

Будущее технологии ГРП в области операционной эффективности, промышленной безопасности и автоматизации управления. Ключевые технологии для создания автономной площадки для проведения ГРП

The Future of Operational Efficiency, Safety Controls and Administrative Automation on a Fracturing Site – Evolving to an Autonomous Frac Site Through Enabling Critical Technologies

Чад Ван БУСКЕРК, инженер, SPEС, Intelligent Wellhead Systems

Chad Van BUSKIRK, P.Eng, SPEС, Intelligent Wellhead Systems

Публикация подготовлена на основе выступления автора на 21-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» (26-27 ноября 2020 года, Москва).

The publication was prepared on the basis of the author's speech at the 21st International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference (November 26-27, 2020, Moscow).

АННОТАЦИЯ

Автоматизация рабочих процессов на устьевой площадке при проведении ГРП традиционно является сложной задачей из-за постоянной смены схем расстановки на устье, скважинных условий, оборудования и поставщиков. Флот ГРП обладает высокой мобильностью, устьевое оборудование устанавливается только временно. Ликвидация аварий, происходящих из-за человеческого фактора при проведении ГРП по технологии Plug & Perf, может быть причиной потери тысяч долларов и несчастных случаев, которых можно было избежать.

По аналогии с процессами принятия решений в смежных отраслях основной задачей обычно является минимизация риска, другими словами, автоматизация процесса и сокращение влияния человеческого фактора. Как правило, у добывающих компаний нет полных и точных данных о сложных внутрискважинных работах, которые проводятся одновременно. Поэтому загрузить эти данные в компьютеры или алгоритмы для автоматизации не представляется возможным. Для этого необходимо разработать систему сбора данных, которая обеспечит беспрецедентный уровень точности, надежности и непрерывности. Это позволит автоматизировать рабочие процессы и исключить человеческий фактор.

Для цифровизации работы с оборудованием для контроля давления была разработана

ABSTRACT

Historically, it has been a considerable challenge to automate processes on a fracturing site. Numerous obstacles such as inconsistent layouts, environments, equipment and vendors on these mobile and 'temporary plant sites' have delayed the automation of critical procedures. Human-caused incidents on a plug-and-perf fracturing operation have led to diversion of critical path activity, well-control events, hundreds of thousands of dollars lost and avoidable safety events. Analogous to decision-critical-processes in similar industries, the solution is typically to engineer-out the risk – in other words, to automate the process and avoid human errors. Oil & gas operators traditionally did not have complete and trustworthy data on their complex simultaneous operations to allow computers, algorithms or control systems to take over aspects of the operation. To automate critical-decisions, oil & gas operators must demand control systems that deliver an unprecedented level of visibility, consistency, and trust- allowing automation to infiltrate their operational processes, thereby eliminating human error.

A wireline detection tool was designed to give operators and service companies a digital window inside the pressure control equipment. This technology was then coupled with an engineered control system with valve interlocks at the accumulator – no longer could valves be operated if critical parameters were not met; furthermore,

технология определения наличия кабеля в превенторе, которую могут использовать как добывающие, так и сервисные компании. Затем разработанную технологию совместили с системой блокировки задвижек, в рамках которой при выходе основных параметров за границы допустимых пределов происходит закрытие задвижек, что дает возможность выбрать безопасный вариант дальнейших действий. Затем технологию усовершенствовали и включили возможность получения данных со всех датчиков на площадке в режиме реального времени. Объединенные данные, полученные в реальном времени, позволяли провести проверку состояния оборудования. Это обеспечило высокий уровень надежности технологии, что является важнейшим фактором для автоматизации основных процессов. На текущий момент подтверждение всех основных процессов перед принятием важных решений производится с помощью цифровой подписи. Это сыграло ключевую роль для создания автономной площадки для проведения ГРП.

ЗАДАЧИ И ПРЕДМЕТ ИССЛЕДОВАНИЯ

Автоматизация процессов при проведении ГРП включает 3 уровня:

1. Сбор данных и автоматизация мониторинга – синхронный сбор и передача данных с устройств разных поставщиков на площадке.

