



ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ(21)(22) Заявка: **2010129434/08**, 17.12.2008(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
17.12.2008

Приоритет(ы):

(30) Конвенционный приоритет:
17.12.2007 US 61/014,351(43) Дата публикации заявки: **27.01.2012** Бюл. № 3(45) Опубликовано: **20.12.2013** Бюл. № 35(56) Список документов, цитированных в отчете о
поиске: **US 2007/0192072 A1**, 16.08.2007. **US**
2005/0119911 A1, 02.06.2005. **US 2007/0156377**
A1, 05.07.2007. **US 2006/0235573 A1**, 19.10.2006.
RU 2307379 C1, 27.09.2007.(85) Дата начала рассмотрения заявки РСТ на
национальной фазе: **19.07.2010**(86) Заявка РСТ:
US 2008/087206 (17.12.2008)(87) Публикация заявки РСТ:
WO 2009/079570 (25.06.2009)

Адрес для переписки:

129090, Москва, ул. Б. Спасская, 25, стр.3,
ООО "Юридическая фирма Городисский и
Партнеры"

(72) Автор(ы):

МИХАРЕС Герардо (US),
ГАРСИЯ Алехандро (BR),
САНКАРАН Сатхиш (US),
РОДРИГЕС Хосе (US),
САПУТЕЛЛИ Луиджи (US),
АВАСТХИ Анкур (US),
НИКОЛАУ Майкл (US)

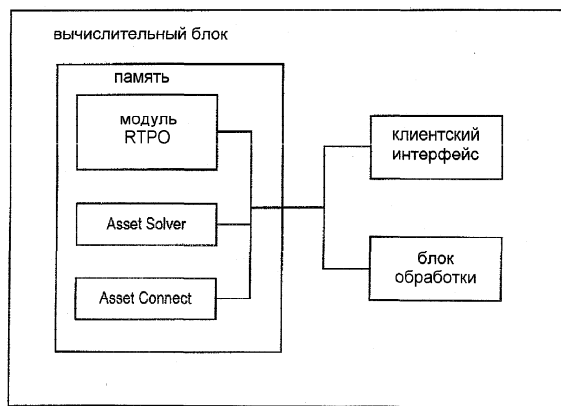
(73) Патентообладатель(и):

ЛЭНДМАРК ГРЭФИКС КОРПОРЕЙШН,
Э ХЭЛЛИБЕРТОН КАМПАНИ (US)**(54) СИСТЕМЫ И СПОСОБЫ ОПТИМИЗАЦИИ ОПЕРАЦИЙ ДОБЫЧИ В РЕАЛЬНОМ ВРЕМЕНИ**

(57) Реферат:

Изобретение относится к области оптимизации операций добычи в реальном времени. Техническим результатом является оптимизация пластовых операций добычи в реальном времени. В одном варианте осуществления, основанная на движущемся временном горизонте параметрическая модель обеспечивает быстрые прогнозы для

оптимизации добычи в краткосрочной конфигурации. В другом варианте осуществления, несколько технологий выбираются совместно с технологическими потоками производительности активов, которые уникально реализуются в многофазном подходе. 2 н. и 18 з.п. ф-лы, 19 ил., 4 табл.



ФИГ.1

RU 2502120 C2

RU 2502120 C2



FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(12) ABSTRACT OF INVENTION

(21)(22) Application: **2010129434/08, 17.12.2008**

(24) Effective date for property rights:
17.12.2008

Priority:

(30) Convention priority:
17.12.2007 US 61/014,351

(43) Application published: **27.01.2012 Bull. 3**

(45) Date of publication: **20.12.2013 Bull. 35**

(85) Commencement of national phase: **19.07.2010**

(86) PCT application:
US 2008/087206 (17.12.2008)

(87) PCT publication:
WO 2009/079570 (25.06.2009)

Mail address:

**129090, Moskva, ul. B. Spasskaja, 25, str.3, OOO
"Juridicheskaja firma Gorodisskij i Partnery"**

(72) Inventor(s):

**MIKhARES Gerardo (US),
GARSIIa Alekhandro (BR),
SANKARAN Satkhish (US),
RODRIGES Khose (US),
SAPUTELLI Luidzhi (US),
AVASTKhI Ankur (US),
NIKOLAU Majkl (US)**

(73) Proprietor(s):

**LEhNDMARK GREhFIKS KORPOREJShN, Eh
KhEhLLIBERTON KAMPANI (US)**

(54) SYSTEMS AND METHODS FOR OPTIMISATION OF REAL-TIME EXTRACTION OPERATIONS

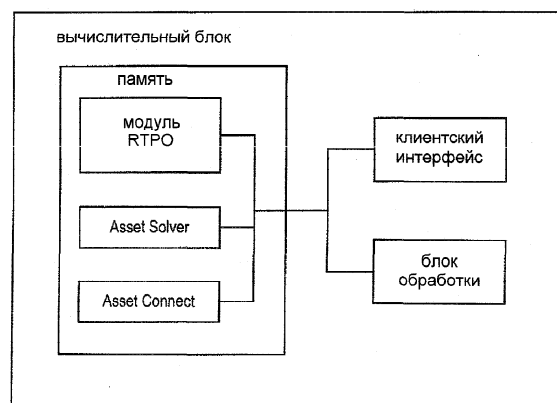
(57) Abstract:

FIELD: information technology.

SUBSTANCE: in one version, a moving time horizon based parametric model provides fast predictions for extraction optimisation in a short-term configuration. In another version, multiple technologies are selected in connection with asset performance workflows that are uniquely implemented in a multi-phase approach.

EFFECT: optimising reservoir extraction operations in real time.

20 cl, 19 dwg, 4 tbl



ФИГ.1

Перекрестная ссылка на родственные заявки

Данная заявка притязает на приоритет предварительной патентной заявки США № 61/014,351, поданной 17 декабря 2007 г., которая включена сюда путем ссылки.

Область техники, к которой относится изобретение

Настоящее изобретение, в целом, относится к оптимизации добычи в реальном времени ("RTPO"). В частности, настоящее изобретение относится к технологиям выбора, интеграции и реализации операций в реальном времени ("RTO"), включая, например, параметрические модели.

Уровень техники изобретения

В нефтяной и газовой промышленности делаются попытки максимизировать рентабельность в динамичном и неопределенном окружении, в то же время, соблюдая разнообразные ограничения. Практики делали попытки усовершенствовать операции на нефтяных месторождениях с использованием, помимо прочего, улучшенной технологии и надлежащих бизнес-процессов. Современная практика оптимизации добычи обычно предусматривает сочетание математических моделей, полевых данных и опыта для принятия решений относительно оптимальных сценариев добычи. Нередко, среднесрочные решения принимаются путем составления прогнозов нескольких сценариев будущей добычи и выбора наилучшего сценария. Однако выбранный сценарий может не осуществляться на практике в силу различных непреодолимых практических трудностей. В результате, необходима обратная связь об отклонениях от плана и динамической переоптимизации в большинстве текущих условий добычи. Но обновление численной модели пласта новыми полевыми данными путем согласования с хронологией является трудоемкой задачей. Она становится еще сложнее за счет увеличения доступных сегодня измерений в реальном времени, что увеличивает частоту, с которой можно собирать полевые данные. Кроме того, обновление серьезно ограничивается разрывами в моделях, используемых инженерами-промысловиками и инженерами-технологами для оптимизации добычи на всем месторождении и во всех временных масштабах. С усилением упора на анализ рисков, который требует нескольких прогонов больших численных моделей, возникает настоятельная необходимость в использовании альтернативных способов.

Традиционные подходы к технологическим потокам оптимизации добычи нередко сопряжены с упрощающими предположениями и действуют в искусственных границах, для снижения сложности всеобъемлющей задачи оптимизации. Хотя такое разложение создает администрируемые технологические потоки, оно неадекватно поддерживает интеграцию оптимизации добычи на нескольких уровнях.

Был предложен ряд техник промежуточного моделирования, где выходные переменные (коэффициент нефтеизвлечения, многофазные расходы и т.д.) моделируются как функция выходных параметров, выбранных при планировании экспериментов (DOE). Однако большинство из этих способов опираются на подходы, связанные с данными, такие как техники поверхности отклика, основанные на регрессии, интерполяции, нейронной сети и т.д. Эти способы сравнительно просты для установления и обнаружения нелинейных эффектов в наборе обучающих данных. Однако такие модели не могут адекватно прогнозировать пластовые явления, не замеченные в прошлом (например, прорыв воды) или режимы работы, лежащие вне диапазона набора обучающих данных. Кроме того, большинство подходов промежуточного моделирования, используемых при оптимизации добычи, фактически моделируют выходы имитатора пласта и редко проверяются на достоверность с реальными полевыми данными. Таким образом, необходима интегрированная модель,

полезная как для инженеров-промысловиков, так и для инженеров-технологов.

Дополнительно, использование объединенного окружения добавляет значительную ценность к операции с нефтяными и газовыми активами. Достигнутая ценность оказывается максимальной, когда персонал, работающий с активами, может легко, быстро и в полном объеме получать достоверную информацию. В этом отношении, активы, связанные со значительным инвестированием в измерение и автоматизацию, требуют технологий, которые позволяют пользователям собирать, проверять достоверность и использовать данные в технологических потоках бизнеса в реальном времени.

Интегрированные операции добычи требуют координации каждого участвующего в них сектора, для наиболее эффективного влияния на окончательную производительность актива. Полевому персоналу часто приходится выполнять комплексные задачи, включающие в себя получение полевых измерений в наилучших известных условиях пласта и установки, анализ и проверку достоверности собранных данных, обновление моделей скважины и месторождения и своевременное принятие решений в соответствии с исследованиями активов и годовыми планами.

Реализация технологий операций в реальном времени (RTO) для действующих промыслов позволяет группам по работе с активами эффективно исполнять технологические потоки, связанные с пробной эксплуатацией скважины, проверкой достоверности пробной эксплуатации, оценкой добычи, управлением потерями добычи, эффективностью установки и администрированием ключевых показателей производительности. Одобренные технологические потоки обеспечиваются посредством надлежащих процессов администрирования изменений в дополнении с инновационными технологиями. Надежные и экономичные по времени технологические потоки для контроля и тестирования добычи, непрерывного моделирования производительности и совместного использования согласованных и проверенных на достоверность данных многофункциональными группами обеспечивает лучшее управление операциями для администрирования активов.

Для этих операций с активами существуют ценные возможности. Помимо прочего, существует, по меньшей мере, три свободных области потребности, которые соприкасаются через большинство рабочих процессов производительности активов, в том числе:

Визуализация: согласованная стратегия для мониторинга операций с активом за счет обеспечения доступа к надежным данным, и стандартные правила для преобразования данных в информацию путем привлечения ведущих специалистов к интерпретации информации и ее трансформации в знания;

Моделирование: использование данных реального времени для непрерывной оптимизации операций путем проверки достоверности моделей скважин, пластов и операций; и

Автоматизация: прямое управление над операционными переменными и приводами платформы в автоматическом режиме с обратной связью с двумя предыдущими попытками, для эффективного принятия решений, которые уже подготовлены и проверены на достоверность администраторами активов в разных сценариях.

Таким образом, необходим способ выбора соответствующих технологий и поэтапный подход для реализации разных технологических потоков.

Сущность изобретения

Настоящее изобретение, таким образом, удовлетворяет вышеизложенным потребностям и преодолевает один или более недостатков в уровне техники путем

обеспечения систем и способов оптимизации пластовых операций добычи в реальном времени и реализации технологических потоков производительности активов во время пластовых операций в реальном времени.

5 В одном варианте осуществления, настоящее изобретение включает в себя реализуемый компьютером способ оптимизации операций добычи в реальном времени, который содержит этапы, на которых: i) выбирают вход и выход для краткосрочной параметрической модели с использованием полевых измерений в реальном времени из нагнетательного источника и из добывающего источника; ii) 10 обрабатывают полевые измерения путем удаления, по меньшей мере, одного из: выброса, ненулевых средних и нестационарного тренда; iii) выбирают параметр идентификации для краткосрочной параметрической модели; и iii) идентифицируют краткосрочную параметрическую модель с использованием полевых измерений и параметра идентификации.

15 В другом варианте осуществления, настоящее изобретение включает в себя устройство-носитель программ, имеющее исполняемые компьютером инструкции для оптимизации операций добычи в реальном времени. Инструкции являются исполняемыми для реализации: i) выбора входа и выхода для краткосрочной 20 параметрической модели с использованием полевых измерений в реальном времени из нагнетательного источника и из добывающего источника; ii) обработки полевых измерений путем удаления, по меньшей мере, одного из: выброса, ненулевых средних и нестационарного тренда; iii) выбора параметра идентификации для краткосрочной параметрической модели; и iii) идентификации краткосрочной параметрической 25 модели с использованием полевых измерений и параметра идентификации.

В еще одном варианте осуществления, настоящее изобретение включает в себя реализуемый компьютером способ реализации технологических потоков производительности активов во время пластовых операций в реальном времени, 30 который содержит этапы, на которых: i) выбирают несколько технологий из технологии визуализации, технологии моделирования и технологии автоматизации; ii) реализуют первую группу выбранных технологий в первом технологическом потоке производительности активов, причем первая группа содержит, в основном, по меньшей мере, одну из: технологию визуализации и технологию моделирования; и iii) 35 реализуют вторую группу выбранных технологий во втором технологическом потоке производительности активов после реализации первой группы выбранных технологий, причем вторая группа содержит, в основном, технологию автоматизации.

В еще одном варианте осуществления, настоящее изобретение включает в себя 40 устройство-носитель программ, имеющее исполняемые компьютером инструкции для реализации технологических потоков производительности активов во время пластовых операций в реальном времени. Инструкции являются исполняемыми для реализации: i) выбора нескольких технологий из технологии визуализации, технологии моделирования и технологии автоматизации; ii) реализации первой группы выбранных 45 технологий в первом технологическом потоке производительности активов, причем первая группа содержит, в основном, по меньшей мере, одну из: технологию визуализации и технологию моделирования; и iii) реализации второй группы выбранных технологий во втором технологическом потоке производительности 50 активов после реализации первой группы выбранных технологий, причем вторая группа содержит, в основном, технологию автоматизации.

Дополнительные аспекты, преимущества и варианты осуществления изобретения станут понятны специалистам в данной области техники из нижеследующего описания

различных вариантов осуществления и соответствующих чертежей.

Краткое описание чертежей

Настоящее изобретение описано ниже со ссылками на прилагаемые чертежи, на которых одинаковые элементы обозначены одинаковыми ссылочными номерами, в

Фиг.1 является блок-схемой, иллюстрирующей один вариант осуществления системы для реализации настоящего изобретения;

Фиг.2 иллюстрирует многоуровневую иерархию промышленной автоматизации задач принятия решений по нефтяному месторождению в разных временных масштабах;

Фиг.3 иллюстрирует пример нагнетательной/добывающей скважины для однослойного пласта с показом всех входов и выходов;

Фиг.4 является блок-схемой, иллюстрирующей конфигурацию оптимизации добычи в нескольких временных масштабах;

Фиг.5 является блок-схемой, иллюстрирующей модель управления с прогнозированием;

Фиг.6А иллюстрирует двухслойный пласт с одной нагнетательной скважиной и одной добывающей скважиной;

Фиг.6В иллюстрирует вид сбоку в разрезе нагнетательной скважины и добывающей скважины по Фиг.6А;

Фиг.7А иллюстрирует результаты кумулятивной добычи в тысячах баррелей (MSTB), приведенных к нормальным условиям, из месторождения, проиллюстрированного на Фиг.6А, приведенные для сравнения стратегий реактивного управления и управления с обратной связью (оптимальной) в зависимости от времени;

Фиг.7В иллюстрирует кумулятивное нагнетание в тысячах баррелей (MSTB), приведенных к нормальным условиям, из месторождения, проиллюстрированного на Фиг.6А для слоев обеих проницаемостей в зависимости от времени;

Фиг.8А иллюстрирует ежедневно регулируемое забойное давление для слоя низкой проницаемости по сравнению со средним блочным давлением в зависимости от времени;

Фиг.8В иллюстрирует ежедневно регулируемое забойное давление для слоя высокой проницаемости по сравнению со средним блочным давлением в зависимости от времени;

Фиг.9А иллюстрирует распределение (вид с воздуха) нефтенасыщенности слоя низкой проницаемости для сценария добычи с реактивным управлением после 3000 дней;

Фиг.9В иллюстрирует распределение (вид с воздуха) нефтенасыщенности слоя низкой проницаемости для сценария добычи с управлением обратной связи после 3000 дней;

Фиг.10А иллюстрирует распределение (вид с воздуха) нефтенасыщенности слоя высокой проницаемости для сценария добычи с реактивным управлением после 3000 дней;

Фиг.10В иллюстрирует распределение (вид с воздуха) нефтенасыщенности слоя высокой проницаемости для сценария добычи с управлением обратной связи после 3000 дней;

Фиг.11А иллюстрирует кумулятивную добычу нефти и воды и сравнение между модельным прогнозированием и полевым измерением для слоя низкой проницаемости;

Фиг.11В иллюстрирует кумулятивную добычу нефти и воды и сравнение между модельным прогнозированием и полевым измерением для слоя высокой проницаемости.

Фиг.12 иллюстрирует максимальные собственные значения матрицы А в уравнении (4);

Фиг.13 является блок-схемой, иллюстрирующей компоненты нескольких технологических потоков производительности активов, реализуемых во время пластовых операций в реальном времени.

ПОДРОБНОЕ ОПИСАНИЕ ПРЕДПОЧТИТЕЛЬНЫХ ВАРИАНТОВ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ

Объект настоящего изобретения описан конкретно, однако само по себе описание не призвано ограничивать объем изобретения. Таким образом, объект может быть воплощен иначе, включая другие этапы или комбинации этапов, аналогичных описанным здесь этапам, в сочетании с другими современными или перспективными технологиями. Кроме того, хотя термин “этап” можно использовать здесь для описания различных элементов применяемых способов, термин не следует интерпретировать как подразумевающий какой-либо определенный порядок выполнения различных раскрытых здесь этапов, если в описании явно не указано ограничение определенным порядком.

