

Технология за круглым столом:

Заканчивание скважин

Technology Roundtable:

Well Completions



Лукаш Островски:
Бейкер Хьюз
Lukasz Ostrowski:
Baker Hughes



Райан Мэтсон:
Halliburton
Ryan Mattson:
Halliburton



Пол Хиггинсон:
Packers Plus
Paul Higginson:
Packers Plus



Борис Ломакин:
Tenaris
Boris Lomakin:
Tenaris



Доктор Сергей Рекин:
TMK-Premium Services
Dr. Sergey A. Rekin:
TMK-Premium Services



Клиф Берри:
Centek
Cliff Berry:
Centek



Джон Стюарт:
TAM International
John Stewart:
TAM International



Малкольм Питман:
Tendeka
Malcolm Pitman:
Tendeka

Ключевой элемент любого заканчивания скважин – принятие плана конструкции скважины. Согласны ли вы с этим утверждением и почему?

Бейкер Хьюз: Да, план конструкции скважины критически важен для наиболее эффективного ее заканчивания. Оптимальный проект скважины принимает во внимание различные характеристики пласта, включая механизм вытеснения, ожидаемые темпы добычи, состав добываемых углеводородов и любые требования по контролю пескопроявления. Также очень важно обеспечить, чтобы процесс проектирования скважины включал детальное рассмотрение любых планируемых программ интенсификации, равно как и предполагаемых ремонтных работ на весь цикл эксплуатации скважины. Мы в компании “Бейкер

The key element to any well completion is the well design plan that is adopted. Would you agree with this statement and why?

Baker Hughes: The well design is a critical aspect to ensure the most efficient well completion. The optimum well design will include considerations for various different reservoir characteristics including the drive mechanism, anticipated production rates, the composition of produced hydrocarbons, and any sand control requirements. It is also important to ensure that the well design process has thoroughly considered any planned stimulation programs as well as any workover operations that are anticipated throughout the life of the well. Baker Hughes understands this relationship between the reservoir and how a properly designed well plan and completion is essential to maximize the recovery of each field. We continue to invest heavily in

Хьюз” понимаем взаимосвязь между пластом и тем, как правильный проект строительства скважины и ее заканчивания необходимы для максимального извлечения производимой продукции каждого месторождения. Мы продолжаем вкладывать значительные средства в услуги по технологиям разработки пластов, поскольку мы содействуем нашим клиентам в реализации их планов разработки месторождений.

Halliburton: При заканчивании любой скважины очень важно иметь возможность планировать наперед с учетом целей скважины (или всего месторождения). Иметь такую информацию еще до начала проекта критически важно, т.к. от этого будет зависеть все остальное – включая основные функции скважины, какое потребуются оборудование, какие преобразования могут потребоваться скважине в будущем и т.д. Это позволит выделить необходимые средства, использовать необходимое оборудование и материалы (высокого или низкого класса), для достижения возврата инвестиций и чтобы скважина стала прибыльным бизнес проектом. Отсутствие ясного проекта скважины или месторождения делает выбор методов заканчивания скважины очень трудным.

Packers Plus: После бурения скважины, оператор оценивает рентабельность добычи нефти или газа из скважины. Эта рентабельность обеспечивается правильным заканчиванием скважины. Это процесс требует профессионального подхода, т.е. рассмотрение параметров пластов геологами и инженерами. Эти инженеры также должны прогнозировать изменение параметров пластов за время производственного цикла скважины. В этом случае компоновка заканчивания скважины будет спроектирована таким образом, чтобы обеспечить оптимальную добычу при минимальной стоимости.

TAM International: Да, но это слишком обобщенное утверждение, т.к. заканчивание скважины – это лишь один из аспектов ее проекта. Проект скважины учитывает ее назначение – нагнетательная, производственная или же наблюдательная. Например, при проектировании производственной скважины, учитывается цикл ее эксплуатации для текущей добычи, а в долгосрочном периоде также для ремонтных работ. Гибкий проект скважины обеспечивает возможность выбора различных мероприятий, включая изолирование зон, установку пробок-мостов и т.п.

our reservoir development services as we support our clients with their field development plans.

Halliburton: The key to any well completion is the ability to plan with the goal of the well (or field) in mind. Having this information at the start of a project is crucial since this will dictate everything from what the primary function of the well is, the equipment that is required, and any future modifications that would be made to the well over time. This will allow for the proper funding to be allocated and the necessary equipment and materials (high end or low end) to be employed to achieve the necessary return on investment to make a well (or field) a viable business venture. Not having a clear well design (or field design) makes it very difficult to select the necessary completion.

Packers Plus: After a well is drilled, the operator will decide if it can produce oil or gas profitably. To ensure this profitability, the well must be completed properly. This process requires professionals, such as geologists and engineers to review reservoir data. These engineers will also need to forecast how the reservoir may change over the productive life of the well. The completion will then be designed for optimum production at minimal cost.

TAM International: Yes, however the statement is very broad since well completion is only one of the components to the well design plan. The well design takes into consideration the objective of the well: injector, producer or monitor well. For example, in the well design of a producer well, the life of the well is taken into consideration for current production and long term for remedial work as well. A flexible well design provides multiple options including whether to perform isolation of zones, install bridge plugs, etc.

What are the key factors for a completion design that will help operators reduce the overall costs associated with the well?

Baker Hughes: It is important that the completion design has incorporated adequate flexibility to reduce the cost associated with the installation of the completion and any potential workover operations anticipated later in the life of the well. The simplicity of the completion design, the selection of reliable components, and the anticipation of various operating conditions (stimulations, workovers, etc.), are all important to optimize the lowest cost completion design that will perform as designed throughout the entire life of the well.

Halliburton: Eliminating Non Productive Time (NPT) from operations is the major driver behind reducing overall costs on a well and can be accomplished by effectively planning and preparing the job with all parties involved

Какие ключевые факторы помогут компаниям-операторам сократить сроки заканчивания скважин и минимизировать их стоимость?

Бейкер Хьюз: Важно, чтобы проект заканчивания скважины был и достаточно гибкий, чтобы сократить стоимость, связанную с установкой самого заканчивания, и принимал в расчет любые потенциальные ремонтные работы, ожидаемые в течение всего цикла эксплуатации скважины. Простота проекта заканчивания, выбор надежных компонентов и предвосхищение различных условий эксплуатации (интенсификация, ремонт и т.д.), все это представляет большую важность для оптимизации наиболее экономичного проекта заканчивания, который будет работать так, как запланировано проектом в течение всего цикла эксплуатации скважины.

Halliburton: Устранение непродуктивного времени (НПВ) в процессе работы – основной движущий фактор, позволяющий сократить издержки при строительстве и эксплуатации скважины, и этого легко достичь при эффективном планировании и подготовке к работе со стороны всех участников рабочего процесса. Очень важно понимать, что для минимизации времени простоя буровой установки необходимо техническое обслуживание. Основная причина роста операционных затрат – простой техники и людей на рабочем участке. Лучший подход к сокращению издержек – наличие эффективной программы бурения и заканчивания, включая план действий при внештатных ситуациях (основанный на ранее известных проблемах пласта), который должен быть рассмотрен всеми сервисными компаниями, причастными к работе на скважине.

Packers Plus: Одним из наиболее критичных факторов является умение смотреть дальше, чем работа скважины сразу после ее освоения. Довольно часто на практике встречается планирование заканчивания скважины основанное на преимуществах, связанных с самим процессом заканчивания. Зачастую заканчивание скважины проектируется одной группой специалистов без надлежащего учета работы скважины в течение всего её жизненного цикла. Не стоит также забывать об аспектах бурения. Иногда для обеспечения максимальной добычи или закачки необходимо усложнить буровые операции. Необходимо взвешивать все риски, поскольку самый простой способ не всегда означает самый лучший конечный результат.

TAM International: Простота и надежность. Проект

in the operation. It is important to understand what services will be required in order to minimize down time at the rig. People and equipment sitting idle on location, is the largest driver behind increased well operating costs. Having an effective rig program that includes contingency operations (based on problems the formation has presented in the past), and that is reviewed with all service companies involved, is the best approach for cost reduction.

Packers Plus: One of the most critical factors is to look beyond the initial completion operation. It is not uncommon for a completion design to be based upon the benefits it provides during the completion operation itself. Often, the completion is designed by one group without due consideration to the operation of the well in the future.

The drilling aspects also need to be considered. Sometimes, a more complex drilling operation is needed in order to maximise the production or water injection. The risks all have to be weighed, but taking the easiest route does not often equal the best result.

TAM International: Simplicity and reliability. The design should be aimed at getting the most oil and/or gas production over the life of the well to increase ROI. Understanding the reservoir flow characteristics, fault placement, and where water or gas encroachment may incur during the life of the well is critical in production optimization. Placement of inflatable or swellable packers for zonal isolation, while maintaining a large internal diameter of the completion, allows for low cost remedial work over operations.

What is the most common completion that is seen in the Russian Market? Is this trend continuing or is there a change in approach?

Baker Hughes: There are many different types of completions currently being utilized in Russia as there are significantly different types of reservoirs being developed in the various regions. The Russian market has been historically dominated by oil wells completed with electric submersible pumps, however there are many challenging gas fields in Russia that offer unique challenges due to their high pressures and hostile environments.

Many Russian operators are becoming more adoptive of newer technologies as they begin to develop many new challenging green fields while also looking to rejuvenate the more mature brown fields. These technologies include multiple zone completions with downhole gauges to provide valuable production data, multilateral wells, and completion equipment that can enable multiple



Оптимальная система заканчивания для гидроразрыва пласта в открытом стволе

Многоступенчатая система ГРП для низкопроницаемых коллекторов (за одну спуско-подъемную операцию)

Компания «Бейкер Хьюз» поможет Вам точно производить многоступенчатый направленный гидроразрыв пласта по стволу скважины за одну спуско-подъемную операцию без остановки работы насосного оборудования. Вы сможете увеличить добычу на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами, оптимизируя операции по ГРП без цементирования и перфорации.

Универсальная, комплексная, высокоэффективная система FracPoint™ может быть легко адаптирована для Ваших конкретных условий.

Выбрав систему FracPoint, Вы получаете опыт и технологии компании «Бейкер Хьюз», мирового лидера в области заканчивания скважин.

Система FracPoint поможет решить проблему разработки и эксплуатации залежей с трудноизвлекаемыми запасами.

Чтобы больше узнать о технологиях
компании «Бейкер Хьюз» для
низкопроницаемых и неоднородных
коллекторов, свяжитесь с нашим
представителем или посетите сайт
www.bakerhughes.com/fracpoint

скважины должен разрабатываться с целью максимальной добычи нефти и/или газа и увеличению доходов на инвестиции. Понимание расходных характеристик пласта, размещения разломов и где могут возникать обводнения или приток газа в процессе эксплуатации скважины, критически важно для оптимизации добычи. Размещение гидравлических или разбухающих пакеров для зональной изоляции и сохранение большого внутреннего диаметра для заканчивания позволяет обеспечить менее дорогостоящие ремонтные работы.

Какой метод заканчивания скважин чаще всего встречается в России? Эта тенденция продолжается или наблюдается изменение в подходе к вопросу?

Бейкер Хьюз: Сегодня в России используются самые разнообразные методы заканчивания, т.к. существует множество различных типов пластов, разрабатываемых в различных регионах. На российском рынке исторически преобладали заканчивания нефтяных скважин погружными центробежными электронасосами, но тем не менее сегодня в России есть множество сложных газовых месторождений, представляющих уникальные сложные задачи, связанные с высокими давлениями и агрессивными средами.

Множество Российских операторов становятся более восприимчивыми к новым технологиям по мере того, как разрабатываются новые сложные месторождения (“зеленые поля”), а также при попытках обновления более зрелых ранее эксплуатируемых месторождений. Такие технологии включают в себя многослойные заканчивания со спуском глубинных скважинных измерительных приборов, обеспечивающих ценные производственные данные, многоствольные скважины, и оборудование для заканчивания, позволяющее использовать многоэтапные методы разрыва, значительно улучшающие добычу и извлечение для некоторых месторождений.

Система многоэтапного разрыва для необсаженных скважин Frac Point от компании “Бейкер Хьюз” недавно была внедрена в России для улучшения извлечения из горизонтальных скважин. Мы продолжаем развивать множество новых аспектов этой технологии, что позволит увеличить количество стадий разрыва для последующего выкачивания с использованием нашей системы и позволит сократить время и риски, связанные с операциями очистки после мероприятий по разрыву.

stage fracturing techniques to significantly improve the production and recovery from some fields.

Baker Hughes Frac Point open hole multi-stage fracturing system has been deployed recently in Russia to improve the recovery from horizontal wells. We continue to develop many new advances in this technology that allows more fracturing stages to be pumped with our system and to also reduce the time and associated risk with clean out operations after the fracturing operations.

Halliburton: The majority of the completions in Russia are ESP (Electric Submersible Pump) completions. There is a growing interest in horizontal completions that allow for more contact area in a given reservoir and allow for compartmentalized zonal stimulation. There is also more interest in the sand control technologies that can be used in unconsolidated reservoirs to prevent the costly sand influx. Intelligent completion technologies are also gaining ground as the benefits of having real time control of the components down hole are being recognized by the oil companies.

Packers Plus: From what I have seen to date, a single vertical well, cased and cemented with a single proppant fracture is very common. The upper completion is often an Electric Submersible Pump (ESP). However, the trend is changing to horizontal wells with open hole reservoir sections and multiple proppant fractures. It would seem that the number of wells drilled cannot really increase, so the only way to improve production results is to improve each well's performance.

Not only is reservoir contact and production being increased due to the additional fractures gained from multistage fracturing in horizontal wells, but the cost is less than placing the same number of fractures in multiple vertical wells with single fractures. At the moment the well costs are inflated due to the testing and monitoring being implemented in trial horizontal wells in order to gain sufficient knowledge to move to larger scale field development. At that point, well costs will reduce and customers will truly start to see the benefits of open hole, multistage fracturing.

TAM International: Most Russian wells utilize cased hole completions limiting the production flow rates and remedial work over options.

What effect does the wells type (production, injection or both), run life and production level have on the completion design?

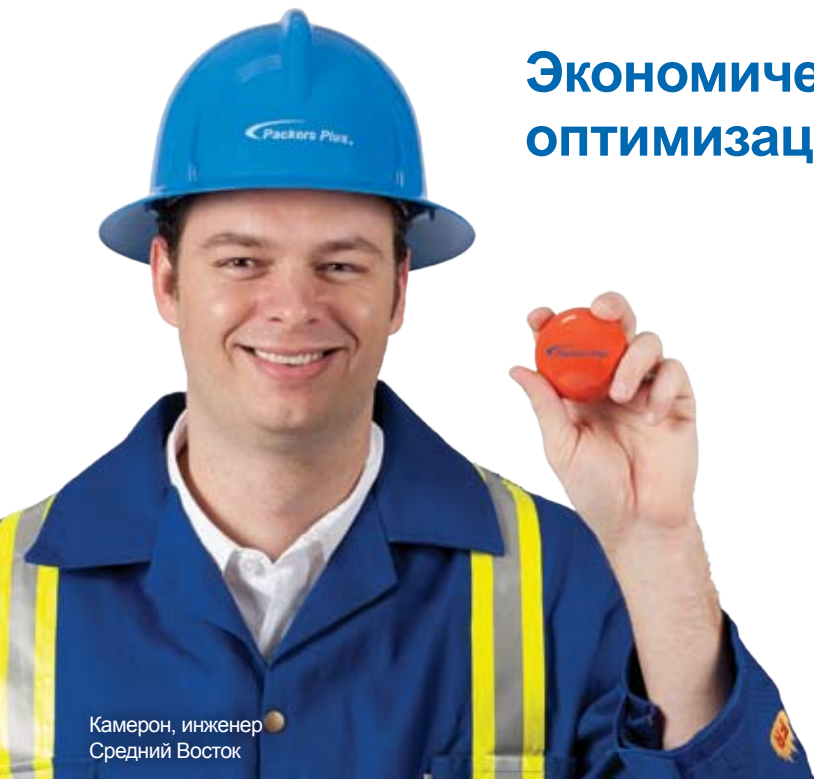
Baker Hughes: The type of well has many effects on the completion design including size of production

Halliburton: В России чаще всего используется заканчивание скважин с использованием погружного центробежного электронасоса (ПЦЭН). Растет интерес к заканчиванию горизонтальных скважин, позволяющих увеличить площадь контакта с продуктивным пластом и осуществить зонную интенсификацию на отдельных участках скважины. Также наблюдается рост интереса к технологиям контроля пескопроявления в в слабоконсолидированных породах, позволяющим избежать дорогостоящего ремонта скважин. Технологии умного заканчивания скважин также начинают внедряться, поскольку преимущества контроля скважинного оборудования в реальном времени получают все большее признание у нефтяных компаний.

Packers Plus: Из того, что я видел до сих пор, наиболее распространенными являются вертикальные обсаженные и зацементированные скважины, в которых проведен один гидроразрыв с на проппанте. Эксплуатация скважин чаще всего ведется погружными электрическими центробежными насосами (УЭЦН). Тем не менее, заметна тенденция к изменению в сторону бурения горизонтальных скважин с открытым стволом с их последующей стимуляции многостадийными ГРП. Маловероятно,

tubing, metallurgy selection (injector wells tend to be corrosive, erosion issues, etc.), selection of completion tools based on the well conditions due to cooling/heating effects and corresponding tubing movement analysis, the type of packer selected will depend on the tube move and preferred setting method (verify the well conditions and the packer's performance envelope). If multiple zones are to be completed, a thorough analysis must take place when selecting well control and flow control equipment (chokes for zones that need regulation, injection or production, intelligent well systems, etc.). It also has effects on the selection of the safety systems if needed since it must withstand the corrosive environments and also able to work with the supply pressure limitation of the surface control panel and umbilical.

Halliburton: For any completion the driving factor on the approach is the overall economics of the well (return on investment). Metallurgy, elastomers, ratings, etc. are all selected based on the preferred life of the equipment, which all comes back to how long a well needs to be in use in order to be profitable. Understanding the intent (production, injection, or a combination of both) determines what conditions the equipment will be exposed to and to what extent it must be designed.



Камерон, инженер
Средний Восток

Экономически эффективная оптимизация добычи

А вы оптимизируете производительность ваших скважин?

Многоступенчатые системы Packers Plus для необсаженных скважин позволяют быстрее извлекать жидкости и увеличивают производительность скважины сразу после установки. Наша система позволяет более эффективно использовать пласт и извлекать продукцию, что приводит к увеличению суммарной добычи.

С 2000 года, Packers Plus завершил свыше 6,200 многоступенчатых систем запуска шаров для необсаженных скважин, а общее количество стадий разрыва пласта составило 65 000.

Свяжитесь с нами сегодня и позвольте нам помочь максимально использовать ваши активы.



Чтобы посмотреть видео, скачайте на ваш смартфон программу для чтения QR и сканируйте код.



**Do It Once
Do It Right**

www.packersplus.com

что возможно значительное увеличение ввода новых скважин, поэтому единственный способ увеличить добычу – улучшить производительность каждой отдельной скважины.

В результате проведения многостадийных ГРП в горизонтальных скважинах с открытыми стволами за счет дополнительного количества трещин не только увеличивается охват пласта и добычу нефти, но и затраты на эти операции значительно ниже, чем выполнение такого же количества разрывов в нескольких вертикальных скважинах с одним разрывом. В настоящее время за счет проведения испытаний и выполнения комплексов исследований в экспериментальных горизонтальных скважинах с целью получения достаточных практических знаний для последующего их широкого применения при разработке месторождений, несколько завышена стоимость строительства этих скважин. По мере накопления материала стоимость бурения будет сокращаться, и заказчики действительно смогут увидеть преимущества мультистадийных гидроразрывов скважин с открытыми стволами.

TAM International: Большинство российских компаний используют заканчивание обсаженных скважин, что ограничивает дебит добычи и возможность ремонтных работ.

Как влияют тип скважины (добывающая, нагнетательная или комбинированная), межремонтный МРП и уровень добычи на проектирование заканчивания скважины?

