

Тезисы докладов, представленных на 17-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы»

Proceedings of the 17th International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference

(Часть 1) / (Part 1)

Первый успешный опыт применения в России системы Discovery MLT для захода в многоствольные скважины

К.В. Бурдин, И.А. Демечук, К.А. Стародубцева, «Шлюмберже»

Со времен бурения первой многозабойной скважины в 1949 году А.М. Григорьяном данная технология заслужила широкую популярность и доказала свою экономическую эффективность во всем мире. Однако после бурения остается актуальным вопрос стимуляции и освоения подобных скважин: необходимо войти в каждый латеральный ствол, провести удаление бурового раствора и затем кислотную обработку. Зачастую недропользователи прежде всего из-за экономических соображений проводят стимуляцию таких скважин с применением КРС и НКТ только в основном стволе, что, безусловно, не является оптимальным решением для данного вида скважин.

В 2016 году был получен первый опыт в России применения системы Discovery MLT для обнаружения и избирательного доступа в многоствольные скважины. Данная система позволила выполнить ориентацию и успешный заход в две многоствольные скважины с тремя и четырьмя открытыми горизонтальными стволами для проведения последующей кислотной обработки в карбонатном коллекторе.

Цели работы для компании «Шлюмберже»:

- Индивидуальный заход в боковые стволы с применением гидроруляемой системы Discovery MLT на ГНКТ;
- Подготовка и проведение кислотной обработки каждого ствола с применением кислотных систем VDA и MSR100;
- Вовлечение минимального количества оборудования при помощи платформы SPARK.

Опыт работ ГНКТ по оперированию муфтами МГРП в полнопроходных хвостовиках

К.А. Стародубцева, И.А. Демечук, К.В. Бурдин, Д.А. Сериков, «Шлюмберже»

Технологии заканчивания горизонтальных скважин компоновками для многостадийного ГРП приобрели большую популярность среди добывающих компаний во всем мире и в России. ►

The First Successful Experience of Discovery MLT System for Entrance into Multilateral Wells in Russia

K.V. Burdin, I.A. Demenchuk, K.A. Starodubtseva, Schlumberger



К.В. Бурдин
K.V. Burdin

Since the time of the first drilling of multilateral well in 1949 by A.M. Grigoryan, the technology has deserved widespread popularity and has proven economic efficiency around the world. However, after drilling of the well, still there is the question of following well stimulation and well development. It is necessary to enter in every lateral bore to replace drilling mud and to perform matrix

acidizing. Frequently, oil and gas companies perform exclusively stimulation of the main bore of the multilateral wells by work over but it is certainly not an optimal solution for this type of wells.

In 2016, it was received the first time in Russia experience of application Discovery MLT reentry system for entrance into multilateral wells on Coiled Tubing. Discovery MLT system allows to perform the orientation and successful entrance into laterals of multilateral wells with 3 and 4 horizontal open holes for the following acid treatment in carbonate reservoir.

Work objectives for Schlumberger were:

- Individual access to laterals using hydraulically operated reentry Discovery MLT;
- Preparation and matrix acidizing of each using viscoelastic diverting acid (VDA) and MSR;
- Involvement of a minimum amount of equipment using SPARK platform.

Coiled Tubing Experience of Shifting Fracturing Ports of Multistage Fracturing Fullbore Completions

K.A. Starodubtseva, I.A. Demenchuk, K.V. Burdin, D.A. Serikov, Schlumberger

The widespread application of multi-stage ►

Данные технологии позволяют обеспечить эффективное извлечение запасов углеводородов за счет многократного увеличения площади контакта трещин с пластом.

Фонд скважин, законченных компоновками МГРП, увеличивается с каждым годом. Проблема интенсификации добычи на текущем фонде скважин, находящихся в эксплуатации, становится все более актуальной, и повторное проведение ГРП на уже спущенных компоновках позволяет справиться с данной задачей.

Особое место среди компоновок для МГРП в горизонтальных скважинах занимают компоновки с полнопроходным сечением, оборудованным механическими сдвижными муфтами, управляемыми при помощи специального инструмента, спускаемого на ГНКТ. Данная конструкция дает возможность проводить селективные ГРП как на новых скважинах, так и на скважинах, находящихся в эксплуатации, а также, при необходимости, выборочно закрывать порты ГРП при водо- и газопроявлениях или различного рода исследованиях скважины.

В 2014–2016 годах подразделением ГНКТ компании «Шлюмберге» был получен опыт выполнения работ по открытию/закрытию портов ГРП полнопроходных компоновок ГРП разных производителей как на новых скважинах, так и в скважинах из эксплуатации.

Новые технологии ремонтно-изоляционных работ на ГНКТ – колонные пластыри

Михаил Пустовалов, Александр Кашлев, Константин Бурдин, «Шлюмберге»

На протяжении всего жизненного цикла скважины в ней может возникнуть необходимость восстановления герметичности эксплуатационной колонны, НКТ или изоляции части хвостовика. Например, такая необходимость может возникнуть в следующих случаях:

- Негерметичность эксплуатационной колонны (например, по МСЦ);
- Эрозия секции фильтров хвостовика;
- Прорыв воды или газа в зоне перфорации;
- Прорыв воды по муфте МГРП или необходимость повторного ГРП (т.н. рефрака);
- Изоляция негерметичного ВСО.