Способ, применяемый для оптимизации добычи, основан на решении задачи в нескольких временных масштабах, а именно, на долгосрочной, среднесрочной и краткосрочной оптимизации. Долгосрочная оптимизация обычно выполняется на протяжении срока эксплуатации месторождения с учетом неопределенностей и различных сценариев эксплуатации месторождения. Среднесрочная оптимизация ориентируется на достижение максимальной рентабельности при выполнении оптимального плана эксплуатации (от недель до месяцев); тогда как задачей краткосрочной оптимизации является расчет оптимального плана суточной добычи на основе ограничений и целей, полученных из результатов среднесрочной оптимизации.

Кроме того, способы и системы достигают иерархического разложения общей задачи оптимизации добычи в разных временных масштабах, где данные реального времени согласованно используются для идентификации производительности пласта и оптимизации добычи. Задачи оптимизации на каждом из этих уровней организованы посредством автоматических транзакций целей, ограничений и совокупных измерений. Например, стратегические решения, например, долгосрочные (например, ежегодные, ежемесячные) цели нагнетания, планы добычи и т.д., вычисленные с использованием полностью физической модели пласта, сводятся к тактическим решениям для краткосрочного (например, еженедельного, ежедневного) планирования добычи. Настоящее изобретение, таким образом, использует основанную на движущемся горизонте параметрическую модель для обеспечения быстрых прогнозов для оптимизации добычи в краткосрочной конфигурации. Поскольку структура модели основана на разложении полностью физической модели пласта, разумно предположить, что параметрическая модель будет достаточно устойчивой, чтобы ее можно было использовать для экстраполяции за пределы диапазона хронологических данных, что необходимо в целях оптимизации. Здесь описаны анализ структуры физически непротиворечивой эмпирической параметрической модели, области применения параметрической модели, методов, которые можно использовать для идентификации параметров, и использование параметрической модели для краткосрочной оптимизации добычи. Кроме того, во время пластовых операций в

реальном времени, в многофазной реализации выявляются различные компоненты нескольких технологических потоков производительности активов.

Описание системы

Настоящее изобретение можно реализовать посредством исполняемой
 5 компьютером программы инструкций, например, программных модулей, которые в целом именуются приложениями или прикладными программами, исполняемыми компьютером. Программное обеспечение может включать в себя, например, процедуры, программы, объекты, компоненты и структуры данных, которые
 10 выполняют те или иные задачи или реализуют те или иные абстрактные типы данных. Программное обеспечение образует интерфейс, позволяющий компьютеру реагировать согласно источнику ввода. Для реализации настоящего изобретения, в качестве интерфейсных приложений можно использовать AssetSolver™ и AssetConnect™, которые являются коммерческими приложениями,
 15 распространяемыми Landmark Graphics Corporation. Программное обеспечение также может кооперировать с другими сегментами кода для инициирования разнообразных задач в соответствии с данными, принимаемыми совместно с источником принятых данных. Программное обеспечение может храниться и/или переноситься на любых
 20 разнообразных носителях, например, CD-ROM, магнитном диске, ЦМД-ЗУ и полупроводниковом ЗУ (например, различных типах ОЗУ или ПЗУ). Кроме того, программное обеспечение и его результаты можно передавать по разнообразным средам связи, например, оптическому волокну, металлическому проводу, вакууму и/или по любым разнообразным сетям, например, интернету.

25 Кроме того, специалистам в данной области техники будет очевидно, что изобретение можно осуществлять на практике посредством компьютерных систем разнообразных конфигураций, включая карманные устройства, многопроцессорные системы, микропроцессорную или программируемую бытовую электронику,
 30 миникомпьютеры, универсальные компьютеры и т.п. Любое количество компьютерных систем и компьютерных сетей приемлемо для использования согласно настоящему изобретению. Изобретение можно осуществлять на практике в распределенных вычислительных средах, где задачи выполняются удаленными устройствами обработки, связанными между собой сетью связи. В распределенной
 35 вычислительной среде, программные модули могут располагаться как на локальных, так и на удаленных компьютерных запоминающих средах, включая запоминающие устройства. Настоящее изобретение, таким образом, можно реализовать совместно с различным оборудованием, программным обеспечением или их комбинацией, в
 40 компьютерной системе или другой системе обработки.

Ссылаясь на Фиг.1, проиллюстрирована блок-схема системы для реализации настоящего изобретения на компьютере. Система включает в себя вычислительный блок, иногда именуемый вычислительной системой, который содержит в себе память, прикладные программы, клиентский интерфейс и блок обработки. Вычислительный
 45 блок является лишь одним примером подходящей вычислительной среды и не призван налагать никакого ограничения на область применения или функциональные возможности изобретения.

Память, в основном, хранит прикладные программы, которые также можно
 50 описывать как программные модули, содержащие в себе исполняемые компьютером инструкции, которые исполняются вычислительным блоком для реализации способов, описанных здесь и проиллюстрированных на Фиг.2-13. Память, таким образом, включает в себя модуль РТРО, который осуществляет способы,

проиллюстрированные и описанные со ссылкой на Фиг.2-13, AssetSolver и AssetConnect. AssetSolver можно использовать как приложение интерфейса с модулем RTPRO для реализации способов для оптимизации пластовых операций добычи в реальном времени, описанных здесь и проиллюстрированных на Фиг.2-12. AssetConnect можно
 5 использовать как приложение интерфейса с модулем RTPRO для реализации способов оптимизации операций добычи в реальном времени, описанных здесь и проиллюстрированных на Фиг.2-12, и для реализации способов реализации технологических потоков производительности активов во время пластовых операций
 10 в реальном времени, описанных здесь и проиллюстрированных на Фиг.13.

Хотя показано, что вычислительный блок имеет обобщенную память, вычислительный блок обычно включает в себя разнообразные считываемые компьютером среды. В порядке примера, но не ограничения, считываемые компьютером среды могут содержать компьютерные запоминающие среды и среды
 15 связи. Память вычислительной системы может включать в себя компьютерные запоминающие среды в виде энергозависимой и/или энергонезависимой памяти, например, постоянной памяти (ПЗУ) и оперативной памяти (ОЗУ). Базовая система (BIOS) ввода/вывода, содержащая в себе основные процедуры, которые
 20 помогают переносить информацию между элементами вычислительного блока, например, при запуске, обычно хранится в ПЗУ. ОЗУ обычно содержит в себе данные и/или программные модули, непосредственно доступные процессору и/или в данный момент используемые им. В порядке примера, но не ограничения, вычислительный блок включает в себя операционную систему, прикладные программы, другие
 25 программные модули и программные данные.

Компоненты, показанные в памяти, также могут храниться на других сменных/стационарных, энергозависимых/энергонезависимых компьютерных запоминающих средах. Например, привод жесткого диска может записывать на
 30 стационарные, энергонезависимые магнитные среды и считывать с них, привод магнитного диска может записывать на сменный, энергонезависимый магнитный диск и считывать с него, и привод оптического диска может записывать на сменный, энергонезависимый оптический диск и считывать с него, например, CD ROM или другие оптические среды. Другие сменные/стационарные,
 35 энергозависимые/энергонезависимые компьютерные запоминающие среды, которые можно использовать в примерной операционной среде, могут включать в себя, но без ограничения, кассеты с магнитной лентой, карты флэш-памяти, цифровые универсальные диски, цифровую видео-ленту, полупроводниковое ОЗУ,
 40 полупроводниковое ПЗУ и т.п. Приводы и связанные с ними компьютерные запоминающие среды, рассмотренные выше, таким образом, хранят и/или переносят считываемые компьютером инструкции, структуры данных, программные модули и другие данные для вычислительного блока.

Клиент может вводить команды и информацию в вычислительный блок через
 45 клиентский интерфейс, в качестве которого могут выступать устройства ввода, например, клавиатура и указательное устройство, обычно представляющее собой мышь, шаровой манипулятор или сенсорную панель. Устройство ввода может включать в себя микрофон, джойстик, спутниковую антенну, сканер и т.п.

Эти и другие устройства ввода обычно подключены к блоку обработки через
 50 клиентский интерфейс, который соединен с системной шиной, но могут подключаться через другие интерфейсные и шинные структуры, например, параллельный порт или универсальную последовательную шину (USB). Монитор или другой тип устройства

отображения может подключаться к системной шине через интерфейс, например, видеоинтерфейс. Помимо монитора, компьютеры также могут включать в себя другие периферийные устройства вывода, например громкоговорители и принтер, которые могут подключаться через выходной периферийный интерфейс.

Хотя многие другие внутренние компоненты вычислительного блока не показаны, специалистам в данной области техники будет очевидно, что такие компоненты и взаимосоединения общеизвестны.

Описание способа

Используемая здесь система обозначений описана в статье Awasthi, A., S. Sankaran, M. Nikolaou, L. Saputelli и G. Mijares из Общества инженеров-нефтяников (Society of Petroleum Engineers) под названием "Meeting the Challenges of Real Time Production Optimization - A Parametric Model-Based Approach" ("SPE 111853"), которая включена сюда путем ссылки, и повторена ниже в Таблице 1.

Таблица 1 Оптимизация и управление по нескольким переменным в нефтяной промышленности	
Система обозначений	
Жирные заглавные	Матрица
Жирные строчные	Вектор

q	Расход
S	Насыщенность
β	Члены с объемным соотношением пласта
N	Горизонт прогнозирования, оптимизация ЧПС
M	Горизонт модели, MPC
P	Горизонт прогнозирования, MPC
P_{wf}	Забойное динамическое давление
$P_{\text{т}}$	Давление трубной головки
R_o	Чистый доход с продаж нефти, USD/STB
R_g	Чистый доход с продаж газа, USD/STB
C_w	Операционные расходы на воду, USD/STB
$C_{w,mj}$	Расходы на нагнетание воды, USD/STB
d	Учетная ставка (%)
$\mathbf{u}$	Входной вектор
$\mathbf{y}$	Выходной вектор
$\mathbf{x}$	Вектор состояния
$\hat{\mathbf{x}}$	Оценочное состояние
$\mathbf{u}_{\min}$	Минимальное значение входного вектора в любое данное время
$\mathbf{u}_{\max}$	Максимальное значение входного вектора в любое данное время
$\mathbf{A}$	Матрица, определяющая динамику системы
$\mathbf{B}$	Матрица, определяющая входные эффекты
$\mathbf{C}$	Матрица, определяющая выходы системы

$\mathbf{K}$	Фильтр Калмана
$\mathbf{W}_y$	Штраф за ошибку между выходом и контрольной точкой

	$\mathbf{W}_{\Delta x}$	Штраф за изменения входов
	$\hat{\mathbf{T}}_m \hat{\mathbf{T}}_m$	Матрица проводимости
	$\hat{\mathbf{T}}_h$	Матрица проводимости для потока под действием тяжести
5	$\hat{\mathbf{B}}$	Запоминающая матрица
	$\hat{\mathbf{A}}$	Системная матрица
	<u>Сокращения</u>	
	ВНР	Забойное давление
10	ЧПС	Чистая приведенная стоимость
	MPC	Управление с модельным прогнозированием
	COP	Кумулятивная добыча нефти
	CWP	Кумулятивная добыча воды
	CWI	Кумулятивное нагнетание воды
15		
	<u>Нижние индексы</u>	
	o	Нефть
	W	Вода
	G	Газ
	Inj	Нагнетание
20	K	Текущее время
	M	Член подвижности
	N	Гравитационный член
25		
	<u>Верхний индекс</u>	
	K	Прогнозируемый
	sp	Контрольная точка (цель)

Ссылаясь на Фиг.2, проиллюстрированы разные уровни иерархии промышленной автоматизации применительно к нефтяной и газовой промышленности. В частности, Фиг.2 иллюстрирует многоуровневую иерархию 200 промышленной автоматизации задач принятия решений по нефтяному месторождению в разных временных масштабах, в котором перенос данных является двусторонним и переходит с более низкого уровня на вышележащий уровень через циклы обратной связи, одновременно передавая решение в виде задач и ограничений на нижележащие уровни. Уровни 202-208 являются более низкими уровнями иерархии, которые вычисляют манипулируемые переменные, и отклонения от целей передаются в порядке обратной связи на более высокие уровни. Более высокие уровни 210-214 действуют как корректирующие контрольные точки по отношению к более низким уровням, в результате чего образуется замкнутая система.

В некоторых оптимальных стратегиях теории управления для повышения нефтеизвлечения в проектах с нагнетанием пара, CO_2 , газа и воды, переменная управления манипулируется, в то время как целевая функция оптимизируется с учетом ряда ограничений. Неявное предположение в вышеописанном разложении иерархии на разные временные масштабы состоит в том, что совокупность отдельных оптимальных решений на каждом уровне будет близко к общему оптимальному решению в каждый момент времени. Предположение можно аргументировать на основе, что решения, принятые на определенном уровне, передают соответствующие цели на нижележащие уровни, которые, в свою очередь, достигают таких целей почти мгновенно относительно временного масштаба уровня принятия решения. Хотя

многоуровневое разложение не может гарантировать глобальный оптимум, оно, тем не менее, позволяет решить задачу, не решаемую иным способом.

Краткосрочная параметрическая модель пласта

На практике, имитация пласта фактически является промышленным стандартом для администрирования пласта. Однако увеличивающееся внимание промышленников к РТРО требует инструментов, способных немедленно реагировать на основе полевой информации в реальном времени. Развитие технологии расширенной имитации пласта приводит к большим, сложным моделям пласта. Хотя более крупные сложные модели дают более надежные долгосрочные прогнозы и улучшают администрирование месторождения, им часто требуется больше вычислительного времени. Кроме того, модель пласта нужно постоянно обновлять путем согласования с хронологией (регулировка параметров модели для согласования с хронологией добычи).

Хронологическое согласование часто является длительной задачей и может иногда занимать год или около того для завершения. Из-за такого большого времени возникают дополнительные расхождения между данными, используемыми для обновления модели, и фактической добычей. Именно по этой причине, на практике, промежуточные модели часто используются для краткосрочных решений, которые необходимы для оптимизации суточной добычи.

Построение модели

Построение структуры параметрической модели начинается с основных принципов - сохранения массы и материальных уравнений (закон Дарси, уравнения сжимаемости и уравнения капиллярного давления). После дискретизации по пространственным координатам, его можно представить в векторно-матричной форме следующим образом:

$$\hat{\mathbf{B}} \frac{d\hat{\mathbf{p}}}{dt} = \hat{\mathbf{T}}_m \mathbf{p}(t) - \hat{\mathbf{T}}_h \mathbf{h} + \hat{\mathbf{q}}(t) \quad (1)$$

где,

$$\hat{\mathbf{p}}_{i,j,k} = \begin{bmatrix} p_o \\ S_w \\ S_g \end{bmatrix}_{i,j,k} \quad (2)$$

содержит в себе значения блочного давления нефти, водонасыщенность и газонасыщенность, достаточные для полного описания пласта во всех точках дискретизации (сеточных блоках), индексированных посредством [i, j, k]. Вектор $\hat{\mathbf{q}}$, заданный как:

$$\hat{\mathbf{q}}_{i,j,k} = \begin{bmatrix} q_o \\ q_w \\ q_g \end{bmatrix}_{i,j,k} \quad (3),$$

содержит в себе все внешние потоки флюидов. Соглашение состоит в том, что эти внешние потоки флюидов являются отрицательными в точках добычи, положительными в точках нагнетания и нулевыми во всех остальных точках.

Матрицы $\hat{\mathbf{B}}$ и $\hat{\mathbf{T}}_m$ связаны с объемными соотношениями пластов и подвижностями, тогда как матрица $\hat{\mathbf{T}}_h$ содержит в себе члены, связанные с силой тяжести и зависит от времени.

Из уровня техники известно, что в течение коротких периодов времени, временная

зависимость матриц $\hat{\mathbf{B}}$, $\hat{\mathbf{T}}_m$ и $\hat{\mathbf{T}}_n$ в уравнении (1) относительно слаба. Таким образом, эти матрицы можно считать приблизительно постоянными. Используя это упрощающее предположение, упрощенную модель входов-выходов пласта, описанного в уравнении (1) в стандартной форме пространства расстояний, можно

$$\frac{d\mathbf{x}}{dt} = \mathbf{A}\mathbf{x}(t) + \mathbf{B}\mathbf{u}(t) \quad (4)$$

$$\mathbf{y}(t) = \mathbf{C}\mathbf{x}(t) + \mathbf{D}\mathbf{u}(t)$$

где вектор $\mathbf{x}$ содержит состояния системы, а именно значения p_o , S_w и S_g во всех точках дискретизации в пласте (индексированных $[i, j, k]$ в уравнениях (2)-(3)); вектор $\mathbf{y}$ выражает измеренные выходы (т.е. темпы добычи нефти, воды и газа) в уравнении (3); вектор $\mathbf{u}$ выражает влияние входов (т.е. забойные давления (ВНР)) и расходы нагнетания. Матрица $\mathbf{A}$ выражает внутреннюю динамику пласта; матрица $\mathbf{B}$ показывает влияние входов на состояния; и матрица $\mathbf{C}$ генерирует измеримые выходы из состояний $\mathbf{x}$ системы. Хотя выбор оптимальных технологических маршрутов согласно уравнению (4) из уравнения (1) описан в SPE 111853, нижеследующая сводка описывает то же самое.

Хотя уравнение (1) описывает временную зависимость p_o , S_w и S_g на всех сеточных блоках внутри пласта, эти значения не всегда можно измерить (даже на сеточных блоках, связанных с добывающими скважинами и нагнетательными скважинами). Но внешние расходы на сеточных блоках нагнетательной скважины или добывающей скважины можно либо измерять с использованием многофазного измерителя, либо оценивать путем обратного выделения. Хотя выходной вектор $\mathbf{y}$ содержит в себе значения $\hat{\mathbf{q}}$ на сеточных блоках с нагнетательными скважинами и добывающими скважинами, он может быть связан с вектором $\hat{\mathbf{p}}$ состояния и входом $\mathbf{u}$ уравнениями в виде:

$$\hat{\mathbf{q}} = \hat{\mathbf{W}}(\hat{\mathbf{p}}_{wf} - \hat{\mathbf{p}}) + \hat{\mathbf{w}}_{pc} \quad (5)$$

где $\hat{\mathbf{p}}_{wf}$ является забойным давлением (ВНР) в скважине; и $\hat{\mathbf{w}}_{pc}$ выражает влияние капиллярного давления. Подставляя $\hat{\mathbf{q}}$ из уравнения (5) в уравнение (1), получаем манипулируемый вход $\mathbf{u}$ для всей системы, который состоит из забойных давлений добывающих скважин или нагнетательных скважин.