Бейкер Хьюз: Тип скважины имеет большое влияние на проектирование заканчивания, включая размеры лифтовой колонны, выбор металлургического метода (нагнетательные скважины обычно коррозионные, существуют проблемы с эрозией и т.д.), выбор инструментов для заканчивания в зависимости от скважинных условий, связанных с эффектами охлаждения/нагрева и соответствующий анализ движения НКТ, выбор пакера будет зависеть от движения НКТ и метода установки пакера (необходимо проверить скважинные условия и зону досягаемости пакера). Если заканчиваются несколько зон, необходимо провести детальный анализ при выборе контроля скважины и оборудования регулирования потока (заглушки для зон, которые нуждаются в регулировании, нагнетательная или производственная скважина, системы интеллектуальных скважин и т.п.). Также все это имеет значение при выборе систем безопасности, если таковые необходимы, поскольку последние должны выдерживать агрессивную коррозионную

Packers Plus: The drilling, completion and stimulation operations must be designed to meet the well's purpose. A common issue we run across is completion designs that are sub-optimal for stimulation. The usual cause is that the design work is performed by people who are not familiar with stimulation operations. For example, if packers are selected purely on their ability to hold a certain pressure, it may severely affect the ability to properly place fractures. If the completion engineer does not account for the massive cooling effects that take place during stimulation, the packers selected may lose their sealing capability, which can lead to inefficient stimulation and premature screenout. This can result in costly coiled tubing intervention and poor production performance or worse.

TAM International: The type of well and the pressure and fluids that are encountered must be completely studied and understood in order to develop the optimum completion design. Lifetime design is a key component to minimize operating expenses. Extra consideration is needed if a producer is to be converted into an injector. In smaller internal diameter completion strings there may be restrictions to the production flow creating limitations to the selection of tools for performing reservoir testing and well maintenance.

With open hole completions, what steps should you take to minimize formation damage?

Baker Hughes: The selection of a properly formulated and engineered drill-in fluid is key when drilling an open hole section to reduce formation damage. In addition special drilling (i.e. drilling near balance) and completion techniques can also minimize formation damage and prevent lost circulation on producing zones. When properly selected and applied, these drill in fluids and drilling/completion techniques can result on higher production rates.

Halliburton: Openhole completions are gaining ground globally and ensuring that formation damage is minimized is very important to getting the desired production from the well. The drilling practices and fluid systems that are employed need to be reviewed and understood by completion engineers just as is the completion being run needs to be reviewed and understood by the drilling engineers and geologists. Discussions surrounding the necessary steps to run an openhole completion must happen to ensure that any facts required to get the completion on depth and any best

С НОВЫМ ГОДОМ!

К новым успехам!

ISO 13679 CAL IV*

TMK PF

ULTRA QX

Премиальные резьбовые соединения
TMK PF и ULTRA QX прошли успешные
испытания на соответствие требованиям
международного стандарта ISO 13679,
уровень CAL V*. Это только начало.

* CAL — Connection Application Level
— уровень применимости соединений.
CAL IV — наивысший уровень



ЗАО «Торговый Дом «ТМК»
105062, Россия, Москва,
ул. Покровка, д.40, стр. 2а
тел.: +7 495 775-7600
факс: +7 495 775-7601
www.tmk-group.ru

ULTRA™ Premium Connections
8300 FM 1960 West, Suite 350
Houston, TX 77070
Tel: 281.949.1023
Toll free (USA): 888.258.2000

TMK-Премиум Сервис
105062, Россия, Москва,
Подсосенский пер., д. 20, стр. 1
тел.: +7 495 411-5353
факс: +7 495 411-5363
E-mail: premium@tmk-group.com

среду и при этом работать в условиях ограничения давления поверхностной панели управления и подводного кабеля.

Halliburton: Двигателем любого проекта по заканчиванию скважины являются его экономические показатели (возврат инвестиций). Металлургия, эластомеры, рабочие характеристики и т.д. выбираются на основе рекомендуемого срока эксплуатации оборудования, что сводится к периоду рентабельной эксплуатации скважины. Понимание предназначения скважины (добывающая, нагнетательная или комбинированная) определяет условия эксплуатации оборудования и требования к нему.

Packers Plus: Планирование буровых операций, заканчивания и интенсификации добычи должна осуществляться с учетом конечных целей скважины. Одна из частых проблем, с которыми мы сталкиваемся – проектирование неоптимальной для стимуляции скважины конфигурации забойного оборудования. Причиной тому является выполнение проектирования людьми, не достаточно знакомыми с подобными операциями интенсификации добычи. Например, если пакеры выбираются только на основании их возможности держать определенное давление, это может сильно повлиять на возможность правильного расположения разрывов. Если инженер по заканчиванию скважин не учтет эффект интенсивного охлаждения при стимуляции скважины, то выбранные пакеры могут потерять свои уплотнительные характеристики и это может привести к снижению эффективности стимуляции скважины и преждевременному выпадению из жидкости разрыва расклинивающего агента. Это приведет к дорогостоящим операциям с использованием ГНКТ и снижению дебитов, а то и хуже.

TAM International: Тип скважины, давление и скважинные флюиды должны быть детально изучены, чтобы разработать оптимальный проект заканчивания. Ключ к максимальному сокращению операционных расходов – проект на весь срок эксплуатации скважины. Дополнительные расчеты необходимо предпринять, если производственную скважину планируется переделать в нагнетательную. При использовании колонн меньшего диаметра для заканчивания скважины, могут существовать ограничения по дебиту скважины, а следовательно, и ограничения по выбору инструментов для тестирования скважины и ее профилактического ремонта.

practices (i.e., special low viscous fluid system) are known.

Packers Plus: Open hole, multistage completions by their nature reduce formation damage. In a cemented completion, the entire reservoir section is isolated except for the perforations. The perforations will likely have caused local damage, so at this point you are not really left with much reservoir contact at all. Of course, stimulation can then bypass the perforation damage but you have still isolated 99% of the wellbore with cement.

Second, the typical ball-drop method of stimulating in open hole allows for a much quicker stimulation operation. A 5-stage “plug and perf” job may take 15-20 days, whereas the open hole, ball-drop method can take 2 to 5 days depending on wellsite stimulation resources and local infrastructure. The result of this time savings is that the stimulation fluids, which will cause reservoir damage over time, are on the reservoir for a significantly shorter period of time. Quicker flow back of the stimulation fluids will lead to increased recovery of stimulation fluids and reduced formation damage.

TAM International: To minimize formation damage utilize open hole completions, rather than cement and perforate.

Multilateral wells require more complex completions. What solutions do you have for this area?

Baker Hughes: Multilateral wells can range from the very simple completions similar to running a liner hanger to very complex completions that allow remote monitoring and control of the well bores. Baker Hughes offers the industry’s most diverse multilateral tools portfolio that covers the entire range. Our wide array of multilateral junctions, completion tools, and accessory equipment can satisfy all of your production and operational needs. Our HOOK Hanger systems utilize the same standard running procedures and techniques as running a liner hanger. They can create TAML level 3, 4, and 5 junctions, allow positive re-entry into all bores even in stacked applications, and are compatible with multiple stimulation operations including high pressure hydraulic fracturing for unconventional reservoirs. Our RAM system can be used to rotate liners to depth in difficult or extended reach applications. Our HydraSplit system offers a reliable hydraulically isolated junction with large ID access and re-entry to each of the wellbores.

Halliburton: Halliburton has a group dedicated to multilateral wells who are responsible for the recommended drilling and completion equipment needed to achieve the desired multilateral well design.

**Ваши бурильные трубы
заслуживают лучшего!**

Сплавы

Duraband[®] NC

Tuffband[®] NC

для поверхностного упрочнения



**Уже
в России!**

Проверенный временем выбор операторов промыслов, буровых подрядных фирм и компаний, сдающих оборудование в аренду

- **Не подвержены растрескиванию**
- **Способствуют сохранению обсадных колонн**
- **100% ремонтпригодность**



Поверхностное упрочнение
Duraband NC Hardbanding
Использование: для первичного
и повторного использования на
бурильных замках

Сертифицировано Fearnley Procter NS-1TM



Поверхностное упрочнение
Tuffband NC Hardbanding
Использование: для первичного
использования на бурильных
замках



Штаб-квартира в США:
г. Кливленд, штат Огайо
sparky@postle.com
Тел. 216-265-9000

Европа/Россия/Западная
Африка: Колин Дафф
colin.duff@hardbandingsolutions.com
Тел. +44 7747 468345

www.hardbandingsolutions.com

При заканчивании необсаженных скважин, какие меры необходимо предпринять для минимизации повреждения пласта?

Бейкер Хьюз.: Выбор правильно составленной и разработанной буровой жидкости при бурении секций необсаженных скважин для сокращения повреждения пласта. Кроме этого, специальные методы бурения (т.е. бурение почти на равновесии) и методы заканчивания также могут помочь сократить повреждение пласта и предотвратить потерю циркуляции в продуктивных зонах. При правильном выборе и правильном использовании, эти буровые жидкости и методы бурения/заканчивания могут привести к повышению темпов добычи.

Halliburton: Во всем мире, заканчивание необсаженных скважин приобретает популярность, ведь обеспечение сокращения повреждений пласта очень важно для получения желаемой производительности скважины. Инженеры по заканчиванию скважин должны знать и понимать методы бурения и характеристики используемых при этом жидкостей, точно так же, как инженеры-буровики и геологи должны знать и понимать процесс заканчивания скважин. Все этапы заканчивания необсаженной скважины должны обсуждаться, чтобы учитывались все факты, связанные с размещением оборудования в скважине и применялись лучшие передовые методы (напр. специальные системы низковязких жидкостей).

Packers Plus: По своей природе системы многостадийного заканчивания скважин с открытым стволом позволяют сократить загрязнение пласта. В случае обсаженных и зацементированных скважин, весь разрез пласта изолируется, за исключением перфорационных каналов. Перфорационные отверстия, скорее всего, имеют свои зональные повреждения, поэтому в такой ситуации контакта с пластом практически не останется. Конечно, стимуляцией можно ликвидировать повреждения, вызванные перфорацией, но 99% ствола уже изолировано цементом.

Во-вторых, обычный метод использования шаров для стимуляции скважин с открытым стволом позволяет значительно сократить время выполнения операций. Пяти стадийная операция по стандартной технологии "plug and perf" может занять 15-20 дней, в то время как стимуляция скважины с открытым забоем с применением шаров займет лишь 2-5 дней, в зависимости от наличия доступных для интенсификации притока ресурсов и местной инфраструктуры. Результат при такой экономии времени в том, что кольматирующая со временем

The technologies that are used range from pre-milled windows and latch couplings used for the drilling of the well, to Swellpacker® isolation systems and SmartWell® system technologies for completing the well. The exact technologies used are dependent on the desired well functionality and can be as simple or complex as necessary.

Packers Plus: We have a number of options for completing multilateral wells with open hole, multistage system equipment. We have a very good installation history in this area (>500 legs), and dual-leg wells with 8 to 16 stages in each leg are not uncommon. It is a very good way to increase reservoir contact from a single surface location. The stimulation operations are no more complex than a well with only one lateral.

TAM International: The use of the inflatable casing annulus packers or swellable packers can be used to provide zonal isolation required in the vertical wellbore; they can also be used to create compartmentalized zones in the lateral itself. Swellable packers can be particularly useful by eliminating the need to cement. When performing open hole completions in multi-lateral wells isolation of the junction is very important in the stability of each lateral.

Well integrity is the primary function of the completion. How do you test the initial completion and what tools can you use during the well's life to ensure integrity?

Baker Hughes: The industry defines well integrity as the "Application of technical, operational and organizational solutions to reduce risk of uncontrolled release of formation fluids throughout the life cycle of a well". Well integrity involves accountability/responsibility (who owns it), well operating processes, well service processes, tubing/annulus integrity (at production packers or liner top packers, etc.), tree/wellhead integrity and testing of safety systems. Many tools are used during the testing but includes surface hydraulic pumps, valves, pipes and fittings, stand valves and slick plugs and various accessories to test safety valves and sliding sleeves (separation sleeves, etc.).

Packers Plus: The open hole, multistage system completion is designed with the ability to provide well integrity when it is required. The completion can be tested once it has been set (packers engaged) by performing a tubing test and also annular tests on the liner hanger. The well stays mechanically isolated until it is time to stimulate. Post-stimulation, individual stages or the entire completion can be closed in on coiled tubing using the appropriate shifting tool. This functionality can

пласт жидкость разрыва, будет находиться в пласте значительно меньшее количество времени. Сокращение времени отработки жидкости разрыва приведет к более полному её извлечению и сокращению негативного воздействия на пласт.

TAM International: Для минимизации повреждения пласта, следует использовать заканчивание без обсадки скважины, нежели цементирование и перфорирование.

Разветвленные скважины требуют более сложного заканчивания. Какие решения вы предлагаете в этой области?

Бейкер Хьюз.: Заканчивание разветвленных скважин может быть от совсем простого, схожего с простым спуском подвесного устройства хвостовика до очень сложного, позволяющего осуществлять удаленный мониторинг и контроль ствола. “Бейкер Хьюз” предлагает самый широкий в отрасли спектр продуктов для заканчивания разветвленных скважин, охватывающий все типы заканчивания, от простых до наиболее сложных. Предлагаемый нами выбор разветвленных соединений, инструментов для заканчивания и вспомогательного оборудования удовлетворит все ваши производственные и операционные потребности. Наши подвесные системы НОК используют те же процедуры и методы спуска в скважину, что и обычный спуск подвесного устройства хвостовика. С их помощью можно создавать соединения TAML уровня 3, 4 и 5, они позволяют успешно осуществлять повторный спуск во все типы стволов, даже для использования на слоистых залежах и совместимы с операциями по многоэтапной интенсификации, включая гидроразрыв под высоким давлением на сложных пластах. Наша система RAM может быть использована для вращения хвостовика на глубину в сложных скважинах и скважинах с большим отходом. Наша система HydraSplit позволяет обеспечить надежное гидравлически изолированное соединение с доступом широкого внутреннего диаметра и позволяет повторный спуск в каждый из стволов.

Halliburton: В компании Halliburton существует подразделение, отвечающее за разработку технологий и оказание услуг по многозабойному бурению. Используемые технологии варьируются от предварительно пробуренных окон и запорных соединений, используемых при бурении скважины; до изоляционных систем Swellpacker® и систем технологии SmartWell®, используемых при заканчивании скважин. Конкретные используемые технологии зависят от желаемого назначения

also be used to re-frac individual stages or the entire well if required.

TAM International: Testing the initial completion depends on the type of completion, for instance a slotted liner is pretty much installed and then the well treated and/or placed on line. However during the life of a well different casing/liner sections may require that periodic mechanical integrity tests be performed; a multi-set inflatable packer is ideal for casing pressure tests in this case.

Well control is paramount at all times and it is a vital component of the completion to prevent the uncontrolled release of hydrocarbons. What are the key factors for safety valve selection and positioning in the well?

Baker Hughes: Key considerations include deployment method (tubing or wireline retrievable), profile in the top sub of safety valve (for landing accessories), tuning size, seal bore size (under tugging drift), OD (to fit in casing) thread type, setting depth (API recommends for offshore wells at least 100 meters below the mudline or the most appropriate depth to prevent asphaltene or scale build up), working pressure, temperature rating, metallurgy, thread weight and type, and specify the need for cable bypass/protection.

Halliburton: Safety valves are available in both tubing-retrievable and wireline/slickline-retrievable systems, equalizing or non-equalizing, corrosion resistant alloy or standard materials, general production or deep-set / high pressure high temperature. In order to properly select a safety valve, the well conditions must be known, in addition to anticipated production pressures and rates, required open and close pressures, etc. There are a wide range of valves to suit all applications and provide the well control required in the event of a catastrophic event.

TAM International: The type of service a safety valve is going to be exposed too and the anticipated pressure that could be encountered are what should determine which type of safety valve is used. If it is sandy service, H₂S, high CO₂, or other corrosives environment it is important to make sure it will meet these requirements. It must be able to handle cycling for the life of the well, in which it is function tested at least once a month to make sure it is operating correctly.

The method of operating the valve will impact the positioning. Most safety valves are placed a minimum of 90 ft (30 m) below the mud line, with a landing nipple profile placed either directly on top of the SCSSV or 30 ft (10 m) above to allow a secondary safety valve (Wireline or Coil tubing) to be installed.

скважины и могут быть простыми или сложными насколько это необходимо.

Packers Plus: Мы предлагаем несколько вариантов систем заканчивания многостадийных ГРП многоствольных скважин с открытым забоем. У нас имеется очень хороший опыт в этой области (свыше 500 стволов), и двухствольные скважины с от 8 - 16 интервалами обработки для каждого ствола – совсем не редкость. Это очень хорошая возможность увеличения вскрытия пласта одной скважиной. Операции интенсификации не более сложны, чем в скважине с одним горизонтальным стволом.

TAM International: Гидравлические пакеры для затрубного пространства или разбухающие пакеры могут использоваться для обеспечения зонной изоляции, необходимой для вертикальных стволов, они также могут использоваться для создания пространственно разделенных зон в самих боковых стволах. Разбухающие пакеры могут быть особенно полезны, если за счет них можно избежать цементирования. При заканчивании необсаженных разветвленных скважин, изоляция соединений очень важна для обеспечения стабильности каждого из боковых стволов.

Прочность скважины – основная функция заканчивания. Как вы проверяете первичное заканчивание и какие инструменты вы используете во время эксплуатации скважины для обеспечения ее прочности?

Бейкер Хьюз: Отраслевое определение прочности скважины звучит следующим образом: “использование технических, операционных и организационных решений для сокращения риска неконтролируемого выброса жидкостей пласта на протяжении всего цикла эксплуатации скважины”. Прочность скважины включает такие факторы как ответственность оператора (владельца), процессы эксплуатации скважины, процессы сервиса скважины, прочность НКТ/затрубного пространства (в производственных пакерах или пакерах головки колонны-хвостовика и т.д.), прочность устьевого оборудования и испытания систем обеспечения безопасности. Во время испытаний используются многие инструменты, в частности поверхностные гидравлические насосы, клапаны, трубы и фитинги, клапаны стояка и заглушки скольжения и другие аксессуары, используемые для испытаний клапанов безопасности и скользящих муфт (разделительные муфты и т.п.).

Packers Plus: В случае необходимости системы многостадийного заканчивания скважин с

Casing/Tubing:

What advantages do premium casing connections have over standard API / GOST pipes, and what are their benefits for drilling contractors and operators?

Baker Hughes: Premium connections are designed with metal to metal seals and do not rely on the threads and the thread compound to create a seal. Premium connections are generally machined to very exacting standards ensuring proper thread engagement and a good metal to metal seal.

Premium connections are generally designed with much higher strength characteristics than other connections, this can be important for deep wells, high pressure and high temperature wells or for wells that are deviated where the stresses on the connections may be much higher.

In general it can be said that premium connections are used in most offshore wells worldwide because of the extra protection that they provide. It is also highly recommended that premium connections be used in any gas well applications.

While installing casing and tubulars with premium connections it is strongly recommended that a adequate torque turn system is utilized to ensure the proper installation. It is also recommended that an appropriately sized power tong with an integrated hydraulic back- up be used. Baker Hughes utilize our “Salvo” system, to monitor the make-up of the connection and to record the final torque achieved and other parameters that can then be kept in the well records.

Tenaris: API/GOST pipes are typically used in conventional string designs, for shallow well applications and are older, more established technologies. Premium connections, however, incorporate state-of-the-art engineering design and have been specially manufactured for more complex loads and sealing requirements, such as those found in high pressure, high temperature or extended reach wells. Tenaris offers a comprehensive range of high performance Tenaris-Hydril premium connections for challenging applications. Our Wedge™ and Blue® Series connections along with our Dopeless® technology help minimize risk and make operations more efficient.

TMK-Premium Services: Using casing and tubing pipes with Premium-class threaded connections during the well construction has to be justified, considering that their cost is much higher than that of standard pipes with threaded connections by GOST R 53365 and API Spec 5B. This is firstly due to a longer production time and control of threading, secondly, to costly testwork for compliance

открытым стволом проектируется с возможностью проверки герметичности скважины. Компоновка может быть опрессована после того, как она была посажена (пакеры активированы) посредством опрессовки через НКТ, а также опрессовкой затрубного пространства может быть проверена герметичность посадки пакера подвески. Скважина остается механически изолирована до момента начала операций по интенсификации. После проведения стимуляции каждая отдельная стадия или вся компоновка в целом могут быть закрыты с помощью инструмента, спускаемого на гибкой трубе. В случае необходимости это особенность компоновки позволяет также выполнение повторного разрыва отдельных интервалов или всей скважины в целом.

