

ВВЕДЕНИЕ В ПОНЯТИЕ ЦЕЛОСТНОСТИ СКВАЖИН UNDERSTANDING THE FUNDAMENTALS OF WELL INTEGRITY

Годвин Чидибере НВАФОР; полевой супервайзер/консультант (супервайзер КРС и ГНКТ); «Нэшнл Петролеум Сервисез» (NPS), Саудовская Аравия; степень бакалавра (Химическая технология), диплом о послевузовском образовании (Проектирование трубопроводов)

Godwin Chidiebere NWAFOR; Oilfield Engineering Supervisor/Consultant (Pressure Pumping & CT Pumping Supervisor); National Petroleum Services (NPS), Saudi Arabia; Higher National Diploma (HND) – Bachelor's Degree Equivalent (Chemical Engineering) & Post Graduate Diploma (Piping Design Engineering)

Годвин Чидибере Нвафор занимает должность «полевой супервайзер/консультант». Он оказывает консультационные услуги для компании «Нэшнл Петролеум Сервисез» (NPS) в Даммане (Саудовская Аравия). Услуги включают в себя операции по закачке под давлением, кислотные обработки на ГНКТ, управление проектами, координацию работ и полевой супервайзинг. Перед этим Годвин 2 года работал в качестве консультанта в Нигерии на работах по цементированию скважин и закачке под давлением для различных клиентов. Ранее Годвин работал 6 лет в компании «Шлюмберже» в Нигерии. Сначала он работал на позиции полевого специалиста, на которой обеспечивал супервайзинг и выполнение работ по цементированию скважин на суше, на шельфовых и глубоководных проектах. Затем он работал на позиции сервисного координатора в Центре планирования внутрискважинных работ в Порт-Харкоте (Нигерия). В обязанности входило управление активами, управление складским хозяйством; полевое сопровождение работ по цементированию скважин.

Диплом о высшем образовании государственного образца (степень бакалавра) по специальности «химическая технология» Годвин получил в 2008 году в Институте менеджмента и технологий (IMT) в Энугу (Нигерия). Диплом о послевузовском образовании по специальности «проектирование трубопроводов» он получил в 2012 году в Технологическом институте в штате Махараштра (Индия). Степень магистра делового администрирования по специальности «управление проектами» он получил в 2016 году в Открытом университете Венкатешвара в Итанагаре (Индия).

Годвин является членом следующих профессиональных сообществ: член – Американский институт инженеров-химиков; зарегистрированный инженер в химической технологии – совет по управлению производством Нигерии (COREN); член – Общество инженеров (SOE), Великобритания; член – Международная ассоциация инженеров (IAENG), Гонконг; практикующий специалист – Чартерный институт качества (CQI), Великобритания; профессиональный инженер – Общество профессиональных инженеров (SPEng), Великобритания; менеджер проекта (MPM®) – Американская академия управления проектами (AAPM®); специалист – Международный институт управления рисками и безопасностью (IIRSM), Великобритания.



Godwin Chidiebere Nwafor is an Oilfield Engineering Supervisor/Consultant currently providing consulting services for National Petroleum Services (NPS) in Dammam, Saudi Arabia. Areas of services include pressure pumping operations, acid stimulation through coiled tubing, project management, service coordination and wellsite supervision. Prior to this, Godwin spent 2 years as an Oilfield Consultant in Nigeria working on well cementing operations and pressure pumping services for various clients. Previously,

he spent 6 years with Schlumberger Plc. in Nigeria working initially as a Well Services Field Specialist providing wellsite supervision and execution of well cementing operations and services in land, swamp, off-shore and deep-water rig installations. Lastly, he was the Operations Service Coordinator for the Well Services Operations Planning Center (OPC) based in Port Harcourt Nigeria providing asset planning, inventory control, field support, and operations support for Cementing Services.

Godwin earned a Higher National Diploma – HND (US Bachelors Degree Equivalent) in Chemical Engineering from the Institute of Management & Technology (IMT) Enugu, Nigeria in 2008; a Post Graduate Diploma (PGDip) in Piping Design Engineering from the Maharashtra Institute of Technology (MIT) Pune, India in 2012, and an Executive MBA in Project Leadership & Management from the Venkateshwara Open University Itanagar, India in 2016.

Godwin is affiliated to the following professional organization; Member – American Institute of Chemical Engineers (AIChE); Registered Chemical Engineering Technologist – Council for the Regulation of Engineering in Nigeria (COREN); Member – Society of Operations Engineer (SOE) UK; Member – International Association of Engineers (IAENG) Hong Kong; Practitioner – Chartered Quality Institute (CQI) UK; Fellow & Professional Engineer – Society of Professional Engineers (SPEng) UK; Fellow & Master Project Manager (MPM®) – American Academy of Project Management (AAPM®), and Specialist Fellow – International Institute of Risk and Safety Management (IIRSM) UK.

Введение

Согласно стандарту Norsok D-010, целостность скважины – это «комплекс организационно-технических мероприятий для снижения риска неконтролируемого выброса пластовой жидкости на протяжении эксплуатации»

Introduction

Well Integrity is defined in Norsok D-010 as: “application of technical, operational and organizational solutions to reduce risk of uncontrolled release of formation fluids throughout the life cycle of a well” (Standard Norge). Well Integrity can also be

скважины». Также под целостностью скважины может пониматься комплекс таких организационно-технических мероприятий, как использование барьеров для снижения до практически допустимого низкого уровня рисков неконтролируемого перетока пластовой жидкости из одного пласта в другой, а также выброса пластовой жидкости на поверхность или в окружающую среду на протяжении эксплуатации скважины.

Наиболее простое определение целостности скважины – такие условия, которые обеспечивают эффективную эксплуатацию скважины с двумя барьерами безопасности. Любое отклонение от этого состояния является малым или серьезным нарушением целостности скважины.

Norsok D-010 является действующим стандартом, который устанавливает минимальные требования к оборудованию/техническим решениям, которые будут использоваться в скважине. Однако данный стандарт оставляет добывающим компаниям право выбирать различные технические решения, соответствующие указанным требованиям. Таким образом, добывающие компании несут полную ответственность за соответствие этому стандарту.

Из приведенного выше определения следует, что при планировании бурения и заканчивания скважин необходимо определить технические решения, которые обеспечивают безопасность строительства и эксплуатации скважины в соответствии с минимальными требованиями данного стандарта.

