

Технология за Круглым Столом:

Цементирование скважин

Technology Roundtable: Wellbore Cementing



Weatherford®



Schlumberger



HALLIBURTON

Тимур Оксюковский
«Везерфорд»
Timur Oksyukovskiy
Weatherford

Педро Флорес
«Шлюмберже»
Pedro Florez
Schlumberger

Желимир Екич
Halliburton
Zelimir Jekic
Halliburton

1. Как вы производите измерения и рассчитываете оптимальные свойства цементного раствора/шлама, заканчиваемого в забой?

«Везерфорд»: Проектирование рецептуры цемента осуществляется на основании параметров скважины, включающих динамическую и статическую температуры на забое скважины, поровое давление, градиент гидроразрыва. Также необходимо знать о наличии осложнений в скважине, таких как обвалы ствола скважины и интервалы с потенциальным поглощением, активные водоносные пласты и пласты с потенциальными нефте- и газопроявлениями. Немаловажно понимать, как конкретная скважина будет в дальнейшем использоваться, имея в виду различные технологии заканчивания на этапе ее эксплуатации. Все вышеизложенные факторы в совокупности с опытом цементирование на конкретном месторождении или участке позволяют оптимально подобрать необходимые свойства цементного раствора и цементного

1. How do you measure and calculate the optimum properties for the cement/slurry which will be pumped down hole?

Weatherford: Cement slurry design is based on the well data, such as bottom hole circulating temperature (BHCT), bottom hole static temperature (BHST), pore pressure and fracture gradient. Challenges faced by well operators include open hole instability, potential loss zones, water-bearing intervals and gas/oil bearing reservoirs which also have to be considered during cement design. We are able to design optimal recipes of cement and spacer based on all data above together with experience gained in specific regions or areas. We have labs with modern equipment certified by ISO 10426 and ANSI/API10 Standards for full cycle laboratory testing of cement and cement slurries. The tests include rheology test, thickening time test, fluid loss test, gel strength analysis, compatibility test, compressive strength test and special tests for flexible, expandable, self-healing and gas tight cement systems.



2017 Halliburton, все права защищены
2017 Halliburton Rights Reserved

каменя. Для измерения и подбора свойств цемента нами используется современное лабораторное оборудование, которое сертифицировано по стандартам ISO 10426 и ANSI/API10, а также квалифицированный персонал. Производятся лабораторные испытания для определения реологических свойств растворов, времени загустевания, фильтрационных характеристик, прочности цементного камня, а также пластических, расширяющих, самозаживляющих и газоблокирующих свойств цемента.

«Шлюмберже»: Все начинается с должного планирования; закачка цементного раствора в затрубное пространство — это только финальный этап в процессе, который начинается задолго до начала бурения скважины. Как только требуемые свойства цементного раствора и цементного камня получены, используется программное обеспечение для моделирования процесса цементирования и свойств цементного камня в долгосрочной перспективе.

Следующий шаг - воспроизведение требуемых свойств цементного раствора в лаборатории с использованием репрезентативных проб, а также добавок, подобранных для модификации свойств цементного раствора; рецептура раствора модифицируется для получения оптимальных результатов времени загустевания, вязкости, реологических параметров, стабильности, контроля водоотдачи, объема свободной воды и т.д. Каждый из этих показателей проверяется независимо друг от друга, используя специальное, разработанное для этих целей оборудование.

Schlumberger: It all starts with the proper planning; placing the cement in the annular is only the final step in a process that begins even before the well has been drilled-out. Once the required properties of the slurry and the set cement properties are established. Computer software are utilized to simulate the job execution and the cement performance long term after its placement.

The next step is to replicate the designed properties in the laboratory out of representative samples of the designed components, including the selected additives used to modify the cement behavior; the design is fine-tuned to optimize thickening time, viscosity, rheology, stability, fluid loss control, free fluid, etc. Each one of these properties are independently measured with laboratory equipment specifically designed for the purpose. The sample is also cured under simulated wellbore conditions and its properties are also measured.

Halliburton: There are two major perspectives on cement design. One is the slurry design, where the fluids are tailored to allow successful placement in the wellbore, effectively displacing the drilling fluid in place and avoiding either influx from the wellbore due to insufficient hydrostatic pressure or inducing losses due to excessive hydrostatic pressure. The second aspect is the design of the set cement to be able to withstand the loads during the lifecycle of the well without failure. Obviously the second aspect requires the successful placement of the cement slurry first.

To characterize a cement slurry, there are lab tests, which are standardized under the ISO-10426 and ANSI/API 10 series of standards and specifications, which are

Halliburton: Есть два основных пути разработки рецептуры цементного раствора. Первый - изменение параметров раствора с целью успешного его закачивания в скважину, обеспечивая эффективное вытеснение бурового раствора и недопущение проявления из скважины из-за недостаточного гидростатического давления или потерь циркуляции из-за чрезмерного гидростатического давления. Второй - разработка цементного раствора, выдерживающего нагрузки в течение всего жизненного цикла скважины без нарушения целостности барьера. Очевидно, что для второго пути требуется, в первую очередь, успешное размещение цементного раствора.

Свойства цементного раствора определяют лабораторными испытаниями, отвечающими требованиям стандартов ISO-10426 и ANSI/API 10 и технических документов с аналогичными требованиями. Такими лабораторными испытаниями определяются время прокачиваемости (время, когда цементный раствор сохраняет способность быть закачанным в скважину), реологические свойства (поведение гидравлического потока жидкостей), фильтрационные свойства (степень потери воды затворения, находясь в пористой среде под давлением), свободная вода и седиментация, характеризующие стабильность цементной системы и динамику набора прочности на сжатие.

Свойства раствора портланд-цемента, являющегося природным продуктом, значительно отличаются у разных производителей, и даже в разных партиях из одной цементной печи. Поэтому, как правило, испытаниям подвергают все рецептуры цементного раствора, в состав которого входят фактически используемые на месторождении цемент и химреагенты для получения оптимальных свойств.

Для определения механических свойств цементного камня применяются методы определения физико-механических свойств горных пород с одновременным использованием моделей анализа напряжений, которые передают рабочие нагрузки в

идентичаль. These include tests for Thickening Time (the time a slurry remains pumpable under agitation), Rheology (the hydraulic flow behavior of the fluid), Fluid loss (how much fluid is lost if the slurry is filtrated against a porous medium under pressure), free fluid and sedimentation characterizing the stability of the slurry system and compressive strength development.

Portland cement being a natural product, the slurry properties can vary quite significantly from producer to producer and even from batch to batch in one cement kiln plant. That is why typically every cement slurry design is tested with the actual cement and chemicals to be used in the field to ensure suitable properties.

To characterize the mechanical performance of the cement, methods from rock mechanics are used in combination with stress analysis models, which translate the operational loads on the well into stresses actually experienced by the cement. The mechanical behavior of the cement is measured on cores exposed to uniaxial or triaxial stresses.



2017 Schlumberger, все права защищены
2017 Schlumberger Rights Reserved

2. What are the critical wellbore properties which must be considered when designing a cement job?

Weatherford: All critical well factors and challenges should be considered before cementing to mitigate the risks and prepare a contingency plan in case of any deviations from the cementing program. Those challenges include caving, lost circulation and potentially oil/gas bearing zones, high bottomhole temperatures and mud density. Optimal cement thickening time depends on bottom hole static and circulating temperatures. Cement thickening time is critical to design, when there are rate limitations during cementing pumping due to high equivalent circulating density (ECD) or low fracture gradient of the well. Lost circulation materials (LCM) are successfully used in the cement slurry to prevent losses during cementing in potentially weak zones.

