

Технология за круглым столом:

Очистка скважин

Technology Roundtable:

Wellbore Cleanout



Schlumberger



**BAKER
HUGHES**



HALLIBURTON



HALLIBURTON

Абдур Рахман Адил
Шлюмберже

Abdur Rahman Adil
Schlumberger

Пунит Дхамиджа
Baker Hughes

Puneet Dhamija
Baker Hughes

Павел Львов
Halliburton

Pavel Lvov
Halliburton

Игорь Котман
Halliburton

Igor Kotman
Halliburton

Почему эффективная программа очистки ствола имеет критическое значение для производительности и МРП скважины?

Шлюмберже: Движение песка и скопление твердой фазы может сильно влиять на движение флюидов. Река может скопить столько отложений, что они заблокируют течение; это может привести к изменению русла и причинить ущерб угодьям и поселениям. Таким же образом, внутри скважины приток песка и твердой фазы могут помешать течению газа или нефти из пласта в скважину.

Эффективная очистка является критически важным этапом при проведении работ на скважине и обеспечивает доступ к призабойной зоне и пласту для последующего планирования и проведения мероприятий по обработке скважин, что является неотъемлемой частью рабочего цикла.

Why is an effective wellbore cleanout program essential when looking at the production and run life of a well?

Schlumberger: Movement of sand and accumulation of debris can have a considerable impact on fluid flow. On the surface, a river can deposit so much silt that it blocks its own flow, changing its course and perhaps threatening farmland and communities. Similarly, downhole in a well, influx of sand and debris can impair or stop the flow of oil or gas from a reservoir.

An effective wellbore cleanout is a critical step to restoring the production of a well, and enabling access to the wellbore and reservoir for subsequent evaluations or treatments that are a crucial part of the wells lifecycle.

Baker Hughes: Wellbore cleanout programs provide insurance to completion, workovers and production by basically reducing risks and NPT. The data has shown that more than 30% of NPT is the result of debris in

Baker Hughes: Надлежащая очистка скважины является важным условием эффективности системы заканчивания, качества внутрискважинных работ и обеспечения ожидаемых дебитов. Она также позволяет снизить риски и уменьшить непроизводительное время. По статистике 30% всего непроизводительного времени возникает из-за наличия на забое инородных предметов и металлических фрагментов, которые являются причиной большого ряда проблем, связанных с отказом внутрискважинного оборудования и компонентов заканчивания. К таким проблемам, в частности, относится преждевременная посадка пакеров, закупорка фильтров, отказ клапанов-отсекателей, недоведение до нужной глубины подвески хвостовика и т.д. Данные проблемы снижают продуктивность скважины и сокращают срок её эксплуатации.

Halliburton: В первую очередь, любое засорение скважины различными видами отложений (песок, солевые отложения, парафин, биопленки, побочные продукты коррозии и т.п.) либо засорение газовых скважин жидкостью может вызывать повышение гидродинамического забойного давления (ГДЗД), что приводит к сокращению производительности. Также отложения могут вызывать повреждения перфораций в скважине и негативно влиять на фильтрационные свойства призабойной зоны. Все вышеперечисленное может стать причиной снижения производительности, нестабильности добычи и даже полной остановки скважины.

Любое вторжение потенциально способно вызвать ухудшение коллекторских свойств продуктивного пласта. Обычно после операций бурения и заканчивания, в скважине могут оставаться буровой раствор и мелкодисперсный материал, а также можно наблюдать признаки ущерба, вызванного водой. Операции капремонта скважин также могут оказывать негативное влияние в виде твердой эмульсионной пленки после кислотной обработки при добыче тяжелой нефти, образования отложений парафина вследствие охлаждения продуктивного пласта ремонтными жидкостями, асфальтосмолопарафиновых отложений вследствие закачивания CO₂, обогащение нефти газом и солеотложение, связанные с несообразным использованием воды и других проблем. Мелкодисперсный материал может накапливаться в призабойной зоне с течением времени, сокращая ее проницаемость. Понижение давления и нарушение стабильности флюидов в процессе производства могут вызывать солеотложение, формирование сульфида железа, биопленки, побочных продуктов коррозии и другие повреждения пласта, неизбежно приводя к потерям дебита. Любая из этих проблем может привести к преждевременным потерям производства или притоку воды в скважину.

the wellbore. This downhole debris can lead to many completion and workover problems such as a packer prematurely setting, screens getting blanked, safety valves malfunctioning, liner hanger not running to depth, etc. These problems can further affect production and reduce the life of the well.

Halliburton: First of all, any well loading with different type of deposits (sand, scale, wax, biofilm, corrosion byproducts, etc.) or any liquid loading in gas wells could result in flowing bottomhole pressure (FBHP) increase, decreasing production. The deposits can also damage perforations and filtration properties of wellbore area. All mentioned above could be a reason for a production decrease, intermittent production or even total well shut-down.

Any intrusion into the formation has potential for wellbore formation damage. Drilling and completion operations can leave drilling mud, fines, and water damage in normal operations. Any workover operation can also leave damage, such as rigid film emulsions after acid jobs in heavy oil, cooling of the formation from workover fluids to cause paraffin to deposit, CO₂ flooding causing asphaltene deposits, swelling and scale from incompatible water use, and other problems. Fines can deposit in the wellbore area over time, reducing near wellbore permeability. Reduction of pressures and disturbances in fluid stability during production at the wellbore can cause scale, iron sulfide, biofilm, corrosion byproducts, and other damage, all leading to loss in production rates. Any of these can cause premature loss of production or water injection in the well.

Is wellbore cleanout adopted in both newly completed and mature wells across Russia?

Schlumberger: Accumulation of sand and solids in wellbores significantly impairs oil and gas production, regardless if it is a newly completed or mature well. However accumulation of sand/debris is more likely in a mature well, and hence the tendency is higher for a wellbore cleanout. In Russia it is also common to cleanout a newly completed well after a hydraulic fracturing operation has been performed.