Как правило, уникальные массивы выходных данных от каждого устройства хранятся отдельно друг от друга в отдельных базах данных. В рамках разработанной технологии сбор и хранение всех входных данных производится в единой базе данных. Выходные данные получают из разных источников: устье скважины, манифольды, соседние скважины, информация с кабеля, насосов, оборудования ГРП. Обычно передача данных с устройств происходит с помощью кабелей, интернета вещей или облачных решений. Затем данные собираются в пограничном сервере или облаке. Такой подход к управлению данными в реальном времени обеспечивает беспрецедентный уровень владения информацией на рабочей площадке.

2. Автоматизация административных задач – повышение эффективности путем исключения рутинных и повторяющихся задач по вводу, аналитике и представлению данных.

Стандартизированные данные (полученные один раз, используемые много раз) позволяют получить точные базовые значения для создания структурированной базы данных. Затем эти данные, полученные с датчиков и интерфейсов от разных поставщиков, переводятся в признанные отраслевые стандарты форматирования (например, стандарт IPDS – International Petroleum Data Standards). Затем производится нормализация данных для повышения их точности. После этого вся полученная информация хранится, анализируется и передается на корпоративное

sequences could be defined to proceed safely with critical operations. This technology bundle then evolved to include real-time data from all digital services on-site. Merged real-time data enabled further system checks, earning trust – crucial to permit decisions to automate critical processes. Currently, critical processes are verified through a digital sign-off procedure, or digital handshake, before critical decisions can move forward. The stage has been set for the automated frac site.

OBJECTIVES/SCOPE

Automation of processes on a fracturing site involves 3 levels:

1. Data aggregation and surveillance automation – the time-synchronous retrieval and convergence of multiple vendors digital data on site. Traditionally, each unique vendor output unique data sets that were presented separately from each other and stored in siloed databases. A vendor agnostic approach is used to capture all services digital inputs. Digital service outputs include but are not limited to digital wellheads and manifolds, frac crew(s), wireline crew(s), pump down crew(s), offset wells, and water services data. Data is typically retrieved via IIOT, physical cables, or cloud solutions providers then aggregated using edge server and/or cloud capabilities. This orchestration, databasing, and real-time display allows an unprecedented level of communication on site.

2. Automating administrative tasks – generating efficiencies by eliminating mundane and repetitive data entry, reporting, and analytical tasks.

Using standardized data that is ‘populated once, used many times’ allows clean reference values to populate structured database architecture. This data is auto populated from sensors and vendor interfaces, and crucially, data is then translated into industry recognized formatting standards (i.e. IPDS, International Petroleum Data Standards). Once normalized, trustworthy data exists, algorithms and/or API's (Application Programming Interfaces) can be used to create, store, move, analyze and transact this interoperable information to enterprise software. Improved data quality facilitates analytics, machine learning tools and artificial intelligence to develop insight into operational data and reveal hidden value opportunities. These information streams can also facilitate predictive analysis and enable critical warnings and alarms.

It is recognized that the completions space has a maturing service industry deeply focused on these first two subjects of automation – as there are many providers evolving successfully in this space. With that in mind, this paper and presentation focuses on the automation of physical processes during SIMOPS. The ‘autonomous fracturing site’ may be a magnification in terminology – however, in today's market, the completions industry has never been more primed to elevate efficiencies in safety, head count, operations and administrative tasks through automation. The pieces required are being assembled

программное обеспечение с помощью алгоритмов и/или программных интерфейсов приложений (API). Повышение качества данных дает возможность получить полную информацию об эксплуатационных параметрах и выявить скрытые параметры с помощью аналитики, инструментов машинного обучения и искусственного интеллекта. Также эта информация позволяет провести прогнозный анализ и установить оповещения и предупреждения о превышении допустимых значений.

Нельзя не отметить, что основное внимание в нефтегазовой отрасли уделяется этим первым двум уровням автоматизации, поскольку на текущий момент существует множество поставщиков оборудования заканчивания. Поэтому в данной статье основное внимание уделяется автоматизации физических процессов во время совместных производственных операций. Термина «автономная площадка ГРП» ранее не существовало. Однако на текущем рынке заканчивания скважин и ГРП появился большой спрос на автоматизацию процессов для повышения безопасности, сокращения численности персонала, повышения эффективности работ и выполнения административных задач. Современные решения позволяют компаниям обеспечить полную автономность производственных процессов.

