



Внутрискважинный мониторинг повышает контроль производительности

Downhole monitoring leads to greater production control

Всем операторам необходимо знать все, что происходит на дне скважины - от давления и температуры до состояния обсадных труб. От этого зависит поддержание надежного, результативного и экономичного потока углеводородов от пласта до переработки продукции

From pressure and temperature information through to well casing integrity, all operators today need to know what's going on at the bottom of their wells. The safe, successful and economic flow of hydrocarbons from the reservoir to the refinery depends on it!

Способность получения надежных данных и информации в режиме реального времени с глубины пласта связана со многими проблемами. В настоящее время, многие морские месторождения находятся на удалении, в основном, российские арктические месторождения, а также

The ability to access reliable and real-time information from the inner depths of the reservoir, however, comes with many challenges. There is the remoteness of many of today's offshore fields - particularly the case with Russian Arctic exploration - as well as complex subsea infrastructures. There are also the high pressure and

комплекс подводной инфраструктуры. Разработка проходит в условиях высокого давления и низкой температуры. Стоимость подводных геолого-технических мероприятий может также зачастую препятствовать.

Кроме того, в то время как статья расходов на подводные разработки отстает в России от мировых объектов в Бразилии, Западной Африке и Мексиканском заливе, такие проекты как Сахалин, морские разработки в Восточной России (среди которых Кириновское газоконденсатное месторождение явилось первой подводной разработкой в 2013 году) и морские разработки месторождений в Северной России, такие как Роснефть в Магадане, указывают на растущий морской сектор в течение следующих нескольких лет.

Постепенно повышающийся спрос на донную фонтанную арматуру и связанное с ней оборудование, такое как система трубопроводов и гибкие подводные кабели, также помогают развитию технологических решений.

Таким образом, на сегодняшний день, подводный контроль и внутрискважинный мониторинг решают проблемы операторов и помогают в контроле параметров производства скважины. Так ли это?

Однозначно на этот вопрос ответить невозможно. Несмотря на многочисленные разработки, многие операторы все еще испытывают недостаток возможности контролировать производство и стратегии мониторинга пласта. Результат заключается в наличии громадного количества данных и в отсутствии необходимых средств и интерфейсов для интерпретации этих данных.

Кроме того, операторы зачастую могут быть перегружены – не только из-за отсутствия объединения между различными производственными и техническими процессами, но за счет количества данных собранных на объекте.

Учитывая все это, процесс управления технологиями Emerson разработал интегрированную и интеллектуальную внутрискважинную сеть на основе своей продукции Roxar для решения проблем мониторинга.

Интеллектуальная внутрискважинная сеть

Во основе продукции внутрискважинного мониторинга Emerson и платформы, на которой расположено все оборудование находится Интеллектуальная внутрискважинная сеть (IDN).

Сеть позволяет операторам установить до 32 различных устройств на отдельном кабеле, с помощью каждого из которых можно получить весь важный вклад информации и управлять рядом датчиков одновременно находящихся на различных участках. Таким образом, интеллектуальная сеть может действовать как центр для расположения внутрискважинных индикаторов (ICV) для датчиков давления, температуры и передачи электроэнергии и данных.

temperature environments in which production takes place and there are the costs of subsea intervention which can often be prohibitive.

Furthermore, while subsea expenditure in Russia has tended to lag behind other global hubs, such as Brazil, West Africa and the Gulf of Mexico, projects such as the Sakhalin, development offshore Eastern Russia (where the Kirinskoye gas and condensate field was the country's first producing subsea development in 2013) and activities offshore Northern Russia, such as Rosneft's Magadan blocks, point to a growing offshore sector over the next few years.

The subsequent growing demand for subsea trees and associated hardware, such as manifolds and umbilicals, is also helping drive the need for technology solutions.

So are today's subsea and downhole monitoring technologies keeping up with operator challenges and delivering greater production control?

The answer is mixed. Despite many developments, many operators still lack integrated control over their production and reservoir monitoring strategies. The result is huge amounts of often highly valuable information, but a lack of the necessary tools and user interfaces for interpreting this data.

There is also a real danger of operators being overwhelmed – not only by the lack of integration between different production and engineering processes but also by the sheer amount of data their fields generate.

