

Опыт применения оптоволоконных систем ACTIVE и новые разработки

Experience of ACTIVE Fiber-Optic Systems Application and New Developments

А. Адил, К. Бурдин, П. Бравков («Шлюмберже») / A. Adil, K. Burdin, P. Bravkov (Schlumberger)

Линейка продуктов ACTIVE основана на использовании ГНКТ с оптоволоконном внутри. Система состоит из забойного инструмента, наземного электронного оборудования и интерпретационного программного обеспечения (ПО). Технология позволяет отслеживать внутреннее и наружное давление, температуру, проводить привязку глубины по локатору муфт НКТ и делать замеры распределенной температуры (DTS). Этот сервис позволяет в режиме реального времени отслеживать и изменять ход работы, оптимизировать ее результат и снижает количество СПО.

ACTIVE ОПЗ (обработка призабойной зоны).

Оптимизирует проведение ОПЗ. Постоянный контроль за расходом жидкости, забойным давлением и температурой ведет к максимальному проникновению химического реагента в пласт, лучшему отклонению и в то же время к сокращению объема необходимой жидкости.

ACTIVE РИР (ремонтно-изоляционные работы).

Более точное определение глубины, контроль за забойными параметрами при посадке/срыве пакера и при размещении жидкости – все это увеличивает успешность изоляционных работ и снижает время операции.

ACTIVE Промывка. Делает промывку скважины эффективной и оптимальной, предотвращая повреждение пласта, снижая необходимое количество СПО, конечное время операции, объем жидкости и оптимизируя скорость проникновения ГНКТ. Активное отслеживание перепада давления на насадке позволяет вовремя изменить параметры промывки и предотвратить потерю циркуляции.

ACTIVE Освоение. Постоянный контроль забойного давления в режиме реального времени увеличивает эффективность операции, сокращая ее продолжительность и уменьшая объем необходимого азота. Результатом работы становятся высокоточные гидродинамические характеристики вскрытой части пласта и возможность подобрать оптимальный режим работы скважин.

ACTIVE Перфорирование. Для точного размещения перфоратора, определения интервала перфорации и самого процесса вторичного вскрытия необходим один спуск ГНКТ. Постоянный контроль за гидростатическим балансом в скважине исключает возможность

The ACTIVE family of live coiled tubing (CT) services is based on utilization of fiber-optic cable situated inside of CT string. The system consists of a bottomhole assembly (BHA), surface electronics, and dynamic interpretation software. It delivers internal and external pressure, temperature, casing collar locator depth correlation, and distributed temperature measurements (DTS). These services enable real-time adjustment of job parameters, optimization of job progress and reduction of the number of trips.

ACTIVE Matrix (bottomhole treatment). Optimizes CT matrix stimulation. Live monitoring of injection rates, downhole pressure and temperature allows maximum fluid penetration and diversion while optimizing treatment volumes.

ACTIVE Isolation (cement squeeze). Achieves accurate depth setting, monitors downhole parameters during sealing element operation and fluid placement. Improves performance of CT zonal isolation and reduces operational risk.

ACTIVE Cleanout. Enables efficient and effective CT fill cleanout by avoiding formation damage, reducing the number of trips and the total operating time, and optimizing fluid volume and penetration rate into the fill. Active monitoring of the pressure differential across the BHA allows real-time optimization of cleanout parameters, which, in its turn, prevents loss of circulation.

