

Тезисы докладов, представленных на 20-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы»

Proceedings of the 20th International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference

Будущее российского нефтесервисного рынка, включая его сегменты – колтюбинг и ГРП

В.А. КРАВЕЦ, RPI Research & Consulting

Докладчик перечислил факторы, которые учитывались при составлении прогнозов, в том числе прогнозов количества нефтесервисных операций с разбивкой по сегментам рынка. Были представлены базовый, пессимистический и оптимистический сценарии добычи нефти в РФ на период до 2030 года и прогноз добычи по типам месторождений (старые, новые, ТРИЗ, шельф). Дана ретроспективная динамика нефтесервисного рынка РФ в 2005-2018 годах с указанием его основных драйверов в этот период и прогнозная динамика этого рынка на 2019-2030 годы.

В прогнозе в качестве причин роста объема рынка выделены:

- увеличение числа нефтесервисных операций;
- рост стоимости операций вследствие их усложнения, например, в сегменте ГРП вследствие возрастания числа операций МГРП и увеличения числа их стадий или сложности операций КРС;
- инфляционные процессы.

По сравнению с 2018 годом состав пятерки крупнейших сегментов нефтесервисного рынка изменится. Наибольший прогресс ожидается в сегментах сопровождения бурения и ГРП.

Была представлена динамика объема рынка колтюбинга в 2007-2018 годах. Наибольший рост в этот период продемонстрировал сегмент операций при ГРП и МГРП (+46,0 млрд руб.), обеспечивший 64,9% роста рынка колтюбинга.

Самый дорогой и объемный в денежном выражении сегмент операций с ГНКТ – это операции ГРП, включая МГРП на новых скважинах. Его объем в 2018 году составил 48,3 млрд руб. (60,8%).

В настоящее время структура рынка основных колтюбинговых операций выглядит так:

- обработка ПЗП скважины и вызов притока (без учета ГРП);
- подготовительные работы к ГРП, освоение



Вадим КРАВЕЦ
Vadim KRAVETS

The Future of the Russian Oilfield Services Market including Coiled Tubing and Fracturing Segments

Vadim KRAVETS, RPI Research & Consulting

The speaker listed the factors that were taken into account when making the forecasts, including forecasts of the number of oilfield operations by market segment. The baseline, pessimistic

and optimistic scenarios of oil production in the Russian Federation for the period until 2030 and the forecast of production by type of oilfield (mature, new, yard-to-recover reserves, offshore) were presented. The speaker provided retrospective dynamics of the oilfield services market of the Russian Federation in 2005-2018, indicating its main drivers during this period and the forecast of the market for 2019-2030.

Forecast includes the following factors driving the possible growth of the market:

- Increase in the number of oilfield services operations;
- Higher price of such operations due to increased complexity (e.g., in the fracturing segment – increase in the number and complexity of fracking stages, or more complicated workover operations);
- Inflation.

Compared to 2018, there will be a change in the composition of the five largest segments of the oilfield services. The greatest progress is expected in the segments of drilling and hydraulic fracturing.

The dynamics of the coiled tubing market volume in 2007-2018 was presented. The largest

- скважины после ГРП;
- подготовка скважины к ЗБС, освоение после ЗБС;
- подготовка к эксплуатации и ремонт нагнетательных скважин/освоение вновь пробуренных скважин;
- прочие виды работ КРС;
- операции при ГРП и МГРП;
- операции при бурении и ЗБС.

Наибольшую долю рынка колтюбинга в физическом выражении составляют операции при КРС (71,2%), при этом в денежном выражении они составляют лишь 35,2%. Обратная картина наблюдается в сегменте ГРП и МГРП. В физическом выражении их доля составляет 26,8%, тогда как в денежном выражении этот сегмент первенствует – 60,8%.

Рынок колтюбинга обладает значительным потенциалом роста к 2030 году – 248% в денежном выражении. Рост будет обусловлен увеличением количества операций и себестоимости отдельных операций в связи с повышением технологической сложности. Однако в связи с появлением ряда российских производств ГНКТ ожидается сдерживание стоимости операций.

В 2006–2018 годах крупнейшим сегментом рынка ГРП являлись операции одностадийного ГРП на переходящем фонде скважин, которые составили 49,7% рынка в физическом выражении. В 2018 году объем рынка вырос по сравнению с 2017 годом на 29,2% и составил 133,1 млрд рублей. Этот рост был связан в первую очередь с увеличением количества операций МГРП, которые стали более технологически сложными и дорогостоящими.

Ожидается, что с 2019 по 2030 год рынок ГРП будет расти на 13% в год и достигнет к концу периода 577,3 млрд рублей.

Основным драйвером роста станет сегмент МГРП, который уже превзошел в совокупном объеме рынка одностадийные операции ГРП, а к 2020 году его доля в денежном выражении возрастет до 81,4%. Это будет обусловлено ростом технологической сложности и себестоимости операций ГРП.

Перспективные направления развития колтюбингового оборудования от СЗАО «ФИДМАШ»

Ю.В. БЕЛУТИН, СЗАО «ФИДМАШ»

Можно смело констатировать рост интереса к оборудованию для работы с ГНКТ от 44,45 мм до 60,3 мм с длиной от 5500–6000 м и более. Рассматриваются два направления – установки, смонтированные на одном шасси и на нескольких шасси.

Представлена модернизированная установка класса МК30Т-50 на шасси МЗКТ с увеличенной грузоподъемностью шасси, что позволит разместить на узле намотки 26 т ГНКТ. Также представлено шасси класса МК30Т-50 на шасси Tatra, что позволит разместить на узле намотки до 6000 м ГНКТ диаметром 44,45 мм и массой 26 т.

Представлены варианты модульных колтюбинговых комплексов, размещенных на шасси и полуприцепе с тягачом, как в транспортном габарите 4 м и

growth during this period was demonstrated by the hydraulic fracturing and multi-fracturing operations segment (+46.0 billion rubles), which accounted for 64.9% of the coiled tubing market growth.

The most expensive and money-intensive segment of CT operations is hydraulic fracturing market, including multi-stage fracturing in new wells. Its volume in 2018 amounted to 48.3 billion rubles (60.8%).

Currently, the market structure for the main coiled tubing operations looks as follows:

- Bottomhole area treatment and well stimulation (excluding fracking);
- Preparation for fracturing, well stimulation after fracturing;
- Preparing well for sidetracking, well stimulation after sidetracking;
- Preparing for operation and repair of injection wells / stimulation of newly-drilled wells;
- Other types of workover operations
- Fracturing and multi-stage fracturing operations;
- Drilling and sidetracking operations.

The largest share of CT market in physical terms accounts for workover operations (71.2%), while in monetary terms their share is only 35.2%. The opposite picture is observed in the segment of hydraulic fracturing and multi-stage hydraulic fracturing. In physical terms, its share is 26.8%, while in monetary terms this segment is a leader – 60.8%.

Coiled tubing market has significant growth potential by 2030 – 248% in monetary terms. The growth will be stipulated by an increase in the number of operations and the cost of individual operations due to increase in technological complexity. However, due to the emergence of a number of Russian coiled tubing manufacturers, cost of operations is expected to be contained.

In 2006–2018 the largest segment of the hydraulic fracturing market was single-stage hydraulic fracturing operations on the current declining well stock, which comprised 49.7% of the market in physical terms. In 2018, the market volume grew by 29.2% compared to 2017 and amounted to 133.1 billion rubles. This growth was primarily associated with an increase in the number of multi-stage fracturing operations, which became more technologically sophisticated and expensive.

It is expected that between 2019 and 2030 the hydraulic fracturing market will grow by 13% per year and will reach 577.3 billion rubles by the end of the period.

Multi-stage fracturing operations will become the main driving force of growth; it has already surpassed single-stage hydraulic fracturing operations in the total market volume, and by 2020 its share in monetary terms will increase to 81.4%. This will be due to the increase in technological complexity and cost of hydraulic fracturing operations.

нагрузкой по осям не более 7,5 т на каждую ось для ГНКТ 44,45 и 50,8 мм (что соответствует правилам перевозки грузов автомобильным транспортом в РФ по габаритным размерам и нагрузкам на оси и не требует дополнительного согласования на проезд и оплату за «перевес»), так и для ГНКТ 50,8 мм и 60,3 мм с изменяемым клиренсом у полуприцепа, на котором размещен узел намотки ГНКТ.

Были рассмотрены новые направления по азотному оборудованию и автоматизации колтюбинговых установок.

На пути к спящему дракону

*Максим НОВИКОВ, В.В. ДМИТРУК, В.В. ВОРОБЬЕВ,
И.Р. МУХАМЕТШИН, С.А. ЗАВЬЯЛОВ, И.С. ШМАРИН,
«Шлюмберже»*

Данный доклад описывает совместное применение подземного оборудования, работ по интенсификации пласта и ГНКТ для разработки Турона, пласта который в будущем может дать толчок к развитию рынка в России. Запасы Турона составляют 1,1 триллиона кубических метров газа (что приблизительно равно 50% доказанных запасов газа Канады, согласно отчету BP в 2017 году). Существуют ли решения для извлечения углеводородов из пласта, представляющего собой неконсолидированный песчаник с пластовой температурой 15 °C? Имеется ли опыт селективной добычи и заканчивания горизонтальных скважин, обеспечивающего предотвращение миграции песка из пласта без использования системы Gravel pack? Как и за счет чего компания-оператор получает выгоду от разработки нового резервуара на brown fields?

Необходимо отметить взаимодействие с заказчиком на протяжении более чем 12 месяцев: обзор существующих систем заканчивания, проведение технических совещаний, разработку дизайнов ГРП и лабораторных исследований. Таким образом, редко используемое устройство контроля притока с универсальными песчаными фильтрами-экранами и подземным оборудованием для селективного стимулирования стало основой технического решения. Ключевым элементом развития горизонтальных скважин Турона стало применение жидкости ГРП (на водной и углеводородной основах) в тандеме с технологией заканчивания для мультистадийного ГРП с применением сдвижных муфт, управляемых ГНКТ. Дальнейшее управление селективной добычей также возможно на протяжении всего срока эксплуатации скважины. Успешное применение подземного оборудования и интенсификации пласта в Западной Сибири и ЯНАО подтверждают возможность извлечения прибыли из существующей добывающей инфраструктуры. Концепция испытания привлекла дополнительные (в том числе иностранные) инвестиции, и, очевидно, это открывает еще один крупный рынок. Неоспоримым событием является снижение стоимости инфраструктуры либо ее сведение к нулю. Слаженная работа заказчика и группы подрядных организаций различных сервисных направлений обеспечила успешное завершение интегрированного

Promising Areas for Development of Coiled Tubing Equipment at NOV FIDMASH

Yury BELUGIN, NOV FIDMASH

We can safely state a growing interest in equipment for working with coiled tubing from 44.45 mm upto 60.3 mm and a length of 5500–6000 m or more. Two directions are considered – units mounted on one chassis and on several chassis.

