

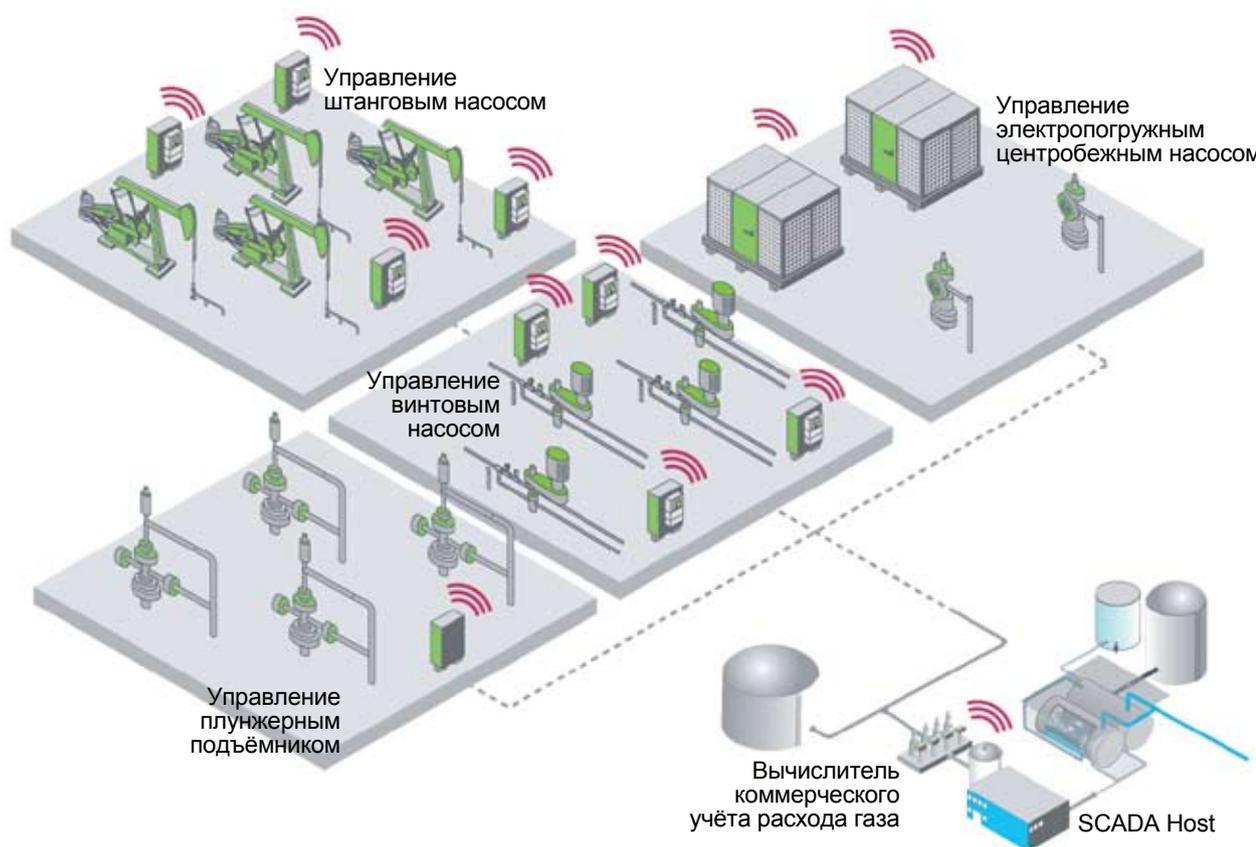


# Альбом типовых решений для объектов нефтедобычи

В данном альбоме представлены технические решения автоматизации следующих объектов нефтедобывающей промышленности:

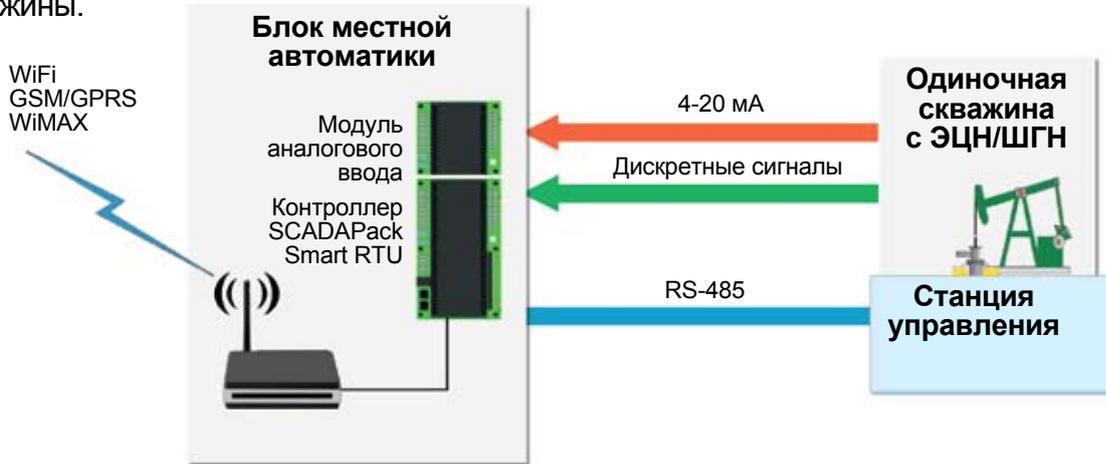
- Одиночные добывающие и нагнетательные скважины;
- Скопление одиночных скважин;
- Кусты скважин;
- Групповые замерные установки;
- Нефте/газопроводы;
- Резервуарные парки;
- Энергетические объекты нефтедобычи.

Приведенные в данном альбоме комплексы технических средств (КТС) построены на основе интеллектуальных контроллеров SCADAPack Smart RTU, беспроводных датчиков с автономным питанием Accutech и SCADA-пакета StruxureWare SCADA Expert ClearSCADA. Эти продукты Schneider Electric ориентированы для управления распределенными объектами, отличаются высокой надежностью и способностью работать в суровых условиях окружающей среды. При их использовании отпадает потребность в постоянном присутствии персонала на удаленных объектах: настройку и диагностику при развертывании и обслуживании системы возможно проводить с использованием существующей инфраструктуры связи из центра управления. Широкие коммуникационные способности позволяют легко интегрировать их в различные системы. Решения телеметрии и системы SCADA от компании Schneider Electric защищают информацию на любых уровнях, от полевого оборудования до централизованных систем управления предприятием. Применение протокола DNP3 позволяет передавать телеметрические сообщения в условиях нестабильной связи, обеспечивая надежную, безопасную передачу данных с минимальными потерями. Для обеспечения высокоскоростного обмена информацией в решениях также используется коммуникационное оборудование RuggedCom, разработанное для использования в суровых, потенциально взрывоопасных средах.

