



(51) МПК
G06F 17/40 (2006.01)
E21B 43/00 (2006.01)
G05B 19/00 (2006.01)

ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
 ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(21)(22) Заявка: 2009140781/08, 09.04.2008

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
 09.04.2008

Приоритет(ы):

(30) Конвенционный приоритет:
 09.04.2007 US 11/733,154

(43) Дата публикации заявки: 20.05.2011 Бюл. № 14

(45) Опубликовано: 10.04.2014 Бюл. № 10

(56) Список документов, цитированных в отчете о поиске: RU2246608 C2, 20.02.2005. RU 2273874 C2, 10.04.2006. RU 2144612 C1, 20.01.2000. RU2282940 C2, 27.08.2006. US 2006/271299 A1, 30.11.2006. US 2003/065447 A1, 03.04.2003. US 4594665 A, 10.06.1986. RU 2165037 C2, 10.04.2001. WO 2005/093531 A1, 06.10.2005

(85) Дата начала рассмотрения заявки РСТ на национальной фазе: 09.11.2009

(86) Заявка РСТ:
 US 2008/059749 (09.04.2008)

(87) Публикация заявки РСТ:
 WO 2008/124765 (16.10.2008)

Адрес для переписки:
 109012, Москва, ул. Ильинка, 5/2, ООО
 "Союзпатент", С.В.Истомину

(72) Автор(ы):

РОБЕРСОН Алан Л (US),
 ДОРАДО Донеил М (US),
 ПИНЕЛ Дэвид Л (US),
 ОСТРАЙХ Эрик С (US)

(73) Патентообладатель(и):

ЛАФКИН ИНДАСТРИЗ, ИНК. (US)

(54) СВЯЗЬ НА МЕСТЕ В РЕАЛЬНОМ ВРЕМЕНИ ЧЕРЕЗ ИНТЕРНЕТ С ДИСПЕТЧЕРОМ СКВАЖИНЫ ДЛЯ ПОСТОЯННОЙ ОПТИМИЗАЦИИ СКВАЖИНЫ

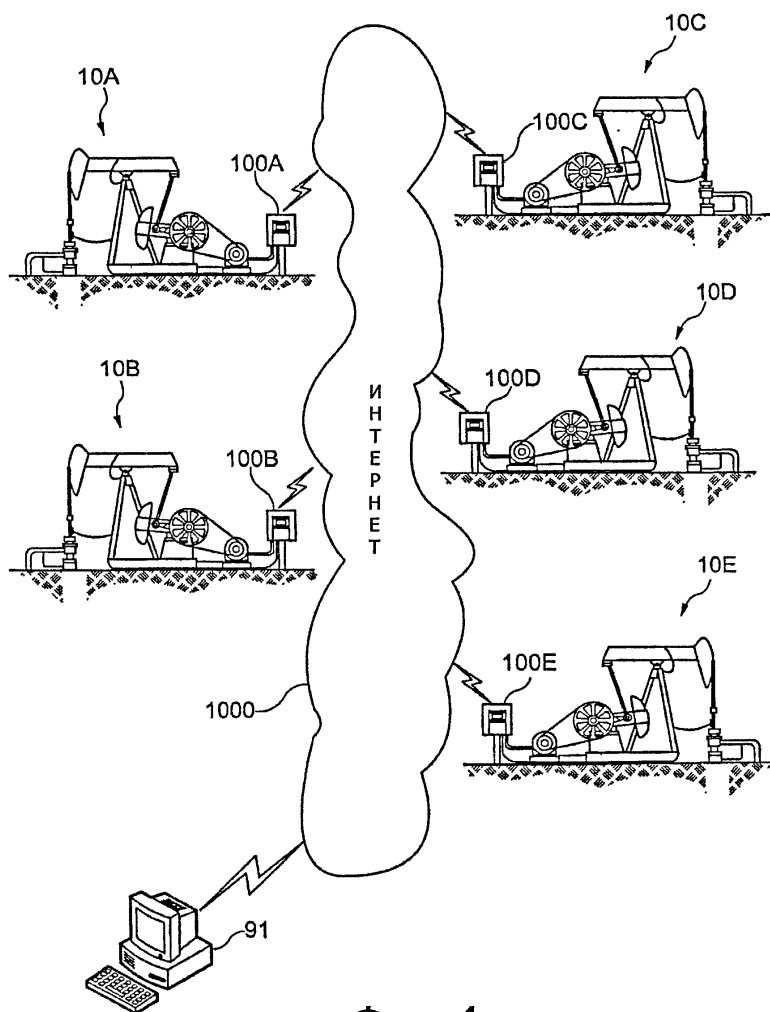
(57) Реферат:

Изобретение относится к способам и устройствам для дистанционного отслеживания, управления и автоматизации работы насосов, например для добычи углеводородов и осушения, а конкретнее к контроллеру для штоковых насосов, насосов с поступательной полостью, для управления впрыском скважины, приводов с переменной скоростью и т.п. для их непрерывной оптимизации. Технический результат заключается в обеспечении удаленного пользователя предупреждениями и сообщениями в реальном

времени, генерируемыми непосредственно блоком диспетчера скважины, тем самым повышая удобство эксплуатации и сокращая аппаратные средства. Устройство и способ для управления и слежения за скважиной включают в себя независимый сетевой серверный компьютер, объединенный с контроллером насоса, расположенным на каждой скважине в нефтяном поле. Контроллер скважины управляет на месте скважинным насосом, обрабатывает данные скважины и насоса, генерирует поверхностную

и скважинную диаграммы и передает отчеты о добыче, рекомендации по улучшению добычи и статистику добычи на удаленные местоположения по Интернету. Контроллер можно дистанционно запрашивать на выдачу отчетов о добыче и т.п.

далее, контроллер может инициировать предупреждения посредством электронной почты, текстовых сообщений или Интернет-сообщений, например, во время состояний по умолчанию. 4 н. и 15. з.п. ф-лы, 9 ил.



Фиг. 4

RU 2510971 C2

RU 2510971 C2



FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(51) Int. Cl.
G06F 17/40 (2006.01)
E21B 43/00 (2006.01)
G05B 19/00 (2006.01)

(12) **ABSTRACT OF INVENTION**

(21)(22) Application: 2009140781/08, 09.04.2008

(24) Effective date for property rights:
09.04.2008

Priority:

(30) Convention priority:
09.04.2007 US 11/733,154

(43) Application published: 20.05.2011 Bull. № 14

(45) Date of publication: 10.04.2014 Bull. № 10

(85) Commencement of national phase: 09.11.2009

(86) PCT application:
US 2008/059749 (09.04.2008)

(87) PCT publication:
WO 2008/124765 (16.10.2008)

Mail address:

109012, Moskva, ul. Il'inka, 5/2, OOO "Sojuzpatent",
S.V.Istominu

(72) Inventor(s):

**ROBERSON Alan L (US),
DORADO Donejl M (US),
PINEL Dehvid L (US),
OSTRAJKh Ehrik S (US)**

(73) Proprietor(s):

LAFKIN INDASTRIZ, INK. (US)

(54) **IN SITU REAL-TIME COMMUNICATION VIA INTERNET WITH WELL DISPATCHER FOR PERMANENT WELL OPTIMISATION**

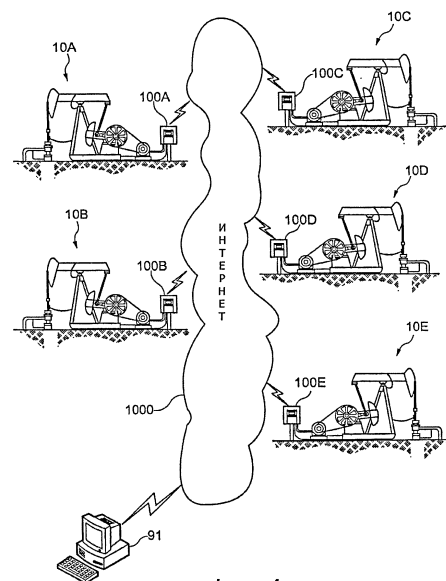
(57) Abstract:

FIELD: physics, communication.

SUBSTANCE: invention relates to remote control over rod pumps, displacement pump, variable-speed drive etc, for example, used for extraction of hydrocarbons and drainage for them to be optimised. Device and method uses independent network server computer integrated with pump controlled arranged at every well in oil field. Well controller controls downhole pump in situ, processes well and pump data, generates surface and well diagrams and transmits reports on extraction, recommendations on improvement of extraction and production statistics at remote locations in Internet. Said controller can make remote requests for output of aforesaid reports via email or Internet messages, for example, at default state.

EFFECT: better serviceability, lower hardware costs.

19 cl, 9 dwg



Фиг. 4

RU 2 510 971 C2

RU 2 510 971 C2

Область техники, к которой относится изобретение

Данное изобретение относится, в общем, к способам и устройствам для дистанционного отслеживания, управления и автоматизации работы насосов, например для добычи углеводородов и осушения, а конкретнее, к контроллеру для штоковых насосов, насосов с поступательной полостью, управления впрыском скважины, приводов с переменной скоростью, измерения газа в скважине и т.п. для их непрерывной оптимизации.

Уровень техники

Углеводороды зачастую добываются из скважин штоковыми насосами, возвратно-поступательными насосами, приводимыми в действие с поверхности насосными блоками, которые перемещают устьевой сальниковый шток вверх и вниз через сальниковую коробку в устье скважины. Эти блоки могут быть преимущественно штокового типа или любого иного типа, который осуществляет возвратно-поступательное перемещение устьевого сальникового штока.

Поскольку возрастающая стоимость более крупных штоковых насосов обычно меньше, чем добавленная стоимость, воплощенная добычей нефти из скважин при наивысшем возможном темпе добычи, штоковые насосные блоки имеют, как правило, размеры для откачки быстрее, нежели могут выдавать скважины. Вследствие этого штоковые насосы периодически перестают откачивать жидкости и всасывают газ в цилиндры через всасывающие клапаны. Выражение «опорожненное» используется для описания состояния, когда уровень жидкости в скважине недостаточен для полного заполнения насосного цилиндра при ходе вверх. На следующем ходе вниз поршень будет воздействовать на поверхность жидкости в неполностью заполненном цилиндре и посылать ударные волны через колонну штоков и других компонентов насосной системы. Этот «удар поршня по жидкости» понижает эффективность добычи скважины и со временем может вызвать такое повреждение приводного блока или скважинного насоса, как сломанные штоки.

Для минимизации текущего опорожнения штоковые насосы обычно управляются неким типом контроллера. Прежние контроллеры состояли из простых контроллеров, таких как временные таймеры, которые запускали и останавливали насосный блок в ответ на выбираемую пользователем программу, позволяя скважине наполняться во время, когда насос выключен. Однако простые временные таймеры не реагируют на действительные условия скважины и не обнаруживают действительные условия опорожнения.

Таким образом, в начале 1970-х гг. появился работоспособный способ управления скважинами с помощью более сложных контроллеров, которые останавливают штоковый насос, когда скважина реально опорожнена. Этот способ известен как управление опорожнением (УО) (РОС). С годами способ УО применял различные алгоритмы для восприятия состояний опорожнения. Некоторые из них включали в себя изменение изменений в поверхностной нагрузке, токе двигателя или скорости двигателя.

В дополнение к движению штокового насоса в состоянии опорожнения другие ненормальные состояния в работе насоса снижают эффективность добычи из скважины. Общие ненормальные состояния включают в себя движение лифтовой колонны, влияние газа, неработающий насос, толчки насоса вверх и вниз, изогнутый цилиндр, залипание насоса, изношенный поршень или нагнетательный клапан, изношенный или расколотый цилиндр, жидкостное трение и трение протягивания. Поскольку многие из этих проблем появляются постепенно и ухудшаются со временем, раннее обнаружение этих проблем может зачастую минимизировать стоимость обслуживания, минимизировать стоимость

неэффективной работы и предотвратить или минимизировать потери добычи.

Традиционно проблемы отыскания повреждений и восстановления насосов требуют подъема всего скважинного блока на поверхность. Не является чем-то необычным иметь мило или более насосных штоков или лифтовых колонн, которые нужно поднять и разобрать по одной или парам из секций длиной двадцать пять или тридцать футов. Этот способ диагностики насосов и отыскания неисправностей является дорогостоящим как с точки зрения трудовых затрат, так и доходов от скважины.

К счастью, множество симптомов исправности насосов и состояний ненормальной работы можно обнаружить за счет точного отслеживания работы насосов, что снижает необходимость в физическом инспектировании компонентов скважинных насосов и понижает стоимость обнаружения неисправностей в скважине. Таким образом, из своего скромного начала простой остановки скважины для предотвращения механического повреждения от удара поршня по жидкости и предотвращения неэффективности, связанной с работой неполностью заполненного насоса, способ УО развился в последней четверти столетия в диагностическую систему со способностями устойчивого к ошибкам управления скважиной. Постепенно выражение «управление опорожнением» заменено выражениями наподобие «диспетчер скважины», «контроллер штокового насоса» и т.п. (Lufkin Automation использует товарный знак SAM® Well Manager для идентификации своей системы управления штоковым насосом). Эти недавние выражения означают больше, нежели управление опорожнением. Более поздние системы обычно включают в себя диагностические способности, и сбор, и анализ рабочих характеристик для работы скважины экономным образом.