В промышленности существуют различные методы для проведения ремонтно-изоляционных работ. Это РИР с цементированием, ремонтные пакеры и хвостовики, развальцовываемые ремонтные пластыри. Каждый из этих методов имеет свои недостатки. Новая технология установки ремонтных накладок (колонных пластырей) при помощи инструмента с раздуваемым элементом позволяет избежать всех этих недостатков. Такая накладка может держать дифференциальное давление до 15 000 psi, создаст минимальное сужение по внутреннему диаметру колонны. Риск застревания инструмента при использовании надуваемого установочного инструмента существенно ниже, чем при



К.А. Стародубцева
K.A. Starodubtseva

fracturing technology is in permanent growth in Russia and all other the world. This technology allowed effective recovery of hydrocarbons due to considerable increase of the fractured area contact with productive interval of the reservoir.

Well stock completed with MSF liners is increased every year. Stimulation of production of such wells

that are under production becomes more actual for oil and gas companies and the way of re-frac on wells with MSF liners that were installed several years ago allows manage this issue.

Separate place among MSF completions is occupied by full bore MSF completion with frac ports controlled by shifting tool operated with Coiled Tubing. This completion allowed perform selective fracturing as for new drilled wells and for wells that were in production. Such completion gives an opportunity to close target frac port in case of water/gas injection from the reservoir or for different geophysical surveys.

In 2014–2016 Coiled Tubing Schlumberger received the experience of shifting fracturing ports of multistage fracturing completions of different manufacturers at new wells and wells after production.

New Technologies in Remedial Isolation Jobs

Mikhail Pustovalov, Alexander Kashev, Konstantin Burdin, Schlumberger

During the well lifecycle, the remedial job to restore the casing integrity or isolate a zone within the well. The examples are:

- Casing leaks isolation (i.e. leaking stage collar);
- Eroded sand screens section isolation;
- Isolation of perforations with high water cut or GOR;
- Multistage frac ports isolation (either for re-frac or water cut reduction);
- Isolation of other leaking downhole equipment.

There are several technologies in the industry that can be utilized for this purpose. Traditional and widely used are cement squeezing, straddle packers, cone expanded steel patches. All these technologies have their drawbacks and thus a new technology is required in order to overcome these drawbacks. The new technology is an expandable steel patch installed with an inflatable packer-style setting tool. The patch can hold up to 15 000 psi (depending on size and conditions) and causes a minimal ID reduction. The inflatable setting tool significantly reduces the risk of a stuck tool compared to traditional patch expansion with the cone.

использовании вальцующего конуса.

Ремонтная накладка состоит из верхней и нижней якорящих секций, с промежуточной секцией между ними. Накладка сделана из аустенитной нержавеющей стали. На якорящих секциях находятся герметизирующие бороздки из резины HNBR (200 штук на секцию). Накладка может быть изготовлена до 10 м в длину, при этом есть возможность установки накладок внахлест для покрытия длинных интервалов. Установочный инструмент имеет клапанную систему для контроля надувания/сдувания, двойную систему для аварийного стравливания давления, шаблонировочное кольцо для проверки накладки во время установки и собственно надуваемый элемент. Обычно для установки накладки требуется несколько циклов надувания – сдувания инструмента вдоль всей заплатки.

Накладка может быть установлена как на колонне буровых труб, так и при помощи ГНКТ. Особо важным моментом является правильная привязка накладки по глубине. Идеальным методом привязки является привязка по ГК, хотя другие методы, такие как локатор муфт и мера труб, могут быть использованы. При установке накладки в горизонтальном стволе скважины доставка туда прибора ГК на кабеле может быть затруднена. Для решения этой проблемы может быть использована система ГНКТ ACTive. В этой системе применяется оптоволокно, идущее внутри ГНКТ для связи с прибором ГК, спускаемым непосредственно вместе с накладкой. Система позволяет осуществить привязку по глубине в реальном времени и использованием базового ГК, записанного, например, при бурении скважины.

Во всем мире было установлено 83 накладки. Суммарная длина составляет 584,2 м, а самый длинный изолированный интервал составляет 48 м. Накладки были использованы для изоляции обводнившихся перфораций, изоляции прорыва газа, ремонта муфт МГРП и МСЦ, изоляции промытой секции противопесочных фильтров.

Практические рекомендации RP 5C Американского нефтяного института в области ухода и контроля за состоянием гибкой трубы

Рон Кларк, «Время колтюбинга. Время ГРП»

Доклад содержит информацию о рекомендованных практиках, включающих в себя такие области, как колтюбинг и сопутствующее оборудование, а также соответствующие приложения. Размеры гибких труб систематизированы по наружному диаметру и в настоящее время доступны в диапазоне от 19,0 мм до 88,9 мм. Материалы, которые охватывают представленные практики, включают в себя высокопрочные низколегированные стали с удельным пределом текучести в диапазоне от 379 МПа до 690 МПа. В докладе также обсуждается использование гибкой трубы в наземных и шельфовых операциях, в критических и штатных



Рон Кларк
Ron Clarke

The patch consists of top and bottom anchoring sections and an intermediate section. The patch is made of a stainless austenitic steel and the anchoring sections are covered with HNBR sealing grooves (200 from each side). The patch can be up to 10 meters long and the patches can be installed with an overlap in order to cover the long interval. The installation tool has an inflation control valve

system, 2 emergency bleed valve system, built-in drift ring to drift the patch after installation and the inflatable element itself. The setting process of the patch includes several inflation-deflation cycles along the patch's length.

The patch can be run using drill pipes or coiled tubing. The depth positioning is critical. The ideal positioning method is using a GR log, however other methods such as CCL or a simple pipe tally can be used. If the patch installation is required in the horizontal section of the well, the precise depth positioning is complicated as it may be hard to deliver the GR with the wireline to the target interval. For this purpose ACTive coiled tubing system can be used. This system utilizes an optical fiber to establish the real-time communication with the GR tool run along with the patch on a coil tubing. The system allows real-time depth positioning using a reference log recorded i.e. while drilling.