Контроль данных осуществляется путем сбора данных, отображения на панелях управления и аварийных сигналов. Однако, к сожалению, человеческий фактор продолжает оказывать большое влияние, в результате чего происходят аварии – например, может быть закрыт не тот клапан или задвижка. В этом случае последствия могут быть серьезными. Закрытие буферной задвижки на кабеле может не только привести к ремонтным работам стоимостью от 3 до 8 млн рублей, но и остановить добычу. Закрытие нецелевой задвижки во время ГРП может нарушить порядок работ и задержать ввод скважины в эксплуатацию. Однако более серьезным последствием может быть повреждение оборудования или нарушение промышленной безопасности. Поэтому повторяющиеся задачи в сложных операциях являются наиболее оптимальным типом задач, которые необходимо автоматизировать.

После автоматизации на первых двух уровнях – сбор и отображение данных – можно переходить к третьему уровню – автоматизация физических барьеров для повышения операционной безопасности. Для исключения человеческого фактора используются интегральные матрицы принятия решений и системы обратной связи.

3. Автоматизация физических процессов – контроль над задвижками, клапанами и другим оборудованием. Этот уровень является ключевой составляющей автономной площадки ГРП.

На этом уровне система не только осуществляет обычный сбор и отображение данных, но и

to will enable autonomy once operators become ready within their organizations.

Despite the value of operational surveillance through data aggregation, dashboard displays, alerts and alarms, unfortunately human error continues to plague operations and the wrong valve is closed. The consequences are severe for getting this wrong. Closing a crown or swab valve on wireline can not only initiate recovery operations costs that range from \$45K to \$110K, but interrupt operational flow, and delay production. Closing the wrong valve during highpressure fracturing operations can also disrupt operational cadence, and delay production, but the safety and equipment damage risk is catastrophic. Repetitive tasks within complex operations are optimal automation contenders.

Using the data compiled and displayed in these first two levels of automation, a third level of engineered validation controls is possible – physical barriers and controls that improve process safety. Integral decision matrices and feedback loops proceed to engineer-out human error.

3. Automation of physical processes – physical control of valves and equipment controls – vital components of an autonomous frac site. Using data aggregation and dashboards, this automation theme leaps past common surveillance and reports; it initiates physical barriers and controls on a fracturing site. These barriers are akin to a master lock-out, tag-out padlock whereby the master barrier cannot be removed until all other ‘checks’ are performed, and lock-outs removed – only then can the physical action take place.

METHODS, PROCEDURES AND PROCESS

An engineered controls project was initiated that relied on validation checks to ensure ‘the state of the operation’ was verified and trusted before any physical manipulation of equipment – a sequence of process control checks. Barriers to automation adoption in any industry consistently include trust challenges. In a paper addressing barriers to change in autonomous vehicles, KPMG (2019) concluded “how we govern each technological component of an autonomous vehicle – including its hardware, software and data – is essential to gaining trust. And since each component relies on the next to operate, even more important is how we govern all of them as a whole.” This approach is translatable to engineered controls on an oilfield completions site and was wholly applied – each component relied on a sequence control check of the former component before it is operated.

5 components of trust are identified by Geoffrey Cann that may create the barriers of adoption of smart machines in digitized oil and gas operations (Cann, 2019). Cann reminds us that these 5 components are essential to maintain the ‘social contract’ for digital innovation: Competence, Reliability, Transparency, Aligned Integrity, Aligned Accountability.

