

Тезисы докладов, представленных на 18-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы»

Proceedings of the 18th International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference

Применение ГНКТ при проведении многостадийных ГРП в скважинах с горизонтальным окончанием

А.В. Казаков, АО «Башнефтегеофизика»

Поиск решений, направленных на повышение показателя коэффициента извлекаемости углеводородов и допустимой рентабельности эксплуатации нефтяных и газовых скважин, наряду с возросшей ресурсно-инновационной деятельностью нефтегазовых компаний, связанной с освоением трудноизвлекаемых запасов углеводородов, диктует развитие горизонтального бурения скважин с применением многостадийного ГРП. Муфтовые технологии ГРП, наиболее часто применяемые на сегодняшний день на территории РФ, не могут в полной мере разрешить весь спектр задач, связанных с эффективной эксплуатацией скважины после проведения гидроразрыва пласта. К основным недостаткам муфтовых технологий можно отнести ограничение по количеству стадий, обусловленное диаметром шаров-активаторов, дополнительные затраты на восстановление коммуникации с пластом при отказе элементов заканчивания и отсутствие возможности проведения повторного гидроразрыва – наиболее острую проблему, связанную с отсутствием равнопроходного диаметра ствола скважины, после разбуривания муфт ГРП.

Приоритетным направлением департамента гибких насосно-компрессорных труб группы компаний АО «Башнефтегеофизика», созданного в ноябре 2015 года, является внедрение сервиса безмуфтовых технологий МГРП.

Для реализации данной технологии было спроектировано и закуплено уникальное оборудование, не имеющее аналогов на российском нефтесервисном рынке, в числе которого можно выделить колтюбинговую установку с повышенной емкостью рабочего барабана (5300 м гибкой трубы диаметром 50,8 мм или 6800 м гибкой трубы диаметром 44,45 мм), насосную установку Combo JET, спроектированную на заказ и представляющую собой полный комплекс для проведения гидропескоструйной перфорации (два цементажных насоса, замешивающая система и блендер малой производительности на одном шасси). Шестнадцать единиц техники, входящей в состав флота ГНКТ, позволяют выполнять работы любой сложности без привлечения субподрядных организаций.

На сегодняшний день были успешно выполнены

CT Application during Multi-Stage Fracturing of Horizontal Wells

Alexander Kazakov, Bashneftegeophysics, JSC

Search for solutions to enhance hydrocarbon recovery and increase profitability of oil and gas operation along with increasing innovation activity of oil and gas companies aimed at hard-to-recover reserves development are the main drivers for development of horizontal drilling with multistage fracturing technology. At present time, sleeve fracturing technologies that are the most common in Russia can't solve all range of tasks for effective well operation after fracturing. The main disadvantages of sleeve technologies are: limit number of stages due to diameters of activating balls, additional expenditures for recovery of reservoir-to-well connectivity after failure of injection equipment, impossibility to conduct re-fracturing that is the most important problem since the diameter of the well after milling fracturing sleeves is not constant.

The number one priority of coiled tubing department at Bashneftegeofizika JSC group of companies that was founded in November, 2015 is the introduction of non-sleeve multistage fracturing technologies.

A range of unique equipment with no comparable counterparts in Russian oil service market was designed and purchased in order to implement this technology. This equipment includes coiled tubing unit with the increased reel capacity (5300 meters of coiled tubing with 2-inch diameter or 6800 m of coiled tubing with 1,75-inch diameter), custom-built pump unit Combo JET that is a complete equipment package for sand jet perforation (2 cementing pumps, mixing system, low-capacity blender on one chassis). Sixteen units of equipment in one coiled tubing fleet enable the company to conduct any operation of any complexity with no need to engage subcontractors.

At present time, operations were successfully conducted using bottomhole assembly (BHA) including sand jet perforator and a shut-off packer for isolation of underlying fracturing intervals (annulus fracturing technology). The maximum number of fracturing stages was 23 stages in one well. Also, coiled tubing department successfully carried out one operation combining annulus fracturing and Plug&Perf technologies

работы с применением КНК, в состав которой входит гидropескоструйный перфоратор и пакер-отсекатель для изоляции нижележащих интервалов гидроразрыва пласта (технология ГРП по затрубному пространству). Максимальное количество стадий гидроразрыва пласта на скважину составило 23 шт. Также в активе департамента успешно выполненная комбинированная работа, сочетающая применение технологии ГРП по затрубному пространству и технологию Plug&Perf (гидравлически активируемый посадочный инструмент для установки композитных мостовых пробок в связке с гидropескоструйным перфоратором, спускаемым на ГНКТ).

Помимо использования общедоступных западных технологий, компания АО «Башнефтегеофизика» совместно с крупнейшим производителем перфорационных зарядов в России работает над созданием безмуфтовой технологии BNG WirePlug – аналога зарекомендовавшей себя во всем мире технологии Plug&Perf. Существенным различием между технологиями является средство доставки КНК к месту проведения внутрискважинных операций, в качестве которого предполагается использование гибкой трубы с геофизическим кабелем. Немаловажным плюсом является использование тандема последовательного срабатывания в составе КНК, исключающее какие-либо временные задержки между срабатыванием секций компоновки и позволившим активировать компоненты системы по команде взрывника с поверхности земли.

Испытания компоновки низа колонны, проходившие минувшим летом на взрыв полигоне, подтвердили работоспособность системы и в полной мере разрешили поставленные задачи:

- посадку пакера ГПШ-92;
- отсоединение посадочного инструмента;
- последовательное срабатывание секций перфораторов;
- опрессовку пакера на максимальное рабочее давление 700 атм.

Вторым этапом разработки стала модификация посадочного инструмента под композитные мостовые пробки с целью повышения эффективности технологии путем минимизации временных затрат при фрезеровании многостадийных скважин. Повторные испытания показали эффективность работы компонентов КНК, подтверждаемую успешным тестированием установленной композитной мостовой пробки на максимальное рабочее давление 70 МПа, требуемое для успешного выполнения гидроразрыва пласта. На сегодняшний день департамент гибких насосно-компрессорных труб готов к проведению опытно-промышленных работ на скважине.

Новый уровень автоматизации, безопасности и эффективности: взгляд производителя

Ю.В. Белугин, СЗАО «ФИДМАШ»

Одними из критериев безопасных и успешно проводимых работ с применением

(hydraulically activated setting tool for installing composite bridge plugs together with CT-deployed sand jet perforator).

Apart from application of conventional western technologies, Bashneftegeofizika JSC in cooperation with the largest manufacturer of perforation charges in Russia conducted research on development



А.В. Казаков
Alexander
Kazakov

of non-sleeve technology BNG WirePlug that is an analogue of Plug&Perf technology that proved its efficiency around the world. The main difference between these technologies is the method of BHA deployment to the operation depth – coiled tubing with logging cable was designed for this purpose. The important advantage

is the application of consequently actuating tandem as a part of BHA that eliminates any time delays for activation of assembly sections and enables perforation engineer to activate components from the surface.

Testing of bottomhole assembly that was conducted this summer on experimental explosion area proved the efficiency of the system and solved all tasks that were set:

- Setting of packer GPSH-92;
- Disconnection of setting tool;
- Consequent activation of perforator sections;
- Pressure test of packer for the maximum operation pressure 700 atm.

The second stage of development was modification of setting tool for composite bridge plugs installation feature in order to increase effectiveness of the technology by mitigation of time expenditures during milling in wells after multistage fracturing. The second pilot tests proved the efficiency of BHA components operation that was supported by successful pressure test of composite bridge plug at 70 MPa that is a required pressure for hydraulic fracturing. At present time, coiled tubing department is ready for pilot testing of this technology in wells.

New Level of Automation, Safety and Efficiency. Manufacturer's Outlook

Yury Belugin, FIDMASH

One of the criteria for safe and successful work with the use of high-tech equipment is its automation and the availability of qualified personnel. In today's world without the use of electronics it is impossible to imagine any production, let alone oil and gas industry. In

высокотехнологичного оборудования являются его автоматизация и наличие квалифицированного персонала. В современном мире без применения электроники невозможно представить ни одно производство, а тем более нефтегазовую отрасль. В докладе на примере этапов развития собственных контрольно-регистрирующих систем (кольтюбинговых, азотных, насосных установок) освещается текущее состояние и дальнейшее видение данного направления. Более подробно рассказывается об автоматической системе управления и сбора данных криогенной азотной установки. Не оставлено без внимания и информационное обеспечение, которое сегодня формирует тенденцию «облачного» доступа. Рассказывается о дистанционном мониторинге за состоянием оборудования через сервер удаленного доступа. Это позволяет пользователю в любой момент времени узнать о текущем состоянии установок. В докладе рассматриваются современные тенденции по организации повышения квалификации операторов оборудования на примере специализированных тренажеров, действующих как на базе персональных компьютеров, так и специализированных тренажеров, максимально приближенных к реальному оборудованию.

