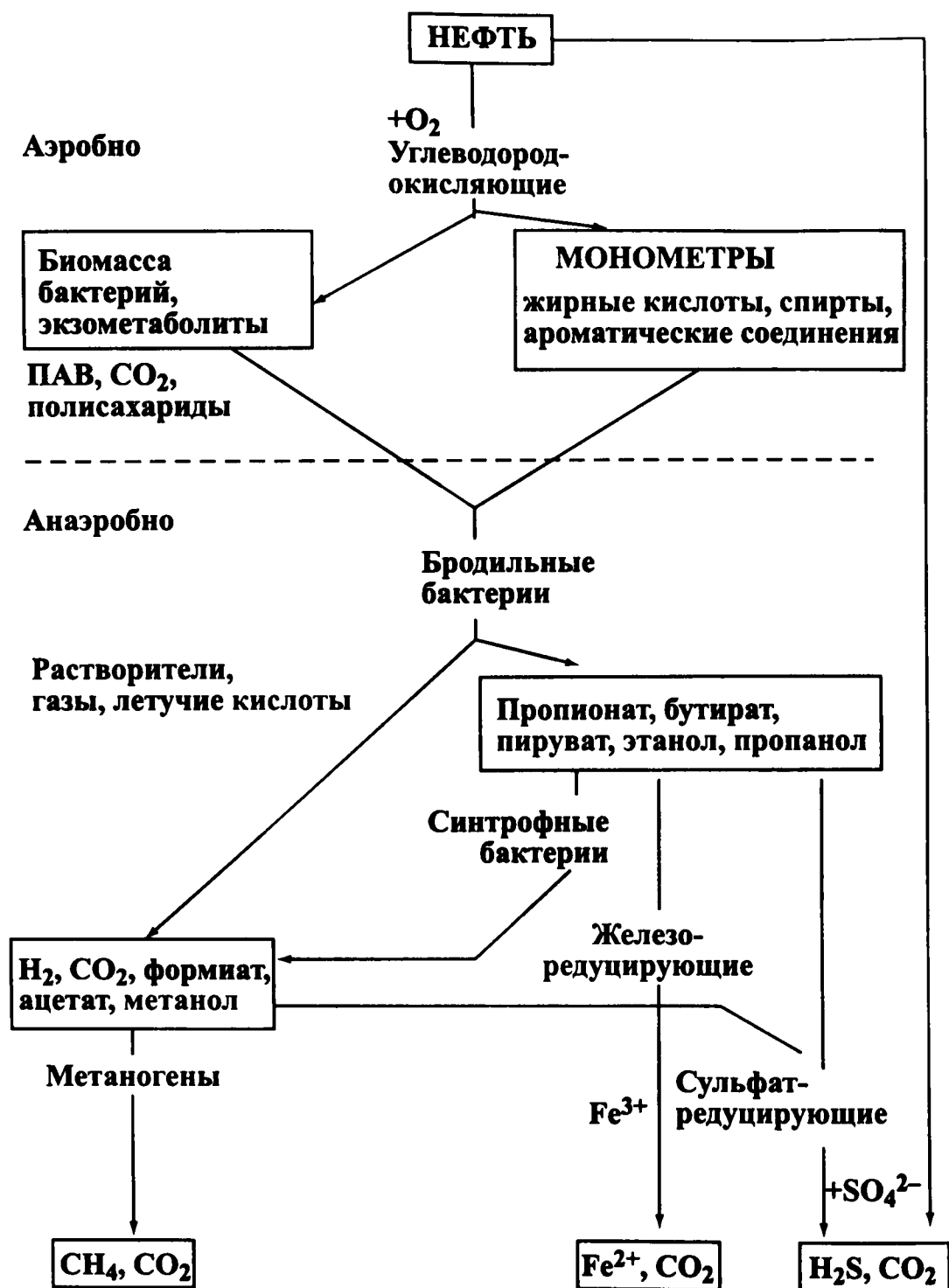


Рис. 5.38. Микробиологическая трансформация органического вещества нефти с образованием нефтewытесняющих соединений

также увеличивающих подвижность нефти. При наличии сульфатов и оксидов железа (Fe^{3+}) часть продуктов используется сульфат- и железоредуцирующими бактериями, снижающими нефтewытесняющий эффект.

Достоверность научной схемы была экспериментально подтверждена в ряде опытно-промышленных испытаний на месторождениях с песчаными коллекторами М.В. Ивановым, С.С. Беляевым, И.А. Борзенковым, Е.П. Розановой, Р.Р. Ибатуллиным.

Критерии применимости микробиологических методов воздействия

В табл. 5.13 приведены рекомендуемые значения наиболее общих для большинства микроорганизмов характеристик пласта, которые следует учитывать при оценке возможности использования биотехнологий. Так, например, анализ геологических, петрофизических и экологических характеристик нефтеносных карбонатных коллекторов США показал, что 40 % из них пригодны для применения биометодов. Анализ промысловых испытаний МБ методов воздействия на нефтяные пласты позволил уточнить критерии применимости некоторых биотехнологий (табл. 5.14).

Таблица 5.13
Рекомендуемые интервалы характеристик пластов при оценке возможности использования биотехнологий

Параметр	Рекомендуемый интервал
Соленость	<10 %
Температура	<77 °С
Глубина залегания	100–4000 м
Общая минерализация пластовых вод	<300 г/л
Общая минерализация закачиваемых вод	<60 г/л
Содержание сульфатов в пластовых и закачиваемых водах	<0,1 г/л
Проницаемость породы	>50 мД
Чужеродные микроорганизмы*	Совместимы с используемыми
Вязкость нефти	1–100 мПа·с
Остаточная нефтенасыщенность	>25 %
Плотность сетки скважин	<0,16 км ²
Толщина продуктивного горизонта	>1 м
Пластовое давление	<40,0 МПа
Обводненность	40–95 %

*Аборигенная микрофлора месторождения (МБ сообщество, присутствующее в пласте до начала воздействия) может существенно повлиять на результаты обработки. Поэтому необходимо изучение в динамике всего МБ сообщества и скорости биогенных процессов, протекающих в коллекторе, выбранном для МБВ.

ВЫБОР СИСТЕМ РАЗМЕЩЕНИЯ СКВАЖИН И ОЦЕНКА ПЛОТНОСТИ СЕТКИ СКВАЖИН ПРОЕКТОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ МУН НА ОСНОВЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕОРИИ НЕЧЕТКИХ МНОЖЕСТВ

Одной из важнейших задач при проектировании разработки нефтяного месторождения с использованием МВ является размещение скважин на месторождении. Вопросу выбора системы размещения скважин (СРС) уделено большое внимание в работах Н.Т. Балашовой, Н.Г. Вафиной, Г.Г. Вахитова, Г.Л. Говорова, Н.В. Демина, Р.Н. Дияшева, С.А. Жданова, Ю.В. Желтова, М.М. Ивановой, А.П. Крылова, В.С. Ковалева, В.И. Колчанова, В.Д. Лысенко, В.Н. Мартоса, Р.Х. Муслимова, Э.Д. Мухарского, В.Г. Постникова, В.М. Рыжика, Б.Ф. Сазонова, Н.Е. Стадниковой, М.Л. Сургучева, В.Ф. Усенко, Р.Т. Фазлыева, И.П. Чоловского, И.Н. Шустефа, В.Н. Щелкачева, J.H. Barber, H.S. Criss, T. Doshier, A.F. Van Everdingen, M. Muskat и многих др. Выбор системы размещения в основном производится с учетом опыта разработки в данном регионе и анализа разработки в аналогичных геологических условиях. Обычно перед составлением технологической схемы или проекта осуществляется дифференциация залежей по их размерам, активности естественных режимов, гидродинамической связи, трещиноватости, продуктивности, гидропроводности, вертикальной и латеральной связности, свойствам пластовых флюидов. В то же время в ряде работ указывается, что выбор СРС в большой мере основывается на экспертных знаниях и обобщениях. Расстояние между скважинами от 2 до 10 км является наиболее типичным при окончании этапа разведки, тогда как характерное расстояние между скважинами для этапа разработки – от нескольких сот метров до 2 км (например, для месторождений Северного моря). Анализ работ по вопросу выбора СРС позволил выявить параметры и характеристики, определяющие для основных систем размещения.

Наиболее пригодные СРС можно выбрать на основании критериев применимости, приведенных в табл. 5.15.

Критерии применимости, законтурного заводнения следующие:

наличие хорошей гидродинамической связи законтурной области с зоной отбора нефти;

сравнительно высокая однородность строения продуктивного пласта и относительно невысокая расчлененность продуктивного горизонта < 2 ;

высокие фильтрационно-емкостные характеристики пласта, в частности $k > 0,1 \text{ мкм}^2$;

невысокое соотношение вязкостей пластовой нефти и закачи-

Таблица 5.15

Критерий	Площадные			Рядные			Законтурная
	5-точечная	7-точечная	9-точечная	1-рядная	3-рядная	5-рядная	
Площадь залежи, км ² Пористость, д. ед. Расчлененность пласта, ед. Песчанистость, д. ед. Прерывистость Густота сбросов Эффективная толщина, м Количество пластов в ЭО Соотношение продуктивности пластов в ЭО Коэффициент продуктивности, т/(сут·МПа) Коэффициент гидропроводности, м ³ /(Па·с)·10 ¹⁰ Линейная направленность трещин Неоднородность по проницаемости Обстановка осадконакопления	>1,0 1-30 1-2 0,1-1 в в 1-20 1 - 1-300 0,1-40 нб нд речная; дельтовая; золовая; озерная	>1,0 1-30 1-4 0,1-1 с в 1-20 1 - 1-300 0,1-40 нб нд речная; дельтовая	>1,0 1-15 1-4 0,4-1 н с 1-40 1-2 1-2 1-300 0,1-40 нб нд речная; дельтовая	>10,0 1-30 1-10 0,1-1 в с 1-20 2-5 1-3 1-300 0,1-40 + нд дельтовая; боковая; но-морская	>16,0 1-15 1-6 0,4-1 с н 1-40 1-3 1-2 20-300 3-40 + нд мелководная; прибрежная; глубоководно-морская	>16,0 1-10 1-4 0,6-1 н н 20-100 1-2 1-2 100-300 15-40 + о мелководная	>10,0 1-30 1-8 0,5-1 н н 20-100 2-5 1-3 20-300 3-40 нб о мелководная

Примечания: в – высокая, с – средняя, н – низкая, нб – неблагоприятная, нд – неоднородная, о – однородная.

ваемой воды – до 3 для избежания оттоков в законтурную область;

достаточно точное начальное определение положения ВНК; ширина залежи не более 4–5 км с целью обеспечения энергией центральных наиболее продуктивных частей залежи.

Критерии применимости приконтурного заводнения:

небольшие размеры залежи (ширина 4–5 км);

наличие хороших гидродинамических связей между зонами нагнетания и отбора;

высокие коллекторские свойства пласта, $k > 0,1$ мкм²;

соотношение вязкостей нефти и воды < 10 –12;

достаточно активная водонапорная система законтурной области пласта.

Опыт показывает, что наиболее эффективное воздействие со стороны разрезающих рядов при внутриконтурном заводнении обеспечивается при расположении нагнетательных рядов параллельно друг другу.

На расположение нагнетательных рядов оказывает влияние:

региональная закономерность изменения литологических свойств;

закономерность измерения коллекторских свойств.

В случае полосообразного изменения коллекторских свойств рекомендуется размещать нагнетательные ряды в крест основному направлению этих полос. В этом случае достигается повышение охвата пласта заводнением.

В случае наличия зон выклинивания или зон замещения коллектора непроницаемыми породами нагнетательные ряды рекомендуется располагать перпендикулярно границам этих зон.

Если же четкие закономерности в литолого-коллекторском строении установить не удастся, то рекомендуется располагать нагнетательные ряды в крест основной оси структуры или перпендикулярно основным направлениям контуров нефтеносности. Чем меньше расстояние между нагнетательными рядами, тем интенсивнее заводнение.

На узких нефтяных оторочках в газонефтяных залежах наиболее целесообразно применение площадных систем размещения, тогда как на небольших залежах, для которых характерна хорошая гидродинамическая связь с законтурной областью, рекомендуется применение законтурной СРС. Высокопродуктивные, высокопесчанистые зоны залежи, с большой эффективной нефтенасыщенной толщиной, хорошей гидродинамической связью по вертикали и латерали в основном разрабатываются 3-х и 5-рядными СРС. И наоборот, низкопродуктивные, низкопесчанистые, разбитые на малые блоки части залежи с небольшой эффектив-

ной нефтенасыщенной толщиной в основном эксплуатируются площадными системами расстановки (5-и, 7-и и 9-рядными). Если на месторождении имеется только один эксплуатационный объект, то его чаще разрабатывают с применением 7-точечной площадной системы размещения. В противном случае при наличии 2–3 ЭО, совпадающих в плане, для их разработки в основном прибегают к использованию 5-и и 9-точечной площадной СРС. Для задачи регулирования процесса разработки, продвижения фронтов вытеснения, раздельной эксплуатации пластов, организации локальных очагов воздействия на залежь, перехода к другим СРС наиболее пригодны рядные системы. Площадные СРС более жесткие, и в случае капитального и подземного ремонта скважин равномерность продвижения фронта вытеснения нарушается и охват пласта воздействием и темп отбора нефти снижаются. Законтурные СРС в основном применяются для разработки залежей с невысокой прерывистостью, соотношением вязкостей нефти и воды $m_0 > 30$, значительной расчлененностью (до 8), средней и высокой продуктивностью (20–300 т/(сут·МПа)). Однорядные СРС используются для разработки неоднородных, высокорасчлененных (до 10 и более) низкопродуктивных залежей с высокой прерывистостью по латерали, низкой и средней густотой сбросов и разломов, ярко выраженной линейной направленностью трещин. Особенно эффективны по сравнению с другими однорядные СРС при эксплуатации нескольких пластов, различающихся по ФЕС. Трехрядные СРС используются для разработки средне- и высокопесчанистых залежей с низкой густотой сбросов, невысокой прерывистостью и соотношением вязкости нефти и воды $m_0 < 15$, невысокой расчлененностью. Пятирядные СРС используются для разработки высокопродуктивных, однородных пластов, с невысокой прерывистостью по латерали, низкой густотой сбросов и разломов, высокой песчанистостью, соотношением вязкости нефти и воды $m_0 < 10$. Площадная 5-точечная СРС применима в основном для разработки низкопродуктивных, с низкой гидропроводностью, сильно неоднородных по проницаемости, с высокой густотой сбросов и разломов, высокой степенью прерывистости по латерали, небольшой песчанистостью и слаборасчлененных залежей. Наиболее эффективна эта СРС для разработки ЭО, содержащих один, максимум два пласта. Она хороша также для разработки высокопродуктивных залежей. 7-точечная площадная СРС применяется для разработки неоднородных, низкопродуктивных, маломощных, с небольшой расчлененностью (до 4), высокой густотой сбросов, разломов, со средней прерывистостью по латерали залежей нефти. 9-точечная площадная СРС находит применение при разработке неоднородных слаботрещиноватых, низкопродук-

тивных, с низкой гидропроводностью, средней нефтенасыщенной мощностью (> 5 м), средней густотой сбросов и разломов и низкой прерывистостью по латерали залежей нефти. Для квадратно-блочных, ячеистых СРС, которые в настоящее время применяются в ограниченных геологических обстановках, сделать обобщающие выводы еще трудно.

В общем случае математическая процедура выбора системы размещения скважин, которая состоит из следующих этапов: формирования критериев применимости основных систем размещения обычных скважин (см. табл. 5.15); построения функций принадлежности параметров нечеткому множеству «система размещения скважин» на основе критериев применимости; вычисления степени принадлежности рассматриваемого объекта разработки нечеткому множеству «система размещения скважин» по каждому из рассматриваемых параметров; нахождения минимальной степени принадлежности; построения диаграммы нечетких отношений; построения функций решения на диаграмме «размытых» отношений; окончательная «нечеткая» оценка систем размещения скважин. Этапы построения функций принадлежности и построения диаграммы «размытых» отношений аналогичен процедурам построения функций принадлежности для выбора МВ и выделения ЭО.

Определим для параметров одного из месторождений севера европейской части России степени принадлежности основным системам размещения скважин. Это месторождение представлено следующими характеристиками: площадь – 31 км^2 ; μ_0 – $4+6$; расчлененность – 3; песчанистость – 0,8; прерывистость – низкая; густота сбросов – низкая; эффективная толщина – низкая; количество пластов – 3; соотношение продуктивности пластов в ЭО – 2; коэффициент продуктивности – $46 \text{ т}/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$; коэффициент гидропроводности – $6,7 \text{ м}^3/(\text{Па} \cdot \text{с}) \cdot 10^{10}$; линейная направленность трещин и существенная неоднородность по проницаемости.

ОЦЕНКА ПЛОТНОСТИ СЕТКИ СКВАЖИН В ПРОЕКТАХ С МВ

В настоящее время не существует общепринятых методов выбора наиболее эффективной плотности сетки скважин. В основном ПСС и местоположение скважины выбирают на основе полномасштабного моделирования процессов разработки нефтяных залежей. Этот подход весьма сложный и не всегда эффективный. Предлагается использовать при выборе ПСС экспертные оценки, статистический анализ БД успешных проектов и теорию нечет-

ких множеств. Этот метод существенным образом опирается на геологическую информацию о пластовой структуре и свойствах пластовых флюидов. В настоящее время большинство рассмотренных выше МВ проходят апробацию на стадии опытно-промышленной эксплуатации. Только методы нагнетания пара и CO_2 широко используются при разработке нефтяных месторождений. Поэтому высокая степень определенности в апробированных интервалах ПСС существует только для этих двух методов и, следовательно, высока степень определенности плотности сетки скважин. Для остальных МВ степень определенности рекомендуемой ПСС значительно ниже (табл. 5.16).

На старых месторождениях с использованием систем моделирования производится модификация существующих систем размещения скважин (рис. 5.39) с применением зарезки горизонтальных и боковых стволов и дополнительного бурения вертикальных скважин. В частности проводится оптимизация вертикальных систем размещения скважин путем бурения дополнительных горизонтальных скважин. При бурении горизонтального ствола следует принимать во внимание преувалирующее направление разломов (рис. 5.40, а), если по результатам применения трехмерной сеймики известно точное положение основных разломов, то весьма эффективна зарезка боковых стволов на гибких трубах (см. рис. 5.40, б). В случае, если продуктивные слои горизонтов отличаются высокой неоднородностью ФЭС, то эффективная зарезка боковых добывающих стволов на гибких трубах (рис. 5.41, а) и бурение дополнительных вертикальных стволов из существующей вертикальной скважины (рис. 5.41, б).

Таблица 5.16

Рекомендуемые ПСС для некоторых МВ

Метод	ПСС, га/скв.
Заводнение	16–24
Нагнетание горячей воды	20–25
Нагнетание пара	2,5–8,0
Внутрипластовое горение	5–20
Нагнетание ПАВ	5–20
Нагнетание полимера	7,5–13
Нагнетание щелочи	5–10
Мицеллярно-полимерное заводнение	0,5–7,5
Нагнетание кислоты	5–10
Карбонизированное заводнение	5–20
Нагнетание азота	10–20
Нагнетание CO_2	10–50
Нагнетание УГ	10–20

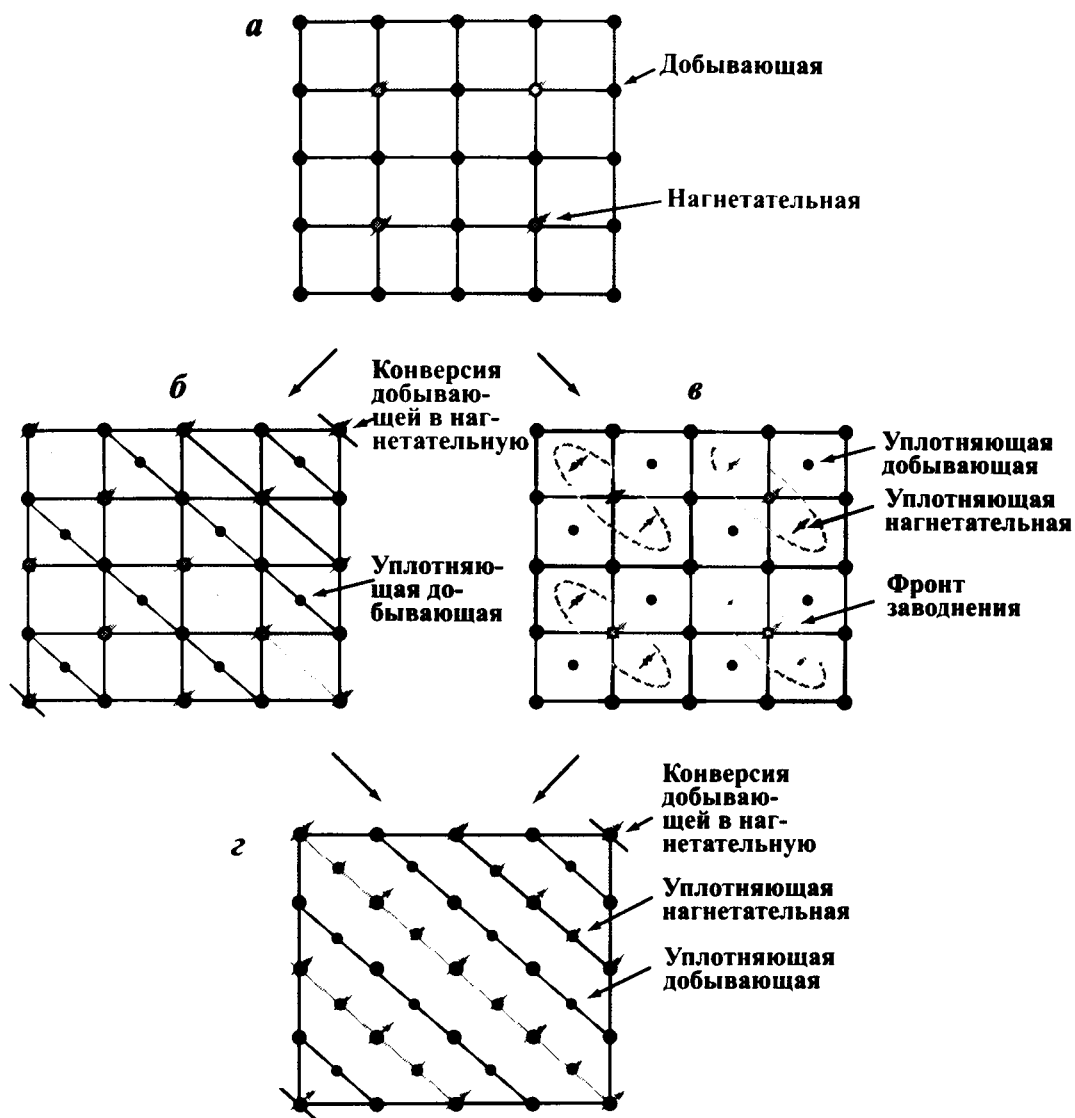


Рис. 5.39. Конверсионные СРС:

а – текущая обращенная 9-точечная (д/н – 3:1); *б* – СРС конверсирована к линейной (д/н – 4:2); *в* – СРС конверсирована к частично линейной (д/н – 5:3); *г* – СРС конверсирована к полной линейной геометрии (д/н – 1:1)

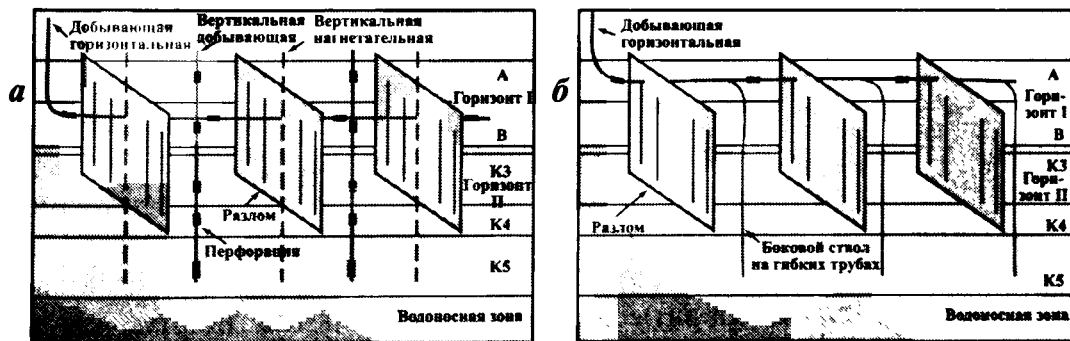


Рис. 5.40. Оптимизация вертикальных систем размещения скважин

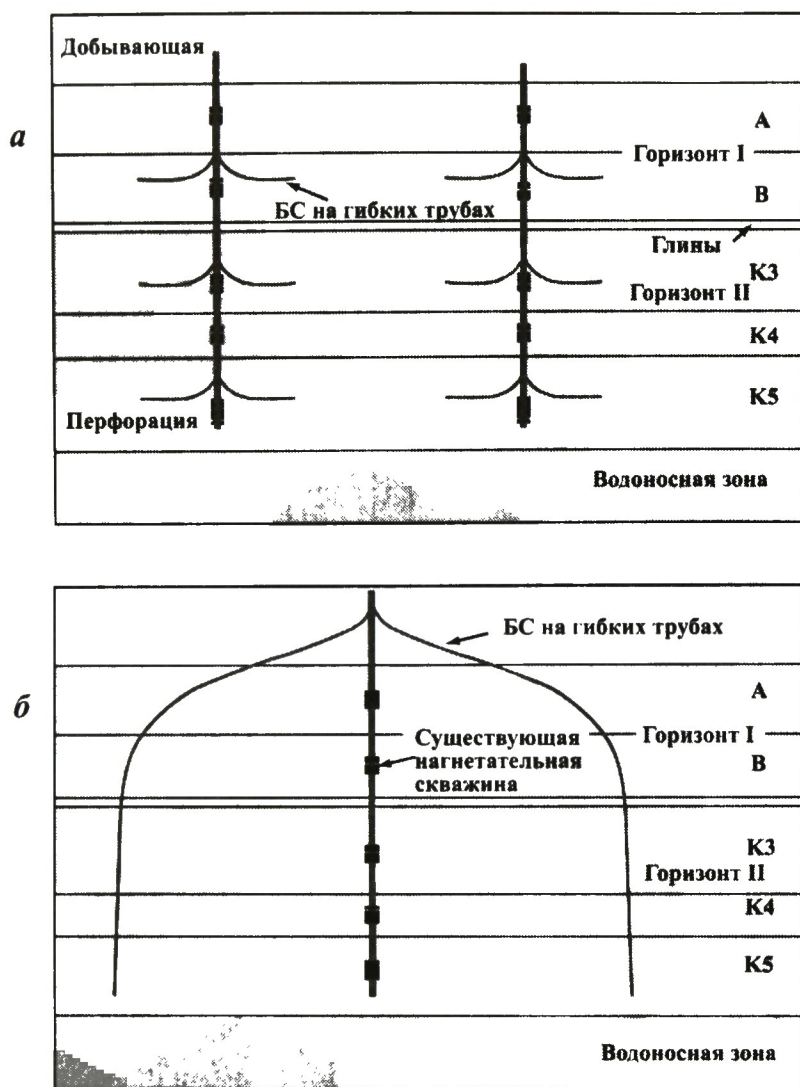


Рис. 5.41. Зарезка дополнительных стволов:
А, В, К3, К4, К5 – продуктивные пласты

Выводы

При проектировании системы разработки месторождений нефти и газа нельзя обходить вниманием условия осадконакопления, в которых была сформирована залежь. Включение особенностей обстановок осадконакопления и фаций в геологическую модель залежи, а затем и в гидродинамическую позволит более обоснованно вычленять ЭО, выбирать МВ, размещать скважины, оптимизировать процессы вытеснения нефти, увеличивать в конечном итоге нефтеотдачу и чистую прибыль. Наиболее актуальным становится поиск эффективных проектных решений с целью сокращения капитальных и эксплуатационных

расходов и одновременного увеличения ЧДД компании на основе использования современных достижений в области стохастического и нечеткого моделирования сложных систем. Гидродинамическое моделирование процессов разработки месторождений УВ следует производить на 3М неоднородных моделях, получаемых на основе комплексирования геологической, промысловой, сейсмической и геофизической информации. Следует критически рассмотреть существующие системы разработки, в первую очередь крупных и гигантских месторождений УВ, проектирование которых производилось на однородных, зонально-неоднородных и 2М геологических моделях, в свете указанных недостатков.

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

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

Глава 6

НЕКОТОРЫЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ В ГЕОЛОГИИ И РАЗРАБОТКЕ КАРБОНАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ

Нефтяные залежи в карбонатных коллекторах относятся к категории сложно построенных, а запасы нефти – к трудноизвлекаемым. В связи с тем, что доля запасов нефти в карбонатных коллекторах по приблизительным оценкам специалистов составляет 30–50 % мировых запасов нефти, вполне понятен интерес к проблемам разработки данного вида коллекторов.

На рис. 6.1*, 6.2 представлено размещение и распределение карбонатных коллекторов по основным нефтедобывающим регионам. Более половины карбонатных коллекторов приходится на район Среднего и Ближнего Востока. Значительное число данного вида коллекторов сосредоточено в Америке, Африке и России. В нашей стране карбонатные коллекторы распространены довольно широко. Запасы нефти, сосредоточенные в коллекторах данного типа, составляют значительную долю запасов самых крупных месторождений.