The innovation of these engineered controls embraced these concepts as the system was developed,



ГРУППА ФИД - ВАШ ПАРТНЁР В ОБЛАСТИ ОБОРУДОВАНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА

20
ЛЕТ

ОПЫТА



ИЗГОТОВЛЕНИЕ
ПО ИНДИВИДУАЛЬНОМУ
ТЕХНИЧЕСКОМУ ЗАДАНИЮ



ШИРОКАЯ СЕТЬ
СЕРВИСНЫХ ЦЕНТРОВ



АВТОРИЗИРОВАННЫЙ
СЕРВИСНЫЙ ЦЕНТР
ПО РЕМОНТУ И
ОБСЛУЖИВАНИЮ НАСОСОВ
ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ
ПРОИЗВОДСТВА SPM



**НАШИ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ
ДЕЛАЮТ БЕЗГРАНИЧНЫМИ
ВАШИ ВОЗМОЖНОСТИ!**



РАЗРАБОТКА И ПРОИЗВОДСТВО ОБОРУДОВАНИЯ:

- для направленного бурения;
- для кислотоструйного и
- гидромониторного бурения;
- для работы в шахтных условиях;
- а также, скважинного оборудования и инструмента (соединители с ГНКТ, клапаны обратные и циркуляционные, насадки гидромониторные, разъединители, соединительные компоновки, головки кабельные, ловильный инструмент и др.).



ОТ ИНСТРУМЕНТА ДО КОМПОНОВОК

сама осуществляет управление оборудованием. Все физические барьеры в скважине похожи на главный замок с уникальным мастер-ключом. Главный барьер не может быть открыт, пока не проведены все проверки и не сняты все блокировки, и только после этого производится физический процесс по открытию главного барьера.

МЕТОДЫ, ПРОЦЕДУРЫ И ПРОЦЕССЫ

Для реализации проекта была спроектирована система контроля за оборудованием на основе проверок достоверности данных. Серия таких проверок подтверждает достоверность данных перед любым физическим управлением оборудованием. Проверка достоверности данных для автоматизации является сложной задачей в любой отрасли. В статье компании KPMG (2019) об автоматизации беспилотных автомобилей сделан вывод о том, что «для получения достоверных данных необходимо управлять каждым технологическим компонентом беспилотного автомобиля, в том числе программным обеспечением, аппаратными средствами и данными». Каждый компонент системы зависит от предыдущего компонента. Поэтому необходимо управлять всеми компонентами в совокупности. Этот подход был применен для автоматизации работ на нефтяных и газовых скважинах: управление каждым компонентом системы проводилось после серии проверок предыдущего компонента.

Джеффри Канн выделил 5 этапов проверки достоверности данных, которые позволяют использовать машинное обучение для цифровизации нефтегазовой отрасли. Автор подчеркивает, что для применения в нефтегазовой сфере необходимо внедрить все 5 этапов: компетентность, надежность, прозрачность, цельность, отслеживаемость.

При разработке, испытании и коммерческом внедрении представленной системы были учтены все указанные этапы. Для безопасного управления основными клапанами и задвижками были проведены детерминированные испытания и проверка достоверности. Это позволило выполнить серию из нескольких решений и автоматизировать основные процессы. В детерминированных испытаниях один и тот же тест в одинаковых условиях дает одинаковые результаты. Затем логическая схема действий была доработана: следующий шаг мог быть выполнен только после подтверждения предыдущего шага. Таким образом, проверка достоверности данных каждого компонента системы выполнялась только после аналогичной операции в предыдущем компоненте.

Проверка 1: Цифровизация оборудования для контроля над давлением

Ранее было невозможно подтвердить полное извлечение забойного инструмента на

tested, trialed and commercialized. In order to safely operate critical valves, deterministic tests and trust creation were crucial to permit a sequence of decisions and automate critical processes. In deterministic tests, the same test in the same conditions cannot output different results. Logic steps were then refined- the subsequent step could not proceed prior to a validation from the previous step. Reiterating this determination, trust in each component relied on the trust in the previous component in order to proceed.

Control Check 1: A Digital Window Inside Pressure Control Equipment

In the past there has been no way to verify with certainty that tools are out of hole. For example, confirming the wireline perforating gun assembly is above and clear of the wellhead. This has led to shearing events of equipment, NPT remedial activities off the critical path and cost overruns.