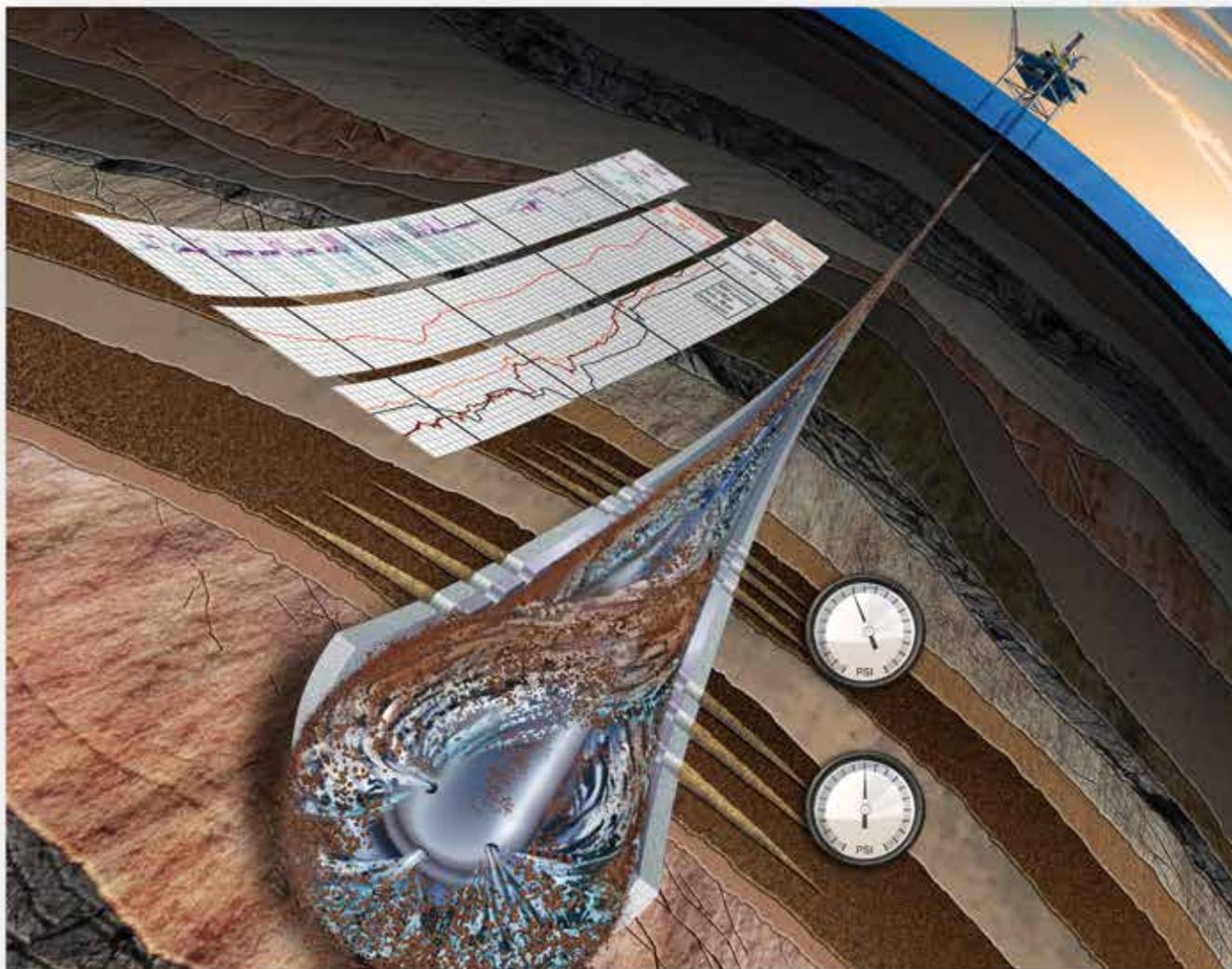
ACTIVE Lift. Improves the effectiveness of CT nitrogen lift operation, reduces its duration and increases fluid efficiency based on continuous real-time monitoring of wellbore pressure. This service also aids field performance characterization and artificial lift evaluation.

ACTIVE Perf. Achieves accurate depth control in a single run and ensures target

*Выпуск 2 будет опубликован в журнале «Время колтюбинга» № 1 (043) за 2013 год.

Параметры забоя с ГНКТ в режиме реального времени

ACTIVE
ОПЕРАТИВНЫЕ
РЕШЕНИЯ



*Мирра Шлюмбергерс © 2012 Schlumberger. 1E-5-F0001

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

Технология ACTIVE включает:

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

www.slb.ru

Мировой опыт | Инновационные технологии | **Измеримый результат**

Schlumberger

Тезисы основных докладов 13-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии и внутрискважинные работы»

повреждения призабойной зоны пласта (ПЗП). Различные способы активации перфоратора делают процесс перфорирования с использованием ГНКТ надежным и безопасным.

ACTive Профилирование. Замеры распределенной температуры (DTS) представлены в виде 3D-температурного профиля ствола скважины и осуществляются вне зависимости от того, какой продукт линейки ACTive используется. Температурное профилирование позволяет за один спуск ГНКТ делать замеры забойной температуры и в то же время видеть 3D-температурный профиль всего ствола скважины.

Система делает возможными качественную оценку работы и уникальную возможность влиять на конечный результат. Сопоставление забойных данных с данными, полученными на поверхности и петрофизическими параметрами в режиме реального времени, влияет на выбор окончательной тактики и программы проведения работы.

ACTive PS*, или ACTive ГИС – объединила в себе оптоволоконную телеметрию в режиме реального времени и существующие современные инструменты ГИС. Эта интеграция позволила получать и использовать высококачественные данные во время работы, анализировать и корректировать план проведения обработки в режиме реального времени, а также оценивать результат за один спуск ГНКТ. Проведение промысловых исследований возможно в режиме реального времени, а это позволяет увидеть характеристики пласта и технологические параметры работы скважины тогда, когда это больше всего необходимо – во время работы.