Опыт стимуляции многостворных горизонтальных скважин с применением системы захода в боковые стволы Discovery MLT на ГНКТ в карбонатном коллекторе

Т. Галиев, УК «Алреп»; К. Бурдин, К. Стародубцева, «Шлюмберже»; А. Нуруллин, Р. Гайнетдинов, АО «Татнефтеотдача»

В 2016–2017 годах УК «Алреп» и АО «Татнефтеотдача» совместно с компанией «Шлюмберже» был реализован проект, в результате которого было пробурено и введено в эксплуатацию 11 многозабойных горизонтальных скважин на Степноозерском месторождении.

Степноозерское месторождение находится в Республике Татарстан. Одним из основных объектов разработки является башкирский ярус, представленный карбонатными породами. Коллекторы характеризуются высокой гетерогенностью как вертикальной, так и горизонтальной. Нефти при пластовой температуре обладают аномалиями вязкости и подвижности и относятся к классу неньютоновских жидкостей.

Для обнаружения и избирательного доступа в многостворные скважины была применена система захода в боковые стволы Discovery MLT, предоставленная компанией «Шлюмберже». Благодаря данной системе был осуществлен заход для проведения последующей кислотной обработки в 40 открытых горизонтальных стволов на 11 скважинах. Данная технология доказала свою эффективность и готова к тиражированию при работе в многозабойных скважинах и приобретает все большую популярность среди добывающих компаний.



Ю.В. Белугин
Yury Belugin

the report, the current state and further vision of this direction is highlighted using the example of the stages of development of own control and recording systems (coiled tubing units, nitrogen pumps, pumping units). More details are given about the automatic control and data collection system of a cryogenic nitrogen unit. Information support is also highlighted, which today forms a trend of "cloud" access. It is spoken about remote monitoring of the state of the equipment through a remote access server. This allows the user to learn about the current state of the settings at any time. The report examines the current trends in the organization of advanced training for equipment operators using the example of specialized simulators, operating both on the basis of personal computers and specialized simulators, as close to real equipment.

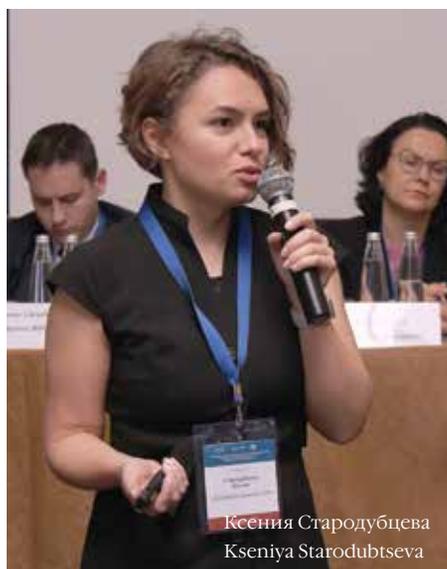
Experience of Stimulation of Multi-Barrel Horizontal Wells with the Application of Sidetracking System Discovery MLT on Coiled Tubing in a Carbonate Reservoir

T. Galiev, Alrep; K. Burdin, K. Starodubtseva, Schlumberger; A. Nurullin, R. Gainetdinov, Tatnefteotdacha, JSC

In 2016–2017 years "Alrep" and JSC

"Tatnefteotdacha" with Schlumberger implemented the project where 11 multilateral horizontal wells were drilled and put into operation at Stepnoozerskoye oilfield.

Stepnoozerskoe oilfield located in the Republic of Tatarstan. One of the main development objects is the Bashkirian Stage, represented by carbonates.



Ксения Стародубцева
Kseniya Starodubtseva

Reservoir rock is characterized by high heterogeneity, both vertical and horizontal. At reservoir temperature the oil has anomalies of viscosity and belong to the non-newtonian fluids.

Для стимуляции притока в скважинах проводились кислотные обработки при помощи самоотклоняющихся кислотных композиций Viscoelastic Diverting Acid (VDA) и Dynamic Acid Dispersion (DAD):

1. 17%-я соляная адаптированная кислота была выбрана в качестве основной жидкости для кислотной обработки и растворения пород, состоящих в основном из кальцита.
2. Для улучшения контакта кислоты с породой при кислотной обработке применялся растворитель для удаления остатков углеводородов, которые могут разрушить VDA.
3. Эмульсия растворителя и кислоты (DAD – Dynamic Acid Dispersion) позволила улучшить контакт кислоты с породой за счет отмыва от тяжелых углеводородов и одновременного растворения породы.
4. Самоотклоняющийся вязкоупругий кислотный состав на бесполимерной основе (VDA – Viscoelastic Diverting Acid) позволил выполнить стимуляцию непротравленных зон за счет образования геля после реакции кислоты с породой и временного закупоривания вытравленных кислотой каналов.

Кроме того, сочетание высокотехнологичных решений «Шлюмберге» и эффективных по стоимости услуг локальных компаний позволило УК «Алреп» и АО «Татнефтеотдача» сократить затраты времени на производство работ на 58% и сократить общую стоимость работ на 24%, сохраняя при этом качество.

Использование совмещенной технологии «кислота – проппант» на карбонатных отложениях при проведении ГРП

М.В. Фадеев, ООО «ТаграС-РемСервис»

Существенная часть запасов нефти Волго-Уральского региона приурочена к залежам, представленным карбонатными коллекторами. Данные залежи представлены известняками и доломитами, в основном массивной текстуры, в разной степени кавернозными и трещиноватыми. Большинство залежей разбито тектоническими нарушениями на отдельные блоки. Гидродинамическая связь с законтурной зоной очень затруднена или вообще отсутствует, что существенно осложняет их разработку.

Применение обработки призабойной зоны кислотными растворами или классического кислотного разрыва карбонатных коллекторов далеко не на всех объектах эффективно. Это объясняется частичным закрытием («схлопыванием») созданных и протравленных кислотой трещин из-за низких пластовых давлений.

Совмещение кислотного разрыва с закреплением протравленных трещин проппантом путем последовательной закачки кислотного состава и смеси с проппантом способствует стимуляции низкопроницаемых карбонатных коллекторов с низкими пластовыми давлениями и позволяет ввести в рентабельную работу скважины, на

Multilateral reentry system Discovery MLT technology was provided by Schlumberger to give selective access in multilateral wells. At Stepnoozerskoe oilfield, It was performed entrance into 40 open horizontal laterals with following acid treatment in 11 wells. This technology has proved its effectiveness and ready to replicate when working in multilateral wells and becoming more and more popular among operators.

To stimulate production of wells, acid treatments were performed with the help of Viscoelastic Diverting Acid (VDA) and Dynamic Acid Dispersion (DAD):

1. 17% adapted HCl was chosen as the main liquid for acid treatment and dissolution of rocks which are mainly consist of calcite.
2. To improve “acid-rock” contact with acid treatment, a solvent U066 was used to remove hydrocarbon residues that could destroy VDA.
3. DAD-Dynamic Acid Dispersion is used to improve the contact of the acid with the rock by washing it off from heavy hydrocarbons and, at the same time dissolving the rock.
4. VDA allowed stimulation of unstimulated zones, by gel formation after reaction of acid with rock and temporary blockage of acid-etched channels.

In addition, the combination of high-tech solutions from Schlumberger and cost-effective local services enabled «Alrep» and «Tatnefteotdacha» reduce the time on the production of work by 58% and reduce the total cost of work by 24%, while service quality is keeping at the same level.

Utilization of Acid-Proppant Technology in Carbonate Deposits during Hydraulic Fracturing

M. Fadeev, TagraS-RemService, LLC

There are substantial volumes of oil reserves in carbonate reservoirs in Volgo-Ural region. These reservoirs are dominated by limestones and dolomites with massive cavernous and fracture structure to different extents. The majority of reservoirs are separated into blocks by tectonic faults. Hydrodynamic connectivity with perimeter zone is obstructed or there is no connectivity at all. That makes these reservoirs difficult to develop.

The application of bottomhole acid treatment or typical acid hydraulic fracturing are not always effective in carbonate reservoirs. This is due to the local closing of fractures that were formed by acid due to low reservoir pressures.