Baker Hughes: In Russia, more and more operators have realized the importance of wellbore cleanout operations and have started to evaluate the risk vs. cost. We have seen increasing numbers of new wells using wellbore cleanout operations, especially in high cost wells. However, the cleanout operation is still very limited in mature wells in Russia.

Halliburton: It is difficult to say for the whole of Russia. It could vary from company to company. It is normal practice for a just-completed well to have a clean wellbore area. The problems in mature wells often are connected with not properly managed operations in the field.

Очистка скважин используется в России как для недавно законченных, так и для скважин на поздних стадиях эксплуатации?

Шлюмберже: Скопление песка и твердой фазы в скважинах значительно ухудшает добычу нефти и газа как в недавно законченных, так и в скважинах на поздних стадиях эксплуатации. Однако во втором случае подобные отложения чаще встречаются, отсюда и тенденция к более частой очистке таких скважин. Также для России типично проводить очистку скважин после ГРП.

Baker Hughes: Все больше российских нефтепользователей понимают важность очистки скважин и сопоставляют риски и затраты. Растёт тенденция применения программ очистки для новых, особенно дорогостоящих скважин. Однако, что касается скважин, находящихся в эксплуатации уже длительный срок, в России данная практика ещё не получила широкого распространения.

Halliburton: Трудно говорить за всю Россию, в разных компаниях по-разному. В обычной практике, призабойная зона недавно законченной скважины оставляется чистой. Проблемы же скважин на поздних стадиях эксплуатации зачастую связаны с ненадлежащим качеством управления полевыми операциями.

В случаях с новыми скважинами, как вы оцениваете соотношение эффективности и стоимости программ очистки скважин?

Шлюмберже: Эффективность очистки скважин можно измерить сравнением дебета скважины после очистки с ее истинным потенциалом добычи (который обычно измеряется в процессе изучения скважин и по результатам проведения испытаний). Стоимость внутрискважинных работ складывается из многих составляющих, включая затраты на персонал, стоимость инструментов и растворов, необходимых для проведения очистки. Затем можно провести экономический анализ для определения сроков возврата инвестиций для достижения прироста добычи после проведения очистки скважины.

Baker Hughes: Операторам необходимо оценить потенциальные риски и непроизводительное время в скважине, где очистка не проводилась. Риски могут включать преждевременную посадку пакеров, закупорку фильтров, отказ внутрискважинного и наземного оборудования и т.д. Сделав расчет затрат, которые могут возникнуть в результате названных проблем и непроизводительного времени, можно сопоставить эти затраты с расходами, связанными с очисткой скважины. Решение должно приниматься

In a new well, how can you measure the cost verses effectiveness of a cleanout program?

Schlumberger: The effectiveness of a cleanout can be measured by comparing the production gain following a cleanout against the well's true production potential (typically obtained from reservoir studies and recent well test results). The cost of the intervention is essentially the cost of the intervention service including all human resources, tools and fluids required to perform the cleanout. An economic analysis can then be performed to determine the pay back period to achieve the incremental production gain following the cleanout.

Baker Hughes: The operators need to evaluate the potential risks and NPT involved if the wellbore is not cleaned out. The risks can include prematurely set packers, failed screens, malfunctioning of downhole or surface equipment, etc. The risk and NPT related costs should be compared to the wellbore cleanout operations cost. The decision should be also be made considering the complexity and cost of the operations. In a low cost and simple completion operation, it may make sense to complete the well without a wellbore cleanout operation; however, in a complicated and high end well, the risk and cost of completion or workovers with debris in hole will be too high, and a wellbore cleanout operation is the best choice. In short, wellbore cleanout is the insurance premium paid to increase the life of the well and ultimately production.

Halliburton: The main factor of effectiveness and cost of a cleanout program is the time required for the cleanout operation. Controlling this parameter can give us the possibility of reducing costs and increasing the effectiveness of the technology selected for cleanouts. Again, each new well has to have a clean wellbore area in order to provide the best possible production.

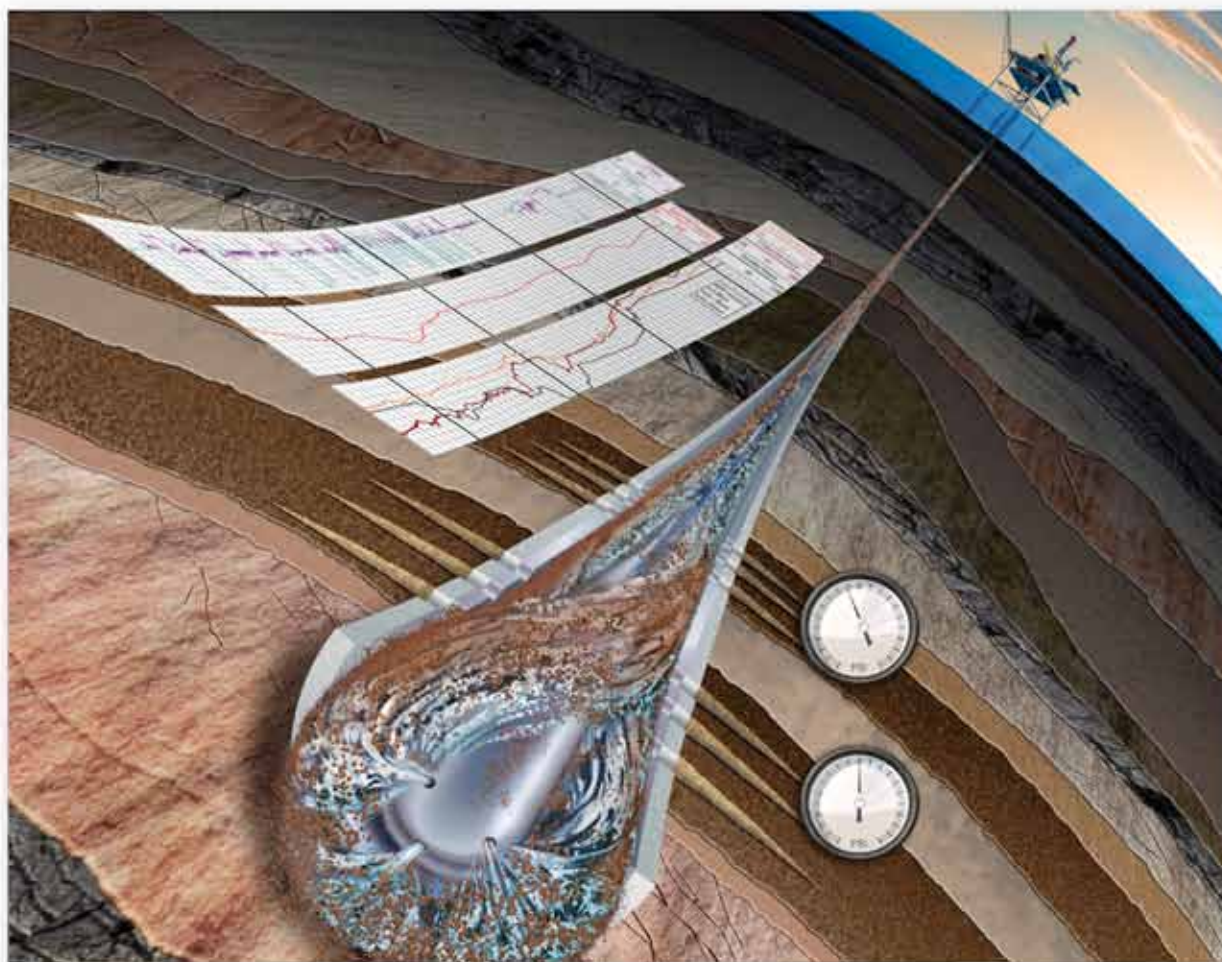
Cost effectiveness is measured by ROI of the treatment and achieving predicted well production. If a new well is not producing at the expected rate then wellbore damage from drilling and completion operations should be investigated. Wellbore cleanout cost (chemical, application, and production lost cost) should be determined and compared to expected production to decide on the treatment and also compared to the resulting production change after treatment to decide if the treatments are worthwhile.