An upgraded unit of the MK30T-50 class on the MZKT chassis with an increased chassis load capacity is presented, which will allow placing 26 t of coiled tubing on the winding unit. The MK30T-50 class chassis on the Tatra chassis is also presented, which will allow placing up to 6000 m of coiled tubing with a diameter of 44.45 and a mass of 26 tons on the winding site.

Variants of modular coiled tubing systems located on the chassis and semitrailer with a tractor are presented, both in a transport dimension of 4 m and axle loads of not more than 7.5 t per axle for CT 44.45 and 50.8 mm (which corresponds to the rules for transporting goods by road in the Russian Federation in terms of overall dimensions and axle loads and does not require additional approval for travel and payment for “overweight”), and for 50.8 mm and 60.3 mm coiled tubing with variable clearance in the semi-trailer on which the coiled tubing winding unit is located.

New directions in nitrogen equipment and automation of coiled tubing units were considered.

In the Way to the Gas Dragon

*Maxim NOVIKOV, V.V. DMITRUK, V.V. VOROBIEV,
I.R. MUKHAMETSHIN, S.A. ZAVYALOV, I.S. SHMARIN,
Schlumberger*

This article will explain how the downhole equipment, stimulation design and Coiled Tubing application unlock an interesting Turon reservoir which may become a large spurt to the services market in Russia. The Turon reservoir reserve is 1.1 trillion m³ of gas (that is approximately 50% of the Canada proved Gas. Source: BP report, June 2017) Is there a solution to lift the hydrocarbon from 15 deg C reservoir with unconsolidated sandstone? Is there experience of selective production and horizontal wells completion with multistage stimulation to eliminate a sand production without a gravel pack? How and why does the operator benefit from developing a new reservoir in the brown fields?

An engagement with customer for over 12 months with: the past completion experience review, completion technical meetings, hydraulic fracturing designs and laboratory testing. Thus, the rarely used Inflow-control device with universal standalone screens and equipment

проекта в рамках сложных геологических и климатических условий Южно-Русского месторождения. В будущем компания-оператор планирует приступить к реализации программы по запуску новых 80 скважин.

Газонефтяная промышленность развивается через призму глобального кризиса и нуждается в новых концептуальных проектах. Обсуждаемое техническое решение является одним из немногих методов заканчивания скважин, где российские компании поддерживают и могут увеличить производство и сохранить его экономичным.

Миссия компаний группы «Урал-Дизайн»

*В.Н. ШУМАКОВ,
ООО «Урал-Дизайн-Групп»*

«Урал-Дизайн» работает на нефтесервисном рынке 15 лет. Колтубинговый парк составляют пять установок: две установки тяжелого класса, одна среднего и одна установка легкого класса. Основные заказчики: «Лукойл», «Роснефть», «Газпром нефть», «РИТЭК», «Нефтиса» и др. Свою миссию «Урал-Дизайн» формулирует так: «Быть максимально полезным и эффективным партнером для своих клиентов в области повышения нефтеотдачи пластов, интенсификации процессов добычи нефти и газа, капитального, текущего ремонта скважин и освоения скважин после бурения».

Докладчик рассказал об основных колтубинговых технологиях и технологиях ПНП, применяемых компанией, и о перспективных направлениях развития, подробно остановившись на проблемах. В частности, было отмечено, что колтубинг сегодня очень дорого содержать, поскольку численность бригады, обслуживающей установку тяжелого класса, более 20 человек. Усложнение работ, переход на ГНКТ большого диаметра влечет за собой замену инжектора, превентора и других составляющих оборудования на более мощные. Многие виды внутрискважинного оборудования приобретаются исключительно по предварительному заказу, что требует времени. Скважины становятся все сложнее, горизонтальные участки часто бывают захламлены. Хотелось бы более открытых отношений между заказчиком и подрядчиком, поскольку, чем больше будет известно о предыстории скважины, тем успешнее пройдут работы в ней.

Технология повышения нефтеизвлечения из неоднородных карбонатных коллекторов с применением боковых горизонтальных каналов

*Э.М. АБУСАЛИМОВ, Ф.З. ИСМАГИЛОВ,
Р.Ф. ХУСАИНОВ, ПАО «Татнефть»;
Р.А. ТАБАШНИКОВ, Р.М. АХМЕТШИН,
И.Н. АДЫЛГАРЕЕВ, ООО «Таграс-РемСервис»*

designed to selectively stimulate reservoir became the equipment choice. The key element of the horizontal wells development at Turon reservoir was in feet for purpose fracturing fluid (oil-based or water-based fracturing fluid), combined with multi-stage fracturing (MSF) completion technology with precision sleeves, manipulate by Coiled Tubing. Further selective production management is also possible throughout the life time.

Provided downhole equipment and reservoir stimulation proves that Western Siberia and Yamal



Вячеслав ШУМАКОВ
Vyacheslav SHUMAKOV

region can benefit from the existing downstream infrastructure. The trial concept attracted additional (also including the international) investment and obviously opens another large size frac market. The operators compelling event is to minimize the infrastructure cost or eliminate that completely. The teamwork between the customer and several contractor's product lines enabled successful completion of the integrated project under the difficult geological and climatic

conditions of the Yuzhno-Russkoye field. The further customer's plans correspond to 80 wells program.

The oil gas industry evolves through a global crisis and in need of new concepts. Discussed technical solution is one of few completion methods where Russian operators maintain and can increase production and keep it economical.

Mission of Ural-Design-Group

Vyacheslav SHUMAKOV, Ural-Design-Group LLC

Ural-Design has been operating in the oilfield services market for 15 years. The coiled tubing fleet consists of five units: two units of heavy class, one medium and one light class unit. The main customers are: LUKOIL, Rosneft, Gazprom Neft, RITEK, Neftis, etc. Ural-Design formulates its mission as follows: "Be the most useful and effective partner for our clients in the field of enhanced oil recovery, stimulation of oil and gas production, well workover and repair, as well as well stimulation after drilling".

The speaker spoke about the main coiled tubing technologies and EOR technologies used by the company, and about promising areas of development, focusing on problems in detail. In particular, it was noted that coiled tubing is very expensive thing today, since more than 20 people are maintaining and servicing the heavy class unit. The complexity of operations, transition to

В докладе рассматривается использование боковых горизонтальных каналов малого диаметра с точки зрения извлечения трудноизвлекаемых запасов из неоднородных плотных коллекторов. Освещены технологические решения, использованные в компании, проблемы, полученные при внедрении технологии, а также результаты применения и точки технологического роста.

В последние годы общий вектор разработки в ПАО «Татнефть» смещается в сторону месторождений, сложенных карбонатными породами, относящихся к категории трудноизвлекаемых с общей долей извлекаемых запасов 57%. Следует отметить, что текущие темпы отбора запасов не позволяют эффективно вырабатывать весь ресурсный потенциал.

Процесс разработки данных пластов осложняется наличием естественных трещин, простирающихся в вертикальном направлении, отсутствием эффективной системы ППД и близким расположением водонасыщенных пластов, что в совокупности увеличивает риски прорыва пластовой воды, особенно при применении методов стимуляции пласта. Следует отметить, что для башкирского и турнейского ярусов характерно низкое пластовое давление (в среднем 50–30% от начального). Перечисленные факторы оказывают негативное влияние на коэффициент извлечения углеводородов и на продуктивность скважин.

Для решения задачи интенсификации притока нефти в этих условиях широкомасштабное применение получили простые солянокислотные обработки, а в дальнейшем и более сложные селективные технологии, такие как циклические кислотные обработки с применением жидкостей-отклонителей. Важно подчеркнуть, что значительная доля карбонатных объектов разработки эксплуатируется с применением скважин с открытым горизонтальным окончанием, в которых многократные кислотные обработки со временем не приносят экономически обоснованных результатов и имеют недостаточную продолжительность эффекта (около 3–5 месяцев).

Специалистами ПАО «Татнефть» и ООО «ТаграС-РемСервис» был основательно изучен опыт работ на месторождении и предложен пилотный проект бурения боковых каналов малого диаметра с последующей динамической стимуляцией.

Данный проект был реализован на 25 скважинах, эксплуатирующих башкирский и турнейский ярусы. Благодаря одновременному использованию комбинации разных технологических приемов достигнуты хорошие результаты в сложных геологических условиях. По результатам проведенных работ технология включена в регулярную производственную программу.

Э.М. АБУСАЛИМОВ
E.M. ABUSALIMOV



CT of larger diameter entails replacement of the injector, BOP and other components of the equipment with more powerful ones. Many types of downhole equipment should be pre-ordered which takes time. Wells are becoming more complex, horizontal sections are often cluttered. It would be good to have more open relations between the customer and the contractor, since the more one knows about the well history, the better one will be able to do.

Technology for Enhanced Oil Recovery from Heterogeneous Carbonate Reservoirs using Lateral Horizontal Channels

E.M. ABUSALIMOV, F.Z. ISMAGILOV, R.F. KHUSAINOV, Tatneft PJSC; R.A. Tabachnikov, R.M. AKHMETSHIN, I.N. ADYLGAREEV, Tagras-RemService LLC

The paper discusses the application of small diameter lateral horizontal channels for production of hard-to-recover reserves from heterogeneous tight reservoirs. The paper describes technological solutions used in the Company, challenges encountered during the implementation, results of the application and milestones for technological growth.

In recent years, the focus of filed development in Tatneft PJSC has shifted towards the carbonate reservoirs classified as hard-to-recover reserves with a total share of recoverable reserves of 57%. It should be noted that the current production rate does not allow for the efficient production of the entire resource potential.