Combination of acid fracturing with securing developed fractures with proppant by consequent injection of acid composition and proppant mixture provides stimulation of low-permeability carbonate reservoirs with low pressures. This also provides profitable commissioning of wells where other stimulations proved to be inefficient.

The proximity of water-bearing formations is a constraint to the technology. Mitigation of this negative factor is provided by the technology of restricting fracture length based on the mini-frac

которых иные методы интенсификации добычи оказались неэффективны.

Близость водоносных пластов ограничивает применение технологии. Минимизацией данного негативного фактора стало применение технологии ограничения высоты трещины, заключающейся в закачке на минифраке смешанной фракции проппанта, подаваемой на линейном геле. Эффект заключается в экранировании высокопроводимых каналов, связывающих объект ГРП с нижележащими водоносными пластами, увеличении радиуса дренирования.

Возникают случаи, когда имеются ограниченные расстояния до водоносных горизонтов сверху и снизу. При данных ограничениях возможно использование новой жидкости ГРП. Данная жидкость разрыва обладает песконесущей способностью в пять раз выше, чем обычные линейные гели. Данная технология подразумевает форсированное нагнетание жидкости разрыва – смеси с проппантом в больших объемах. Высокий темп нагнетания обеспечивает низкие коэффициенты фильтрации жидкости в естественные каверны, тем самым создаются протравленные кислотой каверны большой протяженности, которые впоследствии закрепляются проппантом.

Применение нестандартного опыта и вовлечение новых жидкостей разрыва и технологий позволяют удерживать добычу нефти после проведения ГРП на должном уровне.

О характере коррозионных процессов и ингибировании коррозии гибких труб

Л.Ф. Давлетшина, К.В. Ильков, Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Колтюбинговые установки, обладающие рядом преимуществ, все чаще применяются при кислотных обработках скважин. Однако недостатком таких технологий является снижение ресурса гибкой трубы – ключевого элемента установки – под воздействием агрессивной среды. Это связано с влиянием кислотной среды на металл при наличии больших знакопеременных циклических нагрузок на гибкую трубу.

Применение ингибиторов кислотной коррозии является универсальным методом для снижения скорости коррозии внутрискважинного оборудования. К ингибиторам коррозии в кислотных средах относятся органические гетероатомные соединения, активность которых определяется адсорбцией молекулы ингибитора на поверхности металла. Степень покрытия металла слоем ингибитора, в свою очередь, зависит от температуры, концентрации ингибитора и времени контакта с металлом. Важную роль играет и характер металлического оборудования, прежде всего его химический состав.

Известно, что гибкие трубы представляют собой стали, содержащие такие легирующие элементы, как хром и никель, повышающие устойчивость

injection of the mixed proppant fraction delivered by a linear gel. The stimulation effect is in isolation of high-permeability channels that connect fracturing target reservoir with underlying water-bearing reservoirs and enhancement of drainage area.

In some cases there is a restricted distance to water-bearing reservoirs from above and below. In these cases new fracturing fluid can be used. The proppant-carrying capacity of this fluid is 5 times higher than conventional linear gels. The technology is based on rapid injection of

high volumes of fracturing fluid with proppant. High injection rate provides low filtration factor in natural caverns thus providing development of long acid-treated caverns that are secured with proppant afterwards.

The application of unconventional experience and introduction of new fracturing fluids and technologies provide maintaining

oil production at the required level.

On the Character of Corrosion Processes and Coiled Tubing Corrosion Inhibitors

L. Davletshina, K. Il'kov, The I.M. Gubkin RSU of Oil and Gas, REC "Oilfield chemistry"

Coiled tubing units with many advantages are increasingly widely used for acid treatment operations. However the disadvantage of this technology is a decrease in coiled tubing service life - the key element of the unit – when exposed to corrosion environment. This is due to the fact that acid environment affects metal during great alternating cyclic stressing on coiled tubing.

The application of acid corrosion inhibitors is a universal method for reducing downhole equipment corrosion rate. Corrosion inhibitors in acid environment include organic heteroatomic compounds. The activity of these compounds is determined by adsorption of inhibitor molecule on metal surface. Degree of metal surface coverage with inhibitor, in turn, depends on temperature, inhibitor concentration and residence time with a metal. Type of metal equipment and chemical composition in particular is also important.

It is known that coiled tubing is a steel material containing alloying elements such as chrome and nickel that enhance acid resistance and steel strength as well as other elements (manganese, silicon and copper) that enhance mechanical characteristics.



Кирилл Ильков
Kirill Il'kov

к кислотам и прочность стали, а также другие (марганец, кремний, медь), влияющие на механические характеристики.

В НОЦ «Промысловая химия» была исследована эффективность различных промышленных ингибиторов коррозии: СОНКОР-9510(К), НАПОР-КБ, Хемикс-ИК, Инвол-2А, Инвол-2Б, ВНПП-2-В, Катасол 28-3, СНПХ-6438А, NJ-100 в кислотных средах на основе раствора 15%-й соляной кислоты. Ингибиторы добавлялись в состав в рекомендуемой производителями концентрации – 0,3%. Образцы выдерживались в исследуемых растворах 24 ч, скорость коррозии определяли гравиметрическим методом.

Исследования показали, что скорость коррозии стали гибкой трубы А-606 в неингибированной 15%-й HCl в 21,4 раза меньше этого показателя для стали Ст3кп (8,76 м²/ч). Однако, несмотря на большую устойчивость к кислоте стали гибкой трубы, защитный эффект ингибиторов (52,1–74,9%) оказался хуже, чем для Ст3кп. Для составов с ингибиторами Инвол-2А, Инвол-2Б, ВНПП-2В, Катасол-28-3 скорость коррозии оказалась выше предельно допустимой нормы 0,2 г/м²·ч.

Снижение концентрации ингибиторов до 0,1 и 0,05% позволило повысить защитный эффект для NJ-100 до 80,8%. Для образцов НАПОР-КБ, Хемикс-ИК, Инвол-2А, Инвол-2Б скорость коррозии росла со снижением концентрации. При пониженной концентрации ВНПП-2В скорость коррозии даже выросла в 1,88 раза по сравнению с 15%-й HCl без ингибитора.

Дальнейшие исследования были направлены на оценку скорости коррозии при 3 ч, характерных для проведения работ на скважине. В результате ингибиторы СНПХ-6438 (А) и NJ-100 показали защитный эффект 94,0–95,1%. Относительное изменение скорости коррозии различных ингибиторов через 3 и 24 часа может указывать на различную адсорбционную способность и, следовательно, различную химическую природу ингибиторов.

Применение ГНКТ с геофизическим кабелем в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»

П.В.Ревяков, БелНИПИнефть, РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»

С 2010 года в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» применяются гибкие насосно-компрессорные трубы (ГНКТ), оснащенные геофизическим кабелем для выполнения работ колтюбинговыми установками производства СЗАО «ФИДМАШ». Доклад состоит из двух частей. В первой части доклада описывается применяемое в Республике Беларусь колтюбинговое оборудование, безопасный способ оснащения ГНКТ кабелем, изложен опыт работ и преимущества способа. Во второй части доклада содержится информация о колтюбинговых технологиях в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» с применением ГНКТ и геофизического кабеля,

«Oilfield chemistry» REC conducted research on the efficiency of different commercial corrosion inhibitors: SONKOR-9510 (K), NAPOR-KB, Khemix-IK, Invol-2A, Invol-2B, VNPP-2-V, Katasol 28-3, SNPKH-6438A, NJ-100 in acid environment on the basis of 15% solution of hydrochloric acid. Inhibitors were added to the solution with 0.3% concentration according to manufacturer's recommendations. Samples were maintained in solutions under study during 24 hours, corrosion rate was measured by gravimetric method.

Research showed that corrosion rate of A-606 coiled tubing steel in uninhibited 15% HCl was 21.4 times lower than that of St3kp steel grade (8.76 m²/hr). However, despite great resistance of coiled tubing steel to acid, inhibitors protective effect (52.1-74.9%) was lower than that for St3kp steel grade. In compositions with Invol-2A, Invol-2B, VNPP-2-V, Katasol 28-3 inhibitors corrosion rate exceeded the maximum allowed value 0.2 g/m²·hr.

A decrease in inhibitor concentration to 0.1 and 0.05% enhanced protective effect for NJ-100 up to 80.8%. In compositions with NAPOR-KB, Khemix-IK, Invol-2A, Invol-2B corrosion rate increased with a decrease in concentration. With low concentration of VNPP-2V inhibitor corrosion rate increased by 1.88 times than that of 15% HCl without inhibitor.