Карбонатные коллектора отличаются от терригенных петрофизическими и литологическими характеристиками, условиями образования залежи и системой их разработки. Основную информацию по литологическим характеристикам получают из детальных исследований керна (рис. 6.3*).

К карбонатным породам относится обширная группа пород, представленная известняками, доломитами, мергелями. Между этими тремя типами пород имеются всевозможные переходы.

Для карбонатных коллекторов характерна очень сложная структура пустотного пространства – от мельчайших пор до крупных каверн и трещин. Классификация карбонатной пористо-

*Рисунок помещен на цветной вкладке.

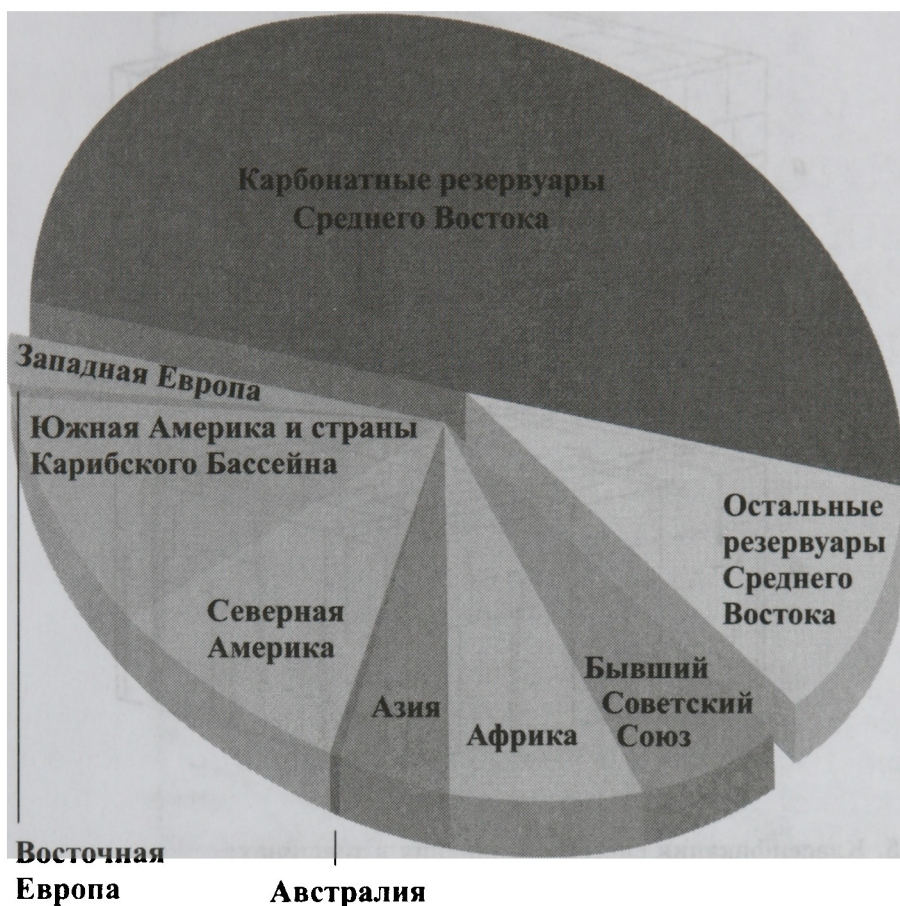


Рис. 6.2. Распределение карбонатных резервуаров по основным нефтедобывающим регионам

сти приведена на рис. 6.4*. Классификация систем соединения в трещинах дана на рис. 6.5. Структурой пустотного пространства объясняется существенное различие таких параметров карбонатных и терригенных коллекторов как нижние пределы пористости и проницаемости, коэффициенты вытеснения нефти, остаточная водонасыщенность и т.д.

Все залежи нефти в трещиноватых карбонатных коллекторах характеризуются повышенной геологической неоднородностью продуктивных пластов по сравнению с терригенными пластами. Необходимо учитывать, что плотность трещины при приближении к разломам увеличивается и зависит от расстояния до разлома (рис. 6.6).

Эта неоднородность объясняется разнообразием литолого-структурных форм при многокомпонентном составе известняка (органогенного, органогенно-обломочного, мелкодетритового, пелитоморфного и др.).

Одной из существенных особенностей геологической характе-

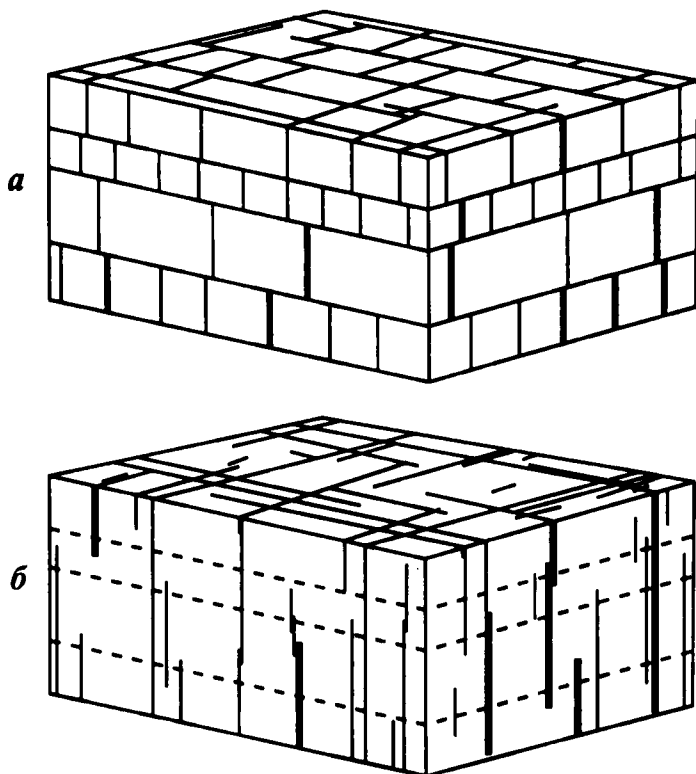


Рис. 6.5. Классификация систем соединения в трещинах:

а – стратифицированная (преобладает течение вдоль напластования – Алиан, Шираниш, Сирия, объем резервуара поддается определению); *б* – не стратифицированная (преобладает течение перпендикулярно напластованию – Усинское, РФ, объем резервуара как правило плохо определяется в силу больших размеров вертикальных трещин)

ристики залежей в карбонатных коллекторах является частичное, а некоторых случаях и полное отсутствие сообщаемости нефтяной и законтурной области. Это обстоятельство связывается с процессами формирования залежей нефти.

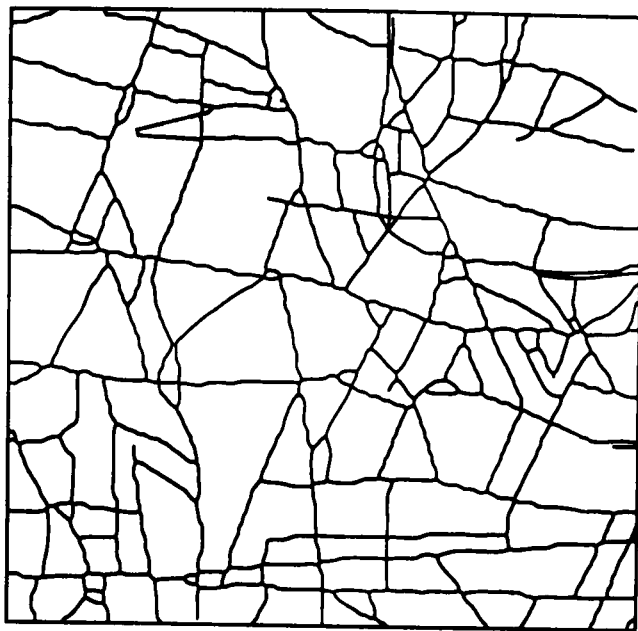
Часто активность водонапорных систем залежей нефти ограничивается тектонической нарушенностью структур в пределах залежей.

Залежи нефти в карбонатных коллекторах отличаются значительным многообразием. Это пластово-сводовые, массивные, литологически экранированные, тектонически экранированные и т.д.

Существенное влияние оказывает на характеристики вытеснения нефти водой тип смачиваемости карбонатного коллектора (рис. 6.7).

В целом нефтяные залежи в карбонатных коллекторах относятся к особо сложному типу залежей, требующих повышенного объема исследований как при проведении геолого-разведочных работ, так и в процессе разработки месторождения. В табл. 6.1

a



б

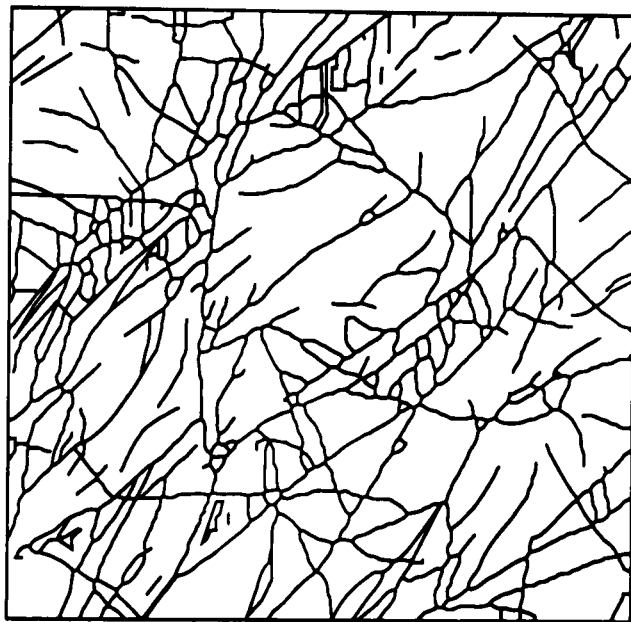


Рис. 6.6. Распределение вертикальных трещин (площадь 1 м², маастрихский гомогенный мел, Rordal quarry, Denmark):
a – вдали от разлома; *б* – вблизи от разлома

приведена нефтеотдача для различных типов трещинных резервуаров, работающих на естественных режимах.

Проектирование и анализ истории разработки месторождений, продуктивные пласты которых представлены карбонатными коллекторами, всегда отличались значительными трудовыми и временными затратами, обусловленными именно сложностью геологического строения.

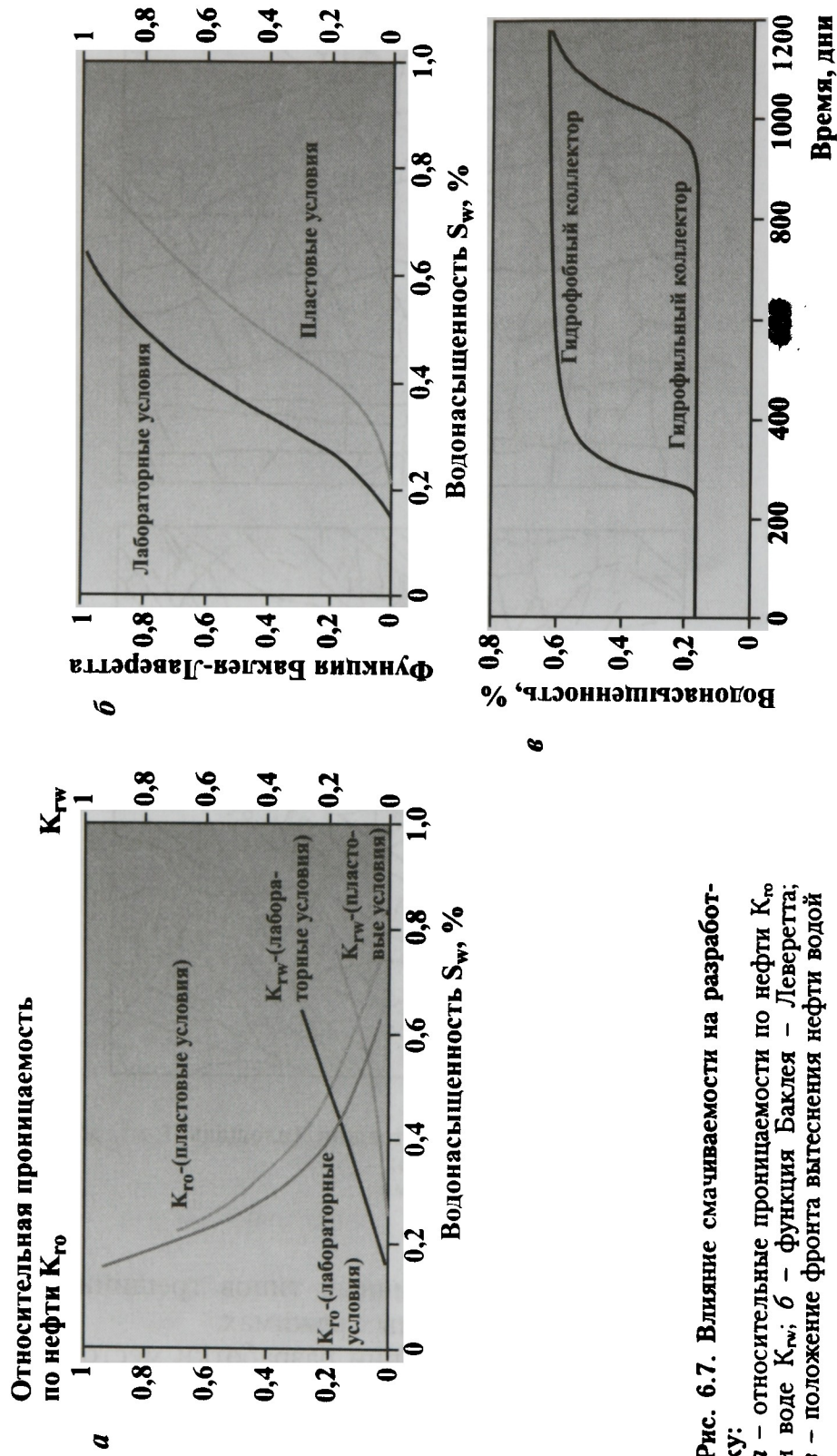


Рис. 6.7. Влияние смачиваемости на разработку:

а – относительные проницаемости по нефти K_{r_o} и воде K_{rw} ; **б** – функция Баклея – Лавретта; **в** – положение фронта вытеснения нефти водой

Таблица 6.1

Нефтеотдача (в %) из трещинных резервуаров

Режим вытеснения	Тип резервуара		
	А	В	С
Упругий режим	10–20	20–30	30–35
Упругий режим + нагнетание газа	15–25	25–30	30–40
Упругий режим + нагнетание воды	20–35	25–40	40–50
Упругий режим + нагнетание воды и газа	25–40	30–45	45–55
Гравитационный режим	40–50	50–60	>60
Упругий режим + водонапорный режим	30–40	40–50	50–60
Упругий режим + режим газовой шапки	15–25	25–35	35–40
Упругий режим + режим газовой шапки + водонапорный режим	35–45	45–55	55–65

Примечание. А – запасы нефти в матрице и небольшими запасами в трещинах; В – 50/50 запасы в матрице и трещинах; С – запасы нефти в основном в трещинах и немного в матрице.

Развитие современных компьютерных технологий в области обработки исходной геолого-физической информации и гидродинамического моделирования позволяют оптимизировать процессы анализа истории разработки месторождения.

На рис. 6.8 схематично представлены основные этапы процесса моделирования разработки нефтяного месторождения. Все этапы взаимосвязаны и взаимодополняемы по мере обработки информации о пласте и насыщающих флюидах.

Интерпретация геофизической информации и петрофизических параметров позволяет выделить разрывные нарушения, так 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 дает возможность 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 потоко-

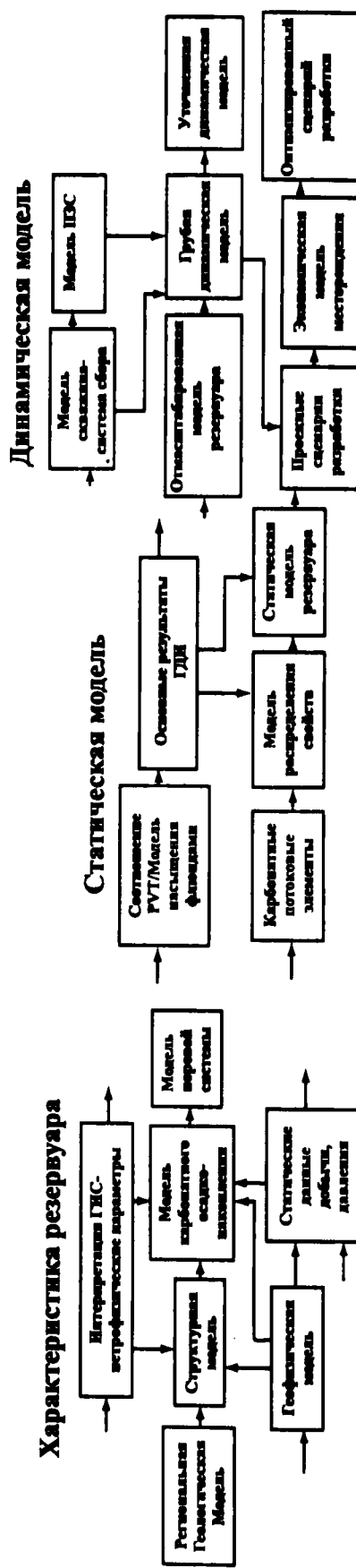
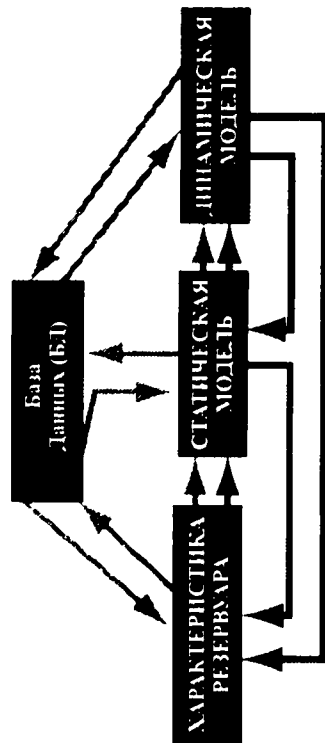


Рис. 6.8. Структура компьютерного моделирования разработки месторождения

вых 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 доработки месторождения с использованием современных компьютерных технологий безусловно отличается меньшей степенью рисков и высокой рентабельностью.

Классическим примером карбонатных коллекторов являются месторождения Ближнего Востока. Огромные залежи нефти сконцентрированы в мощных толщах известняков. Наиболее крупные залежи нефти связаны, главным образом, с пористо-кавернозно-трещинными известняками. Наиболее часто встречающимися и перспективными с точки зрения разработки являются свиты Мишриф и Шираниш. Проектирование одного из месторождений Ближнего Востока, где основные залежи нефти сосредоточены в вышеуказанных формациях, осуществлялось с помощью построения 3-мерной геологической модели с последующим гидродинамическим моделированием.

КРАТКАЯ ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ АЛИАН

Месторождение отличается сложностью геологического строения, многообразием литотипов пород, а также многообразием фильтрационно-емкостных свойств коллекторов залежей нефти.

Тектоника месторождения сложная, имеется ряд нарушений.

Основное широтное нарушение проходит по югу месторождения, разделяя его на 2 неравные части. В северной части сосредоточены основные запасы месторождения.

Месторождение состоит из двух куполов, залежи которых имеют разное гипсометрическое положение (абсолютные отметки кровли отличаются на 70 м) и разное положение водонефтяного контакта.

На месторождении промышленно нефтеносны две продуктивные формации – Шираниш и Массив, разделенные мощной толщей плотных известковых пород. Самыми продуктивными являются коллекторы формации Массив. Коллекторы представлены карбонатными морскими отложениями различного происхождения (хемогенного, биогенного, обломочного). Коллекторы формации Шираниш представлены в основном известняками с подчиненным значением доломитов и мергелей. Палеогеографические условия в морском бассейне были неоднородны, что обу-

словило сложную картину распространения коллекторов формации Шираниш по площади.

По данным кернового материала для пород формации Шираниш среднеарифметическая величина открытой пористости составляет 12,77 %, а средневзвешенная – 12,5 %.

Для пород формации Массив среднеарифметическая величина открытой пористости составляет 12,9 %, а средневзвешенная – 12,5 %.

Анализ истории разработки месторождения позволил выделить 5 объектов, режим разработки которых весьма разнообразен: от чисто упругого до активного естественного водонапорного.

Анализ разработки формации Массив свидетельствует о вертикальном механизме извлечения нефти за счет подъема ВНК в условиях массивного строения природного резервуара и интенсивной водонапорной системы.

По формации Шираниш в первый период нефть добывалась в основном за счет упругого режима. При этом пластовое давление приблизилось к давлению насыщения. За этот период была получена примерно половина всей добычи из формации.

В последующий период определенное влияние оказывало вторжение воды в залежь.

Анализ работы скважин формации Шираниш указывает на то, что вторжение воды в значительной мере происходило из формации Массив, чему способствовал значительный перепад давления между формациями, заколонные перетоки, тектонические нарушения раздела.

В целом состояние выработки запасов нефти формации Шираниш весьма неудовлетворительное.

Проведенный анализ разработки показал, что имеется резкое различие в характере и степени выработки запасов как между формациями Массив и Шираниш, так и между разными зонами и участками каждой из этих формаций. Эти различия необходимо было учесть при проектировании доработки месторождения. Было выделено 5 объектов анализа для каждого из которых была проведена оценка текущего состояния разработки.

Для этого были использованы:

- результаты обобщения данных по эксплуатации и опробованию скважин, в которых были получены притоки нефти;
- особенности геологического строения залежей каждого из объектов;
- особенности реализуемой на месторождении технологии разработки залежей.

Из особенностей геологического строения залежей нефти в пределах объектов анализа, главным образом, учитывались: типы

залежей, природные режимы продуктивных пластов, характер изменчивости фильтрационных свойств по площади залежей, степень гидродинамической разобщенности объектов по площади и др.

Из особенностей применяемой технологии в первую очередь учитывалось, что разработка всех залежей месторождения ведется только с использованием природных режимов, свойственных формациям Шираниш и Массив.

Проектирование системы доразработки месторождения осуществлялось с применением современных методов геолого-математического моделирования.

Построение гидродинамической модели Восточного и Западного куполов месторождения производилось на основе детальной геологической модели.

С использованием вышеизложенной гидродинамической модели было просчитано несколько вариантов доразработки месторождения, которые отличались системой расстановки скважин, типом скважин, методами воздействия.

Однако, в качестве рекомендуемого, был рассмотрен вариант, предусматривающий организацию системы ППД, бурение горизонтальных скважин и зарезку боковых стволов в скважинах и зонах с ухудшенными фильтрационными свойствами пород-коллекторов.

Накопленный опыт проектирования месторождений, продуктивные пласты которых представлены карбонатными коллекторами, позволил сформулировать основной принцип повышения эффективности разработки – проектирование осуществляется с применением трехмерных геолого-гидродинамических компьютерных моделей, позволяющих максимально учитывать особенности геологического строения и изменчивость геолого-физических характеристик пласта.

И что особенно важно, моделировать нерегулярные системы расстановки различного типа скважин, применение которых повышает эффективность нефтевытеснения в условиях неоднородных карбонатных коллекторов.

Анализ истории проектирования и опыта извлечения нефти из месторождений, продуктивные пласты которых представлены карбонатными коллекторами, позволил выделить основные этапы и особенности разработки.

На первом этапе нефтяные залежи, приуроченные к карбонатным коллекторам, начинают разрабатываться на естественном упругом режиме, переходящем в дальнейшем на режим растворенного газа. К моменту истощения пластовой энергии на таких месторождениях достигнутый коэффициент нефтеотдачи колеблется в диапазоне 0,05–0,25, составляя в среднем 0,15. При этом

уровень добычи нефти снижается в 10–100 раз при крайне неблагоприятных экономических показателях.

На втором этапе по мере накопления геолого-физической информации о залежи проектируется, как правило, заводнение. Сначала проектируется редкая сетка скважин.

На третьем этапе, учитывая накопленную информацию о характере коллектора, степени неоднородности (как по разрезу, так и по площади) проектируется более плотная сетка скважин.

Одна из основных проблем в разработке карбонатных коллекторов – это выбор системы заводнения и плотности сетки скважин. В целом, системы воздействия на залежи нефти можно разделить на три группы.

1. На залежах, продуктивные пласты которых представлены порово-трещиноватыми коллекторами, в большинстве случаев используется внутриконтурное, блоковое и очаговое заводнение. Как правило, используется рядная система расстановки добывающих скважин с плотностью сетки 15–60 га/скв.

2. На залежах, продуктивные пласты которых представлены трещиновато-кавернозно-пористыми коллекторами, в связи с более развитой трещиноватостью и кавернозностью применяются сетки скважин с меньшей плотностью (25–80 га/скв). На большинстве залежей такого типа использовалось приконтурное заводнение.

3. На залежах, продуктивные пласты которых представлены трещиновато-кавернозными коллекторами применяются, как правило, весьма редкие сетки скважин.

На современном этапе успехи развития геолого-математического моделирования позволяют учитывать вышеперечисленные особенности карбонатных коллекторов на ранних стадиях проектирования и более эффективно извлекать нефть из карбонатных коллекторов.

Построение геологической модели залежи, учитывающей обстановку осадконакопления и архитектуру фракции, и на ее основе – гидродинамической модели, позволяет оптимизировать процесс доизвлечения остаточных запасов нефти, более грамотно осуществлять контроль за разработкой залежи.

ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАЗМЕЩЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В АРАВИЙСКОЙ НГП

Более половины Аравийского полуострова занимает нефтегазоносный бассейн, открывающийся к северу и охватывающий 90 % Месопотамии, Персидский залив, восточную часть пустыни Руб-эль-Хали. Трог Тетиса, оставшийся относительно стабильным на протяжении всего палеозоя, с пермского времени втянул

ся в активное прогибание, которое сопровождалось отложением карбонатных осадков, затем, по мере дальнейшего погружения, — мергелей и глин, заполнявших трог в эоцене.

Олигоцен и миоцен характеризуются развитием мелководного моря и образованием карбонатного рифогенного комплекса асмари (или его аналогов) толщиной 300–600 м, который получил распространение по всей территории современных Ирака, Ирана и Саудовской Аравии. Известняки перекрыты мощной, свыше 3000 м, пластичной толщей формации фарс (или его аналогов), состоящей из мергелей, известняков и ангидритов, образующей региональную покрывку для залежей нефти и газа. Ловушки приурочены к крупным антиклинальным структурам северо-западного простирания.

Исследования показали, что формирование углеводородов, по-видимому, произошло вследствие конвергенции континентальных окраин двух плит. При погружении Аравийской плиты под Загрос углеводороды из морских нефтегазопроизводящих пород мигрировали вверх по региональному восстанию слоев в формации, образующие ловушки по всей континентальной окраине. Восходящий тепловой поток, характерный при спрединге, ускорил процесс миграции углеводородов из нефтематеринских пород в коллекторские толщи, такие как карбонаты асмари.

Устойчивый тектонический режим погружения Аравийской плиты без достаточно активных тектонических движений, ведущих к изменению структурного плана, обеспечил длительный период накопления морских осадков. Постепенное погружение прибрежной равнины обеспечило последовательное увеличение толщины и изменение характера замещения осадков, вследствие чего в разрезе сформировались нефтегазоносные комплексы, включающие нефтегазопроизводящие породы, коллекторы и покрывки. Большой объем пород морского генезиса, способных к формированию крупных ловушек, заполнение которых могло происходить как в момент образования углеводородов, так и при более поздней их миграции.

В пределах региона Арабского залива нефтегазоносность установлена практически по всему разрезу осадочного чехла. При этом возраст отложений, к которым приурочены уже выявленные наиболее крупные залежи, по направлению от горно-складчатого Загроса к Африкано-Аравийской платформе становится все более древним. Одновременно по оси Месопотамского краевого прогиба с северо-запада на юго-восток по направлению к Арабскому заливу происходит увеличение нефтенасыщенности и стратиграфического диапазона нефтегазоносности.

Так, в пределах пригеосинклинального борта и центральной взбросово-сбросовой зоны Месопотамского краевого прогиба в

пределах Ирака и Ирана наиболее крупные и гигантские залежи приурочены к третичным отложениям (миоцен – олигоцен): месторождения Киркук, Лаб-и-Сафид, Масджид-и-Сулейман, Гач-Саран и др. При этом наиболее крупные залежи нефти в третичных отложениях связаны главным образом с рифогенными пористо-кавернозно-трещинными известняками (мэйн пэй – главный известняк, свита Асмари и другие стратиграфические аналоги), представляющими собой места палеорифы барьерного типа.

Центральная взбросо-сбросовая зона, являющаяся в тектоническом отношении самостоятельным структурным элементом, по интенсивности складкообразования близка пригеосинклинальному борту прогиба, а по набору формаций (в том числе и отсутствию флиша) относится к платформенному борту Месопотамского прогиба. Крупнейшие скопления нефти здесь приурочены как к третичным (свита Асмари), так и верхнемеловым (свиты Мишриф, Сарвак, Бангестан) органогенным карбонатным отложениям (месторождения Бузурган, Ахваз, Марун, Ага Джари, Биби Хакиме, Макан, Килур Карим и др.).

