

## ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ, ПРЕДСТАВЛЕННЫХ НА 16-й МЕЖДУНАРОДНОЙ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ «КОЛТЮБИНГОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ, ГРП, ВНУТРИСКВАЖИННЫЕ РАБОТЫ» (ЧАСТЬ 2)

### PROCEEDINGS OF THE 16<sup>TH</sup> INTERNATIONAL SCIENTIFIC AND PRACTICAL COILED TUBING, HYDRAULIC FRACTURING AND WELL INTERVENTION CONFERENCE (PART 2)

#### ПАКЕР REELFRAC™ И СИСТЕМА СДВОЕННЫХ ПАКЕРОВ REELFRAC™ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ НЕОГРАНИЧЕННОГО КОЛИЧЕСТВА СТАДИЙ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА И ПОВТОРНЫХ ГРП

*С. Ковалев, Т. Сабитов, Weatherford*

Пакер ReelFrac («РиилФрак») компании Weatherford – это система, устанавливаемая под нагрузкой при помощи ГНКТ, которая позволяет проводить многозонные перфорации, изоляции и гидроразрывы пласта (ГРП) за одну спуско-подъемную операцию, ощутимо повышая эффективность работ в сравнении с традиционными методами применения пробок и выполнения перфорационных работ.

Пакер ReelFrac использует абразивный перфоратор для формирования взаимосвязи между стволом скважины и пластом или инструмент переключения для открытия портов хвостовика. После перфорации (открытия порта) пакер активируется для изоляции ствола скважины ниже определенной зоны. В этой зоне проводится ГРП посредством закачки через малое кольцевое пространство. После ГРП давление на пакер стабилизируется и пакер возвращается в исходное состояние, а система перемещается на следующую зону для дальнейшей перфорации, изоляции и ГРП. Такая система позволяет проводить работы во многих зонах за одну СПО, значительно сокращая продолжительность работ и стоимость заканчивания скважины.

Система сдвоенных пакеров ReelFrac, активируемая весом рабочей колонны, позволяет проводить обработки нескольких зон пласта за одну СПО при проведении работ по повторному гидроразрыву пласта. При достижении необходимой глубины пакер и якорь устанавливаются путем расхаживания колонны с помощью механизма AutoJ-Slot («Авто Джей-Слот»). Дальнейшая нагрузка, прикладываемая на пакер, приводит к активации уплотнительных элементов. После активации уплотнительных элементов (с чашечными манжетами или без) оба разгрузочных устройства находятся в закрытом положении.

После проведения обработки выбранной зоны разгрузочные устройства последовательно, путем снятия нагрузки и подъема рабочей колонны,

#### REELFRAC™ PACKER AND REELFRAC COMPRESSION-SET STRADDLE PACKER SYSTEM FOR UNLIMITED MULTISTAGE FRACTURING AND REFRAC OPERATIONS

*Sergey Kovalev, Timur Sabitov, Weatherford*

Weatherford's ReelFrac Packer is a compression-set, coil-tubing-conveyed system that enables multizone perforation, isolation, and fracturing during a single trip in the wellbore, dramatically increasing operation efficiency in comparison to conventional plug-and-perforation methods.

The ReelFrac uses an abrasive perforator to establish communication between the wellbore and formation or shifting tool for opening the sleeves of completion. After all the perforations are created (sleeve open), a multiset coiled-tubing packer is activated to isolate the wellbore below a specific zone. The zone is then hydraulically fractured by pumping down the coiled-tubing casing annulus. After the fracturing operation, the packer is pressure-equalized and unset, and the system is moved to the next zone for further perforation, isolation, and fracturing operations. This system enables multiple zones to be treated with a single trip into the wellbore, significantly reducing completion costs and operation time.

The ReelFrac compression-set straddle packer system enables multizone isolation and fracturing in a single trip during refrac operations. The anchor and packer are set by reciprocating the tubing to cycle the auto J-slot once the bottomhole assembly is run to depth. Set-down weight is then applied to anchor the straddle and actuate the packing element of the bottom packer. When the packing element is actuated (with or without a cup system) and the wellbore engaged, both unloaders are in their closed positions.