Активное внедрение всей линейки семейства ACTive позволило не только значительно сократить время работ, оптимизировать затраты по азоту и химреагентам, сделать работы безопасными, но и определить дальнейшие пути развития системы на ближайшее будущее. ☉

zone coverage. Continuous monitoring of hydrostatic balance avoids formation damage. Verification of gun activation leads to improved CT perforating safety and reliability.

ACTive Profiling. DTS profiling provides a 3D temperature profile of the entire wellbore. It is performed irrespective of the fact which product of ACTive family is currently used. Temperature profiling provides the ability to perform active point measurements and DTS spatial measurements in the same run.

The system enables high-quality estimation of job progress and provides a unique possibility to affect the final result. Correlation of downhole data with surface data and real-time petrophysical data helps to choose job strategy and operating program.

ACTive PS or ACTive production logging. Enables combining advanced openhole and cased hole production logging with all ACTive services. This combination allows obtaining and utilizing of high-quality real-time data in order to monitor and evaluate job progress, as well as to estimate the results with just one run in the hole. Performing of production tests is possible on a real-time basis, which gives you the information about formation characteristics and technological parameters of well performance when it matters most – while the treatment is still in progress.

Dynamic implementation of ACTive family of services allowed not only to significantly reduce the duration of operations, optimize costs and increase job safety, but also to determine further short-term development trends for the system. ☉



Abstracts of the Main Reports Made During the 13th International Scientific and Practical Coiled Tubing Technologies and Well Intervention Conference

Применение комплекса ГНКТ для фрезерования, промывки, освоения горизонтальных скважин с компоновками-хвостовиками для многостадийных ГРП. Опыт работы на Приобском месторождении

Coiled Tubing Application for Milling, Cleanout and Kick-off Operations in Horizontal Wells Completed with Liner for Multi-Stage Hydraulic Fracturing Projects on Priobskoe Oilfield

С.С. Ситдиков, А.Н. Никитин, И.В. Батаман, Н.А. Могутов, А.Н. Сердюк, В.А. Швайко («Роснефть»); К.В. Бурдин, П. Бравков, С. Верещагин, Д. Сериков («Шлюмберге»)

S.S. Sitdikov, A.N. Nikitin, I.V. Bataman, N.A. Mogutov, A.N. Serdyuk, V.A. Shvayko (Rosneft); K.V. Burdin, P. Bravkov, S. Vereschagin, D. Serikov (Schlumberger)

Комплексы гибких насосно-компрессорных труб (ГНКТ) в России исторически применялись лишь в ограниченной технологической нише. Применение ГНКТ концентрировалось в основном на промывках вертикальных и наклонно-направленных скважин после гидроразрыва пласта (ГРП) и вызове притока из пласта. Сравнительно недавно, в связи с ростом объема строительства горизонтальных скважин, гибкие трубы стали применяться для проведения работ в горизонтальных стволах: при проведении геофизических исследований, перфорации, ловильных работ, промывочных работ, фрезерования и в некоторых других операциях. Активное внедрение компоновок многостадийного заканчивания с ГРП на горизонтальных скважинах в России потребовало от сервиса ГНКТ решения нетривиальной задачи – фрезерования шаров и посадочных седел в горизонтальных стволах длиной до 1000 м с изменяющимся внутренним диаметром.

Приобское нефтяное месторождение является одним из крупнейших в мире, располагается в Ханты-Мансийском автономном округе Западной Сибири. Порядка 80% его запасов являются трудноизвлекаемыми по причине низкой проницаемости. Начало разработки месторождения стало возможным только с применением 100% ГРП на вводных скважинах. Внедрение многостадийного ГРП (МГРП) на Приобском месторождении стало логичным решением после нескольких лет оптимизации традиционных методов ГРП.

Первая скважина, семистадийная компоновка-хвостовик с гидравлически-активируемыми пакерами для открытого ствола и семью портами для ГРП была успешно спущена и распакерована в открытом горизонтальном стволе. Последовательно проведены 7 стадий ГРП. Каждая последующая стадия отсекалась от предыдущей путем сброса изолирующего шара. После проведения МГРП

Historically, coiled tubing (CT) services were positioned as highly tailored services in Russian Federation. Main operations for CT application were post-frac cleanouts (CO) and kick-off (KO) of vertical and slightly deviated wells. Lately, with increasing of horizontal wells quantity, CT application scope became wider: logging, perforating, fishing jobs, CO, milling and other operations. With increasing interest to multi-stage hydraulic fracturing technology, Coiled Tubing application has to grow to meet client demands. In wells with 1000 m horizontal sections milling of different size balls and seats became the most challenging and efficient technical solution.