Totally 83 patches are installed around the world. The total patched length is 584.2 and the longest patched interval is 48 m. The patches were used to isolate leaking stage collars, frac ports, perforations where water or gas breakthrough occurred and for eroded sand screens isolation.

API Recommended Practice RP 5C Care Maintenance and Inspection of Used Coiled Tubing

Ron Clarke, Coiled Tubing Times

The report includes information about recommended practices that cover coiled tubing and associated equipment as well as applications. Coiled tubing sizes are specified by outside diameter (OD) and are currently available in ¼-inch OD through 3½-inch OD. Materials covered in this recommended practice are high-strength, low-alloy steels with specified yield strengths from 55 thousand pounds per square inch to 90 thousand pounds per square inch. Use of coiled tubing in onshore and offshore operations as well as critical and routine operations are discussed. The report also contains information about microbial corrosion of coiled tubing and the best

ситуациях. Кроме того, в докладе присутствует информация о микробной коррозии гибкой трубы и лучших способах борьбы с ней.

Эволюция колтюбинговых технологий: от провода к оптоволокну

Фернандо Баэз, BRVR Consultants

Доклад представляет описание эволюции колтюбинговых технологий, которые используют либо металлический кабель, либо оптоволокну для передачи скважинной информации на поверхность. В начале дается короткое описание того, что такое каротаж на колтюбинге, а также каковы его наиболее распространенные приложения. Также представлена информация об используемых типах кабелей и методах их запасовки в гибкую трубу. В докладе, кроме того, дан обзор существующих колтюбинговых систем с оптоволоконным кабелем, включая систему ACTive, предлагаемую компанией «Шлюмберге», а также систему CoilComm компании Halliburton и TeleCoil компании Baker Hughes. Далее представлены технологии DAS (распределенные акустические измерения) и DTS (распределенное измерение температуры), дано описание их приложений, а также анализ практических примеров. Наконец, описаны возможные варианты эволюции технологии кабельных внутрискважинных работ.

Технологии для селективной стимуляции ReelFrac Packer & ReelFrac Straddle

Р.Ф. Шарипов, Weatherford

На сегодняшний день все более актуален вопрос проведения повторного ГРП и селективной стимуляции зон. Именно для этого были разработаны технологии ReelFrac Packer – однопакерная система, позволяющая проведение повторных ГРП, кислотные обработки и т.п. Состав КНК варьируется в зависимости от задач стимуляции и ремонта скважины. ReelFrac Straddle – двухпакерная система, позволяющая проведение повторных ГРП, кислотные обработки.

Данные решения значительно сокращают период от ремонта скважины до запуска в добычу и также возможность проведения всего цикла стимуляции за одну СПО.

Практический опыт применения технологии по созданию сети глубокопроникающих каналов фильтрации при интенсификации притока добывающих скважин

А.Н. Кобец, РУП «ЛЮ «Белоруснефть»

СКИФ® – уникальная технология интенсификации нефтяного притока, основанная на создании в продуктивном интервале системы разветвленных дренажных каналов протяженностью до 100 м на разных уровнях в заданных направлениях (до 6 каналов на одном уровне, в зависимости от диаметра обсадной колонны) для увеличения охвата и площади



Фернандо Баэз
Fernando Baez

practices to prevent it.

CT Technology Evolution from Wired Conductor to Fiber Optic

Fernando Baez, BRVR Consultants

The report presents the evolution of coiled tubing technologies that use either wired conductor or fiber optic cable in order to transmit downhole information to the surface. First, a brief description of what

is coiled tubing logging (CTL) and what are the most common applications of CTL is presented. The information on what cables are used and how they are installed is given as well. An overview of the existing coiled tubing fiber optic systems, including ACTive system offered by Schlumberger, Halliburton's CoilComm and Baker's TeleCoil systems, can be found in the report as well. Also a list of DAS (distributed acoustic sensing) and DTS (distributed temperature sensing) applications and case studies is provided. Finally, the report presents possible variants of wireline interventions technology evolution.

Technologies for selective stimulation with ReelFrac Packer & ReelFrac Straddle

R.F. Sharipov, Weatherford



Р.Ф. Шарипов
R.F. Sharipov

At present time refracturing and selective zone stimulation issues have become more important. ReelFrac Packer technology was developed specifically for these purposes: one-packer system designed for refracturing, acid treatment and so on. Bottomhole assembly varies according to specific stimulation and workover tasks. ReelFrac Straddle – is a two-packer system designed

for refracturing and acid treatment operations.

These solutions significantly reduce repair time and make possible conducting stimulation during one tripping operation.

Deep-Penetrating Filtration Channels Creation Technology for Wells Production Stimulation. Application Experience

Andrey Kobets, Head of EOR Division, EOR and Well Repair Department, Belarusneft

“SKIF” – is a unique oil stimulation technology

фильтрации пластовых флюидов к стволу скважины. Таким образом, увеличивается охват выработкой неоднородных, низкопроницаемых пластов и, как следствие, повышается коэффициент извлечения нефти.

В докладе были перечислены преимущества технологии SKIF®:

- Возможность работы с любыми зенитными углами, вплоть до горизонтального ствола;
- Контроль и управление параметрами сверления эксплуатационной колонны;
- Возможность сверления отверстий в заданном азимутальном направлении (при условии зенитного угла более 5° в интервале проведения работ);
- Выполнение размыва всех каналов на одной глубине за одну СПО гибкой трубы в интервалах пласта от 0,8 м и выше;
- Документальное подтверждение режимов работы оборудования;
- Скорость размыва каналов от 1 до 7 м/мин.

Были даны технические характеристики комплекса оборудования SKIF®, перечислен состав внутрискважинного оборудования комплекса и комплектность мини-колтюбинговой установки.