How do you know when it is time for a wellbore cleanout in a mature well? Should it be a regular & ongoing process or it is not necessary?

Schlumberger: When the wells production begins to drop, and it is confirmed that the production drop is as a result of solids/sand/scale accumulation in the wellbore, an economic analysis needs to be performed to compare the cost of a cleanout and the production gain to be achieved

Параметры забоя с ГНКТ в режиме реального времени

ACTIVE
ОПЕРАТИВНЫЕ
РЕШЕНИЯ



Мирон Шумилов © 2013 Schlumberger ID: 170081

ACTIVE* — это технология, позволяющая в режиме реального времени получать и интерпретировать данные с забоя скважины для оптимизации комплекса операций, проводимых с использованием ГНКТ. Получение данных с забоя скважины во время проведения работ позволяет принимать оперативные решения, что значительно увеличивает эффективность и снижает риски.

Технология ACTIVE включает:

- ACTIVE Стимуляция
- ACTIVE Промывка
- ACTIVE Перфорация
- ACTIVE Изоляция
- ACTIVE Освоение
- ACTIVE Профилирование

www.slb.ru

Мировой опыт | Инновационные технологии | Измеримый результат

Schlumberger

с учетом затрат и сложности работ по очистке. В низко затратной скважине с простой системой заканчивания, возможно, и не стоит производить очистку перед заканчиванием. Но в случае сложной и высокотехнологичной скважины, где цена отказа внутрискважинного оборудования, вызванного инородными и металлическими фрагментами на забое, может быть слишком высокой, необходима надлежащая очистка. Таким образом, очистка скважины – это страховой взнос, выплачиваемый для продления жизненного цикла скважины и, следовательно, для увеличения объема её добычи.

Halliburton: Основной фактор при оценке эффективности и стоимости программ очистки скважин – время операции очистки. Контроль этого параметра дает возможность сократить издержки и увеличить эффективность выбранной технологии очистки. Повторюсь, чистота призабойной зоны в каждой новой скважине обеспечивает наилучшее возможное производство.

Рентабельность измеряется доходом на инвестиции в обработку скважины и достижением прогнозируемых темпов добычи. В случае, если дебет новой скважины ниже ожидаемого, следует рассмотреть вероятность закупорки призабойной зоны вследствие операций по бурению и заканчиванию скважины. Необходимо определить затраты, связанные с очисткой скважин (химреагенты, применение и упущенный доход от сокращения добычи) и сопоставить с ожидаемым уровнем производства для принятия решений о выборе мероприятий по очистке, а также сравнить с объемом добычи после очистки скважин для принятия суждений об эффективности мероприятий по очистке.

Как определить, пришло ли время очистки ствола скважины на поздних стадиях эксплуатации? Это должен быть постоянный и регулярный процесс или же в этом нет необходимости?

Шлюмберже: По получению подтверждения того, что наблюдаемое снижение дебета скважины происходит вследствие скопления твердой фракции, песка или отложений солей в скважине, необходимо сравнить стоимость очистки с производственной прибылью в результате предполагаемой очистки скважины для определения сроков ее проведения. Чтобы избежать падения производительности и обеспечить ее максимум, очистку надо проводить регулярно, в частности для скважин, подверженных солеотложениям или скоплению твердой фазы.

Baker Hughes: Очистка скважин длительного срока эксплуатации часто производится до, во время и после капитального ремонта, если она экономически целесообразна. В ходе такой очистки могут удаляться

from the cleanout to determine the timing of a cleanout. In order to avoid the initial production drop and maximize the production from the well, cleanouts should be done regularly particularly if they are from scale build up or debris accumulation.

Baker Hughes: In a mature well, wellbore cleanout is often performed before, during or after any workover operations if it makes sense economically. The examples include cleanout the debris off a safety valve to ensure the proper function of the valve, removing the debris when retrieving or milling a packer or plug, casing ID preparation before a casing exit or plug setting operations.