Schlumberger: The well conditions shall be assess from two main perspectives, the required properties of the liquid slurry that allows an effective and safety placement and the long-term performance of the set cement.



НАРУШЕНИЕ ЦЕЛОСТНОСТИ СКВАЖИНЫ ВЕДЕТ К ПОТЕРЯМ ВРЕМЕНИ И ЗАТРАТАМ?

Смола WellLock® может быть изготовлена без содержания твердой фазы, что устраняет риск закупоривания пласта при РИР, позволяя цементу проникать в самые мелкие трещины, приводящие к ухудшению целостности скважины. Кроме того, отсутствует неблагоприятная реакция при контакте с водными составами, что дает возможность вытеснения цементом или смешивания с цементом. В результате смола WellLock успешно применяется для восстановления целостности скважин, которые ранее не удавалось ремонтировать традиционными методами.

halliburton.ru

скважине в для фактических испытаний цементных камней. Параметры цементного камня определяют на пробе, которая подвергается одно- и трехосным напряжениям.

2. Расскажите о критичных моментах и свойствах скважин, которые следует учитывать при пректировании цементирования?

«Везерфорд»: При планировании работы по цементированию необходимо принимать во внимание все возможные критические факторы и осложнения в скважине для того, чтобы минимизировать риски и продумать пути и способы реагирования в случае возникновения нештатных ситуаций и отклонений от проектного плана работ.

К ним относятся: наличие обвалов стенки скважины, зон поглощения, активное нефте- и газопроявление пластов, высокие температуры на забое скважины, плотность бурового раствора. Необходимо также ограничить скорость закачки при цементировании и подобрать оптимальное время загустевания цементного раствора при определённых температурах на забое скважины. Ограничения скорости закачки могут быть связаны с высокой эквивалентной циркуляционной плотностью бурового раствора и низкими значениями градиента гидравлического разрыва пласта. Кроме того, важно предусмотреть применение кольматирующих добавок в цементный раствор при наличии потенциальных зон поглощения и возможной потери циркуляции во время цементирования.

«Шлюмберже»: При оценке состояния скважины необходимо учитывать два главных аспекта: свойства жидкого цементного раствора необходимые для эффективной и безопасной закачки и показатели цементного камня в долгосрочной перспективе.

Важно понимать литологию породы в том участке открытого ствола, где планируется размещение цементного раствора, так как это имеет большое влияние на форму скважины, стабильность ее стенок, наличие проницаемых зон, так же наличие зон с пониженными давлениями пласта или зон с АВГД.

It is important to understand the lithology of the formation across the open hole section to be cemented since it strongly impact the hole shape, stability of the wellbore walls, the presence of permeable zones, as well as over-pressured or depleted formations.

The cementing fluids are designed to replace the drilling fluid while maintaining the well control in terms of hydrostatic pressure, rheology, fluid loss, stability and to prevent potential flow of any formation fluids, including gas. Once the cement sets, it must withstand the stress generated due to the subsequent activities of putting the well on production mode like perforations, stimulation jobs and even during the life of the well.

Halliburton: The first consideration when designing a cement job needs to be what the cement job is supposed to achieve. This leads to understanding of what slurry properties will be required, and where the cement needs to be placed.

Cement slurry properties (rheology, Thickening Time, Compressive Strength) depend strongly on the temperature of the fluid. Therefore it is important to understand the temperature regime in the wellbore under static conditions and while pumping into the well.

To understand the wellbore response (inflow or fracture), the lithological column identifying rock types and

possible reservoir fluids and pore- and fracture pressure profiles, as well as the borehole and pipe geometry need to be known.

3. Why is the temperature differential between the Bottomhole circulating temperature (BHCT) and Bottomhole static temperature (BHST) such an important factor when managing cementing costs and well control?

Weatherford: Dynamic (cementing pumping) and static (compressive strength development) stages have to be considered during cementing design.

Bottomhole circulating temperature, or BHCT, is used for designing cement characterized by optimal thickening



2017 «Везерфорд», все права защищены
2017 Weatherford Rights Reserved

Жидкости для цементирования подбираются таким образом, чтобы заместить буровой раствор, сохраняя при этом контроль над скважиной относительно гидростатического давления, реологических параметров, водоотдачи, стабильности, а также для предотвращения возможной миграции любого пластового флюида, включая газ. После затвердевания, цементный камень должен быть устойчивым к нагрузке вызванной последующими операциями такими как введение скважины в эксплуатацию путем перфораций, интенсификации добычи нефти и на протяжении всей жизни скважины.

Halliburton: Во-первых, при разработке дизайна работ по цементированию необходимо определить, что мы хотим получить в результате. Так мы сможем понять, какие именно требуются свойства цементного раствора и, какой способ его закачки необходим.

Свойства цементного раствора (реологические свойства, время сохранения прокачиваемости, время набора прочности) сильно зависят от температуры раствора. Поэтому важно определить температурный режим в скважине в статических условиях и при закачивании раствора в скважину.

Реакцию скважины (проявление или начало приемистости) можно установить по литологическим данным, определяющим типы пород и возможные пластовые флюиды, по профилям давления разрыва пласта, а также геометрии ствола и обсадной колонны.

3. Почему разброс между циркуляционной температурой и статической забойной температурой является таким важным фактором при оптимизации расходов на цементирование и управлении скважиной?

«Везерфорд»: При проектировании цементирования и разработке рецептуры цемента необходимо разделять динамический (закачка цементного раствора) и статический (набор прочности цементного камня) этапы.

time, rheology, and fluid loss. All those parameters have to be controlled during cement pumping (dynamic stage).

Bottomhole static temperature, or BHST, is important for compressive strength development to prevent the cement from strength retrogression during whole well life in case of high temperatures. BHST is often used for cementing design of HT wells with long horizontal section because it increases through heating of cement slurry during cement pumping in the horizontal section characterized by one temperature gradient.

Temperature is one of the most critical well parameters which has to be considered for cementing design. It effects cement slurry thickening time and compressive strength development.

Cementing design with improper temperature data is associated with major risks, such as loss of hole or well control. Cement can set before the placement is completed and in this case it may be left in the casing. Also, if cement setting time is too long, it can increase the risk of formation gas or fluid influx in the cement structure and lead to cross-flows in the annulus.

Schlumberger: Chemical additives are used to modify the time in which the cement sets and develop compressive strength. The setting time is modified to make it long enough that allows the adequate placement in the annular, but it also shall be shorten to enhance the develop compressive

strength. The set cement must prevent any migration of unwanted formation fluids, provide support to the casing and allow resuming operations to drill out the subsequent section below.

The setting time design is based on the BHCT, This one is lower that the BHST due the constant circulation of fluids along the wellbore and other heat interchange processes between the formation and the fluids.

Temperature is extremely important when designing a cement job; if temperature is under-estimated, the cement could set earlier in the pipe creating major cost due to the time to drill it out and to repair the failed primary cement job. On the other hand, if temperature



2017 «Везерфорд», все права защищены
2017 Weatherford Rights Reserved

Динамическая температура используется при создании рецептуры цементного раствора с оптимальными характеристиками, такими как время загустевания, реология и фильтрация, которые важно контролировать при закачке цементного раствора.