В пределах платформенного борта прогиба на территории Южного Ирака, Кувейта, Бахрейна, Катара и Саудовской Аравии наиболее крупные залежи нефти на месторождениях Южная Румейла, Северная Румейла, Западная Курна, Зубейр, Бурган, Магва, Ахмади, Сафания-Хафджи, Манифа и другие связаны с верхнемеловыми и, главным образом, нижнемеловыми карбонатными и терригенными отложениями – рудистовые известняки свиты Мишриф, известняки и доломиты, песчаники и алевролиты свит Нахр-Умар, Бурган, Зубейр, Ратави и их стратиграфическими аналогами. Терригенные отложения содержат более высококачественную нефть.

На моноклинальном склоне Аравийской плиты на территории Саудовской Аравии наиболее крупные залежи нефти приурочены к оолитовым и доломитизированным известнякам пачки «Д» верхне-среднеюрского возраста серии Араб (месторождения Гхавар, Абкаик, Катиф и др.).

МЕСТОРОЖДЕНИЯ РЕСПУБЛИКИ ИРАК

Республика Ирак является одним из крупнейших производителей и поставщиков нефти в мире. Доказанные запасы на 1.01.95 г. составляют: нефти 13,5 млрд т, природного газа – около 3 трлн м³, что составляет 15,8 % запасов нефти стран Ближнего и Среднего Востока, 12,9 % – запасов стран членов ОПЭК, 9,5 % мировых запасов нефти. Целенаправленные нефтегазопроисследовательские работы на территории Ирака начались в 1902 г. на площади Чиа

Сурх. Первое крупное нефтяное месторождение Киркук было открыто в 1927 г., а добыча нефти в промышленных количествах началась в 1934 г. после завершения строительства нефтепровода Киркук – Триполи. К 1989 г. примерно на 82 % территории Ирака проведены поисково-геофизические работы. К настоящему времени в Ираке открыто 68 месторождений, из которых 13 – с газовыми шапками и 7 газовых; 6 месторождений являются супергигантами и 22 – гигантами. Все выявленные на сегодня месторождения нефти и газа приурочены к антиклинальным складкам, обычно значительных размеров. Преобладают сводовые залежи с водонапорным режимом. Все выявленные нефтяные и газовые залежи связаны с отложениями кайнозоя и мезозоя, к изучению и опoисковыванию палеозойских отложений фактически только приступают. Из 68 месторождений по 33 подсчитаны запасы, потенциальная добыча их составляет 233 млн т в год. Максимальная добыча нефти 171 млн т была достигнута в 1979 г. До начала военных действий в Ираке эксплуатировалось 14 месторождений. Уже в 1988 г. добыча на юге Ирака сократилась на половину, а в 1994 г. она составила 29,2 млн т. Особенностью разработки крупных месторождений в Ираке являются высокие дебиты нефти, часто до 2–4 тыс. т/сут, а на месторождении Киркук отмечены рекордные дебиты – до 14,2 тыс. т/сут. Средний дебит скважины в 1990 г. составлял 336,6 т/сут.

На севере центральной части страны на стадии освоения находится месторождение Саддам с проектным уровнем добычи по нефти 7,15 тыс. м³/сут и 8,5 м³/сут по газу, проектный фонд скважин – 175 нефтяных и 18 газовых, геологами запасы оцениваются в 477 млн м³, Каббаз с потенциальным отбором нефти – 6,4 тыс. м³/сут проектный фонд скважин – 13. Геологами запасы оцениваются в 320 млн м³, Кормаль – предполагаемый уровень добычи – 11,1 тыс. м³/сут. На месторождении Хамрин проектный уровень добычи нефти должен составить 12,7 тыс. м³/сут. Недалеко от Багдада расположено гигантское месторождение Ист-Багдад (плотность нефти – 0,910÷0,922 г/см³, извлекаемые запасы 1,72 млрд м³). С середины 1989 г. месторождение находится в эксплуатации с темпом отбора 3,18 тыс. м³/сут. Впервые в Ираке на этом месторождении осуществлялось нагнетание в пласт газа в дополнение к нагнетанию воды. Кроме того, впервые в Ираке внедрена одновременно раздельная эксплуатация двух продуктивных пластов. Проектный уровень добычи по нефти, как предполагается, достигнет уровня 23,8 тыс. м³/сут.

В южной части Ирака на месторождениях Западная-Курна, Румейла и Лухейс проектный уровень добычи может составить 47,7, 56,6 и 55,6 тыс. м³/сут. На месторождении Маджнун, расположенном в болотистой местности на юге Ирака в 6,5 км от гра-

ницы с Ираном пробурено 22 скважины (на 1989 г.), извлекаемые запасы этого месторождения оцениваются в 950 млн м³, продуктивная толщина пласта 370 м. С 1989 г. ведется разработка 3 продуктивной зоны месторождения Зубайр (запасы – 159 млн м³, проектный уровень добычи 25,4 м³/сут). На эту зону пробурили 90 скважин: 50 добывающих и 40 нагнетательных. С 1990 г. ведется разработка месторождения Эль-Сьюба (запасы – 350 млн м³, проектный темп отбора – 9,5 тыс. м³/сут по нефти и 566 тыс. м³/сут по газу).

Всего в Ираке по состоянию на 1990 г. в эксплуатации находилось 435 нефтяных скважин. Для бурения и заканчивания эксплуатационной скважины глубиной 3050–3060 м в среднем требуется приблизительно 60 сут, а для поисково-разведочной такой же глубины необходимо 90–100 сут. В целом же время пребывания буровой установки на одной скважине занимает 60–90 сут. Одна буровая установка в среднем разбуривала 4,87 скважин за год.

Геология и разработка месторождений Рафидейн, Дужейла и Кумейт республики Ирак

Специалистами ИПНГ РАН, РГУ нефти газа имени И.М. Губкина и ряда других научно-исследовательских коллективов были подготовлены предложения по вводу в разработку крупных и средних по запасам карбонатных нефтяных месторождений, а именно, Рафидейн, Дужейла и Кумейт.

Нефтяные месторождения Рафидейн, Дужейла и Кумейт расположены в юго-восточной части Ирака на расстоянии до 70 км к западу от г. Амара. Эта территория характеризуется как высокоперспективная в отношении нефтегазоносности. Основные промышленные горизонты связаны с верхнемеловыми карбонатными и терригенными отложениями горизонтов Мишриф, Мауддуд, Нахрумар, Зубайр, Ратави и Ямама. На рис. 6.9 приведена обзорная схема расположения месторождений Рафидейн, Дужейла и Кумейт.

Рассматриваемые месторождения расположены в платформенной части склона Месопотамского прогиба – транзитной зоны между Аравийским щитом и складчатой зоной Загрос. Как большинство предгорных, расположенных на стыке древних платформ и зон альпийской складчатости, Месопотамский трог характеризуется литофациальной неоднородностью осадочного чехла, наличием перерывов седиментации и другими факторами, существенно влияющими на достоверность сейсмогеологической информации.

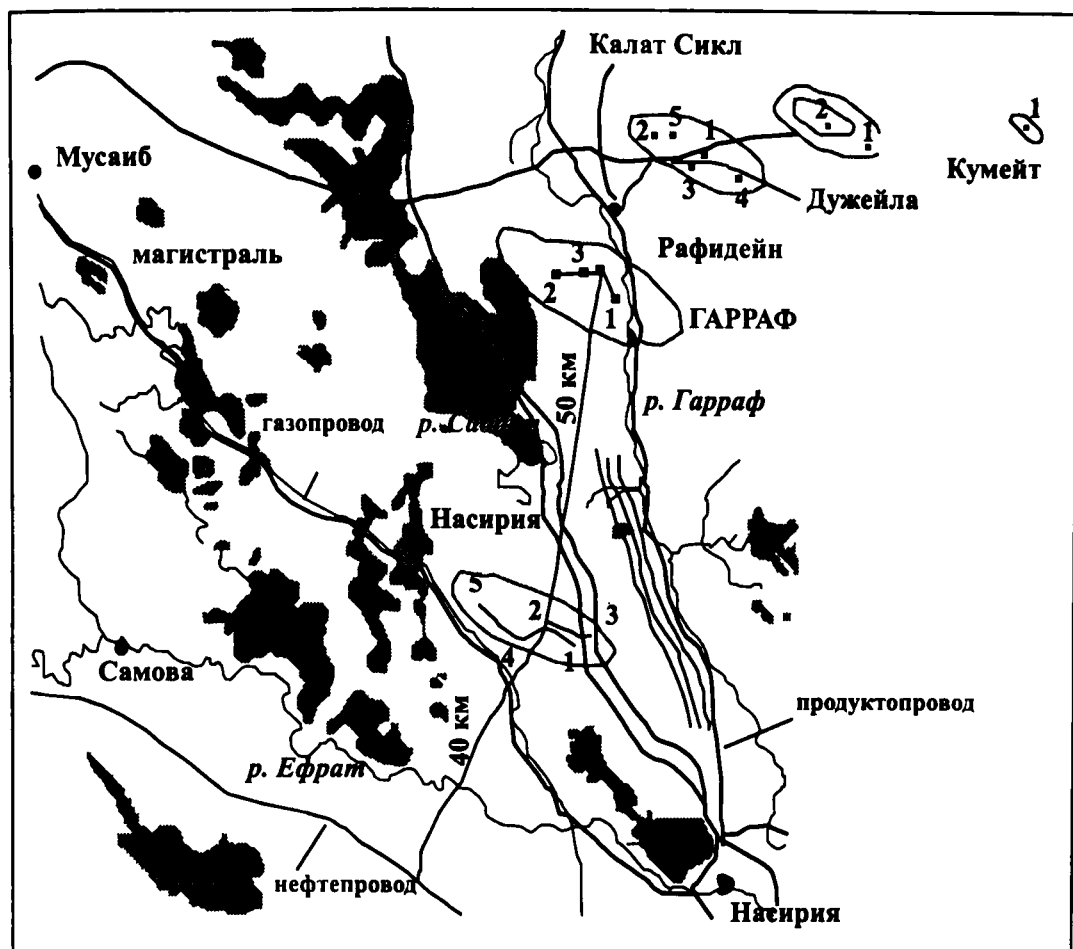


Рис. 6.9. Обзорная схема расположения месторождений Рафидейн, Дужейла и Кумейт

Строение поднятий Рафидейн, Дужейла и Кумейт определялось изначальной тектоникой и особенностями структуры отложения (формирования) осадочного чехла. Рассматриваемые поднятия представляют собой малоамплитудные брахиоантиклинали северо-западного простирания с северо-восточной асимметрией. Асимметрия складок исчезает с увеличением глубинности залегания горизонтов.

Геофизические исследования в скважинах изучаемых месторождений выполнялись аппаратурой фирмы «Шлюмберже». Комплекс методов ГИС, используемый при изучении карбонатных и терригенных разрезов являлся достаточно полным и позволял решать задачи, связанные с определением характеристики продуктивных пластов и оценкой параметров к подсчету запасов углеводородов. Комплекс ГИС фирмы «Шлюмберже» включал следующие методы: потенциалов собственной поляризации (СП); квернометрию; гамма-метод (ГМ); компенсационный нейтронный

(КНК); компенсационный гамма-гамма плотностной (ГГМ-П); акустический (АК); электрические методы – сферический и микросферический фокусированные; индукционный (ИК) со средней и большой глубиной исследования; микробоковой (МКБ); боковой (БК) с малой, средней и большой глубиной исследования; потенциал-зонды большого и малого размера; градиент-зонд.

В Техническом задании на проектирование основным условием разработки указан выход на максимальный уровень добычи нефти в объеме около 12 тыс. т в сут через 2,5 года с начала промышленной добычи. Срок коммерческой разработки месторождения Рафидейн был ограничен 22,5 годами. Таким образом, объем извлекаемых запасов в значительной степени зависел не только от технологий разработки, но и от контрактных условий. Команда российских специалистов в короткие сроки провела многовариантные расчеты, отличающиеся вариантами выделения эксплуатационных объектов, системой расстановки скважин, плотностью сетки скважин. Объединение нефтяных пластов в эксплуатационные объекты проводилось на основе оригинальной методики, разработанной в ИПНГ РАН и РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. На основе системного анализа были выделены следующие эксплуатационные объекты (ЭО) с самостоятельными сетками скважин:

- а) 1-й ЭО – горизонты Мишриф и Мауддуд;
- б) 2-й ЭО – горизонты Нахрумар, Зубайр 1 и 2;
- в) 3-й ЭО – Горизонты Зубайр 3 и Ратави;
- г) 4-й ЭО – горизонт Ямама.

Причем разработку горизонта Ямама предлагалось производить с момента падения максимальной добычи по первым трем ЭО. Первоочередными объектами разработки на 4 ЭО являлись пласты А1+А2, В1+В2. Переход к разработке пластов В3 должен происходить при достижении 70 % обводненности по вышеуказанным пластам – подготовка предложений по объему геолого-разведочных работ по месторождению Рафидейн (горизонты Мишриф, Мауддуд и Ямама), Дужейла и Кумейт. Затраты на эти работы должны войти в общие инвестиционные затраты.

Проведенный геолого-промысловый анализ геологических данных по месторождениям Рафидейн, Дужейла и Кумейт позволил выделить в качестве рекомендуемых следующие варианты разработки:

- а) линейную однорядную систему заводнения;
- б) приконтурную систему заводнения;
- в) законтурную систему заводнения;
- г) естественный режим.

Расчет технико-экономических показателей производился по

рекомендуемым вариантам разработки, при этом был определен оптимальный размер дифференцированной доли нефти на возмещение затрат и прибыли подрядчика по годам, исходя из рациональной внутренней нормы рентабельности (IRR).

В целом следует отметить, что изученность месторождений Рафидейн, Дужейла и Кумейт, несмотря на бурение, соответственно, пяти, двух и двух разведочных скважин находится на низком уровне. Недостаточный отбор керна, отсутствие надежного испытания многих пластов и некоторых видов ГИС не позволяет обоснованно оценивать геологические запасы месторождения и надежно выбрать рациональный вариант разработки. Наименее изучены горизонты Мишриф, Мауддуд, Зубайр 1 и 2 и Ямама. Анализ запасов нефти показал, что наиболее подготовленными горизонтами месторождения Рафидейн к разработке являются: горизонт Ратави (запасы нефти по категории C1 – 74,6 % от общих); горизонт Нахрумар (запасы нефти по категории C1 – 65,8 % от общих); горизонт Зубайр (запасы нефти по категории C1 – 52,1 % от общих) и горизонт Ямама (запасы нефти по категории C1 – 35,5 % от общих). Наименее подготовленными горизонтами месторождения Рафидейн к разработке являются Мишриф (запасы нефти по категории C1 – 10,8 % от общих) и Мауддуд (запасы нефти по категории C1 – 7 % от общих).

Месторождение Рафидейн административно располагается в провинции Зикар (юго-юго-восточная часть Ирака). Месторождение Рафидейн приурочено к Басро-Кувейтской впадине Аравийской плиты. По стратиграфии выделены следующие комплексы отложений:

мощные соленосные толщи кембрия залегают в основании осадочного комплекса;

пермско-юрские отложения общей мощностью около 1000 м представлены известняками, доломитами, песчаниками и аргиллитами;

средние и верхнее юрские отложения общей мощностью до 1350 м представлены глинисто-карбонатными чередованиями известняков и эвапоритов;

берриас (нижний мел) мощностью до 400 м представлены эвапоритами;

отложения неокома общей мощностью до 1100 м представлены карбонатами, глинами, песчаниками с прослоями известняков;

Апт сложен доломитами и известняками мощностью до 100 м;

альб-сеноманские отложения характеризуются мощностью до 650 м;

отложения турона общей мощностью до 1000 м представлены мергелями, известняками с пачками глин;

палеоген представлен карбонатными отложениями с пачками глин до 850 м;

отложения неогена сложены глинами с прослоями известняков, гравенитами и мергелями и имеют общую мощность до 550 м.

С 1980 по 1989 гг. на месторождении Рафидейн было пробурено пять скважин (1, 2, 3, 4, 5). На месторождении Рафидейн вскрыто 5 промышленных нефтегазоносных горизонтов.

Краткая характеристика продуктивных горизонтов месторождения Рафидейн

Горизонт Мишриф на месторождении Рафидейн вскрыт всеми пятью скважинами на глубинах от 2494 м (скв. 2 и 5) до 2514 м (скв. 4). Отложения представлены в верхней части разреза органическими водорослевыми известняками в различной степени перекристаллизованными, уплотненными суммарной толщиной 97–107 м. Средняя часть сложена высокопористыми известняками рифовой фации толщиной 107–119 м. В нижней части преобладают глинистые известняки и мергели, толщина которых изменяется от 70 м (скв. 5) до 142 м (скв. 4). Общая толщина горизонта колеблется от 286 м (скв. 5) до 356 м (скв. 4). Продуктивная часть разреза расположена над рифовой фацией и представлена переслаиванием пористых нефтенасыщенных известняков и более глинистых их разностей лагунной фации. Толщина ее колеблется от 40,2 (скв. 2) до 44,2 м (скв. 5). В продуктивной части горизонта Мишриф имеет место чередование известняков, мергелей, аргиллитов и глин. Площадь нефтеносности составляет 97,6 км². Коллекторами нефти являются чистые или слабоглинистые известняки с достаточно высокой общей пористостью, превышающей 13–15 %. Известняки органические, крупно- и мелкозернистые. По структуре порового пространства принадлежат к межзерновому и межзерново-каверновому типам. Вторичные пустоты (типа каверн) приурочены к выщелоченным органическим остаткам. Межзерновая емкость достаточно велика, в коллекторах изменяется от 11 до 20 % и более, содержит много связанной воды, что характерно для мелоподобных карбонатных пород, и возможно может служить емкостью для углеводородов. В высокопористых кернах с пористостью более 20 % проницаемость изменяется от нескольких сотен до тысяч миллидарси. Нефтенасыщенность коллекторов Мишрифа невысокая и, как правило, изменяется в пределах от 50 до 60 %. Диапазон изменения средневзвешенных по толщине коэффициентов пористости – 14,6–16,6 %. Пласты-коллекторы, эффективные нефтенасыщенные толщины которых изменяются от 4,0 м до 11,0 м развиты

преимущественно в верхней и нижней частях разреза. По площади они распространяются неравномерно, концентрируясь в восточной и западной частях структуры (скв. 4 и 5) и замещаясь на более плотные разности в центральной части в районе скв. 1. Расчлененность разреза изменяется от 3 (скв. 4), 4 (скв. 1, 3) до 5 пластов (скв. 5). Продуктивность отложений горизонта Мишриф установлена испытанием их в скв. 4 в интервалах 2525–2527 м и 2529–2533 м, из которых получен приток нефти дебитом 131,2 м³/сут и воды дебитом 43,8 м³/сут. Плотность сепарированной нефти в поверхностных условиях составляет 0,871 т/м³, пластовая температура $T_{пл}$ – 79,4 °С на глубине 2530 м, пластовое давление $P_{пл}$ – 29,2 МПа, коэффициент усадки нефти 0,78. Для горизонта Мишриф характерно наклонное положение ВНК. Наиболее высокая отметка контакта нефть – вода наблюдается в скв. 1 и 2, самая низкая в скв. 4. Плоскость ВНК наклонена в юго-восточном направлении под углом 0,3–0,5 град. с гидравлическим уклоном 0,003.

Карбонатные отложения *горизонта Мауддуд* вскрыты пятью скважинами на глубинах от 2800 м (скв. 2 и 5) до 2824 м (скв. 4). В разрезе горизонта Мауддуд преобладают мелкозернистые кристаллические известняки биостромных фаций с межзерновой и межзерново-каверновой емкостью. Верхняя часть продуктивного разреза сложена чистыми высокопористыми известняками с пористостью более 20 %, местами трещиноватых, известняков толщиной 15–20 м, к которой приурочена основная залежь горизонта. Эти породы можно охарактеризовать как типично карстовые. Покрышками для залежи являются плотные известняки верхней части горизонта Мауддуд толщиной 12–15 м и глинистые известняки свиты Ахмади. Коллекторские свойства пород горизонта Мауддуд выгодно отличаются от карбонатов горизонта Мишриф. Общая толщина свиты Мауддуд изменяется от 247 м (скв. 3) до 259 м (скв. 2). По данным исследования 21 образца керна из верхней залежи значения пористости изменялись от 10,8 до 30 %, в среднем составляя 21,2 %. Значения проницаемости колебались от 0,006 до 20 мД, в среднем по этой выборке составили 3,3 мД. Толщина продуктивной части разреза залежи изменяется от 16,2 м (скв. 5) до 20 м (скв. 4). Эффективная нефтенасыщенная толщина варьируется по скважинам от 6,0 м (скв. 3) до 15,5 м (скв. 1), составляя в среднем по площади 10,17 м. Наиболее высокие значения нефтенасыщенности более 70 % получены для коллекторов горизонта Мауддуд. Это подтверждают и результаты испытаний. В скв. 4 испытан интервал 2836,0–2845,0 м в результате получили приток чистой нефти дебитом $Q = 477$ м³/сут (при диаметре штуцера 2"). Для горизонта Мауддуд характерно наклонное положение ВНК. Наиболее высокая

отметка контакта нефть – вода наблюдается в скв. 1 и 2, самая низкая в скв. 4. Нефть представляет собой тяжелую смесь углеводородов плотностью $0,871 \text{ г/см}^3$ в поверхностных условиях. Объемный коэффициент – 1,264, $T_{пл}$ – 88°C , газовый фактор – $89 \text{ м}^3/\text{м}^3$, $P_{пл}$ – 32,5 МПа на глубине 2876 м. Вязкость нефти в пластовых условиях (при $P_{пл} = 35,0 \text{ МПа}$) составляет 1,01 мПа·с. Растворенный в нефти газ, в основном метанового ряда (CH_4 до 63 %) с небольшим содержанием азота (18 %) и CO_2 (0,4 %).

Продуктивность *горизонта Нахрумар* связана с песчано-глинистыми отложениями межзернового типа пористости. Горизонт Нахрумар вскрыт 5 разведочными скважинами на глубинах от 3045 м (скв. 1) до 3079 м (скв. 4). Отложения представлены в верхней части глинистыми известняками с прослоями глин толщиной 40–70 м, в средней части мощной пачкой песчаных пород с маломощными прослоями глин. Общая толщина этой пачки 70–80 м. Нижняя часть сложена глинистыми породами изменчивой мощности (10–35 м). Общая толщина горизонта Нахрумар 150–155 м. Продуктивность горизонта связана с песчаниками межзернового типа пористости. Толщина продуктивной части колеблется от 6 м (скв. 4) до 20 м (скв. 1, 5). Пласты-коллекторы толщиной от 1 до 12 м развиты преимущественно в своде структуры в районе скв. 1 и 5. Значение средней эффективной нефтенасыщенной мощности составляет 9,9 м, средние значения коэффициентов пористости и водо- и нефтенасыщенности по зонам предельного нефтенасыщения составляют, соответственно, 22,8 % и 78,9 %. Следует отметить наличие переходных зон в залежи продуктивного горизонта Нахрумар в скв. 2, 3. С продуктивным горизонтом Нахрумар связана одна залежь нефти. Положение ВНК в породах свиты Нахрумар и других отложениях месторождения определялось по подошве самого нижнего предельно нефтенасыщенного пласта. Горизонт Нахрумар испытан в скв. 1 испытателем пластов в интервале 3090–3115 м, из которого получен приток нефти дебитом $668 \text{ м}^3/\text{сут}$. Удельный вес нефти в поверхностных условиях $0,875 \text{ г/см}^3$, объемный коэффициент – 1,241, давление насыщения – 7,82 МПа, газовый фактор $56 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Пластовая температура на глубине 3108 м составляет $94,4^\circ\text{C}$. Вязкость нефти в пластовых условиях – 6,0 сСт, в поверхностных – 47,2 сСт. Состав газа, растворенного в нефти преимущественно жирный (C_{8+} выше более 89 %) с содержанием сероводорода до 3 %.

Терригенные породы *горизонта Зубайр* вскрыты во всех скважинах на глубинах от 3294 (скв. 1, 2) до 3330 м (скв. 4). Отложения горизонта Зубайр представлены в верхней части свиты переслаиванием известняков и глинистых пород, в нижней час-

ти – переслаиванием мощных пластов песчаников и глин. Общая толщина свиты 530–540 м. Продуктивность этих отложений связана с разнотекстурными песчаниками. В разрезе выделяется несколько залежей нефтей, которые были объединены в три объекта: верхний, средний и нижний.

Горизонт Зубайр верхний. Отложения этого горизонта залегают в интервале глубин 3294–3444 м. Их общая толщина составляет 127–133 м. Продуктивная часть разреза расположена в верхней части разреза и представлена переслаиванием песчаников толщиной 1–3 м и глин толщиной 2–21 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина в среднем по площади составляет 4,24 м, изменяясь от 2,3 м (скв. 2) до 13,6 м (скв. 1). Породы этого горизонта не испытаны ни в одной скважине. Тем не менее, учитывая высокую перспективность этих отложений в данном районе, доказанную продуктивность их в нижнем горизонте (Зубайр нижний), область высоких толщин горизонта Зубайр верхний в районе скв. 1 и 5 отнесена по запасам к категории С2. Расчлененность разреза довольно высокая, изменялась от 2–3 (скв. 2 и 5) до 6 (скв. 1). Эффективные нефтенасыщенные толщины определенные по ГИС, по категории С1 изменяются по площади от 3 до 12,8 м, в среднем составляя 8,47 м (раньше была 8,8 м). По категории С2 они варьируют в пределах 0–7 м, среднее 3,01 м (предыдущая оценка – 3,1 м). Средневзвешенное значение толщины для всей площади горизонта Зубайр верхний (категории С1 + С2) – 4,34 м, что ниже предыдущей оценки – (4,4 м). Определение пористости и проницаемости проводилось по керну в скв. 2, 5 и 3. В скв. 2 и 5 изучено по 2 и 3 образца на глубинах соответственно 3338 и 3333–3336 м из пачек глинистых алевроитов. Средняя пористость в которых 14,4–14,8 %, проницаемость 7,2–47 мД. Наибольшая коллекция 43 образцов исследована в скв. 3 в интервале 3349–3391 м. По этим данным значения пористости изменялись от 10,1 до 24,8 %, проницаемости от 0,7 до 531 мД. В среднем они составили соответственно 19,5 % и 158 мД.

Горизонт Зубайр средний вскрыт 5 разведочными скважинами на глубинах от 3421 м (скв. 1) до 3460 м (скв. 4). Отложения представлены чередованием песчано-глинистых пачек толщиной до 25 м, песчаников и глин толщиной по 1,5–5 м. Песчанистость преобладает в верхней части разреза, где сосредоточена основная продуктивность горизонта. Толщина продуктивной части колеблется от 26 м (скв. 5) до 30–35 м (скв. 1 и 2). Пласты-коллекторы, толщина которых изменяется от 0,6 до 4 м развиты преимущественно в своде структуры в районе скв. 2, 5 и 1. Определение пористости и проницаемости по керну изучались в скв. 1 и 2. В скв. 1 исследовано 28 образцов, в том числе 22 об-

разца из нефтенасыщенных коллекторов в интервале глубин 3443–3459 м. Значения пористости в них колеблются от 13,9 до 22,5 %, проницаемости от 14 до 1196 мД. Средние значения пористости составляют 19,1 %, проницаемости – 381 мД. Из водонасыщенных коллекторов в скв. 1 (инт. 3460,3–3462,6 м) исследовано 6 образцов. Средние значения пористости в них составили 22,6 %, проницаемости – 768 мД. Горизонт на продуктивность не испытан.

Горизонт Зубайр нижний вскрыт всеми скважинами на глубинах от 3617 м (скв. 1) до 3643,5 м (скв. 3). Отложения представлены чередованием песчаников и глин, аналогичных разрезу Зубайр средний. В отличие от последнего, песчаники распространены по разрезам скважин довольно равномерно. Лабораторные определения пористости и проницаемости по керну из горизонта Зубайр нижний отсутствуют. При оценке запасов принято средневзвешенное значение пористости по данным ГИС, равное 18,8 %, нефтенасыщенности – 69,9 %. Продуктивная часть разреза толщиной 21–28 м приурочена к верхней части горизонта. Она доказана испытанием ее в скв. 1 в интервале 3648–3654 м, из которого получен приток нефти дебитом 326 м³/сут на 19-мм штуцере; 294,5 м³/сут на 13-мм штуцере и 205,5 м³/сут на 10-мм штуцере. Пластовое давление – 40,2 МПа, пластовая температура – 108 °С, газовый фактор – 70 м³/м³, удельный вес нефти 0,829 г/см³.

Горизонт Ратави сложен терригенной толщей переслаивающихся пластов песчаников и глин; в верхней части горизонта имеются прослой известняков, чередующиеся с глинистыми породами, толщиной до 10–30 м. Средняя часть сложена мощной пачкой песчаников с прослоями глин и известняков. К песчаным коллекторам приурочены две залежи, одна из которых имеет локальное развитие в районе скв. 2. Запасы ее не имеют самостоятельного значения и учтены в общем балансе запасов горизонта Ратави. Общая толщина горизонта Ратави около 100 м. Продуктивная часть разреза 25–30 м. Горизонт Ратави вскрыт пятью скважинами на глубинах от 3703,5 м (скв. 1) до 3732,5 м (скв. 3 и 4). К терригенным коллекторам горизонта Ратави приурочены две залежи нефти. Определения пористости и проницаемости по керну изучались в скв. 3 и 5. В скв. 3 исследовано 30 образцов в интервале глубин 3754,2–3778,8 м. Значения пористости в них колеблются от 15,2 до 26,6 %, проницаемости – от 60 до 2442 мД. Средние значения пористости составили 20,5 %, проницаемости – 768 мД. В скв. 5 изучено 28 образцов в интервале глубин 3746,3–3766,6 м. В них значения пористости изменяются от 13,8 до 21,3 %, проницаемости – от 2,6 до 1019 мД. Средние значения пористости составили 17,4 %, проницаемости – 315 мД. Положе-

ние ВНК установлено только в верхней залежи свиты в скв. 5 на глубине 3763,5 м (абс. отметка 3745,5 м). Горизонт испытан в скв. 1 в интервале 3731–3738 м. В результате испытания получен фонтан нефти дебитом 460 м³/сут на 51-мм штуцере, 444 м³/сут на 13-мм штуцере. Плотность нефти в поверхностных условиях 0,871 г/см³. Пластовая температура и давление на глубине 3724 м составляют 110 °С и 43,0 МПа соответственно.