Proprietary technology using a sensor array (Figure 1) was applied to remove guessing the presence of pipe, wireline or BHA's in the pressure control equipment. Risks could be foreseen with this insight, and confirmation of vacant pipe could finally be checked off. For example, this validated that the crown/swab valve could be actuated closed without cutting wire line or shearing a BHA, additionally safely allowing increased pulling speed. (Note: this technology also proved versatile and applicable to coiled tubing, intervention and offshore applications).

Control Check 2: A Physical Barrier, The Digital Handshake and Valve Actuator Interlocks

The proprietary spool technology was then coupled with an engineered control system, valve interlocks at the accumulator. No longer could valves be operated if critical parameters were not met; furthermore, sequences could be defined to proceed safely with critical operations.

Below is an example of a valve unlock logic path (Figure 2). The logic:

- Retrieves the state of the well activity from operational data, which in the case below is a wireline operation.
- The Sequence Control Check 1 is then verified via operational data and the Digital Window information to confirm the tool is out of the hole or whether the tool is in the hole in the lubricator, but above the crown/swab valve.
- The hydraulic interlock, via the SIMOPS communication interface, is then given the permit to unlock/deactivate.
- A digital triple-handshake permission sequence (wireline operator, valve operator, and well site supervisors) then hydraulically unlocks and a 'green' visual is given to the operator at the valve bank (Figure 3 below).

Complementary logic works when a well is being fractured; when the pressure exceeds a frac threshold the hydraulic interlocks are engaged.

Control Check 3: Valve Actuation and Position Verification Checks

The spool and interlock technology bundle then evolved to include real-time data from all digital services on-site. This included a combination of third-party

поверхность. Например, было невозможно подтвердить, что перфорационная компоновка на кабеле полностью извлечена и находится над устьевой арматурой. Отсутствие этой информации приводило к срезанию элементов компоновки, ремонтным работам, потере времени и увеличению затрат.

Для исключения неопределенности о наличии трубы, кабеля или забойной компоновки в устьевой арматуре была использована запатентованная технология с матрицей датчиков. Эта технология позволяет подтвердить наличие оборудования в устьевой арматуре. Например, эта технология подтверждает возможность закрытия буферной задвижки с полным исключением риска срезания кабеля или элементов забойной компоновки, что позволяет увеличить скорость подъема из скважины (эту технологию также можно использовать для работ с колтюбингом или для работ на шельфе).

Проверка 2: Физический барьер, цифровая подпись и блокировка задвижек

Затем запатентованная технология с матрицей датчиков была объединена с системой блокировки задвижек. В рамках этой технологии при выходе основных параметров за границы допустимых пределов происходит закрытие задвижек, что дает возможность выбрать безопасный вариант дальнейших действий.

Ниже представлен пример логической схемы по открытию задвижки (рис. 2):

- Получение информации о типе скважинной операции из эксплуатационных данных – в данном случае операция с кабелем.
- Проверка 1 для подтверждения эксплуатационных данных и подтверждение положения инструмента: либо произведен полный подъем инструмента, либо инструмент в лубрикаторе над буферной задвижкой.
- Гидравлическая блокировка дает разрешение на открытие задвижки через интерфейс системы связи при совместных работах.
- Трехэтапная цифровая подпись (оператор кабельной установки, оператор задвижки, супервайзер на площадке) дает «зеленый» сигнал для оператора, управляющего задвижками (рис. 3).

Во время ГРП работает комплементарная логика. Когда давление превышает допустимый предел, происходит гидравлическая блокировка.

