



ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ СИСТЕМЫ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ: ПРИМЕРЫ

ИВАН ЛОПУХОВ
ivan.lopukhov@moxa.com

Для управления процессами операторы буровых установок используют панельные компьютеры с уровнем защиты IP66, что обеспечивает интеллектуальную автоматизацию и мониторинг системы на нефтяных месторождениях даже в суровых условиях тундры провинции Альберта (Канада). Две сотни морских платформ в Аравийском море отправляют данные на центральный сервер на материке, чтобы из офисов, находящихся за много миль, вести наблюдения, диагностику и контроль за полевыми устройствами. На удаленных нефтяных скважинах, расположенных высоко в Скалистых горах Колорадо (США), сотовая связь и информационные технологии, предназначенные для автоматической передачи сведений операторам и менеджерам, оповещают об изменениях в процессах и чрезвычайных ситуациях, позволяя вести дистанционное управление с помощью смартфонов, планшетов и ноутбуков.

Во всех трех случаях данные о силе напора насоса, уровне жидкости в резервуаре, а также информация с датчиков трубопровода, с датчиков давления и температуры и устройств ввода/вывода передается на центральный сервер и в диспетчерский пункт на расстоянии в несколько миль. Сведения с локальных и удаленных систем сопоставляются и анализируются для того, чтобы обеспечить всестороннее видение ситуации в режиме реального времени. Доступ к каждому отдельному устройству осуществляется через сотовую сеть.

Удаленные данные и команды управления могут быть собраны и переданы с помощью мобильных транспортных средств управления, свободно перемещающихся по всему региону в центральный офис, который может быть расположен далеко от континента. Иницируемые событиями видеопотоки обеспечивают в режиме реального времени оперативную оценку произошедших событий, в то время как полные хронологические отчеты по данным всех датчиков сохраняются и анализируются. Инженеры на местах и руководители подразделений получают уведомления о критических событиях с помощью SMS или электронной почты, и каждый может иметь доступ к удаленным видеотрансляциям и показаниям датчиков посредством любого устройства, подключенного к Интернету, — смартфона, ноутбука или планшета (рис. 1).

В ЧЕМ ЗАКЛЮЧАЕТСЯ «ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОСТЬ» МЕСТОРОЖДЕНИЯ?

Основной задачей интеллектуальной сети нефтяного месторождения является сбор и передача огромных объемов данных от десятков тысяч устройств, поэтому очень важно обеспечить надежную беспроводную связь, сохранить целостность информации и безопасность передачи. Решить подобную проблему удалось благодаря недавним достижениям в широко распределенной, высокопроизводительной, резервированной системе сбора данных и управления процессами. Распределение вычислительной мощности по всей сети позволяет передавать сведения гораздо быстрее, безопасно их сопоставлять и обрабатывать, территория

сбора данных стала более обширной, чем это допустимо в централизованной архитектуре сети. Распределение упрощает коммуникации, повышает скорость, чувствительность сети и надежность за счет резервирования в случае аварии на каждой станции. Увеличиваются масштабы применения и мобильность: выгода буквально неизмерима.

БУДУЩЕЕ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ СИСТЕМ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Движущей силой интеллектуальных систем на нефтяных месторождениях является стремление производителя интегрировать систему контроля над распределенной системой управления (DCS), состоящей, как правило, из множества несоместимых устройств от разных поставщиков. Такая система автоматизации содержит сенсоры и приводные устройства, подключенные к магистральным коммутаторам и операторским панелям (HMI), расположенным и на периферии, и в центре сети. Если создать такую сеть с использованием технологии Ethernet, можно контролировать основную систему дистанционного управления, одновременно увеличив возможность подключения множества устройств и скорость самой системы.

Например, бесчисленные счетчики, установленные в постоянно расширяемой береговой сети скважин, отвечают за предоставление данных, необходимых для принятия решений по управлению сетью. С распространением высокоскоростных Ethernet-сетей (HSE) в системах нефтяных месторождений типичные для нефтегазовой отрасли DCS-системы стали еще более автоматизированными и интеллектуальными, но что если

можно добиться гораздо больше? Что если полевые датчики смогут предсказывать отказ устройств и способы улучшения и прогнозирования качества и состава нефти? Что если каждый конечный датчик, привод, счетчик или двигатель были бы доступны для центрального сервера по отдельности, предоставляя данные в режиме реального времени, принимая оперативные решения на каждом уровне — от производства до управления основными средствами?