The process of development of these reservoirs is complicated by natural fractures extending in the vertical direction, the absence of an effective reservoir pressure maintenance system and the close proximity of water-saturated reservoirs. These factors increase the risk of reservoir water breakthrough, especially when using reservoir stimulation methods. It should be noted that reservoirs in Bashkir and Tournai stages are characterized by low reservoir pressure (50–30% of the initial pressure on average). These factors have a negative impact on the hydrocarbon recovery rate and well productivity.

Widely used methods of enhanced oil recovery under these conditions include simple hydrochloric acid treatments and more complex selective technologies, such as cyclic acid treatments with diverter fluids. It should be stressed that a significant share of carbonate reservoirs is operated with wells with a horizontal

Повышение надежности ГНКТ: усовершенствованное локальное покрытие для сварных швов ГНКТ

Эндрю КЭРРИОН,
NOV Quality Tubing

Точечная коррозия на внутреннем диаметре гибкой трубы приводила к отказам колонн буровых труб при работе во всех регионах, особенно это касается работ в нестандартных геологических условиях в Северной Америке. Для защиты наиболее восприимчивой части колонны гибких труб от коррозии было разработано локальное покрытие, которое может быть нанесено в местах сварных швов.

Сталь пластически деформируется в процессе изготовления гибкой трубы, а изделие многократно пластически деформируется в процессе эксплуатации. В результате покрытия гибких труб исторически не были успешными из-за недостаточного сцепления с трубами, которые являются основой.

После того как было принято решение о нанесении локального покрытия, был разработан план испытаний различных вариантов покрытия, включая как материалы, так и процессы нанесения. Первоначальный план испытаний включал проверку на сцепление с субстратом, а также на устойчивость к кислоте с целью выработки методологии для рабочего прототипа.

Результаты тестирования были представлены и использовались для определения дальнейшего пути создания и внедрения в производство рабочего прототипа. В качестве наилучшего метода нанесения покрытия был выбран способ конденсации из газовой фазы. В его основе – взвесь в вакуумном буферном устройстве, которая осаждается на поверхность трубы. Гибкая насосно-компрессорная труба представляет собой непрерывный продукт, который не может быть испытан в традиционной вакуумной камере. Поэтому потребовалась разработка первой в своем роде вакуумной камеры, которая не полностью закрывает продукт.

Рабочий прототип был успешно установлен на производственном объекте в Хьюстоне, где были созданы испытательные колонны гибких труб с локальным покрытием, нанесенным на косые сварные швы.

Результаты опубликованы: SPE 194246. В документе описывается новая технология обработки при изготовлении гибкой трубы. Первоначальные результаты показывают, что усовершенствованное локальное покрытие может значительно улучшить операции, в том числе предотвратить непредвиденные отказы с минимальными затратами для оператора ГНКТ.



Эндрю КЭРРИОН
Andrew CARRION

openhole wellbore, in which multiple acid treatments over time are not economically feasible with a short effect duration (about 3–5 months).

Tatneft PJSC and Tagras-RemService LLC specialists have thoroughly studied the field experience and proposed a pilot project for drilling of small diameter lateral channels with subsequent dynamic treatment.

This project was implemented in 25 wells producing from the Bashkir and Tournai stages reservoirs. Simultaneous application of different technologies provided positive results in difficult geological conditions. Based on the results of the work performed, the technology is included in the regular production program.

Improving Operational Confidence: An Advanced Localized Coating for Coiled Tubing Bias Welds

Andrew CARRION, Sales Engineer,
NOV Quality Tubing

Pitting corrosion on the tubing ID has caused failures of CT strings in operations across every operating region, with unconventional plays in North America being especially affected. A localized coating that can be applied to the bias weldment has been developed to protect the most susceptible portion of the coiled tubing string from corrosion.

Steel is plastically deformed in the manufacturing process to make coiled tubing, and the product is repeatedly plastically deformed in operations. As a result, coatings have historically not been successful with coiled tubing due to insufficient adherence to the tubing, which is the substrate.

Once the decision was made to pursue a localized coating, a test plan was developed to test different iterations of the coating including coating materials and application processes. The initial testing plan included checking for adherence to the substrate as well as resistance to acid with the goal of highlighting a methodology for a working prototype.

The results of the testing plan are provided and were used to determine the path forward to commission a working prototype. Physical Vapor Deposition (PVD) was selected as the best method for application of the local coating. PVD operates by exciting a target within a vacuum chamber, which coats the substrate. Coiled tubing is a continuous product, which prevents the use of a traditional vacuum chamber. This development led to the creation of the first-ever vacuum chamber of its kind – one that does not entirely enclose the product.

Способ управляемого многостадийного кислотного ГРП в осложненных геолого-технических условиях

И.Н. АДЫЛГАРЕЕВ, ООО «ТаграС-РемСервис»
предприятие «АктюбинскРемСервис»

Выработка запасов карбонатных коллекторов, как правило, осложнена близостью водоносных пластов, вертикальной трещиноватостью, высокой вязкостью нефти, высокой зональной неоднородностью залежей и возможностью прорыва газовой шапки. Существующее множество технологий проведения многостадийных кислотных ГРП в условиях Татарстана не находит применения по причине своей высокой стоимости, не обеспечивающей достаточных дебитов скважин в течение продолжительного времени.

Главной целью компании «ТаграС-РемСервис» является устремленность всего коллектива на стратегическую цель заказчика. Как правило, это повышение эффективности от использования передовых технологий, которая выражается в дополнительной добыче нефти либо увеличении срока службы скважин.

Для повышения эффективности ГТМ на карбонатных отложениях совместно с заказчиком была разработана и в настоящее время внедряется технология проведения МКГРП с использованием ГНКТ, прокалывающего перфоратора и чашечного пакера собственной разработки компании «ТаграС-РемСервис».

Перед началом работ производится привязка ГНКТ к разрезу по ГК. Далее спускается компоновка в заданный интервал для прокалывания, размыва каверн и закачки кислоты во вскрытый интервал по межтрубному пространству. КГРП каждой последующей зоны проводится путем прокалывания намеченного интервала, перемещения компоновки ниже зоны вскрытия и последующей закачки кислоты.

Уникальной особенностью данной технологии является возможность отслеживания заколонного сообщения между портами как перед процессом, так и в процессе обработки, вносить корректировки непосредственно в процессе ГРП и определять оптимальное расстояние между портами для каждого объекта разработки.

Работы проведены на одиннадцати скважинах. Данная технология переведена в разряд промышленной эксплуатации. На нее оформлен патент.

Отечественная равнопроходная система МГРП на прокачиваемых растворимых ключ-пробках. Обзор технологии и проведенных испытаний

Е.О. МИХАЛИЦЫН, ООО «ОЙЛ ЭНЕРДЖИ»

Осенью 2018 года «Ойл Энерджи» впервые

The working PVD prototype has been successfully installed at the manufacturing facility in Houston, and test strings coated locally on the bias welds have been created. Findings have been published in SPE 194246. The paper describes a new processing technique for the manufacturing of coiled tubing. Initial results show that the coating can dramatically improve operations, especially the prevention of unexpected failures with minimal cost impact to the coiled tubing operator.

Method of Controlled Multistage Acid Hydraulic Fracturing under Complicated Geological and Technical Conditions

Irek ADYLGAREEV, TagraS-RemService LLC "AktyubinskRemServis" Enterprise

Production from carbonate reservoirs is usually complicated by the proximity of aquifers, vertical fractures, high oil viscosity, high zonal

heterogeneity of deposits and the possibility of gas cap breakthrough. The existing set of technologies for multistage acid hydraulic fracturing in Tatarstan is not used because of its high cost, resulting in insufficient flow rates for a long time.

In order to increase the efficiency of enhanced oil recovery operations in carbonate reservoirs, TagraS-RemService developed and introduced the

technology of multistage fracturing using coiled tubing, puncture perforator and cup packer. This technology has been developed jointly with the Customer.

Before starting the work, the logging data is studied. Then the bottomhole assembly is run at target depth for punching, cavity wash-out and pumping acid into the interval through the space between tubing and coiled tubing. Each subsequent zone is treated by punching the target interval, moving the assembly below and then pumping acid.

A unique feature of this technology is the ability to track the annular filtration between the ports both before and during treatment, make adjustments during hydraulic fracturing and determine the optimal distance between the ports for each reservoir.

The operations were carried out in eleven wells. This technology has been patented and



Ирек АДЫЛГАРЕЕВ
Irek ADYLGAREEV

предложили рынку коммерческие изделия растворимых материалов для МГРП.

Изначально важно разобраться в нюансах растворимых сплавов шаровых изделий, перед тем как выпускать растворимую систему «М4» для МГРП.

Мы погрузились в вопросы по прочностным, механическим свойствам и растворению в зависимости от ряда параметров. До тех пор, пока «Ойл Энерджи» в России не начали разрабатывать отечественные растворимые шаровые системы, никто не учитывал вышеупомянутые параметры. Зарубежные поставщики также не учитывали такие нюансы, что сказывалось на качестве продукта и процесса МГРП в целом.

Только летом 2019 года мы наработали научно-техническую базу и смогли разрабатывать более сложные изделия (пробка Plug & Perf, система «М4»). Своими знаниями мы поделились на форуме «Ойл Энерджи», на котором собрали всех участников рынка для выстраивания единого понимания.

Далее в докладе продемонстрировали рабочий процесс системы «М4», и было отмечено, что у системы «М4» есть 2 нюанса (которых нет при работе с шарами):

- работать система «М4» может только со 114 лифтом;
- необходимо использование устройства сброса системы «М4» до скважины.

Завершили свой рассказ результатами пройденных стендовых испытаний и планируемые испытания в будущем.

Современные вызовы ГРП

П.В.ЛАКТИОНОВ, Группа ФИД

Была представлена краткая информация об истории Группы ФИД, опыте создания оборудования.

Деятельность Группы ФИД направлена на разработку и производство:

- оборудования для гидравлического разрыва пласта;
- нагнетательного и цементировочного оборудования;
- колтюбинговых технологий, внутрискважинного оборудования и инструмента;
- комплексов для повышения нефтеотдачи пластов;
- мобильных буровых установок;
- шахтного оборудования (для направленного бурения; для геологоразведочного колонкового бурения; проходческих буровых установок).

Отмечено, что на территории РФ и других стран СНГ в настоящее время работает более 500 единиц нефтегазового оборудования

Egor MIKHALITSYN
Egor MIKHALITSYN



reclassified to the category of commercial operations.