After the packers have been set and the desired zone stimulated, the unloaders are then sequentially moved to their open positions. This is achieved by picking up on the coiled tubing to activate the unloaders. With the unloaders in the open position, the portion of the wellbore above and below each packing element (with or without a cup system) may be communicated while the element is in the set position. Once the pressure is

переводятся в открытое положение. Через открытые разгрузочные устройства создается сообщение интервалов скважины выше и ниже каждого уплотнительного элемента (с чашечными манжетами или без). После выравнивания давления пакер легко снимается и полностью готов для повторного использования.

## ПОВТОРНЫЙ ГРП

### *Рон Кларк, «Время кольтубинга»*

В рамках доклада приведены разносторонние комментарии по очень актуальной сегодня теме повторного ГРП на существующих скважинах. Как повторный ГРП может снизить затраты на эксплуатацию скважин, увеличить добычу последних, повысить извлекаемые запасы? Также представлена информация экономического характера по вышеупомянутой теме.

## ОПЫТ ВНЕДРЕНИЯ ГРП НА ДОМАНИКОВЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ, ДОБЫЧА СЛАНЦЕВОЙ НЕФТИ В РЕСПУБЛИКЕ ТАТАРСТАН

### *М.В. Фадеев, «Таграс-РемСервис»*

Доманиковые отложения уже давно привлекают внимание геологов-нефтяников как потенциальный источник углеводородов. Сегодня проект добычи нефти из сланцевых отложений находится в стадии геологических изысканий. Потенциал компании ПАО «Татнефть» по сланцевым коллекторам оценивается в объеме 192 млн тонн.

Поскольку Татарстан – один из старейших нефтегазодобывающих регионов и большинство месторождений находятся в заключительной стадии разработки, то все последние годы Республика Татарстан является передовым регионом России по изучению трудноизвлекаемых запасов в силу того, что резко сокращаются объемы традиционной нефти, которую рентабельно добывать. В связи с этим в Татарстане по согласованию с «Росгеологией» был запущен проект «Полигон Доманик».

Отложения доманиковой свиты распространены практически повсеместно в восточной части Восточно-Европейской платформы в пределах Тимано-Печерского и Волго-Уральского нефтегазоносных бассейнов. Свита сложена глинисто-карбонатными породами (темные битуминозные сланцы, переслаивающиеся с темными битуминозными известняками). Глубина залегания доманика составляет 1500–1600 м, эффективная мощность 10–50 м, проницаемость 0,02–0,9 мД. Средняя добыча нефти составляет 1–2 т/сут. Первая добыча нефти началась в 2014 году.

При таком дебите нефти ни о какой высокой рентабельности разработки не может быть и речи. С целью увеличения добычи нефти было принято решение провести ОПР по ГРП на доманиковые

equalized, the packer can be easily disengaged from the wellbore and repositioned for multiple uses.

## REFRACTURING

### *Ron Clark, Coiled Tubing Times*

A multi-faceted discussion on the very hot topic of Refracturing of existing wells. How Refracturing can reduce well costs, add production, produce more of recoverable reserves from existing wellbores. Some information on economics will be present.

## EXPERIENCE OF HYDRAULIC FRACTURING INTRODUCTION AT DOMANIC DEPOSITS. SHALE OIL PRODUCTION IN THE REPUBLIC OF TATARSTAN

### *Maxim Fadeev, Tagras-RemService, LLC*

As potential hydrocarbons source, Domanic deposits have always been attracting petroleum geologists. At present time the oil production project in shale deposits is at the stage of geological survey. Potential shale oil resources of Tatneft are estimated as 192 million tonnes.

Since the Republic of Tatarstan is one of the oldest oil and gas producing regions and most of the fields are at the closing stage of development, the Republic of Tatarstan has become a leading region in terms of unconventional resources research due to drastic reduction in production of conventional oil which is economically feasible to produce. In this regard, new project «PoligonDamanic» was launched in Tatarstan with agreement of «Rosgeologiya».

Domanic suite deposits has been found all over the eastern part of the East European Platform within the boundaries of Timan-Pechora and Volga-Ural oil and gas basins. Suite consists of argillic-carbonate rock (dark bituminous shales interlaid with dark bituminous limestones). Depth of Domanic suite is 1500–1600 m, net pay zone: 10–50 m, permeability: 0,02–0,9 mD. The average production rate is 1–2 t/day. The first oil production started in 2014.

It is no use discussing high profitability of field development with such a production rate. In order to enhance oil production in Domanic deposits it was resolved to carry out pilot development with hydraulic fracturing (HF). Candidate wells were selected for this pilot development.