Located in Khanty-Mansiysk District of Western Siberia, Priobskoe field is one of the world's largest oilfields. Due to low permeability almost 80% of reserves are hardly recoverable. Oilfield development plan include post-drill fracturing of all new completed wells. In order to maximize hydrocarbon recovery field-proven technology enabling multi-stage hydraulic fracturing of uncemented completion in one pumping treatment became a consistent decision for well treatment.

For the first job the following workflow was applied: multi-stage hydraulic fracturing completion was installed and 7 zones were fractured. Technology implies that during pumping balls are dropped from the surface to open the ports. After treatment the most

Тезисы основных докладов 13-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии и внутрискважинные работы»

потребовалось извлечь шары из горизонтального ствола и освоить скважину. Для планирования работы с ГНКТ критическими параметрами являются выбор трубы и компоновки низа колонны (КНК). Прежде всего, потребовался фрез, способный работать по металлу и при этом обладающий достаточной длиной для предотвращения попаданий в «карманы» портов ГРП компоновки-хвостовика.

На сегодняшний день на Приобском месторождении закончены 4 горизонтальные скважины по технологии МГРП в компоновках-хвостовиках. Текущий дебит горизонтальных скважин позволяет говорить о высокой эффективности данного вида заканчивания по сравнению с вертикальными скважинами, законченными по традиционной технологии ГРП. Данный доклад описывает процесс подбора скважин-кандидатов, определение оптимального технологического решения, выбор оборудования и планирование работы ГНКТ. Доклад содержит описание и результаты проведения работ на 4 скважинах, а также их сравнение с другими альтернативными методами многостадийного ГРП. ©

efficient technical solution allowing removal of balls is to mill them using CT. Following milling operations, the well was cleaned out and kicked off with nitrogen. In designing a Coiled Tubing job the critical part is BHA and string selection. Selected mill should be strong enough for milling iron and long enough to prevent side tracking in Frac Ports.

To date 4 wells have been completed with the technology described above. Current production rates show high efficiency of multi-stage hydraulic fracturing technology over traditional well completions. This article describes technical and operational details of the project, candidate selection process, job planning and determines a way to find an optimum technique to meet client demands. Analysis of 4 wells completed with multi-stage fracturing liner is shown in comparison with standard completion. ©

Способ очистки внутренней поверхности резервуара с помощью колтюбинговой установки Method of Tank Inner Surface Cleanout with the Help of Coiled Tubing Unit

Ю.А. Балакиров (ООО «Юг-Нефтегаз») / Yu.A. Balakirov (ООО Yug-Neftegaz)

Техническими условиями эксплуатации резервуаров по истечении определенного периода времени предусматривается их периодическая очистка.

Известные способы очистки резервуаров по стоимости превышают возможности предприятий, что приводит к использованию ручного труда во вредных условиях с недопустимой продолжительностью времени и при резервуарном дефиците.

Предлагаемый способ лишен отмеченных недостатков. Способ применим без промедления к использованию после слива жидкости и вскрытия люков с использованием передвижного промышленного транспортного оборудования и колтюбинговой установки, применяемой в различных процессах при эксплуатации скважин.

Распределение технологического оборудования на площадке вокруг резервуара может быть любым.

Завершающий этап работы предусматривает промывку резервуаров до чистой воды с применением растворителей, ПАВ, а также водонагнетательной системы колтюбинговой установки. ©

Оperational specifications of oil tanks suggest their regular cleaning at appropriate intervals.

Known methods of steel tanks cleanout are quite expensive, so most of the companies cannot afford their utilization. This leads to exploitation of hand labor under harmful conditions and lack of oil tanks. The duration of such operations is also inadmissible.

The suggested method is free of the above-mentioned drawbacks. It can be applied immediately after tank's content is drained off and its hatches are opened. Cleanout assembly includes mobile industrial transport facilities and a coiled tubing unit commonly used for well intervention operations.

Allocation of equipment at the wellsite around the tank can be random.

Tail-in work includes flushing of oil tank until the outflow water will be completely clean. The flushing requires utilization of solvents, surfactants and CT unit water injection system. ©

Abstracts of the Main Reports Made During the 13th International Scientific and Practical Coiled Tubing Technologies and Well Intervention Conference

Системы для гидроразрыва пласта EWS «Мангуст» и Multistage Unlimited

The EWS Mongoose and Multistage Unlimited Frac System

Мартин Хемскерк, Марсел Бос, Юрий Нагорняк (ООО «ЕВС») и Тим Виллемс (NCS Energy)
Martijn Heemskerk, Marcel Bos, Yuri Nagorniak (EWS LLC) and Tim Willems (NCS Energy)

В докладе описываются назначение системы и принципы ее эксплуатации. Современный рынок предъявляет все более высокие требования к его участникам, а бурение скважин требует решения все более сложных и ответственных задач. Для обеспечения рентабельности эксплуатации скважины сегодня требуется высокая точность в проведении внутрискважинных работ. Компания «ЕВС» в сотрудничестве с NCS Energy обеспечивает поставку на рынок России и стран СНГ нового поколения систем гидроразрыва пласта. Система Mangust представляет собой спускаемый на гибких трубах инструмент для проведения абразивной перфорации и гидроразрыва нескольких интервалов за одну спуско-подъемную операцию.