Halliburton: To identify the wells that need cleanouts, we have to continuously watch production figures. For instance, the following factors are important:

- » Look for anomalous and steepening decline rates that do not fit predicted production rates.
- » One test could be a pressure fall off survey to determine skin value.
- » Look for wells that are acidized often.
- » Look for wells that require periodic maintenance.
- » Routine asphaltene and paraffin cleanouts can indicate a problem especially if hot oiling has been done downhole.
- » Are fluid levels as expected in the well (shoot fluid levels to determine).

Wells can be filled with scale, iron sulfide, salt, sand, or other solids which can be determined by running a simple sinker bar – these wells are cleanout and/or acidization candidates. GIS results could be very helpful in identifying the problem.

What types of wellbore cleanout solutions do you have? (mechanical, hydraulic, chemical?)

Schlumberger: Schlumberger has many different wellbore cleanout solutions in its arsenal that are fit for purpose, comprising of mainly mechanical tools for milling and scraping, hydraulic tools for jetting and flow back, as well as chemical fluid systems for an effective cleanout through dissolution or viscous solids carrying capabilities. Integration of all these different solutions with a state of the art wellbore cleanout design software and real-time monitoring of key downhole parameters (differential pressure, temperature, casing collar locator (CCL), gamma ray (GR), downhole load) with the ACTive* fiber optic enabled coiled tubing (CT) system, enables the confidence to achieve efficient and optimized wellbore cleanouts.

Baker Hughes: Baker Hughes provides complete wellbore cleanout and displacement solutions, including mechanical tools, chemicals and engineering services. Baker Hughes X-Treme Clean™ mechanical wellbore cleanup and displacement system provides the most complete wellbore

инородные тела с клапана-отсекателя для обеспечения его нормального функционирования, а также после разбуривания пакера или пробки, подготовки внутренней поверхности обсадной колонны для вырезания окна или установки пробки.

Halliburton: Для определения необходимости очистки, необходимо постоянно следить за производственными показателями скважины. Имеют важность, к примеру, следующие факторы:

- » Обнаруженные аномальные или резкие спады дебита, не предусмотренные прогнозами.
- » Испытания на определения падения давления для определения значения скин-фактора.
- » Скважины, часто проходящие кислотную обработку.
- » Скважины, требующие периодического ремонта.
- » Рутинная очистка асфальтосмолопарафиновых и парафиновых отложений может свидетельствовать о проблеме, особенно, если на забое проводилась промывка горячей нефтью.
- » Отличаются ли уровни жидкости в скважине от ожидаемых (для определения необходимо провести замеры).

Скважины могут быть забиты отложениями солей, сульфида железа, песком или другими твердыми материалами, что можно определить спуском простого канатного инструмента – эти скважины подходят для очистки или кислотной обработки. Результаты ГИС могут также быть полезными в определении проблемы.

Какие решения по промывке скважин предлагаете вы? (механические, гидравлические, химические?)

Шлюмберже: Компания «Шлюмберже» предлагает широкий спектр специально разработанных решений в области очистки скважин, включая механический инструмент для измельчения и скобления, гидравлические инструменты для промывки и обратной циркуляции, а также химические растворы для эффективной очистки путем растворения или за счет улучшенных переносящих свойств вязких материалов. Интеграция всех этих различных решений с самым передовым программным обеспечением для проектирования очистки скважин и мониторинга ключевых внутрискважинных параметров в реальном времени (дифференциальное давление, температура, локатор муфт обсадной колонны, гамма-излучение, нагрузка у забоя) с колтюбинговой системой ACTive*, снабженной оптоволоконным кабелем, позволяет уверенно добиться эффективной и оптимизированной очистки.

Baker Hughes: Бейкер Хьюз предлагает комплексные решения по очистке скважин и замещению буровых растворов, включая механические средства, химические вещества и инженерные услуги. Система «Baker Hughes

cleanout tools in the industry; it includes Riser and BoP cleanout tools, casing ID cleanout tools, junk removal tools, circulation tools, and etc for different applications from land to deepwater. VACS is one of Baker Hughes leading technology. It effectively collects debris downhole, especially in difficult or extreme well conditions. We also provide chemical solutions that are fit for purpose, have outstanding performance and meet the environmental requirements. The displacement fluids include MICRO-PRIMETM, BAKER CLEANM and WELL WASHTM. By deploying the advanced analysis and simulation tools, such as DISPLEXTM, Torque and Drag, VACSPredictorTM we can further assist the customers to ensure the success of any wellbore cleanup and displacement job.

Halliburton: Halliburton's Multi-Chem business line can provide a complete customized wellbore cleanout service with a combination of chemicals and equipment. This includes:

- » Scale removals
- » Wax and asphaltene removals
- » Foamers for cleanout operations
- » Biocides to remove biofilms
- » AcroClear iron sulfide removal
- » Foamers to unload gas wells
- » Surfactants
- » Chemical package for acid job operations, etc.
- » Mutual solvents for fines displacement and wettability control
- » Clay swelling control products
- » Monitoring Service for results
- » Coiled tubing for application (Boots & Coots)
 - Hydra-Blast for cleanouts
 - Pulsonix TFA for cleanout
 - CoilSweep for cleanouts
 - DeepReach for application
 - Monitoring for services
 - Pinpoint placement of application
- » Pumping services
- » Frac services as needed

How do the solutions on the market differ in terms of the key issues they solve?

Schlumberger: Efficiency is essential in optimizing production from aging oil fields and reservoirs that are difficult to produce. By understanding the interrelationships and potential synergies in process elements, new technologies emerge, helping operators return wells to production faster. As non productive time decreases, costs decrease and field output increases.