TAM International: Тестирование первичного заканчивания зависит от метода заканчивания, например, при использовании хвостовика с щелевым фильтром, скважина может обрабатываться или запускаться сразу после установки. Однако в течение срока эксплуатации скважины, различные части обсадки или хвостовика могут нуждаться в периодических испытаниях целостности, в таком случае идеально подходит использование

with ISO 13679 requirements and thirdly to special finishing of the threading surface. This is why casing and tubing pipes with Premium-class threading connections are generally used in:

- » presence of aggressive corrosive components such as hydrogen sulphide or carbon dioxide in well production;
- » high gas factor in well;
- » during the construction of deep wells and wells with long horizontal sections;
- » during the construction of offshore wells.

TAM International: The use of certain types of premium connections on casing provide higher tensile and compression ratings along with higher torque loads for situations where rotation of the casing or bending moments may stress the connections creating leaks. Higher torque values are critical for success in some horizontal wells. Premium connections will also provide gas tight seals.

How can the casing connections aid operators drill deviated and extended reach wells?

Baker Hughes: For deviated and extended reach wells premium connections are recommended because of their higher strength and better sealing capabilities.

Разбухающий пакер TAM FREECAP®

Один инструмент, множество решений.

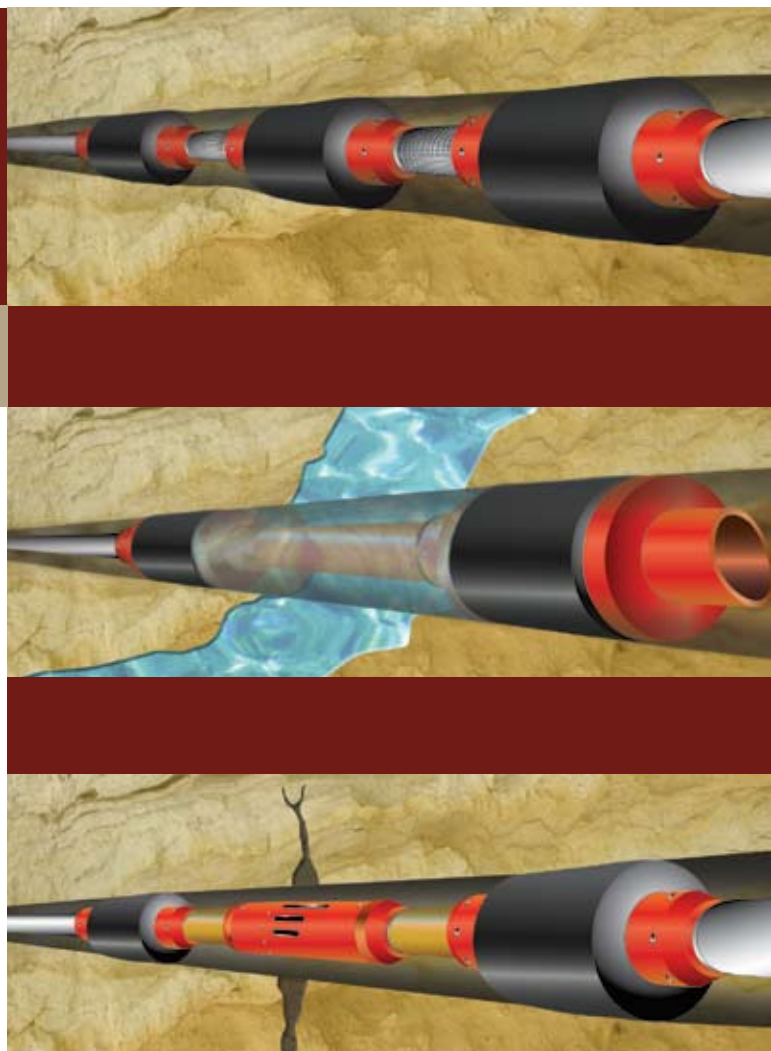
Разбухающие пакеры TAM FREECAP, активируемые водой и нефтью используются на различных сложных проектах заканчивания скважин во всем мире. Разбухающие пакеры FREECAP используются для обеспечения безопасности головки хвостовика и долгосрочной целостности цементирования в глубоководных скважинах Мексиканского залива. Пакеры FREECAP позволяют успешно справиться с задачами изоляции водоносных горизонтов и скважинного притока воды в России и в Австралии. Вдали от берегов Западной Африки, пакеры FREECAP используются для обеспечения изоляции гравийных фильтров в глубоководных скважинах. В США и Канаде, они используются для изоляции зон многостадийного разрыва. Свяжитесь с компанией TAM и узнайте, как разбухающие пакеры FREECAP помогут вам решить задачи следующего вашего проекта заканчивания.



TAM INTERNATIONAL

Гидравлические и разбухающие пакеры

www.tamintl.com



многоразового гидравлического пакера для испытаний давления в обсадной колонне.

Контроль скважины первостепенно важен на всех этапах и жизненно необходим при заканчивании для предотвращения неконтролируемого выхода углеводородов. Каковы ключевые факторы при выборе предохранительных клапанов и расположении скважин?

Бейкер Хьюз: Основные соображения включают метод установки (НКТ или использование тросового извлекаемого инструмента), профиль в верхней части предохранительного клапана (для спуска на него вспомогательных компонентов), размер труб, размер отверстия уплотнения (под отклонением), тип резьбы внешнего диаметра (для установки обсадки), глубина установки (API рекомендует для морских скважин минимум 100 метров ниже уровня дна или наибольшую подходящую глубину для предотвращения накопления асфальтена или твердого осадка), рабочее давление, температурный номинал, металлургия, вес и тип резьбы и необходимость защиты/байпаса кабеля.

Halliburton: Существуют клапаны-отсекатели, как спускаемые-извлекаемые на НКТ, так и на проволоочной лебёдке, с возможностью выравнивания давления при открытии или не уравнивающие, из сплавов, устойчивых к коррозии или из стандартных материалов, для общего использования или же для специальных сверхглубоких скважин высокого давления и высокой температуры. Для того, чтобы правильно выбрать клапан-отсекатель, необходимо знать условия в скважине, ожидаемый уровень и темпы добычи, заданное давление в открытой и в закрытой скважине и т.д. Существует широкий спектр клапанов, подходящих для использования в различных условиях эксплуатации и позволяющих контролировать скважину в том числе и в случае чрезвычайных ситуаций.

TAM International: При выборе предохранительного клапана нужно руководствоваться ожидаемым давлением и тем, какое обслуживание предполагается для скважины. Если обслуживание связано с контролем пескопроявления, а скважинная среда содержит H₂S, высокие содержания CO₂ или другие коррозионные условия, необходимо, чтобы клапан был устойчив к ним. Он должен выдерживать рециркуляцию на протяжении всего срока эксплуатации скважины, а также должен проходить рабочие испытания на предмет правильной его работы не реже, чем раз в месяц.

Tenaris: Operators can encounter several problems while drilling extended reach wells such as high loads with the need to push, bend and rotate the string into place. TenarisHydril premium connections can make significant contribution to successful operations in deviated and horizontal drilling projects. TenarisHydril Wedge™ Series flush and semi-flush connections are especially suited for these applications because they balance reduced clearance and high compression resistance. Just as importantly, given that the opposing flanks of the dovetail Wedge™ threads simultaneously engage, they are able to withstand extreme torque.

Reducing time for drilling operations is another key factor to take into consideration. Fast running jobs are imperative in horizontal wells for technical reasons, as the risk of an open hole collapsing is higher than in a vertical one. By choosing Dopeless® technology, Tenaris's proprietary dope-free coating, operators save time on the rig. The Dopeless® coating is applied at the mill in a controlled industrial environment, eliminating the need to apply dope at the rig site. Operators in Russia and the Caspian Sea region are already experiencing the benefits of Dopeless® technology for offshore and Arctic environments.

TMK-Premium Services: When running casing strings into wells with long horizontal sections, the running is impeded with significant friction forces, which can be minimized with special lubricant additives to the drilling fluid, but this is often not enough and the string has to be rotated and burdened with additional weight load. In this case, special premium insistent connections, which have an internal stop that does not only provide integrity in couplings, but also allows to withstand significant compressive loads and high rotation torque.

TAM International: Using premium casing connections allow for better equivalent circulating densities (ECDs) in mud removal for performing cementing operation of the casing strings. The premium connections offer higher bending and torque rating which assist in passing through high dog leg severity or short radius well bores. In some extended reach wells or horizontal wells, rotation is required to reduce friction in order to install a casing string. The amount of torque required to do this usually requires a premium connection.

What are the key considerations for operators when selecting tubulars for their offshore drilling programs?

Baker Hughes: Certainly for offshore operations careful planning of the design of the casing strings is needed for their tensile, torque and burst strengths as well as other parameters. For the supply of suitable casing

Метод работы клапана определяет его расположение. Большинство предохранительных клапанов размещаются как минимум на 90 футов (30 м) ниже границы ила, а профиль посадочного ниппеля располагается или непосредственно поверх SCSSV или на 30 футов (10 м) выше, чтобы позволить установку вторичного предохранительного клапана (на канате или колтюбинге).

Обсадка/Трубопровод:

Каковы преимущества обсадных коннекторов класса премиум перед обычными трубами стандарта API / GOST, и каковы преимущества их использования для буровых подрядчиков и операторов?

Бейкер Хьюз: Соединения класса Premium разработаны с уплотнениями металл-к-металлу и не зависят от резьбы и не нуждаются в резьбовой смазке для обеспечения уплотнения. Соединения Premium чаще всего производятся на машинном оборудовании по очень точным стандартам, обеспечивая правильное соединение по резьбе и очень прочное уплотнение металл-к-металлу. Обычно, соединения Premium разрабатываются с более высокими прочностными характеристиками, чем другие соединения и это может быть важным при использовании на глубоких скважинах, скважинах высокого давления и высоких температур либо для наклонных скважин, где нагрузки на соединения могут быть значительно выше.

В целом, можно сказать, что соединения Premium используются, в основном, на морских скважинах во всем мире, учитывая обеспечиваемую ими дополнительную безопасность. Также настоятельно рекомендуется использовать соединения Premium для любых газовых скважин.

При установке обсадки и труб с использованием соединений Premium, настоятельно рекомендуется использование соответствующей системы силового вращения для обеспечения правильной установки. Также рекомендуется использовать приводной трубный ключ правильного размера с интегрированным гидравлическим обратным затвором. “Бейкер Хьюз” использует свою систему “Salvo” для мониторинга свинчивания соединения и записи полученного конечного вращающего момента и других параметров, которые затем могут храниться в документации по скважине.

Tenaris: Резьбовые соединения стандарта API/GOST обычно используются для обсадки неглубоких

and connections it is best to rely on one of the major manufacturers who have a strong reputation in this field. It is also essential to source float and stage equipment and other accessories with matching connections.

Tenaris: The first factor to take into consideration is the environment. The Macondo case has shown how extreme the consequences of an offshore failure can be. Also, in many parts of the world, local governments impose strict regulations on drilling operations to limit the environmental footprint. When operating offshore, customers need to choose reliable, field proven products to minimize risk and costly workover operations as well as guaranteeing the safety of everyone on the rig.

When choosing Dopeless® technology, the operator is relieved from performing a number of connection doping and cleaning tasks during the running preparation phase. Dopeless® connections require less people on the rig floor, reducing the chances of potential accidents and making pipe running operations safer. Since connections arrive rig-ready, much simpler and faster running jobs are attained. Also, the uniformly applied dry coating consistently generates very stable make-ups. Thanks to the increased galling resistance provided by Dopeless® technology, operators are more likely to experience a smooth running operation, significantly reducing the risk of connection damage. This technology debuted in Norway in 2003, home to the strictest drilling regulations worldwide.

Tenaris offers many services to contribute to the successful execution of offshore operations. Our technical sales team can provide string design and material selection services. We can provide logistics services to guarantee products are available when needed. Tenaris can also deploy its field service specialists to support the running and help guarantee the correct installation of the casing at the offshore platform.

TMK-Premium Services: Offshore wells call for a number of special requirements to the piping and downhole equipment:

- » first of all, the connection of casing pipes must have metal-to-metal sealing and coupling must be 100% effective;
- » connections must comply with requirements of ISO 13679 standard, level CAL-4;
- » services available on shore.

TAM International: The mechanical properties - burst and collapse pressure ratings, tensile strength, thread connections, corrosion resistance, metallurgy, availability and cost.

скважин и считаются давно используемой и наиболее устойчивой технологией. Соединения же класса Premium включают в себя передовые инженерные разработки и используются в скважинах с высокими давлениями и температурами, при больших отходах, а так же при других сложных условиях эксплуатации, где традиционные резьбы не могут быть использованы ввиду чрезмерных нагрузок.

Компания Tenaris предлагает полный спектр высокопроизводительных соединений класса Premium марки TenarisHydril для использования в самых сложных условиях. Наши соединения Wedge™ и Blue® в сочетании с нашей безсмазочной технологией Dopeless® помогают сократить риски и способствуют более эффективной эксплуатации месторождений.

TMK-Premium Services: Применение обсадных и насосно-компрессорных труб с резьбовыми соединениями класса Премиум при строительстве скважин должно быть весьма обоснованным, поскольку их стоимость значительно выше стандартных труб с резьбовыми соединениями по ГОСТ Р 53365 и API Spec 5B. Это связано: во-первых с большим временем на изготовление и контроль резьб, во-вторых с проведением дорогостоящих испытаний в соответствии с требованиями стандарта ISO 13679, в третьих из-за специальной отделки поверхности резьбы.

Поэтому обсадные и насосно-компрессорные трубы с резьбовыми соединениями класса Премиум в общем случае применяют:

- » при наличии в продукции скважин коррозионно-агрессивных компонентов, таких как сероводород и углекислый газ;
- » при высоком газовом факторе в скважине;
- » при строительстве глубоких скважин, и скважин с большими горизонтальными участками;
- » при строительстве морских скважин.

TAM International: Использование некоторых соединений класса Premium для обсадки обеспечивает более высокие коэффициенты уплотнения и сжатия, наряду с более высоким сопротивлением скручивающим нагрузкам, для ситуаций, когда вращение обсадки или изгибающий момент могут создавать чрезмерное давление на соединения, создавая течь. В некоторых горизонтальных скважинах более высокое сопротивление скручивающим нагрузкам чрезвычайно важно для успешной работы. Кроме того, соединения класса Premium обеспечивают газонепроницаемое уплотнение.

Cement:

A good primary cement job is essential to ensure long term well integrity. How do your products achieve this?

Baker Hughes: To ensure long term wellbore integrity, the cement design must address both the chemistry of the slurry design as well as the physical placement of that slurry into the wellbore. Baker Hughes cementing products allow modification of the slurry properties to address the individual wellbore conditions for each application. From materials that can prevent gas migration to those that modify the long term mechanical properties of the set cement are carefully applied where appropriate to the cement designs. Spacers designed to remove the drilling fluid and prepare the wellbore for cement are key to the overall cement job design. Coupling the slurry and spacer designs with the use of Baker Hughes state of the art cement placement modelling assures the total job design addresses all critical factors including centralization, pump rate, pressure control, etc. to assure long term integrity for each job.

Inflatable products can also enhance a standard cement job by providing specific points of isolation. An inflatable packer element will completely fill a washed out, irregular hole and provide a pressure seal against the formation. Additionally, swellable packers can be cemented around as a means of short term cement enhancement and also provide a long term solution to hydrocarbon migration through micro annulus fractures

TAM International: TAM packers are run to complement the cement job. When using an inflatable packer on the casing string that is being cemented, the placement of the packer is determined by what the customer wants to achieve, whether it is to prevent gas migration, prevent gas cut cement, isolate a loss circulation zone, address micro annulus formation, enable multi-stage cementing, or prevent channelling due to poor mud removal, etc. Swellable packers have also been shown to enhance primary cement jobs in a number of ways. They are used to prevent micro annulus problems and assist in protecting the cement sheath from being damaged during casing pressure tests.

What advantages does cement have over swellable solutions?

Baker Hughes: Properly designed and placed cement slurries can provide wellbore isolation throughout the entire wellbore. Unlike mechanical means like swellable packers, cement is not limited to specific locations within the well. To be effective, the swellable packer must be

Как обсадные коннекторы помогают операторам бурить наклонные скважины и скважины с большим отходом от вертикали?

Бейкер Хьюз: Соединения Premium рекомендуется использовать для наклонных скважин и скважин с большим отходом, т.к. они имеют большую прочность и обеспечивают лучшее уплотнение.

Tenaris: Зачастую во время бурения скважин с большими отходами, операторы сталкиваются со сложностями, такими как высокие нагрузки и необходимость проталкивать, изгибать и вращать колонну для ее правильной установки. Соединения TenarisHydril класса Premium позволяют снизить риски при спуске ОК в такие скважины. Гладкие и полувысаженные соединения типа TenarisHydril Wedge™ особенно хорошо подходят для такого использования, поскольку они позволяют обеспечить баланс между уменьшенным зазором и высоким сопротивлением сжатию. Настолько же важным преимуществом является то, что противоположные стороны резьбы соединения типа “ласточкин хвост” Wedge™ активируются одновременно, что позволяет им выдерживать экстремальные нагрузки крутящего момента.

Также одним из ключевых факторов, которые необходимо учитывать, является сокращение времени бурения. Более быстрое бурение чрезвычайно важно для горизонтальных скважин из технических соображений, т.к. риск обвала необсаженной горизонтальной скважины значительно выше, нежели вертикальной. Выбирая запатентованную компанией Tenaris безсмазочную технологию Dopeless®, операторы могут сократить время затрачиваемое на спуск обсадной колонны. Покрытие Dopeless® наносится на фабрике, в контролируемых промышленных условиях, благодаря чему устраняется необходимость нанесения резьбоуплотнительной смазки на буровой. Операторы в России и в Каспийском регионе уже узнали преимущества технологии Dopeless® при работе в морских и арктических условиях.

ТМК-Premium Services: При спуске обсадных колонн в скважины с большими горизонтальными участками перемещению колонны противодействуют значительные силы трения, которые возможно минимизировать за счёт специальных смазочных добавок в буровой раствор, но этого зачастую бывает не достаточно, приходится вращать колонну обсадных труб и нагружать её дополнительным весом. В таком случае применяются специальные упорные соединения премиум, внутренний упор

placed in a specific location within the wellbore, and can only provide isolation in that specific area. While effective in providing a localized seal, many designs call for coupling the use of swellable packers with cementing to assure total wellbore isolation.

TAM International: It is readily available on most locations, simple to use and accepted by industry. Cement will protect the outside of the casing from corrosion over intervals where this may be a problem. Cement will also help support the casing from high internal pressures, whereas swellable packers would not be able to.

Russia is about to embark on significant offshore exploration and production. How will the offshore market affect the products that Russian's are familiar and comfortable with using?

Baker Hughes: The cementing products and systems used in the offshore environment will still be familiar to those currently used in Russia. The difference will be some of the additives may now be supplied in their liquid form rather than dry, allowing ready modification of slurry properties without the need for shipping a new dry blended system to the rig.

TAM International: Currently TAM products are being used in Russia, both swellable and inflatable packers, for both land and offshore operations. Recent annular gas migration problems in the Gulf of Mexico and elsewhere show that additional mechanical barriers should be utilized on each casing string to prevent environmental disasters due to unforeseen occurrences. Hurricanes Katrina and Ike certainly exposed these problems.

Swellables:

Many industry veterans are familiar with cement over swellable elastomers. What benefits do swellable solutions bring compared to cementing?

Baker Hughes: Unlike cement, swellable packers provide a means of long term annular isolation that is not prone to failure due to micro annulus fractures resulting from temperature or pressure induced tubing movement. Also, swellable packers are much more economical and operationally efficient than cementing.

Swellable packers can give an additional assurance of a seal at a specific location in the well, and do not have the associated rigorous testing required for cementing. Swellable packers can be placed virtually anywhere on the casing string, yet are limited to some extent by the fluid environment and temperature.

которых в муфте кроме обеспечения герметичности, позволяет выдерживать значительные сжимающие нагрузки и высокий момент вращения.

TAM International: Использование соединений класса Premium для обсадки позволяет улучшенную эквивалентную плотность циркулирующего раствора (ЭПЦ) при вытеснении бурового раствора во время цементирования обсадной колонны. Соединения Premium обеспечивают более высокие параметры искривления и крутящего момента, что поможет облегчить проход естественных искривлений скважины в стволах с малым радиусом. В некоторых скважинах с большим отходом или горизонтальных скважинах, вращение необходимо для сокращения трения во время установки обсадной колонны. В этих случаях используется такой крутящий момент, который обычно требует использования соединений класса Premium.

Что операторы должны принимать во внимание при выборе обсадки и коннекторов для использования на морских буровых проектах?