The first stage of the pilot development was performing proppant HF. HF design was simulated with account of Domanic reservoir properties. Proppant injection ranged from 10 to 70 tonnes. Minifrac results provided data for injection analysis that was carried out using Meyer software. Regression analysis showed that minimum fracturing gradient was 0,16783. G-function in the beginning of the plot above slope line stands for

отложения. Для внедрения ОПР были подобраны скважины-кандидаты.

Первым этапом ОПР было проведение проппантных ГРП. Дизайны на ГРП были смоделированы с учетом коллекторских свойств доманика с закачкой от 10 до 70 тонн проппанта. По результатам мини-ГРП проведен анализ закачки в программе Meyer, по регрессионному анализу минимальный градиент разрыва составил 0,16783. G-функция в начале графика выше линии наклона, что указывает на наличие утечек, зависящих от давления. То есть в процессе ГРП возможны дополнительные мгновенные утечки, которые существенно влияют на геометрию трещины (ширина), возможно осложнение с закачкой концентрацией выше 200 кг/м<sup>3</sup>. Для предотвращения данного осложнения на стадии подушки с линейным гелем добавили две стадии кварцевого песка с концентрацией от 120 до 150 кг/м<sup>3</sup> с целью ограничения трещины по вертикали.

В процессе производства ГРП на скважине № 1 при прохождении проппанта с концентрацией 250 кг/м<sup>3</sup> через интервал перфорации получено преждевременное экранирование трещины. Причиной остановки закачки является распространение трещины ГРП в высоту, трещина существенно ограничена по ширине и не способна принять проппант с концентрацией более 250 кг/м<sup>3</sup>.

С учетом полученного опыта работ на скважине № 1 была подобрана технология циклически комбинированного ГРП. На скважине № 2 применены следующие этапы проведения ГРП: предварительная большеобъемная кислотная обработка, увеличение темпа нагнетания до 5 м<sup>3</sup>/мин, использование проппанта фракции 30/60 с максимальной концентрацией 300 кг/м<sup>3</sup>. Подача проппанта осуществлялась циклически с целью исключения закупорки трещины вследствие его осаждения. Процесс ГРП прошел успешно, что позволило создать и закрепить трещину без преждевременного экранирования.

Следующим этапом ОПР было проведение МКРП в горизонтальной скважине при бурении пилотного ствола. Определено направление развития трещины и выбрано направление бурения горизонтального ствола с учетом максимальных и минимальных напряжений.

В горизонтальную часть скважины был установлен комплект оборудования – хвостовик с активируемыми муфтами и заколонные набухающие пакеры для изоляции интервалов.

При проектировании МКРП был учтен факт близости к портам 1 и 4 водоносных горизонтов. Для недопущения прорыва трещины к ВНК было принято решение в портах 1 и 4 провести матричную кислотную обработку без разрыва коллектора. Порты 2 и 3 – подвергнуть КРП. В процессе закачки для изоляции отработанного и открытия нового интервала сбрасывался шар, скачок давления на графике до 30 МПа свидетельствует об активации нового порта с

**ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ, ПРЕДСТАВЛЕННЫХ НА 16-й МЕЖДУНАРОДНОЙ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ «КОЛТЮБИНГОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ, ГРП, ВНУТРИСКВАЖИННЫЕ РАБОТЫ» (ЧАСТЬ 2)**

**PROCEEDINGS OF THE 16<sup>TH</sup> INTERNATIONAL SCIENTIFIC AND PRACTICAL COILED TUBING, HYDRAULIC FRACTURING AND WELL INTERVENTION CONFERENCE (PART 2)**

instant pressure-dependent leakages. This means that during HF additional instant leakages are possible. These leakages have a significant impact on fracture geometry resulting in complication when proppant concentration is higher than 200 kg/m<sup>3</sup>. In order to prevent this complication at the stage of linear gel injection two stages of silica sand injection were added with concentration from 120 to 150 kg/m<sup>3</sup> to limit the vertical growth of a fracture.

Premature screen-out occurred during HF on the well №1 when proppant with concentration of 250 kg/m<sup>3</sup> was transported through perforation interval. Injection was stopped because of the vertical growth of a fracture which has a limited width and is not able to accept proppant with concentration of more than 250 kg/m<sup>3</sup>.