Хотя вектор $\hat{\mathbf{p}}$ состояния системы в уравнении (1) имеет физический смысл, естественный порядок динамики системы очень хорошо соответствует количеству сеточных блоков, рассматриваемых при дискретизации пласта. Однако предполагается, что поведение модели входов-выходов системы, т.е. влияние забойных давлений и темпов нагнетания на темпы добычи на сеточных блоках добывающих скважин, можно представить моделью пониженного порядка. Таким образом, вектор $\mathbf{x}$ состояния в уравнении (4) не обязан иметь физический смысл наподобие $\hat{\mathbf{p}}$, но будет помогать выражать поведение входа-выхода пласта.

Как упомянуто выше, матрицы $\mathbf{A}$, $\mathbf{B}$, $\mathbf{C}$, $\mathbf{D}$ можно считать приблизительно постоянными для краткосрочных прогнозов, т.е. от дней до недель. Однако они требуют, чтобы схема оценивания поддерживала точность оценочной модели в целях краткосрочного прогноза, по мере появления новых измерений из месторождения.

Матрицы $\mathbf{A}$, $\mathbf{B}$, $\mathbf{C}$, $\mathbf{D}$ модели оцениваются из имеющихся измерений и сообщаемых полевых выходов в течение периода времени, сообщенного в прошлом, с использованием концепций идентификации системы, одновременно с непрерывным обновлением модели для поддержания точности для краткосрочных прогнозов.

Благодаря нескольким входам и выходам, предусмотренным в любом пласте, способ идентификации подпространства, хорошо известный в технике, можно использовать вследствие его относительной простоты, общности, численной устойчивости и особой пригодности для моделей со многими переменными.

Параметры модели идентифицированной модели непрерывно обновляются при наличии полевых данных (например, ежедневно) с использованием подхода движущегося горизонта. Процедура обновления поддерживает точность модели, одновременно сохраняя присущую ей структуру.

Непрерывное обновление модели: подход движущегося горизонта

Как для идентификации, так и применения параметрической модели необходимо снижать неопределенность используемых данных и влияния решений на исходы.

Например, при наличии полной информации о поведении системы в будущем, необходимо непрерывно осуществлять оптимизацию. Однако в прогнозах всегда присутствует неопределенность, что обуславливает необходимость постоянно принимать решение на основе обратной связи. Кроме того, то, что является неопределенным в данный момент, со временем становится менее неопределенным, благодаря производству новых измерений и появлению дополнительных данных.

Влияние неопределенности на построение динамического программирования задачи оптимизации, для которого требуется оценивание целевой функции при разных значениях вектора $x_i(t+dt)$ состояния, где t стремится к бесконечности, хорошо известно в технике. По этой причине приходится рассматривать очень большое количество путей для оптимизации, начиная со времени t . Во избежание этого так называемого "проклятия размерности", эвристические альтернативы, например, концепция движущегося временного горизонта или удаляющегося горизонта, которые используют движущееся временное окно, особенно полезны и хорошо известны в технике.

Способ разработки таких краткосрочных параметрических моделей, их уточнения с использованием подхода движущегося горизонта и их применения к различным технологическим потокам операции добычи можно описать как сбор данных, проверка достоверности данных и идентификация системы.

Ссылаясь на Фиг.3 проиллюстрирован пример 300 нагнетательной/добывающей скважины для однослойного пласта с типичными входами и выходами для параметрической модели пласта. При сборе данных, входы и выходы модели, относящиеся к технологическому потоку, выбираются с использованием имеющихся полевых измерений на нагнетательных скважинах и добывающих скважинах.

Забойные давления добывающих скважин, темпы нагнетания в качестве манипулируемых входов u и многофазные расходы на добывающих скважинах в качестве измеренных выходов y являются надлежащими выборами для технологических потоков, связанных с прогнозированием добычи и оптимизацией добычи.

При проверке достоверности данных, полевые данные для выбранных входов (U) и выходов (Y) подвергаются предварительной обработке путем удаления выбросов, ненулевых средних и нестационарных трендов. Выброс - это наблюдение, которое лежит на необычном расстоянии от других значений в случайной выборке из популяции. Про системы, которые, в среднем, имеют значения, не равные нулю, говорят, что они имеют "ненулевые средние". Нестационарные тренды включают в себя, по существу, определенную монотонную функцию времени. В примере 300, входы U являются гидродинамическим давлением p_{wf} добывающей скважины и

темпом p_{inj} нагнетания воды. Выходы Y являются расходом q_o нефти, расходом q_w воды и расходом q_g газа.

При идентификации системы, выбираются параметры параметрической модели, и модель идентифицируется с использованием данных добычи и движущегося временного горизонта на периодической (например, ежедневной) основе. Примерные параметры, которые можно выбирать, включают в себя i) горизонт идентификации и ii) порядок модели.

Рассмотренный выше способ параметрического моделирования применяется к технологическому потоку прогнозирования добычи. Прогнозы могут быть основаны на плане добычи и нагнетания, исходя из того, что все входы известны (даже в будущем) на основе начального плана. Достаточно точные краткосрочные (суточные) и среднесрочные (недельные) прогнозы показывают, что предложенный подход позволяет выражать поведение пласта. Как раскрыто ниже, такую параметрическую модель можно использовать в конфигурации оптимизации добычи.

Одновременные управление и оптимизация

В контексте иерархии, проиллюстрированной на Фиг.2, вышеупомянутый подход параметрической модели можно использовать при принятии оптимальных решений в разных временных масштабах (от дней до недель), соответствующих разным уровням иерархии. Решения, передаваемые с более высоких уровней (например, цели месячного темпа добычи и нагнетания, вычисленные на ежегодной основе), нужно согласованно разлагать на ежедневные цели, зная краткосрочный план добычи и полевые ограничения. Текущие рабочие процессы и коммерческие приложения часто делают упрощающие предположения и не поддерживают такую интеграцию оптимизации добычи в нескольких временных масштабах. Структура, образующаяся в результате взаимосоединения различных уровней, проиллюстрирована на Фиг.4, которая является блок-схемой конфигурации оптимизации добычи в нескольких временных масштабах и аналогична способу самообучающегося администрирования пласта, который хорошо известен в технике. Краткосрочная параметрическая модель используется для прогнозов добычи и нагнетания, которые передаются для оптимизации чистой приведенной стоимости (ЧПС) на более высоком среднесрочном уровне. Более высокий среднесрочный уровень отделен от более низкого краткосрочного уровня пунктирной линией. Оптимизация целевой функции ЧПС вырабатывает многофазные расходы в виде контрольных точек $(q_{o,sp}, q_{w,sp}, q_{g,sp})$, которые передаются на нижележащий уровень, работающий по замкнутому циклу.

Среднесрочная оптимизация - максимизация ЧПС

Более высокий среднесрочный уровень, показанный на Фиг.4, оптимизирует целевую функцию ЧПС с использованием текущей параметрической модели пласта, которая удовлетворяет забойным и наземным ограничениям. Чистая приведенная стоимость вычисляется на основе следующей экономической модели:

$$NPV = \max \sum_{k=1}^N \frac{[(q_o^k R_o + q_g^k R_g - q_w^k C_w - q_{w,inj}^k C_{w,inj}) \Delta T_k]}{(1+d)^{\frac{k \Delta T_k}{365}}} \quad (6)$$

где q_o^k , q_w^k и q_g^k являются суточными темпами добычи нефти (STB/сут), воды (STB/сут) и газа (SCF/сут), в интервале k времени; $q_{w,inj}^k$ является суточным темпом нагнетания воды (STB/сут); R_o и R_g являются чистыми продажными ценами нефти (\$/STB) и газа (\$/SCF); C_w и $C_{w,inj}$ являются затратами на обработку добываемой и нагнетаемой воды соответственно; d является годовым коэффициентом

дисконтирования и N является количеством интервалов времени или горизонта прогнозирования.

Вышеприведенное уравнение удовлетворяет следующим скважинным и наземным ограничениям по забойному давлению (p_{wf}) и давлению (p_{tf}) в трубной головке соответственно:

$$p_{wf,\min} \leq p_{wf} \leq p_{wf,\max} \quad (7)$$

$$p_{tf,\min} \leq p_{tf} \leq p_{tf,\max} \quad (8)$$

Вышеописанная оптимизация осуществляется с помощью информации, доступной на каждом временном этапе, исходя из того, что пласт можно описать параметрической моделью, выраженной уравнением (4). С течением времени параметрическая модель обновляется, и ЧПС непрерывно уточняется. Однако в силу линейного характера параметрической модели пространства состояний, уравнение (6) дает линейную целевую функцию и решается с использованием процедуры линейной оптимизации для отыскания оптимального решения.

Уравнение (6) можно дополнительно упростить, преобразовав его в компактную линейную форму, которая представлена ниже в построении целевой функции ЧПС:

$$\max_{\mathbf{u}} \{\mathbf{f}_1^T \mathbf{u} + \mathbf{f}_2\} \quad (9)$$

$$\mathbf{A}_i \mathbf{u} \leq \mathbf{b}_i$$

Целевая функция в уравнении (6), которая выражается как конечная сумма дисконтированных потоков наличности в течение горизонта N дней:

$$NPV = \sum_{k=1}^N \frac{[(q_o^k R_o + q_g^k R_g - q_w^k C_w - q_{w,ny}^k C_{w,ny}) \Delta T_k]}{(1+d)^{\frac{k \Delta T_k}{365}}} \quad (10)$$

Целевая функция является простой, где чистый доход с продаж нефти и газа не учитывает связанные затраты на добычу.

Для достижения оптимального решения уравнения (10) предусмотрена временная модель для q_o^k, q_g^k, q_w^k и $q_{w,ny}^k$, которая оценивает поток наличности во времени для данных значений $R_o, R_g, C_w, C_{w,ny}, d$ и, наконец, находит максимальное значение для уравнения (10), одновременно удовлетворяя системным ограничениям.

Ссылаясь на Фиг.6А, предполагается, что входы 602 и выходы 604 для системы двухслойного пласта, проиллюстрированной на Фиг.6А, имеют вид:

$$\mathbf{u} = \begin{bmatrix} p_{wf1} \\ p_{wf2} \\ q_{ny1} \\ q_{ny2} \end{bmatrix} \quad \text{и} \quad \mathbf{y} = \begin{bmatrix} q_{o1} \\ q_{o2} \\ q_{w1} \\ q_{w2} \end{bmatrix}, \text{ соответственно.} \quad (11)$$

Нижние индексы 1 и 2 указывают переменные в слоях низкой и высокой проницаемости, соответственно. Параметрическую модель для входов ($\mathbf{u}$) и выходов ($\mathbf{y}$) в уравнении (11) в пределах горизонта можно представить в стандартной форме пространства состояний следующим образом:

$$\mathbf{x}_{k+j} = \mathbf{A}\mathbf{x}_{k+j-1} + \mathbf{B}\mathbf{u}_{k+j-1} \quad (12)$$

$$\mathbf{y}_{k+j} = \mathbf{C}\mathbf{x}_{k+j} + \mathbf{D}\mathbf{u}_{k+j}$$

объединяя затраты на добычу, связанные с выходами ($\mathbf{y}$) в векторе-столбце для k -го этапа в будущем, получаем:

$$\epsilon_k = \frac{[R_{o1} \quad R_{o2} \quad -C_{w1} \quad -C_{w2}]}{(1 + \frac{d}{100})^{\frac{k \Delta T}{365}}} \quad (13)$$

Заметим, что, хотя затраты представлены по отдельности для каждого слоя, они тем не менее предполагаются одинаковыми. Аналогично, представляем затраты на нагнетание, связанные с входами ($\mathbf{u}$):

$$\epsilon_k^{inj} = \frac{[0 \quad 0 \quad -C_{w,iny1} \quad -C_{w,iny2}]}{(1 + \frac{d}{100})^{\frac{k \Delta T}{365}}} \quad (14)$$

Нулевые значения в уравнении (14) соответствуют забойным давлениям входа, которые не напрямую не отражены в целевой функции. Целевую функцию ЧПС в уравнении (10) можно объединить с уравнением (13) и уравнением (14) и преобразовать к виду:

$$NPV = [(\epsilon_k \mathbf{y}_k + \epsilon_{k+1} \mathbf{y}_{k+1} + \dots + \epsilon_{k+N} \mathbf{y}_{k+N}) + (\epsilon_k^{inj} \mathbf{u}_k + \dots + \epsilon_{k+N}^{inj} \mathbf{u}_{k+N})] \quad (15)$$

Уравнение (15), в случае объединения с прогнозами параметрической модели, можно представить в матричной форме следующим образом:

$$NPV = \mathbf{f}_1^T \mathbf{u}^N + \mathbf{f}_2^T \quad (16)$$

где,

$$\mathbf{u}^N = \begin{bmatrix} \mathbf{u}_k \\ \mathbf{u}_{k+1} \\ \vdots \\ \mathbf{u}_{k+N} \end{bmatrix} \quad (17)$$

$$\mathbf{f}_1 = \begin{bmatrix} \epsilon_k \mathbf{D} + \epsilon_{k+1} \mathbf{C} \mathbf{B} + \epsilon_{k+2} \mathbf{C} \mathbf{A} \mathbf{B} + \dots + \epsilon_{k+N} \mathbf{C} \mathbf{A}^{N-1} \mathbf{B} \\ \epsilon_{k+1} \mathbf{D} + \epsilon_{k+2} \mathbf{C} \mathbf{B} + \dots + \epsilon_{k+N} \mathbf{C} \mathbf{A}^{N-2} \mathbf{B} \\ \vdots \\ \epsilon_{k+N} \mathbf{D} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \epsilon_k^{inj} \\ \epsilon_{k+1}^{inj} \\ \vdots \\ \epsilon_{k+N}^{inj} \end{bmatrix} \quad (18)$$

$$\mathbf{f}_2 = \begin{bmatrix} \epsilon_k \mathbf{C} \mathbf{x}_k \\ \epsilon_{k+1} \mathbf{C} \mathbf{A} \mathbf{x}_k \\ \vdots \\ \epsilon_{k+N} \mathbf{C} \mathbf{A}^N \mathbf{x}_k \end{bmatrix} \quad (19)$$

Ограничения по входам ($\mathbf{u}$), в пределах горизонта прогнозирования, можно объединить аналогичным образом и получить:

$$\mathbf{A}_i \mathbf{u}^N \leq \mathbf{b}_i \quad (20)$$

Краткосрочная оптимизация

После передачи контрольных точек с более высокого среднесрочного уровня на Фиг.4 на более низкий краткосрочный уровень, они используются на более низком краткосрочном уровне для управления с обратной связью. Согласно вышеописанной иерархии принятия решений, параметрическую модель 404 можно использовать для такой краткосрочной оптимизации или управления. Таким образом, задачи оптимизации добычи можно сформулировать так: *“для данных эксплуатационной готовности и целей для всех скважин, рассчитать оптимальный план суточной добычи*

или гидродинамические давления скважины (таким образом, темпы добычи) и темпы нагнетания, с учетом полевых ограничений”.

Согласно Фиг.4, затем можно использовать основанную на модели стратегию управления (МРС) 406 с прогнозированием, которая включает в себя класс
5 общеизвестных алгоритмов управления, где явно используется модель процесса для прогнозирования поведения месторождения (установки) и вычисления оптимального управляющего воздействия путем онлайн-оптимизации целевой функции в пределах горизонта, на основе ограничений. Осуществление МРС 406 основано на
10 блок-схеме модели 500 управления с прогнозированием, проиллюстрированной на Фиг.5. На основных этапах измеряют выход $y(t)$ месторождения 408, оценивают состояния $\hat{x}(t)$ и оказывают управляющее воздействие на вход $u(t)$ месторождения 408, одновременно пытаясь отслеживать контрольные точки и удалять возмущения месторождения 408. Задачей наблюдателя 502 является определение оптимального
15 приближения к эволюции состояния на основе текущих и предыдущих входов и измерений.

Таким образом, Фиг.4 иллюстрирует взаимодействие процессов среднесрочной и краткосрочной оптимизации добычи. Короче говоря, среднесрочный уровень
20 включает в себя оптимизацию 402 ЧПС, которая оптимизирует целевую функцию ЧПС с использованием текущей параметрической модели 404. Краткосрочный уровень оценивает параметрическую модель 404 на основе наблюдаемых входов и выходов месторождения 408. Параметрическая модель 404 используется в основанном на модели алгоритме (МРС 406) управления с прогнозированием для оптимизации
25 краткосрочных задач месторождения 408 на основе контрольных точек (целей) из среднесрочной оптимизации.

Задача оптимизации задается с использованием стандартного построения МРС с целевой функцией следующего вида:

$$30 \min_{\mathbf{u}} \left[\sum_{j=1}^P (\mathbf{y}_{k+j} - \mathbf{y}_{k+j}^{\text{sp}})^T \mathbf{W}_y (\mathbf{y}_{k+j} - \mathbf{y}_{k+j}^{\text{sp}}) + \sum_{j=0}^{M-1} \Delta \mathbf{u}_{k+j}^T \mathbf{W}_{\Delta \mathbf{u}} \Delta \mathbf{u}_{k+j} \right] \quad (21)$$

где P является горизонтом прогнозирования, M является горизонтом управления и $\mathbf{y}_{k+j}^{\text{sp}}$ является вектором целей суточного выхода, принимаемым с более высокого
уровня экономической оптимизации, и $\mathbf{u}_{k+j}$ и $\mathbf{y}_{k+j}$ являются векторами, отстоящими
35 на j этапов вперед от манипулируемых входов (например, гидродинамического давления скважины, темпов нагнетания) и измеренных выходов (например, темпов добычи), $\mathbf{W}_y$ и $\mathbf{W}_{\Delta \mathbf{u}}$ являются весовыми матрицами для входных и выходных отклонений, соответственно. Месторождение (или установка) моделируется с
40 использованием параметрической модели, описанной в уравнении (4), которая представлена в дискретном времени следующим образом:

$$\mathbf{x}_{k+j} = \mathbf{A} \mathbf{x}_{k+j-1} + \mathbf{B} \mathbf{u}_{k+j-1} \quad (22)$$

$$\mathbf{y}_{k+j} = \mathbf{C} \mathbf{x}_{k+j} + \mathbf{D} \mathbf{u}_{k+j}$$

45 Фильтр К Калмана, применяемый для оценивания состояний модели, задан в виде:
 $\hat{\mathbf{x}}(k+1) = \mathbf{A} \hat{\mathbf{x}}(k) + \mathbf{B} \mathbf{u}(k) + \mathbf{K} (\mathbf{y}(k) - \mathbf{C} \hat{\mathbf{x}}(k)) \quad (23)$

где $\mathbf{K}$ оценивается в порядке выполнения алгоритма идентификации при условии гауссова шума измерений.