Understanding key process elements is not always straightforward, and often requires the insights of experts from diverse disciplines. For example, chemists generally develop cleanout fluids, while mechanical engineers and

X-Treme Clean™» обладает самым всеобъемлющим комплексом инструментов и средств очистки скважин в отрасли, который включает инструменты для очистки райзеров, ПВО и внутренней поверхности обсадных труб, инструменты для удаления инородных металлических предметов, циркуляционные инструменты и т.д. для различных сред применения как в скважинах на суше, так и в глубоководных скважинах. Одной из ведущих технологий Бейкер Хьюз является система «VACS». Она обеспечивает эффективный сбор инородных тел, особенно в сложных и экстремальных внутрискважинных условиях. Мы также предлагаем целевые химические решения, обеспечивающие отличные результаты, соответствующие экологическим требованиям. Жидкости замещения включают MICRO-PRIMETM, BAKER CLEAN™ и WELL WASHTM. С помощью таких новейших программных инструментов анализа и моделирования, как DISPLEXTM, VACSPredictor™ и программы расчета осевых и скручивающих нагрузок на бурильную колонну во время бурения “Torque and Drag”, мы гарантируем успех любой операции по очистке скважины и замещению бурового раствора.

Halliburton: Подразделение Multi-Chem компании Halliburton предлагает полный спектр услуг по очистке скважин, включая химреагенты и обрудование:

- » Удаление солей
- » Удаление парафина и асфальтина
- » Вспенивающие вещества для мероприятий по очистке
- » Биоциды для очистки биопленок
- » AcroClear для очистки сульфида железа
- » Вспениватели для очистки газовых скважин
- » ПАВ
- » Пакеты химреагентов для кислотной обработки скважин и т.п.
- » Растворители для очистки мелкой фракции и контроля смачиваемости
- » Продукты для контроля разбухания глин
- » Услуги мониторинга результатов
- » Гибкие НКТ для использования (Boots & Coots)
 - Hydra-Blast для очистки
 - Pulsonix TFA для очистки
 - CoilSweep для очистки
 - DeepReach для использования
 - Услуги мониторинга
 - Точное размещение для нанесения
- » Услуги по откачке
- » Услуги по гидроразрыву при необходимости

Как различные предлагаемые на рынке растворы отличаются в их целевой сфере применения?

Шлюмберге: Эффективность очистки критически важна для оптимизации производительности скважин на месторождениях в поздней стадии разработки, а

fluid mechanics specialists develop nozzle technology; the Schlumberger ACTive service with integrated wellbore cleanout system exemplifies this type of multidisciplinary collaboration. Schlumberger engineers have the tools and computing support to quickly model, perform multiple iterations and optimize cleanout system performance for most wellbore conditions and requirements, all in real-time while intervening in the wellbore – where it matters the most! This solution allows operators to perform cleanouts in underbalanced conditions, large wellbores, or wells that are highly deviated or horizontal.

Baker Hughes: Most operators and service providers share the basic wellbore cleanout concepts and practice. Mechanical tools and chemicals are combined to provide the best results. However, there are differences in tool and chemical designs and functions, and detailed operation procedures among difference companies. For example, many service providers, including Baker Hughes, believe in non-rotation (the scraper blades or brushes that have direct contact with the casing ID do not rotate with the casing string) wellbore cleanup tool design to avoid any damage to casing ID, while others use rotational design. In general, there is increasing focus on wellbore cleanout operations in the industry, and the operators and service companies have been working together to drive the most effective cleanout products and services to reduce the costs and NPT.

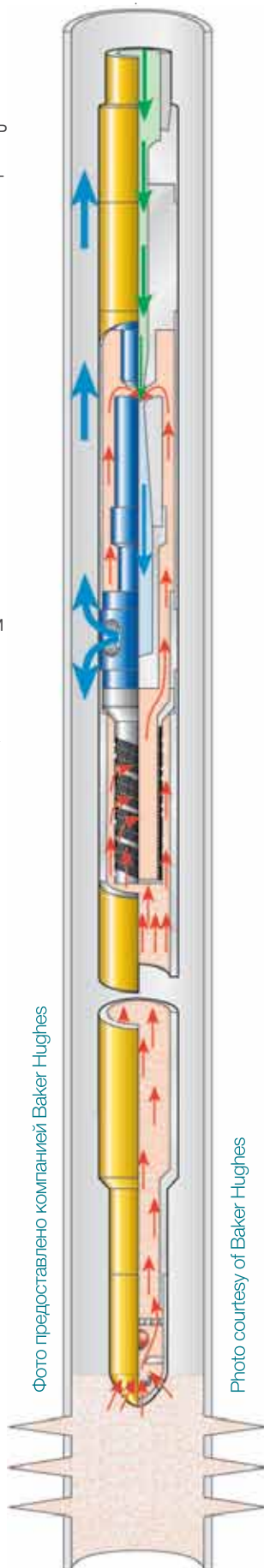
Halliburton: The solutions for wellbore cleanout are different in respect to the chemicals and fluids from which solvents are made. Both hydraulic and chemical cleanouts are accomplished by circulating fluids in the well but the choice of chemical reagents depends on the problem to be solved. So, we prepare individual cleanout programs for each well. In many cases, the chemical solution could be the only possible or the most cost efficient way to fix the problem.

Solutions should be customized to the problem to be solved. In that view it is important to determine the causes of the well problems. Use of the wrong treatment may create more damage (hot oil, acid), fail to correct the problem, treat the wrong problem, or be either excessive or un-needed, all causing lost time, production, and money. Not understanding root causes of the problem can result in not solving the problem by use of continuous remedial actions (i.e., multiple scale removals in a well not considering a scale inhibitor squeeze to prevent the scale problem) or repeating the cause of the damage (hot oil or acidizing). For example, use of acid to increase production, although successful, may not be addressing the real issue. Analysis of the returning fluids from the acid job would indicate if scale was being dissolved (increase in calcium and loss of acid). If this calcium increase and loss of acid was not happening then perhaps just fines were being displaced from the wellbore and the use of acid (or acid concentration) would not be needed.

также в сложных для эксплуатации пластах. Понимание взаимозависимости и потенциала синергетических связей процессов способствует появлению новых технологий, помогая операторам быстрее восстанавливать производительность скважин. Сокращение времени простоя означает сокращение затрат и увеличение добычи на месторождениях.