Статическая температура важна на этапе набора прочности цементного камня и далее. Необходимо подобрать такую рецептуру цемента, который не будет терять прочностные характеристики длительное время и на всех этапах жизни скважины. Статическая температура зачастую используется при проектировании цемента для скважин с длинным горизонтальным участком и высокой температурой на забое, поскольку происходит увеличение циркуляционной температуры за счет нагрева растворов во время прохождения по горизонтальному участку с одним показателем градиента температуры.

Температура представляет собой один из ключевых параметров скважины, который нужно обязательно учитывать при проектировании цементирования. От нее зависит время затвердевания цементного раствора и прочность цементного камня. Цементирование при несоответствующем температурном

режиме может осложниться из-за рисков, связанных с потерей скважины или контроля за ней. Цемент может загустеть до завершения его закачки в скважину, и в этом случае он может остаться в обсадной колонне. Кроме того, если загустевание цемента происходит слишком долго, это может спровоцировать риски проникновения пластового газа или флюида в структуру цемента, и в результате приведет к возникновению перетоков в затрубном пространстве.

«Шлюмберге»: Для изменения времени, в течении которого цементный раствор затвердевает и развивает прочность, используются химические добавки. Время загустевания должно быть достаточно длинным для надлежащего размещения цементного раствора в затрубном пространстве, но в тоже время как можно более коротким для наискорейшего набора прочности цементного камня. Затвердевший цементный раствор должен предотвращать миграцию пластовых флюидов, обеспечивать поддержку

is over-estimated, the cement could take much longer than required time to set; formation fluids, including gas can migrate thru it and create a hazardous well control situation, not to mention the delay time to resume operations.

Halliburton: The circulating temperature is the temperature the cement slurry will be exposed to during its placement in the wellbore. It will determine how long the slurry will be pumpable, and also its rheology. However this circulating temperature is dependent on the pumping program and the heat exchange processes taking place in the wellbore.

After completing the cement job, the wellbore will recover its static temperature profile over a period of approx. 24-48 hrs. This temperature will determine how fast the cement will build strength and therefore how long the rig will have to wait before continuing drilling.

From a cost perspective, the slurry needs to be optimized to provide sufficient Thickening Time while minimizing chemicals- and slurry cost, while also minimizing the required wait-on-cement time to minimize the rig time taken up by the cement job. However these two parameters are interrelated.



2017 Schlumberger, все права защищены
2017 Schlumberger Rights Reserved

While attempting these optimizations, it is important to keep in mind that the cost incurred by a failed cement job is by magnitudes higher than the cost for the cement job itself, given that rig downtime, lost wellbore sections and delayed or missed production can result.

4. What are the key strategies for testing a cement bond and what draw backs are there to these techniques?

Weatherford: Integrated approach should be used for cement quality determination. Effective mud displacement is the primary goal for good quality cementing job. It can be performed effectively by designing optimal rheology of spacer and cement slurries and optimal rate of cementing for achieving a turbulent flow regime in the annulus during cementing. Casing stand-off and centralization program also effect mud displacement efficiency and cementing quality. Expandable and

обсадных труб и позволять возобновить бурение последующих ниже секций.

Расчет времени загустевания основывается на циркуляционной забойной температуре, которая ниже статической из-за постоянной циркуляции жидкостей в скважине и других взаимообменных процессов между пластом и жидкостями. Температура чрезвычайно важна при планировании цементной работы; в том случае если температура занижена, цементный раствор может затвердеть в обсадной колонне во время закачки, что приведет к большим расходам на разбуривание цементного камня и на исправление неудачного цементирования. С другой стороны, если температура завышена, то понадобится гораздо большее время для затвердевания цементного раствора; пластовые флюиды, включая газ, могут мигрировать через раствор, создавая опасность потерять контроль над скважиной, не говоря о времени простоя перед продолжением последующих операций.

Halliburton: Циркуляционная температура - это температура, которой цементный раствор будет подвергаться во время его закачки в скважину. Определяются время сохранения прокачиваемости и реологические свойства цементного раствора. Однако циркуляционная температура зависит от программы закачки и теплообменных процессов в скважине.

По завершении цементирования температура в скважине вернется на статический уровень в течение одних-двух суток. По этой температуре определяют, насколько быстро цемент достигнет своей прочности и, следовательно, как долго буровая установка будет находиться в ожидании, прежде чем продолжить бурение.

С точки зрения снижения расходов, свойства цементного раствора необходимо оптимизировать таким образом, чтобы получить достаточное время прокачиваемости, уменьшив при этом расходы на химреагенты и в то же время сводя к минимуму требуемое время ожидания затвердения цемента

flexible cement systems have been designed for better cement coverage and prevention of cement bond destruction during well life including the completion stage. All those methods are integrated into cementing design and simulation by the special software CemPRO+ which is able to determine mud displacement efficiency and annular cement coverage. Those methods are not perfect as they can't factor in real well conditions during cementing, such as the size and form of caverns and actual stress on cement bond, in the course of well completion.

Schlumberger: The quality of the cement behind the casing can be evaluated in different forms, depending on the desired grade of certainty required, it includes positive and negative pressure test to confirm annular seal, playback software simulations can also provide decent information about the expected cement quality, but the most informative source is by far the cementing bond logs.

There are occasions in which the cement detach from the casing for different reasons and therefore the response on the cement bond logs cannot be properly evaluated, in some cases it is recommended to re-log the section while applying pressure in the casing in an attempt to close the possible micro-annulus existing between the casing and the cement sheath. This operation implies the pressure containing equipment is available at the wellhead while logging and the cost associated for this operation and extra rig time consumed.



Halliburton: The simplest test on cement after placement in the wellbore is some form of pressure test to see if the cement provides the required pressure isolation. These can either add pressure to the hydrostatic column by pumping on the wellbore (positive pressure- or integrity test) or reducing pressure by selectively reducing the hydrostatic pressure with lower fluid density (inflow test). These pressure tests will mimic the expected loads, but they will not provide much insight into the mechanism of any possible failure.

Another way is diagnosing the top of cement in the wellbore. The easiest method here is a mechanical tag with the drill string or slick- or wireline, but this requires

и предельно уменьшая время ожидания буровой установки. Эти два аспекта взаимосвязаны.

При оптимизации важно помнить, что расходы, понесенные в результате плохого цементирования, в несколько раз больше стоимости самих цементационных работ, учитывая возможные простой буровой установки, поглощения, задержку или отсутствие добычи.

4. Какова основная стратегия испытания сцепления цемента и каковы недостатки применяемых методов?

«Везерфорд»: К определению качества сцепления цемента стоит подходить комплексно. В первую очередь необходимо обеспечить эффективное замещение бурового раствора во время цементирования. Для этого подбираются оптимальные реологические параметры буферных и цементных растворов, а также выбирается скорость закачки растворов и продавки для создания турбулентного потока в затрубном пространстве. Кроме того, нужно обеспечить качественное центрирование колонны, которое также влияет на качество замещения бурового раствора и, следовательно, на качество сцепления цемента. Важно подобрать специальные цементные рецептуры, которые обладают расширяющими и эластичными свойствами, для лучшего заполнения затрубного пространства и предотвращения разрушения цемента на других этапах эксплуатации скважины, включая освоение. Все эти методы учитываются при расчетах в специализированной программе CemPRO+, которая способна провести симуляцию цементирования и определить качество замещения бурового раствора. Недостаток же перечисленных методов состоит в том, что невозможно учесть и спроектировать реальные условия в скважине во время цементирования (размеры и форма каверн, режим потока в затрубном пространстве), а также реальные нагрузки на цементный камень во время испытаний давлением затрубного пространства на этапе освоения.