Также из этого определения следует, что добывающие и сервисные компании должны обеспечить соответствие оборудования, которое планируется использовать, этому стандарту. В противном случае перед работой оборудование необходимо модернизировать и испытать. В некоторых случаях допускаются отклонения от стандарта. Если выбранное техническое решение отклоняется от стандарта, то это решение должно быть эквивалентным решениям, прописанным в стандарте, или обладать более высоким уровнем безопасности.

Важно правильно определить необходимые характеристики оборудования и требования к барьеру безопасности скважины, чтобы обеспечить целостность скважины на протяжении всего срока эксплуатации. Как правило, на стадии планирования определяются следующие параметры: максимально допустимое давление и размер противовыбросового превентора, размер и материал обсадных колонн, номинальное давление забойного и устьевого оборудования, а также материальное исполнение оборудования. Эти параметры определяются на ранней стадии проекта, и дальнейший подбор оборудования основывается именно на них.

defined as the application of technical, operational and organizational solutions, such as the use of competent pressure seals, to reduce the risk of uncontrolled release of formation fluids into another formation, to the surface, or to the environment, throughout the well life cycle to a level “ALARP” (As Low As Reasonable Practicable).

Well Integrity can in its simplest definition be defined as a condition of a well in operation that has full functionality and two qualified well barrier envelopes. Any deviation from this state is a minor or major well integrity issue.

Norsok D-010 is a functional standard and sets the minimum requirements for the equipment/solutions to be used in a well, but it leaves it up to the operating companies to choose the solutions that meet the requirements. The operating companies then have the full responsibility for being compliant with the standard.

From the definition above, it means that the personnel planning the drilling and completion of wells will have to identify the solutions that give safe well life cycle designs that meet the minimum requirements of the standard.

Another implication from the definition above is that operating companies and service providers have an obligation to ensure that the equipment planned to be used will comply with the standard and if not, the equipment will need to be improved and qualified before use. Deviations from the standard can be made in some cases when the standard allows this. If a solution selected deviates from the standard, then this solution needs to be equivalent or better compared to what the requirement is.

It is important to set the right equipment specifications and define the requirements for the well barrier to ensure the well integrity is maintained throughout the well life. Typical things to specify are the BOP rating and size, the casings to be used, the pressure rating on downhole and topside equipment and the material specification of the equipment. These specifications will be set at an early stage of a project and the later selection of equipment will be based on it.

How the Well Integrity is established?

NORSOK D-010 specifies that: “There shall be two well barriers available during all well activities and operations, including suspended or abandoned wells, where a pressure differential exists that may cause uncontrolled outflow from the borehole/well to the external environment”. (Standard Norge)

It then follows that by implementing and maintaining well barriers to prevent uncontrolled release of fluids from the formation while performing well operations or while the well is inactive or abandoned, well integrity is established. This sets the foundation for how to operate wells and keep the wells safe in all phases of the development.

It implies that all companies (operators, service companies, contractors, etc) have to adhere to the two well barrier philosophies and maintain sufficient adherence in all phases of their operations. Good

Как обеспечить целостность скважины?

Согласно стандарту NORSOK D-010: «Во время строительства и эксплуатации скважин, в которых дифференциальное давление может вызвать неконтролируемый выброс скважинной продукции в окружающую среду, включая приостановленные или ликвидированные скважины, должно быть установлено два барьера безопасности.

Далее в стандарте прописано, что целостность скважины обеспечивается путем использования барьеров для предотвращения неконтролируемого выброса флюидов из пласта при эксплуатации действующих скважин или при проведении работ в приостановленных или ликвидированных скважинах. Это закладывает основу для обеспечения безопасности скважин на всех этапах разработки месторождения.

Это подразумевает, что все компании (добывающие компании, сервисные компании, подрядчики и т.д.) должны придерживаться принципа двух барьеров безопасности на всех этапах своей деятельности. Также для обеспечения соответствия требованиям целостности скважины необходимо использовать современные технические решения. Например, существует требование, согласно которому на всех этапах эксплуатации скважины необходимо регулярно проверять работоспособность внутрискважинного клапана-отсекателя. Техническое решение для выполнения этого требования включает в себя процедуры эксплуатации клапанов-отсекателей, ограничения потока и другие процедуры, которые могут повлиять на целостность скважины и другие регулярные операции для поддержания контроля над скважиной и ее безопасной эксплуатации. Другим примером является требование, согласно которому необходимо вести постоянный мониторинг давления в затрубном пространстве скважины с целью раннего обнаружения утечки или нарушения барьера безопасности и принятия корректирующих мер до того, как проблема обострится.

Для обеспечения целостности скважины необходимы в числе прочего организационные решения. Для выполнения работ на скважине компании должны предоставить обученный персонал с надлежащими компетенциями и знаниями. Персонал должен быть всегда осведомлен о текущем состоянии скважины. Между вовлеченными в работу сторонами необходимо наладить своевременный обмен информацией, чтобы корректные данные передавались, например, во время передачи смены. В документации по передаче смены должна быть указана вся необходимая информация о барьерах безопасности, эксплуатационных пределах, состоянии клапана-отсекателя, конструкции скважины и т.д. Многие проблемы и аварии произошли именно из-за передачи неполной информации, поэтому очень важно наладить

operational solutions are also required to ensure that the well integrity requirements are met. A typical example is the requirement to regularly function and pressure test the sub-surface safety valve to ensure it is operational at all times. The operational solution will include procedures for operating valves on a well, flowing restrictions etc. that can have an impact on the integrity of the well and other day-to-day activities to keep a well under control and producing it in a safe manner. Another example is to continuously monitor the pressure in the annuli of a well to ensure a leak or breach of a well barrier is detected early and that corrective action can be taken before the problem escalates.

Organizational solutions are also required to ensure the required well integrity is maintained. This will include, that the companies ensure that people with the right competence, and knowledge are working with well operations and that they are up to date with the latest well status. Good communication between the parties involved is required so that the correct information is shared and passed on, for example during shift handovers. In handover documentation, all relevant information with regards to barriers, operational limits, valve status, design of the well etc. has to be compiled as part of a handover package. Many problems and accidents have been due to poor handover documentation or communication, hence it is very important that proper handover communication and documentation are carried out before every shift.

Well Barriers – Definition and Principles

Well barriers are used to prevent leakages and reduce the risk associated with drilling, production and intervention activities. According to NORSOK D-010, well barriers are Envelope of one or several dependent barrier elements preventing fluids or gases from flowing unintentionally from the formation into another formation or to surface (Standard Norge).

The main objectives of a well barrier are to:

- Prevent any major hydrocarbon leakage from the well to the external environment during normal production or well operations.
- Shut in the well on direct command during an emergency shutdown situation and thereby prevent hydrocarbons from flowing from the well.