Ее использование позволяет значительно сократить время производства работ относительно других систем, представленных на рынке, а также получить сразу по окончании скважинных работ свободный ствол, в котором не нужно разбуривать пробки, шары или нишпели. Хвостовик можно полностью зацементировать в стволе скважины, обеспечив разобщение интервалов, без необходимости установки пакеров для необсаженных стволов. Вся операция, от перфорации до этапа готовности к производству гидроразрыва пласта, занимает менее часа.

При сочетании системы «Мангуст» с муфтами для мультистадийного ГРП Multistage unlimited можно еще эффективнее сократить время производства работ: скважина готова к следующей операции ГРП менее чем за 5 минут. Муфты устанавливаются вместе с хвостовиком и могут быть зацементированы в стволе, обеспечив разобщение интервалов. Поскольку инструмент спускается на гибких трубах, жидкость гидроразрыва можно подавать к точкам гидроразрыва, сокращая расходы на ее потребление. Гибкие трубы изолированы ниже точки ГРП, что позволяет получать данные о фактическом забойном давлении; они могут также использоваться для вымывания из скважины пропанта в случае его выпадения. Эта система позволяет заказчикам повысить эффективность их работы за счет сокращения времени операций, объемов закачиваемых жидкостей и химреагентов, отмены необходимости в дополнительных внутрискважинных работах и отсутствия ограничений в скважине, ведущих к снижению ее дебита. ☉

The paper describes the function and use of the system.

With the market becoming more and more demanding, the wells drilled becoming more complex and challenging. Precise work-over and well interventions are in demand to economically produce these wells. EWS and NCS Energy have combine forces to provide the next generation hydraulic fracturing system to the Russian and CIS market. The Mongoose is a frac tool that is deployed on CT to abrasive perforate and hydraulic fracture multiple zones in one single run. This will greatly reduce operational time compared with other systems on the market and leaves a full unrestricted wellbore ID with no plugs, balls or nipples to be milled out. The liner can be fully cemented in place providing zonal isolation eliminating the need for openhole packers. The whole process from perforating till ready for frac takes less than one hour.

The Mongoose system in combination with the Multistage unlimited sleeves further reduces operational time where the well will be ready for the next frac treatment in less than 5 minutes. The sleeves will be installed with the liner and can be cemented in place providing zonal isolation. With the coiled tubing in the hole it is possible to circulate the treatment fluid to the perforations reducing in fluid costs. The coiled tubing will act as a “dead leg” in the hole providing real-time bottom hole pressure and is stand by to circulate the well clean in case of a sand off. The system is adding value for the customers by, reducing operational time, fluid volumes to be pumped, chemicals volumes, no need for additional well interventions and leaves no restrictions in the well reducing production. ☉

Выбор кислотных композиций по данным ЯФМ ГИС о вещественном составе породы-коллектора Selection of Acid Compositions on the Basis Reservoir Rock Material Data Obtained with the Help of Nuclear-Physical Well Logging Methods

Л.А. Магадова, З.Р. Давлетов (НОЦ «Промысловая химия» РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

L.A. Magadova, Z.R. Davletov (REC «Oilfield chemistry», The I.M. Gubkin Russian State University of Oil and Gas)

Важным и наиболее ответственным этапом проектирования технологии кислотной обработки является выбор технологической жидкости процесса. Однако литературные данные и промышленный опыт свидетельствуют о недостаточной степени проработанности данного вопроса. Зачастую выбор необходимого кислотного состава проводится без достаточного научно-методологического обоснования. Следствием такого подхода является низкий уровень успешности кислотных обработок, не превышающий для классических обработок с применением соляной и грязевой кислот 40–50%.

Весьма эффективным в выборе технологии кислотной обработки и кислотного состава представляется следующий подход: технология кислотного воздействия на призабойную зону пласта должна применяться не от метода к объекту, как это происходит в большинстве случаев, путем переноса опыта работ по кислотному воздействию с одних месторождений на другие, а наоборот, должна непосредственно учитывать геолого-физические особенности данного месторождения – от объекта к методу.

Реализация такого подхода не представляется возможной без применения современных и надежных методов комплекса геофизических исследований скважин (ГИС), в частности ядерно-физических методов (ЯФМ) ГИС.