Проверка 3: Управление задвижками и проверка положения задвижек

Затем к технологиям проверки наличия



Рисунок 1 – Запатентованная технология с матрицей датчиков и дисплеем HMI

Figure 1 – Proprietary Sensor Array Spool Technology and HMI Display

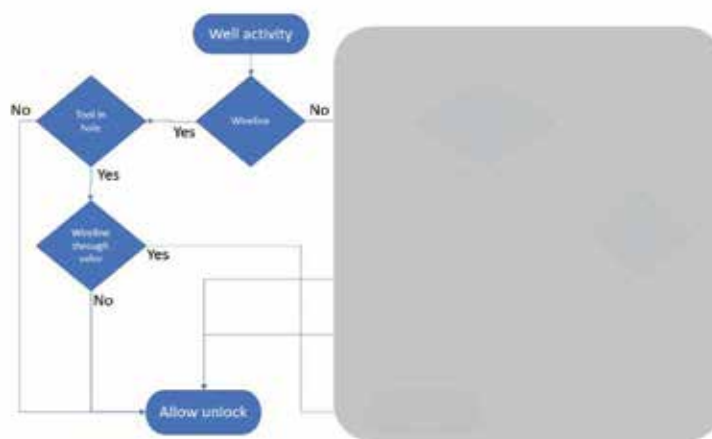


Рисунок 2 – Частичное представление логической схемы по открытию буферной задвижки

Figure 2 – Partial View of a Crown/Swab Valve Unlock Logic Path

vendor data, off-the-shelf sensors, and proprietary sensors. Valve Position Sensor technology then allowed for a digital confirmation that a valve is open, closed or in-transition. Valve Position Sensors (Figure 4) on the wellheads united with wellhead pressure measurements to allow accurate digital twinning of the wellhead bank at the HMI (Human Machine Interface) onsite. In the HMI screenshot below (Figure 4), only information that is critical to onsite communication to the site operation is displayed. Here it can be seen, on the rightmost well:

- a tool is passing through the wellhead, which is on a perforation run for stage 1;
- valves are green (in the open position) permitting vertical access to the well;
- valves that are dark orange indicate closed (pump down and fracturing lines);
- red dot indications that the valve interlocks are engaged.

This merged real-time data of equipment onsite, enabled further system checks, fortifying trust.

Control Check 4: Empower Real-time Controls and Dashboarding via Trustworthy Site-driven Operations Data

оборудования в устьевой арматуре и автоматического закрытия задвижек была добавлена передача данных со всех цифровых устройств на площадке в реальном времени. Данные собирались со всех типов устройств: датчики от сторонних поставщиков, датчики серийного производства, а также собственные запатентованные датчики. Технология определения положения задвижки с помощью датчиков позволяет получить подтверждение положения задвижки: открытое, закрытое, промежуточное. Данные с датчиков положения на задвижках устьевой арматуры и с датчиков давления предоставляют точную информацию о группе скважин. Эта информация выводится на панель управления (автоматизированное рабочее место) на площадке. На рисунке 4 представлен скриншот панели управления, на которой отображается вся важная и необходимая информация. На этом рисунке можно увидеть состояние крайней правой скважины:

- инструмент проходит через устьевую арматуру (перфорационная компоновка для стадии 1);
- зеленым цветом обозначены открытые задвижки, которые открывают доступ в скважину;
- темно-оранжевым цветом обозначены закрытые задвижки на насосных линиях и линиях ГРП;
- красными точками обозначены закрытые задвижки.

Эти объединенные данные, предоставляющие информацию обо всем оборудовании на площадке в реальном времени, дают возможность проводить дальнейшие проверки, что повышает достоверность информации.

Проверка 4: Управление в реальном времени, отображение достоверных эксплуатационных данных

При автоматизации процессов ГРП с помощью петли обратной связи фактор времени играет важную роль. Персонал на площадке должен знать,



Рисунок 3 – Интерфейс цифровой подписи, система контроля над давлением, привод задвижки

Figure 3 – Digital Handshake Interface & The Engineered Control System, Valve Actuator Interlocks

When looking at feedback loops to automate controls on a fracturing site, factors of time matter. If a control check is to be trusted by operators, they must know response is near instantaneous.

Cloud computing and service uptime uncertainties make aggregating data remotely to feedback to operations controls onsite challenging. A site presence with rugged sensors, equipment, cabling and automation control center was essential (Figure 5). This physical durability assured that data was not only reliably collected at site, but transferred to control equipment immediately, captured with edge serving capabilities, and supplied with uninterrupted power.



Рисунок 4 – Датчики положения задвижек, пример панели управления на рабочей площадке

Figure 4 – Valve Position Sensors, and an example of the site HMI (Human Machine Interface)

With accurate and near instantaneous data now in-hand, straight from the sources onsite, the infrastructure for further real-time controls was built. This setup and accuracy generated further value as a holistic view of the site and digital twins of critical components of the operation were formed. A panoramic dashboard of the entire pad operation came into view.