Горизонт Ямама сложен преимущественно известняками, в различной степени глинистыми, доломитизированными с прослоями доломитов. Общая мощность колеблется от 239,5 м (скв. 4) до 286 м (скв. 5), составляя в среднем 255 м. К коллекторам относятся поровые и каверно-поровые известняки и доломиты, имеющие сложную структуру порового пространства. Известняки и доломиты с межзерновой и межзерново-каверновой пористостью, мелкокристаллические с повышенным содержанием связанной воды, количество которой в коллекторах с предельным нефтенасыщением изменяется от 12 до 40 %. Вблизи ВНК в карбонатных коллекторах, наряду со связанной, содержится и подвижная вода. Проницаемость пород по данным керна, отобранного из скважин 2 и 5 месторождения Рафидейн, очень низкая. Керны с пористостью ниже 10 % непроницаемые или слабопроницаемые. Проницаемость пород-коллекторов обусловлена, в первую очередь, вторичными пустотами – кавернами и трещинами. Наличие трещиноватости в отложениях горизонта Ямама подтверждают высокие дебиты нефти и воды, полученные при опробовании интервалов-коллекторов. Отложения горизонта Ямама вскрыты всеми скважинами на глубинах от 3830 м (скв. 1) до 3860 м (скв. 4). Между скважинами наблюдается значительная изменчивость ФЕС пород Ямамы, содержащих достаточно большое количество воды, являющейся, по всей вероятности, неподвижной и занимающей наиболее тонкие породы. Эффективная емкость породы обусловлена эффективными порами и каверновой составляющей, а проницаемость связана преимущественно со вторичной емкостью – каверновыми полостями, соединенными между собой системой трещин. В процессе детального изучения разрезов скважин, выполненной геофизической переинтерпретации каротажных диаграмм и анализа геолого-промысловых исследований в разрезе свиты Ямама выделяется пять продуктивных горизонтов: А, Б-1, Б-2, Б-3 верхний и Б-3 нижний, разделенных между собой глинистыми непроницаемыми известняками. При испытании скважин из этих горизонтов были получены притоки жидкости, дебит которых изменяется от 200 до 700 м³/сут средний первоначальный дебит жидкости составил 400–500 м³/сут, нефти 200–250 м³/сут.

Нефть представляет собой тяжелую смесь углеводородов, ее

плотность изменяется от 0,805 (0,667 в пластовых условиях) до 0,894 (0,68) и составляет в среднем 0,85 (0,68) г/см³. Газовый фактор равен, в среднем, 190–200 м³/м³, пластовая температура изменяется от 107 до 118 °С. Объемный коэффициент от 1,688 до 1,919 (средний 1,775). Содержание серы 1,13 %. Состав газа, растворенного в нефти, преимущественно метановый, с содержанием сероводорода при атмосферном давлении до 5,43 %. Содержание СО₂ достигает 11 %, азота до 1,5 %.

В горизонт Ямама-А входят пласты А-1 и А-2. Они залегают в верхней части свиты Ямама в интервале глубин 3838–3870,5 м (скв. 1), 3865–3904 м (скв. 4). Общая толщина горизонта 35 м (скв. 4), 53,6 м (скв. 3). Горизонт испытан в скв. 1 в интервале 3838–3843 м, из которого получена тяжелая нефть. В скв. 2 испытано два интервала. Из интервала 3838–3843 м приток нефти составил 360 м³/сут и воды 69 м³/сут. При испытании интервала 3863–3870 м на 24,4-мм штуцере получен приток нефти дебитом 307 м³/сут и вода 58 м³/сут. В скв. 5 (инт. 3859–3864 м) при промывке получили 1 м³ нефти, а при испытании этих отложений в скв. 4 (инт. 3882–3884 м и 3886–3889 м) притоков не получено – «сухо». Определения пористости и проницаемости из горизонта Ямама-А основывается на исследованиях 9 образцов скв. 5 (инт. 3873,2–3877,8 м). Верхние слабопроницаемые 4 образца имеют пористость 6,1–8,1 %, проницаемость 0,043–0,044 мД. Средняя пористость составила 7,3 %, проницаемость 0,15 мД. В нижних 5 образцах с пористостью 11,6–17,7 % проницаемость более высокая 2,3–92 мД. Средняя проницаемость в них составила 14,2 %, проницаемость 38,6 мД.

Горизонт Ямама-Б1 залегает в интервале глубин 3888–3914 м (скв. 1), 3918–3948 м (скв. 4). Общая толщина его изменяется от 26,5 м (скв. 2) до 30 м (скв. 4). Определение пористости и проницаемости по керну изучались в скв. 5 (инт. 3895,1–3920,8 м). Всего исследовано 28 образцов. Половина из них имела пористость 6,5–9,6 %, проницаемость 0,02–3,2 мД. Средние значения пористости и проницаемости для этой выборки составили 8,4 % и 0,8 мД. В остальных 14 образцах пористость изменялась от 10 до 18,6 %, проницаемость – от 0,049 до 188 мД. Средние значения пористости для них 11 % и проницаемости 22,5 мД. Горизонт испытан в скв. 1, 2, 3 и 4. При испытании его в скв. 1 (инт. 3887–3894 м) получена тяжелая нефть. В скв. 2 (инт. 3893–3895 м и 3896–3899 м) на штуцере 25,4-мм дебит нефти составил 143 м³/сут, воды – 175 м³/сут. В скв. 3 (инт. 3931–3936 м) получена эмульсия и в скв. 4 (инт. 3918–3920 м, 3926–3929 м) приток нефти на свободном отводе составил 123 м³/сут и воды 82 м³/сут. Все пласты-коллекторы объекта Б1 в скв. 1, 2 и 5 являются продуктивными. Водно-нефтяной контакт отмечен в скв. 3

на глубине 3936,5 м (–3918,8 м) и в скв. 4 на глубине 3942,0 м (–3925,0 м).

В объекте Ямама-Б2 ВНК установлен в скв. 1 на отметке 3955,0 м (–3935,1 м) и в скв. 4 3957,5 м (–3940,6 м). В скв. 2 и 5 все выделенные коллекторы являются продуктивными, в скв. 3 – водоносными. Залегают горизонт в интервале глубин 3914,6–3960 м (скв. 2), 3948–3999,5 м (скв. 4). Общая толщина горизонта изменяется от 51,5 м (скв. 4) до 45,4 м (скв. 2). Определения пористости и проницаемости по керну изучались в скв. 1 и 2. В скв. 1 (инт. 3927,6–3928,7 м) изучались 2 образца с пористостью 6,7 и 7,9 % средняя 7,3 % и проницаемость 1 и 10 мД, средняя 5,5 мД. В скв. 2 (инт. 3908,3–3949,3 м) исследовано 17 образцов, пористость в которых изменялась от 10,0 до 19,4 %, проницаемость от 0,0007 до 0,66 мД. Среднее значение пористости в них 13,9 %, проницаемости 0,04 мД, при этом из 17 образцов в 14 проницаемость 0,001–0,002 мД, т.е. практически они непроницаемы. Горизонт испытан в скв. 1, 2, 3 и 5. При испытании его в скв. 1 (инт. 3915–3923 м) притока не получено («сухо»), из интервала 3952–3958 м получена нефть с газом и эмульсией. В скв. 2 (интервала 3947–3954 м) приток нефти составил 376 м³/сут и воды 376 м³/сут на 25,4-мм штуцере. В скв. 3 из интервала 3990–3995 м получена пластовая вода. В скв. 5 (инт. 3948–3950 м и 3958–3963 м) приток нефти составил 302 м³/сут на свободном отводе.

В объекте Ямама-Б3 выделены 3 залежи: верхняя, средняя и нижняя. Залегают горизонт Б3-верхний в интервале глубин 3966–4008 м (скв. 2), 4016–4051 м (скв. 4). Общая толщина его изменяется от 35 м (скв. 4) до 48,5 м (скв. 1). Кровля нижнего продуктивного пласта верхней залежи в скв. 1 отмечена на глубине 4001,0 м (–3981,1 м), в скв. 2 – 4008,0 м (–3989,2 м) и в скв. 5 – 4001,0 м (–3983,2 м). Значения пористости и нефтенасыщенности, определенные по данным ГИС, по разрезам скважин в пластах-коллекторах с граничным значением K_p выше 10 %, изменяются от 10 до 17 %, нефтенасыщенности – от 50 до 83,6 %. Средние значения пористости по скважинам изменяются для НЗ от 11,8 до 13,7 %, в среднем составляя 12,6 %; нефтенасыщенности – от 56,4 до 59,4 %, среднее значение – 59 %. Для ВНЗ, учитывая отсутствие скважин в этой зоне, приведены условно. Минимальные значения пористости 11 % и нефтенасыщенности 50 %. ВНК можно принять на отметке 4008,0 м (–3989,2 м), так как в скв. 1 и 5 ниже продуктивного пласта до глубины 4016,0 м (скв. 1) и 4012,5 м (скв. 5) залегают плотные известняки. В скв. 3 и 4 все коллекторы верхней залежи являются водонасыщенными.

Средняя залежь объекта Б3 выделена в интервалах глубин:

4045,0–4080,0 м (скв. 1), 4019,6–4061,8 (скв. 2), 4055,8–4083,5 м (скв. 3), 4068,0–4106,5 (скв. 4), 4024,0–4061,6 м (скв. 5).

Горизонт Ямама-БЗ нижний залегает в нижней части свиты Ямама. Он расположен в интервале глубин 4062,5–4088 м (скв. 2), 4069–4120 м (скв. 5). Общая толщина его изменяется от 17,5 м (скв. 4) до 51 м (скв. 5). Пласты-коллекторы толщиной 0,7–3,3 м расположены в разрезах скважин неравномерно, их количество изменяется от 3 (скв. 4) до 10 (скв. 5). Значения пористости и нефтенасыщенности, определенные по данным ГИС, изменяются по скважинам от 9,8 до 17,5 % и от 50 до 85,2 %. Средние значения пористости по скважинам изменяются для НЗ от 12,0 до 13,2 %, нефтенасыщенности – от 56,0 до 68,2 %, для ВНЗ составляют 10 и 56,2 %. Средневзвешенные значения пористости и нефтенасыщенности, принятые при оценке запасов составляют 12,8 % и 66,1 % для НЗ и 10 % и 56,2 % для ВНЗ. Горизонт испытан в скв. 5 (инт. 4086–4092 м), где получен приток нефти дебитом 151 м³/сут на 25,4-мм штуцере. Замеренное пластовое давление – 45,0 МПа, пластовая температура 114,4 °С, газовый фактор 213,5 м³/м³, удельный вес нефти 0,833 т/м³. Водонефтяной контакт прослеживается на глубинах: 4093,0 м (–4073,1 м) в скв. 1, 4107,5 м (–4090,6 м) в скв. 4 и 4120,0 м (–4102,2) в скв. 5.

Первоочередной задачей являлось выделение объектов разработки по комплексу геолого-физических параметров. Объекты разработки – это сочетание нескольких горизонтов и разработка их одной сеткой скважин. В качестве основного варианта рассматривался вариант, в котором на месторождении имелось два эксплуатационных объекта (1 эксплуатационный объект, представленный терригенными коллекторами – горизонты Нахрумар, Зубайр, Ратави; 2 эксплуатационный объект, представленный карбонатными породами горизонты Мишриф и Мауддуд).

Анализ геолого-физических характеристик данного месторождения позволил рекомендовать для рассмотрения два режима разработки – естественный (упруговодонапорный) и заводнение. Система расстановки и плотность сетки скважин определялись как геологическим строением, так и условиями технического задания. Всего было просчитано 27 вариантов разработки месторождения Рафидейн, отличающиеся режимом разработки, системой расстановки скважин, объектами воздействия, количеством скважин. Рассмотрены различные комбинации объединения нефтегазоносных пластов в эксплуатационный объект. Система расстановки скважин – однорядная. Нефтеотдача в рекомендуемом варианте составила 38 % при обводненности продукции 56 % и количество скважин 74. Расчеты выполнены в программной среде

Work Bench для начальных дебитов нефти от 300 до 700 м³/сут. Эксплуатационные скважины вводились в разработку в течение 2,5 лет. Через 4 года скважины нагнетательных рядов переводились под закачку с дебитом нагнетания равным дебиту отбора.

В одном из вариантов выполнен расчет для естественного режима разработки на истощение без перевода скважин под нагнетание. При этом было задано ограничение по забойному давлению в 10,0 МПа.

В другом из расчетных вариантов две группы эксплуатационных объектов эксплуатировались отдельными сетками скважин. Эксплуатационный объект, объединяющий терригенные пласты, разрабатывался 12 скважинами, а эксплуатационный объект, объединяющий карбонатные пласты, – 86 скважинами. Расчеты выполнены для двух случаев – в первом все скважины работают на истощение, при этом начальный дебит нефти для скважин верхнего объекта составлял 200 м³/сут, а для скважин нижнего объекта, соответственно, 550 м³/сут. Во втором случае, нагнетательные скважины через четыре года с начала работы переводились под нагнетание с дебитами равными дебитам отбора.

Месторождение Дужейла расположено в 23 км на восток-северо-восток от месторождения Рафидейн. Одноименная локальная структура выявлена в 1953 г. сейсморазведочными работами и представляет собой вытянутую в северо-восточном направлении складку с размерами по основанию осадочного чехла 12×5 км. На месторождении Дужейла пробурено две скважины (1 и 2), расположенные на расстоянии 7 км друг от друга. Продуктивными являются отложения горизонта Мишриф. Горизонт Мишриф примерно на 400 м ниже по разрезу по сравнению с месторождением Рафидейн. Известняки плотные, кристаллические, слабоглинистые с очень низкой степенью доломитизации. Значения пористости и нефтенасыщенности, определенные по данным ГИС, изменяются по скв. 1 от 10,0 до 18,4 %, в среднем составляя 13,5 % и от 55 до 74,2 %, в среднем – 68,3 %, по скв. 2 – от 12,4 до 19,7 %, среднее значение – 15,8 % и от 52 до 76,5 %, в среднем – 62,2 %. Средневзвешенные значения пористости и нефтенасыщенности, принятые по оценке запасов составляют 14,8 % и 64,6 %. В горизонте Мишриф основными отложениями являются органогенные известняки. Нефтесодержащие породы вскрыты на глубинах от 2826 м (–2807 м) в скв. 2 до 2847,5 м (–2832 м) (скв. 1). На месторождении Дужейла в горизонте Мишриф подошва нижнего продуктивного пласта-коллектора находится в скв. 1 на глубине 2874,6 м (–2858,8 м), в скв. 2 – 2870,0 м (–2851,0 м). В скв. 1 и 2 в интервалах, соответственно,

2874,6–2888,9 м и 2870,0–2887,0 м залегают плотные известняки, неколлекторы. В связи с этим за ВНК горизонта Мишриф принята отметка контакта в скв. 1. Горизонт испытан ИП (испытателем пластов) в скв. 1 (инт. 2831,1–2863 м), из которого получен приток жидкости дебитом 318 м³/сут (183 м³/сут нефти, и 135 м³/сут воды). Нефть представляет собой тяжелую смесь углеводородов плотностью 0,951 г/см³.

Месторождение Кумейт расположено в 30 км на восток-северо-восток от месторождения Дужейла и в 230 км от г. Басра. Месторождение приурочено к одноименной локальной структуре антиклинальной формы с размерами по длинной и короткой осям 14×3 км. Структура простирается с северо-запада на юго-восток. На месторождении пробурены две скважины № 1 в центре структуры и № 2 на южном крыле, на расстоянии друг от друга 2,3 км. Основными продуктивными на нефть отложениями являются органогенные известняки свиты Мишриф и песчаники свиты Нахрумар (Кумейт, скв. 1).

Продуктивные породы горизонта Мишриф вскрыты на глубине 3057,3 м (–3039,1 м) в скв. 1 и 3088 м (–3069,8 м) в скв. 2. Общая толщина нефтесодержащих известняков 42,7 м в скв. 1 и 10,5 м в скв. 2. Отложения представлены органогенными известняками в различной степени глинистыми с межзерновым типом емкости с очень низкой степенью доломитизации. По структуре порового пространства карбонатные отложения горизонта Мишриф на месторождении Кумейт преимущественно межзернового типа, в единичных интервалах межзерново-каверновые (Кумейт, скв. 1). Значения пористости и нефтенасыщенности, определенные по данным ГИС, изменяются по скв. 1 от 10,4 до 29,6 % (по акустике) и от 54,0 до 85,9 %, составляя в среднем 16,2 и 70,3 %. По скв. 2 значения пористости нефтенасыщенных коллекторов изменялись от 10,4 до 15,1 % и нефтенасыщенности от 54 до 56 %, составляя в среднем соответственно 12,7 и 55,2 %. Для проектирования приняты средневзвешенные значения пористости 15,6 % и нефтенасыщенности 68,1 %. Горизонт Мишриф на месторождении Кумейт ниже по разрезу на 600 м по сравнению с месторождением Рафидейн. В отложениях Мишрифа ВНК установлен в скв. 1 на глубине 3100,0 м (абсолютная отметка – 3081,8 м), в скв. 2 – 3098,5 м (–3080,5 м). Продуктивность горизонта установлена по результатам испытания их в скв. 1, где перфорированы три интервала 3075–3078 м; 3086–3087 м; 3088–3102 м. В результате получен приток жидкости дебитом 726 м³/сут (воды – 51 %), т.е. приток нефти дебитом 356 м³/сут и воды – 370 м³/сут.

Отложения горизонта Нахрумар на месторождении Кумейт залегают под известняками свиты Мауддуд и сложены переслаи-

ванием песчаников толщиной 3–8 м и глин толщиной 2–10 м. Эта толща вскрыта в скв. 1 на глубине 3784 м, в скв. 2 – 3801 м. Горизонт Нахрумар на месторождении Кумейт в верхней части разреза сложен карбонатными коллекторами, в нижней – терригенными. Карбонатные отложения представлены известняками чистыми и слабоглинистыми, плотными, непроницаемыми. Продуктивность горизонта связана с терригенными осадками. В разрезе Нахрумар наблюдаются три песчаных слоя. Интервалы залегания слоев: в скв. 1 3789,8–3796,4 м, 3802,8–3815,0 м, 3818,5–3840,0 м; в скв. 2 3810,0–3816,5 м, 3824,0–3834,5 м и 3841,0–3855,0 м. Верхний и нижний слои в скв. 1 насыщены водой. Средний слой нефтенасыщен до глубины 3808,0 м. Все песчаные слои в скв. 2 водоносные. В горизонте Нахрумар водо-нефтяной контакт отмечен в скв. 1 на глубине 3808,0 м (–3789,8 м). Продуктивные песчаники вскрыты в скв. 1 на глубине 3802,8 м, в скв. 2 эта часть разреза – на глубине 3810 м. Толщина продуктивной части изменяется от 0 (скв. 2) до 7 метров (скв. 1). Продуктивность отложений доказана испытанием их в скв. 1 (инт. 3802–3805 м) из которого получен приток жидкости дебитом 593 м³/сут на 11-мм штуцере (воды – 30 %), т.е. дебит нефти составил 415 м³/сут, воды – 178 м³/сут. По результатам исследования проб нефти ее плотность составляет 0,854 г/см³ при 20 °С, давление насыщения – 155 атм, пластовое давление – 427 атм, газовый фактор – 81 м³/м³.

ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА СИСТЕМЫ РАССТАНОВКИ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИИ РАФИДЕЙН

Одной из важнейших задач разработки нефтяных месторождений является размещение скважин на месторождении. Выбор системы размещения скважин (СРС) производится с учетом опыта разработки, анализа разработки аналогичных нефтяных месторождений, и с учетом условий указанных в техническом задании на разработку.

Изучение опыта проектирования разработки аналогов месторождения Рафидейн в Ираке показало, что на Южной и Северной Румейле были использованы законтурное заводнение и заводнение с поперечным разрезанием. При этом нагнетательные скважины располагались на внешнем контуре нефтеносности. Число нагнетательных скважин определялось приемистостью и условиями обеспечения равномерной закачки воды по контуру нефтеносности. Число эксплуатационных скважин на Северной Румейле определялось потенциальным дебитом одной скважины для обеспечения заданных отборов нефти.

Расстояние между скважинами с целью равномерного про-

движения ВНК и достижения возможно высокой нефтеотдачи полагалось неравномерное: более плотная сетка скважин – в купольной части залежи и более редкая сетка скважин – в краевых частях. Расстояние между скважинами варьировалось от 900 до 1200 м.

В качестве базового режима рассматривался естественный упруговодонапорный режим с длительностью от двух до шести лет, с последующим переходом к процессу заводнения. После прекращения фонтанирования скважин предполагалось использование ЭЦН. При этом нефтеотдача на естественном режиме оценивалась в пределах от 2 до 4 %, тогда как при заводнении она варьировалась от 32 до 45 %. Учитывая опыт разработки месторождений Южная и Северная Румейла были рассмотрены варианты расстановки скважин с расстояниями от 900 до 1300 м. При этом предполагалось для обеспечения высоких отборов нефти неравномерное размещение скважин: более плотная в купольной части и более редкая в краевых частях.

Следует отметить отсутствие ряда значений геолого-физических параметров, которые можно сопоставить с представленными выше критериями. На основании имеющейся геолого-физической информации по месторождению Рафидейн (площадь залежи ≈ 70 тыс. м² отношение вязкости нефти к вязкости воды ≈ 2 , расчлененность горизонтов > 3 , соотношения дебитов пластов, объединенных в один эксплуатационный объект $> 1-2$), можно сделать вывод о том, что наиболее пригодной СРС является приконтурное заводнение.

Одним из условий технического задания является требование достижения максимальной продолжительности отборов нефти в 80 тыс. барр/сут и срок разработки месторождения Рафидейн ограничен 20 лет.

Однорядная система особенно эффективна для задач регулирования процессами разработки на локальных участках залежи.

Следует отметить, что горизонты, слагающие месторождение Рафидейн, относятся к различным типам коллекторов. Горизонты Мишриф, Мауддуд и Ямама сложены из карбонатов, а Зубайр, Ратави и Нахрумар (рис. 6.10) – в основном из терригенных пород (табл. 6.2).

Для разработки карбонатных коллекторов, объединенных в единый эксплуатационный объект, наиболее пригодными сетками скважин являются однорядные системы расстановки скважин и приконтурное заводнение.

Таким образом, общей системой размещения скважин является приконтурное заводнение, которая и рекомендуется для внедрения.

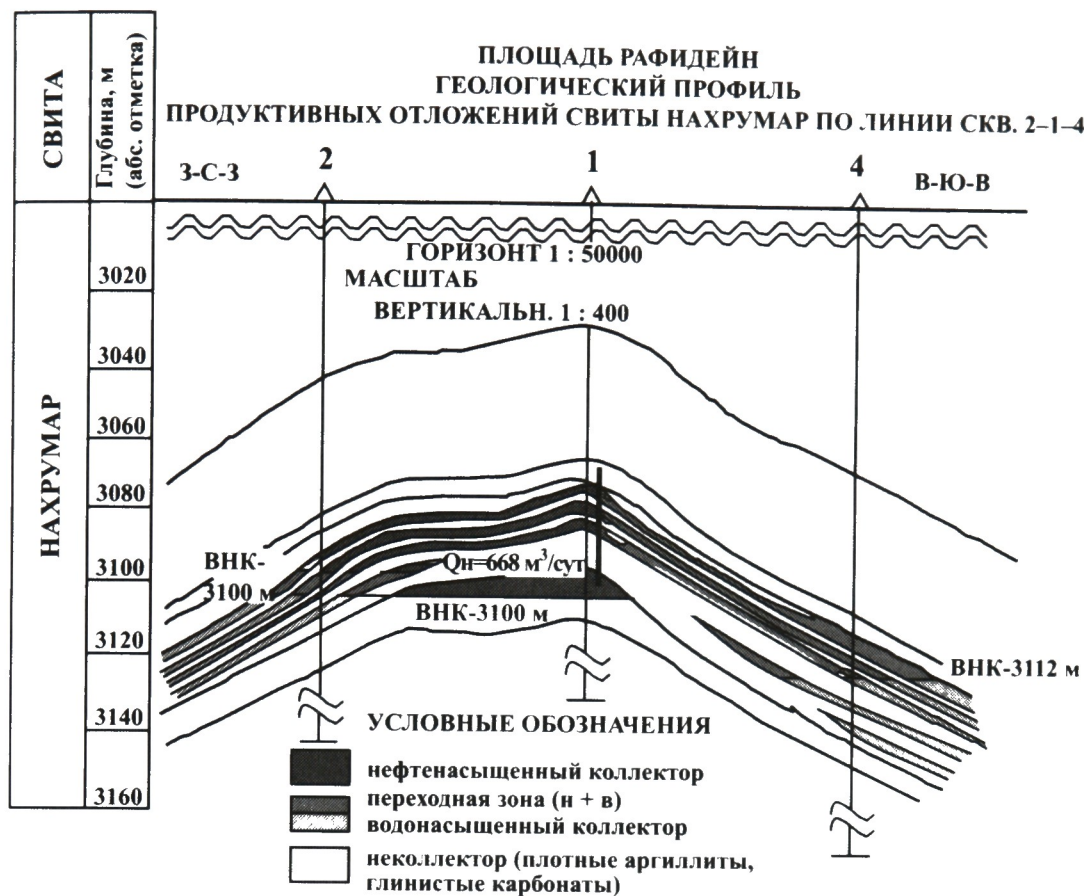


Рис. 6.10. Геологический профиль свиты Нахрумар месторождения Рафидейн

Таблица 6.2

Геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов месторождения Рафидейн

Параметры	Мишриф	Мауддуд	Нахрумар	Зубайр	Ратави
Средняя глубина горизонтов, м	2535–2539	2540	3044–3078	3284–3330	3648–3654
Тип залежи	пласт.-свод.	пласт.-свод.	пласт.-свод.	пласт.-свод.	пласт.-свод.
Тип коллектора	карбон.	карбон.	терриг.	терриг.	терриг.
Площадь нефтегазонасыщенности, тыс. м ²	54487	40548	56330	61086	70248
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	2,7	3,5	6,7	9,6	14,9
Пористость, доли ед.	0,13	0,13	0,22	0,18–0,19	0,18
Средняя насыщенная толщина, м	0,55	0,57	0,7	0,62	0,65
Проницаемость, мкм ²	0,05	0,05	0,5	0,5	0,5
Пластовая температура, °С	79,4	88	94,4	108	110
Пластовое давление, МПа	29,2	35	35,24	41,5	42,2

Параметры	Мишриф	Мауддуд	Нахрумар	Зубайр	Ратави
Вязкость нефти в пл. условиях, мПа·с	2	1,01	2,5	2,0	2
Плотность нефти в пл. условиях, т/м ³	0,7994	0,7994	0,8129	0,829	
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,28	1,27	1,241	1,4	1,4
Содержание серы в нефти, %			2,78	1,62–3,38	–
Давление насыщения нефти газом, МПа	10,2	10,02	7,82	н.д.	–
Газосодержание нефти, м ³ /м ³	89,08	89	56,2		
Вязкость воды в пл. условиях, мПа·с	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65
Нач. балансовые запасы нефти, тыс. тонн, в том числе: по категории С ₁ + С ₂	7022	7011	41974	74834	28737

МЕСТОРОЖДЕНИЯ САУДОВСКОЙ АРАВИИ

Современное состояние. Эпоха дешевой и обильной нефти становится на наших глазах уже историей. Супергигантские и гигантские нефтяные месторождения Среднего Востока вступают в период резкого обводнения, и, соответственно, резкого возрастания эксплуатационных затрат и роста экологических проблем, связанных с утилизацией попутной воды. Подобная закономерность характерна для месторождений, вступающих в период падающей добычи, с 1960–1970 гг. этот период переживают крупные месторождения США, а с 1980–1990 гг. и месторождения России. Применение третичных методов и новых технологий, таких ГРП и горизонтальные скважины, могут замедлить скорость падения добычи, но переломить основную тенденцию не в силах. Мировые нефтегазовые компании, как правило, экономят на капитальных затратах при разработке гигантских и супергигантских нефтяных месторождений в странах Среднего Востока, разработка которых велась на естественных режимах. Применение вторичных методов на этих месторождениях не вошло в промышленную стадию. Заводнением охвачена незначительная часть разрабатываемых запасов нефти. Российским компаниям, несмотря на их настойчивость, переломить традиционную практику в некоторых странах так и не удалось в силу объективных, в основном, политических причин. Для месторож-

дений, разрабатываемых на естественных режимах, характер обводнения носит более выраженный характер и при этом коэффициент извлечения нефти ниже в 1,5–2 раза. В России и США вторичные и третичные режимы широко применяются в промышленных масштабах, поэтому кривые падения добычи на гигантских месторождениях имеют более сглаженный характер. На месторождениях Среднего Востока и на морских месторождениях Северного моря (разрабатываемых на естественных режимах и также вступивших в стадию падения добычи нефти) следует ожидать более крутую динамику падения добычи нефти (рис. 6.11). Несмотря на большие отличия в геологическом строении между месторождениями Северного моря и Северным Гхаваром, есть ряд характеристик, по которым они близки. Так, извлекаемые запасы практически близки к 60 000 млрд барр. (North Ghawar около 65 000 млрд барр. из «Estimates of Ghawar Recovery», а на месторождениях Северного моря около 55 000 млрд барр., согласно ASPO 2003. Накопленная добыча составляет около 80 % от общих извлекаемых запасов на декабрь 2006 г.