Полученные экспериментальные данные свидетельствуют о возможности полной замены грязевой кислоты на другие кислотные системы в случае высокого содержания хлоритового цемента (более 15%) и высокой карбонатности (более 3%). Такое решение позволит, с одной стороны, добиться установления необходимой степени гидродинамической связи с обрабатываемым коллектором и, с другой стороны, избежать при обработках терригенных коллекторов осложнений, вызванных нежелательным осадкообразованием и кольматацией пор коллектора за счет выноса (суффозии) зерен минералов. Данный подход повысит эффективность кислотных обработок полимиктового терригенного коллектора. ©

One of the most important and crucial stages of acid treatment design is the selection of process liquid. However, field experience and literature data indicate that this question has been worked up insufficiently. The selection of acid composition is often performed without necessary soundly based ground. One of the consequences of this approach is low success rate of acid treatments. The latter (for traditional treatments with hydrochloric and mud acids) usually does not exceed 40–50%.

A very effective approach for selection of acid treatment technology and acid composition includes the following: the technology of bottomhole formation zone (BFZ) acid treatment should be based on a specific approach that directly takes into account all geophysical aspects of a given oilfield. This approach necessitates choosing of proper treatment technique with reference to oilfield features. Unfortunately, in the majority of cases companies use common treatment techniques for all oilfields.

It is obvious that realization of the above-mentioned “smart” approach requires up-to-date and reliable well logging methods, particularly nuclear-physical logging techniques.

Obtained experimental data show the possibility of complete replacement of mud acid with other compositions in the case of high concentration of chlorite cement (more than 15%) and high carbonate content (more than 3%) of reservoir. Such a decision allows to create a necessary level of connectivity with reservoir under treatment and avoid complications during acid treatments of terrigenous reservoirs. Such complications are caused by unwanted sedimentation and mudding of reservoir pores due to return (suffusion) of mineral flakes. The presented approach will increase the efficiency of acid treatments of polymictic terrigenous reservoirs. ©

Abstracts of the Main Reports Made During the 13th International Scientific and Practical Coiled Tubing Technologies and Well Intervention Conference

Многостадийный ГРП с использованием гидropескоструйной перфорации на ГНКТ в боковых горизонтальных стволах

Multi-Stage Hydraulic Fracturing with CT Abrasive Perforating for LUKOIL in Horizontal Sidetrack Wells

А.А. Потрясов, В.Н. Ковалев (ООО «Лукойл – Западная Сибирь»); А. Адил, М. Опарин, К.В. Бурдин, М. Попов, П. Бравков, М. Новиков («Шлюмберже»)

A.A. Potryasov, V.N. Kovalev (ООО Lukoil – Western Siberia); A. Adil, M. Oparin, K.V. Burdin, M. Popov, P. Bravkov, M. Novikov (Schlumberger)

Впервые в России проведен многостадийный ГРП в боковом горизонтальном стволе скважины, законченной цементированным хвостовиком, с использованием гидropескоструйного перфорирования на ГНКТ (технология, использующая специальный внутрискважинный инструмент, позволяющий выполнить перфорацию высоконапорными струями жидкости с песком, закачиваемой в скважину с поверхности по колонне ГНКТ) и волоконных форсированных песчаных пробок для временной гидроизоляции интервалов ГРП. Выбор последних обусловлен тем фактом, что обычные пропантные пробки неприменимы в горизонтальной скважине. Волоконный материал был использован в качестве укрепления пропантной пачки в момент его размещения в скважине как наилучший способ создания однородной изоляции.

Местом проведения пилотной работы было выбрано Тевлинско-Руссинское месторождение. Для решения поставленной задачи было предложено бурение бокового горизонтального ствола в уже существующей вертикальной скважине, которая ранее использовалась для извлечения углеводородов в других продуктивных пластах, и к настоящему моменту ее дальнейшая эксплуатация стала экономически нецелесообразной. Боковой ствол был пробурен в направлении пласта, не исчерпавшего свои запасы, и обсажен колонной-хвостовиком диаметром 102 мм с центраторами, с последующим цементированием хвостовика. Для предотвращения действия высоких давлений на обсадную колонну была спущена колонна НКТ диаметром 89 мм с пакером непосредственно перед подвеской горизонтального хвостовика.

Применен расширитель открытого ствола, гидравлический инструмент, позволяющий увеличивать диаметр ствола скважины и применяющийся в широком диапазоне операций по бурению. Увеличение диаметра ствола скважины понижает ECD (эквивалентную плотность циркуляции бурового раствора), что повышает качество промывки, облегчает спуск колонны и увеличивает толщину цементного кольца.