Многие из этих интеллектуальных контроллеров скважины отслеживают выполняемую работу или нечто, относящееся к выполняемой работе, как функцию положения устьевого сальникового штока. Эта информация используется, например, для определения того, находится ли скважина в опорожненном состоянии, имеют ли клапаны утечки или вмятины, либо для поиска неисправностей в широком разнообразии иных проблем. Эту информацию обычно представляют и анализируют в виде графика нагрузки устьевого сальникового штока в зависимости от положения устьевого сальникового штока при измерении на поверхности. Для нормально работающего насоса форма этого графика, известная как «поверхностная диаграмма» или «поверхностная динамограмма», обычно имеет нерегулярную эллиптическую форму. Площадь, ограниченная этой кривой, часто называемая площадью поверхностной диаграммы, пропорциональна работе, выполняемой насосом. Многие контроллеры опорожнения используют график поверхностной динамограммы для определения того, когда штоковый насос не заполняется, для отключения насоса на некоторое время. Например, патент США №3.951.209, выданный 20 апреля 1976 года на имя Gibbs, описывает контроллер, который измеряет на поверхности как нагрузку на колонну штоков, так и смещение колонных штоков, чтобы определить состояние опорожнения, и включен сюда посредством ссылки.

Однако поскольку поверхностная диаграмма не всегда является точным представлением нагрузки и смещения опущенной в скважину колонны штоков, в особенности для глубоких скважин, более точное управление скважиной достигается с помощью «скважинной диаграммы», т.е. графика нагрузки в зависимости от смещения колонны штоков при измерении на опущенном в скважину насосе. Скважинная диаграмма чрезвычайно полезна. Ее форма выявляет дефектные насосы, полностью заполненные насосы, заполненные газом или опорожненные скважины, незаякоренную колонну, обрыв штоков и т.п. Далее, скважинная диаграмма может быть полезна для

обнаружения утечек колонны. Количественное вычисление утечки насоса из скважинных диаграмм описано в работе "Quantitative Determination of Rod-Pump Leakage with Dynamometer Techniques" («Количественное определение утечки штоковых насосов динамометрическими методами»), Nolen, Gibbs, SPE Production Engineering, August 1990.

5 Впервые разработанная в 1936 году, скважинная насосная диаграмма непосредственно измерялась динамометром, расположенным в подповерхностном насосе. Измеренные данные извлекались дорогостоящим образом при вытягивании штоков и насоса. Поскольку даже сегодня эти измерения нелегко получить непосредственно, т.к. они требуют дорогостоящей телеметрической системы для
10 трансляции данных на поверхность, разработаны способы вычисления скважинной динамограммы из более легко получаемой поверхностной диаграммы. Один такой способ описан в патенте США №3.343.409 (на имя Gibbs), который включен сюда посредством ссылки. Патент Gibbs использует поверхностные измерения нагрузки и положения колонны штоков для построения скважинной насосной диаграммы; чтобы
15 получить скважинную диаграмму, с помощью компьютера вычисляются решения волнового уравнения, которые удовлетворяют динамометрическим временным изменениям поверхностной нагрузки и положения штоков.

В дополнение к идентификации ненормальных состояний скважины или неправильной работы насосов, наиболее усовершенствованные на сегодня диспетчеры скважин могут
20 также давать заключение о темпах добычи из скважины со значительной точностью за счет использования подповерхностного насоса в качестве измерителя расхода и скважинной диаграммы для вычисления рабочего давления, объема производства жидкости или газа и эффектов усадки нефти. Иными словами, темпы добычи могут определяться непрерывно без использования традиционного измерительного
25 оборудования или тестов добычи. Например, падение темпа добычи может подтверждать механическую проблему, указанную скважинной диаграммой;

опущенный в скважину насос может быть изношен, или может проявиться утечка колонны. Это падение может быть также вызвано изменением в пластовых условиях в зоне дренирования скважины; может уменьшиться восприимчивость скважины к
30 боковой инжекции, что может привести к падению рабочего давления и уменьшению в темпе добычи. Напротив, увеличение производительности, вычисленное диспетчером скважины, может указывать, что скважина реагирует на усилия по вторичной добыче; скважину нужно закачивать более энергично для получения увеличенной добычи, которая доступна. Эти усложненные диспетчеры скважины представляют собой
35 инструменты для многих аспектов добычи нефти, в том числе экономичной работы нефтеносного поля в качестве коммерческого предприятия, соответствия государственным правилам, поиска неисправностей скважины и оценки резервов пласта. Способ предполагаемой добычи с помощью диспетчера скважин раскрыт Гиббсом (Gibbs) в совместно рассматриваемой заявке на патент США №10/940.273, которая
40 включена сюда посредством ссылки.

Важной является способность диспетчеров скважин осуществлять связь с центральным главным компьютером для централизованного управления и получения данных (ЦУИПД) (SCADA). Например, блок диспетчера скважины принимает
поверхностью информацию штока и нагрузки (или эквивалентные измерения), измеряет
45 поверхностную диаграмму, вычисляет скважинную диаграмму и отображает на месте графическое представление поверхностной диаграммы и (или) скважинной диаграммы для удобства и выгоды оператора. Однако выгода от особенностей диспетчера скважин уменьшается, когда оператор должен присутствовать на буровой площадке, чтобы

видеть и анализировать скважинные данные. Диспетчер скважины с возможностью ЦУИПД, с другой стороны, может автоматически передавать скважинные данные к удаленной управляющей станции. ЦУИПД позволяет как отображать на месте для ручной регистрации, так и автоматически посылать в удаленное центральное местоположение информацию о подповерхностном насосе, в том числе рабочие характеристики скважины и насоса, предполагаемый темп добычи во времени и поверхностную и скважинную диаграммы. Далее, система ЦУИПД может конфигурироваться для отправки аварийных сигналов, позволяя своевременно оповещать о проблемах. Управляющие сигналы можно также посылать с центральной станции управления к диспетчеру скважины. Способность ЦУИПД снижает или исключает необходимость людям посещать буровую площадку, чтобы определить состояние в контроллере, и приводит к нескольким преимуществам, в том числе снижению задержек в извещении оператора об аварийных или тревожных состояниях, увеличению точности данных рассеянных диспетчеров скважин, понижению затрат на управление нефтяными полями и минимизации необходимости оператору посещать потенциально вредные буровые площадки. Таким образом, наиболее усложненные диспетчеры скважин имеют встроенную способность ЦУИПД для передачи данных по радио, проводам или телефону. Эта телеметрическая способность делает возможным для одного или нескольких компьютеров извлекать данные из контроллера, получать состояние операций, выдавать управляющие команды, отслеживать тревожные ситуации и выдавать отчеты.

Хотя нынешние системы ЦУИПД обеспечивают некоторую дистанционную связность между удаленным местоположением диспетчеров скважин в нефтяном поле, они в общем применяют дорогостоящее патентованное аппаратное обеспечение и ВЧ-радиоустройства ближнего действия с малой полосой частот. Типичные системы ЦУИПД представляют собой опросные системы, которые могут только опрашивать каждую скважину несколько раз каждый день для извлечения динамометрических и иных качественных данных. Поэтому скважинные насосные диаграммы могут в среднем просматриваться в центральном местоположении посредством ЦУИПД лишь несколько раз каждый день.

Поэтому желательно обеспечить более высокую пропускную способность и непрерывную связь с диспетчером скважин за счет эксплуатации нынешней Интернет технологии. Такая технология, скомбинированная с усложненными диспетчерами скважин, позволила бы собирать больше данных скважин в центральном местоположении при более низкой стоимости. Несколько патентов обращены на соединение нефтяного поля с Интернетом. Например, патент США №6.857.474, выданный на имя Bramlett et al. 22 февраля 2005 года, раскрывает диспетчер скважины для штокового насоса со способностью отображать графическую насосную диаграмму на удаленном выходном дисплее по Интернет-линии 131 и включен сюда посредством ссылки. Однако рассмотрение Bramlett ограничено использованием Интернета для дистанционного отображения графических поверхностной и скважинной диаграмм; патент Bramlett не раскрывает отправку отчетов о добыче скважины, статистики, диагностики насосов, сигналов тревоги, неисправности и прочих данных от диспетчера скважин удаленным пользователям по Интернету или получение управляющих данных в диспетчере скважин от удаленных пользователей по Интернету.

Способ согласно патенту США №7.096.092, выданному на имя Ramakrishnan et al. 22 августа 2006 года, иллюстрируется на фиг.1. Патент Ramakrishnan раскрывает способ управления нефтяными полями, включающий в себя установку датчиков (50) нефтяного

поля на нефтяных скважинах (60, 61, 62), соединение датчиков (50) с компьютерными контроллерами (52) в скважинах (60, 61, 62) для сбора данных и анализа данных и соединение нескольких местных контроллеров (52) нефтяного поля с центральным сетевым сервером (54). Доступ к данным нефтяного поля в реальном времени
5 обеспечивается для удаленного компьютера (56) по Интернету (1000). Исходные данные, частично проанализированные данные или полностью проанализированные данные доступны дистанционно. Местные контроллеры (52) программируются параметрами для анализа данных и автоматического определения наличия аномалий. При обнаружении появления аномалии местные контроллеры (52) программируются на
10 извещение через центральный сетевой сервер (54) оператора посредством электронной почты, пейджера, телефона и т.п. Если не принимается никакого ответа на это извещение в запрограммированном периоде времени, местные контроллеры (52) автоматически предпринимают заранее запрограммированное корректирующее действие. Патент Ramakrishnan не раскрывает, что контроллеры адаптируются для управления штоковыми
15 насосами или что контроллеры вычисляют скважинную и поверхностную диаграммы или прогнозируют добычу.

Патент США №6.967.589, выданный на имя Peters 22 ноября 2005 года и проиллюстрированный на фиг.2, раскрывает систему для слежения за газовыми / нефтяными скважинами местными следящими блоками (58), расположенными в каждой
20 скважине (61, 62), центральный расположенный в поле трансляционный блок (64) в беспроводной ВЧ-связи ближнего действия с несколькими следящими блоками (58) и главный интерфейс, связанный (66) с трансляционным блоком (64) по Интернету (1000). Следящие блоки (58) собирают данные, касающиеся состояния газовых / нефтяных скважин (61, 62) и осуществляют беспроводную передачу данных к трансляционному
25 блоку (64). Трансляционный блок (64), в свою очередь, соединяется с главным интерфейсом (66) по Интернету (1000) и передает эти данные. Т.е. центральный полевой трансляционный блок (64), реализованный на основе веб-приложений, используется для многочисленных следящих за скважинами блоков (58). Каждый следящий блок (58) может передавать информацию по требованию или после восприятия тревожного
30 состояния. Трансляционный блок (64) может запрашивать информацию из следящего блока (58) или реагировать на настораживающую передачу, посланную ему либо с главного интерфейса (66), либо следящим блоком (58). Главный интерфейс (66) принимает данные от трансляционного блока (58) для выдачи данных оператору. Патент Peters не раскрывает, что диспетчеры (58) скважин приспособлены для
35 управления штоковыми насосами или что они вычисляют скважинную и поверхностную диаграммы или прогнозируют добычу.

Также проиллюстрированный на фиг.2 патент США №6.898.148, выданный на имя Hill et al. 24 мая 2005 года, раскрывает систему передачи данных для использования с нефтяной или газовой скважиной (60), включающую в себя опущенные в скважину
40 датчики (67), которые осуществляют связь через традиционный беспроводной интерфейс ЦУИПД (68) с местным Интернет-сервером (64), расположенным в нефтяном поле. Иными словами, полевой сервер (64), реализованный на основе веб-приложений, используется для обслуживания многочисленных скважин. Интернет-сервер (64) действует для передачи данных, регистрируемых в удаленных точках, для отображения.
45 Патент Hill не раскрывает контроллеры, приспособленные для управления штоковыми насосами или для вычисления скважинной или поверхностной диаграмм.

На фиг.3 патент США №6.873.267, выданный на имя Tubel et al. 29 марта 2005 года, показывает систему для слежения и управления скважинами (63, 65) по добыче

углеводородов из первого удаленного местоположения (70), включающую в себя системы (72, 74) поверхностного управления и получения данных, каждая с одним или несколькими датчиками или скважинными приборами (76, 78) управления потоком. Системы (72, 74) поверхностного управления и получения данных находятся в спутниковой связи с удаленным контроллером (80), размещенным во втором удаленном местоположении (82). Удаленный контроллер включает в себя сетевой сервер Интернета для обеспечения доступа конечным пользователям в первом удаленном местоположении (70) по Интернету (1000). Интернет-сервер (80) размещен в удаленном местоположении, не на месте каждой скважины (63, 65) и не в системах (72, 74) поверхностного управления и получения данных. Патент Tubel не раскрывает, что система приспособлена для управления штоковыми насосами или для вычисления скважинной и поверхностной диаграмм.