Бейкер Хьюз: Безусловно, при работе в море необходимо точное проектирование обсадных колонн для учета их прочности на растяжение, вращающий момент и прочности на разрыв, среди прочих характеристик. Поставку подходящей обсадки и соединений лучше всего доверить одному из крупных производителей, имеющих высокую репутацию в этой сфере. Также необходимо обеспечить поставку оснастки для спуска обсадной колонны на плаву и стационарного оборудования и других компонентов с подходящими соединениями.

Tenaris: Первое, на что следует обратить внимание, это безопасность для окружающей среды. Происшествие на Макондо показала всем, насколько серьезными могут быть последствия аварийной ситуации в море. Кроме того, во многих странах мира, правительства устанавливают очень строгие нормы буровых операций для сокращения негативного воздействия на окружающую среду. При работе в море, заказчикам следует выбирать надежные и проверенные в работе продукты, чтобы сократить риск неудачных работ и дорогостоящего ремонта скважин, а также обеспечить безопасность всех работающих на буровой платформе.

Выбирая технологию Dopeless®, оператор освобождает себя от необходимости производить операции по обработке и чистке соединений во время подготовки к спуску. Соединения с Dopeless®

Halliburton: Cementing will always be an important part of the well construction process for some of the casing strings. Swellable products can provide a means of complementing a cement job (i.e. can be used in conjunction with cement as insurance against production up a mud channel micro-annulus). Also Swellpacker systems can be used when openhole completions are required and isolation is needed. Swellpacker systems provide an effective seal in the presence of the swelling medium that is required (oil or water). Swell times can be engineered through the elastomer selection and application of delay barriers.

TAM International: Swellable packers promote simplicity, reliability and provide a level of insurance against well integrity issues. In open hole completions there are two valuable benefits: 1) in soft formations the productivity index is enhanced due to exposure of the entire sand face to the pressure draw down and 2) in productive fractured formations naturally occurring fractures are not covered with a cement sheath. Swellables are essential for newer technologies such as ICD's and will play a large role in Advanced Well Completions that require down hole instrumentation. Swellable packers also complement the cementing operations in preventing micro annulus and other problems as described in #12 above.

Tendeka: Swellable Packers are a disruptive technology, they are simple, efficient and reliable. The first water swelling packers came from a major operators R&D department in 2001 and are licenced to Tendeka (Osmotic water swelling packers). Oil swelling packers arrived a little later and both are offered, with each having distinct applications.

The combination of long liner sections, complicated cement jobs and expensive perforating equipment makes liners with swelling elastomer sections and flow control equipment a very cost-effective alternative. This technology has seen a major uptake both in fracturing of low permeable formations such as shale plays and in high permeable sand stone reservoirs. The technology has replaced many of the alternative devices such as inflatables or mechanical Packers.

Cementing and perforating long horizontal zones often proves problematic, either with losses occurring or water channelling during production (micro annulus) caused by thermal dynamic expansion, contraction and expansion of the liner or the loss of hydrostatic pressure when the cement gels.

Major Service providers are beginning to offer cement impregnated with swellable compounds to augment the cement bond and prevent water channelling.

требуют меньшего количества персонала на буровой, что сокращает шансы потенциальных несчастных случаев и способствуют более безопасной работе. Поскольку соединения поставляются уже готовыми к работе, спуски становятся проще и быстрее. Кроме того, равномерно нанесенное сухое покрытие постоянно обеспечивает более стабильное свинчивание. Благодаря обеспечиваемой технологией Dopeless® большей устойчивости к повреждениям, увеличивается вероятность бесперебойного бурения и значительно сокращается возможность повреждения соединения. Эта технология впервые была использована в 2003 году в Норвегии, где регулирование буровых работ самое строгое в мире.

Tenaris предлагает множество услуг, способствующих успешному проведению работ в море. Наш технический персонал отдела продаж может предложить услуги по выбору труб и материалов, подходящих для каждого конкретного проекта. Мы также обеспечиваем услуги по логистике с гарантией того, что продукты будут на месте тогда, когда это необходимо. Также Tenaris предлагает услуги по работе наших специалистов на буровой заказчика для обеспечения поддержки спусков и гарантии правильной установки обсадки при бурении с морских платформ.

TMK-Premium Services: Морские скважины предъявляют к трубам и внутрискважинному оборудованию ряд специальных требований:

- » в первую очередь соединения обсадных труб должны иметь уплотнение металл-металл и эффективность муфтового соединения должна быть 100%;
- » квалификация соединений на соответствие требований стандарта ISO 13679 уровень CAL-4;
- » наличие сервиса на берегу.

TAM International: Механические характеристики – значения сопротивления разрыву и смятию, прочность на растяжение, качество резьбового соединения, сопротивление коррозии, металлургические характеристики, доступность и стоимость.

Цементирование:

Качественное первичное цементирование необходимо для долгосрочной прочности скважины. Как ваши продукты помогают достичь цели?

Бейкер Хьюз: Для обеспечения долгосрочной прочности скважины, проект цементирования должен учитывать как химию раствора, так и физические аспекты размещения этого

Are swellable solutions as equally applicable in the offshore sector as onshore?

Baker Hughes: Swellable solutions have been used primarily for zonal isolation in onshore open hole completions; however, there is a growing trend to utilize them in a number of key offshore applications as well. In general swellable compounds are composed of the same proven elastomers used in virtually all other oilfield sealing components, and have been rated to as high as 10,000 psi at 400F in some applications.

There are no additional limitations to the use of swellable packers in the offshore environment when compared to onshore. The only differences would be in the design of the packer to properly address the specific environment found in the offshore well.

TAM International: Several deep water operators now use swellable packers on several of their casing strings as a secondary barrier for liner top packers, secondary/tertiary barriers to cement, or micro annulus barriers to prevent gas migration. The regulations for the offshore environment typically favour cementing, but they will eventually catch up.

Tendeka: The veterans are coming around on this issue. Swellable packers are applicable both offshore and onshore and are purely a well construction medium with multiple uses, including well integrity and the onshore shale frac market. Swellables compete directly with cementing and perforating technologies for multi stage fracs and offer significant cost benefit advantages. As an example - with swellables you run the completion, wait for the swell and frac all zones (20 stages) in the well.

The alternative is to cement and set a composite plug, perforate, frac and then set a composite plug and repeat this process for all 20 stages. This keeps the expensive frac crew on the well site for extended periods of time during the plug running and perforating.

Some swellable elastomers are activated in water and others in oil. What are the key applications for each type?

Baker Hughes: The applications for the two base elastomers are essentially the same; however, selection is typically based on specific operational parameters such as bottom hole temperature, the wellbore fluid during deployment, and the completion fluid selected. That being said, oil-swell compounds are utilized more often in high temperature and pressure applications as they are often rated to higher temperatures than water-swell compounds.

раствора в ствол скважины. Продукты для цементирования компании “Бейкер Хьюз” позволяют модифицировать характеристики раствора для учета конкретных условий каждой скважины. Там, где это необходимо, в проекте цементирования используются различные материалы, от позволяющих предотвратить миграцию газа до позволяющих модифицировать долгосрочные механические характеристики закачиваемого цемента. Буферные жидкости, разработанные для устранения буровой жидкости и подготовки ствола к цементированию – ключевой аспект всей процедуры цементирования. Сочетание бурового раствора и состава буферной жидкости с использованием передовых методов моделирования цементирования “Бейкер Хьюз” позволяют обеспечить, чтобы общий проект цементирования охватывал все критические факторы, включая централизацию, темпы закачки, контроль давления и т.д., что гарантирует долгосрочную прочность каждой скважины.

Гидравлические продукты также могут использоваться при обычном цементировании, обеспечивая точечную изоляцию. Гидравлический пакер целиком заполнит размытую, неправильной формы скважину и обеспечит надежное уплотнение под давлением между породой и обсадкой. Кроме того, разбухающие пакеры могут быть зацементированы вокруг как средства краткосрочного усиления цементирования и также обеспечат долгосрочное решение против миграции углеводородов через микротрещины затрубного пространства.

TAM International: Пакеры TAM служат для дополнения цементирования. При использовании гидравлического пакера во время цементирования обсадной колонны, размещение пакера определяется желаемым результатом, будь то предотвращение миграции газа, предотвращение газирования цемента, изоляция зоны поглощения промывочной жидкости, решение проблем с формированием микрокольцевых зон, обеспечение условий для многоэтапного цементирования или предотвращение образования каналов в цементе вследствие некачественного вытеснения бурового раствора и т.п. Разбухающие пакеры также могут улучшать цементирование несколькими способами. Они используются для предотвращения проблем с микрокольцевыми зонами и помогают защитить цементную оболочку от повреждений при испытаниях обсадки давлением.

The choice of which elastomer to use in a particular well will be one of the key design elements in the job design. Selection of which elastomer to use will depend on the fluid environment in which the packer will be used. Some wells incorporate dual systems, using both types of elastomers.

Halliburton: Oil-swelling or water-swelling packers can be used in any well; the key is to understand what conditions are required for the packers to function properly. In the event a water zone needs to be isolated, it would probably be the best application for a water-swelling since there is a continual supply of water that could be used in the swelling process and no additional fluids would be needed to be pumped downhole to aid in the swelling process. The same would apply in the situation where an oil formation is present.

TAM International: TAM has multiple rubber compounds so that the elastomer is designed to the operator's fluid program; the completion/well bore fluid determines which type of swellable elastomer is run. We provide swellable packers for both oil and water environments. The most common use of the oil swellable elastomer is in zonal isolation where hydrocarbons will be acting on the elastomer. But, they are used just as well in drilling environments where oil base mud or synthetic muds are used. The water swellables are commonly used in injector wells, water base mud systems, geo-thermal applications and steam injection or SAGD operations. If the type of well fluid is unknown, then a hybrid elastomer can be provided that will swell in both oil and water.

Tendeka: Tendeka are the market leader for water swellable packers and offer high performance oil swellables for a cost effective performance in most well environments. Tendeka have installed more than 8000 packers worldwide with no reported failures to date.

The packers (oil or water swell) are selected for the environment in which they are exposed, e.g. for water injectors, a water swellable is used, for producers water or oil packers are used. The water packer is used to stop water migrating between producing zones (compartmentalization), and in some cases oil and water combinations are used for a complete solution.

An alternative strategy is to select a water/oil swell based on the drilling fluid used to run the liner. As an example, in shale gas where ample time for swelling is available prior to the frac campaign, money can be saved by running the water swellable elastomers to match the

Каковы преимущества цементирования перед использованием разбухающих растворов?

Бейкер Хьюз: Правильно разработанные и установленные цементные растворы могут обеспечить изоляцию ствола скважины по всей его длине. В отличие от механических средств, таких как разбухающие пакеры, действие цемента не ограничено только к отдельной зоне в скважине. Разбухающий пакер эффективен только тогда, когда устанавливается в конкретную зону ствола, таким образом обеспечивая изоляцию только для этой зоны. Не смотря на эффективность в обеспечении локального уплотнения, большинство проектов требуют сочетания использования разбухающих пакеров и цементирования для гарантии полной изоляции ствола.

TAM International: Доступность на большинстве участков работ, простота использования и то, что данный метод признан в отрасли. Цемент защитит внешнюю поверхность обсадной колонны от коррозии на тех участках, где это может представлять проблему. Цемент также защищает колонну от внешнего давления, в то время, как разбухающие пакеры лишены такого преимущества.

Россия готовится приступить к масштабным работам по разведке и добычи в море. Как рынок добычи в море повлияет на продукты, которые привыкли использовать российские компании?

Бейкер Хьюз: Продукты и системы для цементирования, используемые в условиях работы в море будут схожи с теми, что уже используются в России. Разница будет заключаться в том, что некоторые из присадок могут поставляться в жидкой, а не в сухой форме, чтобы позволять модификацию бурового раствора на месте и избежать необходимости отправлять готовые сухие смеси на платформу.

TAM International: В настоящее время в России используются как разбухающие, так и гидравлические пакеры марки TAM, как для морских, так и для наземных проектов. Недавние проблемы с миграцией газа через кольцевое затрубное пространство в Мексиканском Заливе и на других проектах показало необходимость использования дополнительных механических средств изоляции для каждой обсадной колонны с целью предотвращения экологических катастроф, вызванных непредсказуемыми факторами. Ураганы Катрина и Айк, безусловно, обнаружили эти проблемы.

low cost water based drilling fluid, thereby saving costly displacements to diesel/mineral oil.

Tendeka offer swellable packers for both oil and water with a pressure rating in excess of 10,000 psi (680 ATM).

Packers:

What are the key differences for operators if selecting either an inflatable or swellable packer?

Baker Hughes: Swellable packers are a more cost-effective technology with less operational complexity than inflatable packers. However, inflatable packers have a larger operational envelope when considering irregular and washed out hole geometries. Additionally, cement inflated packers can be used at higher temperatures than most swellable packers. Another advantage of the inflatable packer is that it has a large expansion ratio maximizing run-in clearance.

The swellable packer is a short joint of casing that is wrapped with an elastomer that swells when exposed to oil or water creating a seal. An advantage of the swellable is that no pressure is required or pipe manipulation to set the packer making installation very simple and straight forward.

Inflatable packers could be described as “active packers” that can be set through pump pressures from surface. These packers can be set immediately and there is no time delay waiting for the elastomers to swell to make a seal. Swellable packers could be considered more “passive” in that no action would be required from surface to activate the packer. Both systems may have application depending on specific well conditions.

Halliburton: Inflatable packers are activated by the application of pressure down the tubing string which packs the packer off to achieve the desired seal. The overall seal lengths are usually fixed and one packer size is capable of setting in a range of openhole sizes. Swellable packers are activated by the presence of a swelling fluid and will conform to the openhole section. They can be designed to cater the well conditions by varying the length and OD of the elastomer to achieve the required ratings for a specific well.

Packers Plus: I touched on this in a previous answer about designing for the application, but in my opinion swellables were originally developed for low pressure differential, constant temperature environments where setting time is not critical. The majority of wells in Russia, like in North America/Canada, require stimulation. Testing has shown that the rapid cooling

Разбухающие эластомеры:

Многие ветераны отрасли хорошо знакомы с цементированием как альтернативой использования разбухающих эластомеров. Каковы преимущества использования разбухающих эластомеров перед цементированием?

Бейкер Хьюз: В отличие от цемента, разбухающие пакеры обеспечивают средства долгосрочной изоляции затрубного пространства, устойчивой к отказам, связанным с микротрещинами затрубного пространства вследствие температур или давления, вызванным движением НКТ. Кроме того, разбухающие пакеры гораздо более экономичны и эффективны в эксплуатации, нежели цементирование.

Разбухающие пакеры могут обеспечить дополнительное уплотнение в конкретной части скважины и не требуют тщательных испытаний, как цементирование. Разбухающие пакеры могут быть размещены в любую часть обсадной колонны, хотя в некоторой степени ограничены условиями жидкостной среды и температуры.

Halliburton: Цементирование всегда будет важнейшей частью строительства скважины для некоторых обсадных колонн. Разбухающие продукты могут дополнять цементирование (т.е. использоваться в сочетании с цементом как страховка от перетока нефти через микро-межтрубное пространство растворопровода). Кроме того, системы Swellpacker обеспечивают эффективное уплотнение в присутствии необходимого разбухающего агента (нефть или вода). Скорость разбухания может планироваться за счёт выбора эластомера и использования задерживающих барьеров.

TAM International: Разбухающие пакеры отличаются простотой, надёжностью и обеспечивают определённый уровень страховки от проблем с целостностью скважины. При заканчивании необсаженных скважин существуют два преимущества: 1) в мягких породах повышается производительность за счёт обнажения всей площади вскрытой поверхности к депрессии и 2) в продуктивных пластах, подвергнутых разрыву, естественно возникающие трещины не изолируются цементной оболочкой. Разбухающие пакеры необходимы при использовании новейших методик, таких как регуляторы притока, и будут играть значимую роль в усовершенствованных методах заканчивания скважин, использующих специальное скважинное оборудование.

during fracture stimulation (due to pumping fracture fluid from surface), while maximum pressure being applied can cause the swellable to contract to a point where its sealing capability is compromised. In a technical paper written on the subject it was stated that “The contraction will lead to a drop in internal element pressure; ultimately, it will result in a physical shrinkage, and the pressure seal will be lost” (Evers et al., 2009 – OTC 20159). Because of this, mechanical packers are the most commonly used type of packer in stimulation applications.

Another factor is time. At best, it can take a week for the swellable packers to fully activate (set). This is one week longer than the process required for setting mechanical packers, and therefore one week less production. A week is not a long time for a single well, but when multiplied by the thousands of wells drilled, completed and stimulated in Russia, it adds up to a lot of lost production. With a mechanical packer there is no need to wait as they are set hydraulically immediately after the system is installed.

TAM International: It greatly depends on the application, if the packer is going to be used in an application where instantaneous isolation is required as in stage cementing, air drilled hole applications, lost circulation zone isolation, preventing gas cut cement, or critical zonal isolation with cement then the inflatable packer is the tool of choice.

If there are large temperature changes or high pressures projected or if you are performing open hole completions requiring zonal isolation, multi-lateral junction seals, secondary liner top seals, preventing micro annulus on cementing operations then a swellable packer would be the preferred tool.

Both the inflatable packer and swellable packer can be used in many similar applications, but both have their limits as well. The swellable packer is lower risk in damaged casing; if the rubber is cut during run in, it is self healing. If the inflatable packer is cut during run in, it cannot be inflated. When using the inflatable packer you get a pressure response indicating the packer has inflated and is isolating; you do not have this indication with swellables. Swellables typically take days to swell and provide pressure barriers; with inflatables there is no down time waiting for isolation.

Tendeka: Inflatable packers have an hydraulic activation mechanism metering fluid into an inflatable bladder. Once a certain pressure has been achieved, the valving mechanism will close and trap the inflation fluid inside the bladder. As such, inflatable packers are very useful where instant isolation is required, during stage cementing for example.

Разбухающие пакеры также дополняют цементирование в аспектах предупреждения микрокольцевых зон и других проблем, упоминавшихся выше.

Tendeka: Разбухающие пакеры – это пробивные технологии. Они просты, эффективны и надёжны. Первый набухающий трубный пакер, активируемый водой был представлен отделом НИОКР одного из крупнейших операторов и был лицензирован компанией Tendeka (Osmotic water swelling packers). Пакеры, активируемые нефтью, появились немногим позднее и сейчас предлагаются оба типа, каждый из которых имеет определённое применение.

Колонны, состоящие из секций с разбухающими эластомерами и оборудование слежения за потоком, являются наиболее выгодной альтернативой монтажу секций длинных колонн, сложным работам по цементированию и дорогостоящему оборудованию для перфорации. Эта технология главным образом применима как при разрыве слабо проницаемых пластов, таких как сланцевые плеи, и в легко проницаемых песчаных пластах. Она заменила многие возможные устройства, как например, надувные или механические трубные пакеры.

Applications requiring a large expansion, greater than 2 inches. A smaller run in diameter also favours an inflatable packer over swell packers.

Swellable packers do not require hydraulic pressure to activate the packer, which simplifies the installation process. The simplicity of the system saves rig time and the risk of running small diameter inner strings and complicated pressure actuation systems. The lack of valve systems and potential leak paths also makes swell packers a more robust long term solution for cement integrity and production applications.

It can therefore be argued that inflatable packers have found a niche in stage cementing and large expansion applications. These include thru tubing bridge plugs, in which swellables will not be able to compete, in the same way that swellables have made a huge impact in payzone isolation due to the simplicity and long term isolation assurance.

Hybrid swellable and mechanical/inflatable systems are entering the marketplace to aid in high expansion and retain the fluid within the bladder. When an swelling medium is not present such as a Gas well. These hybrid packers (swellable material inside the bladder) provide a “best-of-



Освойте скважину по своему желанию

Если ваша цель – оптимизация добычи, снижение затрат, управление пластами или гибкость геолого-технических мероприятий то мы можем объединить все это в комплексное решение, соответствующее вашим точным требованиям. Мы понимаем, что каждая скважина индивидуальна, и поэтому предлагаем Вам широкий выбор решений для каждого этапа строительства, которые помогут Вам повысить качество строительства, снизить время простоя и продлить срок эксплуатации скважины.

Связаться с нами для получения более полной информации можно по адресу Tendeka_Russia@mail.ru

Сайт компании www.tendeka.com

TENDEKA

Укомплектуйте Вашу скважину по-своему

Цементирование и перфорирование длинных горизонтальных участков часто создаёт проблемы связанные с потерями продукции во время добычи или просачиванием воды в микрокольцевой зоне, вызванным термодинамическим расширением и сжатием колонны, или потерями гидростатического давления при затвердении цемента.