Благодаря информации с датчиков, которая автоматически обрабатывается непосредственно на месте, мы можем получить наиболее точные данные о запасах нефти, требованиях к производительности и ресурсах оборудования. Следовательно, возможность установить неисправность в процессе работы устройств значительно возрастает, управление и использование основных средств увеличены до максимума, благодаря чему реализована совместимость DCS-систем, к которой так долго стремились нефтегазовые компании. Все это позволит избежать критических отказов системы.

ПРИМЕР 1. КОНСОЛЬ УПРАВЛЕНИЯ В РЕЖИМЕ РЕАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ НА БУРОВОЙ УСТАНОВКЕ

В интеллектуальных системах на нефтяных месторождениях все коммуникации должны быть настроены параллельно друг другу для того, чтобы гарантировать возможность не только резервирования и надежной передачи данных от периферии к центру, но и резервирования устройств (или станции) внутри системы. Устройства ввода/вывода, расположенные как на периферии сети, так и в центре, должны быть устойчивы к одиночным отказам терминалов



РИС. 1. ◀ Интеллектуальные системы нефтяных месторождений: данные передаются между устройствами и в центр управления, что позволяет достигать ощутимых результатов производителям нефти и газа по всему миру

ТАБЛИЦА. УРОВНИ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ БУРОВОЙ УСТАНОВКОЙ

Периферийный уровень	Связанные между собой программируемые контроллеры поддерживают возможность отправки сигнала тревоги, push-уведомлений, автоматической обработки данных и другие режимы работы для раннего анализа, интеллектуального предупреждения и быстрого реагирования на изменения физической целостности устройств и в окружающей среде.
Уровень преобразования данных	Информация преобразовывается для передачи с помощью SCADA-системы, локального компьютера, HMI-интерфейсов или Ethernet-сети к удаленному центру управления.
Уровень основной базы данных	Здесь данные с удаленных устройств ввода/вывода и HMI-интерфейсов хранятся, анализируются и оцениваются.
Уровень HMI	Команды оператора передаются на буровые устройства, а подпрограммы контролируются и подвергаются оценке.

(RTU). Поскольку буровая установка всегда находится на периферии, она послужит хорошим примером того, как системы должны взаимодействовать и усиливать друг друга. Уровни системы представлены в таблице.

Описание системы

Система на буровой установке (рис. 2) должна информировать операторов обо всех данных, необходимых для правильного, эффективного и непрерывного процесса. Центральная операторская HMI-панель в системе буровой установки — это место, в котором объединены и отображены все системы, источники энергии, центр управления двигателем, буровой насос, скважина и опора башенного типа. Отказ любой из этих систем приведет к остановке всего процесса, сбой в любой из них — к ошибкам в других или к серьезной потере производительности.

Силовые приводы и сенсоры в подсистемах могут быть ста-

ционарными, передвижными или временными, могут контролироваться среду на местах и для каждого отдельного устройства и, как правило, входят в состав SCADA-систем. Впоследствии данные возвращаются к оператору и либо сопоставляются, сохраняются и передаются, либо преобразовываются для отправки на другие устройства сети. По мере продвижения данных от устройств сети к центру управления по региональной сети будет происходить их поэтапный анализ. Между тем все сведения, обработанные на местах, должны отобразиться на операторской панели, что позволит мастеру на буровой установке быстро оценить общую ситуацию в сети.