Russian Full-Bore Technology for Multistage Fracturing with Dissolvable Key-Plugs. Technology Outlook and Testing Review

*Egor MIKHALITSYN,
Oil Energy LLC*

In the fall of 2018, Oil Energy first offered the market commercial products of soluble materials for multi-stage fracturing.

Initially, it is important to understand the nuances of soluble alloys of spherical products before releasing the M4 soluble system for multi-stage fracturing.

We concentrated on questions on strength, mechanical properties and dissolution, depending on a number of parameters. Until Oil Energy in Russia began to develop domestic soluble spherical systems, no one took into account the abovementioned parameters. Foreign suppliers also do not take into account the nuances that affected the quality of the product and the multi-stage fracturing process as a whole. Only in the summer of 2019 we gained a scientific and technical base and were able to develop more complex products (Plug & Perf plugs, M4 system). We shared our knowledge at the Oil Energy forum, which brought together all market participants to build a common understanding.

Further, the report demonstrated the workflow of the “M4” system and it was noted that the “M4” system has 2 nuances (which are not present when working with balls):

- The M4 system can work only with 114 elevators
- It is necessary to use the M4 system discharge device to the well.

We completed our story with the results of the captive tests and planned tests in the future.

Modern Fracturing Challenges

Pavel LAKTIONOV, FID Group

Brief information was provided on the history and main activities of the FID Group, as well as on the experience of equipment development.

The activities of the FID Group are aimed at the development and production of:

- Equipment for hydraulic fracturing;



Павел ЛАКТИОНОВ
Pavel LAKTIONOV

производства Группы ФИД, более 160 единиц из которых – оборудование для ГРП. Дана подробная характеристика и перечислен состав основных комплексов оборудования.

В качестве современных вызовов, стоящих перед производителями оборудования для ГРП, были выделены и подробно проанализированы следующие:

- локализация производства на территории ЕАЭС;
- оборудование для высокорасходного ГРП (16–24 м³/мин);
- восстановление и модернизация оборудования;
- оборудование с нагрузкой не более шести тонн на ось;
- цифровизация оборудования.

Докладчик представил аудитории возможные ответы на вызовы. Большая часть этих ответов уже нашла практическое воплощение.

Оптимизация конструкции заканчивания скважин на месторождениях с нетрадиционными запасами с помощью широкомасштабного применения численных методов

Дэвид КОТРЕЛЛ, Тобиас ХОИНК, Элайджа ОДУСИНА, Сачин ГОРПАД, Сергей СТОЛЯРОВ Baker Hughes, a GE company

На текущий момент нетрадиционные запасы вносят значительный вклад в общий объем добычи нефти и газа. Добыча на месторождениях с нетрадиционными запасами остается рентабельной в различных ценовых сегментах, поскольку методы предварительной обработки пласта могут быть адаптированы к изменяющимся рыночным условиям, которые определяют затраты на заканчивание и цену на углеводороды. Аналогичная ситуация наблюдается в сегменте внутрискважинных работ в добывающих скважинах. Методы обработки пласта позволяют стимулировать добычу углеводородов и увеличить площадь дренирования скважин. На текущий момент основным методом обработки пласта является гидроразрыв пласта, в рамках которого в скважине создается несколько стадий высокопроводящих трещин, в которые затем под высоким давлением закачивается жидкость (как правило, вода), которая расширяет трещины, повышая таким образом проницаемость пласта и дебит скважины. Исторически сложилось так, что количество стадий ГРП и кластеров на стадии определяется либо исходя из длины горизонтального участка скважины (например, 60 или 120 м), либо исходя из накопленного опыта на этом месторождении или на месторождении с похожими условиями, либо исходя из других инвестиционных соображений. С течением времени наметилась устойчивая тенденция к сокращению расстояния между стадиями и кластерами с целью повышения

- Injection and cementing equipment;
- Coiled tubing technologies, downhole equipment and tools;
- Complexes for enhanced oil recovery;
- Mobile drilling rigs;
- Mine equipment (for directional drilling; for exploration core drilling; sinking drilling rigs).

It was noted that more than 500 units of oil and gas equipment manufactured by FID Group are currently operating in Russian Federation and other CIS countries, more than 160 of which are related to hydraulic fracturing equipment. A detailed description is given and the composition of the main equipment complexes is listed.

The following challenges facing hydraulic fracturing equipment manufacturers have been highlighted and analyzed in detail:

- Localization of manufacturing process in the Eurasian Economic Union area;
- Equipment for high-rate hydraulic fracturing (16–24 m³/min);
- Equipment recovery and modernization;
- Equipment with axial load of no more than six tons on axis;
- Equipment digitalization.

The speaker presented the audience possible answers to the challenges. Most of the answers have already found practical implementation.



Completion Design Optimization for Unconventional Wells Using Large Scale Computational Science

David COTRELL, Tobias HOEINK, Elijah ODUSINA, Sachin GHORPADE, Sergey STOLYAROV, Baker Hughes, a GE company

In the current state of the oil and gas industry, unconventional resources are a significant source of the total production

output. Unconventional wells remain profitable at various price points, because initial stimulation treatments can be tailored to changing market conditions, reflecting completion costs and (estimated) hydrocarbon prices. The same holds true for re-stimulation of already producing wells. Stimulation treatment “opens” up the subsurface to ultimately allow for better drainage of the reservoir hydrocarbons. The primary stimulation treatment currently in use is hydraulic fracturing, in which the wellbore is broken up into multiple stages, and highly pressurized fluid (oftentimes water) is pumped into each stage of the wellbore. This causes fractures to propagate away from the wellbore, which in turn enhances the local

уровня добычи. Однако разумно предположить, что наступит такой момент, после которого добавление еще одной стадии ГРП повлечет затраты, превышающие уровень доходов, полученных за счет увеличения количества стадий (т.е. операция по добавлению стадии станет менее прибыльной, в зависимости от сроков окупаемости). В таком случае возникает классическая задача оптимизации, которая решается методами Монте-Карло. Результаты расчетов показывают, что оптимальные методы обработки пласта демонстрируют хорошие показатели для многих целевых функций, связанных с процессом ГРП (например, длина и высота трещин). Тем не менее результаты позволяют сделать вывод, что целевые функции, связанные с добычей углеводородов, доходами от добычи и прибылью, зачастую определяют различные оптимальные методы обработки и что подбор оптимального метода зависит от заданных временных промежутков. Поскольку в конечном счете принятие решений основывается на положительном опыте получения прибыли в течение определенного периода времени, в статье предлагается использовать подходящую целевую функцию в сочетании с описанным в статье комплексным подходом к моделированию.

Комплексное решение для управления добычей на примере месторождения с трудноизвлекаемыми запасами

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

Задача, которая стоит перед нефтяными компаниями на начальном этапе эксплуатации месторождений, – получить исчерпывающую информацию об объекте разработки, построить корректную модель залежей месторождения, оптимизировать процесс бурения и заканчивания скважин для достижения наиболее высоких показателей при разработке месторождения. Основная цель всех добывающих организаций – добиться максимального уровня добычи при оптимизации ее себестоимости. При этом очень важную роль играют показатели по охране труда и экологической безопасности. В данном докладе речь пойдет о технологиях и примерах их применения для решений комплексных задач на каждом из перечисленных этапов, от получения информации о профиле притока из пласта до управления процессом добычи из каждой конкретной скважины.

Улучшения в применении ГНКТ для работ по бурению

Грейсон ФАДЖ, Джахад АЛДАВУД, Мустафа АЛЬМИЛАД, ВН; Брюс РАЙХЕРТ, Тимур САБИТОВ, «Тенарис»

reservoir permeability and allows for economical production. Historically, the number of stages, and clusters per stage, for hydraulic stimulation has been based on wellbore horizontal length (e.g., 200 ft or 400 ft), or much valued previous experience in the same or similar area, as well as other investment considerations. Over time, a strong tendency has developed to place stages and clusters closer together to improve production. However, it is reasonable to assume that there will be a point beyond which adding another stage becomes more expensive than what is gained by increased production revenue from the greater stage count (i.e., less profitable depending on the time of investment). This scenario frames a classic optimization problem which is solved using Monte Carlo methods. Results show that optimal stimulation treatment configurations are robust for many objective functions related to the fracturing process (e.g., propped length and propped height). However, we find that objective functions related to production, production revenue, and profit often provide different optimum treatment configurations, and that those optima shift with respect to the considered timeframe. Because business decisions will ultimately be based on profit decisions over

a given time span, we propose utilizing the appropriate objective function together with an integrated modeling approach such as presented here.

Integrated Solution for Production Management through the Example of a Field with Hard-to-Recover Reserves

Vsevolod BUGROV, Welltec Oilfield Services (RUS)

The challenge faced by oil companies at the initial stage of field development is to obtain comprehensive data on the formation, carry out accurate

simulation of the field deposits, and optimize the process of wells drilling and completion to achieve the highest production performance. At the same time, health and safety performance plays a very important role. This paper will focus on the application of technologies for solving complex challenges at each of the listed stages, from obtaining data on the inflow profile to managing the production process in each specific well.

Improvements in CT Application for Drilling Operations

Grayson FUDGE, Jabad ALDAWOOD, Mustafa ALMILAD, BH; Bruce REICHERT, Timur SABITOV, Tenaris



Всеволод БУГРОВ
Vsevolod BUGROV

За последние 10 лет в Саудовской Аравии применение бурения с гибкими трубами значительно улучшилось во многих аспектах. Оптимизация усталостного ресурса гибких труб была одной из этих задач, важных для повышения безопасности и общей производительности бурения. За последние десять лет проект столкнулся со множеством проблем, связанных с ГНКТ. Преждевременные поломки, связанные с точечными отверстиями, деформацией сварного шва и дефектами при производстве ГНКТ, оказали серьезное влияние на общую эффективность проекта. Новая технология ГНКТ была использована для преодоления многих проблем, связанных с бурением в таких суровых скважинных условиях.