Первая работа была успешно реализована путем проведения 3-х ГРП с использованием гидropескоструйной перфорации с использованием гидроизоляции первых двух интервалов. В обоих случаях изоляция была достигнута с первого раза. После проведения трех стадий ГРП выполнена нормализация забоя с последующим освоением скважины

We have performed one of the Russia's first multi-stage fracturing stimulation in horizontal section of a sidetrack well completed with cemented liner with utilization of CT abrasive perforating (technology employing a special downhole tool, abrasive perforating jet, which gives an opportunity of sand jetting perforation by pumping sand slurry down CT string) and fiber enhanced proppant plugs for temporary fracture isolation since conventional proppant plugs would not provide reliable isolation in a horizontal well. Fibers were implemented for better proppant grains suspension to set the plug in the most efficient homogeneous way.

For the pilot project Tevlinsko-Russkinskoe oilfield was selected. As the solution it was proposed to drill horizontal sidetracks from existing sub-vertical wells, which were previously producing from other layers and currently has reached their economical limit. The decision was made to drill those sidetracks in direction of undrained reserves and complete them with 4 in. cementer liners. To protect main casing from excessive high pressure 3-1/2 in. tubing with packer were run and set just above a liner hanger. In order to improve the quality of cementing, there was used a hydraulically expandable underreamer designed to enlarge the wellbore in a wide range of drilling operations. It enlarges the wellbore for improved ECD control, casing running and cementing clearance.

First well was just recently completed and 3 stages of fracturing stimulations were performed with Coiled Tubing abrasive perforation and fiber-enhanced proppant plugs placed at the tail-in of the first two fractures. In both of them reliable isolation was achieved on the first try. After all three stages were placed, wellbore cleanout with Coiled Tubing was performed followed by nitrogen kick-off. Full cycle took 11 days, which, as believed, can be reduced to 8–9 days.

Тезисы основных докладов 13-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии и внутрискважинные работы»

азотом. Полный цикл проведенных операций составил 11 дней, который в процессе наработки технологии планируется сократить до 8–9 дней.

Многостадийный ГРП в скважине с горизонтальным ЗБС, обсаженной зацементированным хвостовиком, с использованием гидропескоструйной перфорации и разобщением интервалов форсированными песчаными пробками является уникальной технологией, так как на данный момент это единственная эффективная альтернатива на рынке МГРП для данных условий. Она особо актуальна для боковых стволов с малым диаметром хвостовика. ☉

Multi-stage fracturing stimulation in horizontal section of a sidetrack well completed with cemented liner with utilization of abrasive perforating and fiber enhanced proppant plugs has demonstrated its unique value as it is the only effective solution available at the moment for these conditions. This paper describes the decision-making and candidate selection processes, execution and lessons learned, production and economical results, as well as comparison with other alternatives. ☉

Инновационный дизайн гибкой трубы, улучшающий эффективность ее использования в наклонно-направленных скважинах

Innovative Coiled Tubing String Design To Improve Performance in Deviated Wells

Гарри МакКлелланд (Global Tubing) / Garry McClelland (Global Tubing)

В последние годы гибкая труба стала все чаще использоваться для заканчивания горизонтальных скважин на нетрадиционных месторождениях углеводородов. При этом сервисные и добывающие компании обнаружили, что усталостная прочность колонны гибких труб может уменьшаться, если была выбрана труба неподходящей конструкции. Правильная конструкция гибкой трубы должна выдерживать воздействие высокого давления, а также пластической усталости, которая накапливается в определенных областях трубы после многочисленных спуско-подъемных операций. При всем этом гибкая труба должна быть пригодна для использования в скважинах с большими отходами от вертикали. В настоящее время производители гибкой трубы и сервисные компании используют колтюбинг инновационной конструкции, которая позволяет продлить срок его службы и повысить безопасность эксплуатации при разработке нетрадиционных месторождений. Об этой новинке и пойдет речь в данном докладе. ☉

In recent years, coiled tubing has become the product of choice for completing horizontal wells in unconventional resource plays. In these applications, service companies and operators have found that fatigue life performance of the tubing can be reduced if the proper string design is not used. The designs must consider high pressure applications, multiple wiper trips contributing to accumulated plastic fatigue in localized areas, and extended reach. To address these issues, tube manufacturers and service companies are using innovative coiled tubing string designs in order to extend life and improve safety in unconventional resource development. ☉

Методика оценки ресурса ГТ на основе лабораторных испытаний

Method of Coiled Tubing Fatigue Life Estimation on the Basis of Laboratory Tests

С.А. Гуськов, А.В. Брылкин, К.И. Колесников, В.Б. Буксбаум, М.В. Усова (ОАО «Уралтрубмаш»); В.Б. Порошин (Южно-Уральский государственный университет)

S.A. Guskov, A.V. Brylkin, K.I. Kolesnikov, V.B. Buksbaum, M.V. Usova (OAO Uraltrubmash); V.B. Poroshin (South Ural State University)