50 Вышеупомянутая целевая функция удовлетворяет следующим полевым ограничениям:

$$\mathcal{U}_{\min} \leq \mathcal{U}_{k+j} \leq \mathcal{U}_{\max} \quad (24)$$

$$\mathcal{Y}_{\min} \leq \mathcal{Y}_{k+j} \leq \mathcal{Y}_{\max}$$

и

$$\Delta \mathbf{u}_{k+j} = \mathbf{u}_{k+j} - \mathbf{u}_{k+j-1} \quad (25)$$

Уравнения (21)-(25) можно объединить, чтобы получить следующую задачу выпуклой оптимизации:

$$\min_{\mathbf{u}} \{ \mathbf{u}^T \mathbf{H} \mathbf{u} + \mathbf{u}^T \mathbf{f} \} \quad (26)$$

$$\mathbf{A}_c \mathbf{u} \leq \mathbf{b}_c \quad (27)$$

Вышеописанная задача оптимизации представляет собой выпуклую целевую функцию стоимости (с линейными ограничениями). Отсюда следует, что желаемое управляющее воздействие можно получить в каждом интервале выборки путем решения соответствующей квадратичной программы, которую можно эффективно решать в онлайн-режиме.

Зададим целевую функцию в уравнении (21), минимизирующую расхождение между выходом и контрольной точкой в пределах горизонта прогнозирования P:

$$J = \left[\sum_{j=1}^P (\mathbf{y}_{k+j} - \mathbf{y}_{k+j}^{sp})^T \mathbf{W}_y (\mathbf{y}_{k+j} - \mathbf{y}_{k+j}^{sp}) + \sum_{j=0}^{M-1} \Delta \mathbf{u}_{k+j}^T \mathbf{W}_{\Delta \mathbf{u}} \Delta \mathbf{u}_{k+j} \right] \quad (28)$$

Рассмотрим первую часть целевой функции:

$$J_1 = \sum_{j=1}^P (\mathbf{y}_{k+j} - \mathbf{y}_{k+j}^{sp})^T \mathbf{W}_y (\mathbf{y}_{k+j} - \mathbf{y}_{k+j}^{sp}) \quad (29)$$

$$J_1 = (\mathbf{Y} - \mathbf{Y}^{sp})^T \mathbf{W}_y (\mathbf{Y} - \mathbf{Y}^{sp}) \quad (30)$$

где

$$\mathbf{Y} - \mathbf{Y}^{sp} = \begin{bmatrix} (\mathbf{y}_k - \mathbf{y}_k^{sp}) \\ (\mathbf{y}_{k+1} - \mathbf{y}_{k+1}^{sp}) \\ \vdots \\ (\mathbf{y}_{k+P-1} - \mathbf{y}_{k+P-1}^{sp}) \end{bmatrix} \quad \text{и} \quad \mathbf{W}_y = \begin{bmatrix} \mathbf{W}_{y_1} & & & \\ & \mathbf{W}_{y_2} & & \\ & & \ddots & \\ & & & \mathbf{W}_{y_P} \end{bmatrix} \quad (31)$$

Используя параметрическую модель в уравнении (4) для прогнозирования в будущем, можно показать, что

$$\mathbf{Y} = \mathbf{P}_1 \mathbf{x}_k + \mathbf{P}_2 \mathbf{u}^M \quad (32)$$

где

$$\mathbf{P}_1 = \begin{bmatrix} \mathbf{C} \\ \mathbf{CA} \\ \mathbf{CA}^2 \\ \vdots \\ \mathbf{CA}^{P-1} \end{bmatrix}, \quad \mathbf{P}_2 = \begin{bmatrix} \mathbf{D} & \cdot & \cdot & \mathbf{0} \\ \mathbf{CB} & \mathbf{D} & \cdot & \mathbf{0} \\ \mathbf{CAB} & \mathbf{CB} & \mathbf{D} & \mathbf{0} \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \mathbf{CA}^P \mathbf{B} & \mathbf{CA}^{P-1} \mathbf{B} & \cdot & \mathbf{CA}^{P-M} \mathbf{B} + \mathbf{D} \end{bmatrix}, \quad \mathbf{u}^M = \begin{bmatrix} \mathbf{u}_k \\ \mathbf{u}_{k+1} \\ \vdots \\ \mathbf{u}_{k+M-1} \end{bmatrix} \quad (33)$$

Объединяя уравнение (30) и уравнение (32), получаем:

$$J_1 = (\mathbf{u}^M)^T \mathbf{P}_2^T \mathbf{W}_y \mathbf{P}_2 (\mathbf{u}^M) + 2(\mathbf{u}^M)^T \mathbf{P}_2^T \mathbf{W}_y (\mathbf{P}_1 \mathbf{x}_k - \mathbf{Y}^{sp}) \quad (34)$$

Аналогично, рассмотрим вторую часть целевой функции:

$$J_2 = \sum_{j=0}^{M-1} \Delta \mathbf{u}_{k+j}^T \mathbf{W}_{\Delta \mathbf{u}} \Delta \mathbf{u}_{k+j} \quad (35)$$

Действуя по аналогии с вышеизложенным, уравнение (35) можно преобразовать к виду:

$$J_2 = (\mathbf{u}^M)^T \mathbf{Q}_2^T \mathbf{W}_{\Delta \mathbf{u}} \mathbf{Q}_2 (\mathbf{u}^M) + 2(\mathbf{u}^M)^T \mathbf{Q}_2^T \mathbf{W}_{\Delta \mathbf{u}} \mathbf{Q}_1 \mathbf{u}_{k-1} \quad (36)$$

где

$$\mathbf{Q}_1 = \begin{bmatrix} -1 \\ 0 \\ 0 \\ \vdots \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix}_{M \times 1}, \quad \mathbf{Q}_2 = \begin{bmatrix} 1 & 0 & \cdot & \cdot & \cdot \\ -1 & 1 & 0 & \cdot & \cdot \\ 0 & -1 & 1 & 0 & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & 0 & -1 & 1 \end{bmatrix}, \quad \mathbf{W}_{\Delta u} = \begin{bmatrix} \mathbf{W}_{\Delta u_1} \\ \mathbf{W}_{\Delta u_2} \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ \mathbf{W}_{\Delta u_M} \end{bmatrix} \quad (37)$$

Объединяя уравнение (34) и уравнение (36), получаем:

$$J = (\mathbf{u}^M)^T \{ \mathbf{P}_2^T \mathbf{W}_Y \mathbf{P}_2 + \mathbf{Q}_2^T \mathbf{W}_{\Delta u} \mathbf{Q}_2 \} (\mathbf{u}^M) + 2(\mathbf{u}^M)^T \{ \mathbf{P}_2^T \mathbf{W}_Y (\mathbf{P}_1 \mathbf{x}_k - \mathbf{Y}^{sp}) + \mathbf{Q}_2^T \mathbf{W}_{\Delta u} \mathbf{Q}_1 \mathbf{u}_{k-1} \} \quad (38)$$

Пример

Нижеследующий пример иллюстрирует стратегию замкнутого цикла в контексте вышеописанной задачи многомасштабной оптимизации. Результаты сравниваются с традиционными практиками отсутствия управления или реактивного управления, т.е. реактивного заглушения зон с высокой обводненностью.

На Фиг.6А и Фиг.6В проиллюстрирован двухслойный пласт с нагнетательной скважиной 602 и добывающей скважиной 604, имеющими перемещение линейного контура, который также именуется четвертью ячейки 5-точечной конфигурации. На Фиг.6В проиллюстрирован вид сбоку в разрезе нагнетательной скважины 602 и добывающей скважины 604. Пласт имеет верхний слой 606 низкой проницаемости и нижний слой 608 высокой проницаемости, разделенные непроницаемым слоем 610. Рассмотрено интеллектуальное закачивание скважины, где клапаны с дистанционным приводом имеются в каждом проницаемом слое, что позволяет дистанционно регулировать как нагнетательную скважину 602 так и добывающую скважину 604. Как нагнетательная скважина 602, так и добывающая скважина 604 перфорированы в каждом из двух слоев 606, 608. Основная сложность этой задачи вызвана отличающимися значениями проницаемости (например, в отношении 1:10) между двумя слоями 606, 608.

Следующие стратегии добычи сравниваются в течение периода восьми (8) лет, и результаты сравнения приведены в Таблице 2:

- Отсутствие управления: Вода нагнетается с постоянным целевым расходом в каждый слой.

- Реактивное управление: Вода нагнетается с постоянным целевым расходом в каждый слой, как в случае отсутствия управления, но добыча из слоя перфорации, который превышает пороговое значение обводненности, останавливается.

- Управление с обратной связью: переменными решения являются забойные давления продуктивного(ых) слоя(ев) и расходы слоя(ев) нагнетания. Таким образом, для данной конфигурации пласта, проиллюстрированной на Фиг.6А, подлежат манипулированию четыре переменные (т.е. h_1 , k_1 и h_n , k_n). На более высоком уровне 606 оптимизации, параметрическая модель строится на основе хронологии за последние 30 дней для прогнозирования многофазных расходов путем минимизации ЧПС в пределах горизонта прогнозирования за следующие 30 дней с учетом ограничений на забойное давление и темп нагнетания для каждого из слоев добычи и нагнетания, соответственно. Как проиллюстрировано на Фиг.4, оптимальные многофазные расходы в течение следующих четырех недель затем передаются на более низкий уровень, где производится манипулирование входами для достижения контрольных точек на ежедневной основе на протяжении следующих 30 дней согласно движущемуся временному горизонту. В этом процессе, модель входов-выходов с конфигурацией переменных 4x4 ежедневно обновляется для учета любых

неопределенностей.

Таблица 2	
Режим	Сценарий добычи

5

Отсутствие управления	Постоянная цель нагнетания 3000 STB (оба слоя)
Реактивное управление	Постоянная цель нагнетания 3000 STB (оба слоя). Остановка добычи при WCUT>0,7
Управление с обратной связью	$Q_{max} < 3000$ STB BHP > 9000 psia (оба слоя)

10

Ссылаясь на Фиг.7А, показаны профили кумулятивной добычи нефти и воды для пласта, показанного на Фиг.6А. Предложенная стратегия управления с обратной связью приводит к значительному увеличению добычи нефти, тогда как в случае реактивного управления продуктивный слой заглушается, поскольку обводненность возрастает свыше 70%. Значительное увеличение добычи нефти приводит к возрастанию ЧПС в течение всего периода добычи; заметим также, что прорыв воды в случае управления с обратной связью откладывается на 210 дней (в среднем).

15

Ссылаясь на Фиг.7В, показано сравнение кумулятивного темпа нагнетания (оптимального) для слоев обеих проницаемостей. Результаты для слоя высокой проницаемости и слоя низкой проницаемости проиллюстрированы линиями 702 и 704, соответственно. Прорыв воды из слоя высокой проницаемости детектируется и управляется одновременно с максимизацией ЧПС. При добыче большего количества воды и прорыве воды через оба слоя (720 дней), модель предусматривает добычу большего количества нефти из слоя высокой проницаемости, чем из слоя низкой проницаемости, и, таким образом, нагнетание воды в оба слоя, но управляемым образом.

25

Параметры модели, используемые для случая управления с обратной связью для линейной оптимизации на более высоком уровне и квадратичной оптимизации на более низком уровне, показаны в Таблице 3. Квадратичная оптимизация на более низком уровне производилась путем прогнозирования на неделю вперед (P) при манипулировании входами только на пять дней вперед (M). Однако реализация только входов по истечении первого дня с последующим перемещением вперед во времени.

35

Таблица 3	
Переменная	Значение
R_o : Цена нефти (\$/STB)	30
$C_w, C_{w, inj}$: Средняя стоимость операций с водой (\$/STB)	2,5
d : Учетная ставка (%)	10
N : Горизонт прогнозирования (сут) - ЧПС	30
M : Горизонт управления (сут) - MPC	5
P : Горизонт прогнозирования (сут) - MPC	7

40

На Фиг.8А-8В проиллюстрированы оптимальные профили 804 и 808 забойного давления (входа) для слоев обеих проницаемостей по сравнению с их соответствующим средним давлением 802 и 806 сеточного блока. Заметим также, что забойные давления 804 и 808 постоянно регулируются (ежедневно), без каких-либо предварительных знаний о характеристиках пласта или среднем пластовом давлении. Предполагается, что депрессия (перепад давлений, обуславливающий переток флюидов из пласта в ствол скважины) в слое низкой проницаемости выше, чем в слое высокой проницаемости, для обеспечения одного и того же целевого расхода нефти.

50

На Фиг.9А и 9В проиллюстрирован вид с воздуха распределения

нефтенасыщенности для слоя низкой проницаемости по прошествии 3000 дней (конец имитации). На Фиг.9А проиллюстрирован случай реактивного управления, а на Фиг.9В проиллюстрирован случай управления с обратной связью. На Фиг.9А и 9В проиллюстрирован коэффициент охвата по вертикали для каждого случая 902, 906, соответственно. Нефтенасыщенность сеточного блока измеряется затененной диаграммой 904, 908 на Фиг.9А и 9В, соответственно. Как для случая реактивного управления, так и случая управления с обратной связью, распределения флюидов весьма сходны за исключением того, что случай управления с обратной связью показывает лучшую эффективность вытеснения по вертикали. Однако лучшая эффективность не наблюдается для слоя высокой проницаемости, как проиллюстрировано на Фиг.10А и 10В. На Фиг.10А проиллюстрирован случай реактивного управления по прошествии 3000 дней, а на Фиг.10В проиллюстрирован случай управления с обратной связью по прошествии 3000 дней. Эффективность вытеснения по вертикали для каждого случая 1002, 1006 проиллюстрирована на Фиг.10А и 10В, соответственно. Нефтенасыщенность сеточного блока измеряется затененной диаграммой 1004, 1008 на Фиг.10А и 10В, соответственно. В случае управления с обратной связью наблюдается более равномерное распределение нефтенасыщенности, приводящее к лучшей эффективности вытеснения по вертикали.

Сводка стратегий добычи, применяемых в течение 8-летнего периода совместно со значениями ЧПС и значениями нефтеизвлечения, приведена в Таблице 4. В случаях отсутствия управления и реактивного управления, нагнетание воды не определяется какой бы то ни было экономической задачей. Напротив, слои нагнетания открыты и реагируют на снижение пластового давления, обусловленное добычей. В качестве сравнительного результата, случай управления с обратной связью был способен сокращать кумулятивную добычу (CWP) воды на 54% и сокращать кумулятивное нагнетание (CWI) воды на 41% по сравнению со случаем отсутствия управления, приводя к увеличению ЧПС на 19 миллионов долларов. Однако сравнение со случаем реактивного управления показывает увеличение кумулятивной добычи (COP) нефти на 0.9 MMSTB при начальном содержании нефти в пласте (OOIP) 6.8 MMSTB, приводящее к увеличению ЧПС почти на 12 миллионов долларов.

Таблица 4					
Режим добычи	ЧПС (\$ MM)	COP (MSTB)	CWP (MSTB)	CWI (MSTB)	Извлечение (%)
Отсутствие управления	47,7	3,6	10,1	14,7	52,9
Реактивное управление	54,6	2,4	0,4	5,1	35,3
Управление с обратной связью	66,3	3,5	4,6	8,7	51,4

Модельное прогнозирование

Как раскрыто выше, очень важно разрабатывать структуры модели, показанные в уравнении (4), которые не нарушают основные принципы, но все же имеют параметры, которые можно идентифицировать в реальном времени из полевых данных. Хотя такая параметрическая модель может не быть совершенной, она должна, по меньшей мере, выражать элементы динамического поведения пласта, которые важны для непрерывной оптимизации с использованием обратной связи. Результаты модельного прогнозирования в случае управления с обратной связью проиллюстрированы на Фиг.11А и 11В для слоя низкой проницаемости и слоя высокой проницаемости, соответственно. Можно видеть, что почти полное согласование

наблюдается между параметрической моделью и полевым измерением для кумулятивной добычи, как нефти, так и воды. Однако следует заметить, что наблюдается небольшое расхождение между прогнозируемой и измеренной добычей нефти примерно через 650 дней после прорыва воды в слое высокой проницаемости (Фиг.11В). Эту ошибку можно объяснить тем, что, хотя модель не может прогнозировать вступление воды до прорыва воды, она постепенно адаптируется к новым условиям, поддерживая это расхождение в разумных пределах.

Ссылаясь на Фиг.12 проиллюстрировано максимальное собственное значение ежедневно обновляемой параметрической модели. Оценочное максимальное собственное значение на каждом временном этапе очень близко к единице, что иллюстрирует интегрирующий эффект модели пласта. Этот результат также подтверждается детальным анализом собственных значений, хорошо известным в технике, который включает в себя следующие два сценария:

- 1) матрица **A** имеет, по меньшей мере, 2 (и 3 для трехфазного потока) собственных значений, в точности равных нулю независимо от того, как дискретизируется пласт;
- 2) в частном случае нулевого капиллярного давления или нулевых градиентов капиллярного давления относительно водонасыщенности, матрица **A** имеет, по меньшей мере, $m \times n$ нулевых собственных значений (2-D дискретизация пласта (m, n)).

Таким образом, обеспечен новый способ построения и непрерывного обновления краткосрочных параметрических моделей, согласующихся с полностью физической моделью пласта, с использованием общеизвестных способов идентификации системы для динамических систем с несколькими переменными. Эти модели могут эффективно обеспечивать краткосрочные прогнозы (от дней до недель) в целях оптимизации добычи в многомасштабной конфигурации с использованием построения движущегося горизонта. Многомасштабная конфигурация имеет два уровня. Более высокий уровень оптимизирует функцию ЧПС (недели) с учетом физических ограничений путем вычисления оптимальных значений настроек потока добычи и нагнетания. Затем более высокий уровень передает эти оптимальные значения в качестве контрольных точек на более низкий уровень, который использует основанную на модели стратегию управления с прогнозированием (MPC) для достижения этих контрольных точек на ежедневной основе.