За период отработки технологии SKIF® с 2013 года на месторождениях белорусского региона специалистами РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» были проведены работы и выполнено 17 скважино-операций, размыто 144 фильтрационных канала, из них на 110 каналах жидкостью размыва служило дизельное топливо и на 34 каналах – техническая вода плотностью 1000–1050 кг/м³.

Фильтрационные каналы, размытые технической водой, также были обработаны 5%-м соляно-кислотным раствором. Работы на объектах выполнялись в объеме от одного до восьми уровней, при этом создавались от двух до шестнадцати фильтрационных каналов длиной до 100 м, увеличивающих площадь дренирования скважинного флюида.

За отчетный период времени на месторождениях нефтедобывающей компании РФ командой специалистов РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» были успешно проведены работы и выполнено 10 скважино-операций, размыто 84 фильтрационных канала, из них на 40 каналах жидкостью размыва служило дизельное топливо и на 44 каналах – техническая вода плотностью 1000–1030 кг/м³. Фильтрационные каналы, размытые технической водой, также были обработаны соляно-кислотным раствором, из них 40 каналов – 5%-м соляно-кислотным раствором и 4 канала – 10%-м соляно-кислотным раствором. Работы на объектах выполнялись в объеме от одного до четырех уровней, при этом создавались от четырех до двенадцати фильтрационных каналов длиной до 100 м, позволяющих обеспечить дополнительный



А.Н. Кобец
Andrey Kobets

based on creation of system of multi-hole drainage channels up to 100 m long in pay interval at different directions (up to 8 channels at one level according to casing diameter) for enhancing drainage area around the wellbore. Thus, this technology increases drainage area in non-uniform, low-permeable formations resulting in

increase in recovery factor.

The report described the following advantages of “SKIF” technology:

- Ability to operate with all inclination angles through to horizontal wellbore;
- Control of casing milling parameters;
- Ability to mill holes in pre-determined azimuthal direction (considering that inclination angle is more than 5° in operation zone);
- Jetting all channels at the same depth during one coiled tubing tripping operation within the formation interval of 0.8 m and higher;
- Documentary support of equipment operation modes;
- Channels jetting velocity from 1 to 7 m/min.

Provided were technical specifications of SKIF equipment as well as bottomhole assembly configuration and equipment set of coiled tubing mini-unit.

During pilot testing of SKIF technology at Belorussian region fields RUP PO Belorusneft’s specialists carried out 17 well operations, 144 filtration channels were created, 110 of which were created using diesel fuel and 34 – using process water with 1000–1050 kg/m³ density as a jetting fluid.

Filtration channels created using process water were treated with 5% hydrochloric solution. Operations were carried out with different volume of levels – from 1 to 8, there was a different amount of channels – from 2 to 16 – up to 100 m long that enhanced fluid drainage area.

During report period at the oilfields of Russian oil production company RUP PO Belorusneft’s specialists carried out successfully 10 well operations, 84 filtration channels were created, 40 of which were created using diesel fuel and 44 – using process water with 1000–1030 kg/m³ density as a jetting fluid. Filtration channels created using process water were treated with 5% hydrochloric solution and 4 channels – with 10% hydrochloric solution. Operations were carried out with different volume of levels- from 1 to 4, there was a different amount of channels – from 4 to 12 – up to 100 m long that provided

приток скважинного флюида в околоствольную зону.

Влияние смолисто-асфальтеновых веществ на эффективность кислотных обработок

М.А. Силин, Л.А. Магадова, Л.Ф. Давлетшина, НОЦ «Промысловая химия», РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Смолисто-асфальтеновые вещества (САВ) – сложные углеводородные компоненты нефти. Некоторые исследователи не разделяют эти понятия, считая их единым термином и определяя как сложную смесь высокомолекулярных соединений гибридной структуры. Однако разделение САВ проводят по растворимости, асфальтены не растворяются в *n*-алканах (*n*-пентане и *n*-гептане), но растворяются в толуоле и бензоле, смолы выделяют растворением в *n*-алканах и адсорбцией на силикагеле. Асфальтены, в отличие от смол, имеют способность к самоассоциации и агрегированию.

На сегодня многие месторождения нефти перешли на позднюю стадию разработки, когда в связи с большим периодом заводнения месторождения произошло охлаждение пласта и изменился состав нефтей в сторону утяжеления. Все это негативно влияет на устойчивость структурных образований нефти, и любое нарушение внешних условий может привести к образованию крупных агрегатов из высокомолекулярных углеводородов, смол и асфальтенов.

В процессе кислотных обработок происходит контактирование раствора с породой, кольматантами и пластовыми флюидами, в результате должна происходить очистка и увеличение каналов дренирования нефти в призабойной зоне пласта. Однако в процессе взаимодействия углеводородов с кислотными составами в пористой среде могут образовываться эмульсии повышенной вязкости и выпадать осадки на границе двух сред, что может стать причиной снижения эффективности кислотных обработок скважин.

Для исключения этих негативных явлений в процессе подбора кислотных составов проводят «бутл-тест» (bottle-test) по общепринятому стандарту, который представляет собой тестирование исследуемых композиций на совместимость с нефтью. После смешивания композиции с нефтью не должны образовываться устойчивые эмульсии. Нефтекислотные смеси должны свободно фильтроваться через сито, не оставляя осадков.

В НОЦ «Промысловая химия» проводятся исследования по анализу влияния типа кислоты и ее концентрации на устойчивость САВ в нефти. Показано, что с увеличением концентрации соляной кислоты увеличивается вероятность образования устойчивых эмульсий. Это сказывается и на уплотнении выпадающих осадков, однако их объем может как



Л.А. Магадова
L.A. Magadova



Л.Ф. Давлетшина
L.F. Davletshina

additional well fluid inflow to the near-wellbore region.