The following research was aimed at evaluation of corrosion rate during 3 hours that is a common time period for well operation. As a result, SNPKH-6438A and NJ-100 inhibitors showed protective effect of 94.0-95.1%. Relative change in corrosion rate for different inhibitors after 3 and 24 hours can indicate different adsorption capacity and consequently different chemical nature of inhibitors.



Максим Фадеев
Maksim Fadeev

CT Application Together with Logging Cable at Belarusneft

Pavel Revyakov, BelNIPIneft, Belarusneft

Starting from 2010 Belarusneft has been applying coiled tubing (CT) equipped with logging cable for operations carried out using coiled tubing units manufactured by FIDMASH. The

report consists of two parts. The first part describes coiled tubing equipment used in the Republic of Belarus, safe method of installing logging cable into coiled tubing, operation experience and advantages of this method. The second part of the report is dedicated to coiled tubing technologies in Belarusneft with coiled tubing and logging cable, cable head designed by BelNIPIneft for logging in

разработанной БелНИПИнефть кабельной головке для геофизических исследований горизонтальных скважин, а также о технологических схемах при бурении, фрезеровании портов МГРП системой направленного бурения.

Современное оборудование для внутрискважинных работ с использованием колтюбинговых установок

Сергей Атрушкевич, СЗАО «Новинка»

Совместное закрытое акционерное общество «Новинка» выступает как инновационная структура, ориентированная на создание и производство новой техники для нефтегазодобывающей отрасли, в том числе внутрискважинного оборудования и инструмента для работы с колтюбингом. В первой части доклада было представлено оборудование для доставки геофизических приборов, которое предназначено для доставки геофизических приборов в горизонтальные стволы скважин с использованием колтюбинговых установок. Обеспечивает проведение геофизических исследований горизонтальных и субгоризонтальных скважин, в которые доставка приборов при помощи кабеля (или жесткого кабеля) не представляется возможной. В докладе были даны подробные характеристики кабельных головок и соединительных компоновок, разработанных конструкторами предприятия.

Центральная часть сообщения была уделена инновационному высокотехнологичному оборудованию для проведения скважинных работ.

Система направленного бурения СНБ89-76М предназначена для управляемого бурения горизонтальных, наклонно-направленных и вертикальных скважин, в том числе на депрессии. Обеспечивает контроль внутрискважинных параметров и определение положения КНБК в режиме реального времени. Использование данного оборудования позволяет осуществлять бурение боковых стволов с высокой точностью.

Внутрискважинная компоновка КС301 позволяет осуществлять сразу две технологии: кислотоструйное бурение и селективную обработку боковых стволов. Кислотоструйное бурение – технология, обеспечивающая кислотный намыв боковых стволов в карбонатных коллекторах с использованием колтюбинговой установки на необсаженном участке ствола скважины. В состав компоновки для кислотоструйного бурения входит автономный блок инклинометрии, который обеспечивает запись зенитного и азимутального положения компоновки во встроенную память с последующим чтением данных на поверхности. Механизм ориентирования делает возможными поворот и отклонение нижней части компоновки. Ориентирование происходит путем создания перепада давления на исполнительном механизме поворотной части компоновки. При проведении селективной обработки боковых стволов указанный комплект оборудования позволяет направить

горизонтальные скважины, operation diagrams for drilling and milling multistage fracturing ports with directional drilling system.

Latest Equipment for Intervention Operations Using Coiled Tubing Units

Sergei Atrushkevich, Novinka, CJSC

Joint private company Novinka is an innovative company aimed at development and manufacture of the latest equipment for oil and gas production industry including downhole tools and equipment for coiled tubing operations. The first part of the report was dedicated to equipment for conveying logging tools into horizontal wellbores using coiled tubing units. This equipment provides conducting logging in horizontal and subhorizontal wells where deployment of tools using wireline (or rigid cable) is not possible. The presentation contained detailed specifications of cable heads and connectors developed by company designers.

The main part of the report was dedicated to innovative high-tech equipment for well intervention.

Directional drilling system SNB89-76M is designed for drilling of horizontal, directional and vertical wells including underbalanced drilling. The system provides monitoring of downhole parameters and locates the position of BHA in real time. The application of this equipment provides drilling sidetracks with high accuracy.

The bottomhole assembly KS301 allows two technologies to be implemented at once: acid-jet drilling and selective sidetracks treatment. Acid-jet drilling is a technology that provides acid jetting

of sidetracks in carbonate reservoirs using a coiled tubing unit in open hole section of the wellbore. The assembly for acid-jet drilling includes an autonomous inclinometer that records the zenith and azimuthal position of the assembly in the built-in memory with subsequent reading of the data on the surface. The orientation mechanism ensures the rotation and

deflection of the lower part of the assembly. Orientation is achieved by creating a differential pressure on the actuation mechanism of the rotary part of the assembly. In the selective treatment of sidetracks, this set of equipment allows you to orient the tool and inject acid directly into the selected sidetrack.

In conclusion, the speaker described downhole



Павел Ревяков
Pavel Revyakov

инструмент и произвести закачку кислоты непосредственно в выбранный ствол.

В заключение докладчик остановился на внутрискважинном инструменте для работы с ГНКТ: соединителях, разъединителях, циркуляционных и обратных клапанах. Были подробно охарактеризованы также соединительная компоновка (moterhead), промывочные насадки, центраторы, овершоты, тросоловки, печать торцевая, устройства специального назначения (отклонитель шарнирный, устройство поворотное гидравлическое, отклонитель шарнирный гидравлический). Также была представлена информация о ходе выполнения проекта по разработке дефектоскопа колтюбинговой трубы, который позволяет измерять толщину стенки и геометрию колтюбинговой трубы, а также выявлять ее дефекты. Готовое изделие будет представлено на рынке в 2018 году.

Ускорение работ при проведении многостадийного гидроразрыва пласта с применением технологии Premium Port + Jackal

В. Карпов, Н. Паршин, АО «РИТЭК»; К. Бурдин, К. Стародубцева, М. Новиков, М. Демкович, «Шлюмберже»; А. Алероев, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

В 2017 году на месторождении имени В.Н. Виноградова, АО «РИТЭК», был получен успешный опыт работ с применением технологии проведения многостадийного гидроразрыва пласта по малому затрубному пространству между гибкой насосно-компрессорной трубой и насосно-компрессорной трубой в скважинах, с использованием хвостовиков с управляемыми портами ГРП Premium Port + Jackal. Конструкция портов Premium Port 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.

Данный метод показал высокую эффективность и надежность. Так, за период с февраля по октябрь 2017 года было выполнено 12 скважин с 11–16 ГРП на каждой скважине без осложнений (по причине применения данной технологии).

Проведение МГРП с ГНКТ в скважине возможно благодаря применению специального оборудования:

- ГНКТ диаметром 50,8 мм. Данный типоразмер трубы позволяет выполнять работы в скважинах с горизонтом до 2000 м, а также проводить промывку с эффективными расходами в случае СТОП ГРП;
- Крестовина с протектором для ГНКТ Cameron в составе противовыбросового оборудования. Протектор необходим для обеспечения защиты ГНКТ от эрозии проппантом при проведении ГРП;
- Тщательная подготовка скважины перед спуском ключа во избежание НПВ.

Проведение МГРП без подъема ГНКТ из скважины привело к значительному сокращению операционного времени работы. Экономия рабочего

tools for operations with coiled tubing: connectors, disconnectors, circulation and check valves. The reporter described in detail the following equipment: connector assembly (motorhead), cleanout nozzles, centralizers, overshots, centration tools, overshots, wireline catchers, impression tool, specific devices (knuckle deflector, hydraulic

rotation device, and hydraulic knuckle deflector). Also presentation contained information on the development of coiled tubing failure detector that provides detection of defects and measurement of wall thickness and geometry of coiled tubing. The complete product will be presented at the market in 2018.



Люция Давлетшина
Lucia Davletshina

Work Intensification during Multi-Stage Hydraulic Fracturing using Premium Port + Jackal Technology

V. Karpov, N. Parsbin, RITEK; K. Burdin, K. Starodubceva, M. Novikov, M. Demkovich, Schlumberger; A. Aleroev, LUKOIL-Engineering, LLC

In 2017 RITEK successfully performed multistage hydraulic fracturing through CT-tubing annulus in wells equipped with liners with controlled fracturing ports Premium Ports+ Jackal in Vinogradova field. Premium Ports design provides the opportunity to conduct selective fracturing both in new wells and already producing wells and if required – close fracturing ports selectively in case of water or gas breakthrough or deferent well testing operations.