«Шлюмберже»: Оценка качества цемента в затрубном пространстве может быть проведена разными способами, выбор которых зависит от желаемой степени точности. Подтверждение герметичности затрубного пространства проводится путем опрессовки снижением уровня. Изрядную информацию о предполагаемом качестве цементного раствора можно получить при обратном воспроизведении моделирования с помощью программного обеспечения, но самым информативным способом является проведение акустического каротажа.

access to the top of cement. Alternatively, this can be estimated by analyzing the pressure behavior recorded during the placement and deriving the hydrostatic pressure exerted by the cement column. Also the temperature increase caused by the cement hydration in the wellbore can be measured by wireline log, giving an indication of where cement is and where it is not.

A dedicated method to analyse cement bond across the wellbore is by means of cement bond wireline logging. There is a suite of sonic and ultra-sonic wireline tools available, which derive information about the material behind pipe in the wellbore from analyzing the behavior of a sonic or ultrasonic waveform that travels through the casing and behind the casing. The attenuation of the waveform and the measured impedance of the material behind the pipe allows the distinction between solid matter and fluids. Recent developments also use electromagnetic waves, as well as statistical waveform analysis to refine the results. However all logging methods are not quantitative, and are also influenced by environmental factors such as pipe wall thickness.

5. How do you overcome the challenge of uneven or irregular wellbores and ensure you have the correct annular spacing?

Weatherford: Drilling, mud and cementing services should participate in preparation for cementing. This includes additional reaming runs, conditioning of the well by circulation of specially designed mud before cementing job. Our product lines Cementing Products and Cementing Services ensure high quality casing centralization (stand-off) using special software and competent engineering service to select required centralizers and places for their installation depending on inclination and caliper logging data.

All requirements to centralizers are included into API 10D standard which sets centering index at 67%. Weatherford rates reach 80–90% depending on well design complexity.

Schlumberger: One of the most important aspects while designing a cement job is to achieve a proper mud removal for the cement to be able to fill the annular space uniformly. Therefore, the selection and amount of the proper centralizers, strategically installed along the casing and/or the interest areas where the hydraulic isolation is most required.

Once the casing is centralized to the best possible option, then it is up to the mud removal strategy, which is based in rheological and density properties combined with displacement rates to maintain friction pressure hierarchies between the fluid that is pushing and the one that is being displaced.

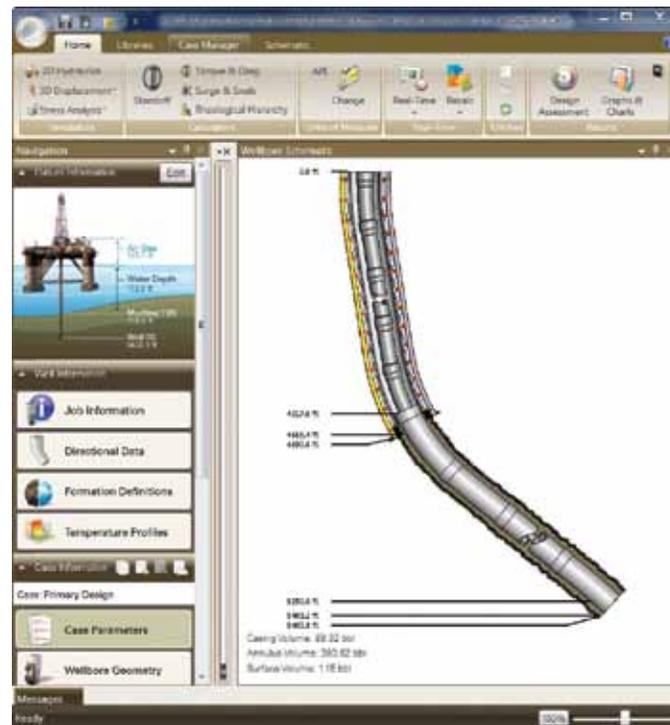
Существуют случаи отсоединения цементного камня от обсадной колонны в следствии разных причин и это мешает провести адекватную оценку качества сцепления. В некоторых случаях рекомендуется провести повторный каротаж зоны интереса, нагнетая давление в обсадную колонну и тем самым пытаюсь закрыть возможные микрозазоры существующие между обсадной колонной и цементным камнем.

Halliburton: Самое простое испытание цемента после набора прочности - провести испытание под давлением, чтобы определить образует ли цементный камень надежную изоляцию за колонного пространства. Это можно сделать либо путем увеличения давления в скважине (испытание избыточным давлением или на разрыв), либо уменьшить давление, путем уменьшения гидростатического давления, используя раствор с меньшей плотностью (испытание на приток). Во время этих испытаний под давлением будут смоделированы ожидаемые нагрузки, но получить полную картину механизма возможного разрушения мы не сможем.

Другой способ - диагностировать кровлю цементного моста в скважине. Самый простой способ - это механическое определение «головы» цементного камня с помощью бурильной колонны или кабеля, однако, здесь требуется доступ к кровле цементного моста. Как альтернативный вариант, можно выполнить анализ динамики давления, зарегистрированной во время закачивания, и определить гидростатическое давление, создаваемое цементным стаканом. Помимо этого, повышение температуры в результате гидратации цемента в скважине можно измерить каротажной диаграммой, указывающей на места, где есть цемент, и где он отсутствует.

Для анализа сцепления цемента в скважине используется акустический каротаж сцепления цемента. Существуют акустические и ультразвуковые тросовые инструменты, которые помогают получить информацию о состоянии затрубного пространства в скважине при анализе поведения акустических волн, проходящих через колонну и в за колонном пространстве. Затухание волн и измеренная проводимость материала за колонной позволяют определить разграничение между твердыми и жидкими фазами вещества. В последних разработках также используются электромагнитные волны с последующим статистическим анализом волн для уточнения результатов. Однако все методы каротажа не дают количественных характеристик, а также зависят от окружающих факторов, таких как толщина стенки трубы.

5. Каким образом вы решаете проблему с неровными или искривленными стволами



2017 Halliburton, все права защищены 2017 Halliburton Rights Reserved

Halliburton: Stand-off, which means how far the pipe is away from the open hole wall, is crucial, as eccentricity results in a preferred flow path along the wider side of the annulus, with in extremis, a gelled fluid channel remaining in place on the narrow side of the annulus. The result is that not the entire borehole is filled up with cement, and channels can remain, which allow fluid movement and leakage after cementing.

Typically, the pipe is kept in the center of the open hole by centralizers, which are installed on the pipe body and kept in place by stop collars. There are numerous models and designs available, but they fall into two basic categories. Rigid centralizers have a fixed outer diameter (OD), which is not dependent on the load imparted on it. However this OD has to be smaller than the gauge OD of the hole, as the centralizer would otherwise get stuck. This limits the maximum achievable stand-off, especially if the actual hole size is larger than the gauge due to wash-out or other hole stability issues. Bow-spring centralizers incorporate some sort of a spring blade, which can extend beyond the gauge hole size. The centralizer can still run through tighter spots by compressing the spring blade elements. However, the deflection depends on the load imparted, and is higher in deviated boreholes, where part or all of the pipe weight are supported by the centralizer.

Modern cementing simulation packages such as Halliburton's iCem[®] service can predict stand-off and the effectiveness of cement placement, considering the properties of the fluids to be used on the cement jobs, the performance characteristics and the spacing program

скважинам, и как определяете необходимый объем затрубного пространства?