Influence of Resinous-Asphaltenic Materials on the Efficiency of Acid Treatments

*M.A. Silin, L.A. Magadova, L.F. Davletshina
RSU of Oil and Gas, Research and Educational Center "Oilfield Chemistry"*

Resinous-asphaltenic materials (RAM) – are complex hydrocarbon oil components. Some researchers do not share the same opinion on these definitions. They consider RAM as a universal name for a complex mixture of high-molecular hybrid compounds. However, RAM are divided by solubility, asphaltens are not soluble in *n*-alkanes (*n*-pentane and *n*-heptane), but are soluble in toluene and

benzene, resins are extracted by dissolution in *n*-alkanes and silica gel adsorption. Unlike resins, asphaltens are capable of self-association and aggregation.

At present time, many oil fields are at the closing stage of development when formation temperature decreases due to long flooding period and oil composition becomes more heavy. This has a negative impact on consistency of oil compounds, any change in external conditions may lead to development of aggregates of high-molecular hydrocarbons, resins and asphaltens.

During acid treatments solution interacts with rock, bridging agents and formation fluids. As a result, drainage channels in the near-wellbore region are expected to be cleaned out and expanded. However, during interaction between hydrocarbons and acid solutions high-viscosity emulsions may develop in porous medium as well as precipitation may occur at the interface thus leading to decrease in acid treatments efficiency.

In order to eliminate these negative impacts, standard bottle-test should be carried out during selection of acid solution compositions. During this test compositions are examined for compatibility with oil. After compositions are mixed with oil, no stable emulsions should develop. Acid-oil mixtures should freely filtrate through the sieve with no residues left.

увеличиваться, так и сокращаться при повышении концентрации кислоты.

Считается, что соли металлов, в частности хлориды, ускоряют процесс осадкообразования, особенно активно способствует осаждению асфальтенов хлорид железа (III). Согласно исследованиям, наличие в системе катионов Fe^{3+} сильнее способствует осадкообразованию, чем Fe^{2+} . Учитывая стареющий фонд скважин и оборудования, наличие источников железа и его влияние на снижение эффективности кислотных обработок приобретает все большее значение.

Новый уровень заканчивания скважин с возможностью проведения МГРП (Mongoose Multistage Unlimited)

А.В. Байрамов, ООО «ЕВС»

Многостадийный гидроразрыв пласта (МГРП) зарекомендовал себя как один из основных методов интенсификации пласта в Российской Федерации. Основной целью данного метода является создание высокопроводящих трещин в нефтегазонасыщенном коллекторе на всем протяжении горизонтального участка ствола скважины. Для этого производится поочередная серия гидроразрывов пласта (ГРП), результатом которых является максимальный дебит углеводородов.

С течением времени нефтегазодобывающие компании в Российской Федерации становятся все более требовательными к техническим и технологическим параметрам МГРП в плане количества стадий, глубины ствола скважины (в особенности ее горизонтальной части), возможности повторного ГРП и управления интервалами/портами после ввода ее эксплуатацию и многого другого. В связи с этим ООО «ЕВС» в течение последних 14 месяцев проводит опытно-промышленные работы (ОПР) по технологии МГРП Mongoose со сдвижными муфтами (с возможностью многократного открытия/закрытия). Технология NCS Mongoose Multistage Unlimited (официальным дистрибьютором которой в Российской Федерации и странах СНГ является ООО «ЕВС») зарекомендовала себя на отечественном рынке как альтернатива текущим методам МГРП с шаровыми компоновками.

Общая информация о технологии NCS Mongoose Multistage Unlimited

В данной технологии объединены компоновка для разобщения интервалов, спускаемая на ГНКТ, и сдвижные муфты либо перфораторы для гидропескоструйной перфорации (ГПП), что позволяет осуществлять многостадийное ГРП при заканчивании скважин за одну спуско-подъемную операцию и более эффективно, чем позволяет любой другой метод.

Применение ГНКТ в открытых стволах (на примере Кулумбинского и Юрубчено-Тохомского месторождений). Опыт и

Research and Educational Center “Oilfield Chemistry” carries out researches on analysis of impact of different types of acids on RAM consistency in oil. It was demonstrated that the higher the concentration of hydrochloric acid – the higher the risk of stable emulsions development. This also leads to more intense precipitation, but when acid concentration rises, residue volume may increase or decrease.

It is considered that metals salts, in particular chlorides, accelerate precipitation process, especially when it comes to precipitation of asphaltenes of ferric chloride (III). According to researches, presence of cations of Fe^{3+} enforces precipitation more actively than presence of Fe^{2+} cations. Considering equipment deterioration and increasing amount of mature wells, more attention should be paid to ferrum sources and its negative impact on acid treatments efficiency.

New Level of Well Completion with Multi-Stage Fracturing Option (Mongoose Multistage Unlimited)

Alexey Bairamov, Technical Manager, Business Development Department, EWS, LLC



*А.В. Байрамов
Alexey Bairamov*

Multistage hydraulic fracturing (MHF) is acknowledged to be one of the main enhanced oil recovery methods in Russia. The main purpose of this method is to create high-conductive fractures in oil and gas saturated formation at the whole distance of horizontal wellbore. For this purpose multistage fracturing is carried out thus providing maximum production

rate.

As time passes, Russian oil and gas production companies impose higher requirements for technical and technological parameters of MHF. It refers to the amount of stages, wellbore depth (especially horizontal length), possibility of refracturing and controlling of intervals/ports after bringing in the well and more. In this regard, during last 14 months EWS LLC has been conducting pilot testing of Mongoose MHF technology with sliding sleeves (with ability to open/closing ports many times). NCS Mongoose Multistage Unlimited technology (authorized distributor of this technology in Russia and CIS countries is EWS LLC) is proved to be a successful alternative to current ball-type MHF technologies.