Наконец, патент США №6.498.988, выданный на имя Robert et al. 24 декабря 2002 года, раскрывает метод централизованной обработки и анализа на серверном компьютере инженерных данных с нефтяного поля, переданных по Интернету с клиентских компьютеров в распределенных местоположениях. Эти данные обрабатываются в удаленном серверном вычислительном устройстве, а результаты сообщаются по Интернету клиентскому вычислительному устройству. Хотя каждый удаленный клиентский компьютер имеет Интернет-соединение, они не функционируют как Интернет-серверы, а данные не обрабатываются на месте.

Цели, обеспечиваемые некоторыми вариантами осуществления изобретения

Первостепенная цель изобретения состоит в обеспечении диспетчера скважины для управления штоковым насосом с постоянной и непосредственной связью по Интернету и способностью действовать в качестве Интернет-сервера, чтобы диспетчер скважины мог выполнять роль ведущего узла для удаленного пользователя по Интернету в любое время откуда угодно в мире, чтобы обеспечить удаленному оператору неограниченный доступ к критическим рабочим данным.

Другая цель изобретения состоит в обеспечении диспетчера скважины, который обрабатывает скважинные данные на буровой площадке и требует мало или не требует последующей обработки собранных данных.

Еще одна цель изобретения состоит в оценке необходимости в специализированных или пользовательских протоколах ЦУИПД и способах соединения аппаратного обеспечения, таких как последовательная связь, либо иных способах связи типа опроса для выдачи данных на удаленное центральное местоположение.

Еще одна цель изобретения состоит в обеспечении блока диспетчера скважины, который требует только стандартной коммерческой технологии серийного компьютера.

Еще одна цель изобретения состоит в обеспечении диспетчера скважины, имеющего компьютер со стандартными свойствами сети, управления и безопасности, которые не требуют никакого специализированного знания или тренировки за пределами того, чем обычно обладает персонал корпоративной информационной технологии (ИТ) (IT), чтобы обеспечить диспетчеру скважины легко встраиваться в существующие корпоративные ИТ-системы.

Еще одна цель изобретения состоит в обеспечении диспетчера скважины, который работает полностью независимо от всех остальных управляющих систем.

Еще одна цель изобретения состоит в обеспечении диспетчера скважины, который генерирует на месте оперативную обработку данных и сообщает и отображает их на выходном дисплее на скважине или дистанционно по Интернету.

Еще одна цель изобретения состоит в обеспечении диспетчера скважины, который

осуществляет связь с удаленным пользователем с помощью стандартных электронных писем о тревоге, текстовых SMS сообщений или других общих переносчиков сообщений по Интернету, чтобы снабдить удаленного пользователя предупреждениями и сообщениями в реальном времени, генерируемыми непосредственно блоком диспетчера скважин, тем самым исключая необходимость в постоянном слежении персонала за скважиной и в дорогостоящих аппаратных системах.

Еще одна цель изобретения состоит в обеспечении диспетчера скважины, где все данные и установки доступны через Интернет-интерфейс для снижения стоимости технического обслуживания за счет исключения требования в физическом присутствии для поиска неисправностей или реконфигурации диспетчера скважины.

Еще одна цель изобретения состоит в обеспечении диспетчера скважины, который извлекает, сохраняет, организует и обрабатывает данные на месте в реальном времени, обеспечивая отчеты, совместимые с готовыми программными продуктами, такими как Excel®, Word®, Access® и т.п.

Еще одна цель изобретения состоит в обеспечении диспетчера скважины, который использует пользовательское программное обеспечение, такое как SROD или DIAG, на конкретных данных для определения возможностей оперативных улучшений и увеличенной эффективности.

Еще одна цель изобретения состоит в обеспечении диспетчера скважины с оперативно обратным совместимым ЦУИПД.

Раскрытие изобретения

Вышеуказанные цели, а также иные признаки изобретения встроены в устройство и систему для управления скважинами со штоковыми насосами, включающие в себя насосный контроллер диспетчера скважины, который имеет компьютерную систему со схемой получения и управления данными для сбора данных от штокового насоса и управления штоковым насосом. Предпочтительно диспетчер скважины вычисляет скважинные или поверхностные насосные диаграммы для управления опорожнением. Компьютерная система обеспечивает обработку скважинных данных на месте и генерирует полный набор скважинных и пластовых рабочих управленческих отчетов в дружественном к пользователю формате из собранных данных штокового насоса для выдачи анализа, диагностики и рекомендаций для оптимизации показателей скважины. Компьютерная система также включает в себя Интернет-сервер большой пропускной способности для выборочного и безопасного обеспечения удаленному компьютерному клиенту доступа к диспетчеру скважины по Интернету для запрашивания скважинных данных, управления скважиной и конфигурации диспетчера скважин. Диспетчер скважин может также выдавать сообщения, предупреждения и тревоги удаленному оператору посредством, например, электронной почты, текстовых сообщений или мгновенных Интернет-сообщений во время состояний отказа штокового насоса.

В нефтяном поле с множеством скважин каждый штоковый насос имеет отдельный и выделенный диспетчер скважины со встроенным Интернет-сервером, который не зависит от всех остальных. Эта система исключает необходимость в традиционных ЦУИПД.

Краткое описание чертежей

Изобретение подробно описано здесь на основе вариантов осуществления, представленных на сопровождающих чертежах.

Фиг.1 является условной схемой, иллюстрирующей установку уровня техники, в которой скважинные датчики связаны со схемой, размещенной локально на скважине,

со скважинной схемой для нескольких скважин в нефтяном поле, соединенной с центральным Интернет-сервером.

Фиг.2 является условной схемой, иллюстрирующей установку уровня техники, в которой скважинные датчики связаны со схемой, размещенной локально на скважине, которая передает данные по беспроводным ВЧ или ЦУИПД линиям в центральный Интернет-сервер, который обслуживает нефтяное поле с множеством скважин.

Фиг.3 является условной схемой, иллюстрирующей установку уровня техники, в которой скважинные датчики осуществляют связь с поверхностными управляющими схемами, которые, в свою очередь, передают данные через спутник к удаленному Интернет-серверу.

Фиг.4 является условной схемой согласно предпочтительному варианту осуществления изобретения, иллюстрирующей множество штоковых насосов, каждый с диспетчером скважины, имеющим встроенный Интернет-сервер, который при этом осуществляет связь с удаленным клиентом по Интернету.

Фиг.5 является условной схемой согласно предпочтительному варианту осуществления изобретения, иллюстрирующей местный диспетчер скважины, приспособленный управлять штоковым насосом, размещенный вблизи от скважины и включающий в себя встроенный в него Интернет-сервер.

Фиг.6 является видом в перспективе контроллера скважины согласно варианту осуществления изобретения, показывающим экран компьютерного дисплея и входную клавиатуру, заключенные в защищенный от атмосферных воздействий корпус.

Фиг.7 является условной функциональной схемой компьютерной архитектуры диспетчера скважины согласно варианту осуществления изобретения.

Фиг.8 является условной функциональной схемой программного обеспечения диспетчера скважины согласно варианту осуществления изобретения.

Фиг.9 является блок-схемой алгоритма, показывающей типичное осуществление связи между диспетчером скважины по фиг.5-8 и удаленным клиентским компьютером.

Описание предпочтительных вариантов осуществления изобретения

Фиг.4 иллюстрирует несколько штоковых насосов согласно предпочтительному варианту осуществления изобретения. Штоковые насосы 10А, 10В, 10С, 10D и 10Е снабжены каждый диспетчером 100А, 100В, 100С, 100D и 100Е скважины соответственно. Каждый диспетчер 100А, 100В, 100С, 100D и 100Е скважины предпочтительно обеспечивает управление опорожнением и управление скоростью работы штоковых насосов 10А, 10В, 10С, 10D и 10Е соответственно для согласования скорости добычи со скоростью заполнения скважины.

В отличие от существующих установок по фиг.1-3 каждый диспетчер 100А, 100В, 100С, 100D и 100Е скважины включает в себя встроенный Интернет-сервер, который интеллектуально обрабатывает запрос от удаленного клиента на скважинные данные, отформатированные языком разметки гипертекста (HTML) или в иных дружественных к пользователю форматах сообщения.

Фиг.5-7 иллюстрируют предпочтительный вариант осуществления изобретения. Фиг.5 показывает типичную систему штоковых насосов, обозначенную в целом ссылочной позицией 10, включающую в себя первичный двигатель 12, как правило, электродвигатель. Выходная мощность из первичного двигателя 12 передается ремнем 14 к коробке 16 передач. Коробка 16 передач понижает скорость вращения, вырабатываемую первичным двигателем 12, и придает вращательное движение уравнивателю насосного блока, противовесу 18 и кривошипу 20, которые шарнирно соединены с концом 22 коленчатого вала коробки 16 передач. Вращательное движение

кривошипа 20 преобразуется в возвратно-поступательное движение посредством балансира 24. Кривошип 20 соединен с балансиром 24 посредством шатуна 26. К качалке 28 и тросу 30 подвешен устьевой сальниковый шток 32, который проходит через сальниковую коробку 34.

5 Колонна 36 насосных штоков подвешена на устьевом сальниковом штоке 32 в колонне 38 труб, расположенной в обсадной трубе 40. Колонна 38 труб может удерживаться стационарно в обсадной трубе 40 за счет якоря 37. Колонна 36 штоков соединена с поршнем 42 подповерхностного насоса 44. Насос 44 включает в себя нагнетательный клапан 48 и насосный цилиндр 50. В цикле возвратно-поступательного
10 движения этой конструкции, включающей в себя балансир 24, устьевый сальниковый шток 32, колонну 36 штоков и насосный поршень 42, жидкости поднимаются на ходе вверх. Когда на ходе вверх происходит наполнение насоса между нагнетательным клапаном 46 и всасывающим клапаном 48, жидкость захватывается над всасывающим клапаном 48. Часть этой жидкости размещена над нагнетательным клапаном 46, когда
15 этот нагнетательный клапан движется вниз. Затем эта жидкость поднимается к поверхности на ходе вверх.

Первичный двигатель 12 насосной системы 10 оперативно управляется расположенным на месте диспетчером 100 скважины. Диспетчер 100 скважины может использовать любое число методологий управления скважиной, в том числе управление
20 первичным двигателем 12 на основе поверхностных диаграмм, скважинных диаграмм или мощности двигателя. Патент США №3.951.209, выданный на имя Gibbs, который описывает управление насосом посредством поверхностных диаграмм, и патент США №5.252.031, выданный на имя Gibbs, который описывает управление насосом посредством скважинных диаграмм, включены сюда посредством ссылки.

25 Диспетчер 100 скважины включает в себя компьютерную систему 102 (фиг.7). Компьютерная система 102 собирает данные от штокового насоса 10 и посылает управляющие сигналы на штоковый насос 10. Компьютерная система 102 обеспечивает также обработку скважинных данных на месте, генерирование полного набора рабочих отчетов по управлению скважиной и пластом из собранных данных штокового насоса.
30 Далее, компьютерная система 102 функционирует как Интернет-сервер с высокой пропускной способностью, который выполняет функции ведущего серверного программного приложения для выборочного и безопасного обеспечения доступа удаленного клиентского компьютера 91 к серверу по Интернету 1000 для передачи скважинных данных и отчетов. Компьютерная система 102 предпочтительно имеет
35 емкость памяти и функциональные способности по меньшей мере настольного компьютера для поддержания большого числа входных и выходных каналов, выполнения поточных математических вычислений и сохранения связи по Интернету с высокой пропускной способностью.

На фиг.6 диспетчер 100 скважины идеально снабжен местным дисплейным монитором
40 120 и входной клавиатурой, клавишной панелью и (или) входным указательным устройством 122, которые оперативно соединены с компьютерной системой 102 для взаимодействия с местным оператором. Диспетчер 100 скважины, как правило, встроен в единое шасси электроники, заключенной в защищенный от атмосферных воздействий корпус 101. Диспетчер скважины может также включать в себя беспроводный местный
45 интерфейс для улучшения эффективности полевого оператора, например связь типа Bluetooth.

Фиг.7 представляет собой блок-схему, которая иллюстрирует архитектуру предпочтительного варианта осуществления компьютерной системы 102, хотя при

необходимости можно использовать и иные архитектуры. Компьютерная система 102 включает в себя центральный процессор (ЦП) (CPU) 104, который соединен с различными шинами посредством набора микросхем северного моста 150 и южного моста 152. ЦП 104 оперативно связан с энергозависимой памятью 106 высокоскоростной шиной 107 памяти и с видеодисплеем 120 графической шиной 121, такой как скоростная шина Accelerated Graphics Port (AGP) или Peripheral Component Interconnect (PCI).