«Везерфорд»: Проблему обеспечения необходимых параметров скважины следует решать совместно со службами, отвечающими за буровые растворы и буровые сервисы. Важно качественно подготовить ствол скважины путем дополнительных проходок долотом и циркуляции заранее оптимально подобранным буровым раствором во время спуска колонны и до цементирования. Наши подразделения по цементированию скважин и оснастке обсадных колонн, в свою очередь, обеспечивают качественное центрирование колонны в стволе путем индивидуального подбора центраторов и определения мест их установки в зависимости от данных инклинометра и квернометрии.

Все требования, предъявляемые к центраторам, сведены в стандарт Американского нефтяного института API 10D, согласно которому коэффициент центрации должен составлять 67%. Показатели Weatherford достигают 80–90% в зависимости от сложности конструкции скважины.

«Шлюмберге»: Один из важнейших аспектов в планировании цементной работы является достижение надлежащего вытеснения бурового раствора для того чтобы цементный раствор равномерно заполнил затрубное пространство, поэтому важен подбор типа и количества центраторов и их установка на обсадные трубы и/или зоны интереса, где гидравлическая изоляция наиболее необходима.

Когда подобран оптимальный вариант центрации обсадной колонны, дело остается за соблюдением стратегии замещения бурового раствора, которая основывается на реологических параметрах и плотностях в комбинации со скоростью продавки, сохраняя иерархию реологий между вытесняющими и вытесняемым растворами.

Halliburton: Степень центрирования, то есть, насколько труба отклонилась от стенки открытого ствола, является критическим моментом, поскольку эксцентриситет приводит к тому, что поток жидкости проходит по более широкой стороне затрубного пространства, при этом, канал загущенного бурового раствора остается на месте на узкой стороне затрубного пространства. Это приводит к тому, что не весь ствол заполняется цементом, и могут остаться каналы, по которым после цементирования будет проходить или уходить раствор.

Обычно трубу удерживают по центру открытого ствола с помощью центраторов, которые

of the centralizers and the actual borehole geometry as measured by an LWD- or dedicated wireline caliper. With these tools, the influence of the borehole can be assessed, and the centralizer selection and -spacing optimized to ensure that the cement can isolate the critical zones.

6. What systems and technologies do you have in place to help an operator achieve a cement job for the whole life of a well?



2017 «Везерфорд», все права защищены
2017 Weatherford Rights Reserved

Weatherford: Cementing design depends on well data, regional challenges and stress on casing and cement bond during well life. Weatherford offers various technologies to meet customer's requirements. The following technologies are in high demand at the moment:

- Gas tight slurry CemTite™ for gas wells prevents gas migration into the cement structure during the transition period when cement goes from liquid to solid state. These properties are ensured by the chemical which provides high fluid loss control and generates tight film on the cement slurry surface.
- Light-weight slurry such as CemLite™ is very common for wells with low fracture gradient and potential lost circulation zones.
- Flexible and expandable cement systems such as CemPly™ and CemPand™ which are getting increasingly popular for horizontal wells with multistage fracturing completion.
- Self-healing cement CemHeel™ designed for the wells with high formation pressure and high risk of annular fluid migration to the surface (such systems are used in the upper part of the annulus and include special additives which expand when the fluid goes through micro-annular cracks and block fluid migration through cement).

High mud displacement efficiency is a very important factor. We offer an integrated approach consisting in high-quality design of spacer and cement slurries, development of

устанавливают на тело трубы и фиксируют стопорными кольцами. Существуют различные модели и разработки, но все они попадают в две категории. У жестких центраторов наружный диаметр фиксированный и не зависит от прилагаемых нагрузок. Однако, этот наружный диаметр должен быть меньше диаметра долота, иначе центратор будет препятствовать спуску обсадной колонны до забоя. Это ограничивает максимально достигаемую степень центрирования, особенно, если фактический размер ствола больше номинального из-за кавернозности и других проблем, связанных с устойчивостью ствола. У пружинных центраторов внешний диаметр может превышать номинальный диаметр открытого ствола. Пружинный центратор можно спускать через сужения ствола, сжимая упругие пружины. Однако прогиб пружин также зависит от нагрузки, передаваемой обсадной колонной, и увеличивается в искривленных скважинах, где вес трубы полностью или частично передается на центратор.

Современные системы моделирования цементирования, например, Halliburton iCem[®], могут рассчитать степень центрации и эффективность закачки цемента с учетом свойств, используемых при цементировании жидкостей, рабочих характеристик и схемы размещения центраторов, а также фактической геометрии ствола, измеренной LWD- или иным тросовым кавернометром. С помощью этих инструментов можно оценить степень влияния ствола скважины, а так же правильно подобрать тип центратора и интервал между ними, чтобы обеспечить изоляцию критичных зон цементом.

6. Какие системы и технологии вы используете, чтобы помочь оператору добиться качественного цементирования на весь срок службы скважины?

«Везерфорд»: Подбор технологии или рецептуры тампонажных растворов индивидуален и зависит от региона, скважинных условий и нагрузок на колонну и цементный камень при эксплуатации скважины. Weatherford предлагает различные технологические решения, которые удовлетворяют требованиям разных компаний-операторов. Сейчас особенно востребованы:

- Газоблокирующие системы CemTite[™] для скважин с газоносными пластами, которые предотвращают миграцию газа в структуру цемента при переходе его из жидкого в твердое состояние. Такие характеристики достигаются за счет химических веществ, которые обеспечивают качественный контроль потерь флюида и создают плотную пленку на поверхности раствора.
- Облегченные цементные растворы CemLite[™] для скважин с низкими показателями градиента

centralization program and providing tools for casing rotation and reciprocation before and during cementing. We are able to determine and design mud displacement efficiency during casing rotation and reciprocation using special certified software CemPRO+ to determine flow regimes for efficient mud displacement and good cement bond.

Weatherford is the only service company that can apply integrated approach including Cementing Pumping Service, Cementing Hardware and equipment for casing rotation and reciprocation to ensure high cementing quality.

Schlumberger: The oil industry had moved from easy access to more challenged environments in terms of depth, pressure, water depth, and formation properties. The most advanced cement systems include self-healing systems that can reestablish its integrity at the contact with hydrocarbons if ever lost for any reason. There are also flexible systems that withstand extreme well conditions during the life of the well including, perforation, stimulation jobs, changes in temperature and pressure during production and even up to a limited extend the natural events.

Halliburton: As already discussed, the placement of the cement slurry in the wellbore is only the first step. To ensure that the cement will maintain its function throughout the well lifecycle, the mechanical properties of the cement need to be designed to withstand the loads placed on it.

There are finite element software packages such as Halliburton's WellLife[™] software available, which can translate the planned operational loads during the different stages, such as commissioning pressure testing, completion of the well in lighter completion fluid, stimulation treatments etc. into the stresses experienced by the cement sheath. With these, the cement properties such as Young's Modulus, Poisson's ratio, compressive strength, tensile strength and expansion/shrinkage can be design to maintain competent isolation. With the identified property requirements, cement systems can be selected, tested and qualified in an iterative process to ensure a dependable barrier under the planned wellbore conditions.

The required resources for the characterization of cement mechanical properties are available in a network of Halliburton Technology Centers, which offer compression load frames and other specialized test apparatuses.

Reactive cement blends like Halliburton's LifeCem[™] cement can provide additional assurance, where wellbore conditions outside the planned envelope cause cement cracking. These systems react on contact with hydrocarbons to seal cracks and stop hydrocarbon flows

гидроразрыва пласта и возможными поглощениями.