Сегодня крупнейшие поставщики услуг предлагают цемент с добавлением разбухающих составляющих, что способствует сцеплению цемента и предотвращает просачивание воды.

Разбухающие растворы одинаково подходят для использования и на морских, и на континентальных месторождениях?

Бейкер Хьюз: Разбухающие продукты использовались, в основном, для зональной изоляции при заканчивании континентальных скважин; тем не менее, сегодня наблюдается тенденция к росту использования последних также на некоторых морских проектах. В общем, разбухающие смеси состоят из тех же проверенных временем эластомеров, которые используются почти во всех других уплотнительных компонентах и имеют рейтинг, достигающий в некоторых областях применения значения до 10,000 psi при 400F.

Не существует дополнительных ограничений на использование разбухающих пакеров в море, нежели на суше. Единственным отличием может быть конструкция пакера, учитывающая конкретные условия морской скважины.

TAM International: Несколько глубоководных проектов сегодня используют разбухающие пакеры на некоторых обсадных колоннах в качестве вторичного барьера для пакеров головки хвостовика, вторичного или третичного барьера при цементировании или барьеров микрокольцевых зон для предотвращения миграции газа. Существующие отраслевые нормы для морских скважин обычно предполагают только цементирование, но со временем они будут обновлены.

Tendeka: Опытные профессионалы начинают соглашаться по этому вопросу. Разбухающие пакеры применимы как в открытом море так и на суше и являются средством многоцелевого назначения при строительстве скважин, включая целостность скважин и работы по многократному разрыву сланцевых пластов. Эластомеры конкурируют непосредственно с цементными и перфорационными технологиями

both-worlds” solution. However, large running diameters and high cost will most likely limit its popularity.

Considering the well environment, how does packer selection aid the completion process?

Baker Hughes: Both swellable and inflatable packers have increased the viability of the un-cemented open hole completion. This technique eliminates the costs of cementing and perforating, and limits the potential production loss due to skin damage caused by a cement job. Additionally, either technology can be used as positive points of isolation in un-cemented completions to control unwanted production at a later date.

Well environment has a large effect on the selection of the production packer including pressure, temperature, annulus completion fluid, produced fluids (corrosive environments) and production rates. The well environment will dictate the metallurgy and seal (elastomeric) element. Permanent packers are typically used on a high performance (i.e. high pressure/temperature) wells and these are set on wireline/hydraulic setting tool or by applied hydraulic pressure. Permanent packers are removed by milling it. Retrievable packers generally are associated with lower pressure wells and set by wireline, hydraulic pressure or tubing manipulation. These are generally removed by tubing manipulation. However today's retrievable or removable packers have almost equal performance than permanents. The right selection of the packer will save time and expenses over the life of the well and can prevent expensive workovers later. Some of the major considerations when selecting a packer include the type of well (new, re-complete, gas, oil, artificial lift, injection, single, dual, horizontal, multilateral, etc.) and also future well treatments (stimulation, acidizing, etc.).

A properly installed packer (or packers) provides the completion engineer with more assurance the completion fluids being used will be directed to the desired location in the well. The packers allow positive isolation of various zones within the wellbore, and can reduce the risk of communication of the fluids to other areas within the wellbore.

Halliburton: Packers are used to provide zonal isolation either in open or cased holes. This is crucial to providing a safe and effective means of producing a well and because of this is a very important part of the completion process. Understanding the capabilities of packers, the necessary setting process, and how this plays into the entire completion program will ensure that the proper packer is selected for the completion.

Packers Plus: Packer selection is a key factor in determining whether you make it to bottom or not. For

по многоэтапному разрыву и обеспечивают выгодные преимущества в отношении затрат. В качестве примера – вы производите заканчивание скважины, используя эластомеры, они разбухают и фракционируют все участки (20 этапов) скважины.

Другая альтернатива – цементировать: тампонируют, перфорировать, разрывать. Затем снова тампонируют..., и так повторять этот процесс для всех 20 этапов. И в течении всего этого процесса дорогостоящий персонал который проводит эту работу находится на площадке в течении длительного времени, которое требуется для заливки смеси и перфорирования.

Некоторые разбухающие эластомеры активируются водой, другие – нефтью. Какова область использования каждого из этих двух типов продуктов?

Бейкер Хьюз: Сфера применения этих двух базовых эластомеров практически одинакова, однако выбор обычно зависит от конкретных эксплуатационных условий, таких как температура на дне скважины, скважинная жидкость в момент запуска и избранный метод заканчивания скважины. С учетом сказанного, смеси, активируемые нефтью используются чаще в условиях высоких температур и высокого давления, поскольку выдерживают более высокие температуры по сравнению с активируемыми водой.

Выбор эластомера для конкретной скважины является одним из ключевых аспектов общего рабочего проекта и будет зависеть от условий жидкости, в которых используется пакер. Некоторые скважины сочетают обе системы и используют оба типа эластомеров.

Halliburton: Разбухающие под воздействием воды или нефти пакеры могут использоваться в любой скважине; главное – понимать, какие условия требуются для их правильной работы. В случае, если необходимо изолировать водяную зону, скорее всего, лучше использовать разбухающие агенты, активируемые водой, поскольку вода может поступать постоянно в процессе разбухания и не потребуются закачивать дополнительные жидкости в скважину для способствования процессу. То же касается ситуаций, где присутствует углеводороды.

TAM International: TAM располагает множеством резиновых смесей, чтобы проектирование эластомера могло учитывать программу оператора по использованию жидкостей. Жидкости для

example, a swellable packer is typically much longer than a mechanical packer (10-30ft versus 5ft). Multistage fracturing by its nature requires multiple packers. At present, customers in Russia are doing about 5 stages (so 5-6 packers), but it will not be long before they are doing 10, 15 and most likely much more as that is the way the North American/Canadian market has gone. We have installed 47 packers in one open hole wellbore and will soon be doing many more. With drag and dogleg severity (DLS) to contend with, higher numbers of stages simply are not feasible with swellable packers. If the completion gets stuck, either differentially or mechanically, then there is a high risk of preswelling, which would required the completion to be pulled if the rig was able to overcome the drag of the packers. Preswelling and non-swelling is not uncommon. We have installed a number of completions in wells that were originally completed with swellables and failed.

TAM International: The packer selection is based on what is to be achieved over the life of the well. Pressure, temperature and corrosive fluid requirements are critical to the selection of the correct packer. Packer selection should also minimize the risk involved while providing the best solution for the customer, both short-term and long-term.

Tendeka: When instant setting is required, swellable packers are excluded. This might also be the case in extreme environments as high temp / high pressure gas wells and super shallow arctic wells.

Optimum packer selection is often based on the number of isolation points required. As the number increases, the installation complexity of inflatable packers might make the risk and cost too high, and swellable packers provides the added benefit of simplicity in the deployment and installation.

What are the key advantages of the various types of packers?

Baker Hughes: Swellable packers offer the most operationally efficient solution to annular isolation; however, wellbore fluid composition and required swell % must be carefully considered when designing a swellable solution. Inflatable packers have the capability to expand significantly further than swellable or mechanical packers, but require an added degree of operational complexity. Mechanical packers are a viable alternative to swellable or inflatable packers in that they are not as sensitive to wellbore conditions like temperature and fluids, and can be set in a variety of ways such as hydraulically or mechanically with an inner string.

Permanent packers are typically the most reliable option for extreme and hostile conditions. However, removal

заканчивания скважин и скважинные флюиды обуславливают, какой тип разбухающего эластомера будет использоваться. Мы поставляем разбухающие пакеры, активируемые водой и активируемые нефтью. Наиболее частое использование разбухающих эластомеров, активируемых нефтью, наблюдается там, где при зональной изоляции на эластомер будет воздействовать нефть, но они также используются, когда бурение производится с использованием буровых растворов на нефтяной основе или синтетических буровых растворов. Пакеры, разбухающие под воздействием воды обычно используются в нагнетательных скважинах, при бурении с буровым раствором на водной основе, в геотермических сферах применения, а также при нагнетании пара или гравитационном дренировании с закачиванием пара (SAGD). Если тип скважинных флюидов неизвестен, может быть разработан гибридный эластомер, разбухающий как в воде, так и в нефти.

Tendeka: Tendeka является лидером на рынке разбухающих водных пакеров и предлагает высокоэффективные нефтяные разбухающие пакеры, обеспечивающие экономически эффективную эксплуатацию в большинстве различных областей применения. На сегодняшний день во всём мире Tendeka установила более 8000 пакеров и не получила ни одной претензии.

Пакеры (водные и нефтяные) подбираются для той среды, в которой будет проходить их эксплуатация, так, например, для водонагнетательных скважин используется водный пакер, для эксплуатационных скважин используются и водный, и нефтяной. Водный пакер используется для остановки перемещения воды между производящими участками (разобщение), а для комплексных решений используется сочетание обоих – водного и нефтяного пакеров.

Альтернативная стратегия выбора между водным и нефтяным пакером основана на типе бурового раствора, который будет использоваться в колонне. Так например, при добычи сланцевого газа, где достаточно времени для разбухания до проведения мероприятий по разрыву пласта, деньги можно сэкономить за счёт использования водных разбухающих эластомеров в сочетании с дешёвым буровым раствором на водной основе, таким образом сохранив эквивалентное количество дорогого дизеля / нефтепродукции.

Tendeka предлагает активируемые водой или нефтью разбухающие пакеры для использования в условиях высокого давления свыше 10,000 psi (680 ATM).

of permanents involves milling operations. In general permanents offer simplicity and less moving parts. Since permanents do not have a retrieval mechanism, these have a larger internal diameter and better performance (pressure and load) envelopes than retrievable packers.

The retrievable option offers flexibility and lower cost especially when the removal is anticipated in the short term, or repeatedly in the life of the well. In general the ability to retrieve is at the expense of lower performance envelope (differential pressure and load ratings) and reliability. However, these have improved dramatically in recent years. Some of the current retrievable designs actually rival permanent packer performance in some size ranges. Despite performance enhancements, retrievable packer models can still dictate limitations in their internal diameter specifications, associated with the internal bypass and retrieval mechanisms.

Mechanically activated packers, like inflatable packers, give a positive indication that the packer has been activated by evaluating the pressures and volumes used during setting of the packer(s). As noted, there is no need to wait for the packer to swell, and the packer can be designed to work in any fluid environment equally well. These packers however do require activation from surface, and may require additional rig time for the activation, depending on their design. Swellable packers do not require actions from surface, thus potentially saving on rig time. Additionally, the swellable packer can also be used for situations where later in the life of the operation, wellbore fluids migrate to other areas of the well because of seal failures elsewhere in the well. These can be brought on by changes in wellbore stresses resulting in loss of seal integrity from cement or other materials in the well.

Halliburton: Permanent packers typically have a simple design that can be set on wireline, slickline, coiled tubing, or jointed pipe and can only be removed from a well by milling. Retrievable packers come in a range of designs that vary the setting method (wireline, mechanical, hydraulic, and hydrostatic). These can be retrieved from the well and typically are a more complicated design. Swellpacker systems are a very simply designed packer that will swell in the presence of a fluid and will conform to the environment that it is set in.

Packers Plus: The advantages of mechanical packers in stimulation applications has been outlined in previous answers. For lower pressure differential screen applications where there is no tubing integrity, swellables can be a good fit as they can be run in and left to swell assuming the well conditions, primarily temperature, are right. It should be noted though, that it is still possible to

Пакеры:**Каковы ключевые различия при выборе операторами гидравлических или разбухающих пакеров?**

Бейкер Хьюз: Разбухающие пакеры – технология более эффективная по стоимости и менее сложная с операционной точки зрения, нежели пакеры гидравлического действия. Однако гидравлические пакеры имеют большую область применения, когда речь идет о скважинах с неправильной и размытой геометрией. Кроме того, пакеры, наполняемые цементом, могут быть использованы при более высоких температурах, чем большинство разбухающих пакеров. Еще одно преимущество гидравлических пакеров в том, что они имеют большую степень расширения, таким образом, позволяя максимизировать свободное пространство при их спуске в скважину.

Разбухающий пакер – это короткое соединение обсадочной трубы, покрытое эластомером, разбухающим при контакте с водой или нефтью и создающим уплотнение. Преимущество разбухающих пакеров в том, что не требуется подача давления или манипуляция трубами для его установки, что делает ее простой и прямолинейной.

do the same application with mechanical packers if an inner string is used for setting them. We have performed such operations on a number of occasions in South America.

There are other packer types such as inflatable and metal sealing, but these have minimal installation history and customers typically only talk in terms of mechanical and swellable.

Mechanical packers will always be more robust in terms of performance than swellables, but depending on the application, one may be more suitable than the other. This goes for any piece of equipment that gets installed down a well.

TAM International: You can write a small book on this. If large anchoring forces are required, then a mechanical packer is the only option. If there are restrictions that the packer must pass through, then an inflatable packer is the way to go. If there are no restrictions and no anchoring required, swellable packers are the answer. The following is a more detailed comparison of inflatable and swellable packers.

Inflatable Packer:

» Provide a high or low pressure seal to either the casing



What price for reliability?



Centek's centralisers
offer total Peace of Mind:

- No failures
- No fishing
- No breakages
- No stuck in hole
- No start or running forces
- Get full equipment returns if pipe is pulled
- Improves the cement job
- Extends well life
- Saves money

 Centek

+44(0)1626 337636
www.centekltd.co.uk



Гидравлические пакеры можно назвать “активными” пакерами, устанавливаемыми при подаче давления с поверхности. Эти пакеры устанавливаются сразу и не требуют времени для разбухания эластомера и формирования уплотнения. Разбухающие пакеры могут считаться более “пассивными” в том смысле, что не предполагают каких-либо действий с поверхности для их активации. Использоваться может любая из систем, в зависимости от конкретных скважинных условий.

Halliburton: Гидравлические пакеры активируются с использованием давления, подающегося по колонне насосно-компрессорных труб, иницируя пакер и позволяя добиться желаемого уплотнения. Общая длина уплотнения обычно фиксирована и один пакер может быть использован для скважин различной длины. Разбухающие пакеры активируются присутствием разбухающей жидкости и соответствуют секции необсаженной скважины. Они могут быть разработаны для специфических скважинных условий и иметь различную длину и внешний диаметр эластомера, чтобы выдерживать необходимый перепад давления для конкретной скважины.

Packers Plus: Я уже затрагивал эту тему в предыдущем ответе относительно проектирования с учетом целей применения, но, по моему мнению, разбухающие пакеры изначально разработаны для условий низких перепадов давления и постоянных температур, где скорость их посадки не критична. Большинство скважин в России, как и в Северной Америке и Канаде, требуют проведения мероприятий по интенсификации добычи. Испытания показали, что быстрое охлаждение во время проведения ГРП (закачкой жидкости разрыва с поверхности, при использовании максимального давления), может привести к тому, что разбухающий пакер сожмется до такой степени, что его уплотняющие функции сойдут на нет. В техническом отчете, посвященном этой теме, указывалось, что “сокращение приведет к падению давления внутреннего элемента; в конечном итоге это приведет к физическому сокращению, а уплотнение давлением будет утеряно” (Эверс и др., 2009 – ОТС 20159). В связи с этим при проведении мероприятий по интенсификации добычи чаще всего используются именно механические пакеры.

Еще один фактор это время. Разбухающие пакеры полностью активируются в лучшем случае за неделю. Это на целую неделю дольше, чем при использовании механических пакеров и, как следствие, на неделю позже скважина вводится в добычу. Одна неделя для одной скважины это не так уж и долго, но для

or formation depending on the parameters of the well construction or formation.

- » Provide an instantaneous seal for supporting a cement column
- » Provide an instantaneous seal for isolating gas, to prevent gas cut cement.
- » Provides a barrier to prevent gas channelling behind the cement and casing, and micro annulus between casing and cement.
- » Conforms to irregular shaped bore holes.

Swellable Packers:

- » Provide seal lengths from 1ft – 20ft (standard) and custom lengths.
- » Low risk involved in installation.
- » Offered in oil, water, or a combination of both swellable elastomers.
- » 200% usable volume expansion.
- » Offered with Smart/Intelligent feed thru capability.
- » Conforms to irregular shaped bore holes.

Tendeka: *Short slip-on style swell packers*

- » Cost effective and a high number of isolation points in long horizontal wells
- » Allows for use of customer pipe – reducing cost
- » Long term sealing integrity

Long pipe mounted swell packers

- » High pressure differential
- » Shale gas – multi-zone frac
- » Long term sealing integrity

Conventional inflatable packers (external casing packers)

- » Stage cementing
- » High expansion ratio
- » Inert during installation

Thru-tubing inflates

- » Ultra high expansion ratio
- » Sometimes only option available

Plugs:

What applications are your plugs designed for?

Baker Hughes: Baker Hughes offers a variety of different plugs that provide flow and well control such as well suspension, barrier, blanking plugs, check valves and bridge plugs. Our plugs are also for testing production tubing string and setting hydraulic set packers.

Baker Hughes also offers a full range of bridge plugs that manufactured from high strength composite materials that makes the drill out and removal from the wellbore much faster and efficient. These types

тысяч скважин в России, пробуренных, законченных и подвергнутых интенсификации, это складывается в очень значительные цифры потерянной добычи. В случае с механическими пакерами ждать не приходится т.к. они активируются гидравлически сразу после спуска компоновки.

TAM International: Все сильно зависит от области применения, если пакер будет использоваться там, где необходима моментальная изоляция, например при ступенчатом цементировании, пневматическом бурении, изоляции зон потери циркуляции, предотвращении газирования цемента или критической зональной изоляции цементом, в этих случаях лучше использовать гидравлический пакер.

Если существуют сильные перепады температур или предполагается высокое давление, либо ведется заканчивание необсаженной скважины, требующее изоляции пластов, уплотнение сопряжений в разветвленных скважинах, вторичное уплотнение головки хвостовика, предотвращение микрокольцевых зон при цементировании, в этих случаях предпочтительнее использование разбухающих пакеров.

Как гидравлические, так и разбухающие пакеры могут использоваться в схожих сферах применения, но и те, и другие, имеют определенные ограничения. Разбухающий пакер предполагает меньший риск при использовании в скважинах с поврежденной обсадкой; если при спуске порвется резина, ситуация исправится сама по себе. Если же при спуске гидравлического пакера произойдет порез, его невозможно будет надуть. При использовании гидравлического пакера, изменение давления укажет на то, что пакер установился и выполняет свои изолирующие функции; при использовании разбухающих пакеров такой реакции не существует. Разбухающие пакеры, как правило, требуют несколько дней для разбухания и создания изолирующего уплотнения; гидравлические же пакеры позволяют избежать потерь рабочего времени на изоляцию.

Tendeka: Надувные пакеры имеют гидравлически активируемый механизм, измеряющий жидкость, поступающую в надувную камеру. Как только достигается определенное давление, срабатывает клапанный механизм и удерживает надувную жидкость внутри камеры. Так, надувные пакеры очень употребительны, когда необходима немедленная изоляция, например на этапе цементирования. Места применения, где требуется большое расширение, больше 2 дюймов. Для

of bridge plugs are often utilized to enable multiple stage fracturing operations in a single wellbore. They provide a high pressure barrier between each of the perforation intervals and multiple plugs can be easily removed from the wellbore through a single milling operation.

Halliburton: Bridge / Frac Plugs are designed to either provide short or long term isolation in a well. They are set a variety of ways in a variety of casing sizes and can be permanent, retrievable, or drillable. The most common application for plugs is in cementing and fracturing operations.

TAM International: TAM plugs can be used in every aspect in the life of the well for both open hole or cased hole applications, as well as temporary or permanent applications. They can be deployed by slick-line, wireline, coil tubing or work string.

What are the most commonly run plugs in Russia and what is the most common means for setting?

Baker Hughes: A variety of different plugs are currently being used in Russia to accommodate various applications. Slick line deployed plugs are set into seating nipples to provide flow control and pressure testing operations while many tubing and drill pipe deployed bridge plugs are being utilized for both permanent and temporary well abandonments.

Halliburton: The most commonly run plugs in Russia are the drillable product lines and are usually set using a mechanical setting tool run on tubing.

TAM International: Inflatable bridge plugs that TAM provides are our 425-SS-01 Single Set Bridge Plug with a slat style element. It is used to run thru casing restrictions, set in the casing to isolate water production from below.

How do you activate and remove your plug?