ЦП 104 оперативно соединен с несколькими иными устройствами или шинами на более медленной Шине обратной стороны (BSB), т.е. через юный мост 152. Например, клавишная панель 122, энергонезависимая память 108 и сетевой интерфейс 105 непосредственно связаны с южным мостом 152. Сетевой интерфейс 105 является предпочтительно стандартным интерфейсом с возможностью использования Transmission Control Protocol over Internet Protocol (TCP/IP), который доступен для способов аппаратной или беспроводной сетевой связи. Опциональная универсальная последовательная шина (УГОН) (USB) 154 соединяет порты 156 USB с южным мостом 152, а опциональный накопитель 158 на жестком диске или компакт-диске (CD) соединен с BSB шины 160 встроенной электроники управления диском (IDE) (известной также как Advanced Technology Attachment). Схемы 110, 112 получения и управления входными и выходными данными предпочтительно соединены с южным мостом 152 шиной 162 PCI. Хотя это и не показано, компьютерная система 102 включает в себя источник питания со схемой управления параметрами электропитания, которая, как правило, принимает мощность на линии и подает мощность постоянного тока с низким напряжением в другие компоненты компьютерной системы 102.

ЦП 104 предпочтительно является микропроцессором или микроконтроллером, хотя можно использовать и электронные логические схемы специального назначения. Как общеизвестно в области компьютеров, процессор 104 исполняет программные коды, извлеченные из запоминающего устройства 106, 108, 158 для взаимодействия с пользователем, управления и приема входных данных и доступа, манипулирования, сохранения, переноса и отображения данных на внешних устройствах. Размер слова ЦП может быть в диапазоне от 8 до 64 битов, но компьютерная система 102 предпочтительно способна обрабатывать слова достаточного размера, чтобы точно и своевременно управлять штоковым насосом 10 (фиг.5), обрабатывать скважинные данные и выполнять все услуги Интернет-сервера в реальном времени.

Память 106, 108, 158 используется для сохранения входных данных, обработанных данных и программного обеспечения в виде команд для процессора. Компьютерная система 102 в идеале включает в себя как энергозависимую память 106, такую как оперативное запоминающее устройство (ОЗУ) (RAM), которая вследствие своей высокой скорости и легкости программирования в первую очередь используется для хранения входных данных и часто меняющегося программного обеспечения цифровой управляющей логики, так и энергонезависимую память 108, такую как память на комплементарной структуре «металл-окисел-полупроводник (КМОП) (CMOS) с резервным батарейным питанием или электрически стираемое программируемое постоянно запоминающее устройство (ЭСППЗУ) (EEPROM), которая сохраняет память без питания от компьютерного источника питания. КМОП память и ЭСППЗУ являются предпочтительными для хранения данных или программного кода, который, как ожидается, меняется нечасто. Компьютерная система 102 может также включать в себя энергонезависимое постоянно запоминающее устройство (ПЗУ) (ROM). Микросхемы ПЗУ, которые нельзя перепрограммировать, предпочтительны для хранения низкоуровневых интерфейсных программ, часто именуемых встроенными программами,

которые содержат конкретные команды, чтобы обеспечить высокоуровневое программное обеспечение цифровой управляющей логики для доступа и управления конкретной частью оборудования. Например, микросхема 115 базовой системы ввода-вывода (BIOS), используемая для обеспечения низкоуровневых команд запуска для ЦП 104, иногда предусматривается на микросхеме ПЗУ. Другие устройства памяти, такие как магнитные или оптические массовые запоминающие устройства 158, опционально включаются в компьютерную систему 102 для хранения программного кода и данных. Могут также использоваться сетевые запоминающие устройства, доступ к которым осуществляется через сетевой интерфейс 105. Программный код и данные, происходящие из энергонезависимой памяти 108, привода жесткого диска или CD 158 или через сетевой интерфейс 105, обычно переносятся в ОЗУ 106 для более быстрой работы компьютерной системы 102. Т.к. компьютерные системы 102 общеизвестны в уровне техники, они далее здесь не обсуждаются.

Во время управления штоковым насосом 10 со стороны диспетчера 100 скважины (фиг.5) ЦП 104 непрерывно сканирует состояние всех входных устройств, соединенных со схемой 110 получения входных данных, коррелирует принятый вход с управляющей логикой в памяти 106 и вырабатывает подходящие выходные отклики, нужные для управления насосом 10, через выходную управляющую схему 112, как показано на фиг.5 и 7, типичные входные цепи включают в себя датчик 93 нагрузки на устьевом сальниковом штоке 32 и уклономер 94 на балансире 24, хотя могут использоваться и другие входные цепи. Входная схема 110 предпочтительно включает в себя один или несколько аналого-цифровых преобразователей (АЦП) (ADC) 111 для обеспечения способности отслеживать аналоговые электронные сигналы и несколько входных вентилях 109 цифровой логики для приема цифровых сигналов, что обеспечивает вход от почти любого датчика, монитора, зонда или преобразователя. Вход датчика в диспетчер 100 скважины может быть либо в дискретной, либо в непрерывной форме или в комбинации их обоих. Дискретные входные сигналы могут поступать от клавиш, микровыключателей, ограничителей хода, фотоэлементов, близостных выключателей, датчиков углового положения, опциональных шкал либо, например, датчиков давления. Непрерывные входные сигналы могут поступать от таких источников, как тензодатчики, преобразователи координат, термомпары, измерительные преобразователи, резистивные мосты, потенциометры или вольтметры.

Диспетчер 100 скважины проверяет состояние набора входных сигналов и на основе этого состояния и команд, закодированных в программном обеспечении 200 цифровой управляющей логики, приводит в действие или регулирует набор выходных сигналов для приведения в действие такого аппаратного обеспечения, как соленоиды и приводная схема двигателя переменной скорости. Выходная управляющая схема 112 предпочтительно включает в себя один или несколько цифро-аналоговых преобразователей (ЦАП) (DAC) 113 для генерирования аналоговых выходных сигналов и несколько выходных вентилях 114 цифровой логики для выведения цифровых сигналов, чтобы диспетчер 100 скважины мог соединяться почти с любым аналоговым или цифровым устройством в поле для целей управления. Выходная управляющая линия 92 для выдачи управляющего сигнала для регулировки скорости двигателя 12 переменной скорости показана на фиг.5 и 7.

Диспетчер 100 скважины может обеспечивать регулирование с разомкнутой цепью, регулирование с замкнутой цепью или их комбинацию. При регулировании с разомкнутой цепью диспетчер 100 скважины выдает команды на компоненты штокового насоса, но не имеет средств оценки результатов этих команд, не предусмотрено обратной

связи по информации, касающейся, например, перемещения управляемого элемента. При регулировании с замкнутой цепью, называемой также регулированием с обратной связью, диспетчер 100 скважины выдает командный сигнал для действительно измеренного перемещения и положения приводимого в действие компонента. Разность составляет сигнал ошибки, который подается назад в диспетчер 100 скважины для регулировки командного сигнала до тех пор, пока существует ошибка. Регулирование с замкнутой цепью обычно требуется для использования серводвигателя. Устройства обратной связи обыкновенно используются для измерения перемещения или положения компонента, называются преобразователями координат, кодерами, измерительными преобразователями mductosyn® или оптическими шкалами, и любые из этих, иных подходящих устройств их комбинации используются с диспетчером 100 скважины при необходимости. Т.к. управляющие системы в общем и компьютеризированное получение данных и управление в частности общеизвестны из уровня техники, конкретные подробности здесь не рассматриваются.

Диспетчер 100 скважины включает в себя компьютерное программное обеспечение 200 как составную часть системы. Фиг.5 иллюстрирует диспетчер 100 скважины. Фиг.7 является функциональной блок-схемой предпочтительного варианта осуществления компьютерной системы 102, а фиг.8 является функциональной блок-схемой предпочтительного варианта осуществления программного обеспечения 200. На фиг.5, 7 и 8 совместно программный код 200 размещен в ОЗУ 106, энергонезависимой памяти 108, накопителе на жестком диске, CD или в ином носителе 158 массовой памяти. Помимо того, программное обеспечение 200 может храниться на отдельном компьютере, и к нему можно обращаться по Интернету 1000 через сетевой интерфейс 105. Компьютерное программное обеспечение 200 служит нескольким целям, в том числе извлечение скважинных данных из входной цепи, преобразование и отображение данных на компьютерных мониторах, генерирование отчетов, выдача команд управления для штокового насоса и передача данных удаленному пользователю по Интернету. Компьютерное программное обеспечение 200 включает в себя операционную систему (ОС) (OS) 210, приложение 220 диспетчера скважины, приложение 230 сетевого сервера, опциональное приложение 240 сетевого браузера и опциональное приложение 250 сетевого брандмауэра.

Операционная система 210 управляет компьютерными ресурсами, периферийными устройствами и исполнением программных приложения для компьютерной системы 102. Операционная система 210 является предпочтительно такой ОС промышленного стандарта, как операционная система Linux®, Unix®, Windows® или Macintosh®. Поскольку технология ОС является общим местом и общепонятна в уровне техники, операционную систему 210 здесь больше не обсуждают.

Программное обеспечение 200, выполняемое на компьютерной системе 102, генерирует локальный пользовательский интерфейс 180, 180', который отображается на мониторе 120 (фиг.6) на буровой площадке. В предпочтительном варианте осуществления локальный пользовательский интерфейс 180 представляет собой графический пользовательский интерфейс (ГПИ) (GUI), построенный из стандартного дисплея оконного типа и механизмов управления, включающих в себя окна, клиентские окна, кадры, иконки, кнопки, поля для отметки, радио кнопки, полосы прокрутки, выпадающие меню, вытягиваемые меню, ярлыки папок, столбцовые диаграммы, подокна, панели, формы, ползуны, блоки выбора, диалоговые блоки, текстовые блоки, списочные блоки, линейки меню, «советчики» и т.п. Графический пользовательский интерфейс предпочтительно строится с помощью объектно-ориентированного языка,

такого как C++ для ОС Microsoft® Windows®, Linux® или Unix®. Графический пользовательский интерфейс 180 может генерироваться стандартным приложением 240 сетевого браузера, таким как Internet Explorer® или Netscape®, выполняемым на компьютерной системе 102, которое отображается как код языка гипертекстовой разметки (HTML) сетевой страницы, генерируемый одновременно приложением 220 диспетчера скважины и приложением 230 сетевого сервера, либо, альтернативно, графический пользовательский интерфейс 180' может генерироваться непосредственно приложением 220 диспетчера скважины (с помощью ресурсов ОС 210 при необходимости). В другом варианте осуществления (не проиллюстрированном) локальный пользовательский интерфейс может состоять полностью из дисплея с унаследованными знаками и графикой и клавиатурным управлением, а не из интерфейса с окнами. В данном случае локальный пользовательский интерфейс получается без использования приложения 240 браузера. Поскольку пользовательский интерфейс и объектно-ориентированное программирование общеизвестны в данной области, подробности построения пользовательских интерфейсов здесь больше не обсуждаются.

Программное приложение 220 диспетчера скважины предпочтительно представляет собой пакет расширенных программ и файлов, которые управляют штоковым насосом 10 (фиг.5), генерируют локальный пользовательский дисплей 180, 180', анализируют скважинные данные, предоставляют пользовательские отчеты по Интернету удаленным пользователям, посылают сигналы тревоги и предупреждения удаленным пользователям и принимают управляющие команды по Интернету от удаленных пользователей для управления штоковым насосом. Программное приложение 220 диспетчера скважины предпочтительно включает в себя модуль 221 управления скважиной, семейство файлов 223 форм HTML с гиперссылками, размещенных в директории сетевой страницы, обращение к которой осуществляется приложением 230 сетевого сервера, и ряд сценариев командного процессора общего шлюзового интерфейса (ОШИ) (CGI) или компилированные программы (227), размещенные в директории cgi-bin, которые выборочно исполняются, чтобы преобразовать статические в других случаях файлы 223 форм HTML в динамический пользовательский интерфейс при отображении в сетевом браузере.

Модуль 221 управления скважиной представляет собой заказную программу, которая предпочтительно обеспечивает способности управления опорожнением и оптимизации добычи, автоматическое тестирование скважины, слежение и управление компрессором, трендовый анализ и анализ насосной системы. В приложениях штоковых насосов, например, выполняется собственное оптимизационное программное обеспечение, такое как SROD и DIAG, за каждым ходом насосного блока, чтобы определить оптимальную скорость накачки, должен ли блок быть выключен или продолжать работу, величину добычи через насос, давление на входе в насос, механическую эффективность и возможности для усовершенствований в работе и повышенной эффективности. Например, приложение диспетчера скважины описано в заявке на патент США №10/940.273, поданной 5 января 2005 на имя Gibbs et al., озаглавленной «Прогнозируемые темпы добычи скважины со штоковым насосом с поверхности и информация насосной диаграммы», которая включена сюда посредством ссылки.