Taking into consideration experience obtained on the well №1 technology of cyclic integrated HF was developed. The well №2 was treated with the following stages of HF: preliminary high-volume acid treatment, increasing injection rate up to 5 m<sup>3</sup>/min, injection of proppant fraction 30/60 with maximum concentration of 300 kg/m<sup>3</sup>. Proppant injection was performed at regular intervals in order to prevent fracture sealing due to proppant screenout. HF was performed successfully, fracture was initiated and stabilized without premature screen-out.

The next stage of pilot development program was multistage acid fracturing in horizontal well. Fracture opening direction was identified, horizontal wellbore drilling direction was selected with consideration of maximum and minimum stresses.

**При проведении работ на скважинах применялось оборудование производства СЗАО «ФИДМАШ», которое себя зарекомендовало как надежное и высокотехнологичное. При продолжительности непрерывной работы до 20 часов не было ни одной нештатной ситуации по работе комплекса ГРП.**

**During operations Fidmash CJSC equipment was used. This equipment proved to be high-tech and reliable. No failures were registered during 20 hours of continuous HF equipment operation.**

перекрытием предыдущего интервала обработки.

На сегодняшний день проведено 7 ОПР по ГРП, которые дали положительный эффект. По результатам работ можно сделать выводы, что при проппантном разрыве даже с закачкой минимальной концентрации 300 кг/м<sup>3</sup> и предварительной обработкой кислотными составами получен промышленный приток нефти. Также при бурении горизонтальных скважин на доманиковые отложения необходимо оборудовать горизонтальный участок многопортовой компоновкой для МКГРП. Таким образом, технологии гидравлического разрыва пласта с закреплением трещин проппантом или кислотного ГРП являются наиболее эффективным инструментом стимуляции низкопроницаемых коллекторов доманиковых отложений. Новые открытия и новые технологии позволяют делать доступной добычу нетрадиционных ресурсов углеводородов, запасы которых колоссальны и разработка которых еще недавно считалась нерентабельной.

При проведении работ на скважинах применялось оборудование производства СЗАО «ФИДМАШ», которое себя зарекомендовало как надежное и высокотехнологичное. При продолжительности непрерывной работы до 20 часов не было ни одной нештатной ситуации по работе комплекса ГРП.

### **НОВАЯ ТЕХНОЛОГИЯ РАДИАЛЬНОГО ВСКРЫТИЯ ПЛАСТА**

**П.И. Попов, ООО «Нефтегазтехнология»**

В настоящее время на рынке нефтесервисных услуг все возрастающее значение приобретают технологии интенсификации скважин, повышения нефтеотдачи пластов, добычи трудноизвлекаемых и нетрадиционных запасов углеводородов.

ООО «Нефтегазтехнология» информирует о перспективной развивающейся технологии, предназначенной для решения вышеперечисленных задач: о технологии проводки протяженных радиальных стволов в действующем фонде скважин – радиальном вскрытии пласта (РВП).

Немного истории. Первые работы в России по прототипу представляемой технологии РВП проводились с середины 2000-х годов на месторождениях «Татнефти», ЛУКОЙЛА, «Роснефти», ТНК-ВР, «Газпрома» и др. Наша компания подготовила и провела радиальное вскрытие в «Газпроме» на месторождениях Уренгоя в 2007–2008 годах. Препятствие развитию технологии радиального вскрытия не принес эффекта по приросту добычи углеводородов в терригенных коллекторах ни в одной из российских компаний. Вместе с тем в карбонатных коллекторах были получены кратные приросты дебитов нефти. ООО «Нефтегазтехнология» ▶

**ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ, ПРЕДСТАВЛЕННЫХ НА 16-й МЕЖДУНАРОДНОЙ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ «КОЛТЮБИНГОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ, ГРП, ВНУТРИСКВАЖИННЫЕ РАБОТЫ» (ЧАСТЬ 2)**

**PROCEEDINGS OF THE 16<sup>TH</sup> INTERNATIONAL SCIENTIFIC AND PRACTICAL COILED TUBING, HYDRAULIC FRACTURING AND WELL INTERVENTION CONFERENCE (PART 2)**

Horizontal part of the well was completed with the following equipment – liner with actuating sleeves and annulus swelling packers for intervals isolation.

Aquifers proximity to ports 1 and 4 was considered during design of multistage acid fracturing. In order to prevent fracture penetration in oil-water contact it was chosen to carry out matrix acidizing in ports 1 and 4 without fracturing. Ports 2 and 3 were to be treated with acid HF. In order to isolate treated interval and open a new one a ball was dropped during injection, pressure jump to 30 MPa was to show that new port is actuated and the previous treatment interval is isolated.