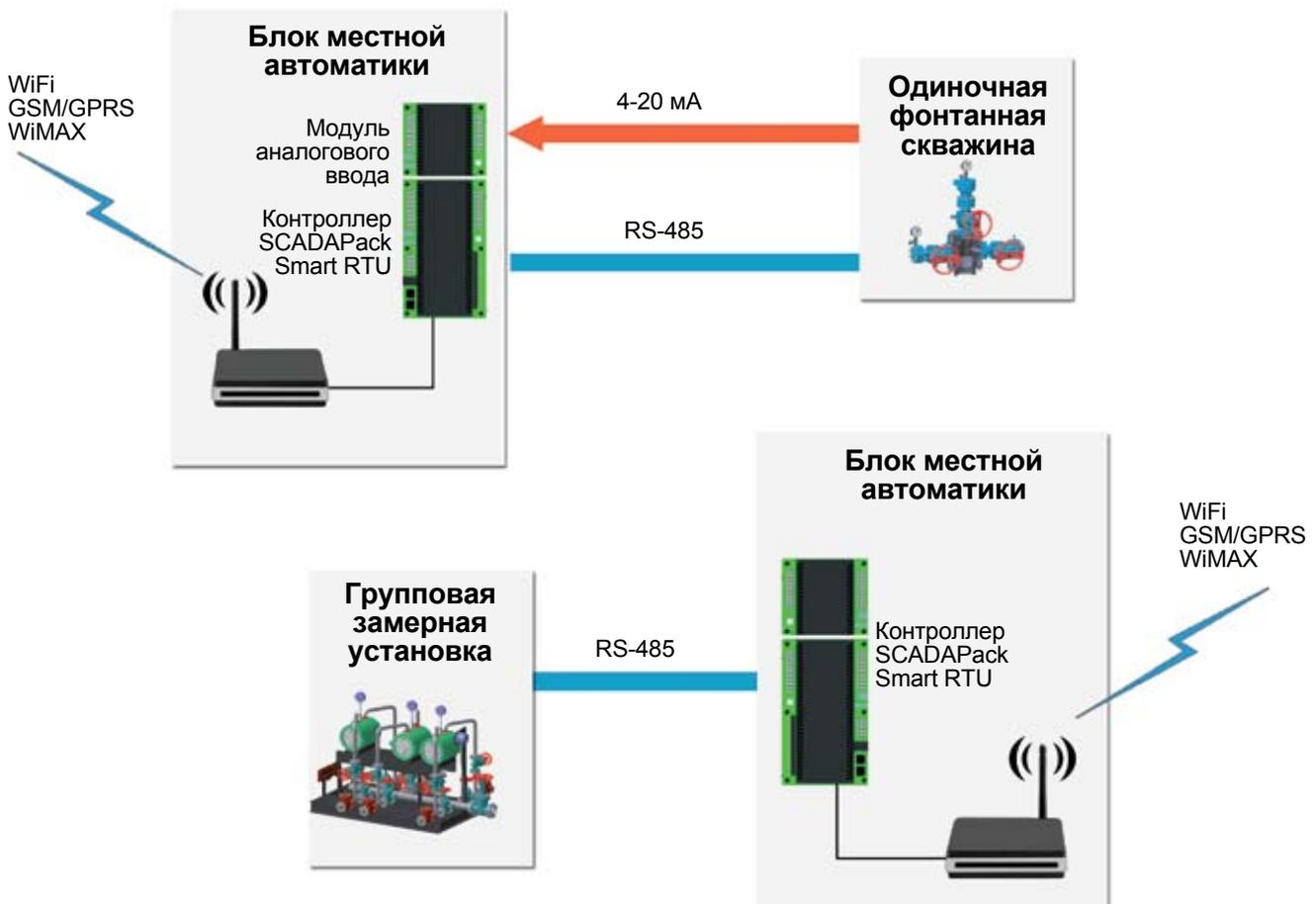


# КТС для одиночных добывающих скважин

Данный КТС работает со станциями управления одиночных скважин, поддерживающими передачу данных по протоколу Modbus ( для скважин с ШГН - такими как: «МИР», «Ангара» и др., для скважин с ЭЦН - «Борец», «Электон», REDA, ШНК6501 и др.). КТС не берет на себя задачи СУ, но позволяет, получая информацию с СУ, организовать оперативное информирование диспетчера и специалистов ЦДНГ о параметрических нарушениях в работе оборудования скважины.

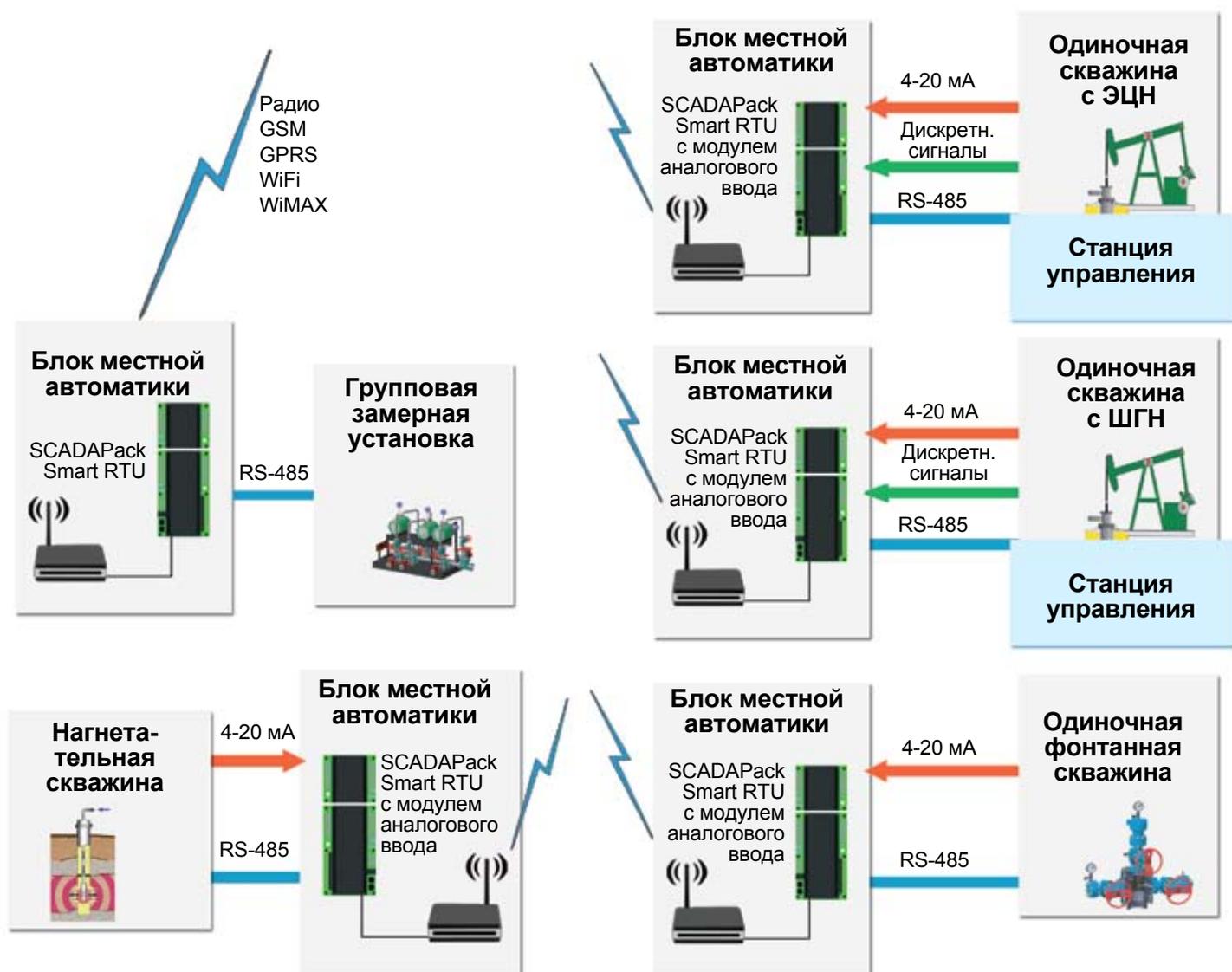
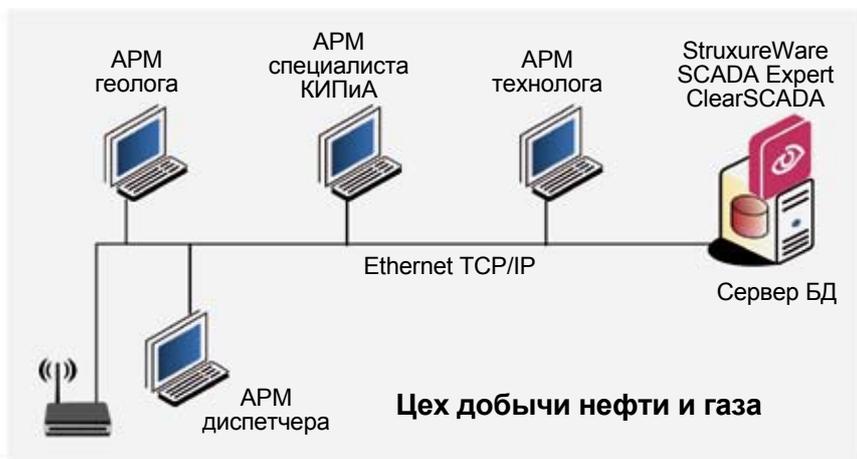