A well barrier has one or more well barrier elements.

Barrier Element and Barrier Envelope

What is a Well Barrier Element?

Any device or element (such as fluid column, casing, BOPs) that alone or in combination with other elements is capable of containing well pressure and preventing uncontrolled flow of fluids or gases from the formation, into another formation, or to the surface or environment.

What is a Well Barrier Envelope?

The combination of **barrier elements** (such as casing, BOP, well head, mud column, etc.) which working together, form an envelope that prevents

процесс передачи всей информации перед каждой сменой.

Барьеры безопасности скважины – определение и принципы

Барьеры безопасности скважины используются для предотвращения утечек и снижения риска неконтролируемого выброса во время бурения, добычи и внутрискважинных работ. Согласно стандарту NORSOK D-010, барьер безопасности – это одно техническое средство или комплекс нескольких связанных между собой технических средств, которые предотвращают неконтролируемый переток жидкостей или газов из одного пласта в другой, а также выброс на поверхность.

Основные цели барьера безопасности:

- Предотвратить любую серьезную утечку углеводородов из скважины в окружающую среду при эксплуатации скважины или во время внутрискважинных работ.
- Оперативно закрыть скважину по прямой команде во время аварии и тем самым предотвратить утечку углеводородов из скважины.

В состав барьера безопасности входят один или несколько элементов.

Элементы барьера безопасности

Определение элемента барьера безопасности

Барьер безопасности скважины – это любое техническое средство или элемент (например, столб жидкости, обсадная колонна, превентор), которое отдельно или в сочетании с другими элементами способно удерживать давление в скважине и предотвращать неконтролируемый переток жидкостей или газов из одного пласта в другой, а также выброс на поверхность или в окружающую среду.

Определение комплексного барьера безопасности

Комплексный барьер безопасности – это комбинация **элементов барьера безопасности** (таких как обсадная колонна, превентор, устьевое оборудование, столб бурового раствора и т. д.), которые при совместной работе образуют барьер, предотвращающий неконтролируемый переток жидкостей или газов из одного пласта в другой, а также выброс на поверхность или в окружающую среду.

Некоторые барьеры безопасности включают в себя несколько элементов, которые в совокупности обеспечивают надлежащее выполнение поставленной задачи.

Барьер безопасности должен выполнять два типа задач: мгновенные и постоянные. Примером мгновенной задачи является команда системы аварийного закрытия скважины. Постоянной задачей является удержание высокого давления.

В целом существуют четыре основных

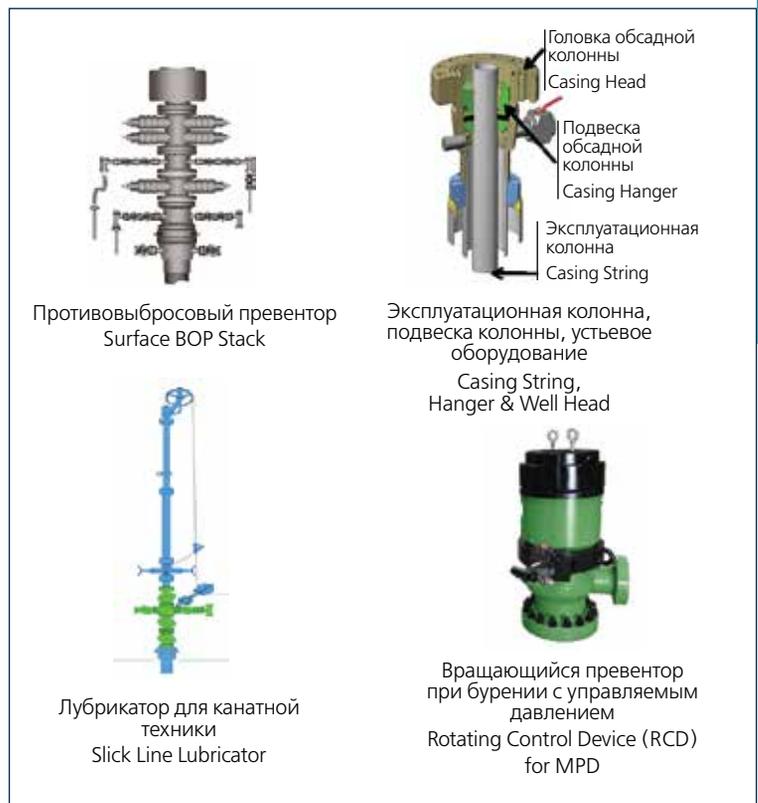


Рисунок 1 – Примеры элементов барьера безопасности

Figure 1 – Examples of Well Barrier Elements

uncontrolled flow of fluids or gases from the formation into another formation or to the surface or the environment.

Some well barriers have several barrier elements that, in combination, ensure that the well barrier is capable of performing its intended function(s).

Events and situations that require a functioning well barrier are called demands. A demand can be

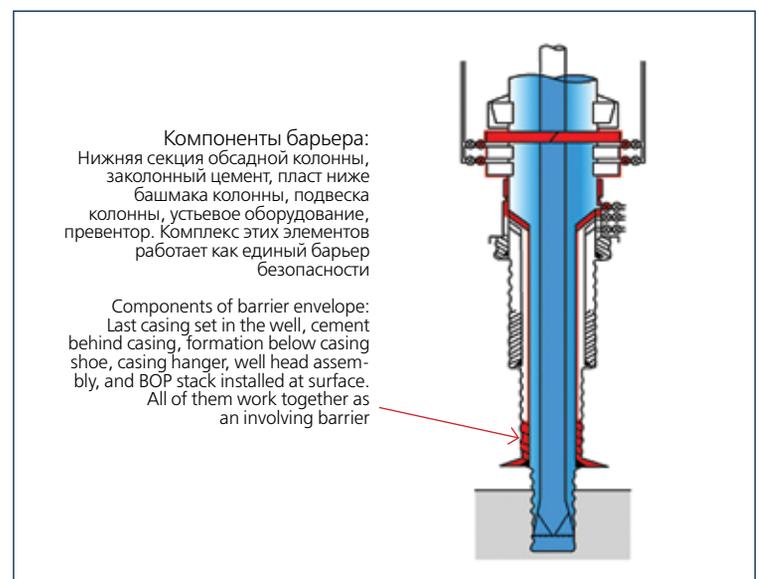


Рисунок 2 – Пример комплексного барьера безопасности при бурении скважины
Figure 2 – Example of Barrier Envelope for drilling below a casing set in a well

типа утечки углеводородов из скважины в окружающую среду:

- через трубное пространство;
- через затрубное пространство;
- через цемент в заколонном пространстве;
- через каналы заколонных перетоков.