At present time 7 pilot development programs with HF were carried out with positive results. According to these results it can be concluded that commercial oil inflow was obtained even after HF with minimum concentration of injected proppant (300 kg/m<sup>3</sup>) and preliminary acid treatment. It is also should be noted that during drilling horizontal wells in Domanic deposits horizontal part must be equipped with multistage acid hydraulic fracturing assembly. Thus, the most effective method of stimulation of low-permeable Domanic deposits is hydraulic proppant fracturing or acid HF. New discoveries and new technologies make it possible to produce oil from huge unconventional hydrocarbon reserves that were considered unprofitable not long ago.

During operations Fidmash CJSC equipment was used. This equipment proved to be high-tech and reliable. No failures were registered during 20 hours of continuous HF equipment operation.

### **NEW RADIAL DRILLING TECHNOLOGY**

**Pavel Popov, Neftegastekhnologiya, LLC**

At present time technologies of well stimulation, enhanced oil recovery methods, unconventional and hard-to-recover reserves development are of the increasing importance in the oilfield market.

Neftegastekhnologiya, LLC informs about new perspective developing technology designed for solving the above mentioned tasks: technology of creating long filtration channels in operating wells – radial drilling technology.

Historical background. The first operations in Russia with prototype radial drilling technology started in the mid 2000s at the oilfields of Tatneft, ▶

проанализировала собственный опыт проведения работ, результаты работ в других компаниях и установила «узкие» места технологии, не позволившие получить результат в терригенных коллекторах.

Сегодня мы говорим о возможности начала внедрения на российском рынке в 2016 году новой технологии радиального вскрытия, имеющей только общую идею гидромониторной проводки ствола, но абсолютно другое технологическое устьевое и забойное оборудование, параметры и режимы проведения технологии. Эта новая технология не имеет прежних недостатков, остановивших ее продвижение на нефтесервисный рынок. Она адаптирована к условиям как карбонатных, так и терригенных коллекторов. Существенным преимуществом ее применения является возможность проведения на депрессии полного цикла работ – от проводки канала до спуска эксплуатационной компоновки. Детальное сравнение технологии и обоснование ее преимуществ над прежним аналогом технологии, актуальность ее использования представлены в презентации.

#### **ОПЫТ ВНЕДРЕНИЯ РУП «ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ «БЕЛОРУСНЕФТЬ» ТЕХНОЛОГИИ СОЗДАНИЯ СЕТИ ГЛУБОКОПРОНИКАЮЩИХ РАДИАЛЬНЫХ КАНАЛОВ ФИЛЬТРАЦИИ И ПУТИ ЕЕ РАЗВИТИЯ**

*Н.А. Демяненко, А.В. Серебренников, С.Д. Ключков, М.И. Галай, Д.Л. Третьяков, В.С. Семенов, Белнипинефть РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»*

Ресурсная база углеводородов на месторождениях Припятского прогиба – основного региона деятельности РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», постоянно ухудшается. На текущий момент доля трудноизвлекаемых запасов приближается к 70% от суммарных извлекаемых запасов региона. Основные объемы трудноизвлекаемых запасов сосредоточены в низкопроницаемых разностях пород коллекторов в высокообводненных зонах разрабатываемых месторождений, находящихся на четвертой стадии разработки (около 22%), и в низкопроницаемых залежах месторождений, находящихся на первой-третьей стадиях разработки. В условиях неоднородных пластов и неравномерной выработки запасов требуется адресное вскрытие отдельных низкопроницаемых интервалов и создание в их пределах системы разветвленных дренажных каналов большой протяженности. С этой целью разработаны оборудование и технология, позволяющие создавать в пределах низкопроницаемых, слабовыработанных и слабодренлируемых разностей пород-коллекторов на разных уровнях (разных глубинах в скважине) систему (сеть)

**ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ, ПРЕДСТАВЛЕННЫХ НА 16-й МЕЖДУНАРОДНОЙ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ «КОЛТЮБИНГОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ, ГРП, ВНУТРИСКВАЖИННЫЕ РАБОТЫ» (ЧАСТЬ 2)**