Baker Hughes: These can be deployed and removed via wireline. The plugs is typically connected to a lock mandrel which lands and sets in a nipple profile in the completion string. This can also be deployed/removed with an overshot and land in a packer. Plugs can also be set anywhere in the tubing by using a packer/plug combination (i.e. No profile required plugs, etc.) which is deployed with electric line, slick line or coil tubing and retrieved on slick line.

Halliburton: Bridge Plugs are designed for retrievable, permanent, and drillable applications. The plugs can be

спуска в стволы меньшего диаметра, так же лучше использовать надувные пакеры, чем разбухающие.

Разбухающие пакеры не требуют гидравлического давления для их активации, что упрощает процесс установки. Простота системы сокращает время буровых работ и риск спуска внутренних колонн малого диаметра и приводимых в действие давлением сложных систем. Отсутствие клапанных механизмов и возможных путей утечки так же делает разбухающие пакеры более надёжным долгосрочным решением для целостности цементирования и в различном применении для выработки продукции.

Следовательно можно утверждать, что надувные пакеры «нашли нишу» в поэтапном цементировании и в применении при необходимости больших расширений. Сюда нужно причислить и внутритрубные пробки-мосты, где разбухающие пакеры не могут конкурировать, таким же образом как и разбухающие пакеры имеют огромное значение в изоляции продуктивного интервала, благодаря простоте и долговечности.

На рынке появляются гибриды разбухающих и механических / надуваемых систем для содействия большому расширению и удержанию жидкости внутри камеры. Когда разбухающее средство не присутствует, как, например, в газовой скважине, гибридные пакеры (разбухающий элемент внутри камеры) гарантируют лучшее из лучших решений. Однако, бурение большого диаметра и высокая стоимость, вероятнее всего, ограничат их популярность.

Учитывая условия работы на скважине, как выбор пакеров помогает при заканчивании скважин?

Бейкер Хьюз: Как разбухающие, так и гидравлические пакеры увеличили целесообразность заканчивания нецементируемых необсаженных скважин. Данный метод позволяет избежать высокочрезвычайных цементирования и перфорации и ограничивает потенциальные производственные потери, связанные с повреждением ствола скважины при цементировании. Кроме того, любая из этих технологий может быть использована как позитивный аспект для изоляции при заканчивании без цементирования для контроля нежелательного производства в будущем.

Большое влияние на выбор эксплуатационного пакера имеют скважинные условия, включая давление, температуру, затрубную жидкость для заканчивания, производимые жидкости

set by any method currently used by industry (wireline, slickline, coiled tubing, mechanically, hydraulically), and can be removed from the well any of the industry accepted methods.

TAM International: Typically our plugs are run on a work string or coil tubing. Our bridge plugs are pressure actuated by pumping a ball down to the tool, which seats in a choke and allows the pressure to be increased to a pre-determined pressure setting. Once the inflation pressure is achieved, the set sleeve shears and locks the pressure into the element. At this point, the pressure can be increased and the work string hydraulically disconnected (by rotation or straight pull) from the bridge plug. An optional mechanical release On/Off tool can be used to release from the bridge plug. For temporary bridge plugs, once the purpose of the operation is achieved, a retrieval mechanism can be run to unset the bridge plug and remove it out of hole. TAM also has wireline setting capability if required.



Picture courtesy of Centek

Centralizers:

Looking at the tragic accident in the Gulf of Mexico, centralizers were highlighted as a key device to aid in ensuring a proper cement bond. How is this achieved?

Baker Hughes: Centralization is obtained through the proper selection and use of centralizers on the casing string. The centralizers are specifically designed for particular pipe and hole size configurations to provide stand off from the formation, thus allowing proper cement placement. There are several types of centralizers available for different applications, from bow spring to rigid, solid centralizers.

Centek: Choosing centralizers should not be a trade-off between costs and well safety. It is vital to use the

(в коррозивных условиях) и темпы добычи. Скважинные условия определяют металлургию и выбор уплотнительного (эластомерного) элемента. Неизвлекаемые пакеры обычно используются в скважинах высокой производительности (т.е. в скважинах высокого давления и высокой температуры) и устанавливаются они на каротажном кабеле при помощи гидравлического устанавливающего инструмента либо через подачу гидравлического давления. Неизвлекаемые пакеры удаляются расфрезеровкой. Извлекаемые пакеры обычно связаны со скважинами низкого давления и устанавливаются по кабелю, гидравлическим давлением или манипуляциями НКТ. Удаляются они обычно манипуляцией НКТ. Тем не менее, сегодняшние извлекаемые или съемные пакеры имеют почти такие же эксплуатационные характеристики, что и неизвлекаемые пакеры. Правильный выбор пакера позволит сэкономить время и средства в течение всего срока эксплуатации скважины и помогают предотвратить высокочрезвычайный ремонт в будущем. Некоторые из наиболее важных аспектов, которые необходимо принимать во внимание при выборе пакера включают тип скважины (новая, переведенная, газовая, нефтяная, механизированной добычи, нагнетательная, одиночная, двойная, горизонтальная, разветвленная и т.д.), а также будущие

right number of good quality and reliable centralizers. The most important aspect of centralization is to choose the best equipment for the intended application. Smaller, undersized to bore hole units, allow irregular fluid flow paths to occur. Oversized centralizers simply create drag issues from the first unit down the hole. Gauge units create the optimum solution as they enhance both RIH and stand-off. The key aspect to a superior cement job is stand-off. Stand-off dictates fluid regimes; cement isolation, drag concerns and rotational forces. Units must be flexible to absorb the down hole forces applied to casing/tubing so that bridging is minimized yet stand-off is retained. Good well clean out is essential to good bonding, again, if the pipe lies on the low side this will not be achieved.

In what applications should centralizers be utilized?

Baker Hughes: Centralization is essential where a wellbore seal is required. Without proper centralization, cement cannot be circulated completely around the casing, and the potential of leaving a mud channel, and thus a flow path, is increased. The degree of centralization will depend on wellbore configuration and should be individually designed for each well.



Радialное бурение является эффективным методом повышения нефтеотдачи существующих нефтяных и газовых скважин. В горизонтальной плоскости в стороны от основного ствола формируются боковые стволы длиной до 100 м, которые создают дополнительные каналы для притока жидкости, а также позволяют проводить химические обработки, ГРП и закачку пара. Компания RDS — мировой лидер в радиальном бурении — пробурела более 5000 боковых стволов с использованием собственной запатентованной технологии.

Radial Drilling is an efficient method to optimize production in existing oil and gas wells. 100 meter laterals extend horizontally from the well bore to create permeability channels for enhanced production and can be used as conduits for chemical treatments, fracs, and steam injection. With over 5,000 laterals jetted with its patented technology, RDS is the world leader in Radial Drilling.

Wellheads
Wells
Laterals
Oil

Radial Drilling Services, Inc.
4921 Spring Cypress Rd | Spring, Texas 77379, USA
office: +1 (281) 374-7507 fax: +1 (281) 374-7509
www.radialdrilling.com

Рэйдиал Дриллинг Сервисез Инк.
Россия, Татарстан, 423450, г. Альметьевск, ул. Шевченко 48
tel: +7 (8553) 300 058, 300 996 fax: +7 (8553) 300 056, 300 994
www.radialdrilling.ru

скважинные мероприятия (интенсификация, кислотная обработка и т.п.).

Правильно установленный пакер (или пакеры) обеспечивает инженеру по заканчиванию скважин большую уверенность в том, что используемые жидкости для заканчивания попадут в желаемую зону скважины. Пакеры позволяют обеспечить изоляцию различных зон ствола и могут сократить риск перехода жидкостей между разными секциями ствола.

Halliburton: Пакеры используются для зональной изоляции в открытых или обсаженных скважинах, они критически необходимы для обеспечения безопасной и эффективной добычи из скважины, поскольку являются очень важной частью процесса заканчивания скважины. Понимание возможностей пакеров, необходимого процесса их установки и как в целом это влияет на общий процесс заканчивания скважин позволит выбрать подходящий тип пакера для заканчивания конкретной скважины.

Packers Plus: Выбор пакера – ключевой фактор, определяющий сможете ли вы спустить компоновку до забоя или нет. Так, разбухающие пакеры обычно длиннее механических (10-30 футов против пяти). Многостадийная обработка по своей природе требует использования множества пакеров. В настоящее время в России обычно проводят 5 стадий (используя 5-6 пакеров), но пройдет не так много времени и будут использовать 10, 15 и скорее всего, много больше пакеров, чем сейчас – ведь именно по такому пути шли американский и канадский рынки. Мы недавно установили 47 пакеров в одном открытом стволе и скоро будем устанавливать еще больше. Учитывая риск затяжек/прихватов инструмента, связанных с кривизной скважин, просто невозможно осуществить большое количество стадий при использовании разбухающих пакеров. В случае если спуск компоновки замедлится вследствие механических причин или перепадов давления, возникает риск преждевременного разбухания пакеров, что приведет к необходимости подъема компоновки, если буровая установка вообще сможет сорвать пакеры. Преждевременное разбухание или не полное разбухание пакеров – совсем не редкое явление. Нам приходилось спускать компоновки в скважины, в которых до этого предпринимались неудачные попытки их заканчивания компоновками, оборудованными разбухающими пакерами.

TAM International: Выбор пакера зависит от того, чего мы стремимся достичь на протяжении срока эксплуатации скважины. Для правильного выбора пакера, критически необходимо понимать условия

Centek: In line with oil industry guidelines and Russia's GOST requirements, centralizers should be used in every section of the well and whenever casing, tubing, and completions are run. A centralizer should be used in all well types, as pipe will always lie on the bore wall even in a vertical well. Horizontal applications are critical, as here the pipe has to be pushed into the well. Lack of centralizers in this case means the tubular goods would create a high resistance to movement which centralizers will dramatically reduce. The likelihood of bridging is increased and the cement job will be compromised as the fluid will take the easiest route. Solid type units, whose stand-off is already impaired, also create this effect. Oversized units in the horizontal create too much drag and damage easily. Applications, for all well designs, require a good understanding of centralizers to achieve the desired end result.

What are the main benefits of centralizers?

Baker Hughes: Centralizers serve to keep the casing away from the formation wall and move the casing to the center of the wellbore, allowing for improved placement of the cement sheath. Care must be exercised in the selection of the type and location of the centralizers to assure the casing is properly centered in the well, while allowing the casing string to be lowered into the well. Sophisticated models are available to predict centralization in the well as well as the forces exerted by the centralizers while the casing is being lowered into the well.

Centek: A centralizer is an aid to getting tubular goods or completion systems to the desired position in the well. They act as a bearing, and the main objectives are to keep the pipe off the bore wall at all times. Gauge units achieve the best results for any well application. Centralizers are also designed to ensure good well cleanout, but, most importantly, to ensure good zonal isolation and to bond to the formation. They should not be oversized as this creates drag nor should they be undersized as this reduces the stand-off ratios. Centralizers need to absorb mainly lateral loads caused by inclination and azimuth well changes. Robust and high restoring force units are far superior as they also allow for flexibility in the well. Units should also be strong enough so as not to break or be damaged should casings have to be pulled out of the well.

Sand Control:

What are the most common types of sand control used in Russia?

Baker Hughes: Most wells in Russia have very limited

температуры, давления и коррозионных жидкостей. Выбор пакера также должен способствовать минимизации всех сопутствующих рисков, при этом клиенту необходимо предоставить наилучший выбор как на ближайшее время, так и в долгосрочном периоде.

Tendeka: Когда необходима быстрая установка, использование разбухающих пакеров исключено. Это может быть и в случае чрезвычайных условий, таких как газовые скважины с высокими температурами или высоким давлением, и арктических скважин на мелководье.

Оптимальный выбор пакера часто основан на требуемом количестве изолируемых точек. С увеличением их числа, сложность установки надувных пакеров может высоко увеличить риск и стоимость, а разбухающие пакеры обеспечивают дополнительную выгоду в простоте применения и установки.

Каковы ключевые преимущества ваших пакеров?

Бейкер Хьюз: Разбухающие пакеры предлагают наиболее операционно эффективное решение по изоляции затрубного пространства; однако

sand control provision incorporated into the well design and this can lead to premature completion failure or reduced pump run life. Many wells in Russia have been completed with a slotted liner or a stand-alone screen assembly, and while both are very economical techniques, they typical do not provide adequate sand control for an extended period of time. We are now seeing more operators explore the benefits of gravel packing techniques and how it can provide a longer term sand control solution for their projects. Baker Hughes has recently been awarded an offshore project in Russia where we will be providing gravel pack equipment and services.

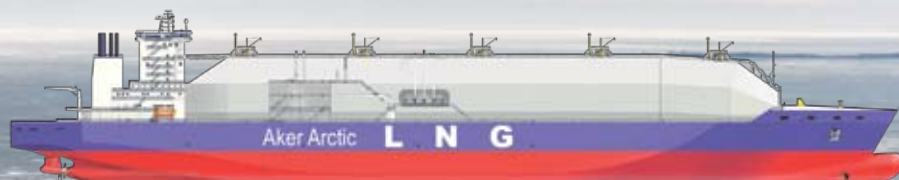
Halliburton: Currently companies are running slotted liners in an attempt to prevent sand influx during the production. There is also an increased interest in screens that can be run to help in preventing sand production.

Tendeka: The most common types of sand control depends on the well types; i.e horizontal, deviated or vertical wells. With the increased popularity of horizontal wells, simple slotted liner deployments have gained a lot of popularity. The simplicity of landing a slotted liner into a horizontal wellbore seems like a very good option for a low cost solution to prevent the bore hole

Акер Арктик использует ледовую опытовую лабораторию в Хельсинки, Финляндия.



Aker Arctic



Партнер в ледовых технологиях

За последнее время ряд транспортных судов по проектам Акер Арктик поступил с верфей, включая первые в мире арктические челночные танкеры для экспорта нефти с терминала Варандей, и платформы «Приразломная». Новая концепция судна «двойного действия» (патент Акер Арктик) представляет собой экологически приемлемое решение для чувствительных арктических вод.

Aker Arctic Technology Inc
Merenkulkijankatu 6
FI-00980 HELSINKI,
Finland

Tel.: +358 10 670 2000
Fax: +358 10 670 2527
www.akerarctic.fi
info@akerarctic.fi

следует тщательно выбирать состав скважинной жидкости и требуемый % разбухания при составлении раствора. Гидравлические пакеры могут расширяться значительно больше по сравнению с механическими или разбухающими пакерами, но представляют значительно более высокую степень эксплуатационной сложности. Механические пакеры являются хорошей альтернативой разбухающим или гидравлическим пакерам в том смысле, что они не настолько чувствительны к скважинным условиям, таким как температура или жидкости, и могут устанавливаться различными способами, гидравлически или механически через буровые трубы.

Неизвлекаемые пакеры считаются более надежным решением для эстремальных и агрессивных сред. Однако извлечение предполагает фрезеровочные работы. В общем, неизвлекаемые пакеры предлагают простоту установки и меньшее количество движимых элементов. Поскольку неизвлекаемые пакеры не имеют механизма извлечения, они имеют больший внутренний диаметр и предполагают большую зону досягаемости (по нагрузке и давлению) по сравнению с извлекаемыми пакерами.

Извлекаемые пакеры предоставляют гибкость и меньшую стоимость, особенно когда ожидается скорое или же многократное извлечение их из скважины в течение цикла ее эксплуатации. Возможность извлечения достигается в ущерб размерам зоны досягаемости (дифференциального давления и номинальной нагрузки) и надежности. Тем не менее, в последние годы этот тип пакеров значительно улучшил свои эксплуатационные характеристики. Некоторые из существующих сегодня извлекаемых конструкций действительно могут соперничать по производственным показателям при использовании в определенном диапазоне размеров с неизвлекаемыми пакерами. Не смотря на улучшение эксплуатационных характеристик, извлекаемые модели все еще имеют определенные ограничения по спецификациям внутреннего диаметра, связанные с внутренним байпасом и механизмами извлечения.

Механически активируемые пакеры, как и гидравлические пакеры, дают позитивное представление о том, что пакер активировался посредством оценки давления и объемов использования во время установки пакера (пакеров). Как указывалось раньше, отсутствует необходимость ждать, пока пакер разбухнет, а также пакер может быть разработан для одинаково успешного использования в любой жидкостной среде. Но эти

collapsing, but this carries inherent risks associated with corrosion, lack of lateral isolation and the inherent onset of water production causing loss of sand control. Higher end solutions, such as open hole gravel packing, premium sand screens, inflow control screens, and compartmentalization are improvements over the traditional "slotted liner" methods.

Frac-packing and expandable screen solutions are also deployed in more conventional wells in a smaller scale due to their inherent cost and infrastructure requirements.

What problems can a loss of sand control cause to the well, equipment and to production?

Baker Hughes: The lack of adequate sand control in a well can lead to many problems throughout the well life. The accumulation in surface equipment is common if the production velocity is great enough to carry sand up the tubing, the sand may become trapped in the separator, heater treater, or production pipeline resulting in the need to shut-in the well and clean out.

Sand can also accumulate downhole if the production velocity is not great enough to carry sand to the surface, the sand may bridge off in the tubing or fall and begin to fill the inside of the casing. Eventually, the producing interval may be completely covered with sand. In either case, the production rate will decline until the well becomes "sanded up" and production ceases resulting in the need for remedial operations.

The loss of sand control in a well can also result in the erosion of downhole and surface equipment in highly productive wells where fluids flowing at a high velocity and carrying sand can produce excessive erosion of both downhole and surface equipment leading to frequent maintenance to replace the damaged equipment. For some equipment failures, a rig assisted workover may be required to repair the damage.

The lack of sand control can also cause the collapse of the formation resulting in large volumes of sand to be carried out of the formation with produced fluid. If the rate of sand production is great enough and continues for a sufficient period of time, an empty area or void will develop behind the casing that will continue to grow larger as more sand is produced. When the void becomes large enough, the overlying shale or formation sand above the void may collapse into the void due to a lack of material to provide support. When this collapse occurs, the sand grains rearrange themselves to create a lower permeability than originally existed. In most cases, continued long term production of formation sand will usually decrease the

пакеры требуют активации с поверхности и могут нуждаться в дополнительных затратах времени бурения для их активации, в зависимости от их конструкции. Разбухающие пакеры не требуют каких-либо действий с поверхности, потенциально экономя время бурения. Кроме того, разбухающий пакер может также быть использован в ситуациях, когда на более поздних стадиях эксплуатации скважины, скважинные жидкости мигрируют в другие участки скважины из-за каких-либо нарушений герметичности на прочих ее участках. Это может быть вызвано изменениями нагрузки в стволе, приводящими к потере целостности уплотнения из-за цемента или других скважинных материалов.

Halliburton: Перманентные пакеры обычно имеют более простую конструкцию и могут быть установлены на кабеле, канате, ГНКТ или разборной трубе и могут быть извлечены из скважины только фрезерованием. Существует множество конструкций извлекаемых пакеров, в зависимости от типа установки (канатные, механические, гидравлические и гидростатические). Они могут извлекаться из скважины и обычно имеют более сложную конструкцию. Системы Swellpacker – пакер очень простой конструкции, разбухающий в присутствии жидкости и принимающий форму среды, в которой он установлен.

Packers Plus: Преимущества механических пакеров в условиях интенсификации скважин уже рассматривались в предыдущих ответах. Для использования в условиях низких перепадов давления для изоляции негерметичностей, разбухающие пакеры могут хорошо себя показать, поскольку они могут спускаться и оставаться в скважине для разбухания, при условии что скважинные условия, в частности температура, подходят для этого. Стоит, однако, заметить, что того же эффекта можно добиться с использованием механических пакеров в случае их спуска на бурильной трубе или НКТ. Мы проводили такие операции на нескольких месторождениях в Южной Америке.

Существуют также другие типы пакеров, такие как надувные пакеры и пакеры с металлическим уплотнением, но они мало где устанавливались и поэтому клиенты обычно говорят только о механических и разбухающих пакерах.

Механические пакеры всегда будут более надежными в смысле их эксплуатационных качеств, нежели разбухающие, но в зависимости от целей их применения, в конкретных случаях одни могут быть более подходящими, нежели другие. Это же касается и любого другого внутрискважинного оборудования.

well's productivity and ultimate recovery. The collapse of the formation is particularly important if the formation material fills or partially fills the perforation tunnels. Even a small amount of formation material filling the perforation tunnels will lead to a significant increase in pressure drop across the formation near the well bore for a given flow rate.

Halliburton: In reservoirs where sand influx is an issue, it is necessary to control the sand down hole to prevent damage to the completion and surface equipment used. If this is not performed properly, sand will enter the well and cause problems with the equipment's functionality and possibly eliminate production all together. The production rate will determine how fast the sand enters the well and the time to failure. The extent of damage can be as serious as erosion of equipment to failure (and possibly uncontrolled release) or as limited to sand building up down hole preventing production.