ГНКТ по новой технологии была впервые введена для бурения в Саудовской Аравии в августе 2018 года и выведена из эксплуатации в декабре того же года. В общей сложности 279 км по спуску составила наработка с 6,389 метра пробуренных скважин, а также многочисленными осложнениями в процессе выполнения бурения, которым данная ГНКТ была подвержена по сравнению со стандартными трубами. Пять скважин были пробурены с 62,5% усталостного износа, где ГНКТ подвергалась большому количеству циклических изгибов из-за прихвата трубы и ловильных работ. С точки зрения бурения ГНКТ улучшила максимальное усилие на подъем и возможную глубину дохода до запираания. Было достигнуто улучшение ряда ключевых показателей работы, в том числе:

- более высокая скорость спуска;
- стойкость к сульфидному растрескиванию под напряжением;
- улучшена общая износостойкость/усталостный ресурс, в том числе при работах с сероводородом, а также сопротивление увеличению диаметра.

Дефектоскоп DT1 – современное и эффективное средство контроля состояния ГНКТ

А.М. ВЕРЕМЕЕНКО, СЗАО «Новинка»

К гибким трубам предъявляются высокие требования. С одной стороны, от них требуется надежность. С другой стороны, популярная в мире концепция бережливого производства предполагает как можно полнее использовать их ресурс.

Однако на этапе выполнения работ с использованием ГНКТ могут возникать непрогнозируемые ситуации, такие как задиры трубы плашками, истирания ее на искривлениях скважины, а также воздействие агрессивных сред, которые снижают ресурс трубы и создают угрозу возникновения аварийной ситуации. Сложно прогнозируемым является также реальный остаточный ресурс трубы.

Для определения реального состояния ГНКТ на всех этапах ее

Over the past 10 years, coiled tubing drilling in Saudi Arabia has improved significantly in many respects. Optimizing the fatigue life of coiled tubing was one of these objectives, which was important to improve safety and overall drilling performance. Over the past ten years, the project has faced many challenges related to coiled tubing. Premature failures associated with pin holes, welding defects and CT manufacturing defects have had a major impact on the overall project efficiency. The new CT technology has been used to overcome many of the challenges associated with drilling in such harsh well conditions.

CT manufactured with new technology was first introduced for drilling in Saudi Arabia in August 2018 and decommissioned in December 2018. Total run-in distance constituted 279 km in wells with 6,389 m depth. The coiled tubing was exposed to multiple complications during the drilling process as compared to standard CT strings. Five wells were drilled with 62.5% of fatigue wear. The coiled tubing was exposed to a large number of bending cycles due to pipe sticking and fishing operations. In terms of drilling, the coiled tubing has increased maximum lifting force and maximum run-in depth before lockup. A number of key performance indicators have been improved, including:

- Higher penetration rate
- Resistance to sulfide cracking
- Improved overall wear resistance/fatigue life, including operations with hydrogen sulfide, as well as resistance to diameter increase.

Flaw Detector DT1 – a State-of-the-Art and Effective Way to Control CT Condition

Alexander VEREMEENKO, Novinka CJSC

There are high requirements for coiled tubing. On the one hand, it must be reliable. On the other, according to lean production method it should perform to its full capacity.

However, during operations, unforeseen circumstances may arise such as tearing of tubing surface by rams, scuffing at the curved sections of the well, aggressive substances that reduce coiled tubing service life and can lead to emergencies. It is also difficult to analyze remaining CT service life.

Flaw detector is used for analysis of a real CT condition at all stages of its service, for identification of non-predictable safety risks and maximizing CT service life.



Александр ВЕРЕМЕЕНКО
Alexander VEREMEENKO

использования, выявления непрогнозируемых рисков безопасности работ и для максимального использования ресурса гибкой трубы целесообразно применение дефектоскопа.

Специалистами СЗАО «Новинка» на основе данных, полученных при испытаниях большого набора труб с различными дефектами, был создан рабочий образец ДТ1.

ДТ1 предназначен для инспекции гибких труб трех диаметров: 38,1 мм, 44,45 мм, 50,8 мм. Толщина стенки – до 5 мм. Дефектоскоп может устанавливаться как на новые колтюбинговые установки, так и на ранее выпущенное оборудование.

По принципу работы ДТ1 – это магнитный дефектоскоп. Намагничивание участка трубы до технического насыщения осуществляется постоянными магнитами, чтобы минимизировать вес дефектоскопа.

Дефектоскоп состоит из блока измерительного, блока коммутационного, персонального компьютера, монтажного поводка, комплекта соединительных кабелей и специального программного обеспечения. В докладе была дана подробная характеристика каждого из блоков, а также продемонстрированы примеры дефектограмм параллельно, в том числе и с графиками вибрации.

Точностные испытания макетного образца дефектоскопа и его натурные испытания на колтюбинговой установке полностью подтвердили соответствие прибора заявленным параметрам и показали, что разработанное устройство находится на уровне лучших зарубежных аналогов. Первые образцы дефектоскопа уже поставлены заказчиком.

Сервис «Фидмаш-Онлайн»: развитие и новые возможности

Ю.В. БЕЛУГИН, СЗАО «ФИДМАШ»

Была предоставлена информация о текущем функционале данного сервиса, а также нововведениях, которые будут внедрены в самое ближайшее время. Сервис обеспечивает:

- мониторинг параметров оборудования и техпроцесса в режиме реального времени;
- геолокацию (местоположение) оборудования;
- удаленный доступ к файлам данных с установок;
- синхронизацию и хранение полученных данных;
- получение оповещений о неисправностях оборудования и аварийных сообщений.
- предоставление отчетов.

Сейчас в пользовательской части реализованы следующие модули:

- парк оборудования – список доступного оборудования и краткая информация о нем;
- мониторинг – данные о работе установки в реальном времени;
- архивные данные – файлы СКР или системы управления, синхронизированные на сервере. Есть возможность конвертировать в различные форматы (сейчас в .csv – «Эксель»);
- оповещения – информация о сообщениях и ошибках;

Specialists of Novinka created a working sample DT1 based on the data obtained during testing of a wide range of tubings with different defects.

DT1 is designed for inspection of three CT diameters: 1.5 inch, 1.75 inch, 2 inch. Wall thickness is up to 5 mm. Flaw detector DT1 can be installed on both new and previously manufactured coiled tubing units.

DT1 is a magnet flaw detector. Magnetization of the tubing section is performed using permanent magnets in order to minimize flaw detector weight.

Measurement unit DT1 consists of several parts thus providing simple and convenient installation on CT. Unit gravity center is below the tubing axis. Measurement unit installation on the level wind is performed using a steel draw-bar with a break sensor.

The report gave a detailed description of each of the blocks, and also demonstrated examples of defectograms in parallel, including a color image of the flaw pattern.

Accuracy testing of a mock-up sample of flaw detector and field-testing on coiled tubing unit provided full confirmation of the tool compliance with stated requirements and showed that developed tool is at the level of the best foreign analogues. The first flaw detector samples have already been delivered to customers.

Fidmash-Online Service: Development and New Opportunities

Yuri BELUGIN, NOV FIDMASH

Information was provided on the current functionality of this service, as well as innovations that will be introduced in the very near future. The service provides:

- Real-time monitoring of equipment and process parameters.
- Geolocation (location) of equipment.
- Remote access to data files from the units.
- Synchronization and storage of received data.
- Receive alerts about equipment malfunctions and alarms.
- Reporting.

Now the following modules are implemented in the user part:

- Equipment Park – a list of available equipment and brief information about it
- Monitoring – data on the operation of the unit in real time
- Archived data – tank monitoring system (TMS) files or control systems synchronized on the server. It is possible to convert to various formats (now in .csv – Excel)
- Alerts – Messages and Bug Information
- Help – firmware, instructions and other information.
- Administration on the customer side: management of user access rights to customer

- справка – прошивки, инструкции и другая информация;
 - администрирование на стороне заказчика: управление правами доступа пользователей к оборудованию заказчика.
- Нововведения:
- отчеты/аналитика – аналитическая обработка накопленных данных и формирование отчетов о работе оборудования на их основе;
 - Web СКР-Архив – онлайн-построение графиков и составление отчетов по технологическим операциям;
 - видеоданные (2020 год) – при наличии на борту системы видеонаблюдения;
 - интеграция в системы сбора и обработки данных заказчиков (API, ModBus и другие протоколы).

Отличительной особенностью сервиса «Фидмаш-Онлайн» является его построение на WEB-интерфейсе, и, что немаловажно, доступ к услуге предоставляется бесплатно.

Вязкая сликвода – новая альтернативная жидкость ГРП для традиционных коллекторов

Светлана ПАВЛОВА, «Шлумбергер»

Сшитые гели на основе гуарового полимера уже долгое время остаются преобладающими жидкостями для гидроразрыва пласта в России. Традиционные «Сибирские» жидкости ГРП содержат 3.0–4.2 кг/м³ сшитого полимера, что выражается в очень высокой динамической вязкости (как правило, значительно выше 400 сП при 100 с-1) и результирующих низких значениях остаточной проводимости проппантной пачки, около 35%.

Современные тенденции перехода к коллекторам со сложным геологическим строением, где создание широкой гидравлической трещины не является необходимым, требуют пересмотра текущего подхода к ГРП. Цель данной работы – оценить применимость новой жидкости ГРП для российских традиционных коллекторов, с фокусом на лабораторном тестировании – разработке новых методик и оценке результатов.

Вязкая сликвода (HiVis FR) – низковязкая жидкость на основе синтетического полимера – широко используется на сланцах (shale fracturing) в Северной Америке с 2016–2017 годов, однако ранее никогда не применялась для гидроразрыва традиционных песчаников с проницаемостью на уровне миллиарда, в сочетании с керамическим проппантом, при скоростях закачки менее 10–15 м³/мин. Таким образом, применимость данной жидкости для условий традиционных коллекторов должно было всесторонне оценено сперва в лаборатории, а затем в полевых условиях.

В презентации представлены результаты лабораторных исследований для новой жидкости

equipment.

Upgrades:

- Reports / analytics – analytical processing of accumulated data and generation of reports on the operation of equipment based on them.
- Web TMS-Archive – online charting and reporting of technological operations.
- Video data (2020) – if there is a video surveillance system on board
- Integration into customer data collection and processing systems (API, ModBus and other protocols)

A distinctive feature of the "Fidmash-Online" service is its construction on the WEB-interface,

and most importantly, access to the service is provided for free.



Светлана ПАВЛОВА
Svetlana PAVLOVA

Viscous Slickwater – New Alternative Frac Fluid for Conventional Reservoirs

*Svetlana PAVLOVA,
Schlumberger*

Guar-based crosslinked fluids remained the prevalent choice of frac fluid for a long period of time, since massive hydraulic fracturing was started in Russia. Traditional “Siberian” frac fluid contains

3–4.2 kg/m³ of crosslinked guar, which results in very high fluid viscosity (min 400 cp at 100 sec-1 as rule of thumb) and low retained permeability of proppant pack – around 35%.