**PROCEEDINGS OF THE 16<sup>TH</sup> INTERNATIONAL SCIENTIFIC AND PRACTICAL COILED TUBING, HYDRAULIC FRACTURING AND WELL INTERVENTION CONFERENCE (PART 2)**

LUKOIL, Rosneft, TNK-BP, Gazprom and other companies. Our company prepared and carried out radial drilling in Gazprom at Urengoy fields in 2007–2008. With the previous development level of this technology no increase in oil rate in terrigenous reservoirs was registered in no one Russian company. At the same time, multifold increase in oil rate was registered in carbonate reservoirs. Neftegastekhnologiya, LLC conducted analysis of operational experience, results of the same operations in other companies and identified weaknesses of this technology that made impossible to obtain good results in terrigenous reservoirs.

Today we are talking about the opportunity to introduce new radial drilling technology to Russian market in 2016. This technology uses the general idea of jetting channels, but completely different wellhead and downhole equipment, parameters and operating modes. This new technology has no previous disadvantages that stopped its expansion to the oilfield market. It is adapted to both terrigenous and carbonate reservoir conditions. The substantial advantage of the application of this technology is the ability to conduct all operations in underbalanced conditions – from creating channel to installing production assembly. Detailed comparison of this technology and justification of its advantages over the previous version as well as applicability are shown in presentation.

#### **RUP PO BELORUSNEFT'S EXPERIENCE IN THE APPLICATION OF TECHNOLOGY OF DEEPLY-PENETRATING RADIAL FILTRATION CHANNELS CREATION.DEVELOPMENT TRENDS**

*N. Demyanenko, S. Klochkov, M. Galay, D. Tretjakov, V. Semenov, Republic Unitary Enterprise Production Association Belorusneft*

Hydrocarbon resources at the fields of Pripyat Trough which is the main region of RUP PO Belorusneft activity are constantly deteriorating. At present time the proportion of hard-to-recover reserves reaches 70% in all technically recoverable reserves in the region. Main volumes of hard-to-recover reserves are located in low-permeable layers in high watercut zones of the fields which are at the 4th stage of development (nearly 22%) and in low-permeable deposits in the fields that are at the 1st–3rd stages of development. Taking

глубокопроникающих каналов фильтрации, до 8 каналов на одном уровне. Технология позволяет формировать системы сбора пластового флюида. Каналы выполняются радиально по отношению к эксплуатационной колонне с глубиной проникновения в пласт до 100 м.

В результате многократно увеличивается площадь фильтрации пластового флюида к стволу скважины. Технология является альтернативной технологии ГРП и бурения боковых стволов со сверхкороткими радиусами зарезки и направлена на адресное воздействие на конкретные зоны и интервалы пластов, в которых локализованы остаточные запасы нефти. На текущий момент технология внедрена на 8 скважинах. Анализ результатов выполненных работ показал:

1. Технология работоспособна и дает эффект в виде дополнительной добычи нефти.
2. Дебит нефти можно увеличить в 2–5 раз.
3. Для увеличения эффективности работ необходимо:
  - при выборе интервалов для проводки протяженных каналов фильтрации в низкопроницаемых пластах – включать интервалы пласта как со средними, так и обязательно с максимальными значениями коэффициента открытой пористости и эффективными толщинами;
  - при низких пластовых давлениях в качестве технологических жидкостей использовать дегазированную нефть, а в качестве рабочих жидкостей – дизельное топливо, керосин или углекислоту;
  - для пластов с пластовыми давлениями, близкими к гидростатическому или выше него, в качестве технологических жидкостей необходимо использовать техническую или пластовую воду, а в качестве рабочей жидкости – пресную воду, содержащую ПАВ-гидрофобизаторы, способные создавать вокруг созданного канала фильтрации в породе гидрофобную среду (гидрофобный адсорбционный слой); рабочая жидкость должна иметь минимальное поверхностное натяжение на границе раздела фаз с нефтью;
  - для обработки созданных каналов фильтрации применять кислотные составы с теми же характеристиками по степени влияния на пласт, что и рабочие жидкости;
  - в пластах с весьма низкими пластовыми давлениями, при которых невозможно создать депрессию на пласт, достаточную для выноса из пористой среды вокруг канала фильтрации проникшей туда рабочей жидкости, работы не планировать.