Первичные и вторичные барьеры безопасности

Первичные барьеры безопасности – это элементы или комбинация элементов в прямом (первичном) контакте с потенциальным флюидом утечки, то есть элементы, на которые оказывается давление во время работы скважины.

Примеры первичных барьеров безопасности.

Для традиционного бурения: первичный барьер безопасности – это столб жидкости, который находится в прямом контакте с пластовым флюидом. Данный барьер отвечает за контроль пластового давления.

При геофизических исследованиях в зацементированном стволе: первичный барьер безопасности образован теми элементами, которые находятся в прямом контакте с давлением в скважине: зацементированная обсадная колонна, устьевое оборудование, лубрикатор, клапаны, устанавливаемые на кабеле.

Примеры **первичного барьера безопасности** при бурении, добыче и внутрискважинных работах.

Первичный барьер состоит из всех элементов, которые находятся в прямом контакте с пластовым давлением и препятствуют потоку во время работ. Примеры:

- столб бурового раствора или раствора заканчивания;
- эксплуатационная колонна или НКТ;
- устьевое оборудование;
- колонные или трубные головки;
- лубрикаторы и т.д.

Вторичный барьер безопасности – это элемент или комбинация элементов, которые служат для **предотвращения** неконтролируемого выброса флюидов или газа из скважины на поверхность или в окружающую среду в случае отказа любого из элементов первичного барьера.

Этот барьер является **последним** барьером, который обеспечивает целостность скважины. Данный барьер не всегда является вторичным.

Для всех скважинных операций, где возможен

instantaneous or continuous. An example of an instantaneous demand is a command from the emergency shutdown system at the platform that requires response from the well barriers. A continuous demand may be a constant high pressure (that the well barrier must withstand).

In general, there are four main ways in which hydrocarbons can leak from the system to the environment:

- Through the downhole completion tubing string
- Through the downhole completion annulus
- Through the cement between the annuli
- Outside and around the well casing system

Primary and Secondary Barriers

Primary Well Barriers are elements or combination of Barrier Elements in direct (Primary) contact with the potential outflow source, i.e. the elements that “see” pressure during well operations.

Examples of Primary Barriers;

For conventional drilling: The Primary Well Barrier is the fluid column which is in direct contact with the outflow source. It controls or overcomes the formation pressure

For logging in cased hole: Primary Well Barrier is formed by those elements which are in direct contact with pressure in the well: cemented casing, well head assembly, pressured lubricator and wire line valves

Examples of **Primary Well Barrier** for Drilling,

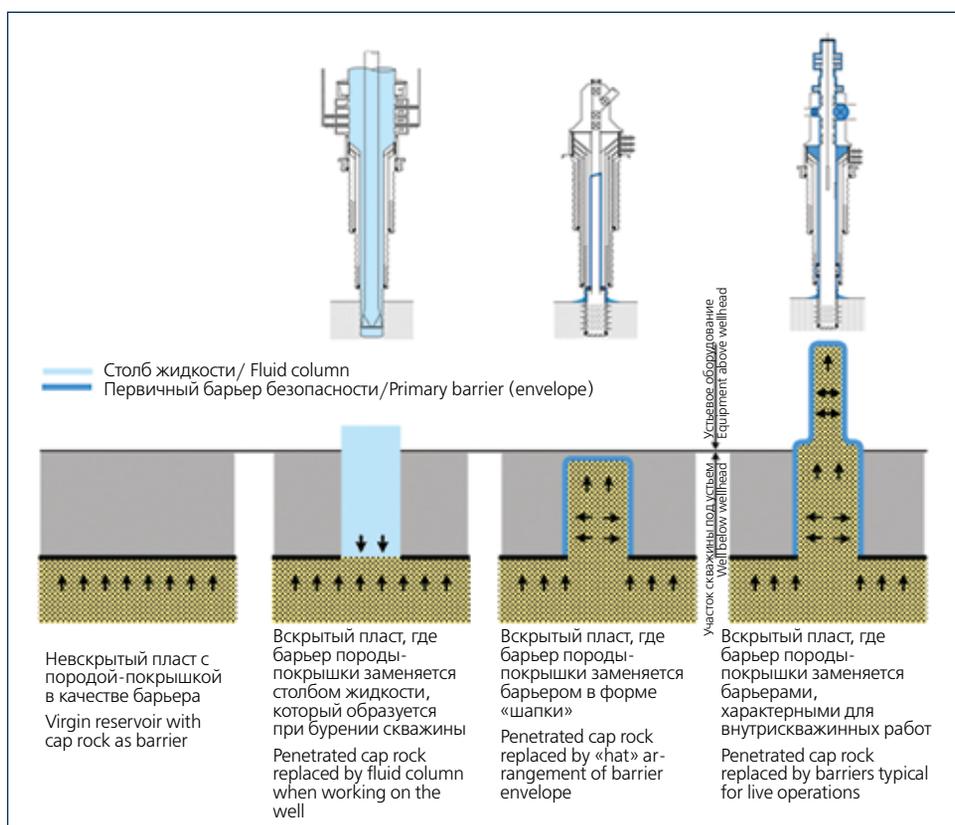


Рисунок 3 – Примеры первичного барьера безопасности при бурении, добыче и внутрискважинных работах
Figure 3 – Examples of Primary Well Barrier for Drilling, Production and Well Intervention

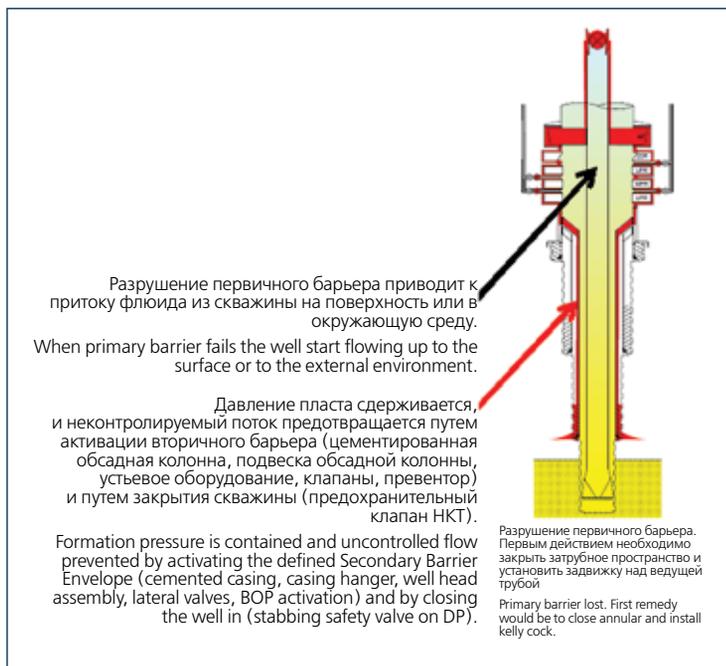


Рисунок 4 – Вторичный барьер безопасности
Figure 4 – Secondary Well Barrier

неконтролируемый выброс пластовых флюидов на поверхность, должен быть определен и установлен второй (внешний) барьер, который будет активирован в качестве последнего средства сдерживания пластового давления и потока флюида.