- Эластичные и расширяющие цементные системы, такие как CemPly™ и CemPand™, которые актуальны для горизонтальных скважин с многостадийным ГРП во время освоения.
- Самозакрепляющиеся системы CemHeel™, которые эффективно работают в скважинах с аномально высоким пластовым давлением (АВПД) и высокими рисками появления межколонных перетоков (такие системы используются в верхней части затрубного пространства, и в их составе работают специальные добавки, которые расширяются при прохождении флюида через микротрещины в структуре цемента и тем самым перекрывают их, предотвращая межколонные перетоки).

Немаловажным аспектом выступает и эффективное замещение бурового раствора в затрубном пространстве. Мы предлагаем комплексный подход к реализации задачи качественного цементирования, включающий в себя подбор рецептур буферных и цементных растворов, подбор качественной оснастки, в том числе центраторов, а также обеспечиваем возможность вращения и расхаживания обсадной колонны до и во время цементирования. Кроме того, специалисты нашей компании выполняют расчет и проектирование цементирования при вращении и расхаживании, используя специальные программные продукты, такие как CemPRO+, для определения оптимальных режимов закачки цементных растворов с целью более эффективного замещения бурового раствора и надежности сцепления цемента с обсадной колонной и стволом скважины в затрубном пространстве.

Weatherford - единственная сервисная компания, которая применяет интегрированный подход, предлагая услуги по закачке цемента, оборудование для оснастки и цементирования, а также инструменты для вращения и расхаживания обсадных колонн для обеспечения надежности и качества цементирования.

«Шлюмберге»: Нефтедобывающая промышленность переместилась из легкодоступной в область представляющую сложность в плане глубины, давления, толщины слоя воды и свойств пород. Самое передовое решение в цементировании скважин – самозакрепляющаяся система, которая

to maintain the integrity of the cement sheath.

7. What specific solutions do you offer for high temperature and high pressure wells and wells in a corrosive environment?

Weatherford: The primary challenge in designing cement for HPHT wells is to solve the problem of cement bond strength at high temperatures and low fluid loss to prevent formation gas and fluids from getting into the cement structure. This is attained by using microsilica and silica flour with different particle size and concentration as well as plasticizers and fluid loss agents. We also offer special recipes of heavy cement slurries such as CemRock™ with the density of 2,3 g/cm³ for use in HPHT wells.



Schlumberger: Our portfolio includes system specifically designed to withstand high temperature environment for geothermal injection wells; we also offer systems with the ability to maintain its integrity when exposed to aggressive formation fluids like CO₂ and H₂S. These systems are based on engineered dry blends of proprietary products that are carefully arranged to exhibit superior properties compared to conventional cement.

Halliburton: Portland cement is susceptible to strength retrogression, caused by a change in phases at temperatures above approx. 110°C and to attack by wet CO₂, the primary corrosion mechanism typically encountered in applications such as Carbon Capture and Storage and water injection. Sulfate attack might be another issue, but the oilfield-specific cement classifications cover this in a variety of specifications on sulfate resistance in the basic cement classes. Buying a High Sulfate Resistant (HSR) basis cement will prevent any issues on that side.

восстанавливает целостность цементного камня при контакте с углеводородами, в том случае если она по каким-то причинам была утеряна. Так же существует эластичная цементная система, способная выдержать экстремальные условия на протяжении всей жизни скважины включая перфорации, работы по стимуляции пласта, изменения в температуре и давлении во время эксплуатации и даже некоторые природные явления.

Halliburton: Как уже говорилось, закачка цементного раствора в скважину - это всего лишь первый шаг. Чтобы цемент продолжал выполнять свою функцию в течение всего жизненного цикла скважины, механические свойства цементного камня подбирают таким образом, чтобы он выдерживал нагрузки.

Существуют программы расчета нагрузок, например, Halliburton WellLife™, которая может переводить запланированные рабочие операции в напряжения, испытываемые цементным кольцом, на различных этапах: испытания под давлением при вводе в эксплуатацию, заканчивание скважины

с облегченными растворами, работа по интенсификации притока и т.д.. При этом, для достижения требуемой изоляции можно подобрать такие свойства цемента, как модуль Юнга, коэффициент Пуассона, сопротивление на сжатие, сопротивление разрыву, расширение/усадка. Зная требуемые свойства, цементные системы можно подбирать, испытывать и аттестовывать в интерактивном режиме, чтобы обеспечить надежный заколонный барьер в запланированных условиях скважины.

Требуемые ресурсы для определения механических свойств цемента доступны в Технологических центрах компании Halliburton, которые предлагают устройства определения нагрузки на сжатие и иные специализированные испытательные стенды. Химически активные тампонажные смеси, такие как Halliburton LifeСem™, могут дать дополнительные гарантии там, где в условиях скважины, выходящих

The thermal strength retrogression can be controlled by adding Silica components to the cement blend, which will prevent the formation of the destabilizing phase up to temperatures around 300°C. But the increasing Silica requirement will also affect the cement properties, so that alternative non-Portland systems might have to be considered.

Halliburton has two main products in the non-Portland high temperature field, Thermalock™ cement, a non-Portland cement, and Thermatek fluid, a temperature-activated sealant developed primarily for water shutoff and plugging operations.

Thermalock cement has the added benefit that it is not susceptible to CO₂ attack and is therefore suitable for a corrosive environment.



2017 Schlumberger, все права защищены
2017 Schlumberger Rights Reserved

8. With Russia drilling more directional wells, what challenges do highly deviated wells pose and how do you overcome these challenges?

Weatherford: As noted above, integrated approach to cementing of directional and horizontal wells is required.

Customers often

request high-quality cementing from cementing services providers when the quality of centralization is low. And for efficient cementing Weatherford always recommends to drilling and cementing contractors to properly condition the wellbore. Rotation before and during cementing also positively impacts the quality of cement bond, if it is impossible to ensure good centralization. Apart from that, we select cement slurry recipes with low rheological properties and optimal spacers to ensure cementing in narrow annular zones and highly deviated intervals without essential pressure increase due to cement friction during pumping.

Schlumberger: The mud removal and well-clean processes are among the biggest challenges for deviated wells. It is important to highlight the importance of the proper planning and the positive impact of working together with the operator to achieve the hydraulic isolation objective.

за запланированные границы, цемент обычно дает трещины. Эти смеси, взаимодействуя с углеводородами, герметизируют трещины и останавливают поток углеводородов, сохраняя целостность цементного кольца.

7. Какие конкретно решения вы предлагаете для высокотемпературных скважин, скважин высокого давления, а также скважин агрессивной средой?

«Везерфорд»: Основной задачей при проектировании рецептуры цемента для высокотемпературных скважин и скважин с высоким давлением является решение проблемы потери прочности цементного камня при высоких температурах и пониженная фильтрация цементных растворов для предотвращения проникновения пластовых газов и флюидов в структуру цемента. Это достигается путем применения микро-кремнезёма и кварцевой муки с различными размерами частиц и определенной концентрации, а также пластификаторов и понизителей водоотдачи (фильтрации). Мы предлагаем и особые рецептуры утяжеленных цементных растворов CemRock™ плотностью 2,3 г/см³, применяемых для скважин с АВГД.