Пример демонстрирует возможность использования такой стратегии управления с обратной связью в реальном времени в случае применения к проектам администрирования добычи или пласта, по сравнению с реагированием на производительность скважины. Кроме того, способ учитывает типичные рабочие процессы полевых операций добычи для удовлетворения потребностей в данных для предложенного подхода. Представленную здесь стратегию можно уточнять несколькими путями, например, исследуя влияние различных параметров, т.е. длин горизонта и взвешивания оптимальных значений; анализ для понимания прорыва воды, чтобы посмотреть, можно ли уточнять модель для прогнозирования прорыва воды.

Выбор технологии

Хотя технологии RTO относительно новые для нефтяной и газовой промышленности, выбор надлежащей технологии, описанный в статье "Real Time Operations in Asset Performance Workflows" Garcia, A., S. Sankaran, J. Rodriguez, L. Saputelli, G. Mijares, C. Ramalho, B. Romano, P. Sergio de Sousa и M. Herdeiro ("SPE 111990"), которая включена сюда в порядке ссылки, важен для успеха проектов цифрового нефтяного месторождения. По мере усложнения операций добычи, необходимы

способы мониторинга в реальном времени, оптимизации и управления для поддержания высокой продуктивности и производственной эффективности. Для гибких и адаптивных операций требуются более интеллектуальные стратегии. Наиболее успешными операциями являются те, которые детально отслеживаются и регулируются согласно изменяющимся условиям добычи. Хотя эти принципы являются интуитивными, следовать им на практике очень трудно в силу неопределенностей и сложной природы операций. Это требует непрерывной и динамической оптимизации операций на основе изменяющихся условий добычи.

Будучи многофункциональным по природе, RTO требует технологий нагнетания, связанных, помимо прочего, с автоматизацией технологических потоков, оптимизацией, визуализацией, системной интеграцией и администрированием данных за пределами традиционной сферы обычных инструментов имитации. Требуется обеспечение доступности и наблюдаемости информации на всем предприятии. Чтобы персонал, работающий с активами, мог эффективно сотрудничать, необходима более тесная интеграция и лучше скоординированные информационные потоки. Кроме того, необходимо гарантировать адекватное пополнение существующего багажа знаний персонала, работающего с активами, посредством выбранной технологии и, таким образом, сокращение разрыва между потенциалом активов и текущей практикой. Технология должна быть пригодна для непосредственного использования в инженерном анализе, при сокращении инвестиций в реконструкцию. Масштабируемость и гибкость являются важными аспектами технологий RTO, при добавлении новых рабочих процессов и модификации существующих рабочих процессов. Заметим, что выбранные технологии не должны накладывать ограничения на их дальнейшее использование.

Поскольку информация и ценные знания совместно используются в организации за счет применения технологий RTO, это обеспечивает задачи систематического преобразования данных и обеспечивает общее хранилище данных и интерфейс для этих данных. Важно применять строгие принципы к ненужному дублированию данных для обеспечения общего набора данных, используемых для всех процессов принятия решения. Следует использовать разумный выбор способов администрирования данных в соответствии с нуждами активов.

Для поддержки соединения различных приложений и совместного использования данными требуется гибкая стандартная архитектура. С этой целью, рекомендуется возможно более широко использовать открытые стандарты (например OPC, веб-службы и т.д.) в соответствии с наилучшими практиками в промышленности. Это справедливо в отношении, как интерфейсов данных (OPC, OLEDB, ODBC и т.д.), так и интерфейсов приложений (веб-службы, PRODML и т.д.). В данном случае пригодна сервис-ориентированная архитектура (SOA) для интеграции существующих и перспективных систем и рабочих процессов. Предполагается, что объединение ресурсов будет способствовать быстрому развитию и поддержанию установленных систем.

Можно применять различные технологии, выполняющие следующие функции:

1. интеграция данных, информационные услуги и визуализация,
2. интеграция приложений и гармонизация технологических потоков,
3. пользовательская интеграция через общее сетевое окружение.

Как проиллюстрировано на Фиг.13, можно идентифицировать шестнадцать компонентов в связи с технологическими потоками производительности активов. Каждый компонент охватывает часть вышеописанных функций. Объем настоящего

изобретения основан на способе извлечения выгоды из первоначальной реализации компонентов (технологий) визуализации и моделирования, до реализации компонентов, связанных с автоматизацией. Первая фаза реализации включает в себя следующие десять компонентов:

- отчет о суточной добыче: обеспечивает стандартный способ сообщения суточных данных с платформ и где проверка достоверности усилена;
- метрики производительности активов: представляет подход мониторинга процессов платформы для параметров операций для каждого сектора или участка, что позволяет формировать у людей ответственное отношение к выполняемой работе и стремление к достижению результатов;
- управление потерями добычи: идентифицирует, где и когда происходят потери добычи, и кто несет за них ответственность; идея состоит в генерации автоматической/ого идентификации и анализа, что дает более реальную картину «узких мест» и действий по их коррекции или минимизации;
- эффективность установки: автоматически вычисляет время эксплуатации и наличие оборудования платформы;
- расширенная пробная эксплуатация: поддерживает проведение и оптимизацию процедур эксплуатации скважины, путем сбора, проверки достоверности и объединения данных и сосредоточение на продуктивности скважины;
- виртуальные многофазные измерители: автоматическое вычисление многофазных потоков на основе данных от датчиков;
- проверка достоверности пробной эксплуатации: автоматически регулируют параметры модели производительности скважины и проверка достоверности возможностей скважины;
- интегрированная оптимизация добычи: автоматическое вычисление оптимизированных рабочих точек актива, управление переменными из пласта в пункт продаж;
- имитация пласта в реальном времени: долгосрочная и краткосрочная имитация с использованием самой свежей информации из актива;
- многосценарное моделирование: захватывает и администрирует несколько сценариев модели для обеспечения адекватной информации для принятия решений, например, выбора оптимальных перспективных планов из альтернатив, обеспечения оптимального коэффициента охвата и восстановление резервов.

Все компоненты соединены между собой таким образом, что перенос информации отражается согласно операциям и технологическим потокам актива. Согласно стратегии зажигания, два компонента из разных технологий (например, визуализацию и моделирование) можно реализовать параллельно для регулировки и выполнения эффективной интеграции. Иллюстративные компоненты, которые можно реализовать параллельно, включают в себя отчет о суточной добыче (визуализацию) и проверку достоверности пробной эксплуатации (моделирование).

Остальные шесть компонентов, в основном, являются связанными с автоматизацией компонентами, которые реализуются во второй фазе и включают в себя:

- мониторинг производительности оборудования: отслеживает производительность актива с использованием визуального представления огибающих производительности оборудования и исторических/текущих рабочих точек. О проблемах сообщается в случае обнаружения отклонений от оптимальной производительности.
- сбор знаний: собирает знания об эксплуатации и связанную с ней техническую

информацию для конкретного важного производственного оборудования (например, компрессоров газа, системы перекачки нефти и т.д.); служит хранилищем для сведений об отказах оборудования, к которому можно обращаться для консультации о ресурсах активов;

- администрирование технологического потока: позволяет пользователям запускать рабочие процессы; позволяет отслеживать их исполнение и взаимодействие с бизнес-процессом;

- автоматизация технологических потоков оператора: автоматизирует мониторинг операций и дает советы с использованием технологии экспертных систем, которые будут поддерживать и минимизировать вмешательство оператора во время исполнения процессов, например, запуск/остановку оборудования, перенос нефти, увеличение/снижение добычи и т.д.;

- улучшенное управление процессом: реализует приложение улучшенного управления процессом для стабилизации работы установки и допускает производственные усовершенствования за счет максимального использования производственных мощностей с одновременным наблюдением пригодности скважины и других эксплуатационных ограничений;

- рационализация сигналов тревоги: просматривает сигналы тревоги в DCS и назначает приоритеты сигналам тревоги на основе рабочих процессов операторов. Позволяет лучше отслеживать эффективность сигналов тревоги DCS, модификации и администрирование изменения.

Представленные компоненты сконструированы с учетом прогнозов, которые используют данные реального времени, чтобы операторы и менеджеры могли работать на проактивной основе, а не на реактивной основе.

Каждый компонент действует согласно следующему подходу к исполнению проекта:

- базовое проектирование: когда собираются все технические условия, включающие в себя минимальное взаимодействие с другими технологическими потоками системы;

- детальное проектирование: когда проектируются функциональные возможности компонентов и формируется список требований, например: доступы к базе данных, спецификации пользовательских интерфейсов, лицензии на программное обеспечение, скорость выполнения, каналы связи, обновление процедур модели, предполагаемые исходы;

- реализация: реальность, воображаемая во время детального проектирования, достигается путем проверки достоверности предполагаемых исходов.

а. Тестирование компонентов

б. Обучение и документация

- обзор производительности компонентов: период времени, необходимый для того, чтобы гарантировать оптимальное функционирование компонента.

Результаты проверки достоверности пробной эксплуатации согласуются с предполагаемыми исходами фаз детального проектирования, например:

- сокращение времени исполнения технологического потока на 50-80%;

- самые последние пригодные модели скважин, доступные для использования имитаций событий производительности активов (рассмотренных в других компонентах системы), например: оптимизация контрольных точек активов, избежание отказов компрессора, минимальные/максимальные потоки/давления доставки и т.д.;

- автоматический сбор данных для проверки достоверности эксплуатации скважины;

- новые стандартные вычисления, исключая субъективные критерии разных инженеров, участвующих в задачах проверки достоверности данных;

- объединение результатов имитации в базе данных; упразднение использования электронных таблиц excel, которые труднее анализировать и поддерживать;

- простые и прямые способы установления передачи результатов эксплуатации скважины, после проверки достоверности эксплуатации. В случаях новых идентифицированных возможностей скважины позволяют гарантировать быстрое отслеживание самых последних производительностей активов и участвовать в управлении потерями добычи.

- обучение и администрирование изменений успешно реализуются.

Результаты компонента отчета о суточной добыче на фазе реализации:

- минимизируют усилия оператора по вводу данных, оставляя больше времени для других действий;

- приоритет усилий над сообщаемыми данными, более или менее качественные данные для актива;

- стандартные вычисления;

- правила проверки достоверности данных для минимизации ошибок и дезориентирующей информации;

- утверждение установленного технологического потока процесса.

Результаты компонента метрик производительности активов, на фазе детального проектирования:

- выравнивание всех секторов в детализации метрик и правила проверки достоверности;

- идентифицируются сигналы тревоги эксплуатации и производительности;

- правила проверки достоверности данных до анализа метрики пользователем.

Правила применялись согласно цели метрик, а не согласно характеру переменных:

- интеграция нескольких секторов и баз данных в реальном времени, ориентированных на мониторинг отдельных целей метрик, и вклад в визуализацию производительности активов;

- стратегия, рассматриваемая как основа другими активами, которые требуют аналогичных требований.

Эта реализация технологических потоков производительности активов во время операций добычи в реальном времени и мониторинга обеспечивает значительные преимущества. Это изобретение демонстрирует ценность визуализации, моделирования и автоматизации производительности активов, и что операции в реальном времени в технологических потоках производительности активов осуществимы и поддерживают парадигму людей, технологических потоков и технологии. Для использования настоящего изобретения характерен поэтапный подход к исполнению, включающий в себя фазы базового проектирования и детального проектирования, что важно. Кроме того, следует проводить периодические обзоры проекта для идентификации возможных влияний на исполнение после реализации более ранних компонентов. Гибкая технологическая платформа обеспечивает администрирование разных источников данных, разного рода приложений, включая существующие, и использование разных групп людей. Такая платформа позволяет осуществлять интеграцию на уровне данных, приложения и пользователя. Чтобы оценить достоинства и ценность системы, необходимо заблаговременно привлечь все заинтересованные стороны в проект, убедившись, что они понимают свою роль в успехе реализации. Настоящее изобретение отвечает этому

требованию, благодаря:

- объединению разрозненных групп для совместной работы на одной и той же платформе и одних и тех же технологических потоках, и эффективной работе в многофункциональном режиме, где возможна экспертиза всех уровней;
- обеспечению наблюдаемости задач технологического потока, исполняемых для всех секторов, и объединению результатов взаимосвязанных технологических потоков добычи для обеспечения большой картины производительности актива;
- соединению решений, принятых относительно интегрированных технологических потоков добычи, где можно измерять влияние на другие секторы и где превентивные/корректирующие действия можно предпринимать в надлежащее время, поддерживаемое интегрированными моделями, которые ищут решения, которые непрерывно оптимизируются;
- осуществлению детального проектирования каждого компонента, реализуемого, чтобы убедиться в том, что конечные результаты являются ожидаемыми, без неожиданностей и пользователи могут принять владение системой;
- заданию и стандартизации правил и алгоритмов вычисления на основе реальности имеющихся данных и наилучших моделей, которые применяются для технологического потока, и, по возможности, попытки внедрения международных стандартов;
- предложению технологической платформы, достаточно гибкой для связывания имеющихся инфраструктуры, оборудования и программного обеспечения, и заполнения пробелов для реализации технологических потоков операций в реальном времени, необходимых для актива. Основные предлагаемые технологии инициируются активом и наоборот;
- обеспечению полной информации по активам: установлению чистых каналов связи между секторами, участвующих в использовании системы и ее компонентов;
- обеспечению поэтапного подхода для гарантирования переноса знаний и облегчения обучения и администрирования изменений.

Кроме того, существуют проблемы в достижении основной задачи непрерывной оптимизации добычи актива. Технические проблемы можно представлять по отдельности, но разные решения необходимо интегрировать. Проект и его участники (секторы по работе с активами, администрирование, служебное подразделение и корпоративный IT-отдел) должны совместно решать проблемы во избежание дезинтеграции между производственными технологическими потоками без разрушения анклавов, и, таким образом, поддерживать актив в состоянии, близком к оптимальному, никогда не сокращая разрыв между фактической добычей и потенциалом активов. Среди рассматриваемых проблем, как технических так и нетехнических, можно указать:

- сосредоточение усилий на фазе детального проектирования на участниках. Фаза детального проектирования является основой для успешного компонента решения. Все участники должны понимать пределы во время этой стадии для выравнивания во время реализации. Макетирование отдельных компонентов является негодным вариантом, поскольку существует опасность, что их не удастся интегрировать. Разрешены демонстрации с целью показа прогресса реализации или показа функциональных возможностей, согласующихся с детальным проектированием.
- интеллектуальное повторное проектирование интеграции компонентов, по завершении фаз детального проектирования, гарантирующее, что общие задачи системы находятся вне опасности;

- выравнивание IT-отделов на поддержки данных, инфраструктуры и приобретения;
 - гарантировать, что конструкция интегрированной платформы приложений является продуктом процесса с учетом людей, технологических потоков и технологии. Необходимо добиваться правильного баланса этих трех компонентов конструкции

для максимизации преимуществ долговечности системы.
 - гарантировать, что указанные приложения включают в себя уже существующие, которые добавляют стоимость актива. Необходимо оправдывать исключения перед конечными пользователями, иначе другие проблемы, например, администрирование изменений, будут более трудными, чем ожидается, и затраты на проект превысят бюджет.

- непрерывная двусторонняя связь между группой по работе с активами и группой реализации, для информирования о прогрессе проекта и эволюции актива;

- на фазах проектирования и реализации руководствоваться промышленными стандартами при удовлетворении требований актива. Это позволяет минимизировать усилия по повторному проектированию при реализации новых технологий.

- нужно, чтобы все заинтересованные стороны в отделе по работе с активами и других отделах компании ощущали свою ответственность и роль в успехе проекта. Малейшая небрежность пользователя может привести к принятию неверного решения на том же или другом уровне. Кроме того, не следует забывать, что участники также должны исполнять ежедневные обязанности.

Хотя настоящее изобретение описано в связи с предпочтительными в настоящее время вариантами осуществления, специалисты в данной области техники понимают, что не следует ограничивать изобретение этими вариантами осуществления.

Настоящее изобретение, например, также можно применять к другим производственным операциям в реальном времени, которые обычно осуществляются на химических заводах и производственных предприятиях. Таким образом, предполагается, что различные альтернативные варианты осуществления и модификации могут быть применимы к раскрытым вариантам осуществления без отхода от сущности и объема изобретения, заданным прилагаемой формулой изобретения и ее эквивалентами.

Формула изобретения

1. Реализуемый компьютером способ оптимизации операций добычи в реальном времени, содержащий этапы, на которых:

выбирают вход и выход для краткосрочной параметрической модели с использованием полевых измерений в реальном времени из нагнетательного источника и из добывающего источника,

обрабатывают полевые измерения путем удаления, по меньшей мере, одного из: выброса, ненулевых средних и нестационарного тренда,

выбирают параметр идентификации для краткосрочной параметрической модели, и идентифицируют краткосрочную параметрическую модель с использованием полевых измерений и параметра идентификации.

2. Способ по п.1, дополнительно содержащий этапы, на которых:

оптимизируют целевую функцию на каждом временном этапе с использованием краткосрочной параметрической модели, и создают множество целей.

3. Способ по п.2, дополнительно содержащий этап, на котором: оптимизируют полевую задачу на основе целей.

4. Способ по п.3, в котором краткосрочную параметрическую модель используют в алгоритме управления с модельным прогнозированием для оптимизации полевой задачи.

5. Способ по п.1, дополнительно содержащий этап, на котором:
5 обновляют краткосрочную параметрическую модель с использованием движущегося временного горизонта.

6. Способ по п.1, в котором полевые измерения включают в себя данные добычи.

7. Способ по п.1, в котором нагнетательным источником является нагнетательная
10 скважина и добывающим источником является добывающая скважина.

8. Способ по п.2, в котором целевая функция основана на чистой приведенной стоимости.

9. Способ по п.2, в котором множество целей содержит многофазные расходы в качестве контрольных точек.

10. Способ по п.3, в котором множество многофазных расходов создают в
15 результате оптимизации полевой задачи.