Принцип двух барьеров

Барьерами безопасности являются технические средства, применяемые для предотвращения потери целостности скважины. Как указано выше, согласно стандарту NORSOK D-010, барьер безопасности – это одно техническое средство или комплекс нескольких связанных технических средств, которые предотвращают неконтролируемый переток жидкостей или газов из одного пласта в другой, а также выброс на поверхность. Стандарт также определяет элемент барьера безопасности как «техническое средство, которое самостоятельно не может остановить поток». Под барьером безопасности можно подразумевать защитный корпус, который способен выдержать давление пластовой жидкости.

Принципом двух барьеров в концепции целостности скважины руководствуются компании во многих нефтедобывающих странах. Согласно этому принципу, в скважине должно быть не менее

Production and Well Intervention.

Primary Barrier consists of all elements that are in direct contact with formation pressure and prevent flow during well operations. They can be:

- Drilling or Completion Fluid Column
- Production Casing or Tubing
- Well Head Assembly & Valves
- Casing or Tubing Hangers
- Lubricator and Pressure Head, etc.

Secondary Well Barrier are element or combination of Elements defined as the ULTIMATE defense should any of the Primary Barrier Elements fails, and as such preventing uncontrolled flow from the well to surface or to the environment.

It is the LAST and ULTIMATE barrier envelope providing well Integrity to be activated. It is not necessarily barrier number two in a sequence.

For all well operations having potential uncontrolled flow of formation fluids to the surface, a second (external) barrier shall be defined and installed to be activated as the Last Resort for containment of formation pressure and flow.

The Two Barrier Principle

The technical means of avoiding well integrity loss are well barriers. As defined earlier, a well barrier is defined by NORSOK D-010 as “an envelope of one or several dependent barrier elements preventing

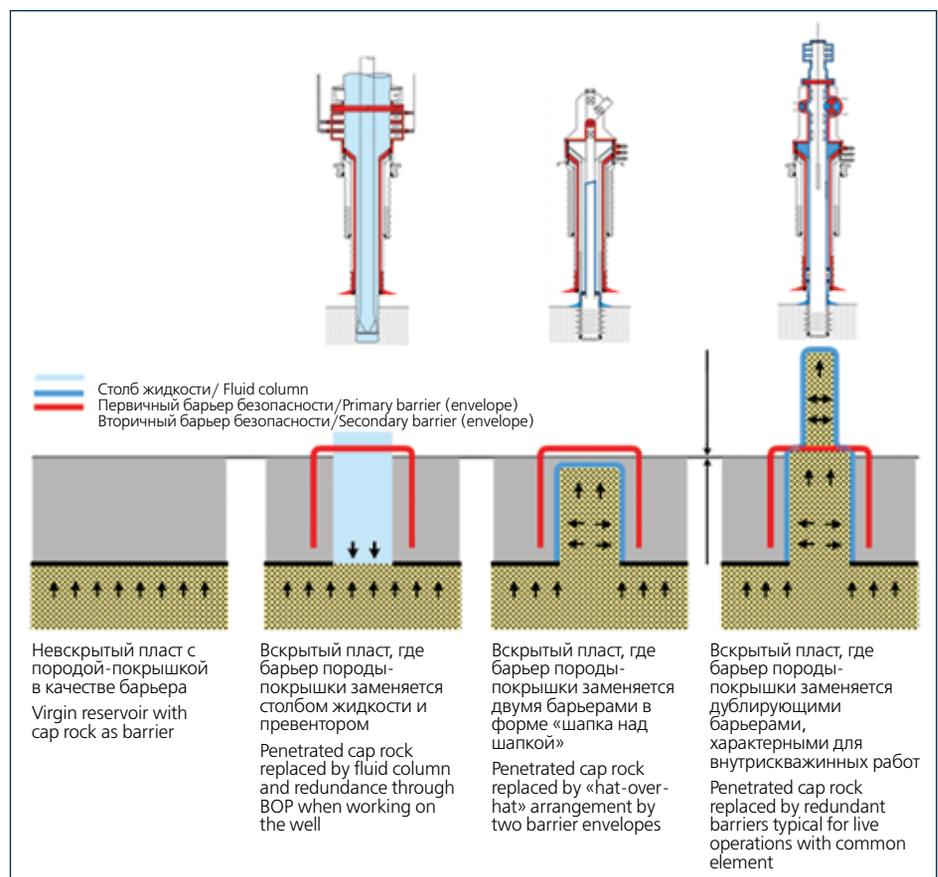


Рисунок 5 – Примеры вторичного барьера безопасности при бурении, добыче и внутрискважинных работах
Figure 5 – Examples of Secondary Well Barrier Envelopes for Drilling, Production and Well Intervention