«Шлюмберге»: Наша линейка продуктов включает в себя системы, специально разработанные для выдерживания высоких температур в геотермальных скважинах нагнетания; мы также предлагаем системы способные сохранять цельность цементного камня при воздействии агрессивных пластовых флюидов таких как CO₂ и H₂S. Эти системы основываются на спроектированных смесях из специальных добавок, которые тщательно скомбинированы и обладают свойствами, превосходящими обычный цементный раствор.

Halliburton: Портланд-цемент склонен терять прочность в случае изменений в фазах при температуре выше 110 °C и подвержен воздействию CO₂ в жидком виде, а при процессах улавливания и хранения CO₂, а так же нагнетании воды, обычно имеет место первичная коррозия. Другая проблема - сульфатная коррозия, но классификация цементов для нефтяных месторождений учитывает это при определении различных технических требований к сопротивлению воздействию сульфатов для основных классов цемента. Сульфатостойкий цемент поможет предотвратить подобные проблемы.

Потерю термической прочности можно контролировать, если добавить в цементную смесь компоненты кремния, которые не допустят фазы

Drilling fluid selection, proper pipe centralization and the ability to rotate it, mud conditioning prior to the cement job, hole cleaning, correct selection and design of cementing fluids, ability to control friction pressure hierarchy, annular velocities, and the adequate temperature simulations are among the list to closely control.

Halliburton: For cementing, higher deviations cause two kinds of problems. Firstly the installed centralizers in a near horizontal section will have to support almost the entire weight of the pipe, or the pipe will be pressed against the borehole wall. The resulting standoff might not be sufficient to ensure coverage of the entire annulus with cement. Rigid centralizers or high-strength bow spring centralizers will be required to achieve standoff for successful cement slurry placement. Pipe rotation, which will break gels on the narrow side of the annulus and distribute cement around the entire circumference is also an effective mitigation mechanism here. A collateral issue in this context is the ability to get a pipe string to the bottom of the hole without the support of the casing weight pulling down and increased drag friction on the pipe or centralizer touching the borehole wall. Low friction Protec™ composite centralizer blades, which are molded directly onto the pipe body, can help keep the pipe body away from the wall and reduce friction factors. Good torque and drag modelling, available in Halliburton's iGem™ and DecisionSpace™ software packages allow a prediction if a string can be run to depth successfully or is likely to hang up prematurely.

The second challenge for cementing is that density hierarchy (heavier fluids displace lighter fluids upwards) does not work if the wellbore direction is no longer up or down, but horizontal. Fluid rheology design needs to receive additional care to ensure effective fluid displacement, where thicker fluids will displace thinner fluids along the direction of flow, irrespective of the direction of gravity.

9. With Russian fields operating over a wide area, in remote and harsh locations, this has a direct impact on cementing operation. How do you monitor and maintain the QA and QC of the slurry and equipment in harsh locations?

Weatherford: In remote areas with extremely low temperatures we use only dry additives for preparation of cement slurries and spacers. Weatherford has special pre- and post- operation procedures for vehicles in place. The vehicles shall be prepared for each trip and operation well in advance. It is highly important to use and properly control cement and spacer mixing liquids. The temperature of mixing liquids shall be close to the

дестабилизации при температуре вплоть до 300 °С. Но увеличив долю кремния, можно ухудшить свойства цемента, поэтому приходится рассматривать варианты без использования портланд-цемента.

Компания Halliburton предлагает два главных продукта для высоких температур без необходимости в портланд-цементе. Это цемент Thermalock™, не содержащий портланд-цемент, и раствор Thermatek, температурно-активируемый уплотнитель, разработанный, в первую очередь, для изоляции водоносных горизонтов и установки цементных мостов.

У цемента Thermalock™ есть дополнительное преимущество - он не подвержен воздействию CO₂ и подходит для агрессивных сред.

8. Учитывая, что в России бурят все больше наклонно-направленных скважин, расскажите, какие трудности возникают при выполнении работ, и каким образом вы их преодолеваете?

«Везерфорд»: Как уже говорилось ранее, необходим комплексный подход к цементированию наклонно-направленных и горизонтальных скважин. Зачастую заказчик требует качественное цементирование от тампонажных подрядчиков, но при этом применяет некачественное центрирование и наоборот. Для решения проблем и выполнения качественного цементирования Weatherford всегда рекомендует подрядчикам по бурению и буровым растворам правильно готовить ствол скважины. Вращение до и во время цементирования также цементного камня в затрубном пространстве при невозможности обеспечения высоких показателей центрирования. Кроме того, нами проводится подбор рецептур цементных растворов с пониженной реологией, а также оптимальных по характеристикам буферных растворов, чтобы обеспечить цементирование в узких зонах затрубного пространства и интервалах наибольшего искривления без существенного повышения давления при закачке за счет трения цементного раствора.

«Шлюмберже»: Процессы замещения бурового раствора и очистки скважины представляют одну из самых сложных задач в наклонных скважинах. Очень важно заострить внимание на необходимости надлежащего планирования, а также на положительном влиянии совместной с оператором работы для достижения задачи по гидравлической изоляции.

Выбор бурового раствора, надлежащая центровка обсадной колонны и возможность ее вращения,

specific design temperatures for the cement and spacer to retain their properties in line with laboratory test results. We also provide recommendations on pressure testing of cementing lines before cementing using brines to prevent freezing.

Weatherford provides mobile labs designed for laboratory tests at remote fields. Heating units for the personnel at the rig sites in areas with extremely low temperatures are also available.

Schlumberger: Our organization has deployed and wide range of operating bases across the territory, we have a strong technical population present in every location. We are very proud of our high standard in regards of providing standardized training to our technical community; our engineers are engaged in a fixed step development process that includes technical schools in Russia and overseas.

The entire job process is also standardized to cover from planning to after execution. The quality control process are monitored to ensure the right performance of our additives, cement, equipment and as well as our personnel competence. We have built a technical network structure, which starts from the field locations and laboratories and grows to the district and county level until reaching a global community support, engaged in providing support and sharing knowledge across the globe.

Halliburton: Harsh locations pose a whole range of challenges for Cementing operations. Conventional cementing equipment might refuse to operate at low temperatures, water based fluids might freeze and possibly damage equipment, heat generated by hydrating cement could destabilize Permafrost soil near surface, and remote locations can make the mobilization of additional materials, spares and equipment seasonally impossible.

Halliburton is offering a range of ruggedized equipment like the Ruggedized Global Truck (RGT), which can operate in temperatures between -35°C and 45°C with self-contained mixing tanks and a winterized 8x8 heavy duty chassis.

To quality-control slurry designs in remote locations, Halliburton typically dispatches a self-sufficient service fleet to remote fields, which include a dedicated field laboratory, which can perform the operational testing for the fluids to be pumped on the location.

On the permafrost side, Halliburton can offer a variety of technologies, which can limit the heat release and ensure fill-up of unconsolidated and soft top holes.

подготовка бурового раствора перед цементной работой, очищение ствола скважины, правильно подобранные тампонажные жидкости, способность контролировать иерархию реологий, скорость потока в затрубном пространстве, правильное моделирование температуры - все это должно быть под пристальным контролем.