Передовые технологии заканчивания интеллектуальными или умными скважинами и горизонтальные скважины были внедрены и на месторождениях Северного моря и в Саудовской Аравии

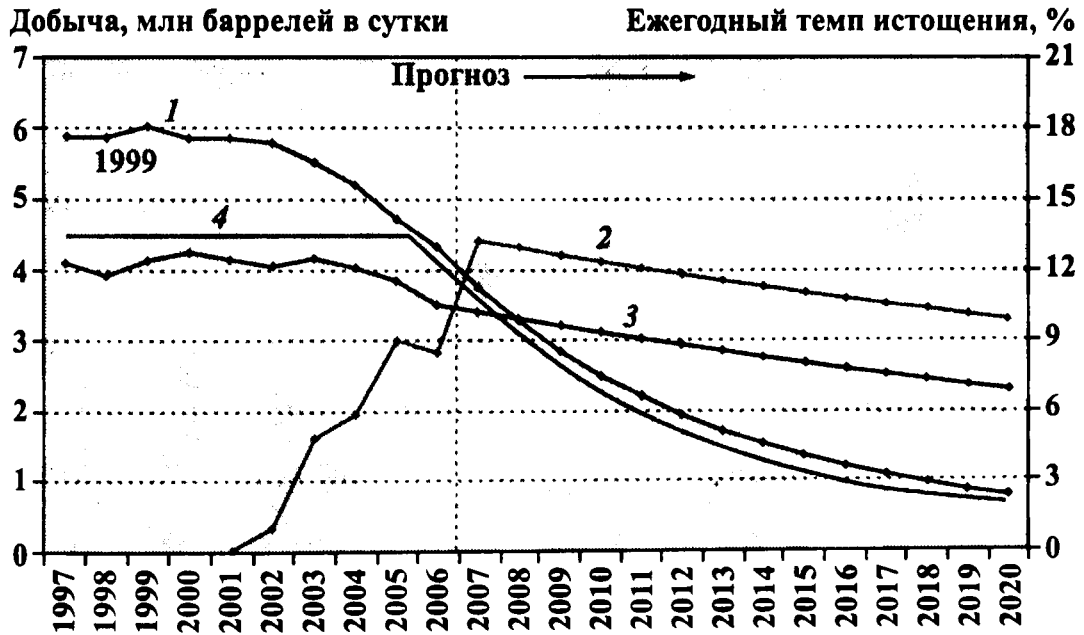


Рис. 6.11. Прогноз добычи нефти и стабильного конденсата на месторождениях Северного моря и Северного Гхавара (Саудовская Аравия): 1 – добыча в Северном море, млн барр. в день; 2 – ежегодный темп падения добычи в Северном море в %; 3 – ежегодный темп истощения извлекаемых запасов в Северном море; 4 – максимальная добыча на Северном Гхаваре в млн барр. в день и ежегодный темп падения добычи в % (после 2007 г.)

вии. Первая в мире «умная» скважина была пробурена в Норвегии на месторождении Snorre, в 1997 г. Эта технология позволила увеличить темп отбора при режиме истощения залежи, но после прорыва газа или воды в добывающую скважину темп падения добычи становится еще более высоким.

Как видно, из рис. 6.11, основные технологические характеристики и прогноз их поведения весьма близкие. В 1999 г. добыча нефти на месторождениях Северного моря прошла свой максимальный пик в 6 млн барр. в день. Добыча на Северном Гхаваре упала со своего максимального уровня в 2005 г., в тот самый год, когда общая добыча нефти в Саудовской Аравии прошла свой максимальный пик в объеме 9,6 млн барр. в день. В 2000 г. темп истощения извлекаемых запасов на месторождениях Северных морей был выше 12 % в год, в 2006 г. он опустился до 10,5 %. К 2020 г. предполагается, что он составит 7 %, что все же еще значительно выше, чем темп истощения извлекаемых запасов в США и России. Степень кривизны темпа истощения указывает на те технические сложности, с которыми связана проблема извлечения остаточных запасов нефти.

О проблемах разработки месторождения Гхавар, Саудовская Аравия. Гхавар (Ghawar) – самое большое в мире нефтяное месторождение и производитель более чем половины текущей годовой добычи нефти Саудовской Аравии. Структура Гхавар представляет собой крупную антиклинальную складку, вытянутую по направлению с юга на север. Размеры месторождения Гхавар 280×20 км. Общая площадь нефтеносности около 5600 км² или 560 000 га.

Нефтеносные горные породы, известные как горизонт Араб Д, формировались в условиях мелководного бассейна в течение юрского времени. Покрышкой для них служат мощные непроницаемые слои ангидрита.

На месторождении выделяют следующие площади разработки (рис. 6.12*, 6.13*):

- Площадь «Ain Dar» – это северо-западная площадь разработки с двумя крупными куполами – северным и южным. Эта площадь характеризуется высокими фильтрационно-емкостными параметрами. Она введена в разработку в 1951 г. Как видно из рис. 6.11. в настоящее время эта часть месторождения практически полностью истощена.
- Площадь «Shedgum» находится в северо-восточной части месторождения, отличается высокими ФЕС и также практически истощена.
- Площадь «Uthmaniyah» расположена в центральной части

*Рисунок помещен на цветной вкладке.

месторождения. Различают северную и южную части площади «Uthmaniyah». На северной части площади выделяются два куполовидных поднятия северо-южного протяжения. Северная часть площади характеризуется в целом большей продуктивностью, чем южная.

- Площадь «Hawiyah» расположена южнее площади «Uthmaniyah» и гораздо хуже ее по продуктивным характеристикам. Она была введена в разработку в 1970 гг., и не столь истощена.

- Площадь «Haradh» самая южная площадь месторождения. Выделяют три этапа ввода площади в разработку начиная с 1996 г., когда была введена в разработку северная часть площади «Haradh I», в 2003 г. введена средняя часть «Haradh II» и заканчивая 2006 г., когда стали получать продукцию с самой южной части площади «Haradh III». Площадь «Haradh» имеет наихудшие фильтрационно-емкостные параметры на всем месторождении, что сказывается на уровне добычи и на степени выработки извлекаемых запасов.

В горизонте Араб Д выделяют четыре Зоны. Зона 1 (Араб Д1) представляет собой переходную зону от нефтеносной Зоны 2 (Араб Д2) к вышележащей непроницаемой крышке. Основная часть эффективных нефтенасыщенных толщин приурочена к верхней половине разреза, известной как Зона 2. В нижележащей Зоне 3 (Араб Д3) расчлененность разреза по сравнению с Зоной 2 резко возрастает.

На рис. 6.14, 6.15 представлены результаты минералогического и петрографического анализа частиц зерен горной породы размером более 6 мм и результаты стандартного анализа керна – значения пористости и проницаемости по одной из скважин площади «Haradh». Общая толщина отложений в этой скважине составляет около 62,5 м, что существенно меньше значения общей толщины по площади «Uthmaniyah». К породам-коллекторам нефти и газа отнесены породы, у которых абсолютная проницаемость по керну выше, чем 3 мД. Ряд исследователей проводит границу между породой-коллектором и не коллектором в интервале изменения абсолютной проницаемости от 0,3 до 10 мД. Как видно из рис. 6.15 подавляющая часть эффективных нефтенасыщенных толщин приходится на Зону 2. Эффективная нефтенасыщенная толщина в этой скважине составляет 41,5 м. Можно также отметить высокую вариативность по абсолютной проницаемости, которая показана на рис. 6.14 в логарифмическом масштабе. Породы с абсолютной проницаемостью в 1000 мД при одном и том же перепаде давления способны пропускать через себя в 1000 раз больше флюидов, чем порода с проницаемостью в 1 мД. Пористость варьирует в интервале от 5 до 20 %.

Как видно из рис. 6.16, средние петрофизические характерис-

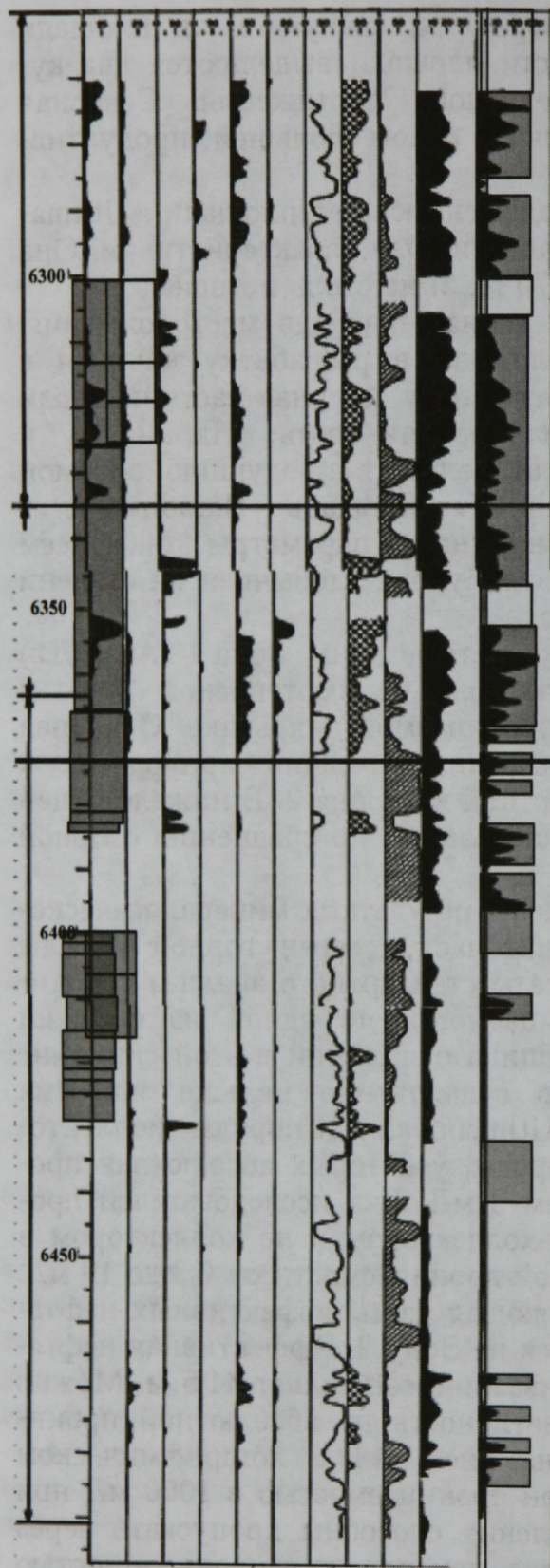


Рис. 6.14. Минералогический и стандартный анализ керна (по одной из скв. на площади На-гадх).

Последние три колонки, соответственно – содержание доломита в горных породах, пористость в % и проницаемость в мД

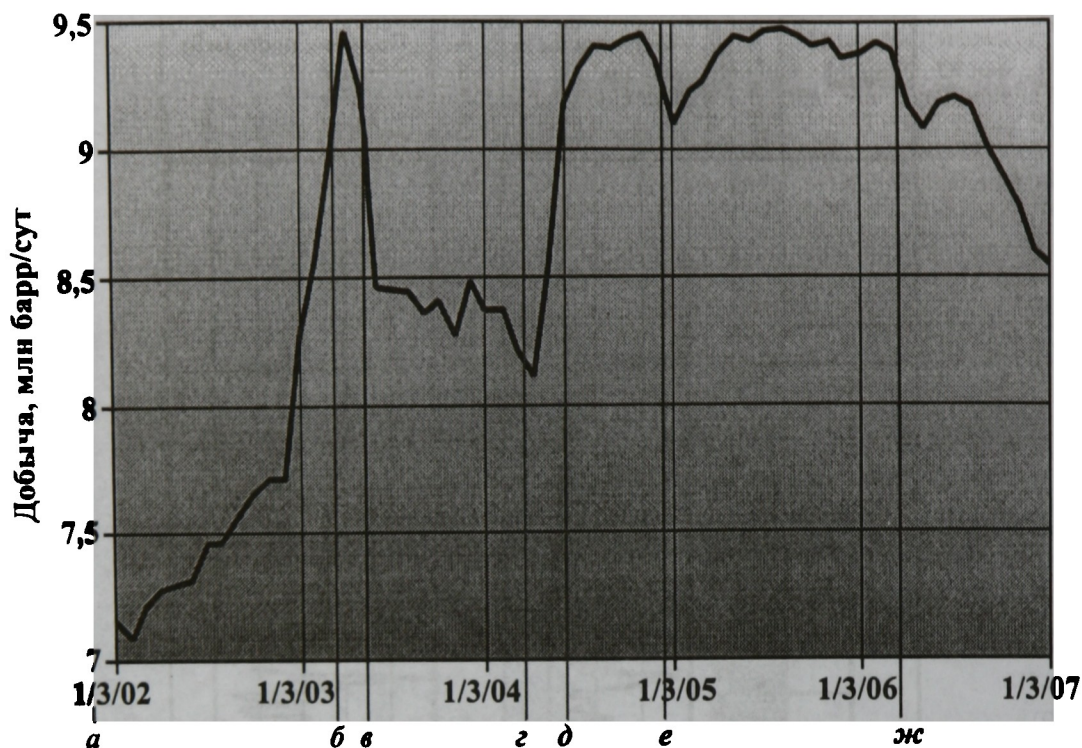


Рис. 6.16. Добыча нефти в Саудовской Аравии:

а – конец рецессии в США; *б* – начало вторжения США в Ирак; *в* – завершение крупных армейских операций в Ираке; *г* – ОПЕК сохраняет квоты на добычу; *д* – ОПЕК увеличивает добычу на 2,5 млн барр. в день; *е* – ввод в разработку месторождения Qatif с добычей в 0,8 млн барр. в день; *ж* – ввод в разработку месторождения Haradh с добычей в 0,3 млн барр. в день

тики – пористость и проницаемость горизонта Араб Д2 существенно выше, чем аналогичные по горизонту Араб Д3. Общая толщина в этой скважине (пробуренной на площади «Uthmaniya») составляет около 76 м. Зона 2, а особенно ее верхняя часть,

Таблица 6.3

Основные характеристики площадей Гхавара

Площадь	Пористость, %	Эффективная толщина, м	Пластовый объемный фактор	Начальная водонасыщенность, %	Максимальная добыча, млн. барр. в сут
Ain Dar	19	62	1,34	11	1
Shedgum	19	41	1,35	11	1,25
North Uthmaniya	18	55	1,31	11	1,9
South Uthmaniya	18	55	1,31	11	0,4
Hawiyah	17	55	1,3	11	0,4
Haradh	14	43	1,27	11	0,9
Total					5,85

характеризуется высокими значениями пористости и проницаемости по сравнению с отложениями Зоны 3. Из литературных источников известно о существовании горизонта Араб Д4, который на некоторых площадях характеризуется низкой продуктивностью. Зона 4 также характеризуется высокой расчлененностью. В табл. 6.3 представлены основные геологические характеристики площадей Гхавара.

Нефтедержащие породы месторождения Гхавар залегают на глубинах от 2000 м до 1525 м. Общая толщина отложений горизонта Араб Д меняется от 100 м на севере до 46 м на юге с учетом Зоны 4, без нее общая толщина не превышает 85,5 м.

Эффективная нефтенасыщенная толщина варьирует от 62 до 43 м, соответственно, уменьшаясь с севера на юг. На площади Shedgum она составляет 41 м.

Общее количество пробуренных скважин приблизительно 4000. Расстояние между добывающими скважинами около 1 мили на 1 милю (1600×1600 м) на площадях «Ain Dar» и «Shedgum» средняя плотность сетки скважин на месторождении составляет около 120 га/скв. На месторождении Гхавар организовано приконтурное (а на части площадей законтурное) заводнение. Возможно, одной из целей организации приконтурного была утилизация попутно добываемой воды.

Начиная с середины 2004 г. потери Саудовской Аравии в ежедневной добыче нефти составляют около 2 млн барр. (2,5 % от мировой добычи), из них 1 млн барр. в день за счет падения общей добычи и около 1 млн барр. в день в новых проектах на месторождении Qatif и площади Haradh III месторождения Гхавар, которые не смогли обеспечить проектные уровни добычи нефти (см. рис. 6.16). Северная часть месторождения Гхавар практически истощена, что возможно и объясняет падение добычи нефти в целом по стране. Максимальные уровни добычи нефти для площади Северный Эйн Дар на рис. 6.17.

Для контроля и управления процессом разработки месторождения Гхавар компания использует собственный симулятор POWERS, основанный на параллельных процессорах. В конце 2004 г. для этих целей использовался 128-узловой Pentium IV®-базовая машина, которая осуществляла полномасштабное моделирование с количеством ячеек от 10 до 100 млн и более чем 4000 скважин. Моделирование процессов вытеснения нефти проводилось с использованием многокомпонентной математической модели заводнения и с учетом двойной пористости пустотного пространства и относительных фазовых проницаемостей для каждой из моделируемых площадей (рис. 6.18) для восстановления истории течения флюидов в трещинно-поровой среде. Такие вы-

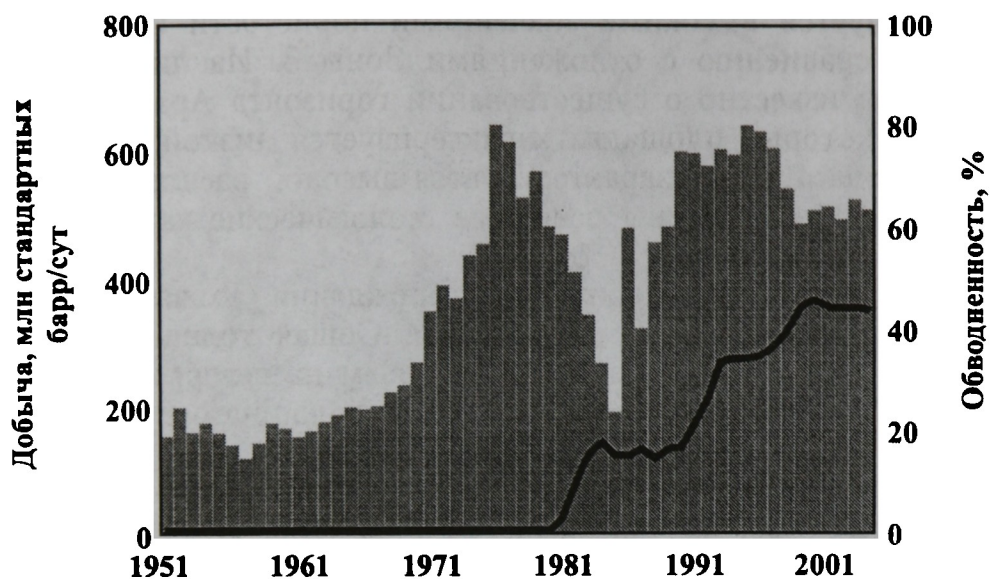


Рис. 6.17. Добыча нефти и обводненность на Северном Ain Dar

числительные мощности позволяют компании Saudi Aramco не только практически исключить проблему масштабирования, т.е. перехода от мелких геологических ячеек к крупным гидродинамическим ячейкам, но и восстанавливать историю разработки

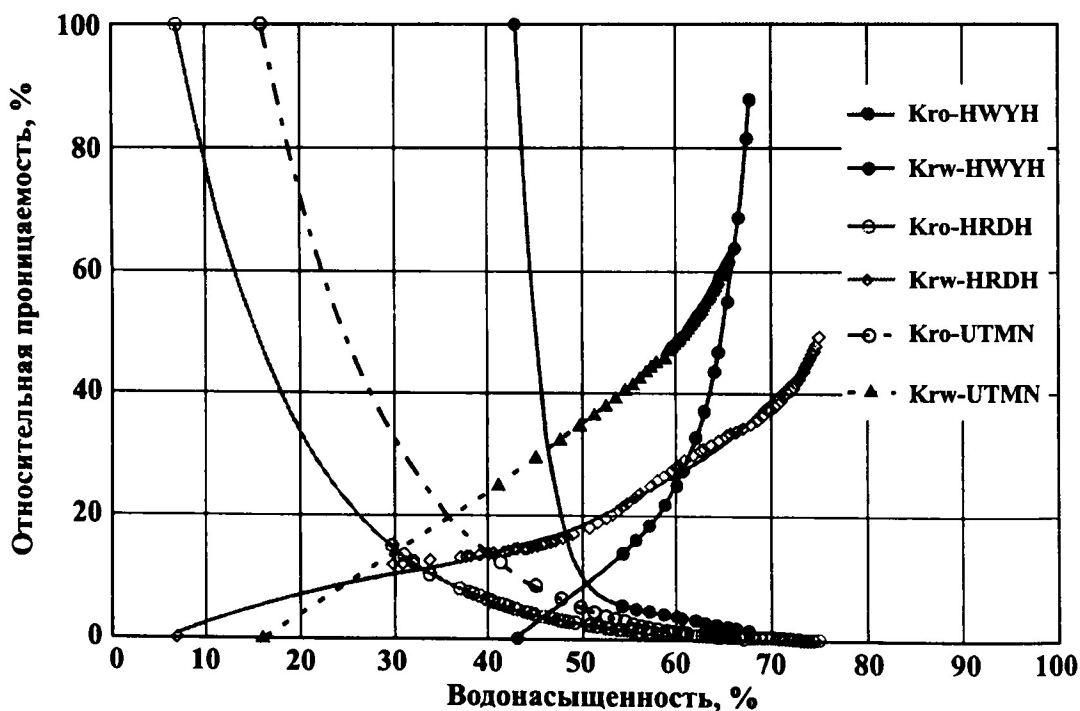


Рис. 6.18. Относительные проницаемости по керну:
UTMN – площадь Uthmaniyah; HRDH – площадь Haradh; HWYH – площадь Hawiyah

чрезвычайно быстро (в некоторых случаях от нескольких часов до дней). Компания Saudi Aramco использует симулятор для изучения вопросов дополнительного бурения скважин, применения технологий по снижению обводненности, предсказания времени и места прорывов газа и воды к добывающим скважинам и других технологий разработки. Технология моделирования позволяет легко адаптировать модель к новой геологической информации, получаемой от сейсмики или бурения новых скважин. Кроме того, изучаются вопросы применения третичных методов, в частности нагнетания водных оторочек CO_2 .

Глава 7

ИНДИКАТОРЫ СТОИМОСТИ ВИРТУАЛЬНЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ НА ФОНДОВЫХ РЫНКАХ

На рынке первичного размещения акций (IPO) российских компаний начиная с 2005 и 2006 гг. произошел фундаментальный сдвиг. IPO стали реальным инструментом привлечения инвестиций. С этого момента долговой механизм получения инвестиций стал конкурировать с механизмом привлечения инвестиций за счет размещения акций на фондовых площадках. Привлечение заемных средств нефтегазовыми компаниями за счет долговых обязательств увеличивает финансовые риски компании. Многие нефтегазовые компании не хотят расширять свой бизнес за счет увеличения финансовых рисков. В этом случае первичное размещение акций (IPO) – это рациональная технология привлечения денег с фондового рынка. В развитых странах объем продукции, производимой публичными компаниями, в среднем составляет 85 % ВВП, тогда как в России он равен 14 %. Отсутствие торгов активами нефтегазовых компаний на фондовых биржах объяснялось тем, что доход компаний был слишком высок. Когда доход нефтегазовых компаний стал снижаться, собственники нефтегазовых компаний стали стремиться привлечь сторонние средства по наиболее безопасному пути за счет выпуска акций. Логика мирового развития нефтегазового бизнеса показывает, что если есть активы, производящие доход, они должны торговаться на фондовых биржах. С другой стороны, IPO государственных нефтяных компаний пользуется поддержкой со стороны государства. Государство стремится вовлечь население в инвестирование свободных денег в развитие промышленности. Немаловажной причиной увеличения числа IPO является диверсификация капитала. Ведь на нормальном рынке существует цикличность, со временем рентабельность в нефтегазовой отрасли может измениться, и чтобы сохранить доходность, нужно присутствовать в разных отраслях. Для приобретения новых активов нужны деньги, которые нефтегазовые компании получают, продавая акции. После проведения IPO капитали-

зация нефтегазовых компаний начала превышать их годовые обороты.

Одним из индикаторов оценки стоимости нефтегазовых компаний является коэффициент $EV/\text{запасы}$ или $EV/\text{резервы}$ (рис. 7.1). Это один из самых распространенных параметров оценки привлекательности российских и зарубежных нефтегазовых компаний, который отражает отношение рыночной капитализации компании или стоимости предприятия – enterprise value (EV , т.е. суммы рыночной капитализации, чистого долга и долей миноритариев) к доказанным запасам ($1P$) углеводородов (или к сумме доказанных и вероятных запасов – $2P$).

Стоимость запасов у разных компаний различна, она зависит от близости транспортной инфраструктуры, стоимости разведки, разработки, добычи и сбыта нефти, региона и континента, действующей системы налогообложения. Коэффициенты $EV/\text{запасы}$, которые положены в основу совершенных сделок – простой результат деления оценочной стоимости на основе прибыли на запасы.

Другим полезным индикатором является отношение рыночной капитализации к добыче углеводородов – $EV/\text{добыча}$ – отношение стоимости компании к объему добычи UB (рис. 7.2, 7.3).

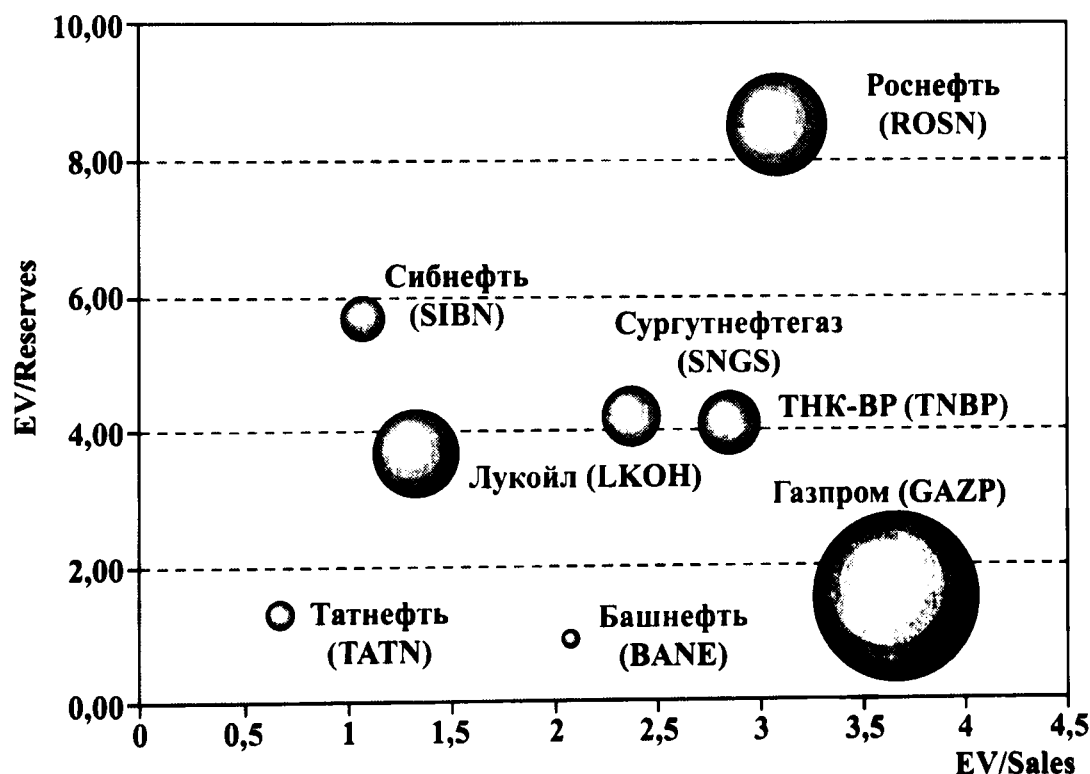


Рис. 7.1. Распределение крупнейших нефтяных компаний России по мультипликаторам EV/S – $EV/\text{Reserves}$, март 2007 г.