С целью развития и оптимизации технологии необходимо разработать программу и провести специальный комплекс исследований по подбору рабочих и интенсифицирующих жидкостей на водной основе, удовлетворяющий вышеизложенным условиям, а также по определению предельных перепадов давления, при которых начинается движение

**ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ, ПРЕДСТАВЛЕННЫХ НА 16-й МЕЖДУНАРОДНОЙ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ «КОЛТЮБИНГОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ, ГРП, ВНУТРИСКВАЖИННЫЕ РАБОТЫ» (ЧАСТЬ 2)**

**PROCEEDINGS OF THE 16<sup>TH</sup> INTERNATIONAL SCIENTIFIC AND PRACTICAL COILED TUBING, HYDRAULIC FRACTURING AND WELL INTERVENTION CONFERENCE (PART 2)**

into consideration nonuniform formations and unbalanced recovery of reserves it is required to drill specific low-permeable intervals and create system of long drainage channels within these intervals. For this purpose RUP PO Belorusneft developed new equipment and technology that enables creation of deeply-penetrating filtration channels system in low-permeable and poorly drained reservoir rocks at different levels (different well depths), up to 8 channels at one level. The technology makes possible to establish reservoir fluids gathering system. Penetration depth of radial-type channels can be up to 100 m resulting in multifold increase in fluid filtration area. The technology is an alternative to hydraulic fracturing and short-radius sidetracking technologies. It is designed for treating specific zones and intervals which contain residual oil. At present time the technology was introduced in 8 wells. Analysis of operational results showed that:

1. Technology is fully functional and efficient with incremental oil production as a result.
2. Oil rate can be increased 2–5 times.
3. Operational efficiency enhancement requires the following:
  - When selecting intervals for creating long filtration channels in low-permeable layers it is necessary to include layers with medium and definitely maximum values of open porosity and effective thickness;
  - It is necessary to use degassed oil as a process fluid in wells with low reservoir pressure. Diesel fuel, kerosene and carbon dioxide should be used as a working fluid;
  - When formation pressure is close to hydrostatic head or higher, it is necessary to use technical or formation water as a process fluid. Water must contain special water-repellent surfactants that create water-repellent environment around created filtration channel (water-repellent adsorption layer); working fluid must have minimum interfacial tension between the oil and water phases;
  - Acid compositions for treating created filtration intervals must have the same characteristics of the influence on formation as working fluids;
  - When formation pressure is low so that it is not possible to create pressure drawdown required for removal of penetrated working fluid out of porous media around filtration channel – no operation should be planned;
  - In order to develop and optimize this technology

жидкостей в тонкопоровых коллекторах.

### **ВЛИЯНИЕ ПРОМЫСЛОВЫХ ФАКТОРОВ НА ДОЛГОВЕЧНОСТЬ КОЛОНН ГИБКИХ ТРУБ**

*А.Г. Молчанов, С.В. Романенко, В.Г. Певнев, В.Н. Фролова, Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина*

Расширение объема внедрения традиционных колтюбинговых технологий неизбежно приведет и к качественным изменениям – освоению новых областей. Такой, в частности, является добыча высоковязких нефтей, например, в Татарии, в районах Крайнего Севера, Казахстане. Использование колонн гибких труб в подобных условиях еще больше актуализирует проблему долговечности колонн гибких труб и позволяет обеспечить эффективность процессов.

Применение колонн гибких труб при добыче высоковязких нефтей сопровождается использованием теплоносителей с высокой температурой, что делает необходимым определение ее влияния на прочностные показатели труб и определение остаточного ресурса. В конечном счете эти задачи базируются на определении количества циклов нагружения трубы до ее разрушения, в условиях деформации трубы при изгибе ее на определенном радиусе, заданном внутреннем давлением технологической жидкости, температуры окружающего воздуха и температуре технологической жидкости. Перечисленные факторы являются независимыми.

В настоящее время наиболее известны зависимости долговечности от радиусов изгиба труб и внутреннего давления технологической жидкости. Это эмпирические зависимости, полученные фирмами-изготовителями, например Precision Tube Technology Inc. В условиях, когда выполнение ресурсных испытаний на натуральных образцах требует огромного количества труб, а выполнение испытаний на различных этапах их старения в промысловых условиях представляется нереальной задачей, актуальной задачей является разработка методики испытаний, основанной на испытаниях лабораторных образцов в сочетании с исследованиями особенностей напряженного состояния материала труб.