11. Устройство-носитель программ, имеющее исполняемые компьютером инструкции для оптимизации операций добычи в реальном времени, причем
20 инструкции являются исполняемыми для реализации:

выбора входа и выхода для краткосрочной параметрической модели с использованием полевых измерений в реальном времени из нагнетательного источника и из добывающего источника,

25 обработки полевых измерений путем удаления, по меньшей мере, одного из: выброса, ненулевых средних и нестационарного тренда,

выбора параметра идентификации для краткосрочной параметрической модели, и идентификации краткосрочной параметрической модели с использованием полевых измерений и параметра идентификации.

30 12. Устройство-носитель программ по п.11, дополнительно содержащее оптимизацию целевой функции на каждом временном этапе с использованием краткосрочной параметрической модели, и создание множества целей.

35 13. Устройство-носитель программ по п.12, дополнительно содержащее оптимизацию полевой задачи на основе целей.

14. Устройство-носитель программ по п.13, в котором краткосрочная параметрическая модель используется в алгоритме управления с модельным прогнозированием для оптимизации полевой задачи.

40 15. Устройство-носитель программ по п.11, дополнительно содержащее обновление краткосрочной параметрической модели с использованием движущегося временного горизонта.

16. Устройство-носитель программ по п.11, в котором полевые измерения включают в себя данные добычи.

45 17. Устройство-носитель программ по п.11, в котором нагнетательным источником является нагнетательная скважина и добывающим источником является добывающая скважина.

18. Устройство-носитель программ по п.12, в котором целевая функция основана на
50 чистой приведенной стоимости.

19. Устройство-носитель программ по п.12, в котором множество целей содержит многофазные расходы в качестве контрольных точек.

20. Устройство-носитель программ по п.13, в котором множество многофазных

расходов создаются в результате оптимизации полевой задачи.