General information about NCS Mongoose Multistage Unlimited technology

This technology combines coiled-tubing-conveyed assembly for zonal isolation and sliding

полученные результаты

Д.Н.Гавриленко, ООО «Пакер Сервис»

Местом оказания услуг являлось Куюмбинское месторождение, которое находится в Красноярском крае. Оно относится к Юрубчено-Тохомской зоне нефтегазоаккумуляции. Тип коллектора: трещинно-кавернозный, представлен карбонатами.

Работы по ГНКТ проводятся в условиях: низкой пористости 1–2%, катастрофических поглощений, открытых стволов более 1000 м, агрессивности пластовых вод, низких пластовых давлений, пластовой температуры не выше 30 °С, частичной автономии.

Виды проводимых работ: объемные ОПЗ, пенно-кислотные ОПЗ.

В докладе изложены результаты проведения работ, а также перечислены сложности, возникшие при их выполнении, и охарактеризованы пути их преодоления.

Проведение работ по бурению скважин с применением ГНКТ

А.С.Захарова, National Oilwell Varco

Технология бурения и капитального ремонта нефтегазовых скважин с использованием гибких труб – Coiled-Tubing основана на замене дискретной свинчиваемой бурильной колонны на длинную непрерывную. Технология предназначена для зарезки боковых стволов или увеличения забоя в нефтяных и газовых скважинах глубиной до 6000 м. Механические свойства труб обеспечивают безаварийную работу при многократном использовании. На сегодняшний день наиболее часто по всему миру используются трубы диаметром от 38 до 73 мм. Но есть также возможность производить работы на больших размерах труб. Подразделение NOV Quality Tubing производит трубы диаметром 19–89 мм.

Сравнительно небольшой размер комплекта бурового оборудования позволяет легко отправлять его на место проведения работ, а небольшая площадь мобильного основания является удобной при установке в условиях нехватки места или же в местах с повышенными требованиями по охране окружающей среды.

Проведение работ по бурению на ГНКТ обладает следующим рядом преимуществ по сравнению с традиционным методом:

- Сокращение времени проведения СПО;
- Возможность непрерывной циркуляции во время СПО;
- Возможность бурения на депрессии или балансе;
- Исключение возникновения ситуаций, связанных с внезапными выбросами, открытого фонтанирования;
- Замкнутый рабочий цикл, снижение воздействия на окружающую среду.

Компанией по производству оборудования National Oilwell Varco было проведено углубление



*Д.Н.Гавриленко
Dmitry Gavrilenko*

sleeves or perforators for abrasive jetting. This gives the opportunity to conduct MHF during one tripping operation more effectively than any other method.

Application of Coiled Tubing in Openhole Wells (Case Study: Kuyumbinskoe and Yurubcheno-Tokhomsкое oilfields). Experience and results

Dmitry Gavrilenko,

Packer Service, LLC

Service was provided at the Kuyumbinskoe field in Krasnoyarsk region. This field relates to Yurubcheno-Tokhomsкое oil-and-gas accumulation area. Reservoir type: Fissured-cavernous, carbonate type.

Coiled tubing operations were carried out in the following conditions: low porosity 1–2%, catastrophic circulation losses, open holes for more than 1000 m, corrosive formation water, low formation pressure, formation temperature is not higher than 30 °C, partial autonomy.

Operation types: High-volume bottomhole treatments, foam-acid bottomhole treatments.

The report describes the results of these operations as well as concurrent complications and approaches to deal with these complications.



*А.С.Захарова
A.S. Zakharova*

Coiled Tubing Well Drilling

A.S. Zakharova, Regional Manager, CT Equipment Department, Russia/CIS, National Oilwell Varco

Drilling and workover operations using coiled tubing are based on replacement of discontinuous drilling string with a continuous one. The technology is designed for sidetracking or bottomhole deepening in oil and gas wells

with depths up to 6000 m. Mechanical properties of strings provide failure-free operation during multiple application. At present time the most popular strings diameters are from 38 to 73 mm. But there is also a technical ability to operate larger-diameter strings. NOV Quality Tubing Department manufactures strings with 19–89 mm diameter.

Relatively small derrick equipment set provides easy transportation to work location, while small

забоя скважины с использованием КНБК NOV и системой телеметрии в регионе Волго-Урал. Работа проходила при постоянной технической поддержке и контроле специалистов NOV. Целью было достичь глубины проектного забоя, следуя заданной траектории.

Данной презентацией NOV делится опытом о проведении работ по углублению забоя скважины на ГНКТ, рассказывает о преимуществах и недостатках данного типа работ, а также о факторах, положительно влияющих на выполнение работ по бурению нефтяных и газовых скважин на ГНКТ.

Проведение повторного ГРП по технологии Slug Frac

А.Ф. Мингазов, А.В. Иванов, ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»

ГРП по технологии Slug Frac заключается в особом способе закачки проппанта в пласт. Проппант подается отдельными порциями с промежуточными буферными стадиями линейного геля между ними. Это позволяет минимизировать рост трещины гидроразрыва за пределы продуктивного пласта и повышает эффективность операции ГРП.

Используемый вид гидроразрыва позволил открыть дополнительные перспективы в разработке недр в условиях близко расположенных обводненных пластов, а также увеличить дебит скважин.

Доклад был сфокусирован на проведении повторного ГРП на примере Мегионского месторождения (БВ10).

Был охарактеризован режим работы после ГРП и приведены экономические показатели, прежде всего добыча нефти в зависимости от видов повторного ГРП.