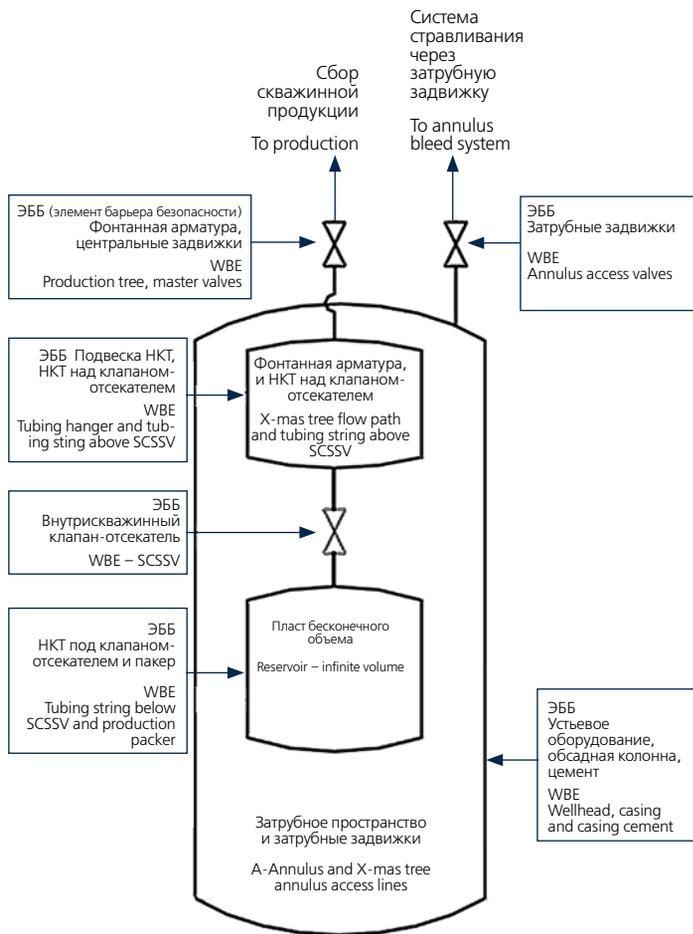


Рисунок 6 – Схема барьеров безопасности для обеспечения целостности скважины (Источник: Corneliussen, 2006)

Figure 6 – Illustration of well barriers to achieve well integrity (Source: Corneliussen, 2006)

fluids or gases from flowing unintentionally from the formation into another formation or to surface”. The same standard defines a well barrier element (WBE) as an “object that alone cannot prevent flow from one side to the other side of itself”. A well barrier can be viewed as a pressurized vessel (envelope) capable of containing the reservoir fluids.

The two barrier principle is a well integrity philosophy that is followed in most oil producing countries, and this principle means that there should be at least two well barriers in a well. A well can therefore be considered as a system of two or more pressurized vessels (envelopes) that prevent the fluid from entering the surroundings. Figure 6 illustrates the well barrier system as pressure vessels.

In Figure 6 above, the well tubulars and the x-mas tree body constitute the vessel walls while the SCSSV and x-mas tree valves are illustrated as the outlet valves from the vessel. The innermost vessel illustrates the well barrier closest to the reservoir while the outer vessels illustrate the consecutive well barriers.

In line with the Two Barrier Principle, there must be two barriers available while performing all well activities and operations, including suspended or abandoned wells, *when the well is capable of discharging hydrocarbons or fluids to the surface or to the external environment.*

Brief Analysis of the Macondo Well Blowout (A Well Integrity Event)

In the evening of April 20, 2010 a well control event allowed hydrocarbons to escape from the Macondo well onto Transocean’s Deepwater Horizon, resulting in explosions and fire on the rig.

Eleven people lost their lives, and 17 others were

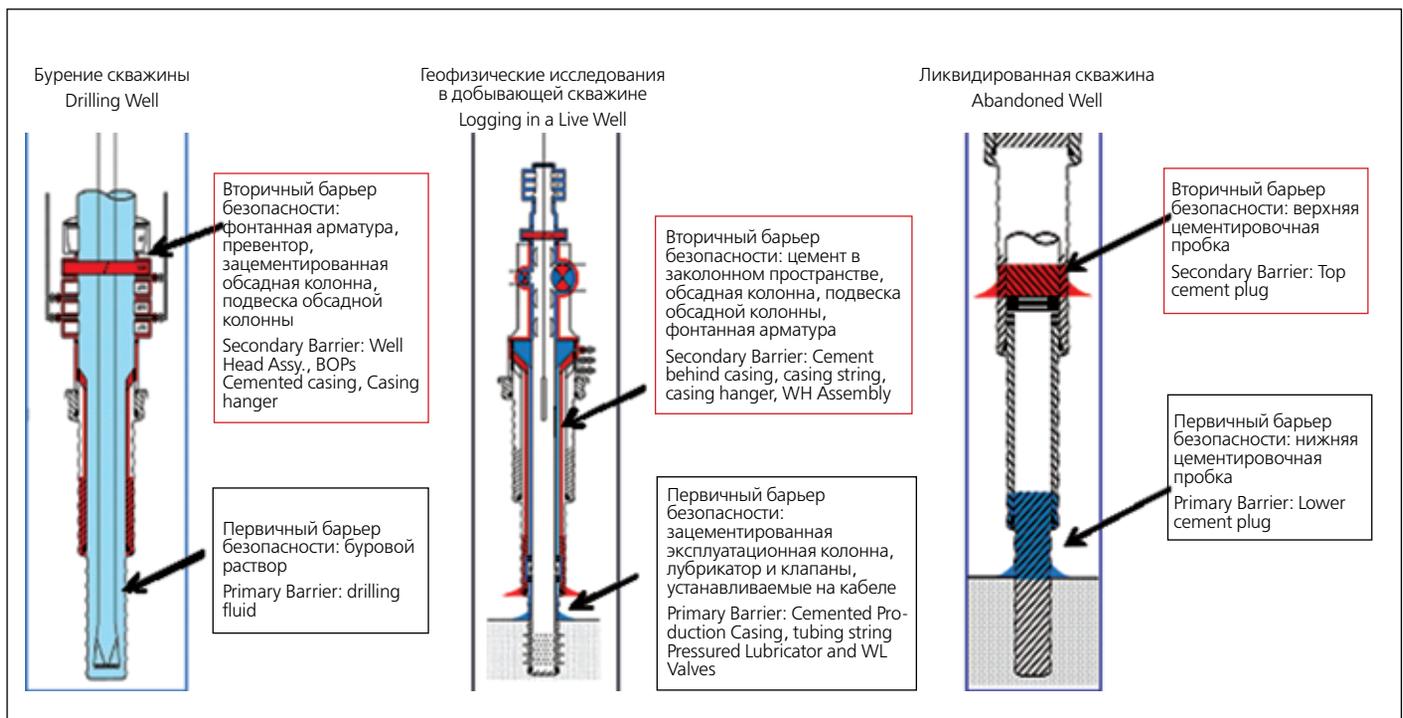


Рисунок 7 – Принцип двух барьеров безопасности Figure 7 – The Two Barrier Principle

двух барьеров безопасности. Таким образом, скважину можно рассматривать как систему двух и более сосудов, которые защищают окружающую среду от пластовых флюидов. На рисунке 6 показана система барьеров безопасности, выступающих в качестве защитных сосудов.

На рисунке 6 колонны в скважине и тело фонтанной арматуры представляют собой стенки защитного корпуса. Внутрискважинный клапан-отсекатель и задвижки фонтанной арматуры выступают здесь в качестве выпускных клапанов. Самый внутренний сосуд представляет ближайший к пласту барьер безопасности, в то время как внешние сосуды представляют следующие барьеры.