5

10

15

20

25

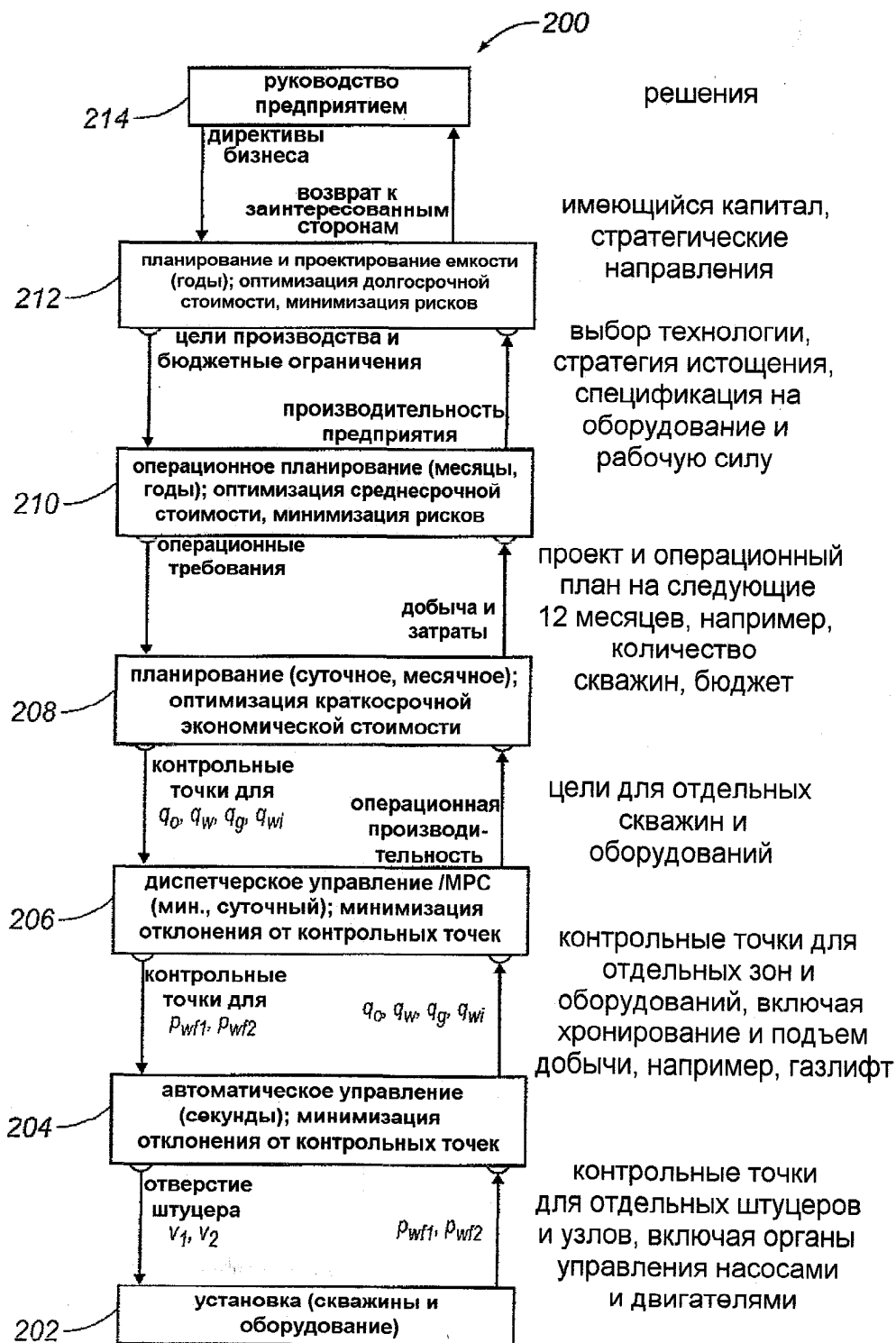
30

35

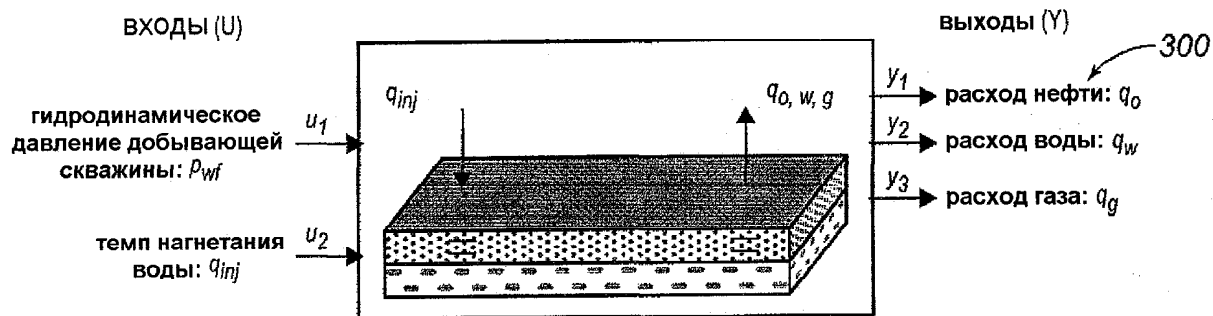
40

45

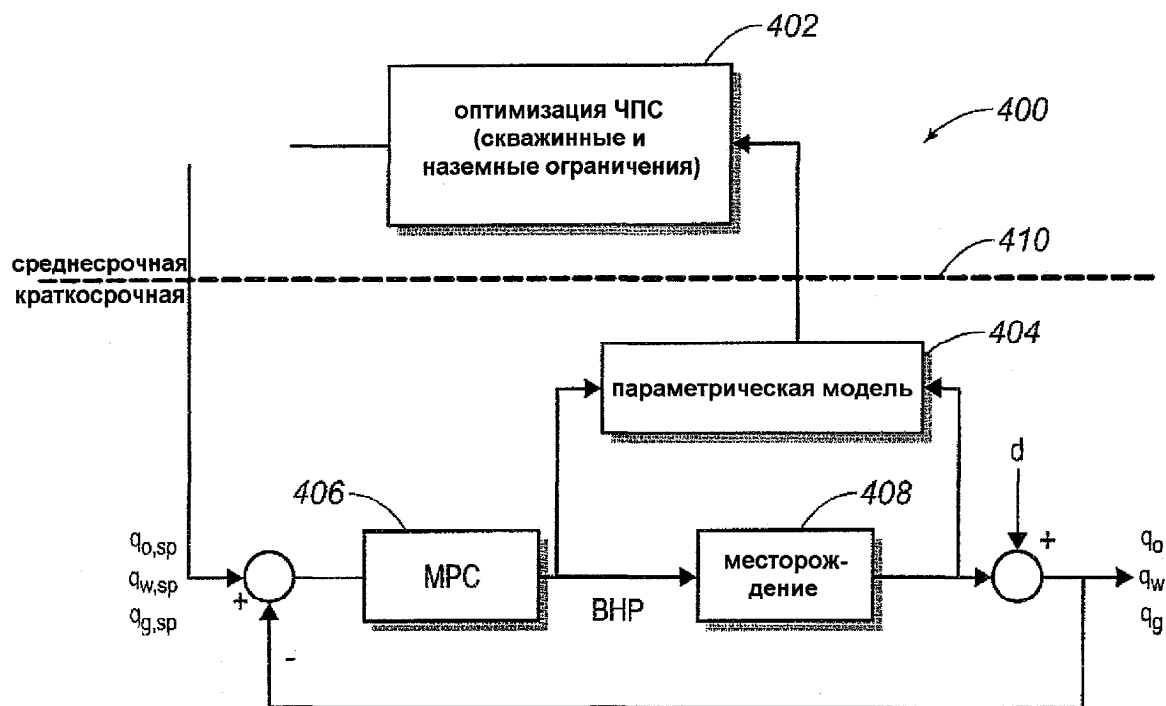
50



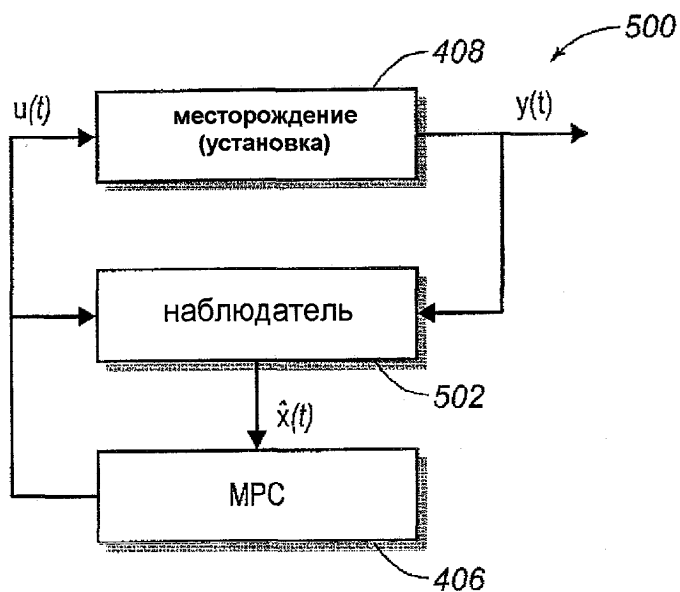
ФИГ.2



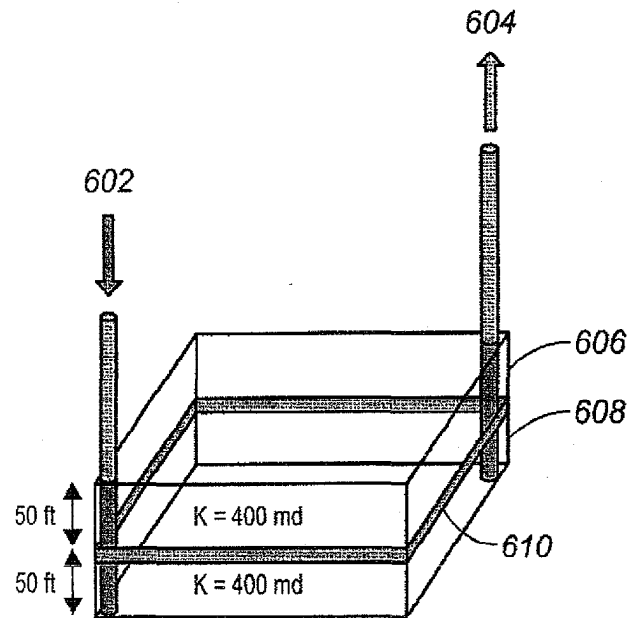
ФИГ.3



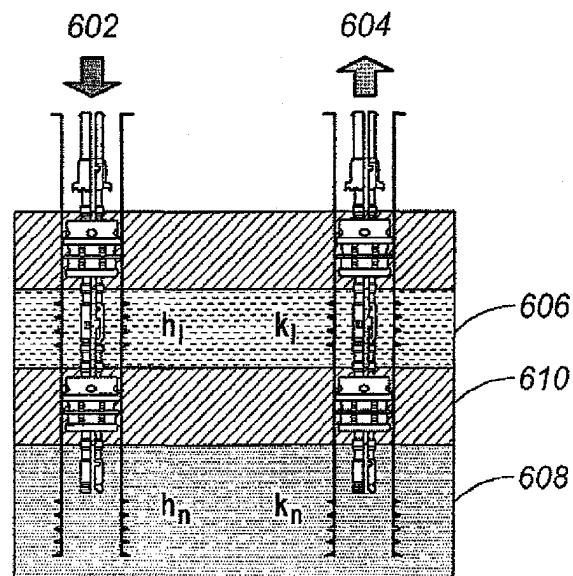
ФИГ.4



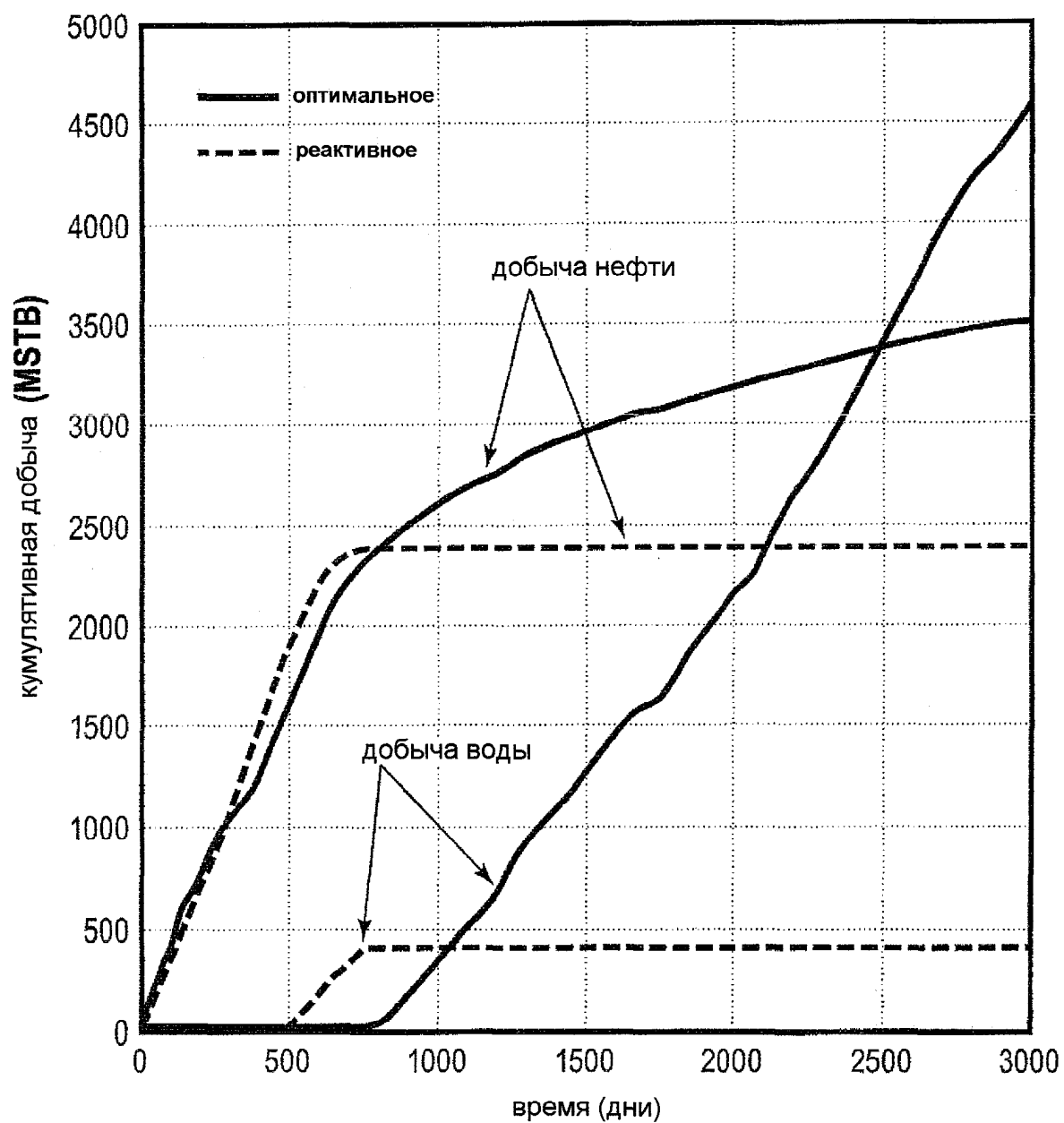
ФИГ.5



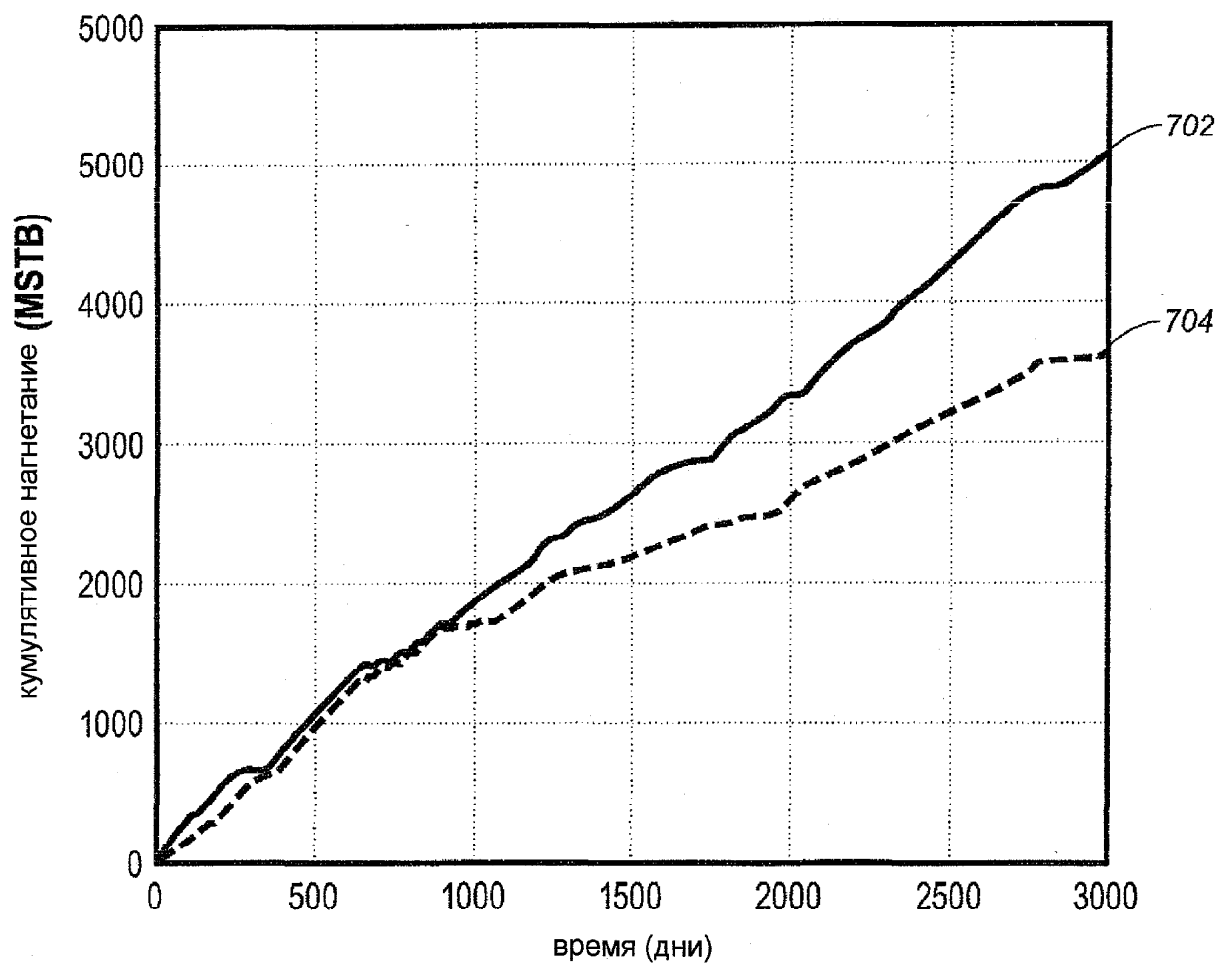
ФИГ.6А



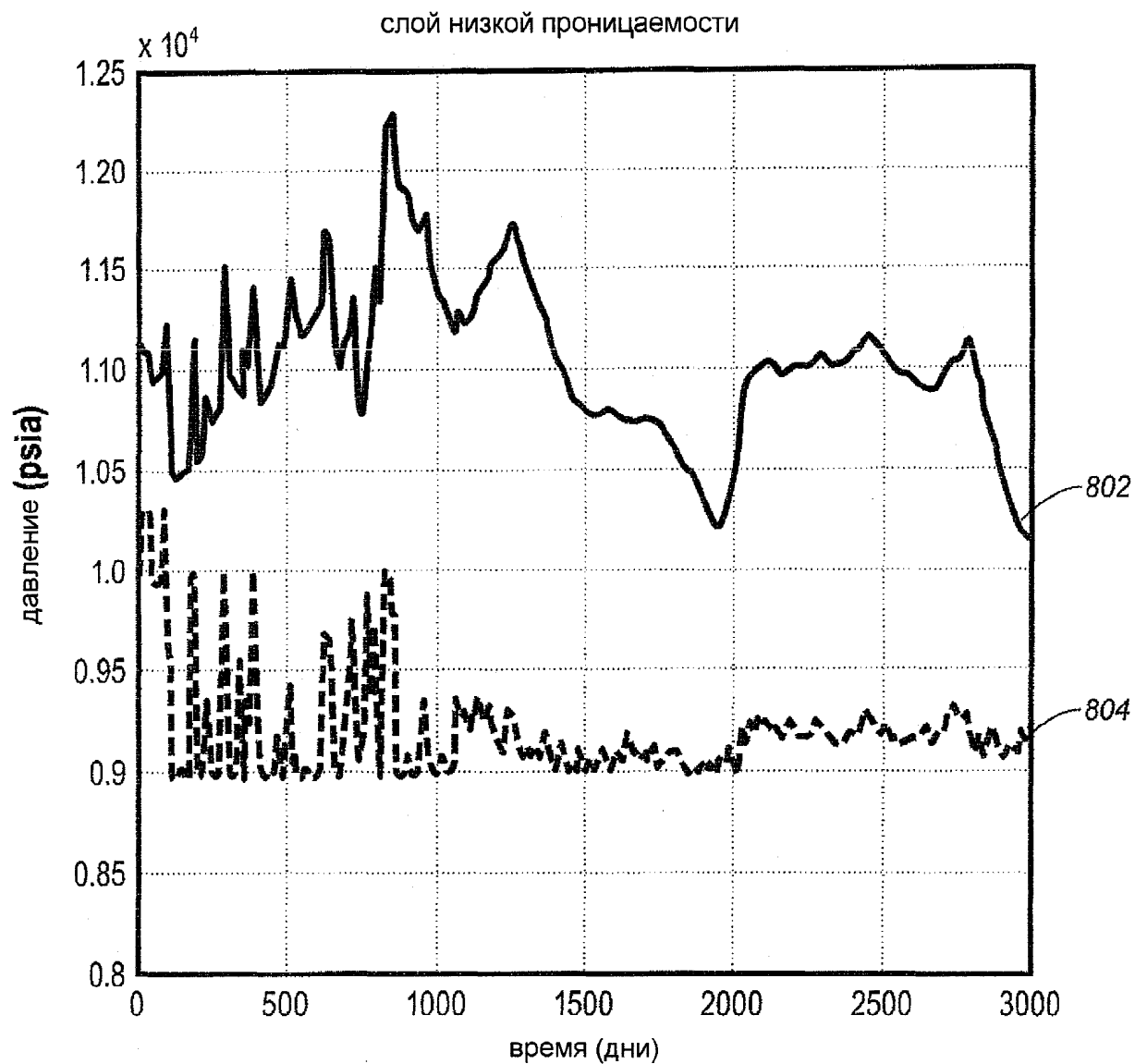
ФИГ.6В



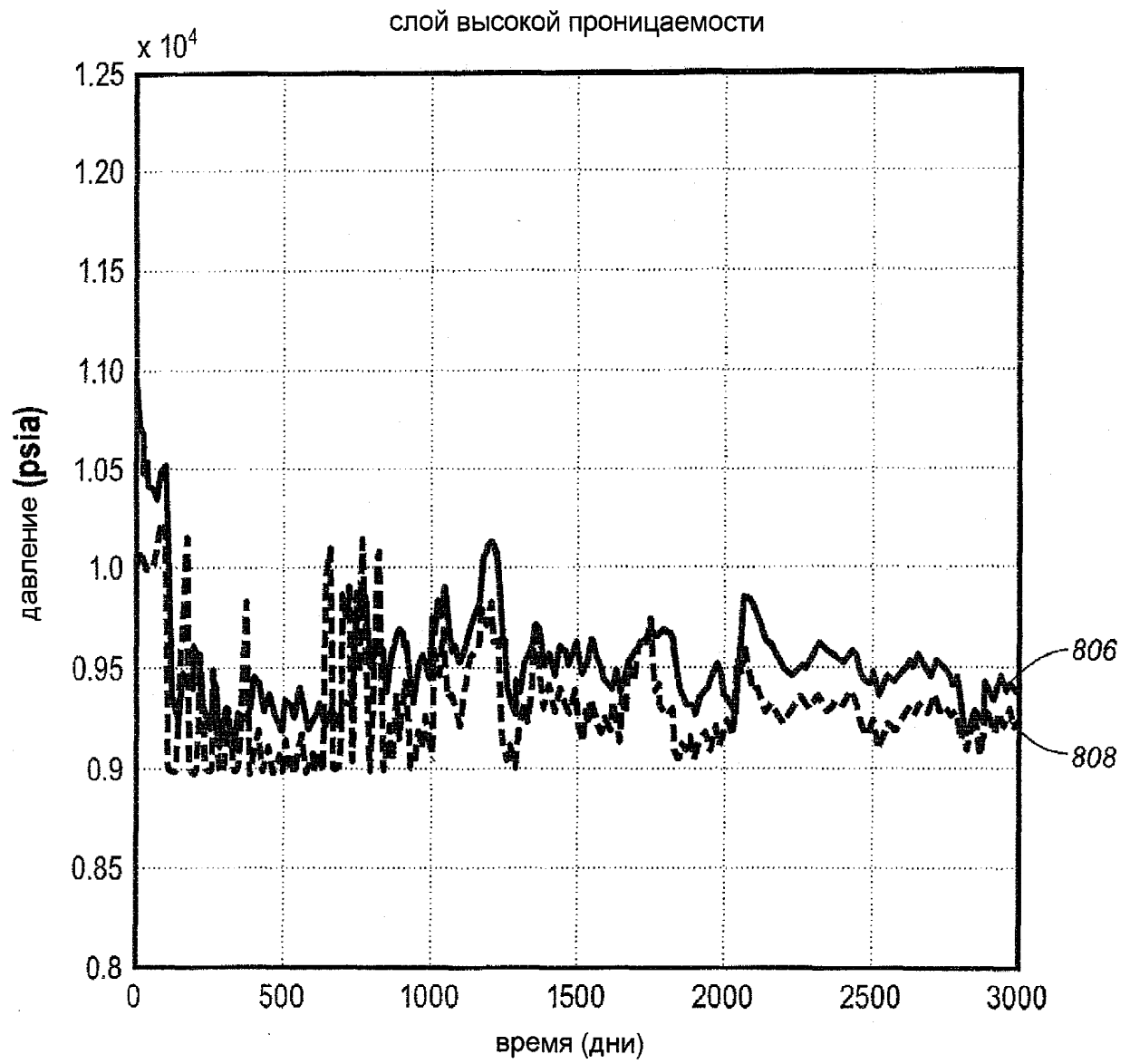