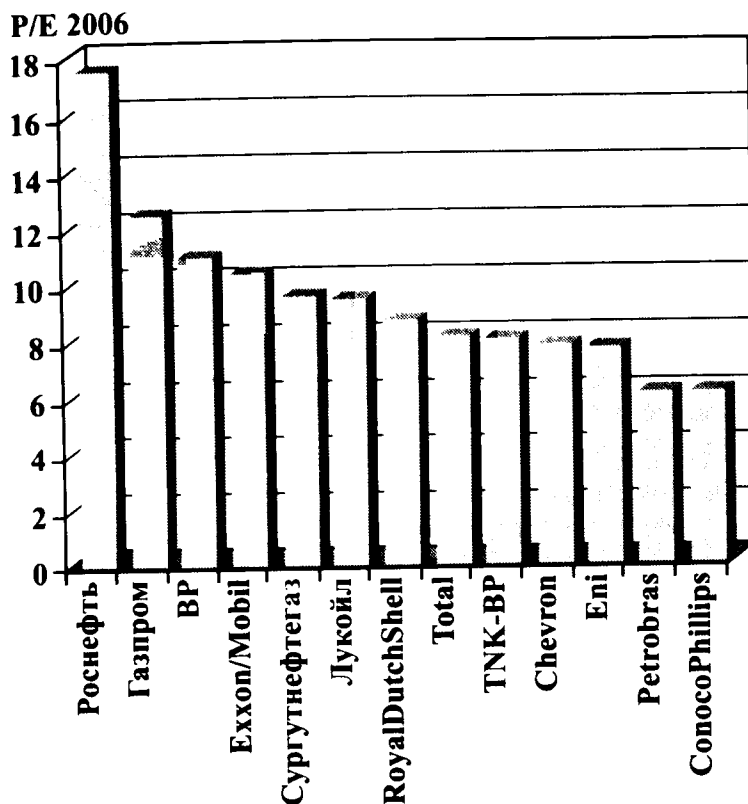


Рис. 7.2. Значение мультипликатора P/E Роснефти и крупнейших мировых нефтяных компаний

Одними из полезных индикаторов являются так же:

P/S – отношение капитализации к выручке;

P/E – отношение капитализации к чистой прибыли (рис. 7.4).

Оценочная стоимость компаний включает в себя не только добывающие активы, но и другие, в частности, перерабатывающие. У некоторых нефтегазовых компаний переработка представляет огромную часть бизнеса компании. Прямое сопоставление компаний с большим объемом переработки с компаниями, сосредоточенными в основном на добыче, приводит к тому, что последние выглядят привлекательнее.

Поэтому, сопоставляют стоимость запасов с их прибыльностью, в частности как EBITDA на баррель добычи углеводородов (рис. 7.5).

$$EV/EBITDA = (\text{Капитализация} + \text{Чистый долг}) /$$

$$(\text{Чистая прибыль от основной деятельности} + \text{Амортизация} + \text{Налог на прибыль} + \text{Процентные расходы}).$$

EV/Sales

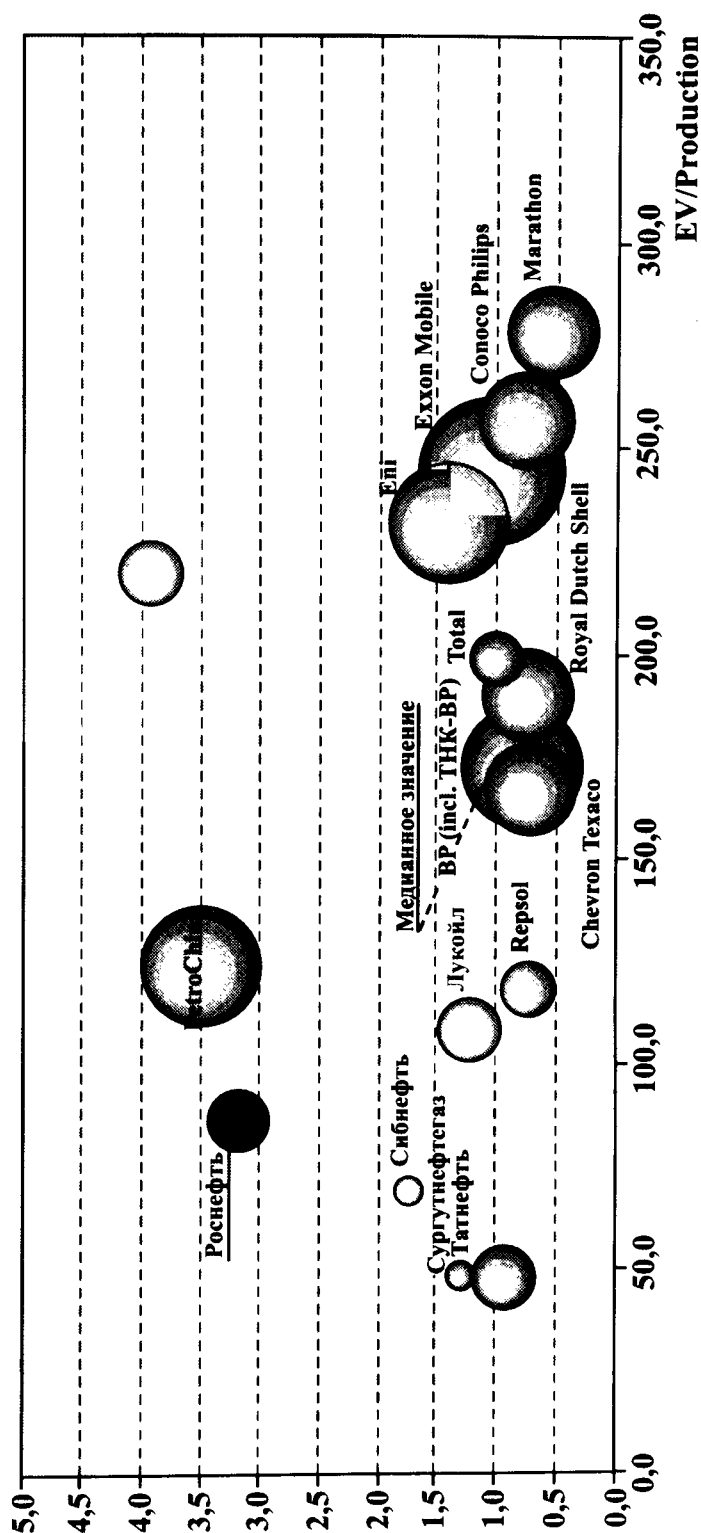


Рис. 7.3. Распределение компаний по мультипликаторам EV/Sales, EV/Добыча. Размер окружности пропорционален размеру EV компаний

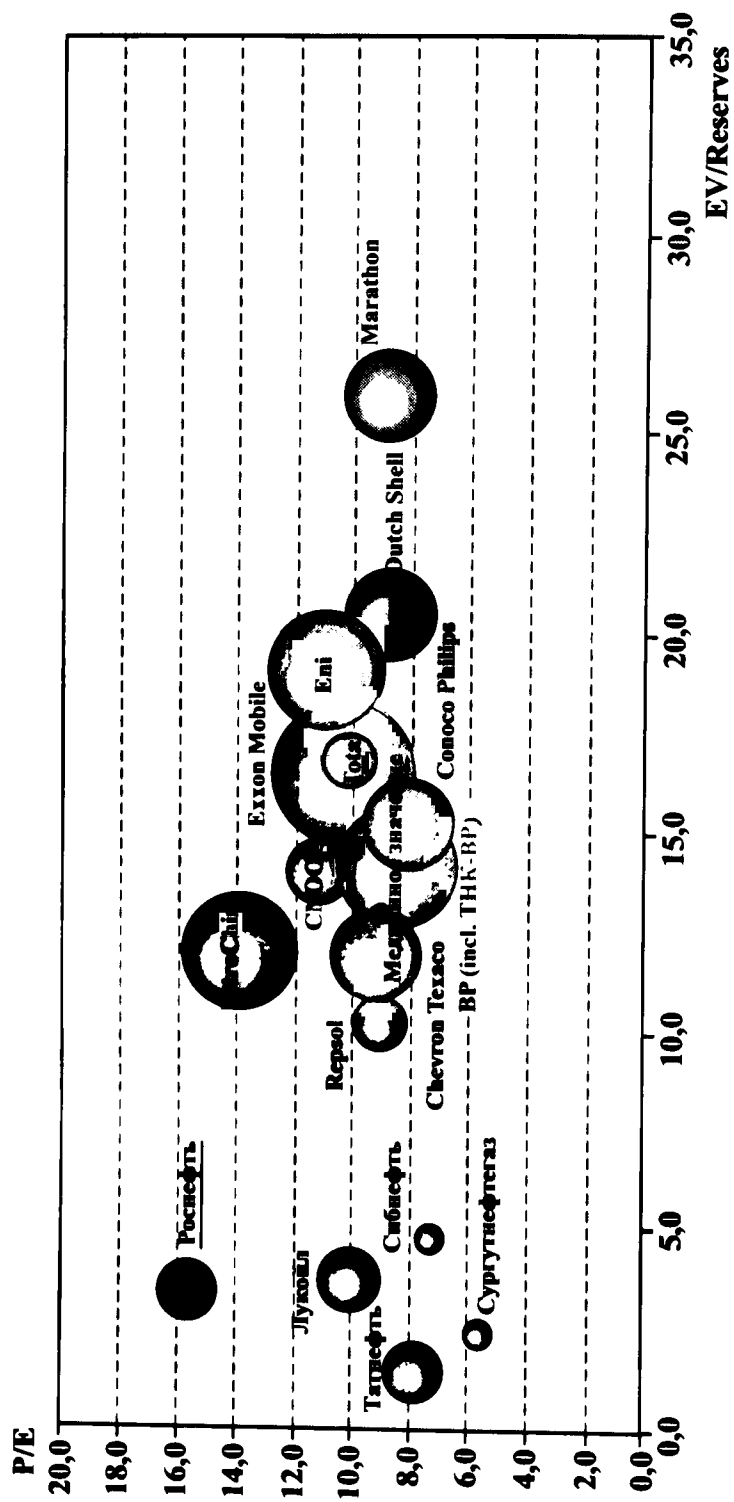


Рис. 7.4. Распределение компаний по мультипликаторам P/E, EV/Reserves (Ист Кэпитал, 2006 г.)

Норма EBITDA, %

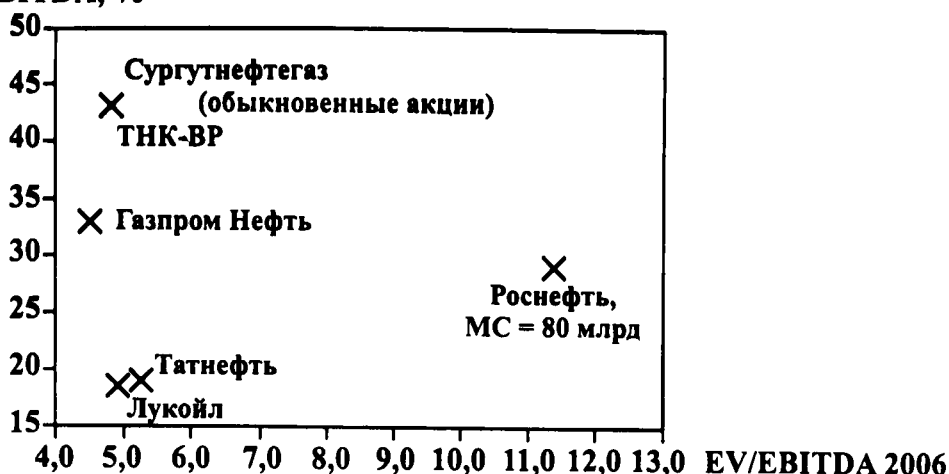


Рис. 7.5. Норма EBITDA и мультипликатор EV/EBITDA российских нефтяных компаний в 2006 г.

Этот подход также не лишен ряда недостатков, он не учитывает различные режимы налогообложения, структуру капитала, темпы будущего роста и объем необходимых капитальных вложений.

Анализ использования этого индикатора показывает, что сопоставление рыночной стоимости запасов УВ в абсолютном выражении не имеет смысла без учета их рентабельности, сопоставление рыночной стоимости запасов УВ с рентабельностью на баррель добычи позволяет быстро оценить потенциально привлекательные бумаги (т.е. такие, которые находятся выше линии регрессии) и отсортировать переоцененные акции (т.е. такие, которые находятся ниже этой линии).

Выбор места размещения IPO – за рубежом и в России – предопределяется объемом привлечения средств. Если компания надеется выручить более 500 миллионов долларов, то как правило, она размещается за рубежом. Основные фондовые биржи для размещения российских нефтегазовых компаний – это лондонская LSE и нью-йоркская NYSE.

Сравнительный анализ российских нефтегазовых компаний с IPO дан в табл. 7.1, 7.2).

Таблица 7.2

Сравнительный анализ компаний

Название компании	P/E		EV/EBITDA		EV/res	EV/prod
	2006	2007	2006	2007	2005	2006
ЛУКОЙЛ	8,1	10,0	5,5	6,4	3,6	101
СургутНГ	9,8	9,2	4,9	4,6	2,4	40
Газпром	8,5	6,8	5,1	4,8	6,1	55
Нефть						
Татнефть	7,9	7,2	4,2	4,3	1,4	47
Роснефть	22,1	22,9	3,9	5,1	5,7	157
Среднее по России	11,3	11,2	4,7	5,0	3,8	80

Примечания. Источник – Bloomberg, данные компаний, оценка ИФК Алемар; EV/EBITDA – стоимость компании/Прибыль до налогов, процентов и амортизации.



ЗАКЛЮЧЕНИЕ

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

Приложение 1

КЛАССИФИКАЦИЯ ЗАПАСОВ И ПРОГНОЗНЫХ РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГОРЮЧИХ ГАЗОВ

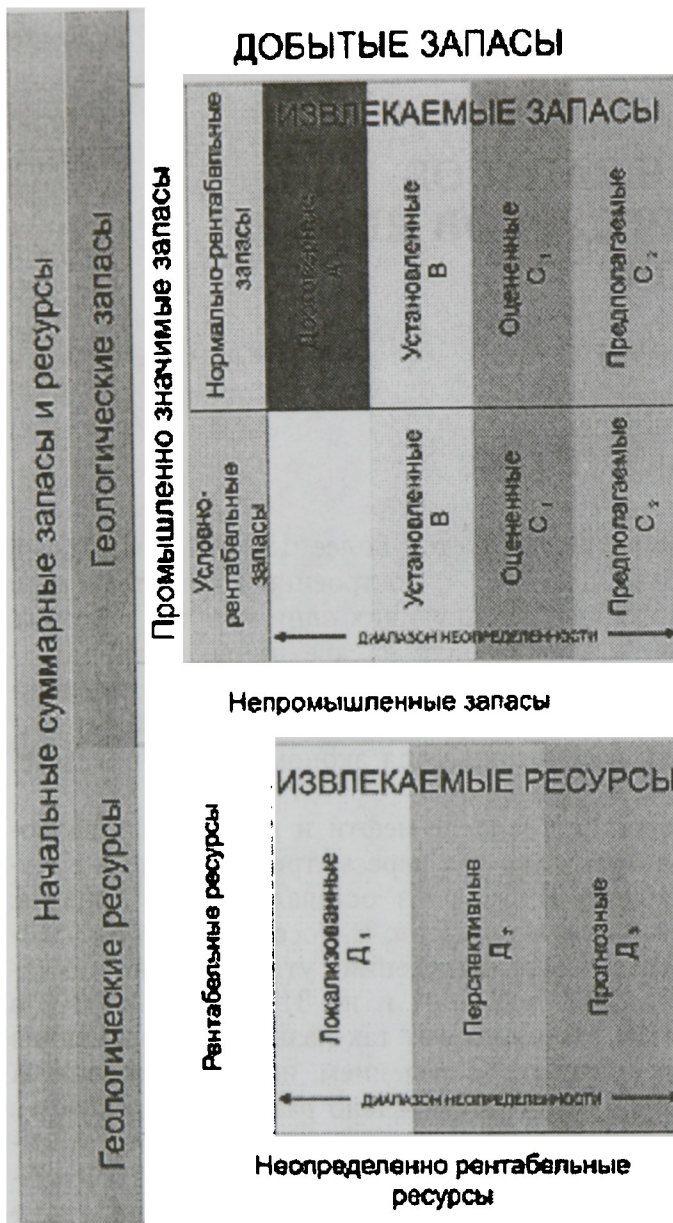
В настоящее время в мире используется более 150 классификаций запасов и ресурсов энергетического сырья, построенных в соответствии с разными принципами и по-разному толкующих одни и те же термины. Все классификации запасов можно разбить на две широкие группы – геологическую и экономико-геологическую. В первой группе классификаций учитывается в основном геолого-физические свойства месторождения, а во второй – широко рассматриваются экономические показатели нефтегазовых проектов.

В СССР первая классификация запасов нефти и газа была разработана в 1928 г. С тех пор она несколько раз пересматривалась, но в основе выделения категорий запасов и ресурсов оставался один признак: геологическая изученность запасов и ресурсов. В России до 2001 г. действовала классификация запасов месторождений, утвержденная постановлением Совмина СССР в 1983 г. С 2001 г. по 31 декабря 2008 г. в соответствии с Приказом МПР РФ действует так называемая временная классификация полезных ископаемых с делением их на категории А (детально разведанные запасы), В (предварительно разведанные запасы), С1 (запасы разведанных месторождений сложного геологического строения и слабо разведанные запасы) и С2 (перспективные запасы). Основным в ней является технологический критерий – четко написано, какие должны быть степени геологической изученности запасов, а экономические критерии прописаны крайне схематично.

Новая классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов будет введена в действие с 1 января 2009 г. (см. приложения 2, 3) и установит единые для Российской Федерации принципы группирования запасов и ресурсов нефти, горючих газов (свободного газа, газа газовых шапок, газа, растворенного в нефти, и газа, содержащего конденсат). Классификация углеводородного сырья основывается на принципах экономической эффективности, геологической изученности и степени промышленного освоения. Новая классификация адаптирована к общепризнанным в мировой нефтяной промышленности классификациям (WPC/SPE/AAPG и UNFC) запасов и ресурсов углеводородного сырья.

По новой классификации запасами, относящимися к категориям А, В, С1 и С2, считаются извлекаемые запасы промышленно значимых

Рис. П.1. Схема классификации запасов и ресурсов нефти и газа РФ от 01.01.2009 г.



месторождений (рис. П.1*). Выделение групп запасов нефти и газа по промышленной значимости и экономической эффективности производится на основе геолого-экономической и стоимостной оценки месторождений нефти и газа. Проведение оценки осуществляется в соответствии с методикой геолого-экономической и стоимостной оценки месторождений и участков недр, содержащих запасы и ресурсы нефти и горючих газов, утвержденной МПР РФ в 2006 г.

Основным экономическим критерием выделения групп запасов нефти и газа по промышленной значимости и экономической эффективности является количественный показатель стоимостной оценки – величина чистого дисконтированного дохода (ЧДД), в качестве вспомогатель-

*Рисунок приведен в авторском исполнении.

ного показателя может использоваться внутренняя норма доходности (ВНД).

При подсчете и учете запасов УВ выделяют две группы запасов по степени экономической эффективности, возможности и значимости их промышленного освоения: промышленно значимые и непромышленные. К промышленно значимым запасам УВ относятся извлекаемые запасы месторождений, вовлечение которых в разработку экономически целесообразно и технически и технологически возможно с соблюдением требований по экологическому и рациональному использованию на момент оценки, а также извлекаемые запасы месторождений, вовлечение которых в освоение может быть экономически целесообразным в ближайшее время.

Промышленно значимые запасы делятся на нормально рентабельные и условно рентабельные. К нормально рентабельным относятся извлекаемые запасы месторождений, вовлечение которых в разработку на момент оценки согласно расчетам экономически эффективно при текущих условиях и действующей налоговой системе при использовании техники и технологии добычи сырья, обеспечивающих соблюдение требований по экологическому и рациональному использованию недр. К условно рентабельным относятся извлекаемые запасы месторождений, вовлечение которых в разработку на момент оценки согласно расчетам экономически неэффективно при текущих условиях и действующей налоговой системе, но освоение которых становится экономически эффективно при изменении цен на нефть и газ, строительстве транспортных магистралей или появлении новых оптимальных рынков сбыта и новых технологий разработки.

К непромышленным запасам относятся запасы месторождений, вовлечение которых в разработку на момент оценки экономически нецелесообразно либо технически или технологически невозможно. В данную группу входят запасы нефти и горючих газов месторождений, которые экономически неэффективны для освоения на современном этапе, а также месторождения, расположенные в пределах водоохранных зон, населенных пунктов, сооружений, сельскохозяйственных объектов, заповедников, памятников природы, истории и культуры, и месторождения, значительно удаленные от транспортных путей и территорий с развитой инфраструктурой нефтедобычи. На месторождениях и залежах с непромышленными запасами подсчитываются и учитываются геологические запасы нефти и газа.

На месторождениях с промышленными запасами на основе технологических и экономических расчетов подсчитываются геологические и извлекаемые запасы. Государственному учету подлежат геологические и извлекаемые нормально рентабельные запасы и геологические и технологически извлекаемые условно рентабельные запасы нефти и газа.

Под технологически извлекаемыми запасами понимается часть геологических запасов объектов, извлечение которых из недр возможно при использовании современных технических средств и технологии добычи с учетом экологического и рационального пользования недрами.

К извлекаемым запасам относится часть технологически извлекае-

мых запасов месторождений, извлечение которых из недр при принятых при их подсчете и экономической оценке параметрах экономически эффективно. Эти запасы соответствуют прогнозируемому объему добычи нефти и газа за рентабельный срок эксплуатации месторождения. Под рентабельным сроком понимается период времени до момента, начиная с которого текущий чистый доход принимает только отрицательные значения.

При проведении стоимостной оценки с целью выделения и обоснования групп запасов в качестве объектов оценки следует считать залежи нефти и газа. Стоимостная оценка проводится индивидуально по каждому месторождению с учетом того, на какой стадии освоения он находится. Оценка проводится на основании следующих цен: для месторождений распределенного фонда недр – средних фактических цен реализации недропользователем углеводородного сырья на момент оценки, подтвержденных соответствующими документами; для месторождений нераспределенного фонда недр – базовой цены на нефть, установленной Бюджетным кодексом РФ, и текущих оптовых цен на газ, установленных Федеральной службой по тарифам РФ. Затраты на геологоразведочные работы, бурение, обустройство и эксплуатацию принимаются: для разрабатываемых месторождений – согласно утвержденным проектным документам на разработку или ТЭО КИН данных месторождений и фактическим данным деятельности недропользователя; для неразрабатываемых, но имеющих утвержденные проектные документы на разработку или ТЭО КИН месторождений – согласно утвержденным проектным документам на разработку или ТЭО КИН данных месторождений или фактическим данным деятельности недропользователей. При отсутствии проектных технико-экономических показателей для неразрабатываемого месторождения – по аналогии с разрабатываемыми залежами месторождения, близкими по геолого-промысловым характеристикам к данному месторождению.

При определении условно рентабельных запасов возможность появления благоприятных изменений в ценах реализации продукции, рынках сбыта и технологий оценивают в рамках пятилетнего периода от текущего момента времени. Отнесение запасов к группе условно рентабельных возможно, если имеются утвержденные графики строительства магистральных транспортных систем или обязательства компаний по развитию соответствующей инфраструктуры для добычи, подготовки и транспортировки УВ. К условно рентабельным относятся запасы месторождения, которое при автономном освоении является непромышленным, а оценка совместного освоения с близкорасположенными месторождениями позволяет получить положительный ЧДД. В противном случае запасы относят к группе непромышленных.

Выделение группы непромышленных запасов по условиям недоступности (природоохранные зоны, промышленные объекты, населенные пункты и др.) и отсутствия реальных технологий разработки месторождений (глубокозалегающие месторождения, месторождения арктического шельфа с глубинами, недоступными для современных технологических средств, в условиях сплошного ледяного покрова и дрейфующих льдов и др.) осуществляется на основе качественной характеристики невоз-

возможности освоения без количественной оценки экономических критериев.

К промышленно значимым относятся месторождения, на которых имеется хотя бы одна залежь с промышленно значимыми запасами. Если на месторождении нет залежей с промышленно значимыми запасами, месторождение относится к непромышленным.

Базу для расчета добычи УВ составляют выделенные категории геологических запасов А, В и С1 по залежам. Геологические запасы категории С2 неразбуренной части залежи могут быть включены в базу добычи с понижающим коэффициентом перевода 0,5 (или с переводным коэффициентом для конкретного района). Объемы геологоразведочных работ, необходимых для перевода геологических запасов категории С2 в базу расчета добычи, определяются на основе «Временное положение об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ», утвержденное Приказом МПР России № 126 от 07.02.2001 г.

Обоснование технологических показателей разработки для разрабатываемых залежей должно соответствовать утвержденным проектным документам. Для разведываемых объектов прогноз технологических показателей проводится по аналогии с разрабатываемыми месторождениями с использованием 3D гидродинамических моделей, позволяющих учесть недостаток исходной информации и ее высокую неопределенность. Прогноз технологических показателей осуществляется на весь срок жизни месторождения (расчетный период).

Прогноз капитальных вложений и эксплуатационных затрат для разрабатываемых объектов выполняется в соответствии с действующими нормативно-методическими документами. Для разведываемых объектов прогноз капитальных затрат на освоение запасов возможен в агрегированной структуре на основании укрупненных нормативов с выделением следующих направлений инвестиций: геологоразведочные работы; эксплуатационное бурение; промысловое обустройство; оборудование, не входящее в сметы строек; сооружение внешних транспортных коммуникаций. Расчет эксплуатационных затрат для разведываемых объектов проводится исходя из укрупненных нормативов условно-переменных затрат в расчете на единицу добычи нефти или природного газа и условно-постоянных затрат в расчете на скважину действующего фонда. Для сопоставимого прогноза затрат на освоение запасов УВ стоимостные нормативы и налоговое окружение, заложенные в используемых для расчетов проектных документах, должны быть приведены к условиям на момент оценки. Количественное определение экономических критериев осуществляется на основе прогноза дисконтированных будущих денежных потоков, связанных с изучением, освоением и извлечением запасов нефти и газа. Классификация запасов УВ производится на основании расчетного чистого дисконтированного дохода (ЧДД) за рентабельный срок эксплуатации объекта.

Международная рамочная классификация ООН (РКООН) для запасов и ресурсов месторождений углеводородного сырья строится по трехмерной сетке, осями которой являются G-геологическая изученность, E-экономическая эффективность и F-стадия, на которой находится технико-экономический проект по освоению ресурсов. Классифика-

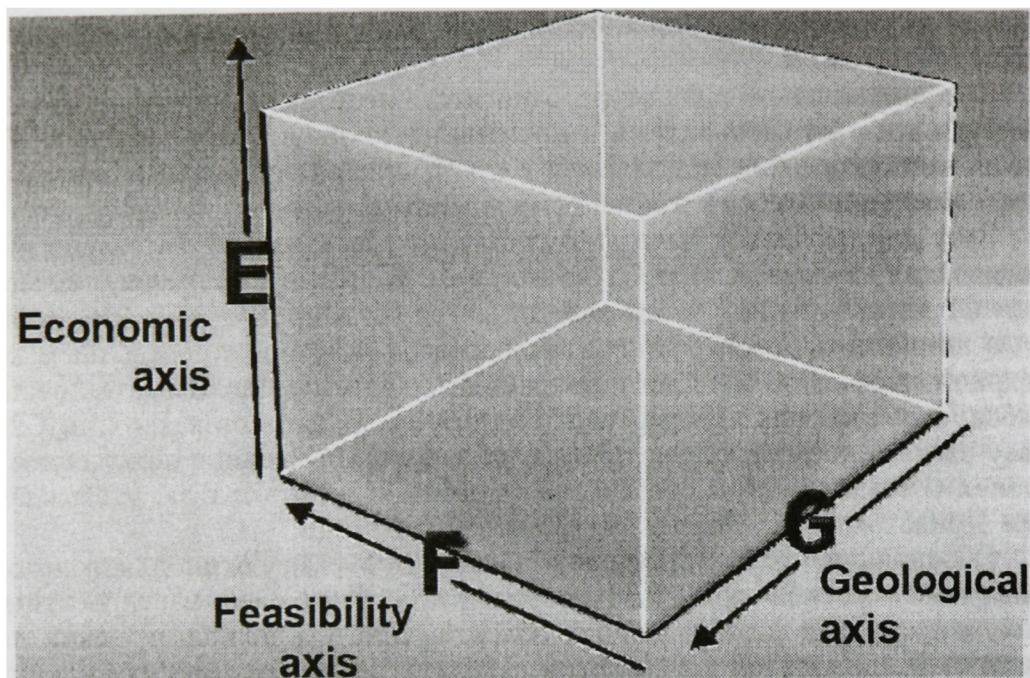


Рис. П.2. Принципы рамочной классификации ООН – UNFC

ция РКООН была одобрена ЕЭК ООН в марте 1997 г. и рекомендована к применению во всем мире. Для классификации запасов по каждой оси, которые обозначаются буквами G (geological), E (economic), F (feasibility) используются цифры (см. рис. П.2*). Формально ЕЭК обобщает одномерную советскую классификацию, где фактически единственным критерием была геологическая изученность, и двумерную западную, где добавляется экономическая целесообразность. Трехмерная классификация ресурсов существенно усложняет учет полезных ископаемых и ставит под сомнение практическое применение новой классификации, в частности из-за множества ненужных категорий, которые обычно ни государства, ни нефтяные компании не оценивают. Таким образом, преимущества новой классификации ООН перед SPE/WPC/AAPG спорны и она вряд ли в ближайшем будущем получит широкое распространение.

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).

*Рисунок приведен в авторском исполнении.

Приложение 2

КЛАССИФИКАЦИЯ ЗАПАСОВ И ПРОГНОЗНЫХ РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГОРЮЧИХ ГАЗОВ С 1 ЯНВАРЯ 2009 г.