В соответствии с принципом двух барьеров, при выполнении любых работ на скважинах, в том числе на приостановленных или ликвидированных скважинах, должно быть два барьера, *в случае если есть вероятность выброса углеводородов или пластовой жидкости на поверхность или во внешнюю среду.*

Краткий анализ выброса на скважине Макондо (случай с нарушением целостности скважины)

Вечером 20 апреля 2010 года вследствие нарушения контроля над скважиной произошел выброс углеводородов из скважины Макондо на платформе Deepwater Horizon компании Transocean, что привело к взрыву и пожару на платформе.

Погибло 11 человек, 17 получили ранения.

Пожар, источником которого стал выброс углеводородов, продолжался в течение 36 часов до тех пор, пока буровая установка не затонула 22 апреля 2010 года.

Углеводороды продолжали поступать из пласта по стволу скважины и превентору в Мексиканский залив в течение 87 дней,

Схема скважины и установленные барьеры безопасности Well Schematics & Barriers installed

Total Depth: 18,360' (all depths are MD)
Water depth: 5,067'
Last Casing: tapered string 7" x 9-7/8":
7" (18,304'– 12,488') x
9-7/8" (12,488' to well head)
Rat hole: 54'
Reamer shoe @ 18,304'
Float Collar @ 18,115' (2 valves)
Shoe track (189')
Casing hanger & seal Assy. @ Well Hd.
Cement behind casing: foamed with N2
Top of Cement: estimated @ 17,260' (1044')
Mud inside the casing: SOBМ, 14.2 ppg.

Глубина скважины: 5596 м (все глубины указаны по стволу)
Глубина воды: 1544 м
Нижняя обсадная колонна: 178x250 мм с переменной толщиной стенки: 178 мм (5579–3806 м) x 250 мм (3806 м до устья)
Глубина шурфа: 16,5 м
Глубина установки прорабатывающего башмака: 5579 м
Глубина установки обратного клапана: 5521 м (2 клапана)
Компоновка низа колонны: 58 м
Подвеска обсадной колонны и уплотнительный узел установлены в фонтанной арматуре
Цемент в заколонном пространстве: пенный, азирированный азотом
Высота подъема цемента: расчетная 5261 м (318 м)
Раствор в обсадной колонне: буровой раствор на углеводородной основе, 1702 кг/м³

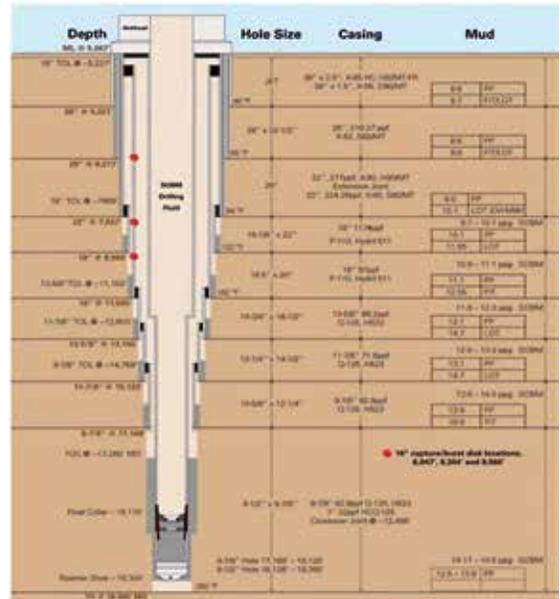


Рисунок 8 – Схема скважины Макондо
Figure 8 – Well Schematics of Macondo Well

Целостность скважины не была обеспечена

1. Цемент в заколонном пространстве не обеспечивал изоляцию углеводородов
2. Башмак колонны не был герметичен

Приток углеводородов в скважину не был замечен, контроль над скважиной был потерян

3. Отрицательный результат опрессовки был проигнорирован
4. Выброс углеводородов был замечен, только когда они достигли райзера
5. Действия по установке контроля над скважиной не привели к успешному результату

Произошло воспламенение углеводородов на платформе Deepwater Horizon

6. Вывод газа на сепаратор бурового раствора привел к выбросу газа на рабочую площадку
7. Системы противопожарной защиты не предотвратили воспламенение

Противовыбросовый превентор не обеспечивал герметичную изоляцию скважины

8. Аварийная активация противовыбросового превентора не обеспечила герметичную изоляцию скважины



Well integrity was not established or failed

1. Annulus cement barrier did not isolate hydrocarbons
2. Shoe track barriers did not isolate hydrocarbons

Hydrocarbons entered the well undetected and well control was lost

3. Negative pressure test was accepted although well integrity had not been established
4. Influx was not recognized until hydrocarbons were in riser
5. Well control response actions failed to regain control of well

Hydrocarbons ignited on the Deepwater Horizon

6. Diversion to mud gas separator resulted in gas venting onto rig
7. Fire and gas system did not prevent hydrocarbon ignition

Blowout preventer did not seal the well

8. Blowout preventer (BOP) emergency modes did not seal well

Рисунок 9 – Восемь основных выводов и четыре ключевых фактора, определенных при расследовании аварии на платформе Deepwater Horizon

Figure 9 – Eight Key Findings and four critical factors identified in the Deepwater Horizon accident

что привело к разливу нефти национального масштаба (объем разлива составил свыше 5 миллионов баррелей).

Окончательный экономический ущерб от этой технической и экологической катастрофы пока неизвестен, но он может составить около 40 миллиардов долларов США.

При выполнении работ в скважинах, где установлена одна обсадная колонна до устья, предотвращение неконтролируемого выброса является важнейшей задачей. Отчет о расследовании (Deepwater Horizon Accident Investigation Report) катастрофы на платформе Deepwater Horizon определил четыре ключевых фактора и восемь основных выводов. Результаты расследования представлены на рис. 9.

На рисунке 10 показаны нарушения барьеров безопасности и наиболее уязвимые элементы. Восемь основных выводов описывают каналы утечки углеводородов, которые привели к аварии.