Решение реализует передачу информации со станций управления на контроллер SCADAPack Smart RTU через интерфейс RS-485 (Modbus). Для принятия информации с датчиков, не подключенных к станции управления, в Блоке Местной Автоматики (БМА) размещается дополнительный модуль аналогового ввода (4-20 мА). В зависимости от требований к уровню автоматизации скважин КТС может быть наращен дополнительными модулями ввода-вывода. КТС компактен и мобилен (до 10 кг), что позволяет доставлять его на место установки без применения специальных средств. В случае необходимости КТС может быть выполнен в вандализированном варианте.



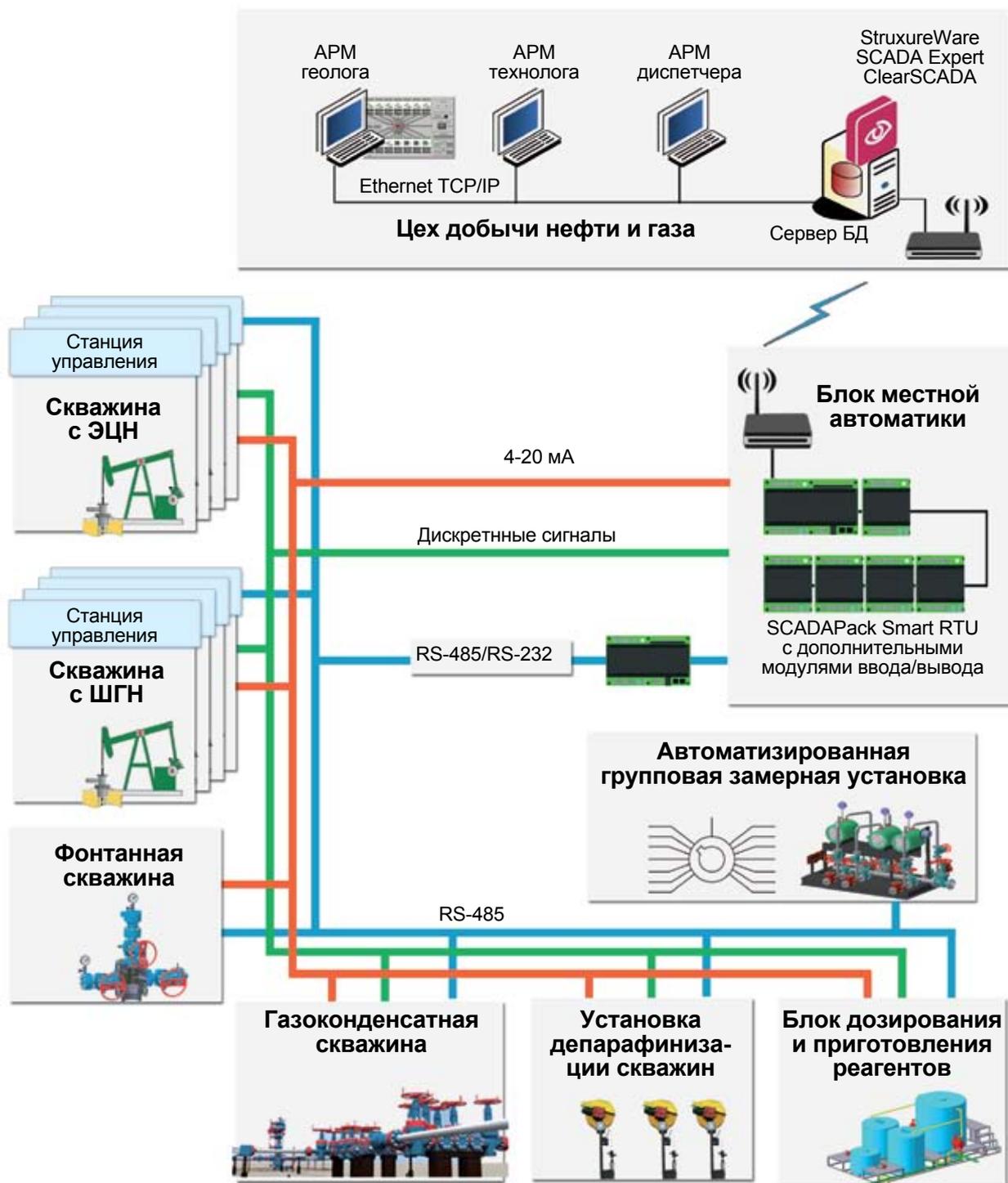
# КТС для скопления одиночных добывающих скважин

Данный КТС целесообразно применять для скопления одиночных скважин. Средства коммуникации определяются на стадии проектирования в зависимости от необходимой дальности передачи информации. В качестве устройств сопряжения с ЦДП желательно использовать устройства, поддерживающие стандарт 802.XX.