Понимание ключевых элементов процесса не всегда просто и зачастую требует глубоких экспертных знаний в различных областях. Например, химики, как правило, разрабатывают состав растворов для очистки скважин, в то время как инженеры-механики и специалисты в области гидромеханики разрабатывают технологии для промывочных насадок; и ярким примером такого междисциплинарного сотрудничества является интегрированная технология системы очистки скважин ACTive компании «Шлюмберге». Инженеры компании «Шлюмберге» располагают инструментарием и вычислительными средствами для быстрого моделирования, проведения многоциклических расчетов и оптимизации показателей системы очистки в самых различных условиях применения – все это в реальном времени в процессе внутрискважинных работ, именно там, где это важнее всего! Это решение позволяет оператору проводить очистку скважин в условиях бурения на депрессии, бурении скважин со значительными диаметрами, а также скважин с большим отходом или горизонтальных скважин.

Baker Hughes: Большинство операторов и сервисных компаний пользуются общими базовыми концепциями и практическими подходами. Для достижения оптимальных результатов механические средства применяются совместно с химическими. Различия заключаются в конструкции инструментов, составе химических реагентов, функциях и порядке их применения. Например, ряд сервисных компаний, включая Бейкер Хьюз, отдадут предпочтение такой конструкции системы очистки, которая не вращается во избежание повреждений внутренней поверхности обсадной колонны (ножи скребков и щетки, соприкасающиеся с внутренней поверхностью обсадной колонны, не вращаются вместе с колонной) в то время, как другие компании применяют вращающиеся системы очистки. В целом следует отметить, что в настоящее время в отрасли все больше внимания уделяется



What are the key differences between a cased and open well cleanout?

Schlumberger: One key difference between the two is the level of potential risk. Open hole cleanouts are riskier than cased hole cleanouts due to the increased likelihood of fluid loss resulting in less efficient solids lifting capabilities. There is also a well integrity risk in open hole by the introduction of different chemicals or mechanical jetting tools required for an effective cleanout, resulting in a potential collapse of the open hole section resulting in stuck pipe. As a result of these risks, open hole cleanouts require extensive pre-job planning and measurements to ensure an effective and safe operation.

Baker Hughes: In an open-hole cleanout, the consideration is to minimize the damage to the formation and filter cake while effectively removing the debris. Mechanical tools that have direct contact with the hole ID, such as the scraper and brush, are typically not used in an open hole cleanout operation. The open hole cleanout is achieved mainly through chemical treatment and effective circulation. In cased hole cleanout, the mechanical tools, combined with chemicals, are the main methods to achieve the casing and hole cleanout. The tools are typically rotated at a relatively high speed to assist the cased hole cleanout, especially in deep and deviated well applications; while in an open hole cleanout, the rotation of the tool string needs to be avoided or controlled at a very low speed.

Halliburton: The main difference between a cased well cleanout and open well cleanout is additional risks in the second case. These risks are associated with additional fluid losses to the formation (risk of formation damage), wellbore sloughing or collapse, and risk that equipment could get stuck. So, for open wellbores, we need to use other technologies and programs for treatment. These approaches may be foam cleanouts or less aggressive cleanouts using additional chemicals to protect formations.

In uncased completions it could be difficult to place the treatment and could result in treatment loss to un-needed zones/formation. This can increase the treatment cost or reduce effectiveness. Uncased completions also reduce the choice of equipment that can be used for clean outs and may increase need for application equipment.

вопросам очистки скважин. Сервисные компании в тесном сотрудничестве с операторами предпринимают активные действия по разработке и внедрению высокоэффективных систем и сервисов очистки скважин с целью снижения затрат и сокращения непроизводительного времени.

Halliburton: Растворы для очистки скважин различаются по составу химреагентов и композиции жидкости, из которой они сделаны. И гидравлический, и химический метод очистки заключаются в циркуляции жидкости в скважине, но выбор конкретного реагента зависит от проблемы, которую он должен решить. Поэтому мы готовим индивидуальные программы очистки для каждой скважины. Зачастую химические растворы являются единственным возможным или наиболее эффективным по стоимости решением проблемы.

Состав растворов должен соответствовать его целевому назначению. В этом смысле важно определить причину проблем в скважине. Использование неподходящего метода очистки может вызвать дополнительные проблемы (как в случаях промывки горячей нефтью, кислотной обработки), оказаться бесполезным, решать неверную проблему, быть излишним или ненужным, что в итоге приводит к потерям времени, производства и денег. Непонимание корня проблемы может привести к тому, что она не будет решаться из-за постоянных корректирующих мер (таких как многократная очистка солевых отложений в скважине вместо закачки ингибитора отложения солей для предотвращения их формирования) или повторного создания причины проблемы (промывка горячей нефтью или кислотная обработка). К примеру, использование кислотной обработки для увеличения дебета, может оказаться хотя и успешным, но не направленным на решение реальной проблемы. Анализ возвратной жидкости после кислотной обработки показывает, растворились ли солевые отложения (увеличение содержания кальция и потеря кислоты). Если такое увеличение содержания кальция и потеря кислоты не наблюдается, то возможно, что ствол скважины очищен лишь от мелкой фракции и в использовании кислотной обработки (или в концентрации кислоты) нет необходимости.

Каковы основные отличия между очисткой обсаженных и необсаженных скважин?

Шлюмберге: Ключевая разница между двумя методами – уровень потенциального риска. Очистка необсаженных скважин более рискованное мероприятие, нежели очистка обсаженных скважин, в связи с большей вероятностью потери раствора, что может привести к менее эффективному выносу твердой фазы. Также существует риск в отношении целостности скважины при обработке химреагентами или механическими средствами промывки, необходимыми для эффективной

Is there a risk of formation damage by conducting a cleanout operation?

Schlumberger: There is a risk of formation damage during a cleanout operation particularly when the reservoir has sensitive clays, the lost fluid is unconditioned or has high solids content and non-degradable polymer content. The industry has sophisticated models that help us calculate differential pressures during cleanouts, but these models are based on manual inputs that are not always accurate. In order to ensure that a well is under balanced or at balance conditions during a cleanout operation to avoid formation damage risks, differential pressure at the nozzle needs to be monitored in real-time, which is possible with Schlumberger's ACTive technology. The ability to monitor and adjust key pumping parameters helps the engineer to act confidently and immediately while the coiled tubing and the tools are still in the well. With operating costs being driven down and especially scrutinized in today's environment, you need to make sure you get the most out of a well intervention.