This method proved its high efficiency and reliability. During the period from February to October 2017 twelve operations with 11–16 fracturing stages in each well were conducted without complications.

Multistage fracturing using coiled tubing is possible due to the application of special equipment:

- Coiled tubing with 2-inch diameter. This diameter provides conducting operations in wells with horizontal wellbore length up to 2000 m and cleanout operation with effective rates in case of sand out;
- Cross tee with protector for Cameron coiled tubing as part of blowout equipment. Protector is required for coiled tubing protection from proppant erosion during fracturing;
- Thorough well preparation before running setting tool in order to avoid non-production time.

Multistage fracturing with no need to pull CT out from the well reduced operation time. Time saving as compared to operations with complete CT lifting

времени в сравнении с проведением работ с полным подъемом ГНКТ перед каждой операцией ГРП составила 50% при увеличении количества портов ГРП на одну скважину на 60%. Среднее время на один порт ГРП сократилось в 3 раза – с 60 до 20 часов.

Колтюбинг мог бы стать ключом к крупным запасам углеводородов

Мартин Райланс, BP Russia

На Аляске и в Сибири значительный объем запасов нефти содержится в преимущественно песчаных пластах с малой глубиной залегания, низкой температурой и высокой вязкостью, разработка которых еще не ведется. После разведочных работ, проведенных около 30 лет назад (компанией BP в Аляске), некоторые ключевые характеристики до сих пор нуждаются в определении, для того чтобы начать экономически эффективную разработку.

Изначально предполагалось проводить разработку по эффективной на тот момент (1980-е) технологии бурения вертикальных скважин с проведением в них гидроразрыва пласта, однако требуемое количество скважин и объектов наземной инфраструктуры свидетельствовало о нерентабельности разработки. Очевидно, что следующим решением было применение горизонтальных скважин (1990-е) ввиду быстрого развития данной технологии в тот период. Однако большой показатель выноса песка с прорывами воды при текущей системе заводнения сделали технологию горизонтальных скважин нерентабельной.

После различных попыток, включающих применение фильтров с гравийной набивкой (2000-е), могло показаться, что рентабельного метода разработки этих месторождений не существует. Однако компания BP считает, что применение технологии гидроразрыва пласта с фильтром (в которой используются все приборы, которые никогда не применялись в комплексе друг с другом) может решить данную экономическую проблему.

По мнению авторов, основной проблемой горизонтальных скважин является вынос песка, который является причиной частых прорывов воды к забою скважин. Традиционные методы борьбы с пескопроявлением крайне сложные, малоустойчивые к внешним факторам, дорогостоящие, и, как известно, приводят к большому скин-эффекту (по всей длине горизонтального участка скважины).

Авторы считают, что единственным способом разработки данных пластов является применение широко развитой технологии многостадийного гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах. Даже учитывая общую нерентабельность вертикальных скважин с ГРП, применение гидроразрыва привело к росту добычи и необходимому контролю выноса песка, в результате чего эти скважины до сих пор добывают нефть (в малых количествах) спустя 30 лет. Совместное использование технологии ГРП со сдвижными

before each fracturing was 50%, fracturing ports number was increased by 60%. The average time for one fracturing port was reduced 3 times – from 60 to 20 hours.

Coiled Tubing Could Be the Key to Major Reserves

Martin Rylance, BP Russia

There are substantial volumes of oil in place, in both Alaska and Siberia, in shallow cold viscous and sand-prone formations, that have as yet defied any economic development. With appraisal having taken place over nearly 30 years (in



Сергей Атрушкевич
Sergei Atrushkevich

BP Alaska) a number of key behaviours remain to be resolved if this oil is ever to be produced in an economic and beneficial manner.

Originally (1980s) investigated with fractured vertical wells, while this approach proved robust, the number of wells and associated surface infrastructure required to develop the reserves made this impractical. Logically, the application of horizontal wells technology was the next step (1990s), as this was a developing approach elsewhere. However, extensive sand production as well as production ending water MBEs (Major Breakthrough Events) in the waterfloods, also made the horizontal wells impractical.

With various trials, including gravel-packing, having taken place throughout the (2000s), it has looked as though a cost-effective approach might elude the industry. However, in a scenario that closely reflects the development of the Frac-Pack approach (i.e. all tools are out there just no-one has screwed them together), BP believe that the industry is on the verge of resolving this economic conundrum.

The major issue with horizontal wells, it would appear, is that the sand production itself encourages the occurrence and frequency of the MBE events. Conventional sand control approaches are too intricate, too sensitive and far too expensive and as we all know often result in very high positive skins (this only being offset by the horizontal length of the well).

We believe that the tools that have been extensively developed to deliver multi-fractured horizontal wells are just the solution these reservoirs have been waiting for. While the vertical fractured wells were themselves uneconomic, the fracturing demonstrated the uplift and inherent

муфтами (с функцией фильтра) потенциально позволяет обеспечить борьбу с пескопроявлением с минимальным эффектом интенсификации притока. Применение горизонтальных скважин со сдвижными муфтами (с функцией фильтра) в количестве от 10 до 20 и набухающими пакерами может обеспечить рентабельность разработки. Кроме того, в случае прорыва воды можно определить обводненный интервал и закрыть соответствующую муфту, что обеспечит продолжительную добычу нефти из скважины.

Колтюбинговые технологии являются основным методом активации сдвижных муфт при ГРП, поэтому потенциально именно эти технологии должны быть использованы для разработки месторождений на Аляске и в Сибири. На Аляске колтюбинг широко используется почти для всех видов скважинных работ и является высокоэффективной, рентабельной и достаточно адаптивной технологией. Как указано выше, одной из основных причин высокой рентабельности колтюбинга является возможность установки приборов контроля пескопроявлений без использования буровой установки, которая в это время может быть использована для бурения другой скважины. На текущий момент компания ВР предполагает начать опытно-промышленные исследования данной технологии на месторождении 1Q18. Если метод покажет свою эффективность, он может стать ключом к уникальным запасам нефти на Аляске и в Сибири.

Эжекторная очистка скважин – высокоэффективная технология для скважин с аномально низкими пластовыми давлениями

Роман Сибгатуллин, СЗАО «Новинка»

Разработанная СЗАО «Новинка» система эжекторной очистки скважины предназначена для выполнения операций промывки в вертикальных и горизонтальных скважинах, а также скважинах с аномально низкими пластовыми давлениями и высоким поглощением жидкости. Данная технология обеспечивает гарантированный вынос твердой фазы из скважины с подъемом ее на поверхность. Данный способ промывки получил распространение в тех случаях, когда применение промывки с обычной циркуляцией нецелесообразно или невозможно. Технология эжекторной очистки успешно прошла ОПР на скважинах, пробуренных по технологии SAGD в месторождении тяжелых нефтей. С использованием этой технологии была произведена очистка скважин после бурения и обсадки от бурового раствора и скважин с песчаными пробками.

Система эжекторной очистки позволяет производить непрерывную очистку по всему стволу скважины до забоя. Скорость движения жидкости к устью составляет 1,8 м/с, что обеспечивает подъем твердой фазы плотностью 1800 кг/м³ с размерами частиц до 3 мм. Для скважин с аномально низким

sand control that is required, many of these wells still on production 30 years later (at very low rates). Combining hydraulic fracturing with sliding sleeves (that have a screen option) potentially provides a sand control option, with an offsetting stimulation effect. A horizontal well with 10 to 20 sliding sleeves (screened) and swell packers, would potentially allow cost effective development to take place. Additionally, should an MBE event occur, the offending sleeve could be identified and closed

which would result in continued production and recovery from the well.

As Coiled Tubing has been one of the key tools that have been used to deploy these sliding sleeve discrete fracturing approaches, this potentially will be the key to deployment in Alaska and Siberia. Certainly in Alaska, Coiled Tubing is widely used for almost all kinds of well activity, highly efficient, cost-effective and nimble. Indeed

one of the major cost advantages of the approach, as noted above, is that the drilling rig is released to drill another well and sand control is installed in a conventional rig-less manner. Currently in the define stage, BP hope to be moving to a field trial in 1Q18, if this approach is effective it could unlock major new development phases in both Alaska and Siberia.