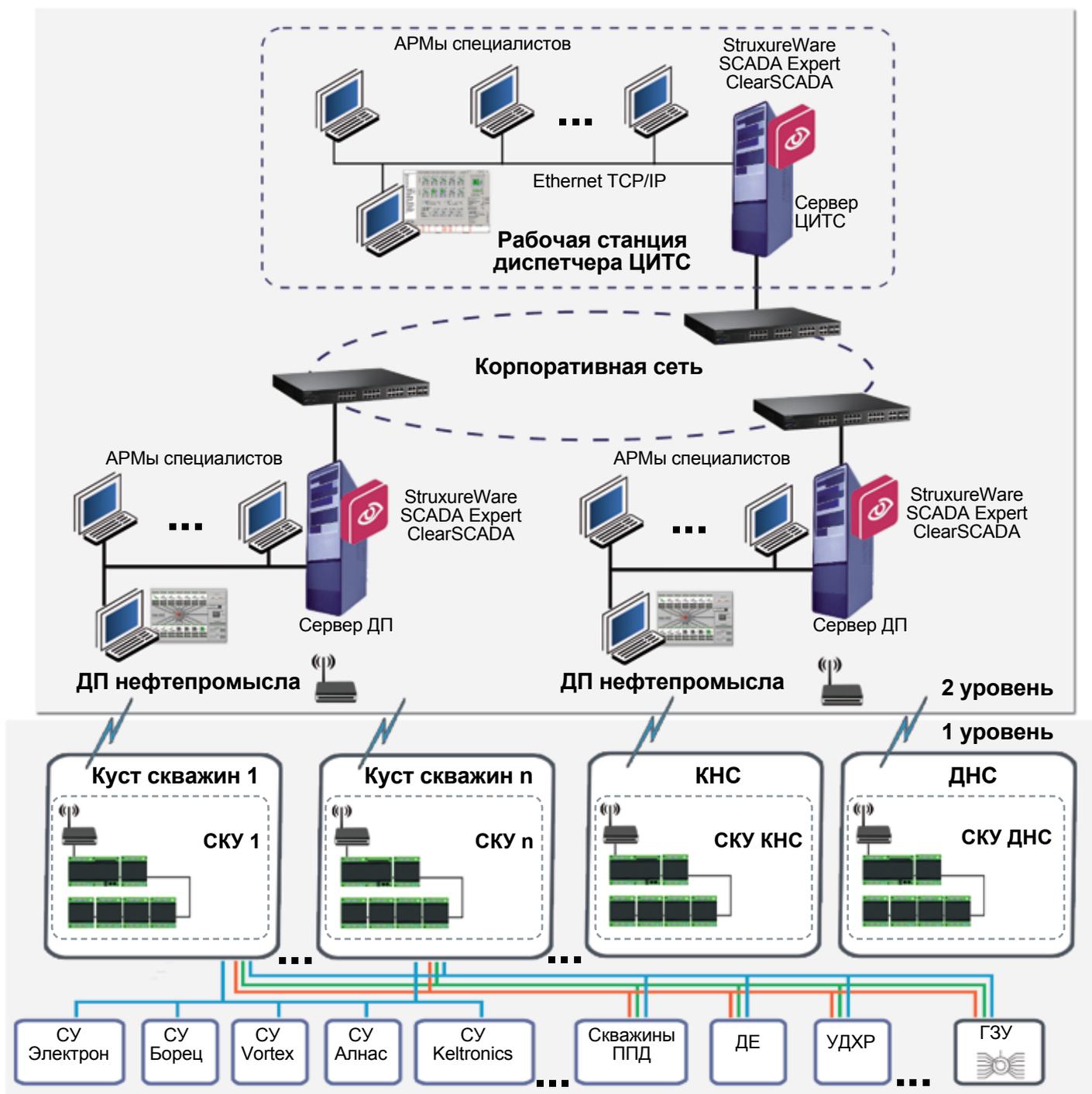


# КТС для куста скважин

Данный КТС отвечает самым серьезным требованиям по контролируемому информации о характеристиках извлекаемой эмульсии и работе кустового оборудования. КТС обладает максимальной полнотой автоматических защит, высокой точностью измерений, полным контролем за соблюдением технологических регламентов с обработкой всех необходимых аварийных и предупредительных алгоритмов, в частности, с обработкой сигнализации о низкой пропускной способности принимающего оборудования, остановках насосов или другого кустового оборудования. КТС позволяет проводить частный ремонт после ГТМ или доразбуривания скважин, не нарушая при этом работу всей системы и, тем самым, минимизируя простои оборудования. Решение обеспечивает возможность получения своевременной информации об изменении дебита и свойств нефти посредством организации необходимых вычислений на месте и оперативной передачи информации от ГЗУ диспетчеру.



# Система телемеханики промысла



Система управления обеспечивает:

- инвариантность выполнения функций контроля и управления количеству и типам технологического оборудования на объектах управления;
- оптимальную структуру сбора и обработки технологической информации;
- простоту и удобство общения производственного персонала нефтепромысла с КТС;
- сбор и передачу в режиме реального времени всем службам нефтепромысла необходимой информации о состоянии технологических объектов нефтепромысла;
- контроль работоспособности технологического оборудования нефтепромысла, СИ и КИП, а так же автоматическую диагностику состояния программных средств;
- контроль безопасности внутри помещений технологических объектов нефтепромысла (загазованность, несанкционированный доступ, температура в технологических блоках);
- возможность дальнейшего развития и модернизации системы.

## Первый уровень

Комплекс технических средств первого уровня, применяемый для управления кустовыми площадками нефтегазодобывающих скважин, выполняет следующие функции:

- сбор информации со средств измерения и КИПиА;
- преобразование информации (масштабирование, нормирование, унификация);
- логическая обработка информации и реализация алгоритмов управления в соответствии с функциями системы;
- организация каналов связи с операторским уровнем управления;
- контроль и тестирование (диагностика) исправности средств автоматизации куста;
- передача собранной и обработанной (преобразованной) информации с контролируемого участка на операторский уровень управления.