ФИГ.7А



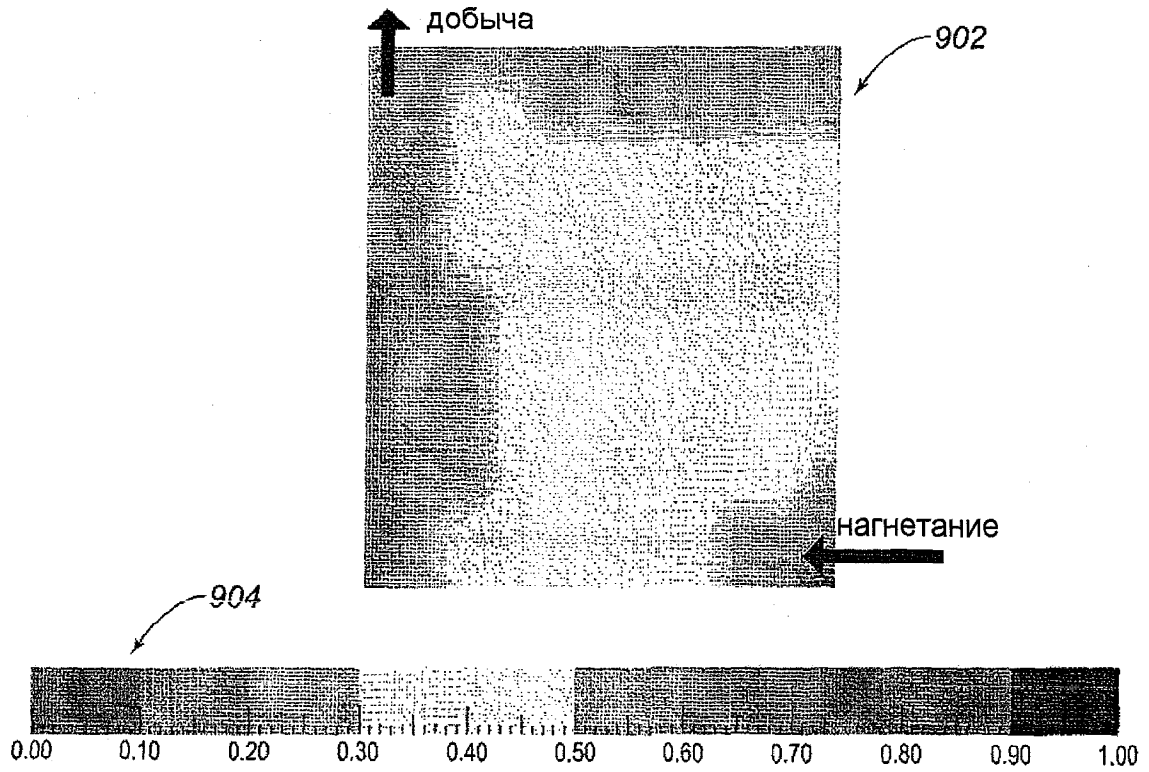
ФИГ.7В



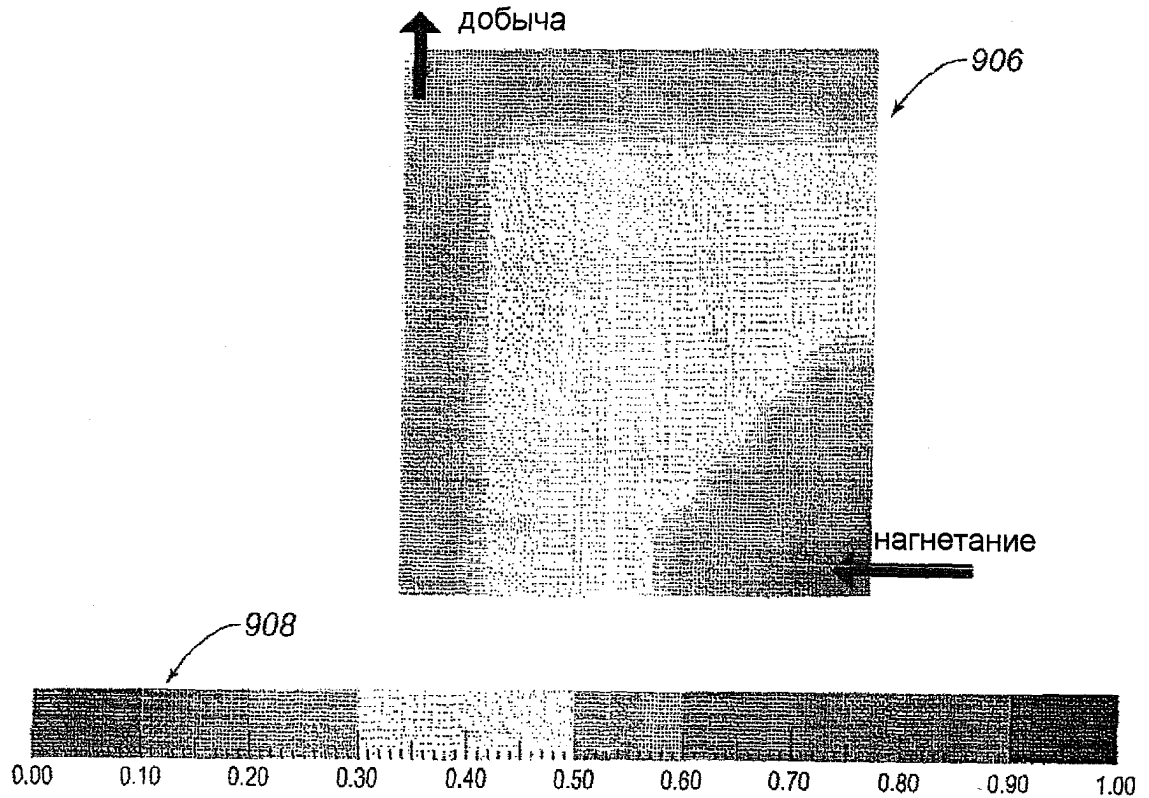
ФИГ.8А



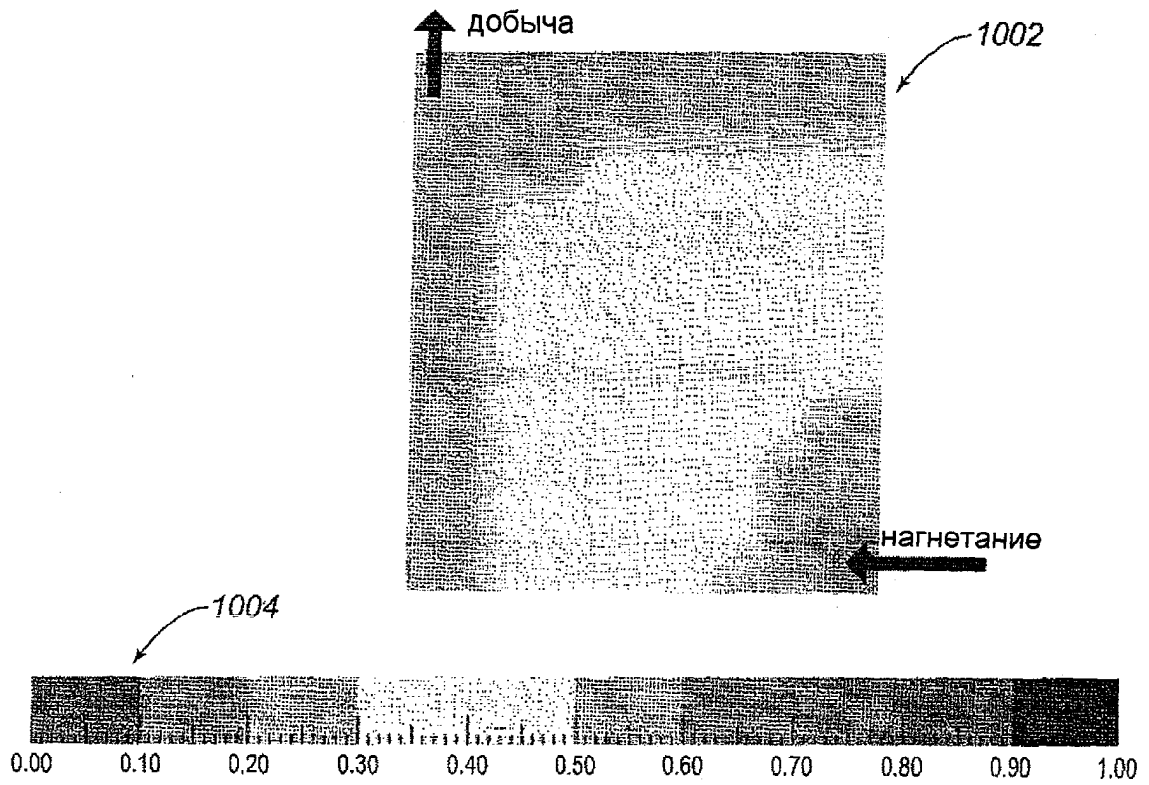
ФИГ.8В



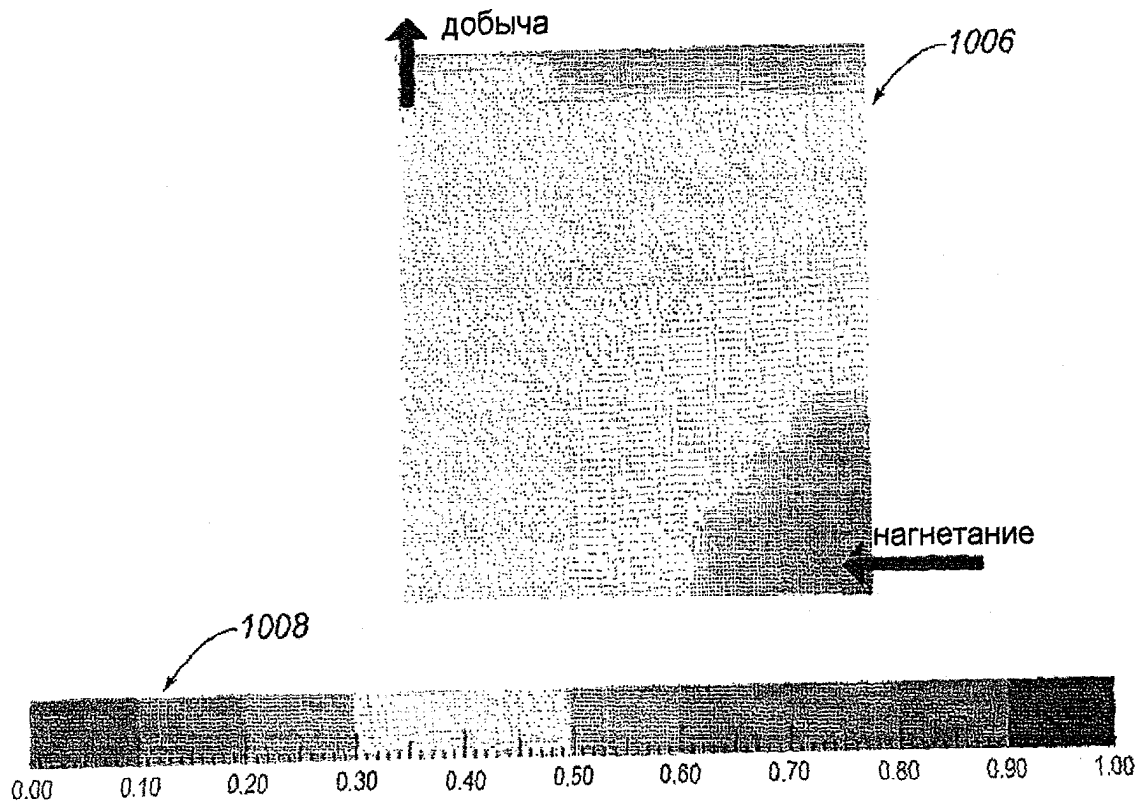
ФИГ.9А



ФИГ.9В

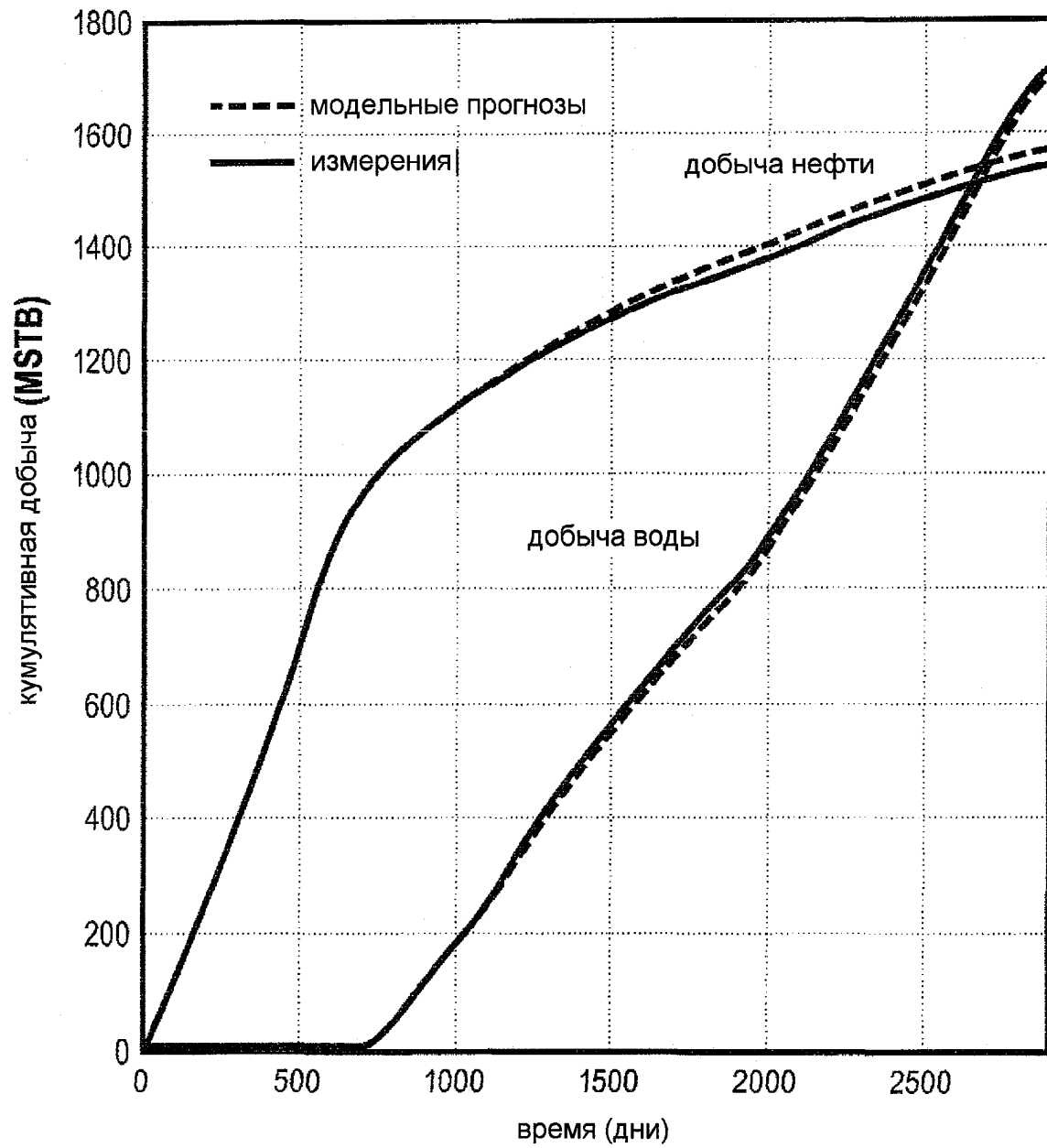


ФИГ.10А



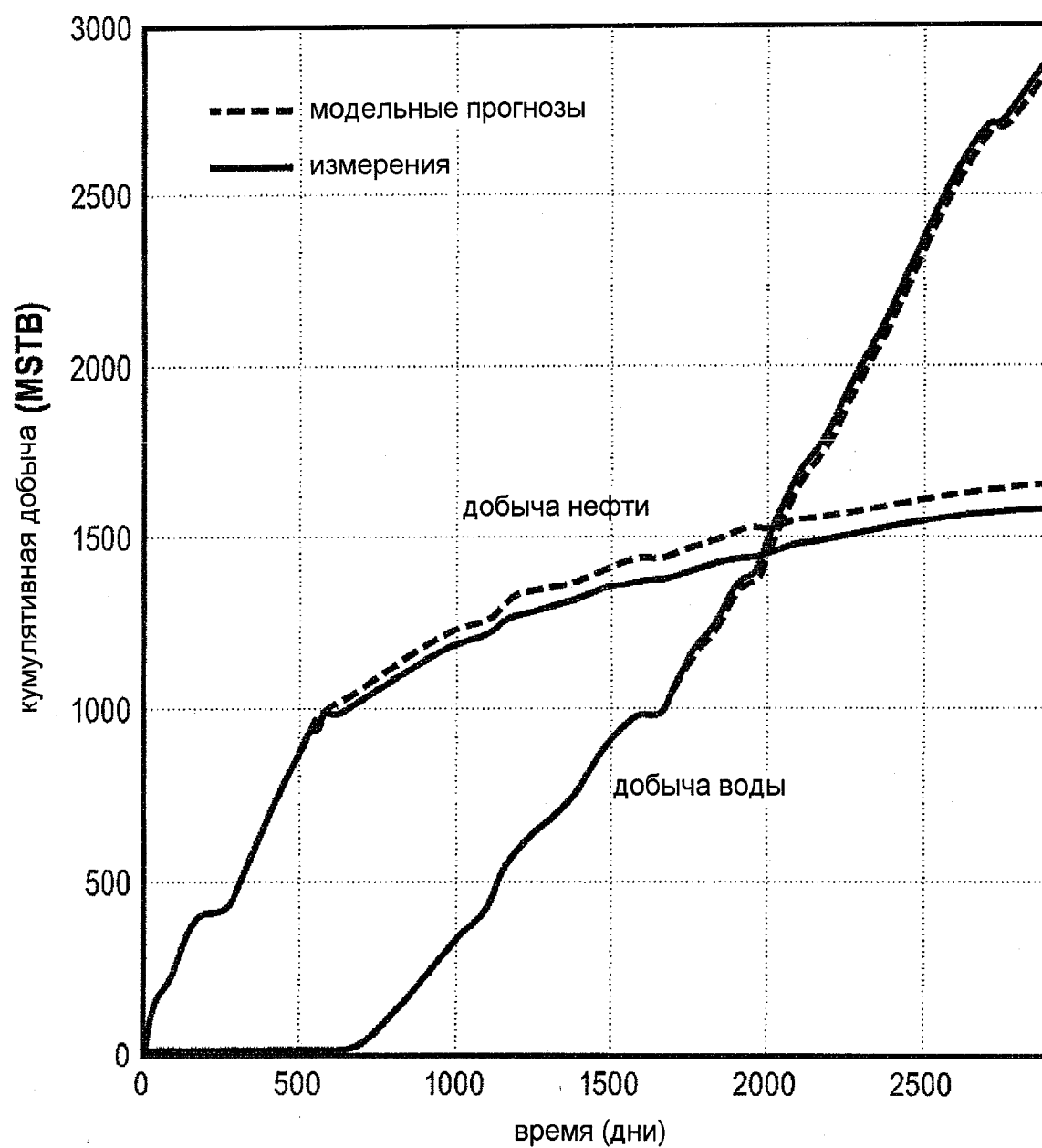
ФИГ.10В

слой низкой проницаемости

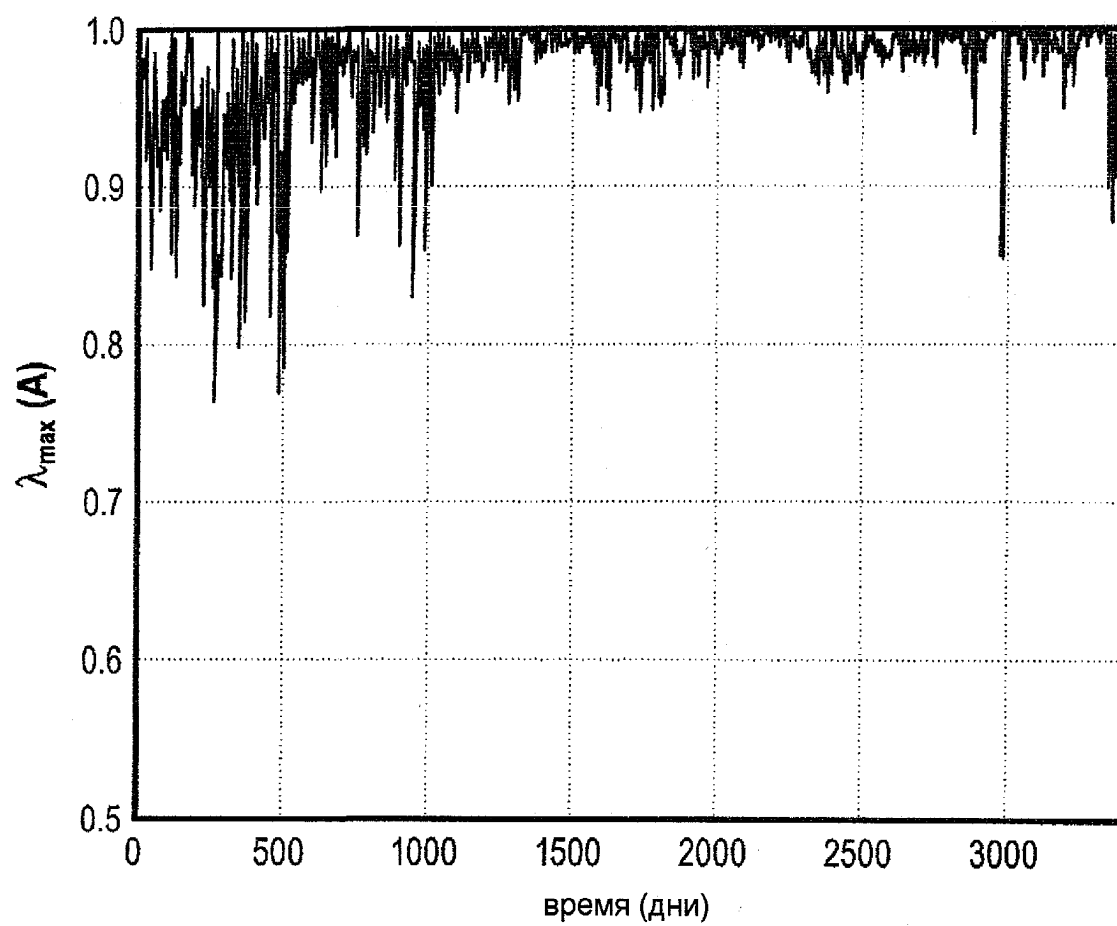


ФИГ.11А

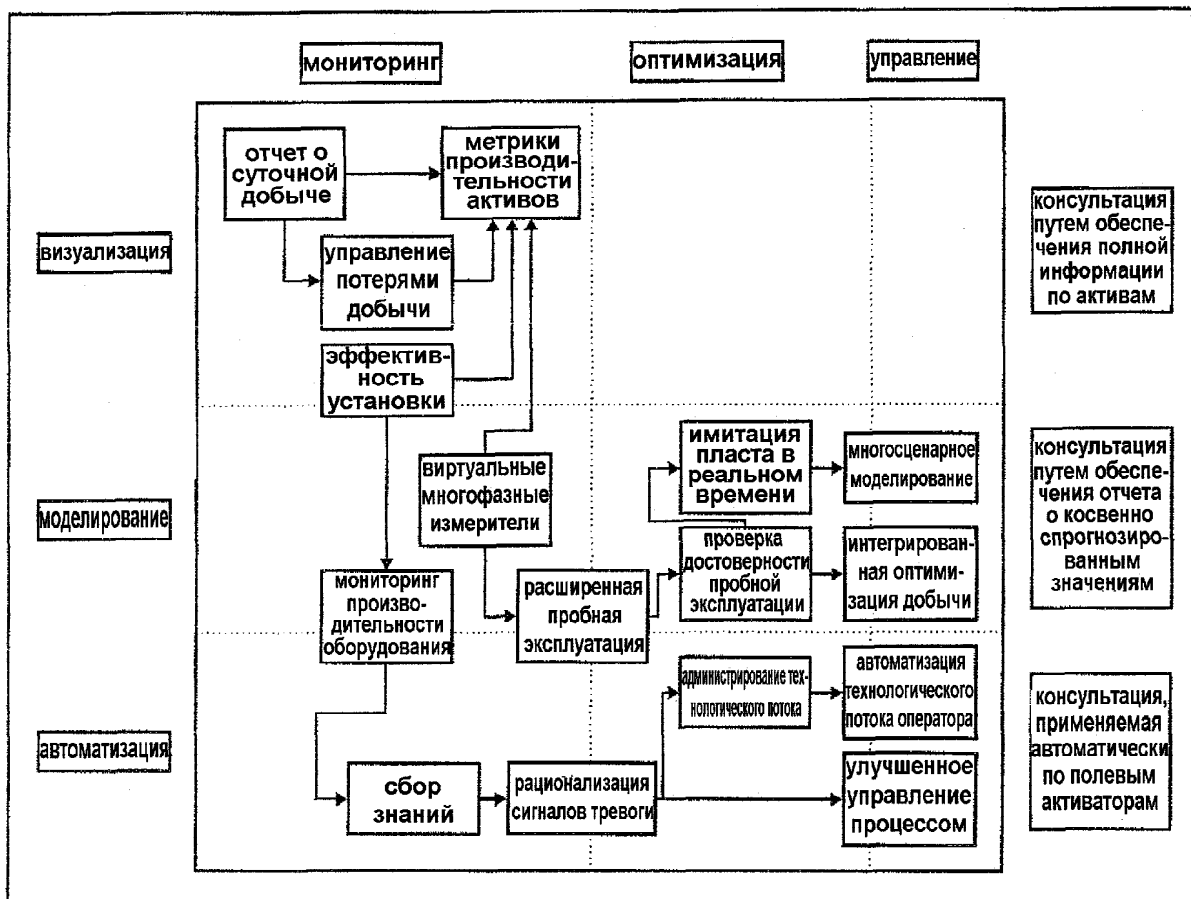
слой высокой проницаемости



ФИГ.11В



ФИГ.12



ФИГ.13