Диспетчер 100 скважины собирает огромные массивы данных штокового насоса во входной цепи 110 для анализа программным приложением 220 диспетчера скважины. Приложение 220 диспетчера скважины извлекает, сохраняет, организует и обрабатывает данные на месте в реальном времени, предоставляя отчеты, совместимые с готовыми программными продуктами, такими как Excel®, Word®, Access® и т.д. Приложение 220

диспетчера скважины генерирует и делает доступным локально большое число отчетов из собранных данных, позволяя пользователю запрашивать и форматировать скважинные данные и графически отображать тренды с чрезвычайной гибкостью. Опциональное приложение 225 реляционной базы данных, такое как MySQL®, может
5 быть встроено в приложение 220 диспетчера скважины, чтобы упростить обращение с большим количеством собранных скважинных данных. Т.к. реляционные базы данных общеизвестны в технике, база 225 данных не обсуждается здесь больше.

Программное обеспечение 200 включает в себя приложение 230 сетевого сервера, которое дает возможность пользователям на удаленном компьютере 91 (фиг.5)
10 обращаться к диспетчеру 100 скважины для загрузки команд управления и пересылки скважинных данных и отчетов. Apache представляет собой популярное свободно распространяемое сетевое серверное приложение гипертекстового транспортного протокола (ГТП) (HTTP), которое используется с ОС Linux, Windows и другими операционными системами. Используя стандартные сетевые протоколы Ethernet и TCP/
15 IP, диспетчер 100 скважины соединяется с Интернетом 1000 и назначает статический адрес Интернет-протокола (ИП) (IP), обеспечивающий прямую входящую связь с блоком на буровой площадке. Эта схема адресации исключает необходимость в специализированных и собственных протоколах SCADA и способах аппаратного соединения, таких как прямая последовательная связь, аналоговая радиосвязь или
20 другие способы связи опросного типа. Со связью, управляемой приложением 230 сетевого сервера, диспетчер 100 скважины доступен через статический IP-адрес откуда угодно в мире, где есть доступ к Интернету. Поскольку приложения сетевого сервера являются общим местом и общеизвестны в технике, приложение 230 сетевого сервера не обсуждается здесь больше.

Диспетчер 100 скважины может включать в себя сетевой брандмауэр для своей
25 защиты от несанкционированного вторжения и действий компьютерных хакеров. Этот брандмауэр может быть программным приложением 250 брандмауэра, исполняемым компьютерной системой 102, или он может быть отдельным и независимым аппаратным брандмауэром 190, оперативно включенным между сетевым интерфейсом 105
30 компьютерной системы 102 и Интернетом 1000. Независимо от типа установленного брандмауэра этот брандмауэр является предпочтительно коммерческим готовым продуктом и обеспечивает управляемый доступ к диспетчеру 100 скважины с помощью множества известных способов сетевой безопасности, таких как смена пользователей и паролей, доступ к виртуальной частной сети (ВЧС) (VPN), доступ по отфильтрованным
35 IP-адресам и т.п. Иными словами, диспетчер 100 скважины защищается для исключения несанкционированного доступа таким же образом, как защищается и обычный компьютер с помощью существующих или будущих общих продуктов сетевой защиты. Поскольку сетевые брандмауэры общеизвестны в технике, брандмауэр 190, 250 не обсуждается здесь больше.

Фиг.9 является блок-схемой алгоритма, иллюстрирующей примерную
40 последовательность связи между удаленным пользователем на компьютере 91 и диспетчером 100 скважины согласно одному варианту осуществления изобретения. На фиг.8 и 9 приложение 230 сетевого сервера и приложение 220 диспетчера скважины работают сообща для обеспечения безопасного дистанционного доступа по Интернету
45 к диспетчеру 100 скважины. Сетевой сервер 230 обеспечивает начальное обращение с регистрацией к удаленному клиентскому компьютеру 91. Когда удаленный клиент 91 отождествлен, начальный или по умолчанию файл 224 HTML передается сетевым сервером 230 к этому удаленному клиентскому компьютеру. Начальный файл 224

HTML может включать в себя текущие скважинные данные и состояние, выданные приложением 220 диспетчера скважины. Другими словами, файл 224 HTML по умолчанию не обязательно является статическим или неизменным файлом. Начальный файл 224 HTML, отображаемый как сетевая страница в приложении 241 сетевого браузера, выполняемом на удаленном клиентском компьютере 91, формирует удаленный пользовательский интерфейс 181. Сетевой сервер 230 выдает запросы от удаленных пользователей через одну или несколько сетевых страниц 223. Диспетчер 220 скважины интерпретирует каждый запрос с помощью сценариев или программ 227 CGI и выбирает, анализирует, сортирует и кодирует скважинные данные в формате HTML в ответ на этот запрос. Сетевой сервер 230 передает генерированный код HTML по Интернету 1000 к удаленному компьютеру 91 для отображения в выполняемом на нем приложении 241 сетевого браузера. Таким образом, дисплей удаленного пользовательского интерфейса 181 состоит полностью из кода HTML, отображенного в программном приложении браузера, выполняемом на удаленной компьютерной системе 91. Помимо этого, вследствие огромной мощности встроенной обработки, обеспечиваемой компьютером 102, диспетчер 100 скважины способен генерировать немедленную обработку данных и отчеты на месте, а не на основе последующей обработки скважинных данных дистанционным компьютерным оборудованием. Эти отчеты данных, генерируемые приложением диспетчера скважины в формате Word® или Excel®, например, могут пересылаться удаленным компьютером 91 через сетевой сервер 230 и Интернет 1000.

Удаленный компьютер 91 может быть персональным компьютером, настольным компьютером, переносным компьютером, мини-компьютером или большим компьютером, например, но удаленный компьютер 91 может также быть беспроводным персональным цифровым ассистентом (ПЦА) (PDA), таким как портативное устройство BlackBerry® или Palm®, либо сотовым телефоном, который осуществляет связь с диспетчером 100 скважины через беспроводный Интернет или связь по электронной почте.

Диспетчер 100 скважины может дополнительно программироваться на «вытаскивание» данных удаленному пользователю, а не на ответ на пользовательский запрос, который «вытягивает» данные. Например, отчеты могут автоматически и регулярно генерироваться и посылаться удаленному пользователю по электронной почте. Кроме того, ситуации, требующие критических решений, предупреждения и тревожные сигналы могут немедленно передаваться в реальном времени операторам по вызову посредством электронной почты, SMS текстовых сообщений или иным стандартным видом платформы по обмену сообщения Интернетом, исключая необходимость в дорогостоящих аппаратных системах и постоянном слежении персоналом на станции управления SCADA. Поскольку программирование приложений Интернетом общеизвестно в технике, подробности здесь не сообщаются.

Управление и доступ к диспетчеру 100 скважины для системной администрации обеспечиваются сетевым интерфейсом, встроенным в диспетчер 100 скважины и доступным по TCP/IP через компьютерный сетевой браузер. Диспетчер 100 скважины является просто другим компьютерным узлом в корпоративной сети, требующей немногих изменений - если они вообще необходимы - в политике безопасности и способах защиты. Тем самым администрирование свойствами сети и безопасностью блока диспетчера скважины легко осуществляется обычным корпоративным персоналом, ответственным за информационные технологии, т.к. никакого дополнительного обучения протоколам или специализированных знаний не нужно для

того, чтобы гарантировать успешное встраивание блока 100 диспетчера скважины в сеть. Все генерируемые конфигурации, управление и отчеты идеально доступны прямо из сетевого интерфейса. Далее диспетчер 100 скважины легко обновляется загрузкой нового программного обеспечения 200 или встроенных программ по Интернету 1000.

5 Как показано на фиг.4, диспетчер 100 скважины работает полностью независимо от управляющей системы или других скважинных контроллеров. При прямом доступе по Интернету, доступном для блока 100 диспетчера скважины, необходимость в традиционных системах управления и специализированных аппаратных или программных системах исключается. Таким образом, системы SCADA, использующие
10 сбор данных путем опроса, более не нужны. Однако диспетчер 100 скважины предпочтительно совместим с прежними версиями, чтобы дать возможность работать с существующими устаревшими устройствами SCADA до тех пор, пока вышедшие из употребления системы SCADA не будут постепенно полностью свернуты.

15 Хотя изобретение описано здесь со ссылкой на управление штоковыми насосами, изобретение не ограничивается этим. Вместо этого изобретение включает в себя полный спектр контроллеров искусственного подъема, имеющих встроенные Интернет-услуги, такие как управление штоковыми насосами, продвижение винтовых насосов, инъекционные скважины, ESP, приводы переменной скорости и т.п. Не ограничивается изобретение и углеводородами; изобретение включает в себя контроллеры со
20 встроенными сетевыми серверами Интернет для добычи воды, для откачки воды, для измерений газа и т.п. Наконец, изобретение не ограничивается автономным контроллером, но включает в себя, например, портативное диагностическое оборудование со встроенными сетевыми серверами Интернет и контроллеры со
25 встроенными сетевыми серверами Интернет, которые также объединены с другими системами.

Хотя описанные здесь варианты осуществления диспетчера 100 скважины применяют форматы HTML и TCP/IP, изобретение не ограничено использованием этих форматов. Со временем могут разрабатываться новые форматы и протоколы связи, которые могут заменить существующие форматы, и диспетчер 100 скважины предпочтительно
30 применяет технологии, согласующиеся со стандартами Интернета, используемыми в настоящее время.

Резюмируя, за счет обеспечения диспетчера 100 скважины в реальном времени с постоянной связью по Интернету на месте удаленные операторы все время имеют доступ к рабочим данным. Все скважинные данные, сообщающие о функционировании
35 диспетчера 100 скважины, которые доступны на месте, могут передаваться удаленным пользователям по Интернету. Например, инженеры-промысловики могут отслеживать отклик на заводнение по минутам, промышленные операторы могут иметь периодические заказные отчеты о состоянии каждой скважины, выдаваемые автоматически, а техники могут определять давление нагнетания компрессорной станции в небольшом удаленном
40 поле. Стоимость и требования на поддержание снижаются, потому что не требуется никакого физического присутствия для поиска неисправностей или реконфигурации блоков диспетчера скважины оператором; дистанционный поиск неисправностей скважины, насоса 10 или диспетчера 100 скважины возможен по Интернету 1000, необходимость в корректирующих действиях можно обнаружить скорее для
45 минимизации дорогостоящих ремонтов, потерь добычи или утечек в окружающую среду.

Реферат описания написан только для представления в Ведомство по патентам и товарным знакам США и публики вообще таким образом, чтобы быстро определить

из беглого прочтения природу и суть технического описания, и он представляет только предпочтительный вариант осуществления и не указывает природу изобретения в целом.

Хотя подробно проиллюстрированы некоторые варианты осуществления изобретения, это изобретение не ограничено показанными вариантами осуществления; специалисты могут сделать модификации и адаптации вышеприведенного варианта осуществления. Такие модификации и адаптации находятся в сущности и объеме изобретения, изложенного здесь.

Формула изобретения

1. Устройство для управления штоковым насосом (10), характеризующимся наличием штока (32), который приводится в возвратно-поступательное движение первичным двигателем (12), содержащее:

диспетчер (100) скважины, связанный с упомянутым штоковым насосом и расположенный вблизи от упомянутого штокового насоса, причем упомянутый диспетчер (100) скважины разработан и приспособлен для управления скоростью упомянутого первичного двигателя, для приема и записи измерений множества параметров упомянутого штокового насоса, для извлечения, сохранения, организации и обработки данных на месте в реальном времени и для генерирования и предоставления локально рабочих отчетов из собранных данных, позволяя пользователю запрашивать и форматировать скважинные данные и графически отображать тренды с чрезвычайной гибкостью; и

сетевой сервер (102, 210, 230), встроенный в упомянутый диспетчер (100) скважины и оперативно соединенный с Интернетом (1000), причем упомянутый сетевой сервер разработан и приспособлен для оперирования с запросом от удаленного клиентского компьютера (91) и передачи упомянутого рабочего отчета на удаленный клиентский компьютер (91) через Интернет, в котором упомянутый рабочий отчет передается с предупреждениями в реальном времени.

2. Устройство по п.1, в котором упомянутый диспетчер (100) скважины содержит: компьютерную систему (102);

входную цепь (110) получения данных, оперативно связанную с упомянутой компьютерной системой и датчиком (93, 94) и приспособленную для измерения параметра упомянутого штокового насоса;

программное приложение (220) диспетчера скважины, структурированное для исполнения упомянутой компьютерной системой и размещения в упомянутой компьютерной системе и спроектированное и приспособленное для вычисления желательной скорости упомянутого первичного двигателя как функции от измерения упомянутого параметра; и

выходную цепь (112) управления, оперативно включенную между упомянутой компьютерной системой и упомянутым первичным двигателем и разработанную и приспособленную, чтобы заставлять упомянутый первичный двигатель двигаться с упомянутой желательной скоростью.