Константин Бурдин
Konstantin Burdin

Ejector Well Cleanout. Application Experience

Roman Sibgattulin, Novinka, CJSC

The ejector well cleanout system developed by Novinka is designed for cleanout operations on horizontal wells and wells with abnormally low reservoir pressure and high fluid loss volume. This method of cleanout is used in wells where cleanout with conventional circulation is not efficient or simply impossible. Ejector cleaning technology has successfully passed pilot commercial development in wells drilled using SAGD technology in a heavy oilfield. Using this technology, wells were cleaned out after drilling and casing from drilling mud and wells with sand plugs.

Ejector cleanout system provides continues well cleanout along the whole wellbore down to bottomhole. The fluid rate of the surface is 1.8 m/s. This provides removal of solid phase with 1800 kg/m³ density and particles diameter of up to 3 mm. For wells with anomalously low pressure, ejector well cleanout technology allows to clean wells with a pressure gradient up to 0.05 atm/m. The ejector well

давлением технология ЭОС позволяет производить очистку скважин с градиентом давления до 0,05 атм/м. Система ЭОС может быть доработана для более низких градиентов давления. Данный способ промывки основан на эффекте эжектирования, создаваемого потоком, имеющим большую скорость течения (струйный насос). Для циркуляции используется двойная (концентричная) гибкая труба, где рабочий поток подается вниз по малой ГНКТ, а эжектируемый поднимается вверх по большей ГНКТ. Двойная ГНКТ смотана на барабан, имеющий специальный вертлюг. Внутрискважинная компоновка имеет гидромониторные сопла для размыва отложений и создания взвеси твердой фазы для последующего его подсоса в эжекторе. В докладе были даны результаты проведенных ОПР, технические характеристики ЭОС, подробно охарактеризован комплект оборудования для проведения операций и приведены характеристики всех его составляющих.

Новые возможности моделирования кислотного воздействия

Е.В. Шеляго, И.В. Язынина, кафедра разработки и эксплуатации нефтяных месторождений РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Кислотное воздействие является одним из наиболее распространенных видов стимуляции скважин. Успешность той или иной технологии кислотного воздействия определяется точностью прогнозирования эффекта воздействия на околоскважинную зону пласта. Прогнозы составляют на основе данных лабораторного и математического моделирования.

Существует ряд лабораторных методик, позволяющих протестировать кислотные составы, оценить их влияние на фильтрационно-емкостные свойства образцов горных пород. Современные лаборатории выполняют множество видов анализов, однако их бездумное использование неспособно дать необходимую для дальнейших расчетов информацию. При составлении программы лабораторных исследований часто не учитывают тип горной породы и особенности строения ее пустотного пространства. Это приводит к тому, что лаборатории проводят некорректно поставленные эксперименты, результаты которых неспособны дать реалистичный прогноз промыслового эффекта.

На основании имеющегося опыта исследований мы можем дать следующие рекомендации по тестированию и планированию работ в коллекторах разного типа.

1. Для карбонатных пород порового и кавернозного типа:
 - Определять количество кислотного состава, необходимого для образования сквозного высокопроводящего канала.
 - Минимизировать расход кислоты на промысле путем подбора скорости нагнетания кислотного состава, при котором его объем, необходимый для образования сквозного канала, минимален.



Любовь Магадова
Lyubov Magadova

cleanout system can be modified for lower pressure gradients. This method of cleanout is based on the ejection effect produced by a flow having a high flow velocity (jet pump). For circulation, a double (concentric) CT is used, where the working flow is fed down a small coiled tubing, and the ejected tube rises upward along a larger coiled tubing. The

double coiled tubing is wound on a drum having a special swivel. The intracellular arrangement has jetting nozzles for eroding sediments and creating a solid suspension for subsequent sucking in the ejector. The report presented the results of the pilot commercial development conducted, the technical specifications of the ejector well cleanout, the detailed set of equipment for operations and the characteristics of all its components.

New Possibilities of Acid Treatment Simulation

I. Yazygina, E. Shelyago, The I.M. Gubkin RSU of Oil and Gas

Acid treatment is one of the most widespread methods of well stimulation. Performance of every acid treatment technology is determined by the accuracy of forecast of treatment effect on near-wellbore region. Forecasts are made on the basis of laboratory and mathematical simulation data.

There are several laboratory methods that enable testing of acid compositions and evaluate its impact on porosity and permeability of rock samples. Modern laboratories conduct many types of analysis. However, the light-headed application of these methods will not provide the information required for the following estimations. Often, the rock type and structural features of voids are not considered when developing laboratory tests program. This leads to wrong experiments, the results of which do not provide a real forecast of the effect.

According to our research experience we can provide the following recommendations for testing and job planning in different types of reservoir.

1. For porous and cavernous carbonate rock:
 - Determine the volume of acid composition required for creation of high-conductive pass-through channel.
 - Minimize the acid rate by selection of speed of acid injection so that the acid volume required for creation of the channel is minimal.
 - Evaluate the uniformity of acid treatment by

- Оценивать равномерность кислотной обработки путем визуализации картины разрушений скелета породы с помощью рентгеновской компьютерной томографии образца керна.
2. Для терригенных пород:
 - Определять изменение фильтрационных свойств при кислотном воздействии.
 - Определять изменение механических свойств и влияние деформационных нагрузок на проницаемость – кислота может растворить значительную часть скелета породы, в результате порода становится рыхлой, возможен вынос песка.
 3. Для карбонатных пород трещинного типа необходима разработка отдельных методов лабораторного анализа, поскольку керновый материал подобных отложений не представлен по отношению к продуктивному разрезу. Наш коллектив разработал концепцию совмещения томографических, лабораторных и промысловых данных для реконструкции цифровой 3D-модели участка околоскважинной зоны пласта, вскрытого скважиной. Современные возможности моделирования течения жидкостей на уровне отдельных пор и трещин позволяют многократно проигрывать на 3D-модели варианты кислотного воздействия, определять при этом изменение проводимости сложных систем трещин и выдавать конечный результат в виде коэффициентов изменения продуктивности или приемистости.

Первый опыт применения технологии отклонения с мультимодальными гранулами при проведении матричной обработки на морском месторождении Каспия

М.Ю. Голенкин, И.Р. Халиуллов, А.П. Бяков, ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть»; А.Б. Чарушин, К.В. Бурдин, С.А. Верещагин, О.В. Оленникова, А.А. Борисенко, М.А. Лобов, В.Кобец, «Шлumberge»

В 2016 году был получен первый опыт в России применения технологии отклонения с мультимодальными гранулами при проведении матричной обработки карбонатного коллектора водопоглощающей скважины на морском месторождении в Северном Каспии.

Основными целями, поставленными заказчиком, стали восстановление приемистости водонагнетательных скважин при одновременном выравнивании профиля посредством временной изоляции высокопоглощающих интервалов. Задачи, которые предстояло решить для достижения поставленных целей, разделились на два направления: проведение большеобъемной кислотной обработки призабойной зоны пласта волжского региона руста J3V и установка кислотной ванны в интервале пласта неокомского надъяруса.

Блокирующая пачка с мультимодальными гранулами – технология Open Path Sequence

Использование вязкоупругих самоотклоняющихся кислот нашло широкое применение на

visualization of rock matrix destruction by means of X-ray computer imaging.

2. For terrigenous rock:
 - Determine the change in filtration characteristics during acid treatment.
 - Determine the change in mechanical characteristics and the impact of strain stress on permeability - acid can dissolve significant part of rock matrix that can lead to rock loosening resulting in sand breakthrough.
3. Fractured type of carbonate rock requires development of separate methods of laboratory analysis since core sample of this rock is not representative as compared to production reservoir. Our company developed the idea of combination of tomographic, laboratory and field data for modernization of 3D simulation of near-



Роман Сигбатуллин
Roman Sigbatullin

wellbore region. Modern methods of simulation of fluid flow through separate pores and fractures provide the opportunity to test different types of acid treatment using 3D simulation and determine the change in conductivity of complex fracture systems and present the results as ratios of change in production or injectivity.

First Implementation of Diversion Stimulation Service with Multimodal Particles in Caspian Offshore Oilfield

M. Golenkin, I. Khaliullova, A. Byakov, LUKOIL-Nizhnevolzhskeft; A. Charushin, K. Burdin, S. Vereschagin, O. Olennikova, A. Borisenko, M. Lobov, V. Kobets, Schlumberger

In 2016, the first application in Russia of a diversion technology with multimodal granules was performed during matrix treatment of a carbonate reservoir in a water-absorbing well in an offshore field in the northern Caspian Sea.