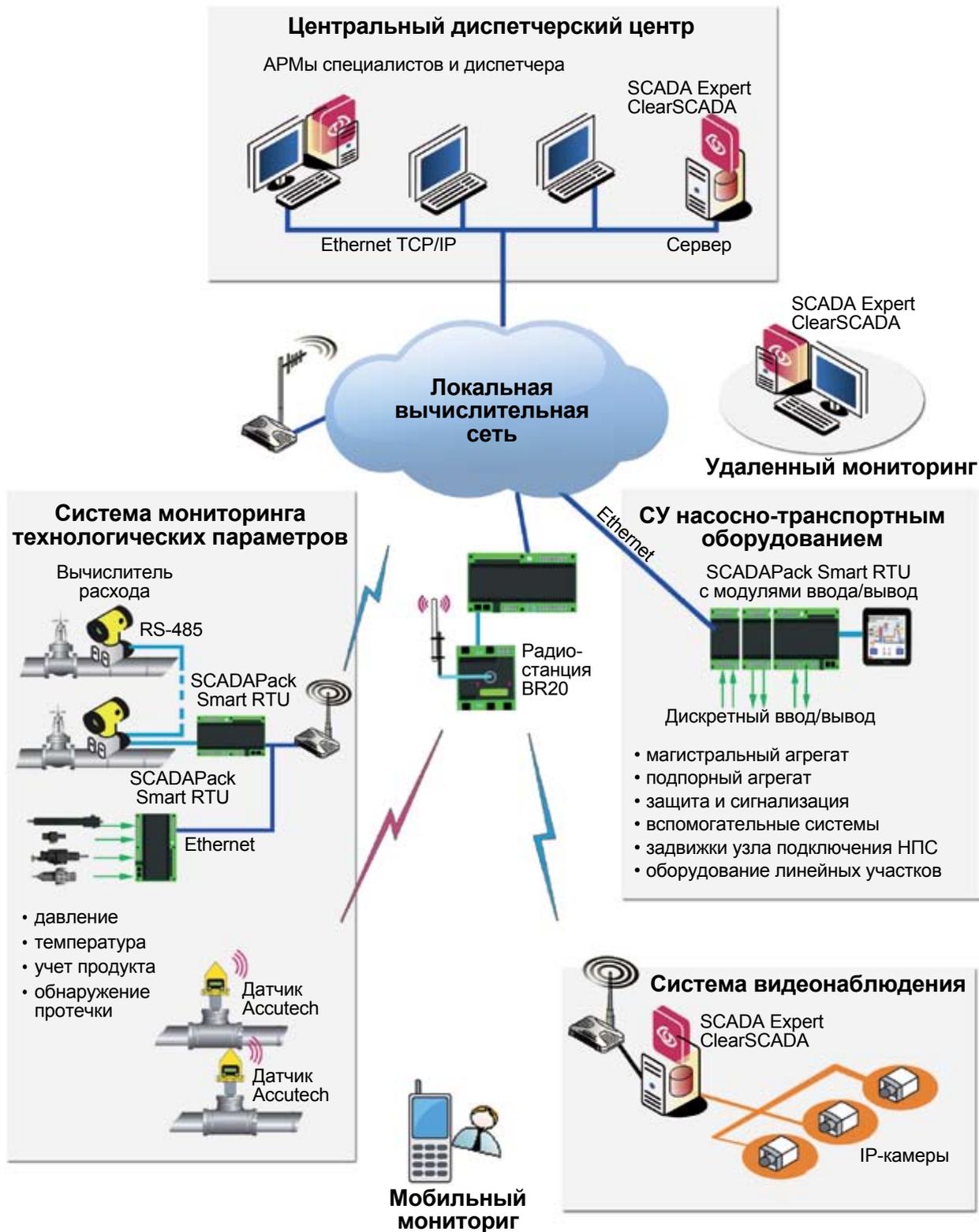
## Второй уровень

Функции системы на втором уровне:

- сбор и преобразование контролируемых технологических параметров в физические величины с соответствующей формой представления;
- отображение текущих значений измеряемых параметров по объекту управления;
- визуальный контроль состояния основного и вспомогательного технологического оборудования и агрегатов, основных СИ и КИП, в том числе контроль отсутствия питающего напряжения;
- предоставление персоналу интерфейса для ручного управления технологическим оборудованием;
- предоставление информации о ходе технологического процесса другим клиентам системы;
- загрузка параметров инициализации, описывающих конкретную конфигурацию технологического объекта, включая параметры, коэффициенты, пороги, уставки, вектора подтверждения в контроллерное оборудование и т.д.;
- прием с уровня управления ЦДНГ предельных уставок по контролируемым технологическим параметрам объектов и заданий на изменение режимов работы оборудования;
- выработка и передача на уровень управления ЦДНГ информации об изменениях параметров состояния основного и вспомогательного технологического оборудования и агрегатов;
- оперативный учет количественных характеристик продукции (дебит, расход, объем нефти, воды, газа и т.д.);
- контроль качественных характеристик продукции и сигнализация их выхода за допустимые пределы, расчет средних значений за отчетный период;
- контроль технологической безопасности объектов;
- диагностика состояния программных и аппаратно-технических средств КП и каналов связи;
- прием данных с операторского уровня управления нефтепромыслом, прием и выполнение запросов от клиентов корпоративной сети (клиентские АРМы);
- отображение графических форм (мнемосхем) по контролируемым технологическим объектам (параметры процесса и состояния объектов в режиме реального времени);
- отображение трендов по контролируемым технологическим параметрам в режиме реального времени и предыстории;
- формирование сообщений об аварийных остановках технологических агрегатов с определением первопричины аварии;
- формирование архива аварийных остановов;
- подготовка необходимой отчетной информации по нефтепромыслу и выдача данной информации на печать (по запросу диспетчера).

# Система телемеханики трубопроводов

Основными функциями систем телемеханики нефтепроводов/газопроводов являются: сбор и передача информации о технологических параметрах трубопровода, контроль состояния запорно-регулируемой арматуры, дистанционное управление технологическим оборудованием с рабочего места оператора, контроль безопасности объекта.



# АСУ резервуарным парком

Автоматизированная система управления резервуарным парком предназначена для дистанционного измерения уровня, температуры и давления продуктов, хранящихся в группе резервуаров, управления запорной арматурой, а также для объемного учета количества жидких продуктов в резервуарах.