Halliburton: Что касается цементирования, большие отклонения чреваты проблемами двух типов. Во-первых, установленным у горизонтального разреза центраторам приходится принимать на себя весь вес трубы, иначе труба будет прижата к стенке ствола. В результате центрирование будет недостаточным, чтобы заполнить все затрубное пространство цементом. Потребуется жесткие центраторы или высокопрочные пружинные центраторы, чтобы получить степень центрирования, требуемую для успешной закачки цементного раствора. Другим эффективным средством является вращение трубы, разрушающее гелиевую структуру бурового раствора на узкой стороне затрубного пространства и распределяющее цемент по всей окружности. Здесь возникают побочные проблемы – как спустить обсадную колонну до забоя скважины при отсутствии увеличения собственного веса в горизонтальных интервалах, и повышенное трение о стенку ствола трубы или центратора. Композитные центраторы Protech™ с низким коэффициентом трения, отливаемые непосредственно на тело трубы, могут помочь удержать ее подальше от стенки и уменьшить трение. Смоделировав вращающий момент и сопротивление на трение в программе iCem™ и DecisionSpace™ компании Halliburton, можно предсказать, достигнет ли обсадная колонна планируемой глубины или же она преждевременно застрянет.

Во-вторых, при цементировании принцип иерархии плотности (более тяжелые растворы вытесняют вверх более легкие флюиды) не работает, если направление бурения не вертикальное, а горизонтальное. Реологические свойства раствора следует исследовать особенно тщательно, чтобы гарантировать эффективное вытеснение, когда более тяжелые флюиды вытесняют менее плотные по потоку независимо от направления действия силы тяжести.

9. Российские месторождения располагаются на обширной территории, в удаленных регионах с неблагоприятным климатом, что напрямую влияет на выполнение работ по цементированию. Каким образом вы контролируете и обеспечиваете качество

раствора и работу оборудования в регионах с неблагоприятным климатом?

«Везерфорд»: В удаленных регионах с аномально низкими температурами используем химические добавки только в сухом виде для приготовления цементных и буферных растворов. Что касается техники, то в нашей компании разработаны специальные перед- и послеоперационные процедуры подготовки оборудования. Необходимо заблаговременно готовить все системы к каждому выезду и работе. Немаловажно использовать и проводить контроль жидкости для затворения цементных и буферных растворов. Температура такой жидкости должна соответствовать температуре, при которой были спроектированы конкретные цементные и буферные растворы для сохранения их характеристик согласно лабораторным испытаниям. Также существуют рекомендации по проведению испытаний давлением нагнетательных линий цементировочного комплекса перед цементированием солевыми растворами для предотвращения замерзания.

Weatherford предоставляет мобильные лаборатории, которые предназначены для проведения лабораторных испытаний на отдаленных месторождениях. Также мы используем комплексы обогрева для персонала, работающего на буровых в регионах с экстремально низкими температурами.

«Шлюмберже»: Наша организация развернула целый ряд действующих баз по всей территории и в каждом регионе присутствует квалифицированный персонал. Мы очень гордимся высокими стандартами в обучении нашего технического сообщества; все наши инженеры задействованы в фиксированной программе развития, включающие технические школы в России и за границей.

Весь рабочий процесс также стандартизирован от момента планирования до полного завершения работы. Качество процесса тщательно отслеживается, чтобы убедиться в степени эффективности добавок, цемента, оборудования, а также компетентности сотрудников. Мы разработали сеть технических структур, которые начинаются на месторождении и в лаборатории, а затем разрастаются до регионального уровня и уровня страны пока не достигнут поддержки мирового сообщества, задействованного в предоставлении поддержки и обмене знаниями во всем мире.

Halliburton: Для цементных операций суровые условия представляют дополнительные трудности. Обычное цементирующее оборудование может не

выдержать низких температур, растворы на основе воды могут замерзнуть и повредить оборудование. Выделяемое при гидратации цемента тепло может нарушать устойчивость в зонах вечной мерзлоты у поверхности, а из-за удаленности площадок поставка дополнительных материалов, запчастей и оборудования зависит от времени года.

Компания Halliburton предлагает различное оборудование для неблагоприятных условий, например, цементировочный агрегат повышенной прочности, рассчитанный на температуру от -35 до 45 °C и оборудованный автономными смесительными емкостями и усиленным 8x8 шасси.

Для контроля качества цементного раствора на удаленных площадках компания Halliburton обычно направляет автономный обслуживающий парк, включающий полевую лабораторию для проведения испытаний растворов, используемых на данном месторождении.

Для вечномерзлых грунтов компания Halliburton может предложить различные решения, которые ограничат высвобождение тепла и обеспечат наполнение в рыхлых и верхних участках ствола скважины.



HALLIBURTON

Желимир Екич
Zelimir Jekic
Halliburton

Желимир Екич, являясь Главным технологом в регионе Евразия, работает в Halliburton в России с 2015 года. Он имеет более 18 лет опыта работы в цементировании. В 1998 г. он закончил Белградский университет (Сербия) по специальности «Горнодобыча и геология». По окончании он поступил на работу в НИС-Нафтагаз в Сербии, занимал различные должности, вплоть до руководителя отдела по цементированию и кислотной обработке. В 2008 г. он начал работать в департаменте по цементированию скважин в Halliburton в России, работал на стратегически проектах, в том числе на скважине Университетская-1 в Карском море для СП ЭксонМобил и Роснефть.

Zelimir Jekic is the Eurasia technology manager for Halliburton based in Russia since 2015. In total he has over 18 years of experience in cementing. He graduated in 1998 from Faculty of Mining and Geology, University of Belgrade in Serbia. After graduating he worked in NIS-Naftagas, Serbia in different roles and up to the position of team leader for cementing and acidizing department. In 2008 he joined Halliburton cementing team in Russia and led many critical operations including the University-1 well in Kara Sea for ExxonMobil and Rosneft JV.



Weatherford®

Тимур Оксюковский - Timur Oksyukovskiy
«Везерфорд» - Weatherford

Тимур Оксюковский работает менеджером по продажам в департаменте Цементирование скважин компании Weatherford с 2016 года. До этого работал в крупной специализированной сервисной компании на проектах Игл Форд, Хайнесвилл, Файеттевилл, Марцеллус в Северной Америке координатором проектов и инженером в департаменте цементирования на протяжении пяти лет. Выпускник РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, окончил факультет инженерной механики в 2010 году.

Since 2016 Timur Oksyukovskiy has been working for Weatherford as Sales Manager, Cementing Services. Previously he worked for a high-profile oil and gas service company as Cementing Project Coordinator and Technical Engineer in North America at Haynesville, Eagle Ford, Fayetteville and Marcellus fields for 5 years. He graduated from Gubkin Russian State University of oil and gas in 2010.



Schlumberger

Педро Флорес - Pedro Florez
«Шлюмберже» - Schlumberger

Технический инженер «Шлюмберже» в России и Центральной Азии.

Проведя 20 лет в цементировании скважин, Педро накопил опыт работая на нескольких шельфовых проектах в Мексиканском заливе, Персидском заливе, Средиземном море, Черном море, Каспийском море, Охотском море и нескольких наземных проектах в Южной Америке, Мексике и Среднем Востоке.

Среди прочего, на протяжении своей карьеры он был назначен на разнообразные технические позиции включая технического директора по цементированию глубоководных шельфовых проектов в Мексиканском заливе и технического инструктора по цементированию в центре обучения специалистов по цементированию в Северной Америке.

Schlumberger Technical Engineer for Russia and Central Asia.

With 20 years spent in the cementing business, Pedro has accumulated experience from several offshore locations in the Gulf of Mexico, Persian Gulf, Mediterranean Sea, Black Sea, Caspian Sea, Sea of Okhotsk and several land locations in North America, Mexico and Middle East.

Among others, he have been appointed in a variety of technical positions during his career including Deep-water Technical Manager in the Gulf of Mexico and Cementing Technical Instructor in the Schlumberger School in North America.