3. Устройство по п.2, в котором упомянутый диспетчер (100) скважины содержит далее:

первый и второй датчики (93, 94) и приспособлен для измерения положения упомянутого штока (32) и нагрузки, действующей на упомянутый штоковый насос (10), соответственно;

упомянутое программное приложение (220) диспетчера скважины, приспособленное для генерирования скважинной насосной диаграммы из измерений от упомянутых

первого и второго датчиков (93, 94) и для вычисления желательной скорости упомянутого первичного двигателя (12) как функции от упомянутой скважинной насосной диаграммы.

4. Устройство по п.2, в котором упомянутый сетевой сервер содержит:

5 программное приложение (230) сетевого сервера, структурированное для исполнения упомянутой компьютерной системой и размещения в упомянутой компьютерной системе.

5. Устройство для управления скоростью насоса в скважине, из которой ведется добыча насосом (10), имеющим диспетчер (100) скважины, оперативно соединенный с упомянутым насосом для управления скоростью упомянутого насоса, содержащее:

10 сетевой сервер (102, 210, 230), объединенный с упомянутым диспетчером (100) скважины, причем упомянутый диспетчер (100) скважины разработан и приспособлен для извлечения, сохранения, организации и обработки данных на месте в реальном времени и для генерирования и предоставления локально рабочих отчетов из собранных данных, позволяя пользователю запрашивать и форматировать скважинные данные
15 и графически отображать тренды с чрезвычайной гибкостью, а упомянутый сетевой сервер связан с Интернетом (1000) и разработан и приспособлен для обеспечения связи между упомянутым диспетчером (100) скважины и удаленным клиентским компьютером (91) через Интернет, в котором при упомянутой связи передаются предупреждения в реальном времени.

20 6. Способ управления насосом (10), имеющим первичный двигатель, содержащий этапы, на которых:

объединяют сетевой сервер (102, 210, 230) с диспетчером (100) скважины, который разработан и приспособлен для управления скоростью упомянутого первичного двигателя;

25 размещают диспетчер (100) скважины и объединенный с ним упомянутый сетевой сервер вблизи упомянутого насоса (10), при этом упомянутый диспетчер (100) скважины извлекает, сохраняет, организует и обрабатывает данные на месте в реальном времени, и генерирует и предоставляет локально рабочие отчеты из собранных данных, позволяя пользователю запрашивать и форматировать скважинные данные и графически
30 отображать тренды с чрезвычайной гибкостью;

оперативно связывают упомянутый сетевой сервер с Интернетом (1000);

измеряют параметр упомянутого насоса упомянутым диспетчером (100) скважины;

вычисляют упомянутым диспетчером (100) скважины желательную скорость упомянутого первичного двигателя (12) как функцию измерения упомянутого параметра;

35 сохраняют в упомянутом диспетчере (100) скважины упомянутое измерение в качестве данных;

управляют скоростью упомянутого первичного двигателя до упомянутой желательной скорости упомянутым диспетчером (100) скважины;

принимают запрос для отчета от удаленного клиента (91) через Интернет (1000)

40 упомянутым диспетчером (100) скважины; и

передают упомянутый отчет упомянутым диспетчером (100) скважины упомянутому удаленному клиенту через Интернет, при этом упомянутый отчет включает отчеты в реальном времени.

7. Способ по п.6, содержащий далее этап, на котором:

45 генерируют упомянутый отчет упомянутым диспетчером (100) скважины из упомянутых данных.

8. Способ по п.7, содержащий далее этапы, на которых:

форматируют упомянутый отчет упомянутым диспетчером (100) скважины в языке

гипертекстовой разметки; и

отображают упомянутый отчет упомянутым удаленным клиентом в качестве сетевой страницы (181).

9. Способ по п.6, содержащий далее этап, на котором:

5 отождествляют упомянутого удаленного клиента (91) упомянутым диспетчером (100) скважины.

10. Способ по п.6, в котором упомянутый насос (10) представляет собой штоковый насос, характеризующийся наличием штока (32), который приводится в возвратно-поступательное движение первичным двигателем (12), а способ содержит далее этапы, на которых:

измеряют нагрузку упомянутого штокового насоса (10) и положение упомянутого штока (32) упомянутым диспетчером (100) скважины;

генерируют упомянутым диспетчером (100) скважины скважинную насосную диаграмму из измерений нагрузки и положения;

15 сохраняют в упомянутом диспетчере (100) скважины упомянутые измерения нагрузки и положения в качестве упомянутых данных; и

управляют скоростью упомянутого штокового насоса упомянутым диспетчером (100) скважины как функцией упомянутой скважинной насосной диаграммы.

11. Способ по п.6, содержащий далее этап, на котором:

20 посылают извещение о состоянии упомянутого насоса удаленному пользователю (91) по упомянутому Интернету (1000) упомянутым диспетчером (100) скважины.

12. Способ по п.6, содержащий далее этап, на котором:

конфигурируют упомянутый диспетчер (100) скважины удаленным пользователем (91) по упомянутому Интернету (1000).

25 13. Способ управления добычей из нефтяного пласта, из которого добычу ведут первая и вторая скважины, имеющие первый и второй насосы (10А, 10В) соответственно, содержащий этапы, на которых:

размещают первый и второй диспетчеры (100А, 100В) скважины у упомянутых первом и втором насосах соответственно, причем упомянутый первый диспетчер скважины оперативно связан с упомянутым первым насосом, чтобы управлять его скоростью, а упомянутый второй диспетчер скважины оперативно связан с упомянутым вторым насосом, чтобы управлять его скоростью, причем каждый из упомянутых первого и второго диспетчера (100А, 100В) скважины извлекает, сохраняет, организует и обрабатывает данные на месте в реальном времени, и генерирует и предоставляет локально рабочие отчеты из собранных данных, позволяя пользователю запрашивать и форматировать скважинные данные и графически отображать тренды с чрезвычайной гибкостью;

объединяют первый сетевой сервер с упомянутым первым диспетчером (100А) скважины, причем упомянутый первый сетевой сервер разработан и приспособлен для приема первого запроса от удаленного клиента (91) и передачи первого ответа упомянутому удаленному клиенту через Интернет (1000), при этом первый ответ включает отчеты в реальном времени для устранения необходимости постоянного контроля скважины;

45 связывают упомянутый первый сетевой сервер с упомянутым Интернетом; объединяют второй сетевой сервер с упомянутым вторым диспетчером (100В) скважины, причем упомянутый второй сетевой сервер разработан и приспособлен для приема второго запроса от упомянутого удаленного клиента (91) и передачи второго ответа упомянутому удаленному клиенту через Интернет (1000), при этом упомянутый

второй диспетчер скважины независим от упомянутого первого диспетчер скважины;
и

связывают упомянутый второй сетевой сервер с упомянутым Интернетом.

14. Способ по п.13, содержащий далее этапы, на которых:

5 генерируют упомянутый первый ответ упомянутым первым диспетчером (100А) скважины из данных упомянутого первого насоса (10А); и

генерируют упомянутый второй ответ упомянутым вторым диспетчером (100В) скважины из данных упомянутого второго насоса (10В).

15. Способ по п.14, содержащий далее этапы, на которых:

10 форматируют упомянутый первый ответ упомянутым первым диспетчером (100А) скважины в языке гипертекстовой разметки; и

отображают упомянутый первый ответ упомянутым удаленным клиентом (91) в качестве первой сетевой страницы (181);

15 форматируют упомянутый второй ответ упомянутым вторым диспетчером (100В) скважины в языке гипертекстовой разметки; и

отображают упомянутый второй ответ упомянутым удаленным клиентом (91) в качестве второй сетевой страницы.

16. Способ по п.13, содержащий далее этапы, на которых:

20 отождествляют упомянутого удаленного клиента (91) упомянутым первым диспетчером (100А) скважины; и

отождествляют упомянутого удаленного клиента (91) упомянутым вторым диспетчером (100В) скважины.

17. Способ по п.14, в котором упомянутые первый и второй насосы (10А, 10В) представляют собой первый и второй штоковые насосы соответственно, а способ

25 содержит далее этапы, на которых:

измеряют первую нагрузку упомянутого первого штокового насоса (10А) и первое положение штока упомянутого первого штокового насоса упомянутым первым диспетчером скважины;

30 генерируют упомянутым первым диспетчером (100А) скважины первую скважинную насосную диаграмму из первых измерений нагрузки и положения;

сохраняют в упомянутом первом диспетчере скважины упомянутые первые измерения нагрузки и положения в качестве упомянутых первых данных;

35 управляют скоростью упомянутого первого штокового насоса (10А) упомянутым первым диспетчером (100А) скважины как функцией упомянутой первой скважинной насосной диаграммы;

измеряют вторую нагрузку упомянутого второго штокового насоса (10В) и второе положение штока упомянутого второго штокового насоса упомянутым вторым диспетчером скважины;

40 генерируют упомянутым вторым диспетчером (100В) скважины вторую скважинную насосную диаграмму из вторых измерений нагрузки и положения;

сохраняют в упомянутом втором диспетчере скважины упомянутые вторые измерения нагрузки и положения в качестве упомянутых вторых данных; и

45 управляют скоростью упомянутого второго штокового насоса (10В) упомянутым вторым диспетчером (100В) скважины как функцией упомянутой второй скважинной насосной диаграммы.

18. Способ по п.13, содержащий далее этапы, на которых:

посылают первое извещение о состоянии упомянутого первого насоса (10А) удаленному пользователю (91) через Интернет (1000) упомянутым первым диспетчером

(100А) скважины; и

 посылают второе извещение о состоянии упомянутого второго насоса (10В) удаленному пользователю (91) через Интернет (1000) упомянутым вторым диспетчером (100В) скважины.

5 19. Способ по п.13, содержащий далее этапы, на которых:

 конфигурируют упомянутый первый диспетчер (100А) скважины удаленным пользователем (91) через Интернет (1000); и

 конфигурируют упомянутый второй диспетчер (100В) скважины удаленным пользователем (91) через Интернет (1000).