Tendeka: Loss of sand control is not necessarily a catastrophic event depending on the tubulars and surface equipment's ability to handle the produced sand. In heavy oil, producing sand is sometimes associated with an increase in productivity and may be a positive artefact. However, in conventional wells, sand production can cause failure of artificial lift equipment such as electric submersible pump's (ESP's). Surface equipment erosion in gas wells may prove an operational hazard and in oil wells, sloughing of sand into the wellbore can cause complete loss of production from the lower zones. In horizontal wells, sand production may not be seen on the surface due to the duning of the sand, but a total loss of production or limited production may be a common outcome. In general, it is always better to limit any form of sand production than allowing for unconstrained production, hence the term sand control.

There are a wide range of sand control solutions available. How do you select the best available option?

Baker Hughes: Numerous techniques are available for dealing with sand production from wells. These range from simple changes in operating practices to gravel packing/frac packing. The sand control method selected depends on site specific conditions, operating practices and economic considerations. Baker Hughes provides the full portfolio of sand exclusion techniques including stand-alone screens with and without Inflow Control Devices (Equalizer), gravel and frac packing (including associated pressure pumping services), oriented perforating, expandable screens and more recently, GeoFORM

TAM International: Об этом можно написать целую книгу. Если необходимы большие анкерные силы, единственным выходом будут механические пакеры. Если есть ограничения по проходимости, следует воспользоваться надувным пакером. Если ограничений нет и анкерного крепления не требуется, разбухающие пакеры прекрасно подойдут. Более детальное сравнение гидравлических и разбухающих пакеров представлено ниже.

Гидравлический пакер:

- » Обеспечивает уплотнение высокого или низкого давления либо для обсадки, либо для пласта, в зависимости от параметров скважины или пласта.
- » Обеспечивает немедленное уплотнение для поддержания цементной колонны
- » Обеспечивает немедленное уплотнение для изолирования газа и предотвращения загазирования цемента
- » Создает барьер, предотвращающий образование газовых каналов за цементом и обсадкой, а также микрокольцевых зон между обсадкой и цементом.
- » Имеет возможность принимать неправильную форму ствола.

Разбухающий пакер:

- » Обеспечивает уплотнение длиной от 1 до 20 футов (стандартный) или заказной длины.
- » Низкий риск при установке.
- » Существует в нескольких вариантах – может активироваться нефтью, водой или иметь комбинацию обоих разбухающих эластомеров.
- » 200% полезного расширения в объеме.
- » Предлагается в варианте с умной/интеллектуальной пропускной способностью.
- » Принимает неправильную форму ствола.

Tendeka: *Короткие «надевающиеся» разбухающие пакеры*

- » Экономичные по затратам с высоким числом изолирующих точек в длинных горизонтальных скважинах
- » Возможность установки на трубах заказчика – уменьшенная стоимость
- » Долговечная целостность изоляции

Разбухающие пакеры устанавливаемые на длинные трубы

- » Высокий перепад давления
- » Сланцевый газ – многостадийный разрыв
- » Долговечная целостность изоляции

Общеизвестные надувные пакеры (внешние трубные пакеры)

- » Ступенчатое цементирование

Shaped Memory Polymer System. To select the most appropriate technique for any application it is important to thoroughly review each of these options with a Baker Hughes Sand Control representative.

Halliburton: Depending on the economics of a well, a viable solution can be selected depending upon the formation properties and the completion requirements for the well. Gravel pack completions and screens are solutions that have been employed globally with great success but can be a more costly solution due to the engineering and equipment that is required. The best approach for determining the proper technology is to discuss the well parameters and anticipated production with the service provider.

Tendeka: Typically, each reservoir and field development requires a unique approach to the sand control solution. For some fields, saving CapEx by operating wells below the sand free rate might be optimum, while in other fields there is no option but an initial sand control deployment. In cases where sand control is required initially, well positioning, cased versus open hole and required production rates are first and foremost in the field development plan. Following these decisions, a sand control solution can usually be devised. In summary, some examples of optimum sand control could be:

- » Multi zone frac-packing in cased hole (high rate wells in cased hole)
- » Horizontal inflow control screens with swellable packers (single horizon reservoirs)
- » Open hole horizontal gravel packing (shaly reservoirs)
- » Open hole vertical gravel packs (high rate gas wells)

Well bore clean out:

Why does well bore clean out aid a wells completion?

Baker Hughes: Wellbore Cleanout is the utilization of specially designed tools, chemicals and techniques necessary for removal of the debris from the wellbore that interfere with normal operations during the life of that well.

Wellbore cleaning operation cleans casing, tubing, BOP or riser ID, removes any debris at downhole or suspended in the wellbore, and assists fluid exchange.

Wellbore Cleanout provides insurance for completion and workover, reduces nonproductive time, and manages risks during completion installation and workover activity. In addition, it minimizes damage to reservoir and delayed production. The historic data have showed that more than 30% of non-productive time is linked to debris

- » Высокий коэффициент расширения
- » Неактивен в процессе установки

Трубно - компрессорные надувные

- » Сверхвысокий коэффициент расширения
- » Иногда единственно возможный вариант

Пробки:

Какова область использования разработанных вами пробок?

Бейкер Хьюз: Компания “Бейкер Хьюз” предлагает широкий спектр различных пробок, обеспечивающих регулирование потока и контроль скважины, включая подвески, переключки, заглушки, запорные клапаны и пробки-мосты. Наши пробки также используются для испытаний производственных НКТ и для установки пакеров гидравлического действия.

Также “Бейкер Хьюз” предлагает полный диапазон пробок-мостов, выполненных из высокопрочных композитных материалов, позволяющих значительно более быстрое и эффективное выбуривание и извлечение из ствола. Эти типы пробок-мостов часто используются для обеспечения операций многостадийного разрыва из единого ствола. Они обеспечивают барьер высокого давления между всеми интервалами перфорации и позволяют легко удалить много пробок из ствола за один рейс расфрезеровки.

Halliburton: Пробки Bridge/Frac разработаны для короткосрочной или долгосрочной изоляции в скважине. Они устанавливаются различными способами в обсадке различных размеров и бывают постоянные, извлекаемые или поддающиеся разбуриванию. Чаще всего пробки используются при операциях цементирования или гидроразрыва.

TAM International: Пробки TAM могут использоваться для всех аспектов эксплуатации как для обсаженных, так и для необсаженных скважин, а также как для временной, так и для постоянной установки. Они могут устанавливаться по тросу, по канату, колтюбингу или по спусковой колонне.

Какие пробки наиболее часто используются в России и каковы самые обычные схемы установки?

Бейкер Хьюз: Сегодня в России употребляется множество различных типов пробок для различных областей использования. Пробки, спускаемые по тросу, устанавливаются на посадочный патрубок

issues in the wellbore. According to the recent Welling Report, “Debris management in completions operation is a major concern for approximately 1/3rd of the operators surveyed and a minor concern for an additional 1/3rd of the operators.”

Halliburton: Wellbore preparation helps in ensuring that any debris or scale that may be in the well prior to running a completion is effectively removed. Completions will require the ability to manipulate tubing (for functioning of mechanical components) or apply hydraulic pressures in order to set or shift components. The presence of any scale, debris, or foreign objects can prevent this from happening and could potentially result in a costly work over. Application of wellbore cleanout tools will provide an “ideal” environment for running a completion.

How is this utilized in Russia?

Baker Hughes: Currently, the wellbore cleanout has been mainly used in Russia at the workover stage to clean the casing ID, remove downhole debris, and support fishing or casing exit works. The wellbore cleanout is also used at pre-completion stage to clean the wellbore and assist the fluid displacement.

The common wellbore cleanout tools used in Russia include casing scraper, casing brush, wellbore filter, downhole magnet, boot basket, VACS tool and circulation tools.

What advantages and savings do your wellbore clean out solutions bring?

Baker Hughes: Baker Hughes provides complete wellbore cleanup portfolio and services for all applications from low cost land to high end deep and ultra-deep water applications.

The Baker Hughes X-Treme Clean™ wellbore cleanup tools features non-rotating technology efficiently cleaning while minimizing potential damage to the casing or riser ID, high allowable rotational speed with a large total flow area offering more effective well cleaning and displacement. We have more than 2,500 jobs worldwide.

The BHI vectored annular cleaning system (VACS™) is leading in the industry effectively recovers debris at downhole in openhole or cased hole. The benefits include keeping debris from reaching to the surface equipment or suspended in the fluids, protecting debris sensitive equipment, minimizing impact to perforation and formation, and easy adapting to a variety of applications. It can be used in conjunction with other tools to perform wellbore cleaning and other operations such as packer retrieving in one trip, It is especial useful in the applications such as wells with low fluid level, wells with partial or total lost circulation, deep or deviated wells.

для обеспечения регулирования потока и для операций испытания давлением, а многие пробки-мосты, устанавливаемые через НКТ и буровые трубы используются как для постоянного закрытия, так и для временной консервации скважин.

Halliburton: Чаще всего в России используются поддающиеся разбуливанию пробки, устанавливаемые механическим инструментом, спускаемым по НКТ.

TAM International: Предлагаемые компанией TAM гидравлические пробки-мосты 425-SS-01 одноразового использования с элементом пластинчатого типа. Они используются для установки сквозь ограничения обсадки и установки в обсадке для изоляции притока воды снизу.

Как активируются и снимаются ваши пробки?

Бейкер Хьюз: Они могут устанавливаться и сниматься по канату. Обычно пробки соединяются с замочным шпинделем, который спускается и устанавливается на профиль патрубка в колонне заканчивания. Он также может быть опущен или снят овершотом и установлен на пакер. Пробки также могут устанавливаться в любой части НКТ при использовании комбинации пакер-пробка (т.е. пробки, не требующие профиля и т.д.), опускаются они по электрическому кабелю, тросу или колтюбингу, а извлекаются по тросу.

Halliburton: Пробки Bridge разрабатываются в извлекаемом, постоянном или поддающемся разбуливанию вариантах. Устанавливаться они могут любым из используемых в отрасли методов (на кабеле, канате, ГНКТ, механически или гидравлически), и могут извлекаться из скважины любым из методов, принятых в отрасли.

TAM International: Обычно наши пробки спускаются по спусковой колонне или колтюбингу. Наши пробки-мосты активируются давлением через закачку шара к инструменту, установленному на штуцере и позволяют нагнетать давление до предусмотренного заранее значения. После того, как требуемое давление наполнения достигнуто, установленный штуцер сдвигается и запирает давление в элементе. После этого, давление может быть увеличено, а рабочая колонна отсоединена (вращением или просто подъемом) от пробки-моста. Также для отсоединения пробки-моста может использоваться специальный прибор, поставляемый опционально. Для временных пробок-мостов, после достижения требуемого результата, для снятия пробки и ее извлечения, может



Lukasz Ostrowski: Baker Hughes

Lukasz Ostrowski is currently Baker Hughes Completion and Reservoir Development Services Marketing Director for Russia and CIS Region, located in Moscow. He holds a PhD in Petroleum Engineering from the University of Mining and Metallurgy - Krakow, Poland (1984). He began his career at the same university, afterward joining Preussag Oil & Gas AG as a gas-reservoir engineer in Hanover, Germany (1986). From 1987 to 1997, Ostrowski went on to work as a consultant then Managing Director for Golder Associates in several countries across Europe. In 1997, he joined Baker Hughes as a Manager for Testing Services - Eastern Hemisphere, relocating to Russia in 2003. Since 2006 Ostrowski has been teaching as an Honorary Professor of Technical University Clausthal (Germany). In 2009, he was named a Visiting Professor at the University of Mining and Metallurgy in Krakow. Ostrowski has authored more than 35 papers on reservoir engineering and completions for the Society of Petroleum Engineers and other publications.



Ryan Mattson: Halliburton

Ryan Mattson is a Technical Advisor with Halliburton International, Inc. Ryan is currently based in Moscow and has been working with Halliburton for six years.

Prior to coming to Russia, Ryan was based in Canada focusing on cased and openhole completions in North American markets, with a primary focus on horizontal openhole completions. Ryan graduated from the University of Alberta in Edmonton, Alberta, Canada with a BSc in Mechanical Engineering.



Paul Higginson: Packers Plus

Paul has 14 years experience in the oil and gas industry, having begun his career in the design office of Petroleum Engineering Services Ltd working with

Completions, Intervention and Intelligent Wells equipment. He has worked internationally in Europe, Africa, Asia and the Middle East in operational, project engineering and sales roles in the field of Intelligent Completions where he was exposed to a multitude of different technical environments. For the last 2-1/2 years he has been the focal point for Packers Plus in Europe and Russia focusing on Open Hole Multi Stage Fracturing Completion solutions.



Boris Lomakin: Tenaris

Boris Lomakin is part of Tenaris's Technical Sales team in Russia. He has a degree in Petroleum Engineering and Technical Interpretation from the Samara State Technical University. He has been with Tenaris for three and a half years. Mr. Lomakin is a Russian citizen.

запускаться съемный механизм. При необходимости, компания TAM может поставить пробки-мосты с возможностью установки по канату.



Picture courtesy of Centek

Центраторы:

Рассматривая трагический инцидент в Мексиканском заливе, центраторы называют ключевым приспособлением при заканчивании скважин и обеспечении прочной цементации. Как они работают?

Бейкер Хьюз: Центрирование достигается путем правильного выбора и использования центраторов обсадной колонны. Центраторы специально разрабатываются для конкретной конфигурации трубы и размеров скважины для обеспечения дистанции между колонной и породой, что позволяет обеспечить правильное цементирование. Существует несколько видов центраторов для различных областей использования, от пружинных до жестких цельных.

Centek: Выбор центраторов не должен сводиться к поискам компромисса между стоимостью и безопасностью работ на скважине. Использовать правильное количество надежных центраторов крайне необходимо. Самое важное в центрировании – выбрать лучшее оборудование для соответствующих прикладных задач. Использование неполномерных по отношению к скважинам приборов может привести к нерегулярному пути течения жидкостей. Центраторы завышенного габарита приводят к усилению страгивания буровой колонны уже после спуска первого снаряда. Приборы с датчиками являются оптимальным решением, т.к. они улучшают спуск в скважину и степень центрирования. Ключевой аспект хорошего цементирования – хорошая степень центрирования. Она задает режим течения жидкостей, цементную изоляцию, режим страгивания колонны и вращательное



Dr. Sergey A. Rekin: TMK-Premium Services

Dr. Sergey A. Rekin is the General Director of TMK-Premium Services. He is also a API and ISO (Russia) committee member, Chairman of the Subcommittee No.7 of the Technical Committee 357 GOST & author of 70 publications, 3 monographs and 7 inventions. Having been educated at the Sverdlovsk Suvorov Military School and the Kuibyshev Polytechnic Institute Dr Rekin joined Gazprom VNIIGAZ in 1999, and TMK in 2006. He currently works for the Premium Services division of TMK.



Cliff Berry: Centek

Cliff Berry's oilfield career started in 1977 with Halliburton in Brunei, Malaysia and Sarawak as a cementer and tool operator. He also worked offshore in the North Sea and Persian Gulf with Halliburton, leaving Halliburton as an MSO. He then worked for Diamond B (UK) Limited, a leading centraliser manufacturer in the mid 1980's. Cliff joined BJ Tubular Services as European Operations Manager working from the German office and successfully introduced BJ Tubular Services into Denmark, Hungary, and Holland in addition to growth in Germany. He joined Centek in 2001 as Sales and Marketing Manager responsible for worldwide sales..



John Stewart: TAM International

John Stewart began his career with Baker Production Services in Aberdeen in November 1982 as a trainee Well Test Engineer before transferring to Great Yarmouth in January 1983. John worked in the North Sea, Europe and Africa gaining experience of all types of wells and rig operations and progressed to Senior Well Test Engineer by the time he left Baker in 1985. John then joined Petrocon Production Services where he gained experience in wireline operations, cased hole and open hole DST operations onshore in the UK, Tunisia and the Southern North Sea. He progressed to the position of Operations Manager during which time the company was acquired by ERC and Simon Engineering. He joined Tam International in Aberdeen in 1994 as a Sales Engineer. John has been with Tam for over 17 years and is now the Sales Manager in the Aberdeen office, overseeing the sales for Europe, Africa, The Middle East, Russia and the former Soviet Union.



Malcolm Pitman: Tendekal

Malcolm Pitman, Vice President Europe, SSA and FSU has worked in the oilfield industry for over 30 years. Prior to joining Tendeka in 2008, Malcolm held a number of positions within Baker Hughes, Zeroth Technology, Baker Oil Tools and BHI Corporate where he was responsible for business development, supply chain management, manufacturing, engineering, financial reporting; as well as overall management of the Well Intervention function of BOT UK. He brings an extensive knowledge to Tendeka specializing in well construction, well intervention, new technology and mature field development. Malcolm holds an MBA from Robert Gordon University.

усилие. Прибор должен быть достаточно гибким для поглощения скважинных сил, прилагаемых к обсадке и трубам, чтобы при этом степень центрирования оставалась оптимальной, а эффект бриджинга был сведен к минимуму. Хорошая прочистка скважины также необходима для прочного схватывания, и это недостижимо, если труба лежит на нижней стенке скважины.

При каких внешних условиях скважины лучше всего использовать центраторы?

Бейкер Хьюз: Центрирование необходима там, где требуется уплотнение ствола. Без правильного центрирования, цемент не сможет полностью окружить обсадку и остается возможность потенциальной утечки раствора и увеличения линий тока пластового флюида. Степень центрирования зависит от конструкции ствола и должна разрабатываться индивидуально для каждой скважины.

Centek: Согласно отраслевым нормам и требованиям российского ГОСТ, центраторы должны использоваться на всех участках скважины и при обсадке, трубопрокладке и заканчивании скважин. Центраторы должны использоваться на всех типах скважин, поскольку труба всегда ложится на буровую стенку, даже в вертикальных скважинах. Использование центраторов в горизонтальных скважинах просто критически необходимо, поскольку труба проталкивается в скважину. Отсутствие центраторов в этом случае означает, что трубные продукты будут вызывать высокое сопротивление движению, чего центраторы позволяют избежать. При отсутствии центраторов увеличивается вероятность бриджинга и может пострадать цементирование, поскольку жидкость всегда идет по пути наименьшего сопротивления. Целиковые центраторы, степень центрации которых уже снижена, также создают такой эффект. Сверхгабаритные центраторы в горизонтальных скважинах создают слишком сильную тягу и легко повреждаются. Для всех типов скважин, сфера применения центраторов требует хорошего понимания их работы для достижения желаемого результата.

Каковы преимущества ваших центраторов?

Бейкер Хьюз: Центраторы способствуют удалению обсадки от стенки породы и помогают разместить обсадку в центре ствола скважины для правильного распределения цементной оболочки. Выбор типа и размещения центраторов должен осуществляться с надлежащей тщательностью, чтобы при

правильной центровке обсадки позволять ей свободно опускаться в скважину. Существуют усовершенствованные модели центраторов, позволяющие предсказать центрирование в скважине наряду с силами, создаваемыми самими центраторами при спуске обсадки в скважину.

Centek: Центраторы помогают доставить трубные продукты или системы заканчивания скважин на желаемый уровень скважины. Они действуют как опора, их задача – всегда поддерживать трубу на удалении от буровой стенки. Приборы с датчиками позволяют достичь наилучших результатов для всех сфер использования в скважинах. Центраторы также разрабатываются с целью улучшить прочистку скважины, но самое главное – обеспечить хорошую зонную изоляцию и прочное схватывание с породой. Центраторы не должны быть сверхгабаритными, т.к. это создает тягу, и не должны быть малогабаритными, поскольку это снижает степень центрирования. Центраторы должны поглощать в основном, поперечные нагрузки, вызванные наклоном и изменением азимута скважины. Прочные и обладающие высокой силой упругости приборы намного лучше, поскольку они также позволяют достичь гибкости в скважине. Кроме того, центраторы должны быть достаточно крепкими, чтобы не ломаться и не портиться при выемке обсадки из скважины.

Контроль пескопроявления:

Какие способы контроля пескопроявления используются в России чаще всего?