Особенности системы

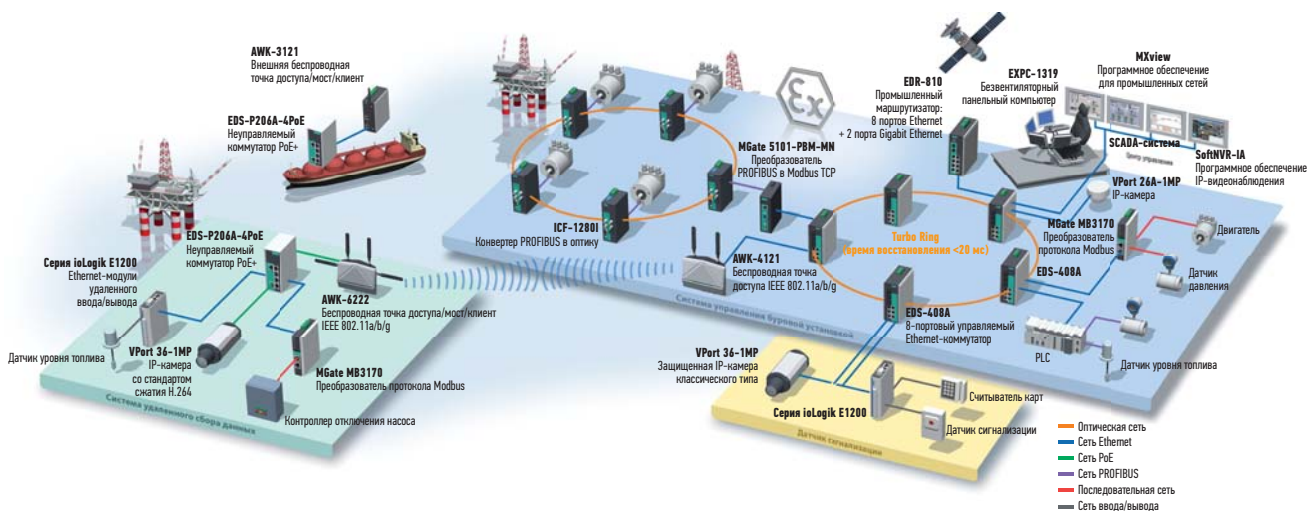
В системах управления буровыми установками должны быть предусмотрены комплексные сетевые и вычислительные устройства с возможностью резервирования,

высокой производительностью и функциональной совместимостью. В качестве основного интерфейса, посредством которого происходит взаимодействие между оператором и сетью, должны использоваться надежные, проверенные решения HMI, поддерживающие различные промышленные коммуникационные интерфейсы.

Разнообразие интерфейсов необходимо для интегрирования различных устаревших устройств и протоколов в HMI-систему. Вполне вероятно, это будут датчики и устройства RTU, обменивающиеся данными по последовательным, RS-422/482/485- и Modbus-протоколам (возможно, потребуются Ethernet-преобразователи); беспроводные устройства сотовой связи или Wi-Fi; IP-камеры для записи процессов на скважинах и установках; программируемые контроллеры для подключения приводов и датчиков. Большинство из этих устройств отправляет информацию по коммутируемым каналам связи, по крайней мере в два места: основному компьютеру и резервному устройству, которое используется в качестве основного сервера для длительного хранения базы данных.

Приоритетной задачей является создание SCADA-системы с портами для подключения устройств RS-232/482/485, цифрового ввода/вывода и Ethernet, подходящих для реализации приложений промышленной автоматизации и ИТ с протоколами Modbus, PROFIBUS, SNMP, ONVIF и другими. Преобразователи и программируемые контроллеры

РИС. 2. ▼
Консоль управления в режиме реального времени на буровой установке



нужно настроить с помощью OPC-сервера для работы в Ethernet-сети. Кроме того, современная OPC-система должна поддерживать связь с удаленными устройствами сети, устраняя излишние затраты и задержки, к которым приводит опрос сети.

Все решения, размещенные на буровых установках, должны соответствовать стандарту C1D2/ATEX Zone 2, а если они находятся в морских системах (например, на подводных и морских платформах), то также должны быть сертифицированы по стандарту DNV и ABS. Еще одним требованием к устройствам является расширенный температурный диапазон, чем он больше, тем лучше: промышленный диапазон $-40...+75$ °C надежен в любых климатических условиях, за исключением самых экстремальных.