Приведено сравнение приростов от ГРП по стандартной технологии и Slug Frac.

Выводы:

- Технология Slug Frac показала свою эффективность при проведении повторных ГРП (рефраков) на месторождениях ОАО «СН-МНГ»;
- Увеличение прироста по нефти до 30–40% по сравнению с повторным ГРП по стандартной технологии;
- Увеличение коэффициента продуктивности достигается за счет увеличения проводимости трещины ГРП (создание дополнительных каналов фильтрации жидкости);
- Увеличение дополнительной добычи от мероприятия и, соответственно, индекса прибыльности без увеличения закачиваемой массы проппанта на 1 м эффективной толщины пласта.

Основные объекты для проведения ГРП по технологии Slug Frac:

- пласт Б10 (Мегионское месторождение, Западно-Усть-Балыкское месторождение);
- пласт Б20-21 (Аганское месторождение).

area of mobile foundation is convenient for mounting in area-constrained environment or in locations with high environmental requirements.

Drilling using coiled tubing has the following advantages over conventional methods:

- Reduction in tripping operation time;
- Continuous fluid circulation;
- Underbalanced or balanced drilling;
- Elimination of unexpected blowouts and open flowing;
- Closed operation cycle, reduction of the impact on the environment;

National Oilwell Varco equipment manufacturer conducted bottomhole deepening using BHA (Bottomhole Assembly) NOV and Telemetry System in Volgo-Ural region. Operation was conducted under constant technical control and supervision by NOV specialists. The purpose was to achieve target bottomhole depth following predetermined well path.

This NOV presentation describes experience of conducting bottomhole deepening operation using coiled tubing, advantages and disadvantages of operations of this type and also refers to factors that have a positive impact on drilling operation using coiled tubing.

Refracturing Using Slug-frac Technology

Artur Mingazov, Alexey Ivanov, Slavneft-Megionneftegas, OJSC (SN-MNG, OJSC)



*А.Ф. Мингазов
Artur Mingazov*

Hydraulic fracturing (HF) according to Slug Frac technology is based on a special method of proppant pumping into the reservoir. Proppant is pumped in batches with intermediate buffer stages of linear gel between them. This provides minimization of fracture growth beyond pay zone and enhances HF efficiency.

This fracturing type opened new prospects for oil and gas field

development in closely-spaced flooded formations and enhanced oil recovery.

The report was focused on refracturing through the case study from Megionskoye field (BV10).

Well operation mode after HF was described with economic parameters given: in the first place, dependency of oil production on refracturing types.

The report compares additional production after standard HF and Slug Frac HF.

- Conclusions:
- Slug Frac technology demonstrated high efficiency of refracturing at the fields of SN-MNG OJSC;
- Additional production increased by up to 30-

Колтюбинговое бурение – как одна из наиболее эффективных технологий

С.А. Атрушкевич, СЗАО «Новинка»

В докладе подробно рассказано о совместном проекте РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», СЗАО «Новинка» и СЗАО «ФИДМАШ» по созданию оборудования и освоению технологии направленного колтюбингового бурения, в том числе в условиях депрессии на продуктивный пласт. Опытно-промысловые работы проводились на месторождениях РУП «Производственное объединение «Белоруснефть». При реализации проекта для минимизации затрат ставка была сделана на максимальное использование имеющегося в наличии в объединении универсального оборудования. В докладе была дана подробная характеристика комплекса оборудования для направленного бурения и его основных частей. Особое внимание было уделено описанию системы направленного бурения СНБ89-76М с кабельным каналом связи, предназначенной для управляемого бурения горизонтальных, наклонно-направленных и вертикальных скважин, в том числе на депрессии. Система обеспечивает контроль внутрискважинных параметров и определение положения КНБК в режиме реального времени. Докладчиком подробно описаны основные этапы и результаты проведения работ, таких как вскрытие продуктивного пласта на депрессии, бурение многоствольных скважин, фрезерование портов МГРП.

Эмульсионный тампонажный раствор на углеводородной основе для строительства и ремонта скважин

Л.А. Магадова, З.А. Шидгинов, А.В. Стрелков, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

В настоящее время растет объем скважин, пробуренных растворами на углеводородной основе (РУО) как отечественными, так и зарубежными сервисными компаниями. Это связано с повышением требований к качеству строительства скважин в сложных горно-геологических условиях в целом, к качеству вскрытия низкопроницаемых коллекторов, особенно в горизонтальных участках с отходами свыше 2000 м.

Вместе с тем, как показывает опыт строительства скважин, наличие углеводородной пленки на стенке обсадной колонны, а также на стенке самой скважины, к тому же пропитанной фильтратом бурового раствора, даже с применением буферных жидкостей, при цементировании водными цементными растворами зачастую не обеспечивает должного разобщения пластов из-за отсутствия сцепления цементного камня с породой и стенкой обсадной колонны. Наличие вертикальных каналов при дальнейшей эксплуатации скважины приводит к образованию межпластовых перетоков и обводнению скважины.

40% as compared to standard refracturing operation;

- Increase in productivity factor is achieved by enhancing conductivity of fracture (creating additional filtration channels);
- Increase in additional production after operation and corresponding increase in profitability index without increasing proppant mass per 1 m of effective formation thickness.

Main objects for Slug Frac HF:

- formation B10 (Megionskoye field, 3-Ust-Balykskoye field);
- formation B20-21 (Aganskoye field).