Извлеченные уроки

1. Для обеспечения контроля над скважинными флюидами, которые добываются из скважины или закачиваются в пласт, очень важно правильно проводить определение, установку, эксплуатацию и испытание барьеров безопасности.
2. Основное назначение любого барьера безопасности – герметизация потока в скважине – не должно быть поставлено под угрозу для выполнения других задач на этапах планирования или выполнения работ.
3. Испытания барьеров являются критически важным этапом работ, они должны быть максимально простыми и понятными. Процедура испытаний не должна содержать шагов, которые могут привести к неправильной интерпретации какого-либо отклонения от расчетных значений.
4. Нужно внимательно исследовать отклонения и ошибки. Необходимо быстро реагировать на все, что выходит за пределы расчетных параметров. Нельзя вносить изменения в ожидаемые результаты, поскольку это может привести к тому, что отклонение от нормы будет считаться нормой.
5. Необходимо надлежащим образом изучить причины отклонений от нормы, а также при необходимости оценить риски. При отклонении от нормы перед продолжением работ необходимо предпринять меры по снижению вероятности аварии.
6. Анализ и снижение рисков, а также порядок внесения изменений должны систематически внедряться во все процедуры внутрискважинных работ и

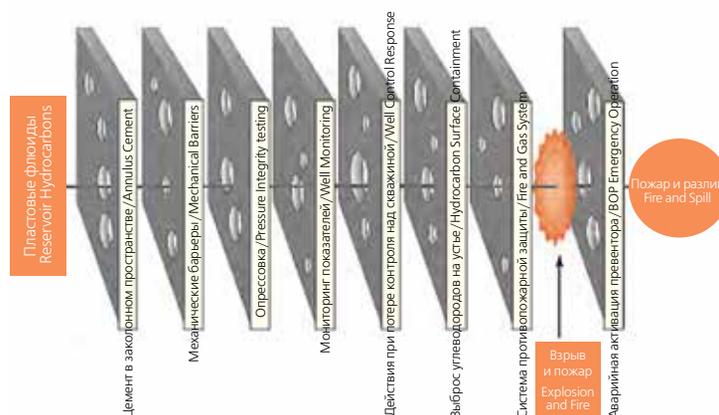


Рисунок 10 – Восемь основных выводов и четыре ключевых фактора, определенных при расследовании аварии на платформе Deepwater Horizon

Figure 10 – Eight Key Findings and four critical factors identified in the Deepwater Horizon accident

injured.

The fire, which was fed by hydrocarbons from the well, continued for 36 hours until the rig sank on April 22, 2010. (International Association of Oil & Gas Producers)

Hydrocarbons continued to flow from the reservoir through the wellbore and the blowout preventer (BOP) for 87 days, causing a spill of national significance into the sea of Gulf of Mexico. (Volume of spill above 5 million barrels).

The final economic impact of this engineering and environmental disaster is not known yet but can be around 40 billion US Dollars.

The prevention of hydrocarbons in wells rising to the surface out of control is crucial to the safety of well operations. The Accident Investigation Report (Deepwater Horizon Accident Investigation Report) into the Deepwater Horizon accident identified four critical factors and eight key finding, the following chart quotes from the report:

The holes in the above represent failures or vulnerabilities in the defensive barriers. The eight key findings are represented by the holes that lined up to enable the accident to occur.

Lessons Learned

1. The design, installation or use, and proper verification of barriers is critical to maintain the control of fluids, both produced or injected in the well, at all times.
2. The primary objective of any barrier of sealing flow paths in the well should not be compromised to perform other functions in its planning or execution stages.
3. Safety-critical tests of barriers should be as simple and straight forward as practical, not encumbered by steps that could contribute to the misinterpretation of deviations from the expected.
4. Be alert to deviations, lapses, errors. Respond

должным образом доводиться до сведения всех вовлеченных сторон.

Рекомендации

1. Необходимо содействовать созданию «среды для передачи информации», где лидеры отрасли получают информацию с места проведения работ, прислушиваются к опыту экспертов и выявляют первые признаки возможной аварии. В то же время персонал на рабочей площадке должен регулярно представлять полный отчет о работе, особенно в случае осложнений.
2. Везде, где это возможно, необходимо составить конкретные процедуры действий. Персонал должен четко следовать установленным процедурам, поскольку любое отклонение от установленного плана действий может привести к возникновению по-настоящему «неожиданных» проблем.
3. Каждый задействованный в работе сотрудник должен иметь право остановить работу в случае нарушения безопасности или повышения рисков.
4. Необходимо обеспечить надлежащую эксплуатацию вторичной и аварийной систем контроля над скважиной. Предварительно данные системы должны быть детально изучены и испытаны.
5. Особое внимание следует уделять барьерам безопасности, которые считаются «последними» или «предпоследними», особенно когда есть несколько других барьеров.
6. Разработка и соблюдение стандартных инструкций имеет решающее значение для обеспечения безопасности при проведении внутрискважинных работ. ☉

quickly and rigorously to anything which falls outside expectations, and refuse to recalibrate expectations in order to avoid normalization of deviance.

5. The reasons for deviations from the expected should be adequately investigated, the risks assessed if needed, and mitigation efforts implemented before proceeding.
6. Risk Analysis and Mitigation, Management of Change must be systematically implemented in all well operations and properly communicated to all parties involved.

Recommendations

1. Promote a “listening environment” – where leaders listen to the front line and defer to expertise, faint signals are heard, and the front line reports confidently – even (especially) when the report is troublesome
2. Certainty to be created where possible – standard procedures are followed, not circumvented – creating excess capacity for dealing with the truly “unexpected”
3. All personnel involved in well operations must exercise the authority to stop a work that is considered unsafe or has a high level of risk, by implementing the “STOP Work Authority”
4. Secondary and Emergency Well Control Systems must be understood, tested and properly maintained
5. Special attention must be given to the lines of defense (well barriers) that are considered to be the “last” or “next to the last”, especially when there are several other barriers before these are needed
6. The development and adherence to Standard Procedures is critical for Quality and Safety assurance of well operations. ☉

ЛИТЕРАТУРА / REFERENCES

1. Alcantara, O.L. Well Integrity. Journal of Petroleum Technology, 2013.
2. An Introduction to Well Integrity Rev 0, 04 December 2012: NTNU, Universitet i Stavanger and Norsk Olje & gass.
3. Corneliussen, K. (2006) Well Safety Risk Control in the Operational Phase of Offshore Wells. Doctoral Thesis at the Department of Production and Quality Engineering, Norwegian University of Science and Technology.
4. "Deepwater Horizon Accident Investigation Report". 2010, BP.
5. International Association of Oil & Gas Producers . Deepwater Wells; Global Industry Response Group recommendations. Report No. 463. London: International Association of Oil & Gas Producers (OGP), May 2011.
6. NORSOK Standard D-010. Norway: NORSOK, 2012.
7. NORSOK standard D-010 (2004).: "Well integrity in drilling and well operations". rev 3, 2004.

Не забудьте оформить подписку на журнал
«Время колтюбинга»!

Индекс в подписном каталоге «Роспечати» 84119.