Activity logs were now automated, as timestamps of digital handshakes verified the start and stop of activities, and valve position data and visuals formed the verification check. With the frac trees now

что система производит выполнение всех проверок и предпринимает физическое действие почти мгновенно.

Сбор данных и передача на панель управления является сложной задачей, если учитывать сложность облачных решений и вероятность отказа оборудования. Для надежной автоматизации всех процессов необходимо проверять работоспособность всех датчиков, оборудования и кабелей. Каждый элемент оборудования на площадке должен быть надежным. Только в этом случае можно обеспечить сбор и немедленную передачу всех данных на панель управления. Также необходимо обеспечить надежную работу пограничных серверов для хранения данных и бесперебойную подачу питания.

Сбор и мгновенная передача данных со всех устройств на площадке обеспечивает инфраструктуру для управления скважинами в реальном времени. Эта инфраструктура позволяет получить комплексное представление обо всех процессах на площадке и получить виртуальную копию основных этапов работы. Панорамное отображение данных на панели дает возможность управлять целым кустом скважин.

Автоматизация всех процессов обеспечивается через автоматическое ведение журнала операций, цифровую подпись для подтверждения начала и окончания действия, датчики положения задвижек для визуального подтверждения открытия/закрытия. Цифровизация устьевого арматуры ГРП позволяет получить цельную информацию без недостающих звеньев в масштабе всего куста. Данные с устройств различных поставщиков теперь объединяются и передаются на единую панель управления. При этом обеспечивается проверка качества данных. Единая панель управления отображает данные со всех ключевых компонентов (устьевая арматура, оборудование ГРП, кабельная установка, насосное оборудование). Эту систему можно использовать для цифровизации и других типов работ: водоизоляционные работы, контроль выноса песка, мониторинг соседних скважин (рис. 6).

В скором времени работы ГРП будут проводиться с использованием десятков тысяч датчиков от различных поставщиков. Такой большой объем разрозненной информации потребует создания единой независимой платформы. Кроме того, на скважинах уже используются неструктурированные данные (видео, IP-телефония). Эти данные необходимо также передавать на единую панель управления. Сбор и передача всех данных на единую панель и дальнейшая интеграция и конвертирование разрозненных данных позволит получить ценную информацию о текущем состоянии скважин. Единая панель управления объединяет данные со всех сервисов, и обеспечивает совершенную стандартизированную базу данных для проведения аналитики PD2A (аналитика данных нефтегазовой

digitized, there were no missing-links to this true, pad-level detail. Operational data from the various vendors onsite could now be merged to a hub with other vendor data streams and quality checked against the operation activities. This hub allowed a dashboard of all primary services data (digital wellhead, frac, wireline, pump down), and a home for other digitized services such as water services, sand management, and offset well monitoring (Figure 6) to name a few.

With frac sites soon to be equipped with tens of thousands of sensors from multiple vendors, and as a result, a deluge of data to catalogue; the need emerges to create a vendor agnostic platform. In addition, unstructured data (e.g. video, VOIP) is already streaming on completion sites and this data will need a destination in order to remain relevant to the operation. The solution was to congruently assemble this data at a hub and neutrally allow this integration to transform data into meaningful information (Figure 6).

The hub gave relevance to all services data, and once merged became part of a powerfully clean and



Рисунок 5 – Настраиваемое, многоцелевое, износостойкое оборудование для контроля над скважиной

Figure 5 – Scalable, Versatile, Rugged Equipment and Control Center Packages

standardized database to drive PD2A (Petroleum Data Driven Analytics). PD2A is a vast topic of the system and is not covered in the scope of this paper.

RESULTS, OBSERVATIONS, CONCLUSIONS

This technology proves a valuable first step in building trust to integrate further innovations to the autonomous frac site. Repetitive tasks within complex operations, where mistakes pose risks to people, equipment, operations and budgets are ideal candidates to automate. Valve sequencing through

отрасли). Аналитика PD2A является отдельной обширной темой, в данной статье она не освещается.