ПРИМЕР 2. МОНИТОРИНГ МОРСКИХ СКВАЖИН — ПРОЦЕСС ПЕРЕДАЧИ ДАННЫХ ОТ ПЕРИФЕРИИ К ЦЕНТРУ

Большая часть данных в традиционных сетях отсортировывается, поскольку они часто находятся в дискретных распределенных сетях, в отличие от которых интеллектуальные системы на нефтяных месторождениях созданы для того, чтобы гарантировать передачу и хранение данных. В примере 1, представленном выше, мы описали ключевые элементы достаточно ограниченной автономной подсистемы нефтяного месторождения. Сбор сведений на местах обеспечивает более высокую общую надежность и контроль с помощью обработки всех полученных данных в режиме реального времени. Скорость и эффективность передачи, а также распределенный анализ и обработка данных со всей WAN-сети являются двумя самыми важными задачами. Для иллюстрации подобных задач рассмотрим морскую сеть мониторинга в Аравийском море.

Введение в систему

Эта интеллектуальная система на нефтяном месторождении представляет собой обширную сеть и содержит множество платформ, расположенных на большой территории. Задача состоит в обработке большого количества данных, соби-

раемых с каждой платформы. Оптоволоконная линия связи, используемая для передачи информации на большие расстояния, формирует магистральный канал от морской платформы к береговому центру управления. Беспроводная сеть применяется только для локального сбора данных на морских платформах и вокруг них, после сбора с удаленных устройств ввода/вывода сведения передаются по оптоволокну к центру. Оптоволоконные линии связи проходят от устья скважины через морские и присоединенные к ним платформы, на которых предусмотрено резервное копирование данных. Такие промежуточные платформы помогают собирать и обрабатывать большие объемы данных с различных платформ, включающих несколько видеопотоков с каждой станции.

Особенности системы

Связующие платформы поддерживают передачу аварийных и других сигналов и способны запускать противопожарную систему (FAS), резервную, аварийную (ESD) и систему остановки технологического процесса (PSD) для всего участка месторождения. Данные платформы дополнительно сортируют, обрабатывают вновь поступившие сведения, которые они получают от нескольких платформ устьев

скважины, и пересылают их дальше по сети, например на компрессорную станцию или в центр управления (рис. 3).

Для реализации такой задачи обработка удаленных устройств ввода/вывода осуществляется с помощью программируемых контроллеров, управляющих большим количеством датчиков, расположенных в различных точках сети. Преобразователи протокола Modbus передают данные от удаленных устройств как на локальные, так и на связующие платформы НМІ. Видеокамеры обеспечивают круглосуточное наблюдение за станциями на устьях скважины и связующими платформами в режиме реального времени 24x7. Все эти устройства должны быть сертифицированы по стандарту ATEX Zone 2 и эффективно защищены надежным межсетевым экраном.

В случае чрезвычайных ситуаций удаленные программируемые контроллеры отвечают за запуск последовательных событий, которые приведут к аварийному отключению или остановке процесса, что делает эти контроллеры главными устройствами защиты от сбоев в сети. Кроме того, от подобных устройств зависят анализ и хранение данных, поскольку концепция удаленных устройств и программируемых контроллеров давно выходит за рамки их традиционных ролей.

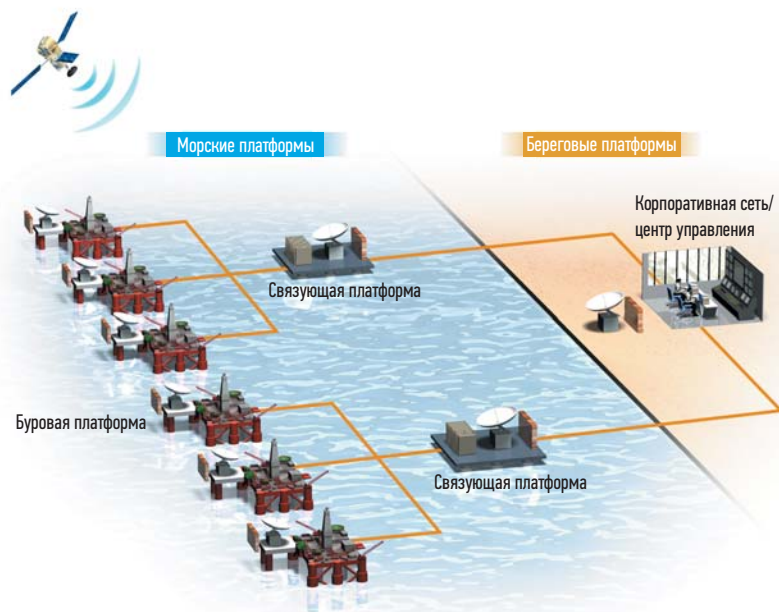
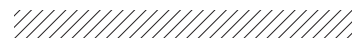