The operator's main objectives were the recovery of water-absorbing well injectivity while simultaneously straightening the profile by a temporary isolation of high-absorbing intervals. To achieve the objectives, two operations needed to be performed: large-volume acidizing of J3V Volgian regional stage and acid spotting in the interval of the Neocomian superstage.

Diversion Pill with Multimodal Granules – «Open Path Sequence» technology

Viscoelastic self-diverting acids became widely used in vertical, directional, and horizontal

вертикальных, наклонных и горизонтальных скважинах с длиной ствола в пределах 100 м. Однако в современных горизонтальных скважинах, вскрывающих сотни метров пласта с разными фильтрационно-емкостными свойствами, зонами трещиноватости, отклоняющие способности вязких систем требуют усиления. Поэтому было предложено использовать технологию на основе блокирующих пачек с мультимодальными частицами.

Пачка, временно кольматирующая зоны трещиноватости и/или зоны выраженного поглощения жидкости при проведении ОПЗ, представляет собой состав из специальных гранул терморазлагаемого полимера и терморазлагаемых волокон. При попадании в высокопроницаемую зону частицы разного диаметра резко уменьшают проницаемость зоны и оказывают блокирующий эффект. Добавление волокон стабилизирует пачку и снижает утечки технологической жидкости по трещине или фильтру до минимума.

Эта технология используется в качестве потокоотклонения для проведения кислотного ГРП в вертикальных и горизонтальных скважинах, а также для проведения пропантного МГРП в цементлируемых хвостовиках [1]. При воздействии забойной температуры пачка саморазлагается, не оставляя загрязнений после проведения обработки.

Литература

1. SPE-183725-MS.

Применение новой технологии производства гибких труб (ГТ) в полевых операциях и новый класс ГТ для улучшения качества работ с содержанием сероводорода

Т.Р. Сабитов, Tenaris

Новая технология производства гибких труб была разработана и внедрена в полевых операциях в 2015 году. В новой технологии используется новая сталь и новый процесс термообработки для полного преобразования микроструктуры для получения значительно улучшенной и однородной микроструктуры и свойств вдоль всей колонны гибких труб, включая сварные швы. Многочисленные ГТ с прямой и конической стенкой были коммерчески применены и использованы в различных полевых операциях и средах. Информация была собрана для оценки эффективности использования на основе новой технологии 125-ksi и 110-ksi минимальных пределов текучести СТ. Результаты полевых исследований показывают новые технологические характеристики и использование ГТ, значительно превосходящие обычные возможности и опыт работы в области ГТ. Кроме того, тестирование ГТ после интенсивного использования на месторождениях показывает значительный срок службы, который остается и возможен для использования и подтверждает наблюдения и

wells with a borehole length less than 100 m. However, in modern horizontal wells that open up hundreds of meters of formations with various filtration-volumetric properties and fracture zones, the diverting capacities of viscous systems must be strengthened. Thus, it was proposed to use a technology based on a diversion pill with multimodal particles.



Тимур Сабитов
Timur Sabitov

The pill, which temporarily fills fracture zones and/or zones of strong fluid loss during the treatment, is a composition of special granules from thermodegradable polymer and thermodegradable fibers. When penetrating into a highly permeable zone, particles of different diameters markedly reduce the zone permeability and have a blocking effect. The addition of fibers stabilizes the pill and minimizes the leakage of

treating fluid through a fracture or filter.

This technology is used as a flow diversion for acid fracturing in vertical and horizontal wells, as well as for proppant in multistage hydraulic fracturing in cemented liners (Al-Kanaan et al. 2017). Exposed to bottomhole temperature, the pill self-destructs without leaving contaminants after treatment.

References

[1] SPE-183725-MS

Field Performance of New Coiled Tubing Technology and a New Grade for Improved Sour Service

Timur Sabitov, Tenaris

A new coiled tubing (CT) manufacturing technology was developed and introduced to commercial field operations in 2015. The new technology uses new steels and new heat treatment processes for complete microstructure transformation to produce significantly improved and uniform microstructure and properties along the entire coiled tubing string, including bias welds. Numerous straight and tapered wall thickness CT strings have been commercially deployed and used in various field operations and environments. Information has been collected for CT field performance evaluation of the new technology 125-ksi and 110-ksi minimum yield strength CT grades. Field results show new technology CT performance and utilization far beyond any conventional CT capability and experience. Additionally, testing of CT strings after extensive field use shows significant remaining string life

выводы из предыдущих обширных лабораторных и полевых испытаний.

Новая технология производства ГТ также была расширена, чтобы получить новый класс ГТ с пределом текучести 95 ksi. Этот новый класс ГТ имеет значительно лучшую общую производительность, чем сопоставимые обычные марки ГТ. Он также имеет значительно лучшую производительность в кислой, водной среде, содержащей сероводород. В докладе представлены результаты испытаний в сероводородной и в среде без H₂S для нового класса ГТ и сравнения с другими классами ГТ. Сероводородный тест на усталость проводился на образцах ГТ после 4-дневного сероводородного воздействия. Испытание на растрескивание под воздействием сероводорода и тест на усталость в средах H₂S показывают, что новый класс 95-ksi ГТ имеет намного лучшую устойчивость, чем обычный класс 90-ksi, который в настоящее время является самым высоким классом ГТ, регулярно используемым в сероводородной среде.

Новые разработки (внутрискважинный инструмент) ООО «НПП «РостЭКтехнологии»

Ю.Н. Штахов, ООО «НПП «РостЭКтехнологии»

В докладе был дан краткий обзор геофизических соединителей для ГНКТ с кабелем. Обзор вспомогательного инструмента.

В частности, рассмотрены:

- Переводник-соединитель цанговый типа ПСК-55;
- Насадка реверсивная двойного действия для подъема проппантных пачек из горизонтальных участков скважины.

О факторах, вызывающих снижение эффективности кислотных обработок

Л.А. Магадова, Л.Ф. Давлетшина, В.Б. Губанов, П.С. Михайлова, В.Д. Власова, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, НОЦ «Промысловая химия»

Кислотные обработки представляют собой преимущественный метод интенсификации работы скважин. Их эффективность определяется дебитом скважины до и после проведения кислотных обработок. На сегодняшний день для отечественных месторождений эффективность в среднем составляет не более 40%. Снижение эффективности может возникнуть в результате взаимодействия кислотных составов с нефтями, высокого межфазного натяжения на границе кислотный состав – нефть, а также по причине низкой приемистости самой скважины, что вызывает необходимость создания высоких перепадов давления при закачке.

При контакте нефти с кислотным составом высока вероятность образования вязких эмульсий и осадков. Образование осложнений такого типа преимущественно зависит от структурно-группового состава самой нефти. При рассмотрении проблемы образования высоковязких эмульсий необходимо учитывать тип используемой кислоты и ее

and confirms observations and conclusions from previous extensive laboratory and field testing.

The new CT manufacturing technology also has been extended to produce a new, 95-ksi yield strength CT grade. This new CT grade has significantly better general performance than comparable conventional CT grades. It also has substantially better performance in sour, aqueous H₂S-containing environments. Non-sour and sour test results for the new CT grade and comparisons with other CT grades are presented in the paper. Sour fatigue tests were conducted on full-body CT samples after 4-day sour exposure. Sulfide stress cracking and sour fatigue testing in H₂S environments show that the new 95-ksi CT grade has much better sour performance than the conventional 90-ksi grade that is currently the highest CT grade regularly used in sour environments.

New Developments (Well Intervention Tools) of NPP RosTEKtechnologies, LLC

Y. Shtakbov, RosTEKtechnologies, NPP, LLC

The reporter provided a brief review of logging connectors for coiled tubing with a cable and a review of additional equipment.

In particular, the report was dedicated to the following tools:

- Collet connector-adapter of PSK-55 type;
- Reversible double-acting nozzle for lifting proppant from horizontal wellbore.

About Factors That Reduce the Efficiency of Acid Treatments

L. Magadova, L. Davletshina, V. Gubanov, P. Mikbailova, V. Vlasova, Gubkin RSU of Oil and Gas, Oilfield chemistry SEC

Acid treatment is a primary method of well production enhancement. The efficiency of acid treatments is determined by a production rate before and after treatment. Today, efficiency of treatments in Russian fields is 40% on average. Efficiency can decrease as a result of reaction between acid composition and oil, high interfacial tension at

the interface “acid composition-oil” and low injectivity of the well. This requires high pressure gradients during injection.