With recent move towards complex geology reservoirs in Russia, where wide propped frac is no longer an optimum solution, the need in review of current fracturing approaches emerged. The objective of the study presented is to evaluate the applicability of novel clean frac fluid for conventional reservoirs in Russia, particularly is focused on development of laboratory testing procedures and testing results analysis of novel synthetic polymer-based fracturing fluid.

Viscous slickwater (HiVis FR) – low viscous fluid based on synthetic polymer has already been widely used for shale fracturing in North America ~since 2016–2017, however was never applied for conditions of sandstones fracturing: in miliDarcy environment, in combination with ceramic proppant, pumping via tubing, utilizing pump rates less than 10 m³/min (60 bbl/min), whereas, fluid had to be fully investigated in laboratory and field conditions of conventional fracturing of sandstones.

Fluid rheology studies, leak-off behavior, regained conductivity of the proppant pack, regained permeability of the formation,

вязкой сликводой в сравнении со стандартной системой на основе гуара. Были проведены реологические исследования, тесты по определению механизмов утечки жидкости, остаточной проводимости проппантной пачки и проницаемости пласта, гидродинамические испытания и оценка песконесущей способности жидкости. Эластичные свойства вязкой сликводой позволяют улучшить динамический перенос проппанта и уменьшить статическое оседание проппанта по сравнению с линейными гуаровым гелем, т.е. улучшить горизонтальное и вертикальное распределение проппанта в трещине. Остаточная проводимость проппантной пачки даже при высокой нагрузке синтетического полимера без использования деструкторов достигает 100%, что является превосходным результатом. Эксперименты по оценке проводимости кернов песчаника (1–10 мД) показали, что остаточная фазовая проницаемость для углеводородов после обработки вязкой сликводой составила порядка 100%; это доказывает, что новая жидкость на основе понизителя трения не повреждает нефтенасыщенный пласт.

В результате проведенных масштабных лабораторных исследований вязкая сликвода была рекомендована для полевых испытаний на низкопроницаемых песчаниках в России.

Полевые испытания (ОПР) показали положительные результаты применения вязкой сликводой как в плане операционной успешности, так и в плане влияния на дебит при производстве ГРП. Было рекомендовано дальнейшее проведение работ ГРП с вязкой сликводой для традиционных коллекторов.

Напряженное состояние породы в горизонтальных скважинах с многостадийным ГРП. Влияние на операции с ГНКТ

Мартин РАЙЛАНС, BP Россия

Каждый нефтегазоносный пласт залегает в различных условиях. В России расположено большое количество нефтегазовых месторождений, поэтому тектонические условия залегания могут не соответствовать предполагаемым по умолчанию условиям ненапряженного состояния. Эти условия могут зависеть от близости к определенным геологическим структурам, которые в отдельных случаях могут образовывать непроницаемый барьер или активную тектоническую плиту, окраина которой находится в движении с определенной скоростью. Более того, на напряженное состояние породы оказывает большое влияние истощение месторождения и заводнение, которое является наиболее распространенным методом повышения нефтеотдачи в России.

Такие факторы могут привести к напряженному состоянию в условиях горизонтального смещения геологических структур или даже в условиях разлома взбросового типа, что в большей или меньшей степени наблюдается на некоторых месторождениях. Более того, к осложнениям может

dynamic proppant transport tests and dynamic fluid viscosity evaluation in comparison with conventional guar-based fluid system are presented in the study. Elastic properties of Viscous slickwater provide improved dynamic proppant transport and decrease static proppant settling in comparison with other low viscous fluid – linear guar-based gel, i.e. better horizontal and vertical proppant distribution inside the fracture. Ceramic proppant pack conductivity even with high loadings of synthetic polymer – High Viscosity Friction Reducer showed superior results even without breakers – Regained conductivity reached 100%. Coreflow experiments using conventional (1–10 mD) sandstone cores demonstrated 100% regained phase permeability to hydrocarbon, proving that fluid is non-damaging to oil-bearing formation. As a result of numerous laboratory studies performed, Viscous slickwater was qualified as alternative fracturing fluid to conventionally used guar-based gel and has been approved for field testing campaign on conventional tight sandstones in Russia.

Field trials of novel frac fluid – Viscous slickwater demonstrated positive results both in terms of pumpability and well productivity on tight sandstones 0.5–3.0 mD. This fluid has been recommended for further roll out to wider range of conventional oilfields.

Multi-Frac Horizontal Wells, Stress-States and how this can affect CT Operations

Martin RYLANCE, BP Russia

Not all reservoirs are created equal, and in a substantial number of oil and gas fields and formations around Russia, the tectonic environment can be quite different from the typically assumed relaxed and passive state that is considered the default. This can be a function of the relative proximity of such plays to a distinct geological feature, that may even form the reservoir trap, or may be characterized by an active tectonic plate that has a dynamic margin and reflects a recent level of activity. Additionally, an in-situ stress-state will often be substantially impacted by the effects of both depletion and water-flooding which is the most commonplace EOR method used in Russia.

These scenarios can translate into strike-slip or even reverse fault stress states, being present to a greater or lesser extent in certain areas of fields. Additionally, the presence of both multi-layered and laminated formation geology, as well as the wide-spread presence of overpressure and depletion driven pressure differentials, typical of tight gas and tight oil, can then exacerbate this situation even further. These in situ stress-states can result in an extremely challenging environment for the successful execution

привести многослойность и чешуйчатый характер породы, а также широкое распространение перепадов давления, вызванных аномально высоким пластовым давлением или истощением пласта, что характерно для низкопроницаемых пород. Такое напряженное состояние породы может вызвать сильные осложнения при проведении ГРП и других операций на горизонтальных скважинах, законченных компоновками для многостадийного ГРП.

Такое напряженное состояние породы может оказывать непосредственное влияние на компоновки заканчивания и процесс ГРП различным образом. Наиболее заметными последствиями таких условий залегания являются сильная деформация обсадной колонны, сужения хвостовика, а также осложнения при инициации трещины ГРП. Деформация обсадной колонны приводит к удорожанию внутрискважинных работ и работ по ремонту скважин. Также деформация обсадной колонны вызывает большие осложнения при заканчивании скважины и может привести к закупориванию канала добычи нефти и газа. При проведении ГРП в условиях горизонтального смещения породы в пласте образуется сеть сложных горизонтальных и плоских трещин, что зачастую приводит к низкой проводимости трещин и снижению проницаемости, и это негативно скажется на производительности скважины в дальнейшем.

Смещение пластов и естественное образование разломов являются основными механизмами деформации обсадной колонны при ГРП. Данные с проведенных мини-ГРП, микросейсмических и других исследований подтверждают осложнения, с которыми приходится бороться при заканчивании скважин в таких условиях. В нефтегазовой практике появляется все больше свидетельств того, что есть необходимость в разработке абсолютно нового подхода к строительству скважин в условиях напряженного состояния породы – от процесса наклонно-направленного бурения и ЗБС до подбора обсадных колонн и компоновок нижнего заканчивания. Все эти факторы необходимо принимать во внимание для проведения эффективного процесса создания высокопроводимой сети трещин ГРП с целью наиболее полной разработки месторождений углеводородов.

На начальной стадии разработки признаки сложного напряженного состояния породы могут не проявляться, однако, если учитывать это в процессе проектирования и строительства скважины, можно разработать план действий в случае проявления этих признаков. В настоящее время метод многостадийного ГРП в горизонтальных скважинах получает все большее распространение, поэтому учет данных факторов становится все более важной задачей.

of hydraulic fracturing and the associated development of fields with horizontal wells completed with multiple fractures.

Such complex stress-states can directly affect the well completions and hydraulic fracturing in a multitude of ways, but some of the most impactful consequences are often severe casing deformation, production-liner restrictions and complex fracture initiation scenarios. Casing deformations are responsible for increased intervention costs as well as higher costs for upgraded and strengthened wells. At the same time, such issues can dramatically impair the efficient execution of the completion plan and create a bottle-neck to subsequent oil and gas production from the well. Horizontal, complex and pancake fractures will typically develop in strike-slip/reverse fault stress states, often resulting in fracture conductivity and connectivity loss that will greatly impair the eventual well performance.

Layer interface slippage and natural fault re-activation are dominant mechanisms for hydraulic fracture induced casing deformations. Data from micro-fracs, micro-seismic and other diagnostics can demonstrate the practical difficulties that are encountered while completing wells in these complex environments. There is growing evidence from the industry that horizontal multiple fractured well developments in such stress-states require that a renewed focus be made in all phases of the well design and construction, from directional drilling and lateral placement to casing selection and lower completion design. All these considerations need to be made with the goal of enabling the competent delivery of a highly effective and conductive fracture (network), to efficiently access and produce the hydrocarbon resource.

While these complex stress-states may not initially be encountered, the evidence suggests that if their impact(s) are considered during the well planning and well construction phases

that a number of contingencies can successfully be put in place. As more and more developments are based on multi-fractured horizontal wells, it will be increasingly important that such considerations are taken into account.

Coiled Tubing has Set New Benchmarks for Multistage Fracturing in Poorly Consolidated Terrigenous Reservoirs

*Anatoliy KICHIGIN,
Packer Service LLC*

Today, when most reservoirs have low productivity, the question of whether multistage hydraulic



Анатолий КИЧИГИН
Anatoliy KICHIGIN

Колтюбинг расширяет границы многостадийного ГРП в слабоконсолидированных терригенных коллекторах

А.С.КИЧИГИН, ООО «Лакер Сервис»

В настоящее время, с учетом ухудшения качества разведанных запасов, отдельным и чрезвычайно важным становится вопрос возможности применения многостадийного гидравлического разрыва пласта (МГРП) на скважинах со сложной геологией. Ярким примером успешного применения МГРП с применением ГНКТ стал опыт, полученный на Мессояхском нефтегазоконденсатном месторождении (НГКМ), где успешно проведен МГРП для трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) вязкой нефти, залегающих в песчаных слабоконсолидированных коллекторах на небольших глубинах в условиях низких температур.