Оценка ресурса гибких труб (ГТ) является важной задачей как на этапе поставки ГТ, так и в процессе ее эксплуатации. Количественной мерой такой

Coiled tubing (CT) fatigue life estimation is an important procedure both on the stage of CT delivery and on the stage of its

Abstracts of the Main Reports Made During the 13th International Scientific and Practical Coiled Tubing Technologies and Well Intervention Conference

оценки, как правило, является число циклов изгиба, которое выдерживает ГТ до момента разрушения, причем в условиях эксплуатации каждая спуско-подъемная операция (СПО) включает в себя 3 изгиба: один – на барабане и два – на направляющей дуге. Оценка количества СПО экспериментальным путем требует специального дорогостоящего оборудования, имитирующего в реальном масштабе весь путь ГТ от барабана до инжектора.

Компактные испытательные установки, использующиеся на заводах-изготовителях ГТ, позволяют в той или иной мере оценить количество циклов изгиба, которое очевидно не будет совпадать с количеством СПО.

Для решения данной задачи была разработана методика оценки количества СПО по результатам лабораторных испытаний. Методика базируется на аналитическом расчете ресурса ГТ с использованием циклических деформационных и прочностных характеристик материала, что в совокупности с расчетом кинетики напряженно-деформированного состояния позволяет прогнозировать момент наступления усталостного разрушения ГТ (образования макротрещины). Параметром, характеризующим состояние ГТ в текущий момент времени, в данной модели является величина повреждения. В соответствии с известной гипотезой линейного суммирования повреждения накапливаются в процессе работы ГТ, и достижение их критического значения соответствует моменту ее разрушения. Данные о циклических свойствах материала, необходимые для расчета накопленных повреждений, были получены расчетным путем на основе характеристик статической прочности и пластичности с использованием уравнений Мэнсона.

В предлагаемой методике количество СПО связано с количеством циклов изгиба на испытательной установке линейной функцией, вид которой определен исходя из экспериментальных данных, полученных в ходе исследования образцов ГТ класса прочности СТ-80 на знакопеременный изгиб на лабораторной установке ОАО «Уралтрубмаш». Результаты теоретического расчета количества циклов изгиба на установке хорошо согласуются с экспериментальными данными, что позволяет сделать вывод о корректности теоретического подхода.

Выполненный на следующем этапе модельный расчет количества СПО по критерию равенства накопленного повреждения позволяет установить эмпирическую зависимость между числом лабораторных циклов и числом СПО, давая тем самым прогноз относительно срока службы ГТ в реальных условиях. Модель позволяет учесть влияние внутреннего давления на срок службы ГТ.

На основе такой методики оценки повреждений также может быть спроектирован счетчик ресурса ГТ, позволяющий по данным о ее состоянии, поступающим в реальном времени, оценивать степень повреждения ГТ и ее остаточный ресурс. ◎

operation. Quantitative measure for such estimation can normally be a number of CT bending cycles before failure. Each trip includes three bending events: the first one occurs on a reel, the second and the third – on a guiding arc. Experimental estimation of the number of trips requires utilization of expensive specialized equipment that performs full-scale simulation of CT bending cycle.

Compact test facilities that are commonly used by CT manufacturers allow to estimate the number of bending cycles, which obviously will differ from the number of real trips performed.

In order to solve this problem a new technique, which allows precise estimation of the number of trips, has been developed. New technique is based on analytical calculation of CT fatigue life with utilization of cyclic bending and strength characteristics of CT material. Combination of these calculations with computation of strain-stress state kinetics allows to forecast the moment of CT fatigue failure (creation of macro-fissure). This technique uses damage level as a parameter characterizing present condition of CT. In accordance with a well-known hypothesis of linear summation, damage is accumulated during CT operation and after a certain time period reaches its critical value, which corresponds to CT fatigue failure. Data connected with cyclic properties of CT material, which is necessary for calculation of accumulated damage, was obtained computationally on the basis of static strength and ductility characteristics using Manson relations.

In suggested technique the number of trips is connected with the number of bending cycles (on a bending machine) by means of linear function, explicit form of which was determined on the basis of experimental data obtained in the result of reverse bending tests performed for CT specimens (CT-80 strength grade) on a lab facility of OAO Uraltrubmash. The results of theoretical calculation of bending cycles' number are in a good agreement with experimental data. This indicates the correctness of theoretical approach.

On the next stage, model-dependent calculation of the number of trips is performed on the basis of accumulated damage equality criterion. This criterion allows to determine empirical relationship between the number of lab cycles and trips number, giving the forecast of CT fatigue life under actual operating conditions. The model used also allows taking into account the influence of internal pressure on CT fatigue life.

On the basis of presented damage estimation technique it is possible to design CT fatigue life counter, which will enable estimation of CT damage and residual operating life on the basis of real-time data. ◎