Бейкер Хьюз: Большинство скважин в России при проектировании учитывают очень ограниченное количество аспектов контроля пескопроявления, что может привести к преждевременным остановкам заканчивания или сокращению межремонтного срока работы насоса. Множество скважин в России заканчивались с использованием щелевидного хвостовика или автономного сетчатого фильтра, и хотя оба эти решения довольно экономичны, они обычно не могут обеспечить долгосрочного контроля пескопроявления. Сейчас мы наблюдаем, что многие операторы узнают о преимуществах метода использования забойных гравийных фильтров, обеспечивающих долгосрочное решение в области контроля пескопроявления для их проектов. Недавно Baker Hughes получил возможность работать на морском проекте в России, куда мы будем поставлять оборудование забойных гравийных фильтров и связанные с ним услуги.

2-ая международная Конференция и Выставка

Промышленная и Экологическая безопасность нефтегазовых проектов. Россия и страны СНГ

13-15 марта 2012,
Марriott Гранд Отель, Москва

*Работа в море и на суше: как обеспечить
безопасность производства, достичь
минимального воздействия на
окружающую среду и преуспеть
экономически*



НОВОЕ НА ФОРУМЕ-2012:

13 марта 2012: ТЕМАТИЧЕСКОЕ ЗАСЕДАНИЕ на тему: «Предупреждение и эффективное реагирование на Чрезвычайные ситуации на объектах добычи нефти и газа: прогнозы, стратегии, меры и управление». Углубленный анализ экспертов и презентации ведущих специалистов по ЧС, разбор произошедших аварий и катастроф. А ТАКЖЕ! МАСТЕР-КЛАСС от компании Falck Nutes на тему «Управление в ЧС»!

ФОКУС на страны СНГ и международное сотрудничество в области ПЗБ: Как осуществить проект, в разработку которого вовлечено несколько государств? Как согласовать и применить нормы и стандарты одной страны в другой? Как построить эффективный диалог между государствами и операторами?

КРУГЛЫЕ СТОЛЫ на тему «Оценка и управление рисками в рамках ПЗБ»

«Высокий уровень организации, компетентная аудитория, широкий круг обсуждаемых вопросов – все это позволяет получить синергетический эффект от участия в мероприятии!»

Чиковани М., Зам нач. Управления, Лукойл

НЕКОТОРЫЕ ОСОБЕННОСТИ ФОРУМА В 2012:

ВЫСТУПЛЕНИЯ руководителей контрольно-надзорных органов России и стран СНГ: Каковы современные государственные приоритеты и планы России по совершенствованию системы регулирования нефтегазовых проектов с точки зрения ПЗБ?

СТРАТЕГИИ ЛИДЕРОВ: Руководители отделов ОТ, ООС и ПБ нефтегазовых компаний обсудят построение успешных систем управления ПЗБ, а также приведут практические примеры внедрения принципов ПЗБ в проектах России и стран СНГ

ДИСКУССИЯ на тему: «Юридические и правовые аспекты при обеспечении безопасности нефтегазовых проектов России и стран СНГ». В обсуждении примут участие генеральные директора и менеджеры руководящего звена нефтегазовых, юридических и консалтинговых компаний

ИНТЕРВЬЮ НА СЦЕНЕ с руководителями высшего звена нефтегазовых компаний: «Приверженность лидеров успешным системам ПЗБ»

ДИСКУССИЯ на тему «Управление подрядными организациями»

СПЕЦИАЛЬНАЯ ПРЕЗЕНТАЦИЯ «Технологии и инновации для оптимизации управления ПЗБ»

В ФОКУСЕ «Оценка воздействия на окружающую среду: наилучшие методы и технологии в области ООС, их применимость и доступность»

WWW.OIL-GAS-SAFETY.COM

Halliburton: В настоящее время компании используют щелевые фильтры для предотвращения выноса песка при добыче. Также растет интерес к использованию сетчатых фильтров, позволяющих предотвращать попадание песка при добыче.

Tendeka: Наиболее используемые виды контроля зависят от типа скважины; т.е. горизонтальной, отклоняющейся или вертикальной. С выросшей популярностью горизонтальных скважин, стало распространено размещение нижних труб обсадных колонн с продольными щелевидными отверстиями. Простота спуска колонны в горизонтальный ствол, выглядит хорошим вариантом для экономичного решения вопроса по предотвращению обвала ствола скважины, но это влечёт неотъемлемый риск связанный с коррозией, отсутствие продольной изоляции и неизбежный натиск поступления воды, что может стать причиной утраты контроля над пескопроявлением. Решения более высокого класса, такие как использование гравийного фильтра, высококачественные песочные фильтры, фильтры контроля притока, и компартиментализация являются улучшенными решениями по сравнению с использованием традиционного метода - нижней трубы обсадной колонны с щелевым фильтром. Гравийные фильтры и расширяемые фильтры в обычных скважинах используются в меньшей степени из-за высокой стоимости и требований, диктуемых инфраструктурой.

Какие проблемы для скважины, оборудования и процесса производства могут возникнуть в результате потери контроля пескопроявления?

Бейкер Хьюз: Отсутствие соответствующего контроля пескопроявления в скважине может привести к серьезным проблемам в течение срока эксплуатации скважины. Если темпы добычи достаточно высоки, чтобы песок поднимался по НКТ, он может забиваться в поверхностное оборудование и засорять сепаратор, термосепаратор и нефтепровод, что может привести к остановке скважины для мероприятий по очистке.

Если темпы добычи не настолько велики, чтобы песок поднимался на поверхность, он может накапливаться, забивая НКТ или опускаться, заполняя внутренность обсадки. Со временем весь продуктивный интервал может забиться песком. В любом из случаев, темпы добычи будут падать, пока скважина не засорится песком настолько, что потребуются мероприятия по исправлению ситуации.

Потеря контроля пескопроявления в скважине также может привести к эрозии

скважинного и поверхностного оборудования в высокопроизводительных скважинах, где жидкости перемещаются быстро и переносимый ими песок может вызвать излишнюю эрозию как скважинного, так и поверхностного оборудования, приводя к частым ремонтам и замене поврежденного оборудования. В некоторых случаях, отказ оборудования может потребовать серьезного ремонта с использованием буровой установки.

Отсутствие контроля пескопроявления также может вызвать обвал породы, приводящий к тому, что большие объемы песка будут вымываться из пласта производимой жидкостью. Если скорость выноса песка достаточно велика и происходит на протяжении продолжительного времени, за обсадкой сформируется пустое пространство, которое будет увеличиваться с продолжающимся выносом песка. Когда эта пустота станет достаточно большой, перекрывающие породы или песчаные породы над пустотой могут обрушиться в отсутствие опоры. В случае такого обрушения, частицы песка перегруппируются таким образом, что проницаемость станет ниже, чем была раньше. В большинстве случаев, продолжительный вынос песка из породы приведет к сокращению производительности скважины и общему извлечению нефти. Обрушение породы, в частности, может привести к серьезным последствиям если материал породы заполняет или частично заполняет перфорационные каналы. Даже небольшое количество породы, заполняющее перфорационные каналы приведет к значительному повышению перепада давлений в пласте рядом со стволом для данного дебита скважины.

Halliburton: В пластах, где существует проблема выноса песка, необходимо контролировать попадание песка в скважину, чтобы предотвратить повреждение при процессе заканчивания скважины и повреждение используемого наземного оборудования. Если это не делается надлежащим образом, песок может попасть в скважину и вызвать проблемы с эксплуатацией оборудования и даже целиком остановить добычу. Дебит нефтеотдачи определяет, насколько быстро песок может попадать в скважину и сколько пройдет времени до аварии. Степень повреждения может быть серьезной, начиная от эрозии оборудования до полной его остановки (и возможно, неконтролируемого выброса) или лишь накопления песка в глубине скважины, предотвращающего выход нефти.

Tendeka: Потеря контроля над проявлением песка не обязательно является катастрофическим событием в зависимости от способности скважинного и наружного

оборудования справляться с появившимся песком. В тяжелой нефти наличие песка может означать увеличение производительности и может являться положительным артефактом. Однако в обычных скважинах проявление песка может вызвать неполадки в оборудовании подачи, как например электрических погружных насосов. Эрозия поверхностного оборудования газовых скважин может подвергнуть риску его эксплуатацию, а осыпание песка в ствол нефтяной скважины может вызвать полную потерю добычи из нижних участков. В горизонтальных скважинах пескопроявление может быть невидно на поверхности из-за оседания песка, но, как правило, это приводит к ограничению, либо заканчивается полной утратой добычи нефти. В общем, всегда лучше ограничить любую форму пескопроявления, чем позволить неограниченное проявление, отсюда и термин «контроль над пескопроявлением».

Учитывая широкий спектр предлагаемых решений в области контроля пескопроявления, как лучше всего обеспечить правильный выбор?

Бейкер Хьюз: Существует множество методов контроля пескопроявления в скважинах, от простого изменения технологического режима до установки забойных гравийных фильтров и гидроразрыва с установкой сетчатого фильтра. Выбранный метод контроля пескопроявления зависит от конкретных скважинных условий, методов эксплуатации и экономических факторов. “Бейкер Хьюз” предлагает полный спектр методов контроля пескопроявления, включая автономные фильтры с или без устройств контроля притока (стабилизаторы), установку забойных гравийных фильтров и гидроразрыв с установкой сетчатого фильтра (включая соответствующие услуги по гидравлической откачке), направленное перфорирование, расширяемые фильтры и, с недавнего времени, полимерную систему памяти формы GeoFORM. Для выбора наиболее подходящего метода в любых условиях эксплуатации, необходимо детально рассмотреть все варианты с представителем службы контроля пескопроявления компании “Бейкер Хьюз”.

Halliburton: В зависимости от экономики скважины, приемлемое решение может быть выбрано в зависимости от характеристик пласта и требований по заканчиванию скважины. Заканчивание с использованием гравийной набивки и фильтров – успешно используются по всему миру, но они могут оказаться дорогостоящими, учитывая требования по оборудованию и инженерным работам. Лучший подход в определении подходящего метода

– обсуждение параметров скважины и ожидаемый дебит с сервисной компанией.

Tendeka: Типичным является то, что каждый пласт и освоение месторождения требует индивидуального подхода к вопросу контроля над пескопроявлением. Для некоторых скважин, экономящих на капитальных затратах, работа скважины ниже уровня добычи, позволяющего пескопроявление, может быть как оптимальным решением, в то время как на других месторождениях нет другого выхода, как изначальное применение контроля пескопроявления. В случаях, когда контроль над пескопроявлением необходим изначальное – положение скважины, обсаженный в отличие от не обсаженного ствола и требуемая производительность, вот что первое и главное должно стоять в плане по разработке месторождения. Если следовать этим решениям, как правило, вопрос с контролем пескопроявления решается. Вот вкратце некоторые оптимальные примеры для контроля над пескопроявлением:

- » Многостадийный гидроразрыв на участках обсаженного ствола скважины с установкой сетчатых фильтров (высокопроизводительные скважины в обсаженном стволе)
- » Горизонтальные приточные контрольные фильтры с разбухающими пакерами (одиночные горизонтальные пласты)
- » Горизонтальные гравийные фильтры в скважинах с необсаженным стволом (сланцевые пласты)
- » Вертикальные гравийные фильтры в скважинах с не обсаженным стволом (высокопроизводительные газовые скважины)

Чистка скважин:

Как прочистка ствола помогает при заканчивании скважин?

Бейкер Хьюз: Чистка ствола – это использование специально разработанных инструментов и методов для уборки из ствола скважины обломочного материала, препятствующего нормальной эксплуатации скважины в течение ее работы. Чистка скважин используется для очистки обсадки, НКТ, противовибросового превентера или внутреннего диаметра подъемной трубы; эта очистка позволяет убрать весь обломочный материал со дна скважины или застрявший в стволе и способствует обмену жидкостей.

Чистка ствола обеспечивает успешное заканчивание или ремонт скважины, сокращает непродуктивное время и позволяет управлять рисками при установке

заканчивания скважины или во время ремонтных мероприятий. Кроме того, оно позволяет сократить повреждение пласта и задержку добычи. Исторические данные показывают, что более 30% непродуктивного времени связано с присутствием обломочного материала внутри ствола. Как сообщается в недавнем отчете Welling, “управление обломочным материалом в операциях заканчивания скважин представляет основную сложность примерно для 1/3 всех опрошенных операторов и несколько меньшую сложность для еще 1/3 всех опрошенных операторов”.

Halliburton: Подготовка ствола скважины позволяет обеспечить удаление любого мусора или осадений из скважины до запуска процесса заканчивания. При заканчивании скважины необходимо иметь возможность манипулировать НКТ (для работы механических приборов) или использовать гидравлическое давление для установки или сдвига компонентов. Присутствие любых осадений, мусора или инородных предметов может этому воспрепятствовать и вылиться в потенциально дорогостоящий ремонт. Использование инструментов очистки ствола скважины обеспечит “идеальные” условия для запуска процесса заканчивания скважины.

Как это используется в России?

Бейкер Хьюз: В настоящее время, очистка стволов производилась в России, в основном, на этапе ремонта для прочистки внутреннего диаметра обсадки, уборки обломков с забоя и способствования извлечению инструмента из скважины или выемки обсадки. Очистка ствола также используется на стадии, предшествующей заканчиванию скважины для очистки ствола и содействия продвижению контура.

Обычные инструменты, используемые для очистки стволов в России, включают колонные скребки, щетки, стволые фильтры, скважинные магниты, ловушки для крупного шлама, инструмент VACS и циркуляционные инструменты.

Каковы преимущества и экономия средств при использовании прочистки стволов?

Бейкер Хьюз: “Бейкер Хьюз” предлагает полный спектр инструментов и услуг для очистки стволов всех типов, от экономичной очистки с поверхности до глубоких и сверхглубоких подводных работ высокого класса.

Инструменты для чистки стволов X-Treme Clean™

от “Бейкер Хьюз” используют технологию очистки ствола без вращения, позволяющую эффективно очищать ствол при минимальном потенциальном повреждении обсадки или внутреннего диаметра подъемной трубы, высокую допустимую скорость вращения с большой площадью суммарного потока, обеспечивающую более эффективную очистку скважины и замещение. Мы провели более 2500 операций чистки стволов во всем мире.

Векторная затрубная чистящая система (VACS™) от BHI – ведущая в отрасли система эффективной чистки стволов от обломочного материала для обсаженных и необсаженных скважин. Ее преимущества включают в себя удерживание обломков от попадания в поверхностное оборудование или от задерживания их в жидкостях, защиту оборудования, чувствительного к обломочным материалам, сокращение влияния на перфорацию и пласт, и легкую адаптацию при использовании в различных типах скважин. Она может использоваться в сочетании с другими инструментами для чистки стволов или для других операций, таких как извлечение пакеров за один рейс. Система особенно полезна для использования в скважинах с низким уровнем жидкостей, скважинах с частичной или полной потерей циркуляции, глубоких скважинах и наклонных скважинах.



Лукаш Островски: Бейкер Хьюз

Лукаш Островски – Директор по маркетингу, заканчиванию скважин и разработке пластов по России и странам СНГ компании “Бейкер Хьюз”. Получив степень магистра в области технологий нефтегазодобычи Горно-Металлургического Университета г. Краков, Польша (1984), он начал свою карьеру в том же университете, после чего поступил на работу в компанию Preussag Oil & Gas AG в г. Ганновер, Германия (1986). С 1987 по 1997 год, г-н Островски прошел путь от консультанта до управляющего директора в компании Golder Associates и работал в нескольких европейских странах. В 1997г. он начал свою работу в компании “Бейкер Хьюз” в качестве менеджера по испытаниям в Восточном Полушарии, а в 2003 году переехал в Россию. Начиная с 2006 года, г-н Островски носит титул Почетного Преподавателя в Техническом Университете г. Клаусталь (Германия). С 2009 г. он является приглашенным профессором Горно-Металлургического Университета г. Краков. Г-н Островски является автором более 35 публикаций по технологии разработки нефтегазовых месторождений и заканчивания скважин для Общества Инженеров-Нефтяников, а также работ на другие темы.


Райан Мэтсон: Halliburton

Райан Мэтсон – технический советник в компании Halliburton International, Inc. В настоящее время Райан живет в Москве и работает в компании Halliburton уже шесть лет. До приезда в Россию, Райан работал в Канаде, занимаясь заканчиванием обсаженных и открытых скважин на североамериканском рынке с упором на заканчивание горизонтальных скважин. Райан – выпускник университета Алберты в г. Эдмонтон, Алберта, Канада по специальности инженер-механик.


Пол Хиггинсон: Packers Plus

Опыт работы Пола в нефтегазовой отрасли – 14 лет. Он начал свою карьеру в проектно-инженерной компании Petroleum Engineering Services Ltd, где занимался оборудованием для заканчивания скважин и внутрискважинных работ, а также оборудованием для интеллектуальных скважин. Пол работал в Европе, Африке, Азии и на Среднем Востоке, занимая должности, связанные с операционной деятельностью, проектно-инженерными работами и продажами в области интеллектуального заканчивания скважин, где имел возможность ознакомиться с множеством различных технических условий. Последние два с половиной года он отвечал за работу компании Packers Plus в Европе и в России и в центре его ответственности были решения в области заканчивания необсаженных скважин методом многократного разрыва пластов.


Борис Ломакин: Tenaris

Борис Ломакин – член технической команды по продажам компании Tenaris в России. С отличием закончил Самарский Государственный Технический Университет по специальности «Разработка и Эксплуатация Нефтяных и Газовых Месторождений», а так же имеет диплом переводчика с английского языка. В компании Tenaris он работает три с половиной года. Господин Ломакин – гражданин России.


Доктор Сергей Рекин: TMK-Premium Services

Доктор Сергей Рекин – генеральный директор компании TMK-Premium Services. Он также член комитета API и ISO по России, Председатель подкомитета №7 Технического Комитета 357 GOST и автор 70 публикаций, 3 монографий и 7 изобретений. После получения образования в Свердловском Суворовском Военном Училище и Куйбышевском Политехническом институте, доктор Рекин начал свою карьеру в Газпром ВНИИГАЗ в 1999 году, а в 2006 году пришел в компанию ТМК. В настоящее время он работает в подразделении Premium Services компании ТМК.


Клиф Берри: Centek

Клиф Берри начал свою карьеру в нефтесервисном бизнесе в 1977 году на проектах компании Halliburton в Брунее, Малайзии и в Сараваке в качестве оператора цементирующего устройства. Он также работал в море на проектах Halliburton в Северном море и в Персидском заливе, покинув компанию уже в должности начальника сервисной службы. Впоследствии, в середине 1980-х, г-н Берри работал в компании Diamond B (UK) Limited, ведущем производителе центраторов. Клиф пришел в BJ Tubular Services на должность управляющего операциями в Европе, работая в офисе компании в Германии и, помимо достижения роста компании в самой Германии, успешно вывел компанию на рынки Дании, Венгрии и Нидерландов. В 2001 году Клиф Берри пришел в компанию Centek на должность управляющего по маркетингу и продажам, ответственного за продажи компании во всем мире.


Джон Стюарт: TAM International

Джон Стюарт начал свою карьеру в Baker Production в Абердине в ноябре 1982 года, стажером, в качестве инженера по опробыванию и испытанию скважин, еще до переезда в Грейт Ярмут в январе 1983 года. Джон работал в Северном море, Европе и Африке, получая опыт от работ со всеми видами скважин, работ с буровым оборудованием, и, тем временем, достиг должности старшего инженера по опробыванию и испытанию скважин. Он покинул Baker в 1985 году. Затем Джон присоединился к Petrocon Production Services, где он приобрел опыт в проводных операциях, операциях по обсадке скважин и открытию отверстий DST на суше в Великобритании, Тунисе и южной части Северного моря. Он перешел на должность менеджер по операциям как раз в то время, когда компания была приобретена компанией ERC и Simon Engineering. Он присоединился к Tam International в Абердине в 1994 году в качестве инженера по продажам. Джон в Tam уже более 17 лет и, в настоящее время, работает менеджером по продажам в Абердинском офисе, контролируя продажи в Европе, Африке, Ближнем Востоке, России и странах бывшего Советского Союза.


Малкольм Питман: Tendeka

Малкольм Питман, вице-президент Европе, SSA и СНГ работает в нефтяной отрасли уже более 30 лет. До прихода в Tendeka в 2008 году, Малкольм занимал ряд должностей в компании Baker Hughes, Zeroth Technology, Baker Oil Tools и BHI Corporate, где он отвечал за развитие бизнеса, управление цепочками поставок, производство, инжиниринг, финансовую отчетность, а также общее управление за работой скважин в BOT Великобритании. Он принес обширные знания в Tendeka, специализирующейся на строительстве скважин, управлением работы скважин, новых технологиях и развитии на зрелых месторождениях. Малкольм имеет степень MBA Университета Роберта Гордона.