It's with these issue in mind that Emerson Process Management has developed an integrated and intelligent downhole network based around its Roxar portfolio of monitoring solutions.

The Intelligent Downhole Network

At the core of Emerson's downhole monitoring portfolio and the platform around which all instrumentation is based is the Intelligent Downhole Network (IDN).

The network enables operators to install up to 32 instruments on a single cable, all providing valuable information input and managing a range of sensors from separate zones simultaneously. In this way, the intelligent network can act as a hub for downhole choke (ICV) position indicators; for pressure, temperature and flow sensors; and for the transmission of power and data.

Aligned with the Intelligent Downhole Network are the Roxar downhole monitoring system and the high pressure and temperature gauges that are today deployed in production, injection, observation and highly complex multi-zone intelligent wells across the world. Such instruments generate reliable and real-time downhole information across the lifetime of the well.

Statoil's Gullfaks C production platform in the North Sea, for example, has been using the same Roxar downhole gauge, uninterrupted and without maintenance since 1990. Through the continuous real-time transmitting of accurate pressure and temperature data to local or remote well control facilities, Statoil is ensuring that the field operates at optimum performance. As of now, approximately 2000 Roxar downhole gauges have been installed worldwide.

В сочетании с Интеллектуальной внутрискважинной сетью работает система внутрискважинного мониторинга Roxar, а датчики высокого давления и температуры установлены в промысловых, нагнетательных, наблюдательных и высококомплексных, многозональных, интеллектуальных скважинах по всему миру. Такая аппаратура собирает надежную информацию в режиме реального времени в течение срока эксплуатации скважины.

Эксплуатационная платформа Статойл Gullfaks C в Северном море, к примеру, использует такие внутрискважинные датчики Roxar без ремонта с 1990 года. Путем непрерывной передачи точных данных давления и температуры на местные или удаленные устройства, Статойл обеспечивает оптимальную эксплуатацию на объекте. На сегодняшний день, приблизительно 2000 внутрискважинных датчиков установлены по всему свету.

Система внутрискважинного мониторинга также работает в тесной связи с другой аппаратурой Roxar. Например, система связана с подводными коррозионными датчиками, помогающими предотвратить подводные утечки, подводными клапанами-пускателями, позволяющими быстрое отсоединение скважин при уменьшении размеров и веса подводных модулей, а также подводными акустическими устройствами мониторинга песка, дающие возможность оператору моментально реагировать на увеличение образования песка.

Таким образом, интеллектуальная и интегрированная внутрискважинная сеть повышает контроль производительности скважины.

Измерение давления за пределами обсадной трубы скважины

Прогресс в беспроводной технологии также играет роль в разработке решений внутрискважинного мониторинга Emerson оказывая значительное влияние на подводную целостность скважины и безопасность морских эксплуатаций.

Одним из наиболее недоступных участков подводной скважинной аппаратуры на сегодняшний день, например, является внешнее затрубное пространство – пространство внутри скважины, куда попадание жидкости может быть не обнаружено. Затрубное пространство А – это пространство между лифтовой колонной и небольшой обсадной колонной, а затрубное пространство В расположено между небольшой обшивкой и следующей колонной.

Для обыкновенных континентальных и устьевых морских скважин, оператор может иметь доступ к затрубному пространству В просто через клапаны, а также может регулярно проводить его инспекцию и, по необходимости, регулировать давление. Картина полностью меняется, когда после запечатывания и цементирования обшивки дальнейший доступ невозможен. Это ставит оператора в неудобное положение из-за невозможности измерения давления в затрубном пространстве морских скважин после закачивания скважины.



A Roxar downhole gauge

The downhole monitoring system also works closely with other Roxar instrumentation. For example, the system works closely with subsea corrosion sensors that help prevent subsea leakages, subsea valve actuators that allow for the rapid isolation of wells while reducing the size and weight of the subsea templates, and subsea acoustic sand monitors that enable the operator to immediately respond to increases in sand production.

The result is a fully intelligent and integrated downhole network and increased production control.

Measuring pressure behind the well casing

The growth in wireless technologies is also playing a key role in Emerson's downhole monitoring solutions with significant implications for subsea well integrity and offshore safety.