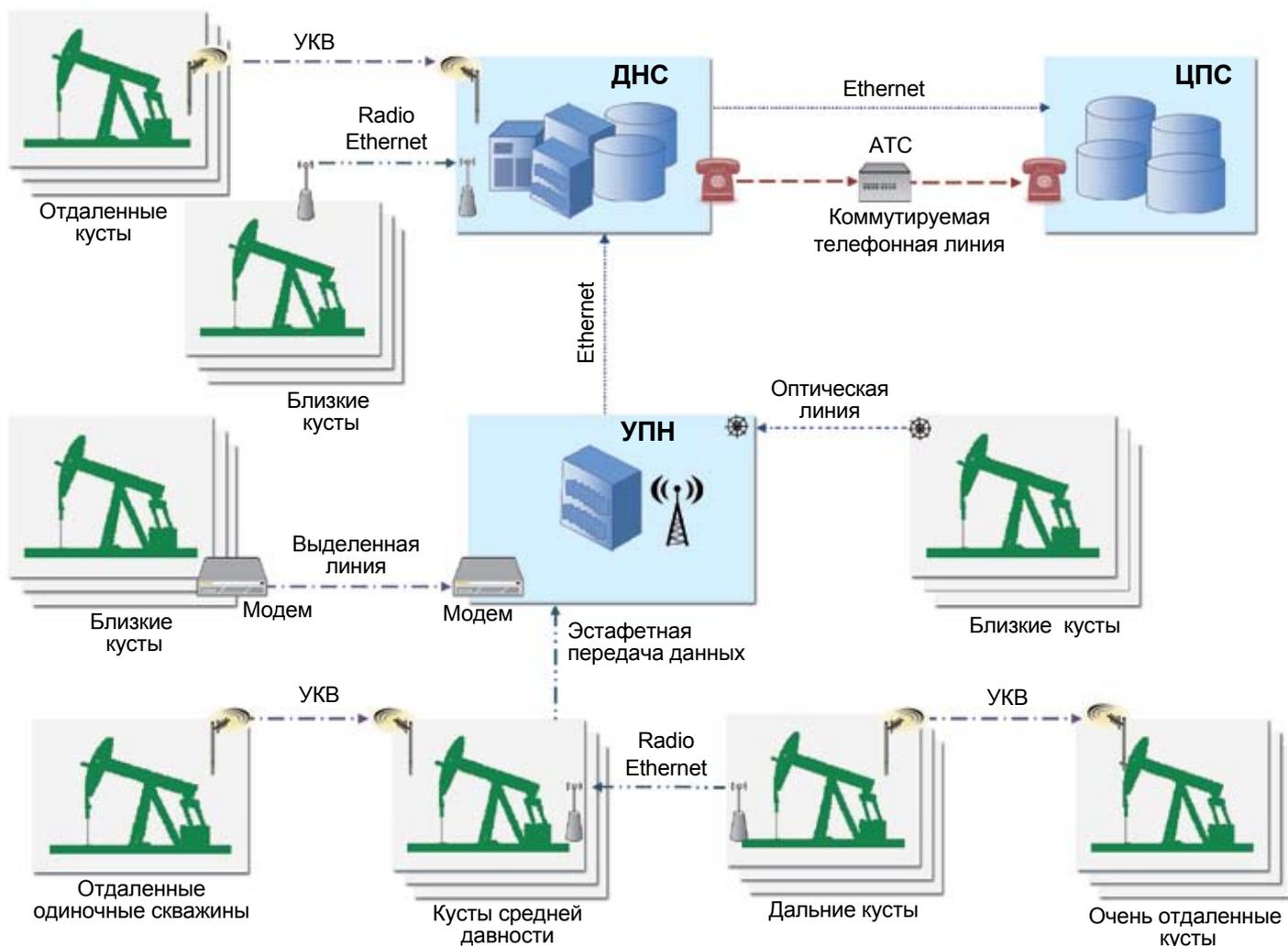


Система обеспечивает:

- измерение текущего уровня продуктов в резервуаре;
- измерение температуры жидких продуктов в нескольких определенных по высоте точках;
- измерение гидростатического давления в резервуаре;
- ввод параметров настройки измерительного комплекса (градуировочных таблиц резервуаров, коэффициентов объемного расширения резервуара и продукта и т.д.);
- настройку параметров средств измерений с учетом технологических параметров;
- расчет текущего объема нефтепродуктов в резервуарах;
- управление процессами заполнения и опорожнения резервуаров;
- автоматическое отслеживание аварийных ситуаций и выдачу предупреждающих сообщений о переходе уровней нефтепродуктов через предельно допустимые значения;
- контроль безопасности объекта;
- хранение полученных данных в течение установленного периода времени;
- представление полученных данных в графической и текстовой форме;
- формирование отчетов и вывод их на печать (периодически или по запросу оператора);
- передачу информации о состоянии контролируемых объектов в систему верхнего уровня.

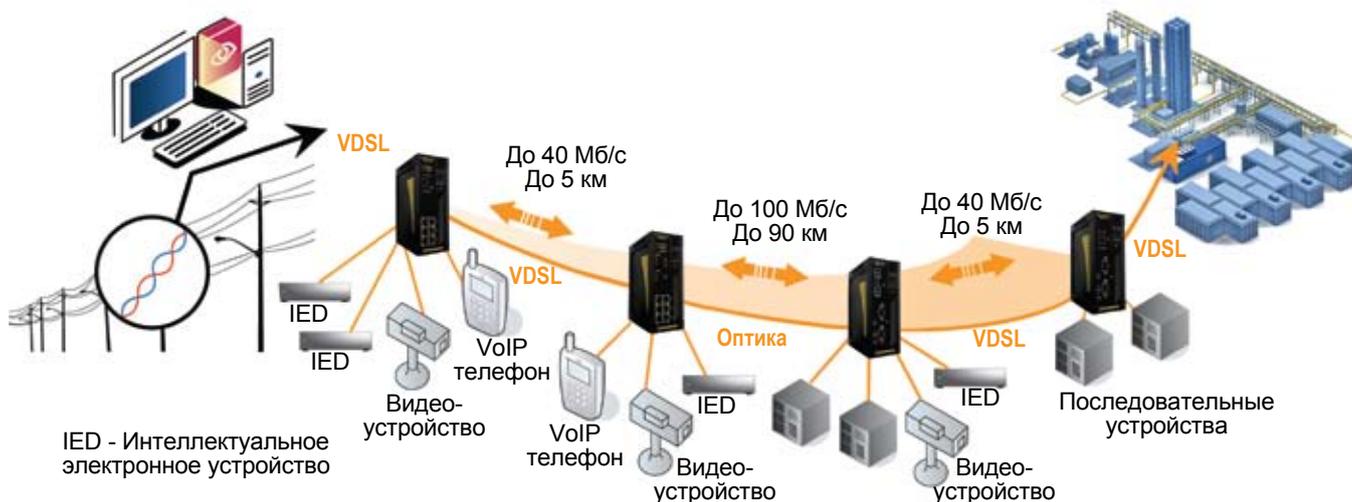
# Система сбора информации с распределенных объектов промысла

На рисунке представлена общая архитектура системы сбора информации с различными вариантами каналов связи.