На данном этапе развития нефтяной промышленности все больше и больше в разработку вовлекаются считающиеся ранее нерентабельными месторождения, так называемые ТРИЗ. Опыт Мессояхского НГКМ, пожалуй, является наиболее обширным в России в плане апробации различных систем и стратегий заканчивания горизонтальных скважин с МГРП в условиях вязкой нефти, залегающих в песчаных слабоконсолидированных коллекторах на небольших глубинах при низких температурах. Проведенные работы и выводы могут быть использованы при проектировании и оценке аналогичных по структуре ТРИЗ.

Были охарактеризованы особенности слабоконсолидированных терригенных коллекторов, описаны методы борьбы с пескопроявлениями, описан химический метод борьбы с пескопроявлением на ГНКТ, основанный на искусственном закреплении горных пород различными вяжущими веществами (в основном полимерного типа).

Фокус доклада был направлен на многостадийный ГРП с управляемыми фильтрами, технология которого позволяет решать ряд задач: проведение МГРП, контроль пескопроявлений и успешное отсечение зоны в случае получения прорыва воды/газа. МГРП планируется проводить по бесшаровой технологии с применением ГНКТ, в свою очередь, контроль песка будет осуществляться при помощи полнопроходных закрываемых фильтров. Преимуществом данного подхода является возможность управления муфтами ГРП и фильтрами без проведения дополнительных СПО.

Открываемые/закрываемые муфты компоновки с полнопроходным сечением, управляемые с помощью ГНКТ, позволяют проводить селективные ГРП как на новых скважинах, так и на скважинах после некоторого периода эксплуатации, освоить и вывести на приток каждый продуктивный интервал по отдельности и совместно.

Данная технология основана на применении многоразовых управляемых муфт ГРП. Для проведения ГРП применяется специальный ключ для открытия/закрытия портов ГРП. Работа с портами ГРП

fracturing can be applied in wells with complex geometry becomes very important. An outstanding example of multistage hydraulic fracturing using coiled tubing was a project in Messoyakha oil, gas and condensate field where multistage fracturing was successfully performed for stimulation of production of hard-to-recover heavy oil in poorly consolidated reservoirs at small depths with low temperature.

Today, the oil industry development has to deal with the increasing volume of so-called hard-to-recover reserves, which were previously considered unprofitable. The experience gained in Messoyakha oil and gas condensate field is probably the most extensive in Russia in terms of testing various systems and completion strategies for horizontal wells with multistage fracturing operations in poorly consolidated sandstone reservoirs with viscous oil at shallow depths with low temperatures. Operations performed and lessons learnt can be used for simulation and evaluation of similar hard-to-recover reserves.

The report described the following: features of poorly consolidated terrigenous reservoirs, sand control methods, the chemical method of coiled tubing sand control based on artificial rock strengthening with different binders (mainly polymeric type).

The report was focused on multistage fracturing technology with closable filters that addresses multiple tasks: fracturing, sand control and successful cut-off of possible water/gas breakthrough interval. Multistage fracturing is planned to be carried out using ball-free technology with coiled tubing while sand control is achieved using full-bore closable filters. The advantage of this approach is the ability to control fracturing sleeves and filters without additional runs.

Closable CT-controlled full-bore sleeves allow to carry out selective fracturing in both new wells and wells after a certain production period. It can also be used for stimulation of each interval individually and simultaneous stimulation of several intervals.

This technology is based on the application of multi-use controlled fracturing sleeves. Hydraulic fracturing is carried out using a special key to open/close fracturing ports. Fracturing is performed using coiled tubing with no need to pull coiled tubing string out of hole before each fracturing stage. Fracturing fluid can be pumped through the small annular space between tubing and coiled tubing. Additional advantage of this technology is the ability to add fracturing stages to the already installed assembly by means of sand-jet perforation.

Taking into account complex geology of the Messoyakha oil and gas condensate field with viscous oil in poorly consolidated sandstone reservoirs at shallow depths and low temperatures, the tasks required unconventional

проводится при помощи ГНКТ, при этом подъем ГНКТ перед каждой операцией ГРП не требуется. ГРП может проводиться по малому затрубному пространству ГНКТ – НКТ. Дополнительным преимуществом данной технологии является возможность добавлять стадии ГРП к уже установленной системе при помощи проведения гидropескоструйной перфорации.

Принимая во внимание сложные геологические условия Мессояхского НГКМ с вязкой нефтью, залегающей в песчаных слабоконсолидированных коллекторах на небольших глубинах при низких температурах, поставленные задачи требовали неординарных решений. Применение ГНКТ позволило не только эффективно использовать химические методы борьбы с пескопроявлением, но и произвести МГРП.

Полученный опыт показывает возможности современных технологий, где применение ГНКТ позволяет не только соответствовать высоким требованиям, но и расширять границы эксплуатации. Так, использование ГНКТ позволило произвести МГРП на специализированной комбинированной компоновке заканчивания с закрываемыми фильтрами и муфтами МГРП.

Опыт применения установки сталеполимерной трубы на месторождениях Восточной Сибири

М.А. КНЯЗЕВ, ООО «ИНК-ТКРС»

Были даны технические характеристики установки (диаметр используемых труб шлангокабеля – 44 мм; вместимость барабана лебедки – не менее 4000 м; максимальное усилие на лебедке – не менее 100 кН). Перечислен состав оборудования, представлены характеристики шлангокабеля.

С использованием гибкой сталеполимерной трубы производились следующие технологические операции:

- растепление (размыв) гидратных и парафиновых пробок (85 скважин);
- промывка ствола скважины от солевых отложений (12 скважин);
- растепление затрубного пространства (12 скважин);
- глушение скважин (10 скважин).

С апреля 2018 года по 1 ноября 2019 года бригадой ГСПТ было произведено 119 ремонтов скважин, из них 85 ремонтов по восстановлению циркуляции в НКТ. Работы показали высокую экономическую эффективность.

Смазочная добавка «НЕФТЕНОЛ-СДИ» для буровых растворов на водной основе

А.Г. ИВКО, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

В связи с увеличением доли бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин резко возросли требования к буровым растворам и

сolutions. The use of coiled tubing allowed to effectively apply chemical methods of sand control and produce multistage fracturing.

The experience gained shows the potential of modern technologies, where the use of coiled tubing enables meeting high requirements and also expanding the scope of application. Thus, the use of coiled tubing allowed to perform multistage fracturing with special combined completion assembly with closable filters and fracturing sleeves.

Case Study on the Application of Steel/Polymer Pipe at the Fields in Eastern Siberia

Maxim KNYAZEV, INK-TKRS LLC



Максим КНЯЗЕВ
Maxim KNYAZEV

Presentation provided technical characteristics of the unit (pipe diameter – 44 mm; drum capacity – at least 4000 m; maximum hoisting load – not less than 100 kN). Also, the report included equipment and technical characteristics of the pipe.

Coiled steel-polymer pipe allowed to perform

the following operations:

- Removal of hydrate and paraffin plugs (85 wells);
- Wellbore cleanout from salt deposits (12 wells);
- Annular space thawing (12 wells);
- Wells killing (10 wells).

From April 2018 till November 1, 2019 the fleet with coiled steel-polymer pipe performed 119 well workover operations, 85 of which were aimed at restoring circulation in the tubing. The operations demonstrated high economic efficiency

Lubricant Additive "NEFTENOL-SDI" for Water-Based Drilling Fluids

Anastasia IVKO, Gubkin National University of Oil and Gas

Due to the increasing scope of directional and horizontal wells drilling, the requirements for drilling muds and agents have been tightened dramatically. Previously classified as auxiliary agents, lubricants turned into the category of basic agents.

The objective of this research is to develop a lubricant additive with improved anti-sticking properties and low foaming capacity while maintaining high lubricating properties.

The obtained technical result is a faster torque

применяемым реагентам. Смазочные добавки из вспомогательных реагентов перешли в разряд определяющих.

Задачей настоящей работы является создание смазочной добавки с улучшенными антиприхватными свойствами и низкой пенообразующей способностью при сохранении высоких смазочных свойств.

Полученный технический результат заключается в снижении значения момента страгивания бурового раствора на границе «фильтрационная корка – диск», обработанного заявленной смазочной добавкой, при одновременном снижении пенообразования и сохранении высоких смазочных свойств.

Поставленная задача решалась созданием смазочной композиции для буровых растворов на основе олеиновой кислоты и сложных эфиров олеиновой кислоты со спиртами фракции C12-C14 в различных процентных соотношениях и последующее моделирование рецептур смазочных добавок с широким диапазоном температур застывания.

Нами были изучены смазочные добавки к буровым растворам в концентрациях 0,5–1,5% об., выпускаемые отечественной и зарубежной промышленностью, большинство из которых по снижению коэффициента трения, определенном на тестере смазывающей способности OFITE, удовлетворяют требованиям технических условий и регламентам по буровым растворам.

Также на приборе для испытания на прихват под перепадом давлений OFITE были испытаны исследуемые добавки. Большинство из них снижают значения момента страгивания на границе «фильтрационная корка – диск» на 30–40% по сравнению с необработанным раствором. Эффективные антиприхватные присадки снижают момент страгивания фильтрационной корки до 80%. Предлагаемая смазочная добавка «НЕФТЕНОЛ-СДИ» марка СДИН-5 разработана на основе эфиров растительных масел, обладающая улучшенными триботехническими свойствами и экологической безопасностью. Заявленная смазочная добавка обладает широким диапазоном температур застывания: от -10 до -40 °C, может быть применена во всех типах буровых растворах на водной основе.

На месторождениях Западной Сибири были проведены опытно-промышленные испытания разработанной смазочной добавки. Объектом исследования служил ингибирующий буровой раствор (ИБР) на основе частично гидролизованного полиакриламида, обработанный исследуемой смазочной добавкой.

Анализировалось влияние процентного содержания смазочной добавки на снижение коэффициента трения ($K_{тр}$) бурового раствора на приборе КТК-2 и на снижение момента страгивания (Момент страгивания, фунт*дюйм) на границе «фильтрационная корка – диск» на приборе OFITE для испытания на прихват под перепадом давлений. Оценивалось влияние смазочной добавки на фильтратоотдачу (Φ , см³/30 мин). Пенообразующие

of the first movement of drilling mud at the interface "filtration cake – disc treated with the lubricant additive", while reducing the foam formation and maintaining high lubricating properties.