Baker Hughes: There are always risks when operating in an open hole cleanout operation. However, by utilizing the right technologies and processes, the risk of formation damage is minimized. The fluid used to drill the open-hole reservoir section is designed to form a thin, removable filter cake that protects the formation from damage. When starting open-hole completion operations, it is typically recommended to displace the open-hole section with a clean fluid prior to pulling up into the casing to start the cleanout process. After the completion assembly is run, the filter cake that is protecting the formation is removed in a subsequent step so that it no longer impedes the production of oil or gas.

Halliburton: Yes is the simple answer (also see our response to Question 1). When selecting a chemical solution it is very important to consider the possible risk of formation damage. During cleanout operations there is a risk of getting fluid in the formation where it can react with the mineral composition of the formation resulting in reduced permeability. This issue has to be given special attention when recommending an acid treatment. Another risk, for instance, is the possibility of creating an emulsion in the wellbore area.

Can you outline a successful cleanout you have run in the region?

Schlumberger: In Western Siberia Schlumberger has performed successful proppant clean outs of multi-layered oil formations after AbrasiFRAC* Through Tubing operations on 5 zones. Apart from cleaning out wells completed in layered formations with potential cross flow between zones, an additional challenge is performing an effective cleanout in highly deviated wells with casing sizes of 146 mm OD. To overcome these challenges, the proper CT string design, cleanout procedure and fluid systems are designed with the help of our integrated cleanout software. Field crew experience and operational efficiency has led to many more

очистки, что может привести к потенциальному обрушению части необсаженной скважины и прихвату колонны. Ввиду этих рисков очистка необсаженных скважин требует серьезного предварительного планирования и измерений в процессе работы для обеспечения эффективности и безопасности операции очистки.

Baker Hughes: Основная задача при очистке открытого ствола заключается в эффективном удалении инородных тел с минимальным повреждением пласта и глинистой корки бурового раствора. Как правило, для очистки открытого ствола не используются механические инструменты, имеющие прямой контакт с внутренней поверхностью обсадной колонны, т.е. такие инструменты, как скрепки и щетки. Очистка открытого ствола, в основном, достигается с помощью химической обработки и эффективной циркуляции. Основные методы очистки обсаженного ствола предусматривают использование механических инструментов вместе с химическими реагентами. Инструменты при этом обычно вращаются на сравнительно высокой скорости для достижения более эффективной очистки ствола и обсадной колонны, особенно, в глубоководных и наклонных скважинах, в то время как при очистке открытого ствола следует избегать вращения очищающего инструмента или вращать его на очень низкой скорости.

Halliburton: Основное отличие в процессе очистки обсаженных и необсаженных скважин – дополнительные риски в случае с необсаженными скважинами. Они связаны с дополнительными потерями жидкости в пласт (риск ухудшения коллекторских свойств пласта), полным или частичным обрушением ствола скважины и риском застревания оборудования. Поэтому для необсаженных скважин используются иные технологии и программы очистки, например очистка пеной или другие менее агрессивные способы очистки с использованием дополнительных реагентов для защиты пластов от повреждений.

При заканчивании необсаженных скважин сложно определить зону обработки, и это может привести к потерям при очистке не нужных зон пласта. Это может привести к росту стоимости очистки или сокращению ее эффективности. При заканчивании необсаженных скважин также существует проблема ограниченности выбора оборудования для очистки, а также вероятность необходимости оборудования для использования средств очистки.

Существует ли риск ухудшения коллекторских свойств пласта при проведении очистки скважин?

Шлюмберге: Риск ухудшения коллекторских свойств во время очистки скважин особенно высок для пластов с наличием чувствительных к реагентам глин, в случае

успешных cleanouts в подобных условиях, enabling major operators to optimize recovery from their oil fields in Western Siberia through stimulation techniques made possible by advances in wellbore cleanout solutions offered by Schlumberger.

**A mark of Schlumberger*

Baker Hughes: In the Russia Caspian region Baker Hughes has extensive experience in running Baker VACS Junk catcher inside Casing. In one of these job's for a customer in Belarus, we ran the Baker VACS tool in 6-5/8" casing for a MLT (Multilateral technology) Level 4 project and wherein the tool was run to clean out casing after whipstock retrieval in order to set the LEN (Lateral Entry Nipple) with anchor into the ML packer. We have done several such jobs for a customer in East Siberia. Also Baker Hughes have done several jobs with CT cleanout, using 1.69", 2.13" & 2.88" Motorhead assemblies and required accessories in Komi and Siberia.

Halliburton: Multi-Chem is a new business line of Halliburton and this is the first year of its operations in Russia; however, Multi-Chem is very well-known chemical supplier in the U.S. and Canada. Multi-Chem is involved in a few coiled tubing cleanout and gas well deliquification projects in Russia.

некондиционности поглощаемой жидкости или высокого содержания твердой фазы и нерастворимых полимеров. В отрасли существуют сложные модели, позволяющие нам рассчитать дифференциальное давление во время очистки скважин, но эти модели основаны на введенных вручную данных, не всегда точных. Чтобы избежать риска ухудшения коллекторских свойств пласта и обеспечить нахождение скважины в равновесных условиях или в условиях отрицательного дифференциального давления в процессе проведения очистки скважины, необходим мониторинг дифференциального давления у промывочной насадки, что возможно благодаря использованию технологии ACTive компании «Шлюмберге». Возможность мониторинга и регулирования ключевых насосных параметров позволяет инженеру действовать уверенно и оперативно в то время, когда НКТ и инструмент все еще находится внутри скважины. Учитывая растущее внимание к сокращению производственных расходов, необходимо обеспечить максимальную пользу от проведения внутрискважинных работ.