РИС. 3. ▼
Морская сеть мониторинга



Аварийные системы и остановка технологического процесса дублируются на связующих платформах, выполняющих тройную функцию: управление сбором данных с нескольких платформ устья скважины, управление платформой и предоставление резервных каналов связи. Решение об аварийном отключении принимается за миллисекунды в режиме реального времени, система будет работать 24×7, 365 дней в году, причем на первом месте стоит целостность данных, их быстрая обработка и передача. Таким образом, все связующие платформы должны быть резервированными, с высоким уровнем безопасности и несколькими маршрутами для передачи данных.

ПРИМЕР 3. УДАЛЕННЫЙ КОНТРОЛЬ И СБОР ДАННЫХ С НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

Введение в систему

Компания Terra Ferma — системный интегратор, осуществляющий дистанционное видеонаблюдение и сбор данных на устьях скважины, расположенных на территории Ска-

листых гор штата Колорадо. Каждая система устья скважины состоит из устройств автоматической регистрации, мониторинга и управления данными, связанных сотовыми каналами с центральным сервером и центром управления на расстоянии в несколько миль (рис. 4). Сенсоры и IP-камеры на станции контролируют солнечные и ветряные генераторы, условия на устье скважины, оборудование и температуру окружающей среды. Журналы данных, видео в режиме live, инициируемые событиями, и полные отчеты должны быть доступны с помощью проводной и беспроводной Ethernet-сети, доступ к которой осуществляется со смартфонов, планшетов и ноутбуков, что позволит операторам иметь доступ к данным центра управления, где бы они ни находились.

Особенности системы

Программируемые контроллеры, установленные на устье скважины, служат интеллектуальными удаленными устройствами, они регистрируют в режиме реального времени и сохраняют данные о давлении, скорости потока и температуре,

а затем отправляют их на пульт дистанционного управления для принятия мер или анализа. Эти устройства способны передавать операторам сети аварийные сигналы по SMS или email, используя сотовые сети, в тот момент, когда происходит отклонение в производственном процессе. Центр управления получает сведения от защищенных IP-камер (UL Class 1, Division 2) с помощью сотового модема, автоматически сохраняет изображения и видео на сетевом сервере и отправляет их в диспетчерский центр HMI, когда происходят определенные типы событий. Наконец, используя оборудование одного производителя для объединения устаревшей SCADA-системы и системы удаленного мониторинга и управления, заказчик избегает лишних затрат на приобретение дополнительного сетевого оборудования и на значительное время простоя системы.

ВАЖНОСТЬ ВЕРТИКАЛЬНОЙ ИНТЕГРАЦИИ

Технология интеграции, разработанная для специфичных рынков с вертикальной структурой, — это отличный помощник для разработчиков системы и конечных пользователей. При проектировании интеллектуальной системы нефтяного месторождения оборудование, приобретенное у одного поставщика, дает значительное преимущество в плане разработки сети. Сосредоточив внимание на создании широкого спектра устройств для использования на нефтяных и газовых месторождениях, производители могут гарантировать аппаратную безопасность и надежность за счет дополнительных функций и программного обеспечения для управления сетью.

В настоящий момент компания Моха предлагает широкий спектр устройств, соответствующих стандарту ATEX Zone 2/C1D2, обеспечивающих высокую производительность интеллектуальной системы на нефтяном месторождении. Благодаря последним моделям панельных компьютеров и одобренным для применения в морских системах сетевым и компьютерным решениям, компания Моха может предоставить комплексное решение практически для любой системы на нефтяных месторождениях. ●

РИС. 4. ▼
Сбор данных на устьях скважины