When oil contacts acid composition the probability of development of viscous emulsions is high. These complications depend mostly on structural composition of the oil. When considering



Всеволод Бугров
Vsevolod Bugrov

концентрацию, поскольку данные факторы оказывают значительное влияние на реологические характеристики образующихся нефтекислотных эмульсий. Также в практике отмечено, что процесс стабилизации эмульсий и осадкообразования усиливается при появлении в системе катионов Fe^{3+} .

Снижение эффективности кислотных обработок из-за невозможности закачки расчетного объема кислотного состава может объясняться как кольматацией призабойной зоны пласта твердовзвешенными частицами, так и образованием высоковязких эмульсий, возникающих в процессе закачки кислоты (эмульсии возникают на контакте кислоты и нефти), что подтверждается исследованиями как в свободном объеме, так и фильтрационными исследованиями.

Для увеличения эффективности кислотных обработок необходимо добиваться снижения межфазного натяжения, что увеличивает коэффициент охвата действия кислоты на интервал обработки. Для этого в кислотные составы добавляют поверхностно-активные вещества (ПАВ). Однако снижение межфазного натяжения может способствовать образованию устойчивых нефтекислотных эмульсий, которые будут препятствовать проникновению кислоты в пласт.

В докладе изложены основные закономерности образования и данные по поведению малоизученных ранее нефтекислотных эмульсий на основе сульфаминовой и соляной кислот как наиболее часто применяемых на практике. Также представлены результаты подбора ПАВ для кислотных составов на основе сульфаминовой кислоты, значительно снижающие межфазное натяжение на границе кислота – нефть. Показано, что наиболее эффективными ПАВ-деэмульгаторами являются анионные ПАВ. Выявлено отсутствие прямой зависимости эффективности разделения эмульсии от значения межфазного натяжения и отмечена особенность взаимодействия САК с исследуемой нефтью: при одной и той же концентрации ПАВ увеличение концентрации кислоты приводило к большему расслоению кислотной эмульсии.

Роботизированные системы Welltec® для ГТМ на геофизическом кабеле ООО «Велтэк Ойлфилд Сервисес (РУС)»

В.С. Бугров, ООО «Велтэк Ойлфилд Сервисес (РУС)»

Роботизированные устройства на каротажном кабеле способны выполнять те же задачи, для решения которых традиционно применяется оборудование КРС и установки ГНКТ. В докладе мы расскажем о применении технологий компании «Велтэк» для решения задач по доставке комплексных геофизических приборов в горизонтальные скважины, обеспечению доступа в стволы горизонтальных скважин, проведения механических работ по манипуляции муфтами ГРП, а также проведения аварийных работ с применением механического резака труб.



Юрий Штаххов
Yuri Shtakhov

the problem of development of high-viscous emulsions, it is necessary to take into account the type and the concentration of the acid. These factors have significant impact on rheological characteristics of oil-acid emulsions. Also, experience shows that stabilization of emulsions and precipitation is enhanced after Fe^{3+} cations are added.

Efficiency of acid treatment can decrease

due to the inability to inject the pre-determined volume of acid composition. This can be explained by both clogging of near-wellbore region with solid suspended particles and development of high-viscous emulsions as a result of injection of acid (emulsions develop after a contact between acid and oil). This is proved by free-space tests and filtration research.

In order to increase efficiency of acid treatments it is necessary to decrease interfacial tension thus increasing acid sweep efficiency on treatment interval. For this purpose surfactants are added to acid compositions. However, decrease in interfacial tension can result in development of stable oil-acid emulsions that will prevent acid from penetrating into the reservoir.

The report describes main patterns of development and behavior of poorly-studied oil-acid emulsions based on the most common sulfamic and hydrochloric acids. Also, the report included the results of surfactants selection for acid compositions based on sulfamic acid. These surfactants significantly reduce interfacial tension at the oil-acid interface. It is shown that the most effective demulsifiers are anionic surfactants. It is shown that there is no direct correlation between effectiveness of emulsion separation and interfacial tension value. Also one peculiarity of reaction between sulfamic acid and oil is described: increase in acid concentration with the same surfactant concentration resulted in more effective separation of acid emulsion.

Welltec® Robot Systems for Well Intervention Using Logging Cable

Vsevolod Bugrov, WellTec Oilfield Services (RUS)

Robot tools deployed on logging cable can be used for the same tasks that are solved using conventional methods such as workover equipment and coiled tubing units. In this report we will tell about the application of Welltec technologies for deployment of complex logging tools in horizontal wells, providing access to horizontal wellbores, operations with fracturing sleeves and emergency operations using mechanical tubing cutter.

Снижение стоимости ГРП с помощью кластерной технологии: опыт и перспективы

А.В. Юдин, «Шлюмберже»

В основе кластерной технологии ГРП HiWAY лежит фундаментально новая концепция обеспечения проводимости трещины. Проппант все еще используется в новом методе стимуляции для того, чтобы удерживать стенки трещины открытыми после гидроразрыва, но в данном случае он размещается неоднородно. Проппантные структуры создаются наземным оборудованием путем пульсирования концентрации проппанта. Дальнейший поток проппантных структур по НКТ и трещине поддерживается разрушаемым волоконным материалом, который консолидирует проппантные структуры и предотвращает их осаждение. После смыкания трещины пустоты между кластерами проппанта остаются открытыми для потока, и таким образом вдоль трещины формируются каналы для притока углеводородов в течение всего срока эксплуатации скважины, что увеличивает проводимость и эффективную полудлину трещины.

За последние годы в России проведено более 900 операций по ГРП с применением кластерной технологии HiWAY, опубликовано 15 статей SPE, которые подтверждают универсальную применимость технологии в широком диапазоне коллекторов. Дебиты скважин не уступают стандартной технологии, а зачастую превосходят соседние скважины с традиционным гидроразрывом. Основным преимуществом кластерной технологии является сокращение материалов – проппанта до 45% и технологической воды – до 25%, соответственно, затраты на ГРП значительно снижаются. Также снижаются риски преждевременных остановок работ за счет волоконного армирования жидкости и наличия чистых пульсов между проппантными кластерами. При МГРП в горизонтальных скважинах также важен эффект по сокращению времени цикла заканчивания.

Следующим шагом по оптимизации кластерной технологии на российском рынке компания «Шлюмберже» видит замену дорогостоящего керамического проппанта на более доступный кварцевый песок. Именно в данном методе гидроразрыва имеется возможность получать качественную трещину без требований к высокой проводимости самого расклинивающего агента. Нарботан подход для проектирования и закачки таких работ, комбинация кластерной технологии с кварцевым песком получила название технологии Salik и позволяет сделать дополнительный значительный шаг по снижению затрат недропользователей на гидроразрыв пласта.

Аналитическая группа журнала «Время колтюбинга».
Время ГРП»



Алексей Юдин
Alexey Udin

Reducing Completion Costs with Channel Fracturing – Experience and the Way Forward

*Alexey Udin,
Schlumberger*

A fundamentally new concept of fracture conductivity generation forms the basis for the HiWAY channel fracturing technology development. Proppant is still used with new stimulation technique to keep fracture walls separated after treatment, but now it is placed heterogeneously. Proppant structures are created with surface equipment by pulsating proppant concentration. Further flow of proppant structures along the tubular and fracture is supported with degradable fibrous material which keeps the proppant structures consolidated and prevents settlement. After fracture closure on proppant structures, the voids between remain open for flow, and thus channels are formed along the fracture to deliver hydrocarbons during the production life of the well. Open channels increase fracture conductivity by orders of magnitude, which significantly improves fracture cleanup from treatment fluids and polymer residues resulting in higher effective fracture half-length.

Over 900 HiWAY operations have been pumped in Russia within recent years. 15 SPE papers were published indicating overall success and wide application range for the technique to local geological conditions. Production rates are comparable to conventional stimulation technique if not higher. The main advantage of the new method is in reduction of the required materials – proppant consumption cuts by upto 45% and fracturing fluids are cut by upto 25%. Respectively, fracturing treatment costs are reduced. Risks of premature screenouts are also reduced do to fibers and clean pulses around the proppant slugs. It is also important that completion time is reduced with the new method, especially in case of multistage fracturing in horizontal wells.

The next step to optimize channel fracturing technique foreseen by Schlumberger is to replace expensive ceramic proppant with cheaper quartz sand. Unique technology allows to break the link between proppant pack permeability and fracture conductivity. There is a workflow already developed and implemented to design such fractures and optimize channels conductivity. A combination of the channel fracturing with quartz sand was given a name of Salik technology that allows to make another significant step in reducing clients costs on fracturing.

Analytical Group of the Coiled Tubing Times