Baker Hughes: При очистке открытого ствола всегда существуют риски. Опасность повреждения пласта значительно снижается за счет использования правильных технологий и процедур. Буровой раствор, применяемый для бурения продуктивного пласта, обеспечивает покрытие стенок скважины тонкой

удаляемой глинистой коркой, зачищающей пласт от повреждений. Перед установкой системы заканчивания в открытом стволе рекомендуется произвести замещение бурового раствора на чистую жидкость для заканчивания в интервале открытого ствола и производить очистку скважины по мере подъема компоновки в обсадную колонну. После спуска системы заканчивания глинистая корка удаляется для обеспечения притока из пласта нефти и газа.

Halliburton: Простой ответ – да (также см. ответ на вопрос №1). При выборе химического раствора для очистки очень важно учитывать возможный риск ухудшения коллекторских свойств пласта. Во время процесса очистки существует риск попадания жидкости в пласт, где она может вступить в реакцию с минералами пласта, что может привести к сокращению проницаемости. Этот факт следует особенно учитывать при рекомендациях кислотной обработки. Еще одним фактором риска, к примеру, является возможность формирования эмульсии в призабойной зоне.

Расскажите об успешных очистках скважин, осуществленных вашей компанией в регионе?

Шлюмберже: Компания «Шлюмберже» успешно провела очистку пятипластовой нефтяной скважины от проппанта посредством технологии AbrasiFRAC* через НКТ в Западной Сибири. Кроме имеющихся сложностей промывки связанных совместной эксплуатацией пластови внутрискважинных потоков между зонами, еще одна сложная задача – проведение очистки в стволах скважин с большим отходом от вертикали и внешним диаметром обсадной колонны 146 мм. Для решения этих задач с помощью специального интегрированного программного обеспечения разрабатываются оптимизированная конструкция колонны ГНКТ,

процедура промывки и проводится выбор жидкости для очистки. Практический опыт персонала и производственная эффективность обеспечили проведение целого ряда успешных операций очистки стволов скважин в подобных условиях; разработанные компанией «Шлюмберже» передовые решения в области очистки стволов скважин позволили крупнейшим операторам оптимизировать добычу на месторождениях в Западной Сибири.

**Марка компании Шлюмберже*

Baker Hughes: В России и Каспийском регионе компания «Бейкер Хьюз» имеет обширный опыт применения металлошламоуловителей системы «Baker VACS» внутри обсадной колонны. В ходе одной из таких работ, проводимой для заказчика в Белоруссии, мы использовали инструмент «VACS» в колонне диаметром 6-5/8" (168 мм) для системы заканчивания 4-уровня сложности по классификации «MLT – Multilateral technology» в целях очистки обсадной колонны после извлечения клина-отклонителя для установки патрубка «LEN – Lateral Entry Nipple» с якорем в пакер модели «ML». Кроме того, мы произвели ряд операций по очистке скважины для заказчика в Восточной Сибири. Нами также производились работы по очистке скважин с помощью Гибких НКТ, в ходе которых мы использовали приводные компоновки «Motorhead» диаметром 1.69", 2.13" с 2.88" с необходимыми компонентами в Республике Коми и в Сибири.

Halliburton: Отделение Multi-Chem – это новое направление бизнеса компании Halliburton и это наш первый год в России; однако Multi-Chem является известным поставщиком химической продукции в США и Канаде. Multi-Chem работает на нескольких проектах очистки скважин на НКТ и проектах удаления жидкости из газовых скважин в России.



Абдур Рахман Адил, работает в должности менеджера по маркетингу и продажам подразделения внутрискважинных работ компании «Шлюмберже» в России и Центральной Азии

С момента прихода в компанию в 2001 году, он занимал различные технические позиции, работал менеджером по операционной деятельности и развитию бизнеса в различных проектах, включая морские проекты в Мексиканском заливе и в пустыне Сахара в северной Африке. В 2009-2011 гг. он также возглавлял развитие и повсеместное внедрение технологии ACTIVE, работая в офисе компании «Шлюмберже» в Париже. Г-н Адил – дипломированный химик-технолог университета McGill г. Монреаля, Канада.

Abdur Rahman Adil, Marketing and Sales Manager for Schlumberger Well Intervention services covering Russia and Central Asia

Since joining Schlumberger in 2001, he has held various technical, operations management and business development positions in various operating environments including offshore Gulf of Mexico and Sahara desert in North Africa. During 2009-2011, he has also led the technology development and worldwide deployment of Schlumberger's ACTIVE technology based in Paris. Adil holds a Bachelors degree in Chemical Engineering from McGill University in Montreal Canada.



Пунит Дхамиджа, Вице-президент, Маркетинг, Россия и страны СНГ, Бейкер Хьюз

Пунит Дхамиджа имеет опыт работы в нефтесервисной отрасли более 22 лет. Окончил Индийский Институт Технологий в г. Дели в 1989 году по специальности инженер-электрик. За время своего трудового стажа Пунит работал с различными нефтедобывающими компаниями во многих странах мира и занимал руководящие должности по различным бизнес-направлениям. Имеет опыт в области ГИС на кабеле, буровых сервисов, программного обеспечения работ по добычи углеводородов, интегрированных проектов, производственной деятельности, развития бизнеса и маркетинга.

Puneet Dhamija, Vice President Marketing, Russia Caspian Region, Baker Hughes

Puneet Dhamija has over 22 years of global experience in the Oilfield services industry. He graduated as an Electrical Engineer from the Indian Institute of Technology, New Delhi in 1989 and since then has held several leadership positions across multiple geographies and business segments in Schlumberger and now in Baker Hughes. He has experience in Wireline logging, Drilling Services, Oilfield Software, Integrated Operations/Project Management, Operations, Business Development and Marketing and has worked with various Oil Companies globally.



Павел Львов, Руководитель подразделения Multi-Chem в России, Halliburton Service

Pavel Lvov, PhD, Russia Country Manager of Multi-Chem, Halliburton Service.



Игорь Котман, Директор подразделения "Повышения нефтеотдачи пласта" в России, Halliburton Service.

Igor Kotman, Country Manager, Production Enhancement, Halliburton Service.