РЕЗУЛЬТАТЫ, НАБЛЮДЕНИЯ, ВЫВОДЫ

Представленная технология позволяет сделать первый шаг к внедрению инновационных решений для создания автономной площадки ГРП. При выполнении сложных работ существуют большие риски: отказ оборудования, угроза безопасности персонала, увеличение денежных затрат. Повторяющиеся задачи на таких операциях являются наиболее оптимальным типом задач, которые необходимо автоматизировать. Управление задвижками с использованием контрольных проверок, цифровых подписей и гидравлической блокировки исключает указанные риски и повышает эффективность работ. Технология, представленная в данной статье, позволяет сократить время простоя насосного оборудования во время ГРП (от команд «остановить закачку» до «сравнить линии», от команд «уравнять давления» до «начать закачку»). На каждой скважине технология позволила сократить длительность работ по открытию/закрытию задвижек на более чем 5 минут. Также технология позволяет сохранить целостность кабеля при проведении ГРП, что повышает эффективность работ.

Сложно рассчитать время, затраченное на ликвидацию аварий, связанных со срезанием кабеля во время ГРП или со скачком давления из-за ошибочного закрытия задвижки. Однако за последние несколько лет такие аварии случались многократно во многих компаниях. И добывающие, и сервисные компании осознают, к каким серьезным последствиям могут привести такие аварии. Все компании признают, что «на аутсорсинг можно передать всё, кроме ответственности» (Henderson, D., Earley, S., & Sebastian-Coleman, L. (Eds), 2017), поэтому крайне важно исключить такие аварии. Запатентованная технология обеспечивает полное цифровое управление над оборудованием для контроля давления с помощью физических барьеров и трехэтапной цифровой подписи. Это позволяет исключить вероятность таких аварий.

Следует отметить, что с тех пор, как представленная технология была внедрена 2 года назад, на рабочих площадках заказчика не произошло ни одного случая срезания кабеля, ошибочного закрытия задвижки или непредвиденных скачков давления.



Рисунок 6 – Пример отображения данных на единой панели управления

Figure 6 – Example Feature Sets of The Hub Dashboard

control checks, digital handshakes and physical interlocks eliminates this risk and generate well swapping efficiencies. The technology package introduced in this paper optimizes time from ‘pumps off’ during frac to ‘system bleed down’ and from ‘equalized’ to ‘pumps on’. Time savings for all operators have been proven to be greater than 5 min/well on valve functioning tasks. The technology package also helps keep wireline waiting on frac operations, allowing pad operations to remain efficient and on the critical path.

While it is difficult to recover a true count of the time wireline has been cut or a frac site has had an over-pressure event by an errantly closed valve, it has certainly happened more than once to most operators the past few years. Operators and service companies alike recognize the consequences are severe for getting this wrong. These industry players realize “anything can be outsourced except liability” (Henderson, D., Earley, S., & Sebastian-Coleman, L. (Eds), 2017) so it becomes imperative to eliminate these events. The proprietary technology developed to reveal a digital window into the pressure control equipment, physical barriers and the digital triple-handshake have defeated these events.

It can be highlighted that since the technology introduced in this paper was implemented on customer sites 2 years ago, not one single event of shutting in on wireline, mistaken valve closure or any overpressure events have occurred.

ЛИТЕРАТУРА/REFERENCES

1. Geoffrey Cann, Episode #95. How we can start trusting machines? Digital Oil and Gas podcast, May 1,2019. <https://open.spotify.com/episode/2iV3AFXZTjBZM8PuVmy7?si=ociQ8DCQQhyutB3o5ErmTg>
2. Henderson, D., Earley, S., & Sebastian-Coleman, L. (Eds). (2017). The DAMA guide to the data management body of knowledge (DAMA-DMBOK Guide). Deborah Henderson, NJ: Technics Publications.
3. KPMG (2019): Silberg, G., Stark, L., Wentz, R., Poteat, M., Knies, M., Autonomy: Enabling trust for the masses. <https://assets.kpmg/content/dam/kpmg/uk/pdf/2019/03/autonomy-for-the-masseswhitepaper.PDF>