10

15

20

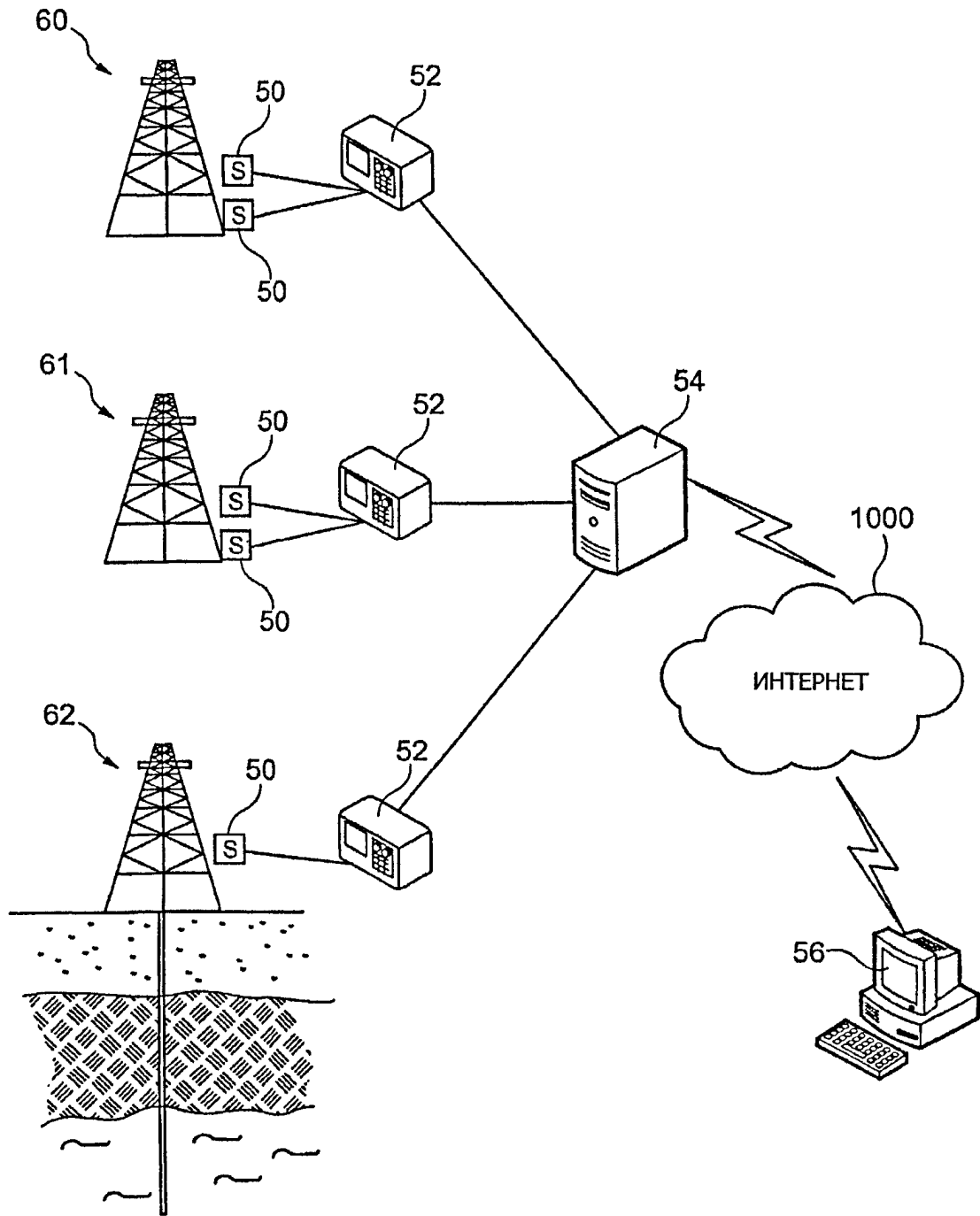
25

30

35

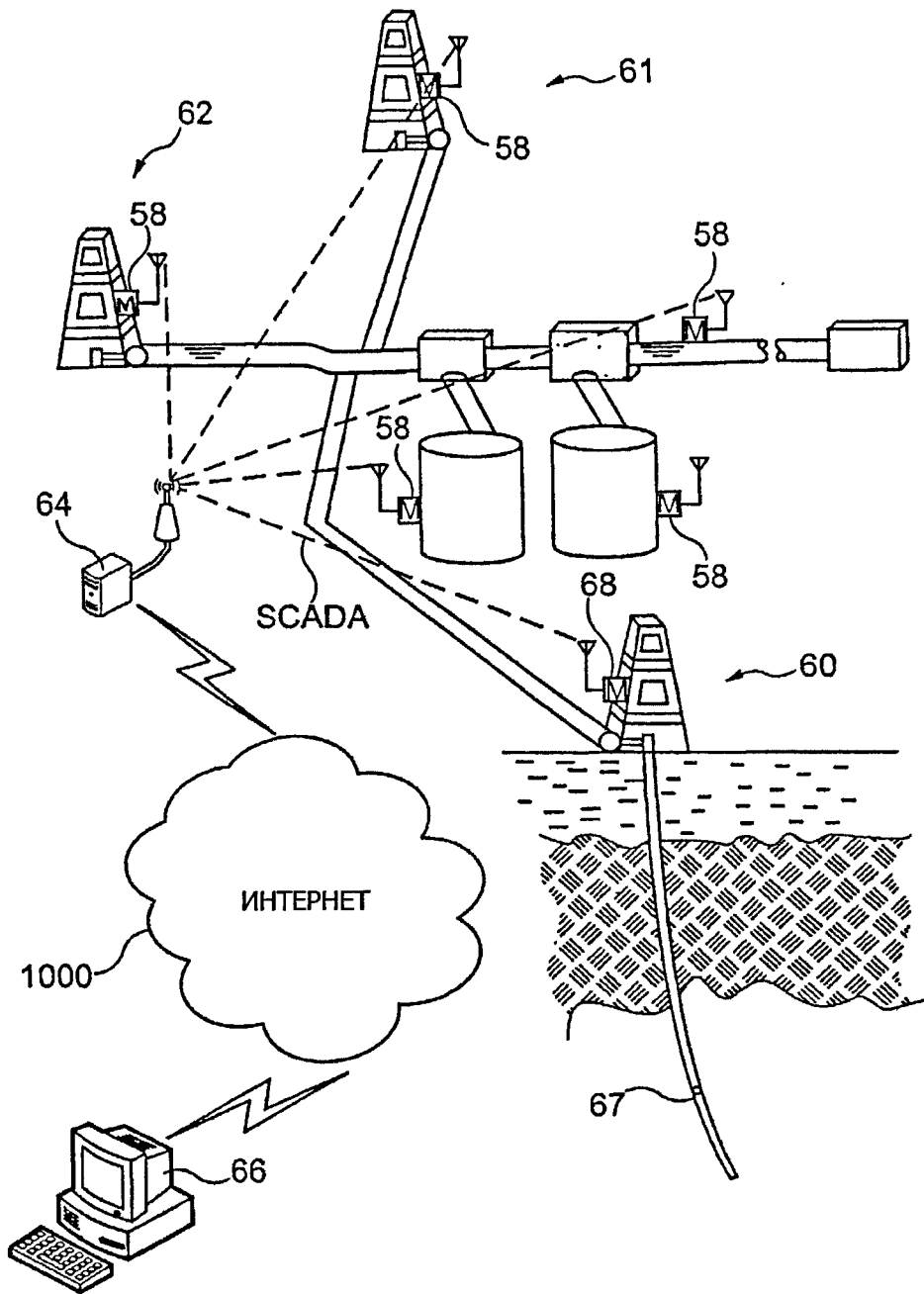
40

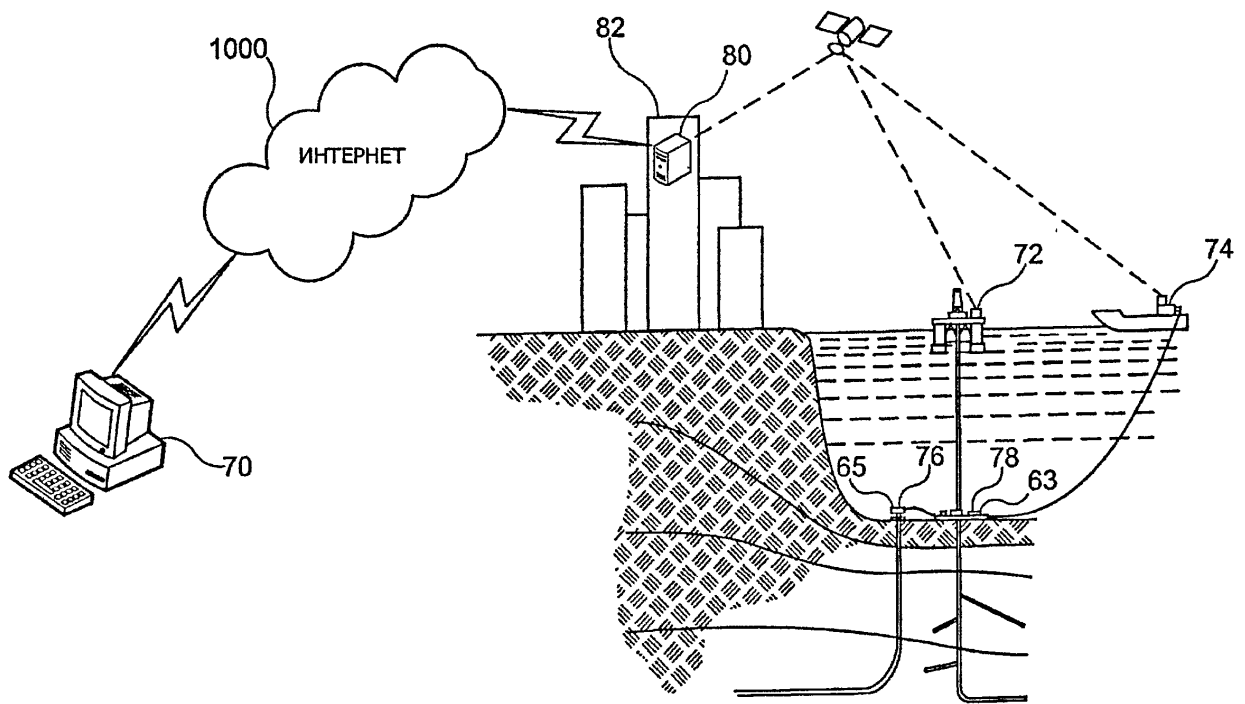
45



(ПРОТОТИП)

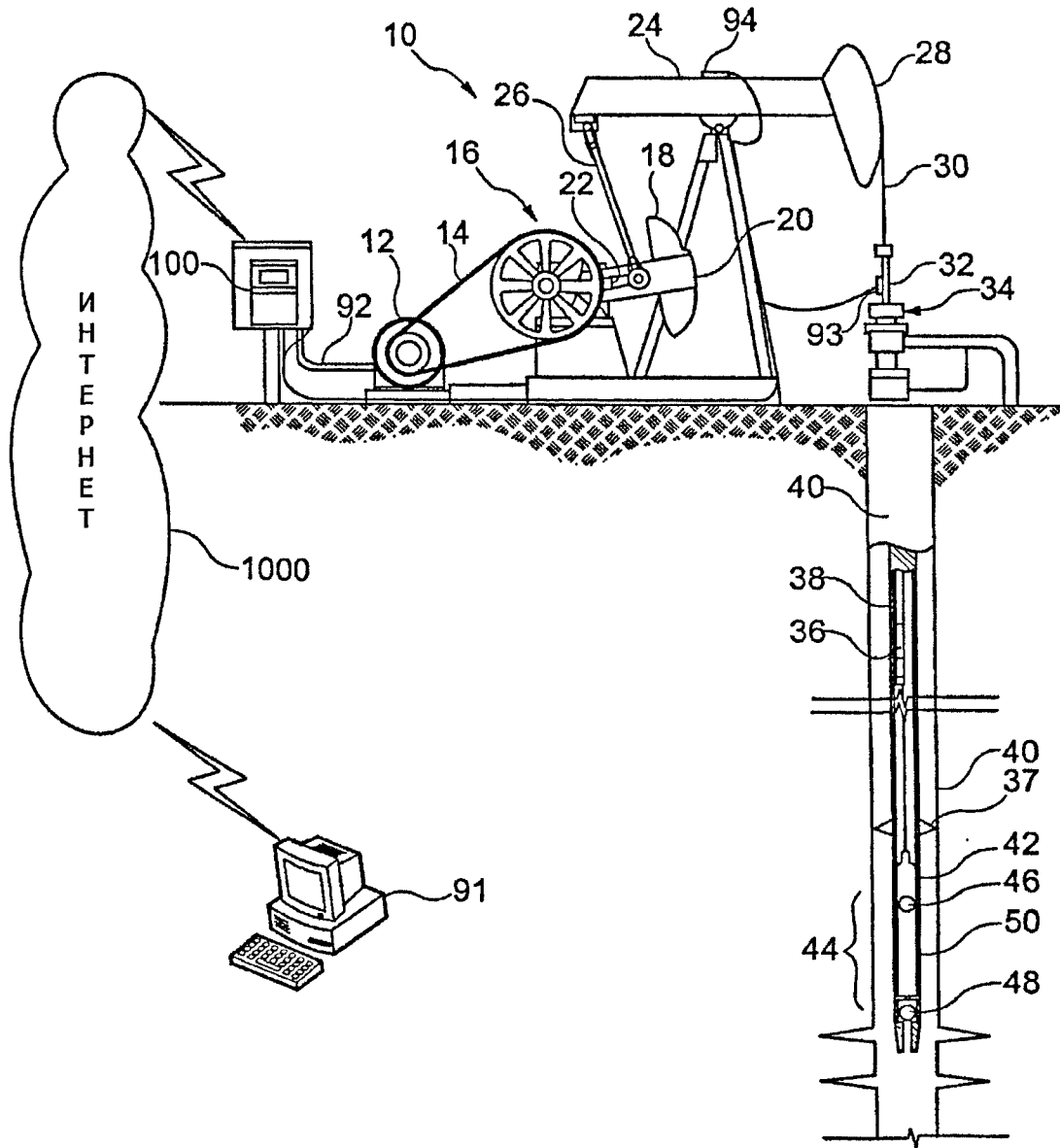
Фиг. 1



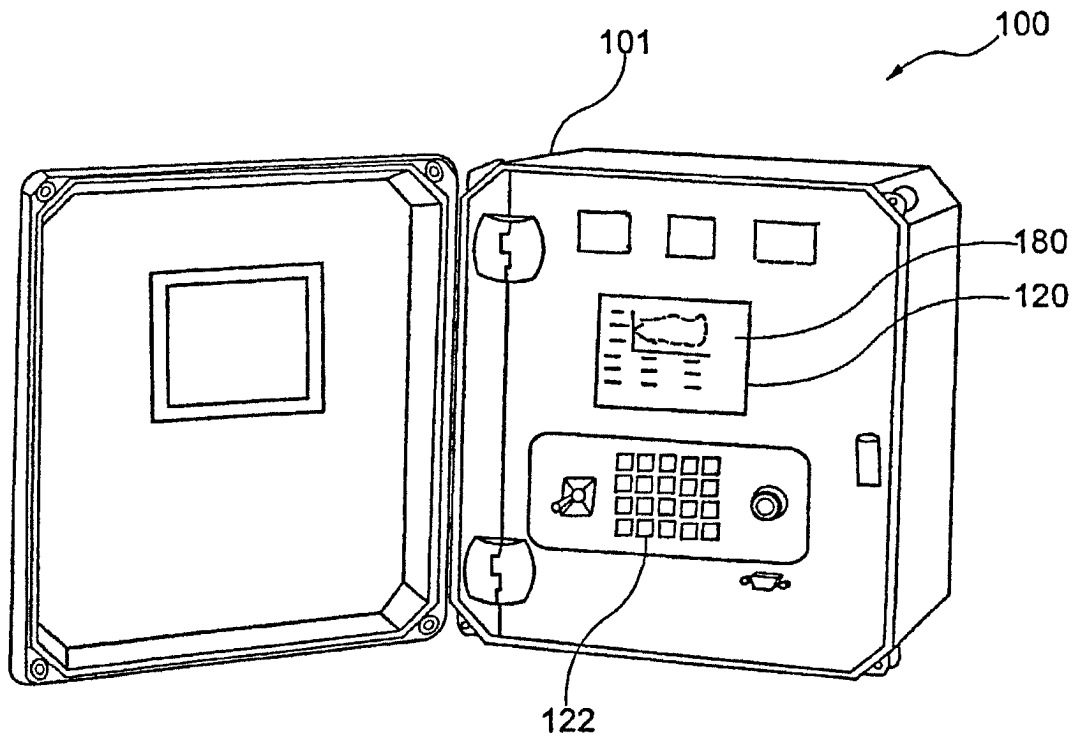


(ПРОТОТИП)