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1. Настоящая Классификация запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов (далее – Классификация) разработана в соответствии с Законом Российской Федерации от 21 февраля 1992 г. № 2395-1 «О недрах» (далее – Закон Российской Федерации «О недрах») (Ведомости Съезда народных депутатов Российской Федерации и Верховного Совета Российской Федерации, 1992, № 16, ст. 834; Собрание законодательства Российской Федерации, 1995, № 10, ст. 823; 1999, № 7, ст. 879; 2000, № 2, ст. 141; 2001, № 21, ст. 2061, 2001, № 33, ст. 3429; 2002, № 22, ст. 2026; 2003, № 23, ст. 2174; 2004, № 27, ст. 2711; 2004, № 35, ст. 3607) и п. 5.2.4 Положения о Министерстве природных ресурсов Российской Федерации, утвержденного Постановлением Правительства Российской Федерации от 22 июля 2004 г. № 370 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, № 31, ст. 3260; 2004, № 32, ст. 3347), и устанавливает единые для Российской Федерации принципы классификации запасов и ресурсов нефти, горючих газов (свободного газа, газа газовых шапок, газа, растворенного в нефти, и газа, содержащего конденсат).

2. Нефть и горючие газы, находящиеся в недрах, на основе анализа геологической изученности и степени подготовленности к промышленному освоению подразделяется:

- на количество нефти, горючих газов и содержащихся в них попутных компонентов, которое находится в недрах в изученных бурением залежах (далее – геологические запасы);

- на количество нефти, горючих газов и попутных компонентов, которое содержится в не вскрытых бурением ловушках, нефтегазоносных или перспективных нефтегазоносных пластах, горизонтах или комплексах (далее – геологические ресурсы).

3. Запасы нефти и горючих газов подсчитываются по результатам геологоразведочных работ и разработки месторождений. Данные о запасах месторождений нефти и горючих газов используются при планировании и осуществлении их добычи, при разработке и реализации инвестиционных проектов на разведку и освоение месторождений, проектировании транспортировки и комплексной переработки нефти и горючих

газов, при разработке концепций экономического и социального развития субъектов Российской Федерации и Российской Федерации в целом и при решении научных проблем, связанных с прогнозом нефтегазоносности.

4. Ресурсы нефти и горючих газов оцениваются отдельно по нефти и газу в пределах нефтегазоносных провинций, областей, районов, зон, площадей и отдельных ловушек. Данные о ресурсах нефти и горючих газов используются при планировании поисковых и разведочных работ.

5. Объектом подсчета запасов является залежь (части залежей) нефти и горючих газов с доказанной промышленной нефтегазоносностью. Объектом оценки ресурсов являются скопления нефти, горючих газов в нефтегазоносных комплексах, горизонтах и ловушках, наличие которых в недрах прогнозируется по результатам геологических, геофизических и геохимических исследований.

6. По промышленной значимости и экономической эффективности выделяются группы запасов нефти и горючих газов.

7. Группы запасов выделяются по промышленной значимости месторождения и величине чистого дисконтированного дохода, определяемого по прогнозируемым показателям разработки при фиксированных нормах дисконта.

8. По экономической эффективности выделяются группы ресурсов нефти и горючих газов.

9. Группы ресурсов выделяются по величине ожидаемой стоимости запасов.

10. По степени геологической изученности и промышленной освоенности геологические запасы и геологические ресурсы подразделяются на категории.

11. Выделение категорий запасов по геологической изученности проводится по изученности геологического строения и нефтегазоносности залежи бурением, геофизическими методами, промысловыми и аналитическими исследованиями, позволяющими осуществить достоверный подсчет запасов и составить проект разработки на основе геологической и фильтрационной моделей залежи.

12. Выделение категорий ресурсов по геологической изученности проводится по изученности геологического строения и нефтегазоносности участка недр по площади и разрезу параметрическим и поисковым бурением, геофизическими, геохимическими и другими видами поисково-разведочных работ, детальности построения геологической модели перспективной ловушки и достоверности оценки ресурсов для проектирования поисковых и разведочных работ.

13. Выделение категорий запасов по промышленной освоенности проводится по степени вовлечения оцениваемой залежи в разработку.

14. Подсчет запасов и оценка ресурсов могут проводиться детерминированным и вероятностным методами.

При использовании детерминированных методов рекомендуется оценивать погрешность подсчета запасов и оценки ресурсов, основываясь на точности определения подсчетных параметров.

Если используются вероятностные методы, то могут определяться следующие границы оценки запасов и ресурсов:

1) Минимальная (P90) – оцененная величина запасов и ресурсов подтверждается с вероятностью 0,9;

2) Оптимальная или базовая (P50) – оцененная величина запасов и ресурсов подтверждается с вероятностью 0,5;

3) Максимальная (P10) – оцененная величина запасов и ресурсов подтверждается с вероятностью 0,1.

15. При определении запасов месторождений подлежат обязательному разделному подсчету и учету запасы нефти, горючих газов и содержащиеся в них компоненты (конденсат, этан, пропан, бутаны, сера, гелий, металлы), целесообразность извлечения которых обоснована технологическими и технико-экономическими расчетами.

16. Подсчет и учет запасов нефти, горючих газов и содержащихся в них компонентов, имеющих промышленное значение, производят по каждой залежи отдельно и месторождению в целом по наличию их в недрах без учета потерь при разработке месторождений.

17. В соответствии со статьей 31 Закона Российской Федерации «О недрах» с целью учета состояния минерально-сырьевой базы ведется Государственный баланс запасов нефти и горючих газов на основе Классификации. Государственный баланс должен содержать сведения о количестве, качестве и степени изученности запасов каждого вида полезных ископаемых по месторождениям, имеющим промышленное значение, об их размещении, о степени промышленного освоения, добыче, потерях и об обеспеченности промышленными разведанными запасами полезных ископаемых.

18. Запасы нефти, газового конденсата, а также содержащихся в них компонентов подсчитываются и учитываются, а ресурсы нефти и газового конденсата оцениваются и учитываются в единицах массы.

19. Запасы газа и гелия подсчитываются и учитываются, а перспективные и прогнозные ресурсы газа и гелия оцениваются и учитываются в единицах объема. Подсчет, оценка и учет производятся при условиях, приведенных к стандартным (при давлении 0,1 МПа и температуре 20 град. С).

20. Оценка и учет качества нефти и горючих газов производится в соответствии с установленными требованиями, с учетом технологии добычи и переработки, обеспечивающей их комплексное использование.

21. Месторождения (залежи) нефти и горючих газов для целей ведения учета запасов нефти и газа подразделяются по фазовому состоянию и составу углеводородных соединений, по величине запасов и сложности геологического строения.

22. При получении из скважин на месторождениях нефти и горючих газов притоков подземных вод определяется температура, химический состав подземных вод, содержание в них йода, брома, бора и другие полезные компоненты для обоснования целесообразности проведения специальных геологоразведочных работ с целью оценки запасов подземных вод и определения возможности использования их для извлечения полезных компонентов или для теплоэнергетических, бальнеологических и иных нужд.

23. При подсчете и учете запасов и ресурсов нефти и газа предусматриваются мероприятия по охране недр, сохранению и улучшению окружающей среды при освоении месторождений нефти и газа.

II. ГРУППЫ ЗАПАСОВ И РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГАЗА ПО ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ

24. Запасы нефти, газа и содержащиеся в них компоненты по степени экономической эффективности и возможности их промышленного освоения и использования подразделяются на две группы, подлежащие раздельному подсчету и учету, – промышленно значимые и непромышленные.

25. Промышленно значимые запасы подразделяются на нормально рентабельные и условно рентабельные.

25.1. Запасы месторождений (залежей), вовлечение которых в разработку на момент оценки согласно технико-экономическим расчетам экономически эффективно в условиях конкурентного рынка при использовании техники и технологии добычи и переработки сырья, обеспечивающих соблюдение требований по рациональному использованию недр и охране окружающей среды (нормально рентабельные);

25.2. Запасы месторождений (залежей), вовлечение которых в разработку на момент оценки согласно технико-экономическим расчетам не обеспечивает приемлемую эффективность в условиях конкурентного рынка из-за низких технико-экономических показателей, но освоение которых становится экономически возможным при изменении цен на нефть и газ или появлении новых оптимальных рынков сбыта и новых технологий (условно рентабельные).

26. К непромышленным запасам относятся запасы месторождений (залежей), вовлечение которых в разработку на момент оценки экономически нецелесообразно либо технически или технологически невозможно. В данную группу входят запасы нефти и горючих газов месторождений (залежей), которые экономически нерентабельны для освоения на современном этапе, а также законсервированные месторождения, месторождения, расположенные в пределах водоохранных зон, населенных пунктов, сооружений, сельскохозяйственных объектов, заповедников, памятников природы, истории и культуры, и месторождения, значительно удаленные от транспортных путей и территорий с развитой инфраструктурой нефтедобычи.

27. На промышленно значимых месторождениях на основе технологических и экономических расчетов подсчитываются и учитываются извлекаемые запасы.

К извлекаемым запасам относится часть геологических запасов, извлечение которых из недр на дату подсчета экономически эффективно в условиях конкурентного рынка при рациональном использовании современных технических средств и технологий добычи с учетом соблюдения требований по охране недр и окружающей среды.

28. На месторождениях и залежах с непромышленными запасами подсчитываются и учитываются геологические запасы.

29. Ресурсы по экономической эффективности подразделяются на две группы: рентабельные и неопределенно рентабельные.

К рентабельным ресурсам относятся ресурсы, имеющие положительную предварительно (или экспертно) ожидаемую стоимость запасов.

К неопределенно рентабельным относятся ресурсы, на дату оценки имеющие неопределенную ожидаемую стоимость запасов.

30. В рентабельных ресурсах выделяются извлекаемые ресурсы.

К извлекаемым ресурсам относится часть геологических ресурсов, извлечение которых из недр экономически эффективно на дату оценки.

31. В неопределенно рентабельных ресурсах извлекаемые ресурсы не выделяются.

III. КАТЕГОРИИ ЗАПАСОВ И РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГАЗА ПО ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ИЗУЧЕННОСТИ И СТЕПЕНИ ПРОМЫШЛЕННОГО ОСВОЕНИЯ

32. Запасы нефти и горючих газов по геологической изученности и степени промышленного освоения подразделяются на категории: А (достоверные), В (установленные), С1 (оцененные), С2 (предполагаемые).

33. Категория А (достоверные) – разрабатываемые запасы залежи или ее части, разбуренной эксплуатационной сеткой скважин в соответствии с проектным документом на разработку. Геологическое строение залежи, форма и размеры определены, а флюидальные контакты обоснованы по данным бурения, опробования и материалам геофизических исследований скважин. Литологический состав, тип коллекторов, эффективные и нефте- и газонасыщенные толщины, фильтрационно-емкостные свойства и нефте- и газонасыщенность, состав и свойства углеводородов в пластовых и стандартных условиях и технологические характеристики залежи (режим работы, дебиты нефти, газа, конденсата, продуктивность скважин) установлены по данным эксплуатации скважин, гидропроводность и пьезопроводность пласта, пластовое давление, температура, коэффициенты вытеснения изучены с детальностью, достаточной для построения многомерных геологической и фильтрационной моделей залежи с высокой степенью достоверности. Рентабельное освоение залежи определено проектным технологическим документом на разработку и подтверждено фактической добычей.

К категории А относятся:

1) запасы промышленно освоенных залежей (или их частей), дренируемые эксплуатационными скважинами при реализованных технологиях разработки в соответствии с проектным документом на разработку;

2) запасы промышленно освоенных залежей (или их частей), которые на дату подсчета по разным причинам не дренируются (в районе простаивающих скважин), ввод которых в разработку экономически обоснован и не потребует существенных дополнительных капитальных затрат;

3) запасы разрабатываемой залежи (или ее части), которые могут быть экономически рентабельно дополнительно извлечены из геологических запасов этой залежи за счет применения промышленно освоенных методов увеличения нефтеотдачи (МУН);

4) запасы, которые могут быть извлечены дополнительно из геологических запасов этой залежи за счет уплотнения первичной сетки эксплуатационных скважин.

34. Категория В (установленные) – запасы разведанной, подготовленной к разработке залежи (или ее части), изученной сейсморазведкой или иными высокоточными методами и разбуренной поисковыми, оценочными, разведочными и опережающими эксплуатационными скважинами, давшими промышленные притоки нефти или газа. Геологическое строение залежи, фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов, состав и свойства флюидов, гидродинамические характеристики, дебиты скважин достаточно хорошо изучены по результатам геолого-промысловых исследований и пробной эксплуатации одиночных скважин. Степень изученности параметров залежи достаточна для построения надежной геологической и фильтрационной моделей залежи. Рентабельное освоение залежи подтверждено данными пробной эксплуатации, исследованиями скважин и обосновано проектным технологическим документом на разработку.

К категории В относятся запасы участков залежей в зоне дренирования скважин, в которых получены промышленные притоки при испытании и/или пробной эксплуатации.

35. Категория С1 (оцененные) – запасы части залежи, изученной достоверной сейсморазведкой или иными высокоточными методами в зоне возможного дренирования неопробованных скважин и примыкающие к запасам категорий А и В при условии, что имеющаяся геолого-геофизическая информация с высокой степенью вероятности указывает на промышленную продуктивность вскрытого пласта в данной части залежи. Степень геологической изученности геолого-промысловых параметров залежи достаточна для построения предварительной геологической модели и проведения подсчета запасов.

Запасы категории С1 выделяются, если геолого-геофизическая информация с обоснованной уверенностью доказывает, что пласт в сторону выделяемой категории С1 непрерывен по площади.

Технологические параметры разработки залежи определяются по аналогии с изученными участками залежи или с использованием аналогий по другим разрабатываемым месторождениям.

Рентабельность освоения определяется по аналогии с изученной частью залежи.

К категории С1 относятся запасы:

1) неразбуренной части залежи, непосредственно примыкающей к запасам категории А + В на расстоянии, равном зоне возможного дренирования;

2) части залежи в районе неопробованных скважин, в случае если продуктивность этой залежи доказана опробованием или эксплуатацией в других скважинах.

36. Категория С2 (предполагаемые) – запасы в не изученных буре-

нием частях залежи и в зоне дренирования транзитных неопробованных скважин. Знания о геолого-промысловых параметрах залежи принимаются по аналогии с изученной частью залежи, а в случае необходимости, с залежами аналогичного строения в пределах данного нефтегазоносного региона. Имеющейся информации достаточно для построения предварительной геологической модели и подсчета запасов. Технологические параметры и экономическая эффективность разработки запасов определяются по аналогии с изученными участками залежи или с использованием аналогий по разрабатываемым месторождениям.

К категории С2 относятся запасы:

1) участков залежи между доказанным контуром залежи и границами участков запасов более высоких категорий, если имеется достаточно геолого-геофизической информации для заключения о непрерывности пласта;

2) пластов с недоказанной продуктивностью, но изученных по материалам геофизических исследований скважин в транзитных эксплуатационных скважинах, при этом имеется обоснованная уверенность, что по данным геофизических исследований скважин они могут быть продуктивными;

3) неразбуренных тектонических блоков на залежах с установленной продуктивностью. При этом имеющаяся геологическая информация указывает, что возможно продуктивные пласты в пределах блоков по литолого-фациальным характеристикам аналогичны изученной части залежи.

37. При ведении учета запасы категории А, В и С1 не рекомендуется суммировать с запасами категории С2.

38. Ресурсы нефти и горючих газов по геологической изученности подразделяются на категории D1 (локализованные); D2 (перспективные) и D3 (прогнозные).

39. Категория D1 (локализованные) – ресурсы нефти и горючих газов возможно продуктивных пластов в выявленных и подготовленных к бурению ловушках. Форма, размеры и условия залегания предполагаемых залежей определены по результатам геолого-геофизических исследований, толщина и коллекторские свойства пластов, состав и свойства нефти и газа принимаются по аналогии с разведанными месторождениями.

40. Категория D2 (перспективные) – ресурсы нефти и горючих газов литолого-стратиграфических комплексов и горизонтов с доказанной промышленной нефтегазоносностью в пределах крупных региональных структур. Количественная оценка прогнозных ресурсов проводится по результатам региональных геологических, геофизических, геохимических исследований и по аналогии с открытыми месторождениями в пределах оцениваемого региона.

41. Категория D3 (прогнозные) – ресурсы нефти и газа литолого-стратиграфических комплексов, оцениваемые в пределах крупных региональных структур, промышленная нефтегазоносность которых еще не доказана. Перспективы нефтегазоносности этих комплексов прогнозируются на основе данных геологических, геофизических, геохимических исследований. Количественная оценка прогнозных ресурсов этих категорий производится по предположительным параметрам на основе имею-

щихся геологических представлений и по аналогии с другими, более изученными регионами, где установлены разведанные месторождения нефти и горючих газов.

IV. ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ (ЗАЛЕЖЕЙ) НЕФТИ И ГОРЮЧИХ ГАЗОВ ПО ФАЗОВОМУ СОСТОЯНИЮ

42. В зависимости от фазового состояния и состава основных углеводородных соединений в недрах месторождения (залежи) нефти и горючих газов подразделяются на:

- 1) нефтяные (Н), содержащие только нефть, насыщенную в различной степени газом;
- 2) газонефтяные (ГН), в которых основная часть залежи нефтяная, а газовая шапка не превышает по объему условного топлива нефтяную часть залежи;
- 3) нефтегазовые (НГ), к которым относятся газовые залежи с нефтяной оторочкой, в которой нефтяная часть составляет по объему условного топлива менее 50 %;
- 4) газовые (Г), содержащие только газ;
- 5) газоконденсатные (ГК), содержащие газ с конденсатом;
- 6) нефтегазоконденсатные (НТК), содержащие нефть, газ и конденсат.

43. В газовых залежах по содержанию С выделяются следующие 5+В группы газоконденсатных залежей:

- 1) низкоконденсатные – с содержанием конденсата менее 25 г/м^3 ;
- 2) среднеконденсатные – с содержанием конденсата от 25 до 100 г/м^3 ;
- 3) высококонденсатные – с содержанием конденсата от 100 до 500 г/м^3 ;
- 4) уникальноконденсатные – с содержанием конденсата более 500 г/м^3 .

V. ГРАДАЦИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ (ЗАЛЕЖЕЙ) НЕФТИ И ГОРЮЧИХ ГАЗОВ ПО ВЕЛИЧИНЕ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ

44. Месторождения нефти и газа по величине извлекаемых запасов нефти и геологических запасов газа подразделяются на:

- 1) уникальные – более 300 млн т нефти или 500 млрд м^3 газа;
- 2) крупные – от 30 до 300 млн т нефти или от 30 до 500 млрд м^3 газа;
- 3) средние – от 3 до 30 млн т нефти или от 3 до 30 млрд м^3 газа;
- 4) мелкие – от 1 до 3 млн т нефти или от 1 до 3 млрд м^3 газа;
- 5) очень мелкие – менее 1 млн т нефти, менее 1 млрд м^3 газа.

VI. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГОРЮЧИХ ГАЗОВ ПО СЛОЖНОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ

45. По сложности геологического строения выделяются залежи:

1) простого строения – однофазные залежи, связанные с ненарушенными или слабонарушенными структурами, продуктивные пласты характеризуются выдержанностью толщин и коллекторских свойств по площади и разрезу;

2) сложного строения – одно- и двухфазные залежи, характеризующиеся невыдержанностью толщин и коллекторских свойств продуктивных пластов по площади и разрезу или наличием литологических замещений коллекторов непроницаемыми породами либо тектонических нарушений;

3) очень сложного строения – одно- и двухфазные залежи, характеризующиеся как наличием литологических замещений или тектонических нарушений, так и невыдержанностью толщин и коллекторских свойств продуктивных пластов, а также залежи сложного строения с тяжелыми нефтями.

Приложение 3

РЕКОМЕНДУЕМЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПО УСТАНОВЛЕНИЮ ПЛОТНОСТИ И ВЯЗКОСТИ НЕФТИ

Таблица П.1

Плотность нефти при 15 °С, г/см ³	Плотность нефти при 20 °С, г/см ³	Типы нефти
До 0,8345 0,8345–0,8544 0,8544–0,8744 0,8744–0,8993 Более 0,8993	До 0,830 0,830–0,850 0,1000 мг/л 850–0,870 0,870–0,895 Более 0,895	Особо легкая Легкая Средняя Тяжелая Битуминозная

Таблица П.2

Вязкость нефти, мПа·с	Типы нефти
< = 5 > 5 < = 10 > 10 < = 30 > 30	С незначительной вязкостью Маловязкая С повышенной вязкостью Высоковязкая

Приложение 4

СОЗДАНИЕ ТРЕХМЕРНЫХ МОДЕЛЕЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

На рис. П.3* 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 доработки 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. В то же вре-

*Рисунок приведен в авторском исполнении.

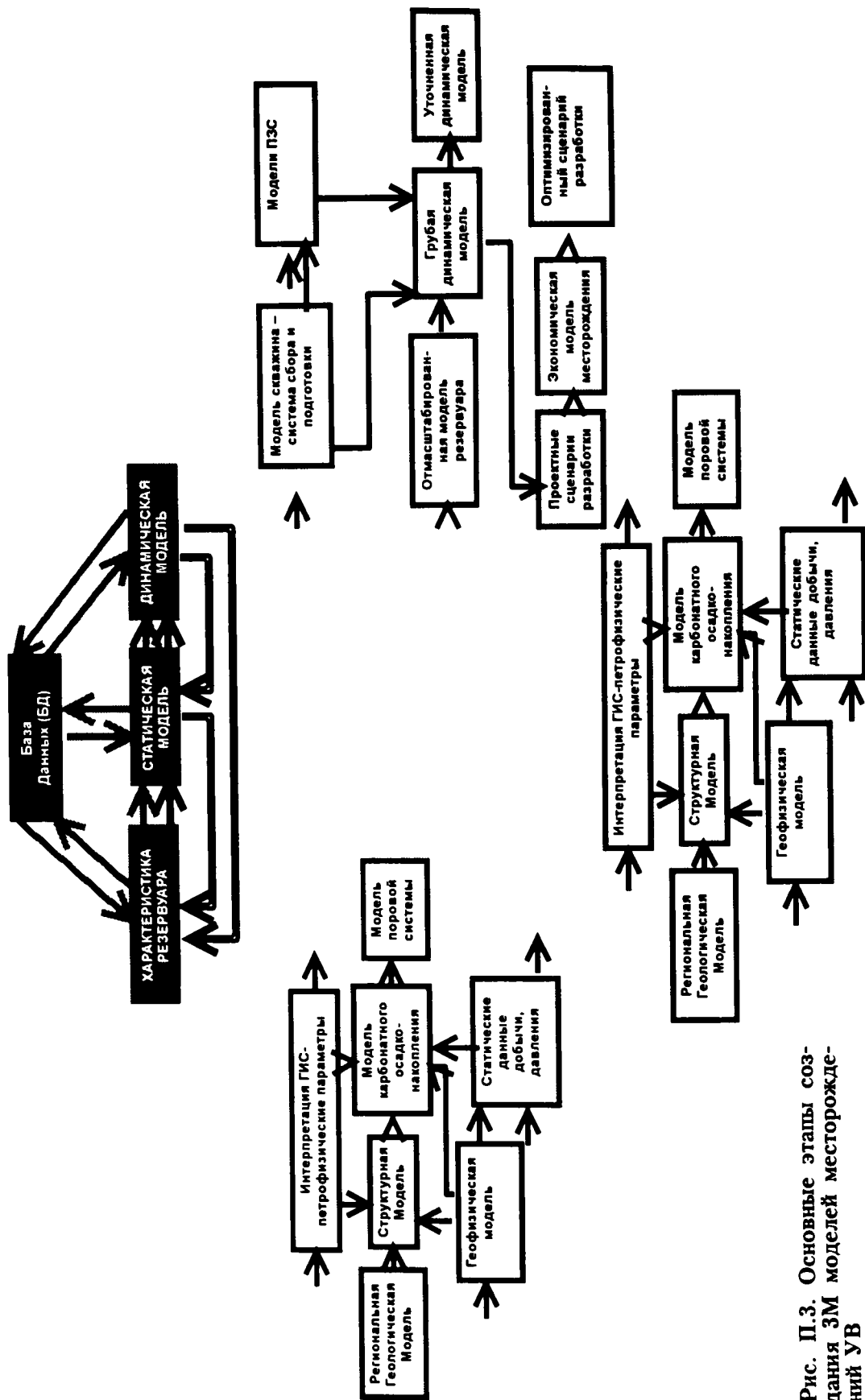


Рис. П.3. Основные этапы создания 3М моделей месторождений УВ

мя 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, кроме того, опирается на разработки в области построения седиментологических моделей, учитывающих обстановки осадконакопления и архитектуру фаций; скважинного фациального анализа как базы для построения геометрии пласта и моделей фаций; создания адекватной базы данных.

Первичные осадочные фации влияют на петрофизические характеристики горных пород. Петрофизические характеристики пласта контролируются процессом диагенеза, влияние которого на различные типы пород 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 залежей за короткий срок (несколько дней) по сравнению с традиционным 2М моделированием (несколько месяцев). 3М моделирование позволяет быстрее учитывать новую промысловую информацию, в том числе от бурения новых скважин.

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 гомотенные 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 см^2 , который дает представление о строении пласта объемом до 10^6 м^3 . В то же время тестовые исследования скважин и ячейка дискретной решетки при численном моделировании характеризуют пласты размером до 10^{14} и 10^{12} м^3 соответственно. Были определены четыре уровня или шкалы неоднородности: микроскопическая (поровая); мезоскопическая (пропластки, слои); макроскопическая (межскважинная залежь); мегаскопическая (несколько горизонтов).

Результаты исследований показали, что макроскопическая неоднородность (межскважинная) играет доминирующую роль в эффективности нефтеизвлечения. Характер макроскопической неоднородности есть в основном функция типа системы осадконакопления пласта. Глинистые пропластки в системах осадконакопления типа русловых баров могут сужать фильтрационное пространство флюидов и разбивать пласт на несвязанные элементы по латерали. Такой пласт не может успешно экс-

плуатироваться 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 мкм²), 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. П.4*). 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 положени-

*Рисунок приведен в авторском исполнении.

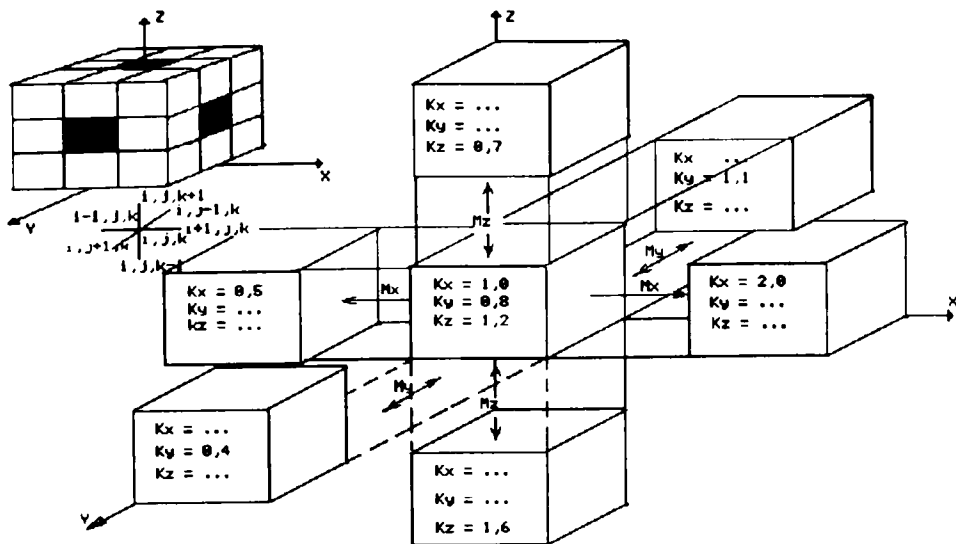


Рис. П.4. Моделирование перетока флюидов между блоками решетки:

$K_i, i = x, y, z$ – абсолютная проницаемость, мкм²; M_i – коэффициент перетока флюидов между блоками

ем 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. П.5*). 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 3 млн.

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

*Рисунок приведен в авторском исполнении.

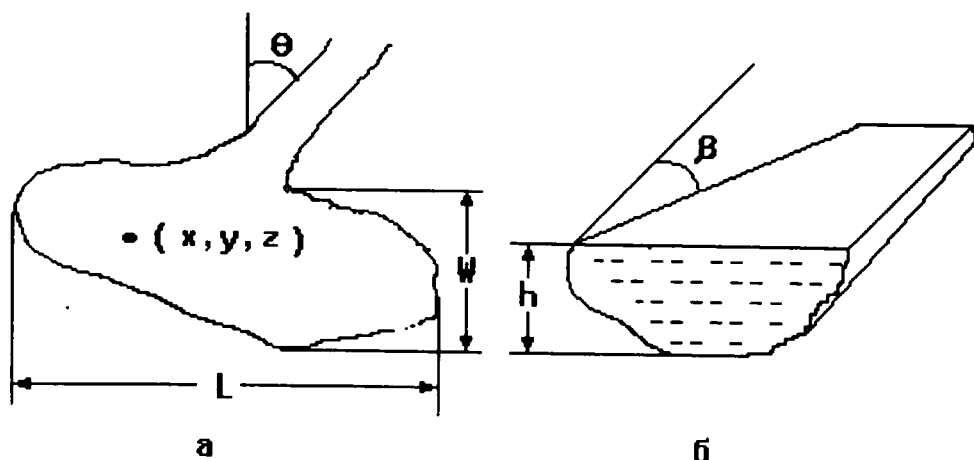


Рис. П.5. Пространственные параметры для задания положения морфологических элементов:

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

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 использо-

вании стохастического моделирования (СМ) риск и неопределенность в РМУ заметно снижаются по сравнению с традиционными подходами.