One of the most inaccessible areas of a subsea well apparatus today, for example, is the outer annulus of an oil well – a space within the well where fluid can flow undetected. The A annulus is the space

Однако повышение давления за обсадной трубой скважины может оказать колоссальные последствия на целостность скважины. При этом может возникнуть разрушение цементной укупорки, а также вертикальная миграция нефти и газа к поверхности, создавая потенциально опасную ситуацию и настоящую угрозу для безопасности морских сооружений.

С этой целью, компания Emerson разработала систему беспроводных внутрискважинных датчиков Roxar – устройств, способных измерять давление и температуру в режиме онлайн и реального времени за обшивкой и, в особенности, в затрубном пространстве. Система датчиков – это высокоэффективные технические средства для защиты целостности скважины, позволяющие измерять отклонения давления за пределами обшивки, давая раннее обнаружение этой ситуации, и позволяющие проведение геолого-технических мероприятий или других ремонтных действий, которые могут быть запланированы и своевременно предприняты.

Превращение данных в информацию для принятия решений

Как уже ранее упоминалось в этой статье, операторы также сталкиваются с ситуацией накопления громадного количества данных для обработки. Точность данных имеет первостепенное значение, однако, данные необходимо преобразовать в важную информацию для принятия решений, которая повысит срок эксплуатации и производительность пласта.

Именно для этих целей подходят устройства Roxar Fieldwatch – система, предназначенная для полного комплекта средств управления и разработки пласта для оператора. Масштабируемая и эффективная архитектура позволяет устанавливать дистанционную связь и дает возможность доступа к одним и тем же данным и устройствам множеству пользователей – устройствам, которые в случае разработки компанией Emerson могут включать внутрискважинные датчики давления и температуры.

В конечном результате получено более интеллектуальное средство управления пластом и его процессами, передачей данных в интеллектуальную и простой в использовании информации и повышение производительности.

Новые решение для новых проблем

В то время как задачи оператора усложняются, разработки подводной технологии призваны их решать. Операторы по-новому оценят возможность управления рисками и приобретут усовершенствованные средства контроля и производства.

Наступает время для открытия новых подводных разработок в России.

Настоящая статья написана Терье Баустадом из отдела технологического управления компании Emerson

between the production tubing and the smallest casing string and the B annulus is located between the smallest casing and the next size up.

For conventional land wells and dry wellhead offshore wells, operators can access the B annulus simply via valves and are regularly able to check and, if necessary, adjust pressure. The picture is radically different in offshore subsea wells, however, where after the sealing and cementing of the casing, there is no further access. This leaves the operator in the uncomfortable position of having no access to pressure measurements in the annular space in subsea wells following completion.

A build-up in pressure behind the well casing, however, can have significant repercussions for well integrity. It can cause the cement sealing to deteriorate, leading to a loss of casing integrity, and can result in the vertical migration of oil and gas towards the surface, creating a potentially hazardous situation and a genuine threat to offshore safety.

To this end, Emerson has developed the Roxar downhole Wireless PT sensor system – an instrument that can measure pressure and temperature online and in real time behind the casing and, in particular, in the B annulus. The sensor system is a highly effective instrument for protecting well integrity that can detect variations in pressure behind the casing, provide an early warning of these conditions, and allow intervention or other remedial actions to be planned and implemented in a timely manner.

Turning data into decision-making information

As mentioned earlier in the article, operators also face the threat of being overwhelmed by the amount of data they have to process. Accurate data is crucial, but it must also be turned into valuable decision-making information that increases the life and production yield from the reservoir.

This is where Roxar Fieldwatch comes into its own – a system that is designed to provide the operator with a complete picture of the reservoir and the production process. The scalable and efficient architecture allows remote connectivity and enables multiple users to access the same data and instruments – instruments that in Emerson's case can include acoustic sand monitors, subsea wetgas meters, and downhole pressure and temperature gauges among others.

The end result is a more intelligent management of the reservoir and its processes, the transformation of data into intelligent and easy to use information, and increased production.

New solutions for new challenges

Just as operator challenges are increasing, so are the subsea technology developments designed to address them. The result for operators will be a renewed understanding of risk, increased insight and control, and improved production.

At a time when Russian operators are opening up their subsea developments, the timing couldn't be better! ■

This article was written by Terje Baustad, Emerson Process Management