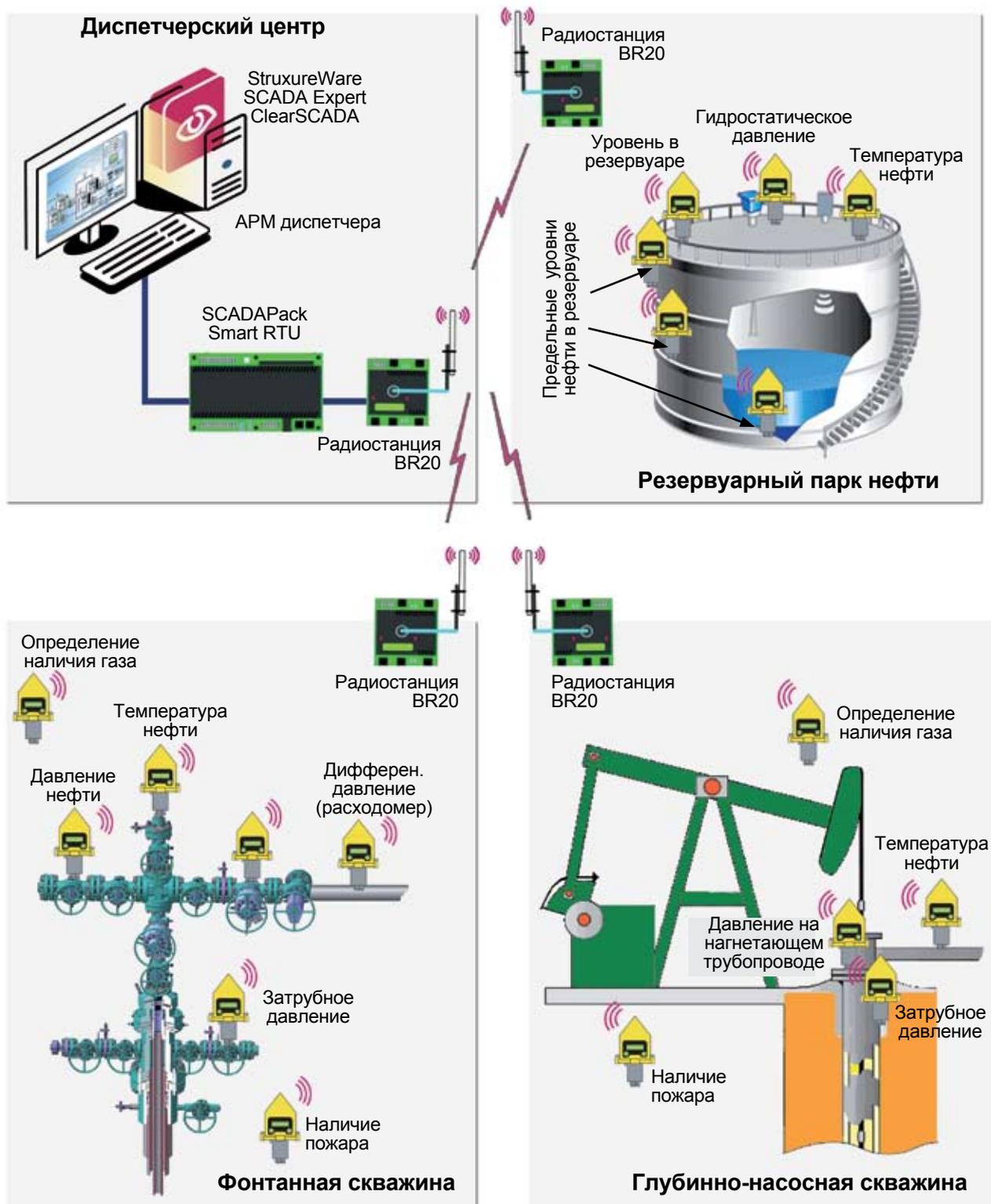
## Передаче данных на большие расстояния по телефонным кабелям

EoVDSL коммутаторы обеспечивают скорость передачи до 50 Мб/с на расстояние до 5 км, помогая существенно снизить расходы на строительство сети при использовании в качестве среды передачи данных существующие телефонные линии связи.



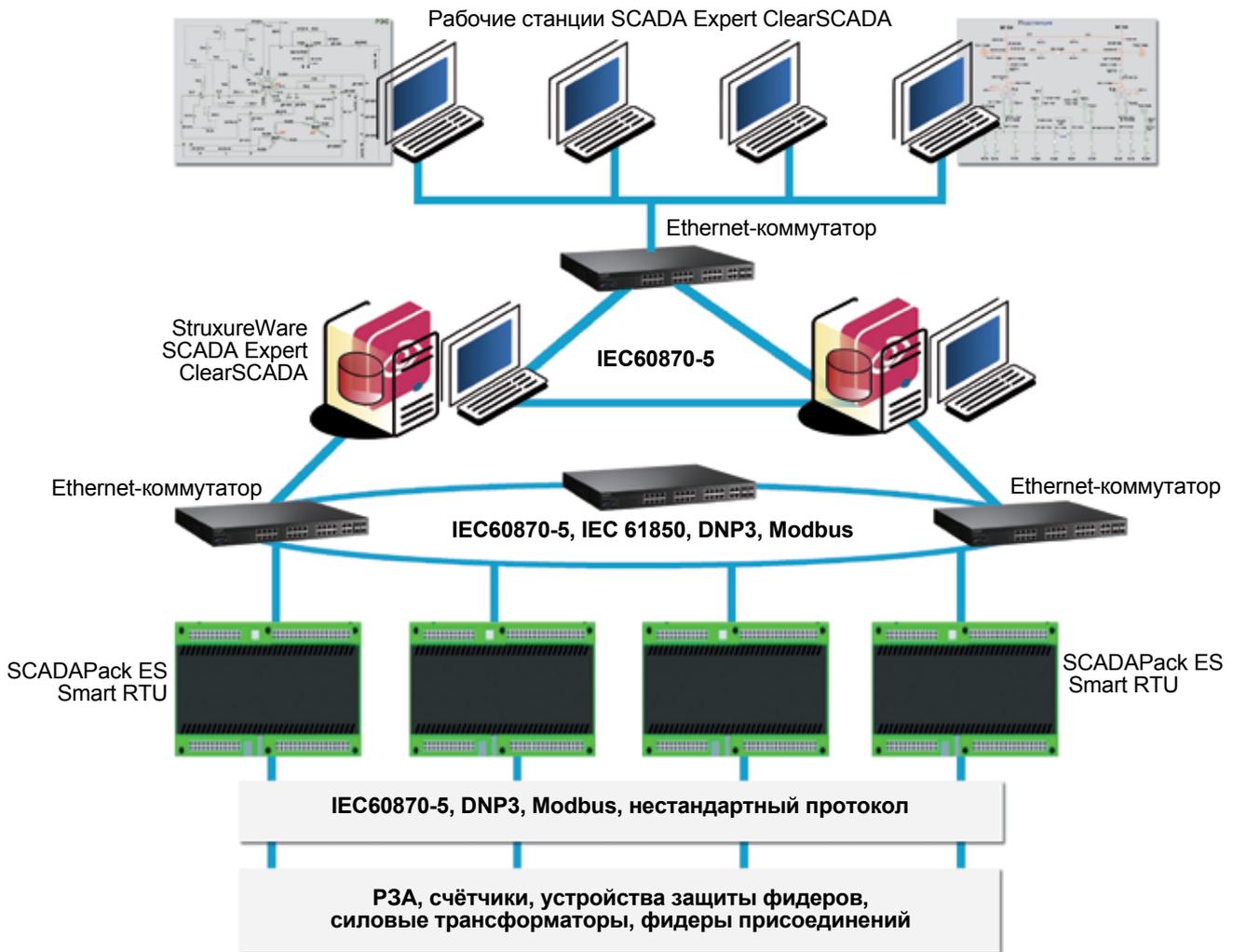
# Беспроводное решение для диспетчеризации объектов нефтедобычи

В местах, где прокладка кабеля невозможна или связана с большими необоснованными трудозатратами, где проведение ремонтных работ связано с демонтажем оборудования и обрывом существующих кабелей мы рекомендуем использовать экономически и технически эффективное решение - беспроводные датчики с автономным питанием Accutech. На практике применение датчиков Accutech сокращает сроки монтажа оборудования и ввода объекта в эксплуатацию, а также сокращает сроки возможного ремонта или переконфигурирования системы. Все устройства Accutech поддерживают стандартный протокол Modbus, что обеспечивает им совместимость с широким спектром промышленного оборудования и хост-систем.