Одним из новых подходов, который хорошо описывает неоднородные осадочные отложения, является стохастическое моделирование. Основные классы стохастических моделей – дискретная, непрерывная и гибридная (объединяющая базовое пространство первых двух моделей). Первые работы по созданию основ стохастического моделирования появились с середины 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 геологической модели. Он позволяет моделировать сложные неоднородные распределения, включать широкий спектр геологических интерпретаций фаций, получать более правдоподобные модели корреляции между скважинами и распределения вертикальной проницаемости песчаных тел. Стохастический подход был использован при моделировании различных обстановок осадконакопления: турбидитных, речных и дельтово-береговых, карбонатных, глубоководно-морских конусов выноса, эоловых, 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 на-

стоящее 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. П.6*. Процесс создания стохастической модели обычно двухстадийный. На первой стадии создается дискретная модель для широкомасштабных седиментологических обстановок осадконакопления на основе данных, полученных от сейсмоки, ГИС и для обнажений горных пород. Для моделирования элементов структуры дискретной модели используется непрерывная модель, описывающая пространственную вариацию петрофизических переменных. Моделиро-

*Рисунок приведен в авторском исполнении.

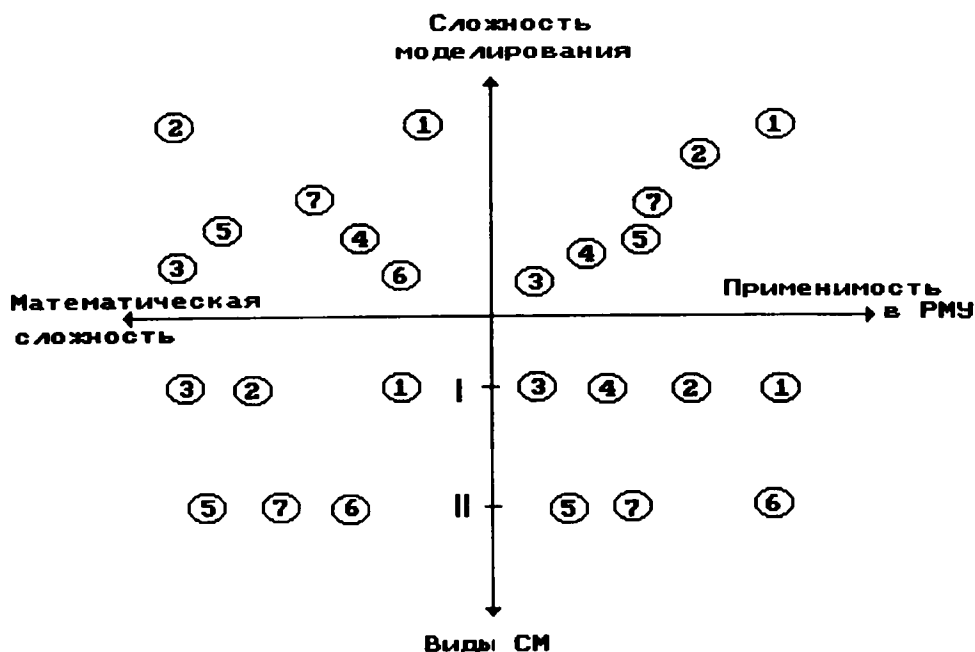


Рис. П.6. Диаграмма условий применимости стохастических моделей:

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

вание 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 (см. рис. П.7*). 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 учиты-

*Рисунок приведен в авторском исполнении.

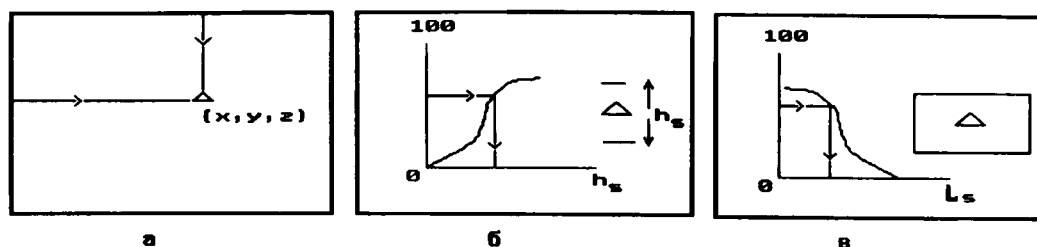


Рис. П.7. Схема генерации геологических тел (глинистых прослоев; фаций), построенная с помощью метода меченых точек:

а – случайное задание центра тяжести геологического тела; **б** – случайное задание толщины геологического тела; **в** – задание длины геологического тела

вается 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, насы-

ценности) находятся их ожидаемая величина и вариация, а также межпараметрическая корреляционная матрица. Пространственные структуры могут соответствовать сферическим, экспоненциальным и фрактальным корреляционным функциям. В настоящее время используется только сферическая функция. Число фаций обычно изменяется от 2 до 10, а число рассматриваемых скважин – от 0 до 100. Характерные (ожидаемые) значения параметров, их вариации, корреляционные матрицы и вертикальные корреляционные функции получаются из анализа данных по скважинам или могут задаваться экспертами-геологами. Латеральная пространственная корреляция должна выводиться из данных по обнажениям этой породы или ее аналогов. Моделирование пластовой неоднородности может иметь лишь ограниченный интерес. Основной целью стохастического моделирования является повышение качества прогнозов добычи и снижение их неопределенностей. Обычно детальная петрофизическая модель содержит свыше 1 млн ячеек решетки. Тогда решетка для моделирования разработки имеет около 5–10 тыс. блоков со средними размерами от 100×100×10 до 300×300×30 м. Основная проблема – усреднение и условия перетока между блоками. Проблема в стохастическом моделировании – генерирование пластовой архитектуры непосредственно из сейсмической информации. Пока эта задача не решена.

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. П.8*). 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.

*Рисунок приведен в авторском исполнении.

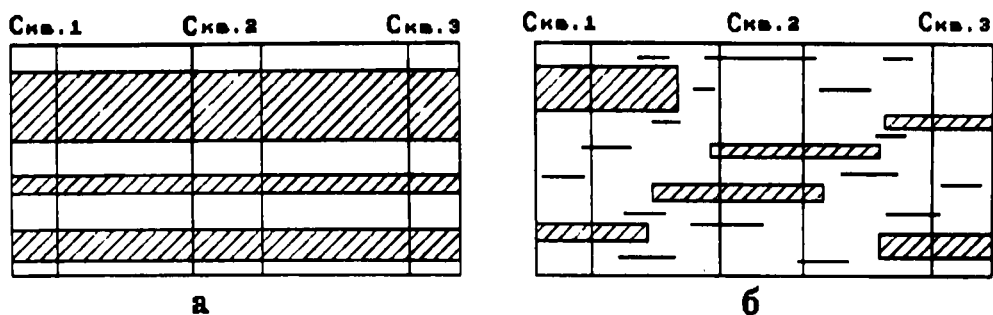


Рис. П.8. Дискретные модели глинистых слоев в песчаном теле пласта:
а – детерминированная; б – стохастическая

Основная цель при моделировании глинистых слоев – определение непрерывности глин по латерали, их распределения в зонах и влияния на движение флюидов. Под глинами понимаются тонкослоистые глины, глинистые пропластки и массивные глинистые покрышки. Предполагается, что глины случайно распределены в пространстве за исключением точек, в которых расположены скважины. На основании анализа обнажений аналогичных пород строятся коммулятивные кривые распределения глин как по толщине, так и по длине (рис. П.9*). На этом рисунке представлены вероятности распределения глинистых включений по длине и ширине для условий осадконакопления.

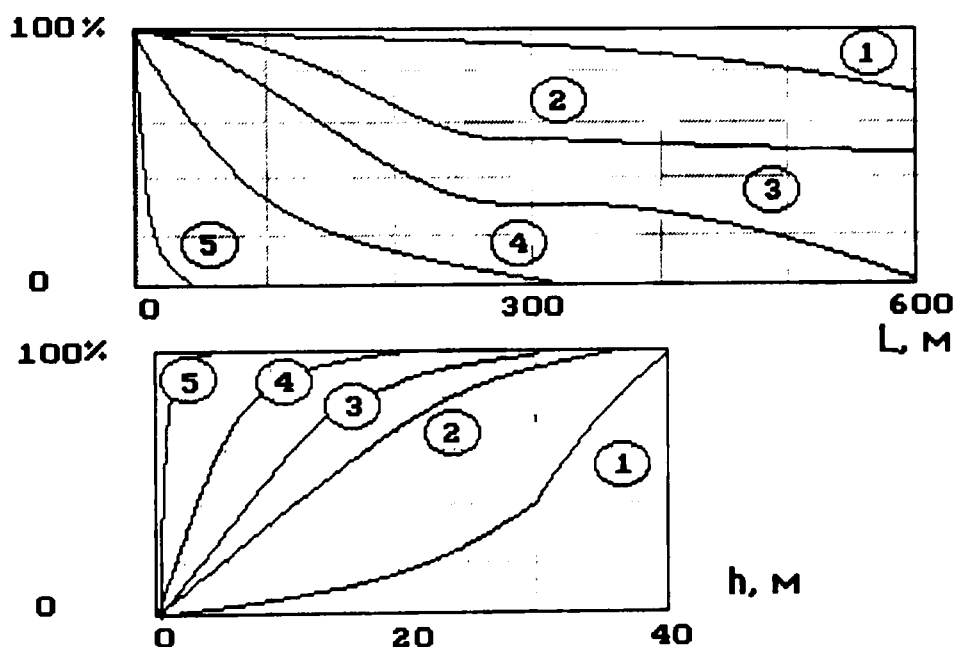


Рис. П.9. Коммулятивные функции распределения глинистых слоев по длине L и толщине h

*Рисунок приведен в авторском исполнении.

Изучение обнажений позволяет определить геометрию, частоту встречаемости и литологию глин и алевритовых включений. Детальные изучения обнажений плотно разбуренных площадей позволили установить, что геометрия и распределение глин и алевритовых включений в осадочных породах в аналогичных условиях осадконакопления подобны. Морские пески содержат обычно глинистые включения, которые распространяются на нескольких сотен метров (см. рис. П.9, тип 1). Береговые барьеры также содержат непрерывные глинистые включения, обычно концентрирующиеся в нижней части песчаного интервала (см. рис. П.9, тип 2). Глины фронта дельты и дельтовой равнины менее обширны, чем указанные выше, вследствие эрозии глинистых слоев мигрирующими и немигрирующими речными и приливными руслами (см. рис. П.9, тип 3). Руслу (каналы) в основном содержат короткие глинистые включения (часто менее 10 м). Появление этих включений, как правило, связано с гирляндной косой слоистостью, которая часто сливается, особенно в направлении, перпендикулярном течению (см. рис. П.9, тип 4). Точечные бары меандрирующих рек могут содержать непрерывные глинистые прослои, расположенные вдоль наносов. Крупнозернистые точечные бары и разветвленные реки обычно имеют очень короткие глинистые и алевритистые включения (см. рис. П.9, тип 5). Эти коммулятивные кривые построены при следующих допущениях: во-первых, пласты с близким генезисом имеют высокую степень схожести характеристик глин; во-вторых, небольшие прерывистые глины распределены в пространстве беспорядочным и случайным образом (это допущение основано на анализе глин в обнажениях). Из анализа следует, что прибрежно-морские глинистые барьеры разбивают пласт на зоны с незначительной связью между ними. В то же время русловые песчаные тела редко имеют внутренние разделы большой протяженности. Существует несколько подходов к компьютерному моделированию глин, основанных на вероятностной функции распределения (распределение непроницаемых глин с нулевой толщиной; распределение глин по разрезу пласта и частота их появления с ростом глубины залегания; распределение глин с фиксированными размерами).

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.

Глины в речных системах могут быть подразделены на четыре типа: пойменной равнины; прерывистые русловые; русловых баров; глинистые брекчии. Разницу в глинах межканальных (глины пойменной равнины)

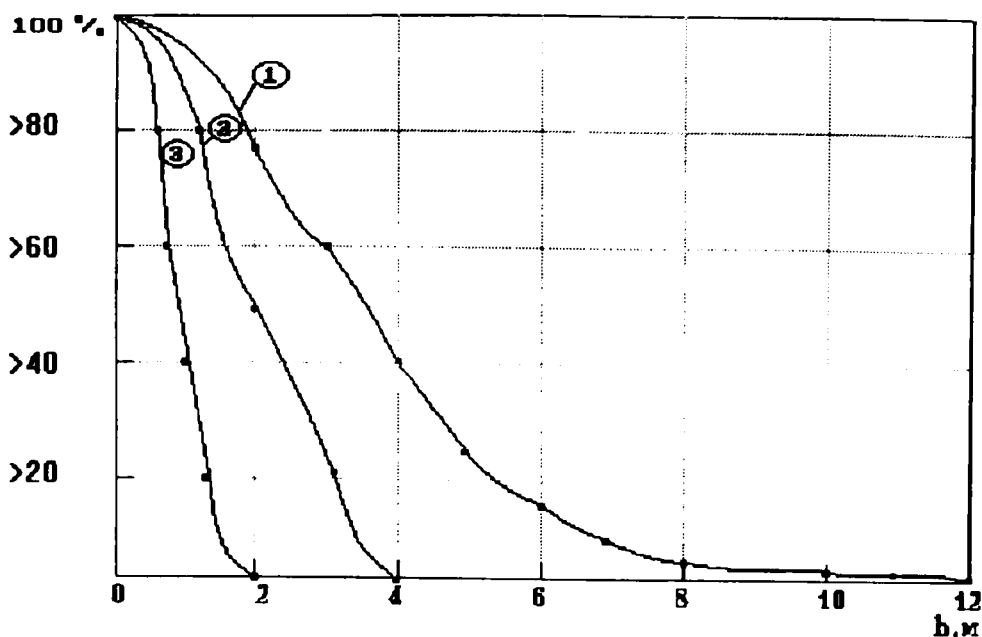


Рис. П.10. Коммулятивные функции распределения толщин глинистых слоев в зависимости от речных условий осадконакопления:

1 – междурусловая пойменная равнина; 2 – русла; 3 – русловые бары и брекчии

и внутриканальных (прерывистые русловые глины) отложений очень трудно определить из каротажа. Это определение должно основываться на общей картине осадконакопления и рассмотрении общих толщин. Например, появление резких восходящих вверх от песчаника к глине последовательностей скорее отражает прерывистые русловые глины, чем глины пойменной равнины. Третий и четвертый типы глин обычно идентифицируют как резкие всплески на гамма-каротаже. Глины русловых баров обычно интерпретируются как тонкие глинистые слои, появляющиеся вблизи кровли русловых песчаников, тогда как глинистые брекчии – в местах слияния русловых песчаников. Коммулятивные функции распределения толщин глинистых слоев как функции речных условий осадконакопления приведены на рис. П.10*. Вероятности распределения глин по длине и толщине основаны на литературном анализе аналогов залежей и частично на экспертном подходе. Вероятности распределения глин по длине для данных толщин описываются кривыми распределения по нормали к основному направлению палеодренажа. В направлении, параллельном палеодренажу, непрерывность глин по длине предполагается в 2 раза большей. Для глин междурусловой пойменной равнины (или болота) эти кривые построены на основании экспертного, прагматичного подхода. Предполагается, что прерывистые русловые глины откладывались в отмерших руслах меандрирующей палеореки. Накопленные кривые распределения для этих глин построены на основе многочисленных литературных данных. Эти глины очень хорошо опознаются в обнажениях по резкому эрозионному, выпуклому вниз основанию. Изучение процессов осадконакопления в речных системах

*Рисунок приведен в авторском исполнении.

лежит в основе прогнозирования форм песчаных залежей в аллювиальных отложениях. Вместе с тем лучшее понимание сложности речных систем делает все менее приемлемыми упрощенные модели, а также ведет к неопределенностям и разночтениям в интерпретации древних рек и их отложений. Моделирование глин включает следующие процедуры: разбиение разреза пласта в каждой скважине на песчаные и глинистые интервалы; определение фациальной принадлежности глин; интерполяции коррелируемых поверхностей между скважинами с помощью метода крайгинга.

Оценка вероятности (от 0 до 1) непрерывности глин между всеми соседними скважинами для каждой коррелируемой поверхности проводится на основе концептуальной седиментологической модели, пластового давления, толщины глинистых прослоев, относительной позиции в последовательности фаций и др. Эта оценка осуществляется экспертным путем непосредственно геологами. С этой целью коррелируемая поверхность представляется в виде каркаса из попарных связей между скважинами. Эксперт-геолог назначает вероятность от 0 до 1 для каждой такой связи.

С помощью генератора случайных чисел задаются числом для каждой связи между скважинами, т.е. это своего рода выборка Монте-Карло для оценки непрерывности глинистых прослоев. Если это число меньше вероятностной оценки, определенной экспертом, то глина генерируется в прямую линию между двумя скважинами. Если случайное число больше вероятностной экспертной оценки, то ячейки песка генерируются в некоторой точке между скважинами. Количество ячеек песка определяется случайным образом.

Созданный таким образом каркас геологической модели глинистого барьера (т.е. непрерывных глинистых прослоев с длиной более 2 км) служит основой для получения окончательного распределения глин и песков по латерали барьера. Окончательное распределение получается на основе моделирования марковских полей. Модель марковского поля (Ripley, 1987 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 местроположение 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 песчаности и число прерывистых глин в разрезе.

Модель меченых точек используется для генерации прерывистых глин в каждой взятой в отдельности зоне пласта. Процедура включает генерацию глин случайным образом до тех пор, пока не будет достигнута определенная доля глин в объеме этой зоны. Каждый глинистый барьер генерируется путем задания случайным образом x , y и z координат центра масс и размеров барьера: ширины, толщины и длины. В противоположность процедуре, разработанной 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 эоловых пластов.

Математическое моделирование стохастических геологических полей. Из возможных подходов к определению вероятности через вероятностное пространство, сигма-алгебру и меру Бореля (Borel) используется в основном первый. Дискретные модели описывают геологические особенности залежи, дискретные по своей природе: распределение песчаных тел в глинистой пачке; 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 покровов. Дискретная модель наиболее пригодна для моделирования элементов залежей (фаций) в крупномасштабном плане. Наиболее распространенный метод построения детерминированной модели – 2М марковское случайное поле (2D Markov field model). Стохастическая дискретная модель используется для построения прерывистых, линзовидных геологических тел, которые либо наблюдаются только в одной скважине, либо присутствуют в межскважинном пространстве. При создании дискретных стохастических моделей применяют: 1 – процесс меченых точек (булевская схема); 2 – марковские случайные поля; 3 – усеченные случайные функции; 4 – двухточечные гистограммы (см. рис. П.6). 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. 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 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 Halvorsen, Lake (1984 г.). Для 3М модели каждый глинистый прослой генерируется путем задания случайным образом шести чисел: три из них определяют x , y и z координаты центра этого тела, а другие три – толщину, высоту и длину (см. рис. П.5). Генерация глинистых слоев продолжается до тех пор, пока не будет достигнута определенная доля глинистых слоев для выбранной зоны пласта. Эта доля находится из анализа данных по скважине, находящейся в данной зоне.

Существует подход, совмещающий метод меченых точек с функциями «поперечного взаимодействия», которые определяются из вариограммы. Эти функции описывают вероятность, что следующий глинистый прослой появится на определенном расстоянии с координатами точки (x, y, z) от текущего глинистого прослоя. Этот подход особенно эффективен для обстановок осадконакопления, в которых появление глинистых прослоев не носит чисто случайного характера (речные, эоловые, дистальные конусы выноса глубоководно-морских отложений).

Такой подход, во-первых, носит черты случайного характера; во-вторых, он позволяет итерационным путем создавать определенную структуру размещения глинистых слоев в рассматриваемой зоне пласта, которая удовлетворяет средней пропорции содержания глин в объеме.

Вероятность появления глин в объеме зоны назначается более высокой, чем в реальности. Так как процедура предусматривает наложение структуры прерывистых глин на структуру непрерывных глин, то часть прерывистых глин накладывается на непрерывные.

На основе метода меченых точек была разработана программа SESIMIRA. Она состоит из двух этапов: генерации геометрии залежи, элементов осадконакопления, сбросов и любых фиксированных геологических особенностей; случайное заполнение оставшегося пространства дискретными элементами более мелкого масштаба. Формы тел обычно задаются либо прямоугольными, либо эллипсоидными. Для каждого элемента осадконакопления (русла, конуса выноса, бара и др.) задаются их размеры (длины, ширины), углы вращения вокруг центра масс и их ориентаций относительно сторон света в соответствии с накопленными функциями распределения. При наличии данных такие функции распределения могут быть построены для каждого прослоя пласта.

Местоположение тела внутри пласта (x, y, z) – координаты центра

масс) может варьироваться в случае, если тело оказывается наложенным на другое тело. Объемная доля каждого элемента осадконакопления определяется из данных по скважинам. Итерационная процедура размещения дискретных тел в пласте заканчивается при достижении удовлетворительной близости к объемным долям каждого элемента осадконакопления.

БУЛЕВСКИЕ СТАТИСТИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ

Булевские множества используются для моделирования неоднородностей (линз, фаций и трещин) в песчаном массиве. В этом случае линзы и фации представляются как случайные точки в пространстве залежи. Этот метод зависит от нескольких параметров: плотности распределения центров линз по объему; формы линз и фаций (постоянные или переменные); их размеров и ориентации по сторонам света. 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.

Метод крайгинга используется для интерполяции коррелируемых поверхностей между скважинами.

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 г.), 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.

ФРАКТАЛЬНЫЕ ПОЛЯ

Несколько слов следует сказать о фрактальной природе распределения (или вариации) геологических параметров в зависимости от масштабов описания процессов вытеснения нефти. Последние работы в

области фрактальной геостатистики показали, что объекты разработки – залежи УВ характеризуются фрактальной геометрией (Мандельброт, 1969 г.; Emanuel et al., 1989 г.). 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.

МОДЕЛИРОВАНИЕ СЛУЧАЙНЫХ МАРКОВСКИХ ПОЛЕЙ

Модель марковского поля (Ripley, 1987 г.) используется как альтернатива традиционному построению карт глин для описания распределения глинистых слоев, которые коррелируют между двумя и большим числом скважин. Модель, основанная на вероятностной оценке непрерывности глин между парами скважин, позволяет имитировать эрозию речным каналом глинистых слоев. Моделирование марковских полей позволяет в общем случае получать более реалистичные модели с геологической точки зрения. Однако с точки зрения локального распределения параметров моделируются менее реалистичные ситуации. В частности, нереалистичны формы глинистых барьеров – прямоугольные, квадратные. 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

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

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

СЛУЧАЙНЫЕ ГАУССОВСКИЕ ПОЛЯ

Случайные гауссовские поля являются одним из методов построения непрерывных стохастических моделей (пористости, проницаемости). Перед построением гауссовских полей пласт предварительно разбивают на основные элементы осадконакопления по разрезу и латерали (до 10 элементов). Для каждого элемента осадконакопления определяются: математическое ожидание (среднее) для каждой петрофизической величины; интервал изменения каждой петрофизической величины для элемента осадконакопления; межпеременная корреляционная матрица; пространственная корреляционная функция (сферическая, экспоненциальная или фрактальная). Эти величины определяются из данных по скважинам или на основании экспертных данных. Функция распределения каждой фации в пространстве полагается подчиненной нормальному (гауссовскому) распределению.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Борисов Ю.П., Рябинина З.К., Воинов О.В.* Особенности проектирования разработки нефтяных месторождений с учетом их неоднородности. – М.: Недра, 1976. – 157 с.
2. *Бурже Ж., Сурио П., Комбарну М.* Термические методы повышения нефтеотдачи пластов. – М.: Недра, 1988. – 412 с.
3. *Гиматудинов Ш.К., Ширковский А.И.* Физика нефтяного и газового пласта. – М.: Недра, 1982. – 254 с.
4. *Еремин Н.А.* Моделирование месторождений углеводородов методами нечеткой логики. – М.: Наука, 1994. – 462 с.
5. *Желтов Ю.П.* Разработка нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1986. – 332 с.
6. *Закиров С.Н.* Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: Недра, 1989. – 334 с.
7. *Золотухин А.Б.* Моделирование процессов извлечения нефти из пластов с использованием методов увеличения нефтеотдачи. – М.: МИНГ, 1990. – С. 268.
8. *Справочник* по математическим методам в геологии. – М.: Недра, 1987. – 323 с.
9. *Справочник* по нефтепромысловой геологии/Под ред. Н.Е. Быкова и др. – М.: Недра, 1981. – 525 с.
10. *Справочное руководство* по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1983. – 345 с.
11. *Сургучев М.Л.* Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М.: Недра, 1985. – 308 с.
12. *Чарный И.А.* Подземная гидромеханика. – М. – Л.: Гостехиздат, 1947. – 221 с.
13. *Ширковский А.И.* Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: Недра, 1979. – 288 с.
14. *Щелкачев В.Н.* Разработка нефтеводоносных пластов при упругом режиме. – М.: Гостоптехиздат, 1960. – 467 с.
15. *Aziz K., Settari A.* Petroleum reservoir simulation. – Applied Science publishers LTD, 1979. – P. 476.
16. *Bellman R.E., Zadeh L.A.* Decision making in a fuzzy environment//Manag. Sci. 1970. Vol. 17. P. 141–164.
17. *Buckley J.E., Leverett M.C.* Mechanism of fluid displacement in sands.//Trans. AIME, Vol. 146, 1942, p. 107–116.
18. *Computer modeling of geologic surfaces and volumes*/Ed. D.E. Hamilton, T.A. Joms, Tulsa, 1992. – 297 p. (AAPG Computer Appl. in Geol.; N 1).
19. *Darsy H.* Les fontaines publiques de la vill de Dijon. P., 1856. – 46 p.

20. *Davis J.C.* Statistics and data analysis in geology. – Toronto: J. Wiley, 1986.
21. *Haldorsen H.H., Damsleth E.* Stochastic modeling//Ibid. Vol. 42. – N 4. – P. 404–412.
22. *Muskat M.* The flow of homogeneous through porous media. N.Y.; L., 1937. 561 p.
23. *Muskat M.* Physical principles of oil production. N.Y.: McGraw-Hill, 1949.
24. *Pareto V.* Manuel d'ecenomic politique. P.: Giard, 1909. 2 ed., 1927.
25. *Pirson S.J.* Oil reservoir engineering. N.Y.: McGraw-Hill, 1937.
26. *Rappoport L.A., Leas W.* Properties of linear waterfloods.//Trans. AIME, Vol. 198. 1953.
27. *Zadeh L.A.* Fuzzy sets//Inform. and Control. 1965. Vol. 8, N 3. P. 338–353.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение.....	3
Глава 1. Анализ развития современной разработки нефтяных и газовых месторождений.....	5
Глава 2. Виртуальная нефтегазовая компания.....	19
Глава 3. Понятие об извлекаемых запасах углеводородов.....	24
Глава 4. Основы создания виртуального месторождения нефти и газа.....	35
Постановка задачи создания виртуального месторождения УВ.....	35
Нечеткое системное проектирование.....	38
Цели разработки виртуального месторождения. Идентификация нечетких целей функционирования системы РНМ и их классификация.....	53
Глава 5. Особенности проектирования разработки на цифровых моделях залежей углеводородов.....	60
Компьютерные технологии прогнозирования разработки нефтяных месторождений.....	61
Выделение эксплуатационных объектов на доказанных, вероятных и возможных моделях залежей УВ.....	84
Выбор метода воздействия.....	93
Гидродинамические МВ – заводнение.....	102
Горизонтальные технологии.....	103
Термические МВ.....	109
Физико-химические МВ.....	117
Газовые МВ.....	128
Микробиологические МВ.....	133
Оценка плотности сетки скважин в проектах с МВ.....	147
Глава 6. Некоторые закономерности в геологии и разработке карбонатных месторождений нефти.....	152
Глава 7. Индикаторы стоимости виртуальных нефтегазовых компаний на фондовых рынках.....	194
	243

Заключение	202
Приложение 1. Принципы построения классификации запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов	203
Приложение 2. Классификация запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов с 1 января 2009 г.	209
Приложение 3. Рекомендуемые показатели по установлению плотности и вязкости нефти	218
Приложение 4. Создание трехмерных моделей месторождений нефти и газа	219
Список литературы	241

УЧЕБНОЕ ИЗДАНИЕ

Ерёмин Николай Александрович

**СОВРЕМЕННАЯ РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА
УМНАЯ СКВАЖИНА. ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЙ ПРОМЫСЕЛ.
ВИРТУАЛЬНАЯ КОМПАНИЯ**

Заведующий редакцией *С.А. Скотникова*
Редактор издательства *О.Ф. Приклонская*
Художник-график *С.В. Орлов*
Технические редакторы *Л.Н. Фомина, Г.В. Лехова*
Корректор *Г.В. Лехова*
Компьютерная верстка *И.В. Севалкина*

Изд. лиц. № 071678 от 03.06.98. Подписано в печать с репродуцированного оригинал-макета 01.07.08. Формат 60×90 ¹/₁₆. Гарнитура «Петербург». Печать офсетная. Печ. л. 17,0 с вкл. Уч.-изд. л. 20,5 с вкл. Тираж 1000 экз. Заказ 906 /1175

ООО «Недра-Бизнесцентр»
125047, Москва, пл. Тверская застава, 3

E-mail: business@nedrainform.ru, biblioteka@nedrainform.ru
www.nedrainform.ru

ППП «Типография «Наука» Академиздатцентр РАН
121099, Москва, Шубинский пер., 6