Coiled Tubing Drilling as One of the Most Effective EOR Technologies

Sergey Atrushkevich, Chief Designer and First Deputy Director of Novinka, CJSC

The report gives a detailed description of a joint project of RUP PO Belarusneft, Novinka CJSC and FIDMASH on development of equipment and technology for directional coiled tubing drilling, including underbalanced drilling. Pilot testing was carried out at RUP PO Belarusneft fields. During working on this project for cost minimization purposes company counted on applying maximum of available equipment. The report describes equipment set for directional drilling and its major parts. Additional attention was paid to directional drilling system SNB89-76M

with cable data channel designed for controlled drilling of horizontal, directional and vertical wells, including underbalanced drilling. The system provides control of downhole parameters and determines BHA location online. The reporter gave a detailed description of main stages and results of the following operations: Underbalanced formation penetration, drilling multihole wells,



*С.А. Атрушкевич,
Sergey Atrushkevich*

milling MHF ports.

Hydrocarbon-based emulsion cementing slurry for drilling and workover operations.

Л.А. Магадова, Д.Инж.С., З.А. Шидгинов, А.В. Стрелков, Губкин РГУ нефти и газа

At present time the amount of wells drilled using hydrocarbon-based mud increases in Russian and foreign service companies. This is due to severization of requirements for drilling quality in hard geological conditions, quality of low-permeable formations penetrations, especially in horizontal wellbores with displacement from the surface location more than 2000 m.

In addition to that, drilling experience

В РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, начиная с основателя школы буровых растворов на углеводородной основе, созданной в 50-х годах прошлого столетия профессором Леонидом Кузьмичом Мухиным, ведутся научно-исследовательские работы по совершенствованию РУО, буферных жидкостей, водных тампонажных растворов, используемых при цементировании скважин, а также по разработке тампонажных растворов на углеводородной основе. Специально для крепления скважин, пробуренных на РУО, были разработаны эмульсионные тампонажные растворы на углеводородной основе (ЭТРУО).

ЭТРУО представляет собой эмульсионно-суспензионную систему, в состав которой входят: классический тампонажный портландцемент; вода в количестве, необходимом для гидратации цемента; углеводородная фаза; композиция ПАВ. Жидкостью затворения цемента является обратная эмульсия. После затвердевания камень становится гидрофобным, так как углеводородная фаза и ПАВ остаются после твердения равномерно распределенными во всем объеме, что существенно повышает коррозионностойкость и долговечность камня.

ЭТРУО обладает следующими технологическими свойствами:

- время загустевания, не менее 4 часов по спецификации ISO10426-2, API-10A;
- фильтратоотдача, не более 50 мл за 30 мин при перепаде давления 6,9 МПа (1000 psi) по спецификации ISO10426-2, API-10A;
- прочность на сжатие, не менее 10 МПа;
- пластическая вязкость, не более 220 мПа·с, при 20 °С;
- динамическое напряжение сдвига, не менее 5 дПа;
- растекаемость, не менее 200 мм;
- плотность от 1,4 до 2,0 г/см³ без включения облегчающих или утяжеляющих добавок;
- температурный интервал применения от 20 до 140 °С.

Камень не имеет пустот за счет того, что все поры и микротрещины заполняются углеводородной фазой и ПАВ, что существенно увеличивает газо-гидроизоляционные свойства.

Все материалы, используемые при приготовлении ЭТРУО, производятся на территории Российской Федерации, находятся в свободной продаже, не являются труднодоступными, имеют санитарно-эпидемиологические заключения и всю разрешительную документацию для использования в нефтегазовой отрасли. ☉

Вторая часть тезисов докладов, представленных на 17-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы», будет опубликована в журнале «Время колтюбинга. Время ГРП» № 59 (№ 1, 2017).

demonstrates that hydrocarbon film develops on casing wall and wellbore wall that is infiltrated with drilling mud even though buffer fluids were applied. When cementing is carried out with water slurry, this film often does not provide required formations isolation due to poor “cement-formation” and “cement-casing wall” bonds. Further, presence of vertical channels will lead to inter-reservoir cross-flow and well breakthrough.

Starting from the founder of hydrocarbon-based drilling muds school that was established in 1950s by professor Leonid Kuzmich Mukhin, specialists of Gubkin RSU of oil and gas conduct researches on optimization of hydrocarbon-based drilling muds, buffer fluids, water cementing solutions, that are used for well cementing, and hydrocarbon-based cementing solutions. Specially for cementing wells drilled using hydrocarbon-based drilling muds, specialist developed hydrocarbon-based emulsion cementing solution.

This solution is an emulsion-suspension system that includes: Classical cementing portland cement; water (volume, required for cement hydration); hydrocarbon phase; surfactant composition. Grouting fluid for cement is an inverted emulsion. After cement slurry thickening it becomes hydrophobic since hydrocarbon phase and surfactant remain well-distributed in all volume after thickening, that enhances stainless property and durability of cement.

Hydrocarbon-based emulsion cementing solution exhibits the following properties:

- thickening time, no less than 4 hours according to specification ISO10426-2, API-10A;
- filtrate return, no more than 50 ml per 30 min, pressure gradient 6.9 MPa (1000 psi) according to specification ISO10426-2, API-10A;
- compressive strength, not less than 10 MPa;
- plastic viscosity, no more than 220 mPa·s, 20 °С;
- dynamic shear stress, not less than 5 dPa;
- spreadability, not less than 200 mm;
- density from 1.4 to 2.0 g/cm³ without fluxing or weighting additives;
- temperature interval of application from 20 to 140 °С.

Cement do not contain voids because all pores and microfractures are filled with hydrocarbon phase and surfactant, that significantly improves gas- and water-proof properties.

All materials used during preparation of hydrocarbon-based emulsion cementing solution are produced in Russia, off the ration, at free access and correspond to Safety and Health Certificate and approval documentation for using in oil and gas industry. ☉

The second part of proceedings of the 17th International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference will be published in Issue 59 (№ 1, 2017) of Coiled Tubing Times Journal.