The task set was solved by development of a lubricating composition for drilling muds based on oleic acid and oleic acid esters with alcohols of C12-C14 fraction in different percentage ratios and further simulation of lubricating additive formulations with wide range of pour points.

We have studied lubricating additives for drilling muds in concentrations of 0,5–1,5 vol. manufactured by domestic and foreign industry, most of which meet the requirements of technical specifications and regulations on drilling muds in terms of friction coefficient reduction, defined using the OFITE lubricating ability tester.

However, not all lubricant additives meet the requirements for foaming tendency.

The additives under study were also tested using the OFITE tester for sticking under pressure. Most of these additives reduce the torque of the first movement at the interface "filtration cake – disc" by 30–40% as compared to untreated solution. Effective anti-stick additives reduce the torque of the first movement of the filtration cake by up to 80%.

These additives include: Sonbur 1103, Dehlylub 1757 and newly developed lubricating additive "NEFTENOL-SDI" of SDIN-5 model and anti-sticking additive Neftenol APP.

The proposed lubricant additive "NEFTENOL-SDI" of SDIN-5 model is developed on the basis of vegetable oil esters. This lubricant has improved tribotechnical properties and environmental safety. This lubricant additive has a wide range of pour points: from -10 to -40 °C, it can be applied in all types of water-based drilling fluids.

Pilot tests of the developed lubricant additive were carried out at the fields of Western Siberia. The subject of these tests was an inhibiting drilling mud (IBM) based on partially hydrolyzed polyacrylamide, treated with the lubricant additive under study.

Tests provided ability to analyze the effect of the lubricant additive percentage on reduction of the friction coefficient of the drilling mud (K_{fr}) using the CPC-2 unit and the effect on the reduction of the torque of the first movement (first movement torque, pounds*inch) at the interface of the "filtration cake – disk" using the OFITE unit for sticking under pressure. The effect of the lubricant additive on filtrate return was also assessed (F , cm³/30 min). Foaming properties were determined by the difference in density between the initial and lubricated drilling mud.

The compatibility of lubricant additive with drilling mud was visually determined during these tests. When the lubricant additive was added into the drilling mud, the mixability and homogeneity of the new drilling mud were

свойства определялись по разнице плотностей исходного и обработанного смазочной добавкой бурового раствора.

В процессе исследований визуально определялась совместимость смазочной добавки с буровым раствором. При введении смазочной добавки в буровой раствор оценивалась смешиваемость и однородность нового бурового раствора. Совместимость с буровым раствором является очень важным показателем. Если смазочная добавка плохо смешивается с буровым раствором, образует какие-либо структуры, которые могут плавать на поверхности раствора или выпасть в осадок, то такая смазочная добавка не будет оказывать эффективного воздействия при бурении скважин. Отправной точкой сравнения брался исходный буровой раствор.

Опытно-промышленные испытания прошли успешно. Анализируя данные, можно сделать вывод, что разработанная смазочная добавка эффективно снижает коэффициент трения бурового раствора при введении 0,3% об., обеспечивает снижение коэффициента трения бурового раствора более чем на 50% по сравнению с необработанным раствором. При вводе в буровой раствор данный продукт не вызывал пенообразования бурового раствора и не увеличивал фильтратоотдачу.

По окончании бурения и промывки в течение трех часов подъем бурового инструмента проходил без задержек.

Реализация проекта производства трубы ГНК на территории Республики Татарстан

М.С. ЯМШАНОВ, ООО «Интеко Тюбинг»

Вопрос обеспечения сервисных и нефтегазодобывающих компаний качественной ГНКТ был всегда и все еще остается актуальным. На сегодняшний день подавляющая часть используемой в РФ трубы ГНК экспортируется из США и Китая, что непосредственно связано с необходимостью расчетов в иностранной валюте, длительным периодом производства и логистики, необходимостью проведения таможенных операций и прочими осложняющими обстоятельствами. В свою очередь, это приводит к тому, что компании – потребители ГНКТ сильно ограничены в возможности оперативного приобретения необходимой им трубы.

Одним из решений данной проблемы является развитие отрасли производства качественной ГНКТ в РФ. Именно с этой целью компания ООО «Интеко Тюбинг» реализует проект в Республике Татарстан. На новом производстве будет сделан упор именно на качестве выпускаемой продукции. Также на этапе планирования компанией учитывалась актуальная производственная линейка, удобство логистики, обеспечение наличия готовой продукции на складе и предоставления сопутствующего сервиса. Проект реализуется с привлечением ведущих мировых специалистов в области производства ГНКТ.

assessed. Compatibility with drilling mud is a very important indicator. If the lubricant does not mix well with drilling mud and forms any structure that may float on the surface of the mud or precipitate, such lubricant will not be effective during drilling.

The starting point for comparison was the initial drilling mud.

Pilot tests were successful. Analysis showed that the developed lubricant additive effectively reduces the friction coefficient of drilling mud with added volume of 0.3% vol., provides reduction of the friction coefficient of drilling fluid by more than 50% as compared with untreated fluid. When added into the drilling mud this product did not cause foaming nor increase in filtrate return.

After drilling and cleanout the drilling assembly was pulled out of hole within three hours without any overpulls.

Implementation of the Project for the Production of CTs in the Republic of Tatarstan

Mikbail YAMSHANOV, Inteko Tubing LLC

The issue of providing service and oil and gas extraction enterprises with high-quality coiled tubing has always been and still remains relevant. Today, the overwhelming majority of CTs used in the Russian Federation is exported from the USA and China, which is directly related to the need for settlements in foreign currency, a long period of production and logistics, the need for customs operations and other complicating circumstances. In turn, this leads to the fact that CT consumers are very limited in their ability to quickly acquire the tubing they need.

One of the solutions to this problem is the development of the production of high-quality coiled tubing in the Russian Federation. For this purpose, the company Inteko Tubing LLC is implementing a project in the Republic of Tatarstan. The new production will focus on the quality of its products. Also at the planning stage, the company took into account the current production line, the convenience of logistics, ensuring the availability of finished products in stock and the provision of related services. The project is being implemented with the involvement of the leading world experts in the field of CT production.

Coiled Tubing as an Integral Part for Solving Problems at the Field. Current Challenges

Sergey SIMAKOV, Gazpromneft NTC

The growth of technological wells leads to the selection of non-standard coiled tubing equipment in the implementation of the tasks with coiled tubing.

ГНКТ как неотъемлемая часть для решения задач на скважине. Вызовы сегодняшнего дня

С.М. СИМАКОВ, ООО «Газпромнефть НТЦ»

Рост технологичных скважин приводит к подбору нестандартного оборудования ГНКТ при реализации поставленных задач с ГНКТ.

Один из вызовов, стоящих сегодня перед комплексом гибких насосно-компрессорных труб, – это строительство горизонтального участка протяженностью 2000 м, который требует подбора оборудования согласно проводимым расчетам по нагрузкам, гидравлике и эффективным силам. Одним из возможных сценариев для реализации данной программы является выбор усиленного инжектора, узла намотки, предназначенных для применения ГТ диаметром 60,3 мм.

Учитывая сроки проведения закупочных процедур, а также применение нестандартного оборудования ГНКТ увеличенного диаметра, ранее не применявшегося в периметре ПАО «Газпромнефть», проведение процедур осуществляется заблаговременно с учетом необходимого лид-тайма на приобретение и доставку.

Скважины Ямального кластера с АВПД с 2019 года вошли в программу реализации и выполнения работ с ГНКТ. Дополнительными факторами, осложняющими работу, помимо АВПД, являются увеличенный коэффициент трения относительно ранее выполнявшихся расчетов, спущенная НКТ с измененным азимутом по стволу скважины, выпадающие в ствол скважины органические соединения.

Относительно не подтверждена гипотеза о том, что колонна горизонтального участка скважины может быть деформирована (смещена без нарушения целостности) в силу определенных обстоятельств, таких, как высокие давления разрыва МГРП. Подтверждение или опровержение данной гипотезы может быть осуществлено при помощи спуска камеры-каверномера после полученных разгрузок, эффекта баклинга в горизонте.

Технология «умного темпирования ГТ» может быть применена для реализации увеличенных горизонтальных участков для дохождения и решения задач при работе с муфтами МГРП с ГНКТ с приложением необходимой нагрузки.

На сегодняшний день возможности работы скважинного трактора с ГНКТ ограничены «протаскиванием» ГНКТ в горизонте. Обозначена необходимость модернизации существующих гидравлических скважинных тракторов для работы с ГНКТ при включении дополнительной технологии промывки при движении трактора с ГНКТ, при дохождении ГНКТ с трактором до муфты МГРП и открытии, удешевлении предоставляемого сервиса скважинных тракторов с ГНКТ. ☉



One of the challenges facing the coiled tubing complex today is the construction of a horizontal section of 2000 m in length, which requires the selection of equipment according to the calculations for loads, hydraulics and effective forces. One of the possible scenarios for the implementation of the program is the choice of a reinforced injector, a winding unit, designed for the use of CTs with a diameter of 60.3 mm.

Given the timing of the procurement procedures, as well as the use of non-standard coiled tubing equipment of increased diameter, previously not used in the perimeter of Gazpromneft, the procedures are carried out in advance taking into account the necessary lead time for acquisition and delivery.

Since 2019, wells from the Yamal cluster with AHFP have been included in the program for the implementation of coiled tubing operations. Additional factors that complicate the work, in addition to the pressure drop, are the increased friction coefficient relative to previously performed calculations, the lowered tubing with a changed azimuth along the wellbore, organic compounds falling into the wellbore.

The hypothesis that the column of the horizontal section of the well can be deformed (displaced without breaking the integrity) due to certain circumstances, such as high fracture pressure while MSHF, is not relatively confirmed. Confirmation or refutation of this hypothesis can be carried out by lowering the caliper camera after received unloadings, the buckling effect in the horizon.

The “smart tempering CT” technology can be used to implement increased horizontal sections for reaching and solving problems when working with multi-stage hydraulic fracturing with coiled tubing with the necessary load.

To date, the capabilities of a downhole tractor with coiled tubing are limited by pulling the coiled tubing in the horizon. The necessity of modernizing existing hydraulic downhole tractors to work with coiled tubing is indicated when additional washout technology is included when moving a tractor with coiled tubing, when the coiled tubing with the tractor reaches the multi-stage fracturing sleeve and the opening; Cost reduction of the provided service of downhole tractors with coiled tubing. ☉