# Решения автоматизации энергетических объектов нефтедобычи

## Система автоматизации подстанции

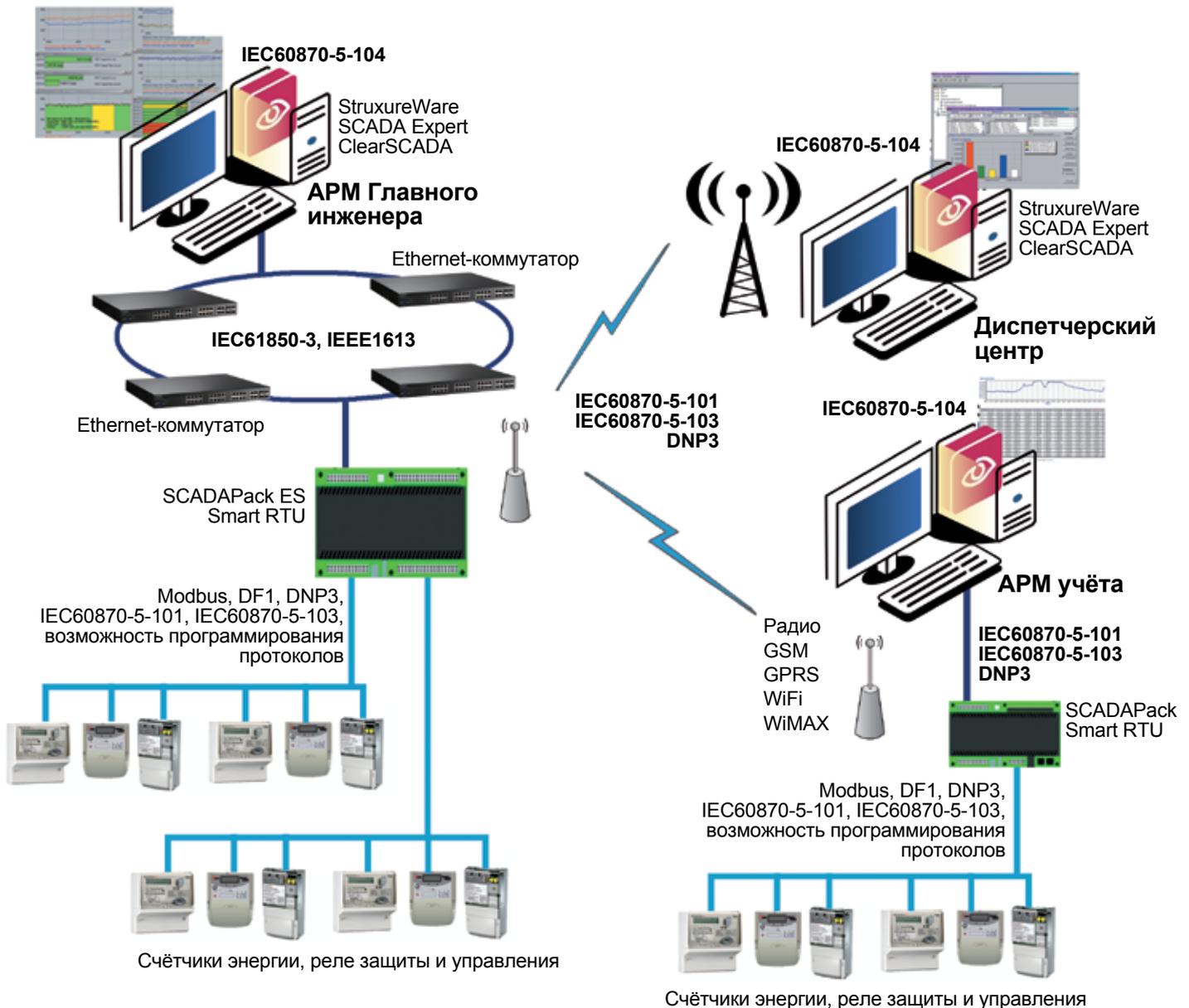


Система автоматизации предназначена для решения различных задач сбора, анализа, обработки, визуализации, передачи и хранения информации технологического характера и автоматизированного управления всем оборудованием, которое находится на подстанции. Система построена на базе интеллектуальных контроллеров, объединенных с компьютерами верхнего уровня (шлюзами, серверами, АРМами) посредством оптоволоконного резервированного кольца. Для организации связи используются протоколы IEC60870-5, IEC 61850, DNP3, Modbus, есть возможность программирования нестандартных протоколов. Благодаря повышенной гибкости и масштабируемости данная система может использоваться, как для автоматизации одной ячейки, так и для автоматизации нескольких подстанций, включая генерирующие объекты и распределительные сети (индустриальные или промышленные объекты).

Система выполняет следующие функции:

- Проверяет и диагностирует автоматику и релейную защиту;
- Анализирует действия по сигнализации;
- Осуществляет первичную обработку и сбор данных, формирует базы данных;
- Регистрирует переходные процессы и аварийные ситуации;
- Фиксирует время и факт выдачи команд управления;
- Документирует и отображает информацию оперативному персоналу;
- Контролирует продолжительность работы и т.д.

# Автоматизированная система технического учёта электроэнергии (АСКУЭ)



АСКУЭ отличается простотой настройки, универсальностью, быстрой адаптацией к изменениям структуры, стойкостью к воздействию электромагнитных и радиочастотных помех. Соответствие стандартам открытых систем и применение наиболее распространенных промышленных протоколов, в том числе DNP3, IEC60870-5, IEC61850-3, IEEE1613, отвечает требованиям, которые предъявляет энергетический комплекс к средствам автоматизации в части передачи данных. Высокая надежность сети обеспечивается за счет использования передовых технологий резервирования. Возможность программирования собственных протоколов позволяет организовывать получение данных от устройств с нестандартными протоколами, например, от электросчетчиков различных производителей, имеющих выход на последовательный интерфейс.

Температурные характеристики и высокая защищенность от электромагнитных помех оборудования АСКУЭ позволяют использовать систему в необслуживаемых и неотпливаемых помещениях, в открытых распределительных устройствах.



ООО “ПЛКСистемы”

г. Москва, тел.: +7 (495) 925-77-98, (499) 707-18-71, e-mail: [info@plcsystems.ru](mailto:info@plcsystems.ru)

г. Екатеринбург, тел.: +7 (343) 311-78-90, e-mail: [ekb@plcsystems.ru](mailto:ekb@plcsystems.ru)

г. Санкт-Петербург, тел. : +7 (812) 454-16-75, e-mail: [spb@plcsystems.ru](mailto:spb@plcsystems.ru)

г. Пенза, тел.: +7 (8412) 207-731, e-mail: [penza@plcsystems.ru](mailto:penza@plcsystems.ru)

г. Новосибирск, тел.: +7 (383) 335-65-42, e-mail: [nsk@plcsystems.ru](mailto:nsk@plcsystems.ru)

Казахстан, г. Алматы, тел.: +7 (727) 268-03-31, e-mail: [info@plcsystems.kz](mailto:info@plcsystems.kz)

[www.plcsystems.ru](http://www.plcsystems.ru)

SYSTEMS  
**PLC**  
SYSTEMS