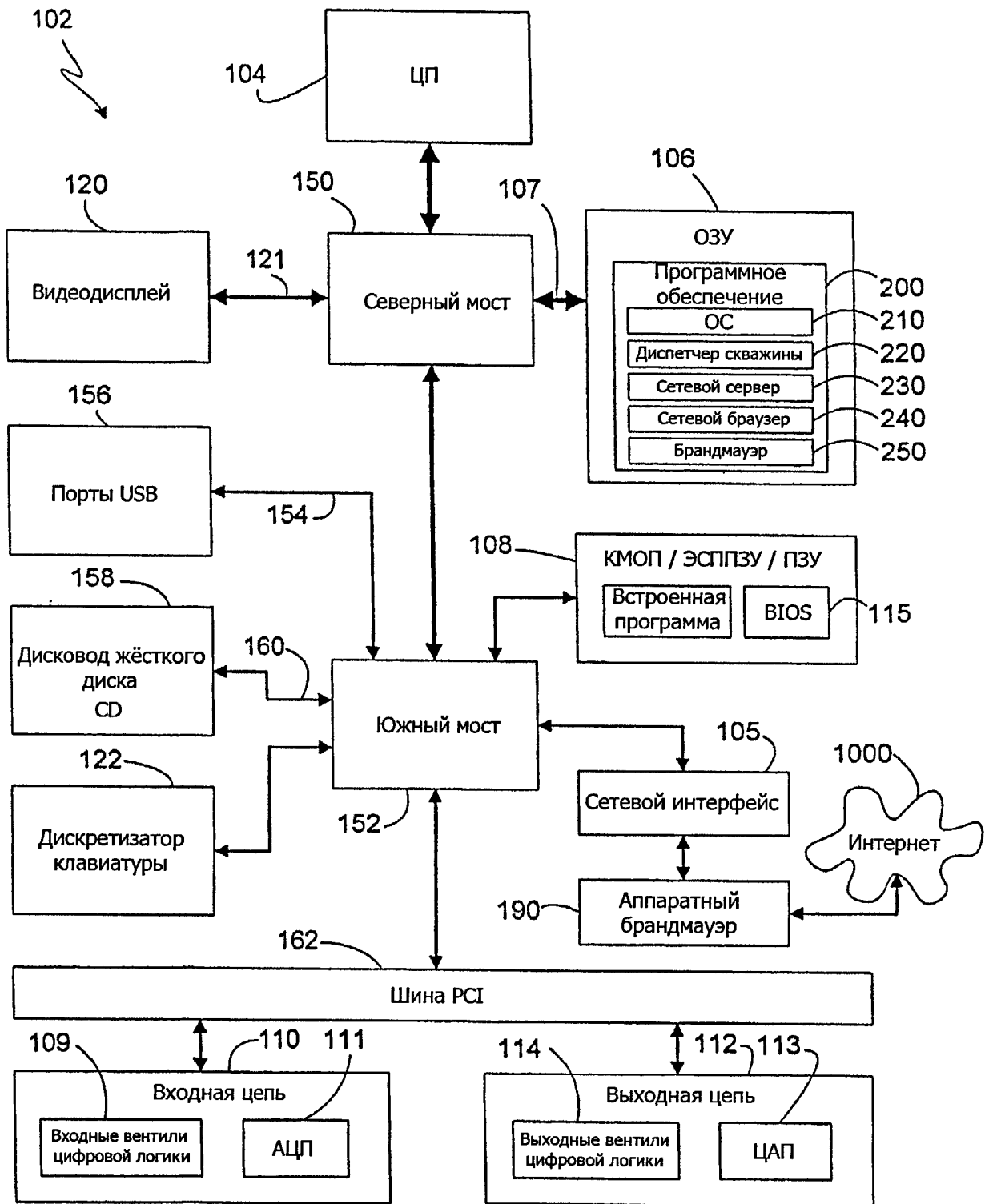
ФИГ. 3



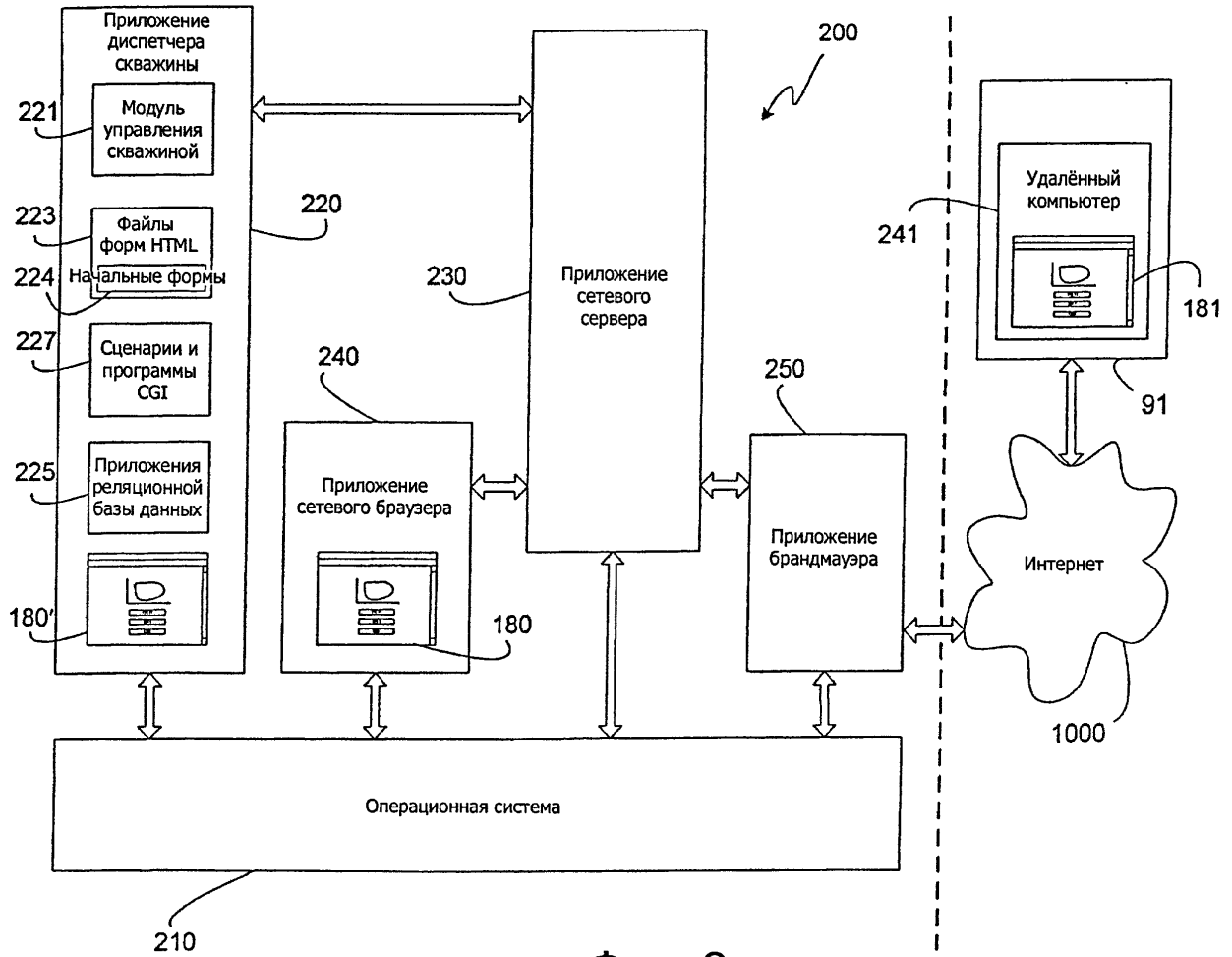
Фиг. 5



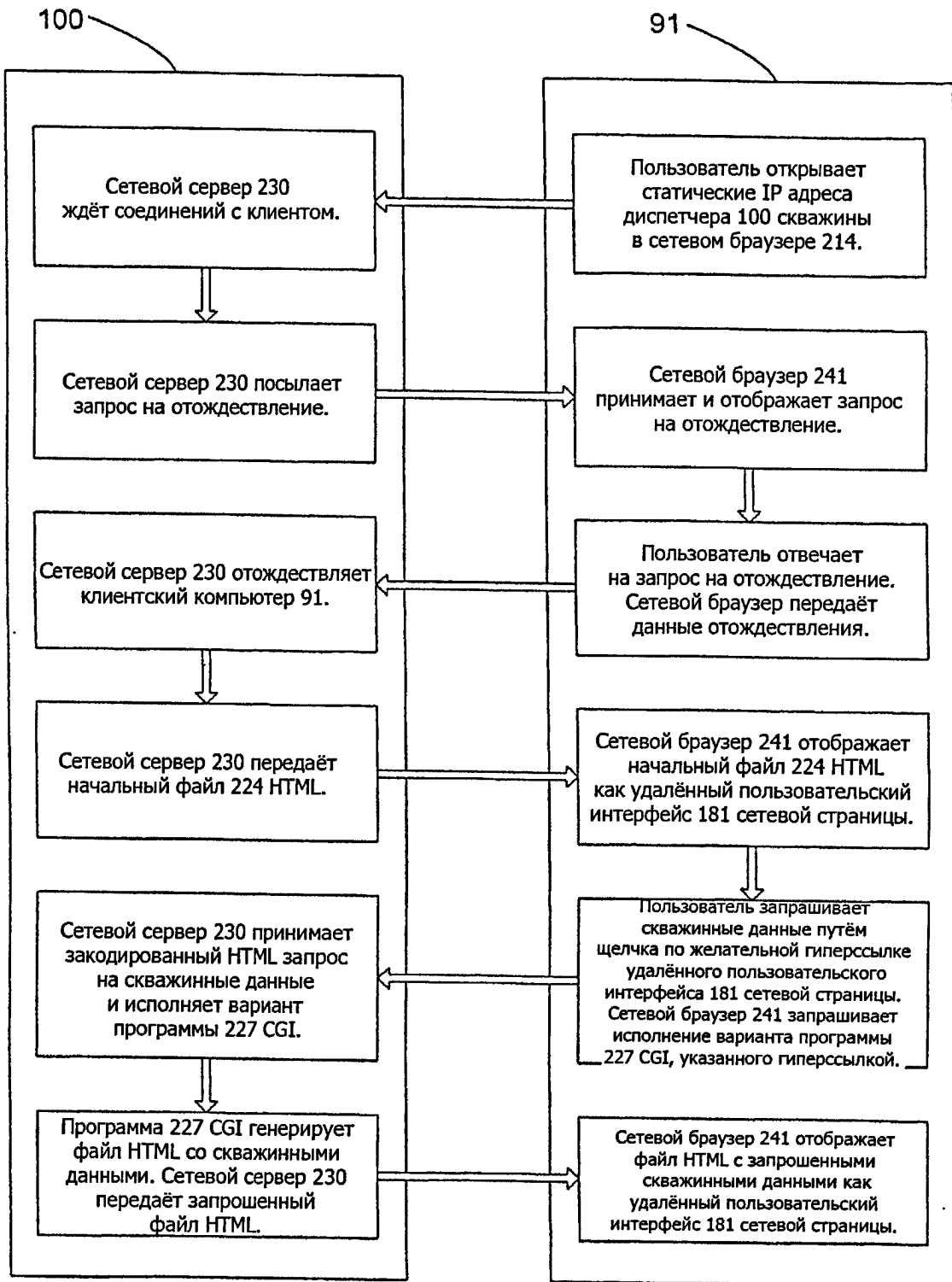
ФИГ. 6



ФИГ. 7



ФИГ. 8



Фиг. 9