Особенностью работы колонны гибких труб является появление напряжений, превышающих предел текучести и вызывающих пластические деформации в пределах 1,2–1,5%, которые в отнулевом несимметричном цикле воздействуют на материал трубы. Наличие внутреннего давления приводит к появлению меридиональных и тангенциальных напряжений, которые не превышают предел упругости и в пределах выполнения отдельных технологических операций могут считаться постоянными.

Действие наружной и внутренней температуры приводит к изменению прочностных и деформационных характеристик металла трубы и

**ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ, ПРЕДСТАВЛЕННЫХ НА 16-й МЕЖДУНАРОДНОЙ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ «КОЛТЮБИНГОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ, ГРП, ВНУТРИСКВАЖИННЫЕ РАБОТЫ» (ЧАСТЬ 2)**

**PROCEEDINGS OF THE 16<sup>TH</sup> INTERNATIONAL SCIENTIFIC AND PRACTICAL COILED TUBING, HYDRAULIC FRACTURING AND WELL INTERVENTION CONFERENCE (PART 2)**

it is necessary to develop a program and conduct special research on selection of water-based working and stimulation fluids that meet the above mentioned conditions. Also it is necessary to conduct research on determination of maximum pressure gradients enabling fluid to filtrate through a low-porosity rock.

### **INFLUENCE OF FIELD FACTORS ON THE COILED TUBING STRING LIFETIME**

*A. Molchanov, S. Romanenko, V. Pevnev, V. Frolova, Gubkin Russian State University of Oil and Gas*

Expansion of conventional coiled tubing technologies ultimately lead to quality changes – exploration of new areas. In particular, one of these new areas is production of super-viscous oil, for example in the Republic of Tatarstan, the Extreme North regions, Kazakhstan. Exploitation of coiled tubing strings in these environments keeps the problem of coiled tubing string lifetime currently important thus providing operation effectiveness.

Application of CT strings during super-viscous oil production is carried out using high-temperature heat-transfer fluids. That makes it necessary to define its impact on strength properties and remaining lifetime of strings. Ultimately these tasks are based on determination of the number of string load cycles under the following conditions: before string destruction, under the conditions of string strain when it is bended at determined radius, with determined internal pressure of the process fluid, environment temperature and temperature of the process fluid. All these factors are independent.

At present time the best-known are the dependencies of string lifetime on bending radius and internal pressure of the process fluid. These dependencies, obtained by manufacturing companies, for example “Precision Tube Technology Inc» [1], are empirical. Conducting fatigue tests on string samples requires a lot of strings, while conducting these tests at different fatigue stages under field conditions is not possible. That is why it is important task to develop testing methodology based on testing of laboratory samples along with conducting research on stress state of string material.

One of the specifics of coiled tubing string operation is the occurrence of stresses that exceed yield limit. These stresses cause plastic strain within

соответствующим образом изменяет ее склонность к трещинообразованию.

Столь различные факторы, влияющие на долговечность трубы, не позволяют использовать разработанные к настоящему времени теории прочности металлов.

Для обеспечения определения суммарного действия изгиба и при действии внутреннего давления рассматривалось влияние деформаций действующих, ими вызываемых. При этом труба рассматривалась как тонкостенная оболочка. Была получена зависимость, связывающая величины продольных и поперечных деформаций

$$\varepsilon_{a_{\text{экр}}} = 77,6 N^{-0,79} + \sigma_{-1} (1 - \sigma_m / \sigma_{\text{пр}}) N_0^{1/m} N^{-1/m} / E_{\text{скр}} (\varepsilon_{a_{\text{экр}}}) K_E \quad (1)$$

Полученная зависимость хорошо коррелируется с зависимостью, полученной американскими исследователями при испытаниях полноразмерных образцов гибких труб.

Эта же зависимость была проверена при проведении испытаний образцов на разрывной машине при циклическом нагружении в условиях действия напряжений превышающих предел текучести. Испытания проводились в лаборатории РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. Эти испытания проводились при температуре 20 °С

Влияние внутреннего давления в сочетании с деформацией описывается зависимостью

$$N = (0,0071p^3 - 0,3326p^2 - 3,9086p + 242,82) \varepsilon_{a_{\text{экр}}}^{(-0,0014p^2 + 0,0354p - 1,2517)} \quad (2)$$

Для определения влияния температуры на долговечность трубы была использована разрывная машина, снабжена термокамерой в диапазоне от -40 до +160 °С. Данный диапазон обусловлен минимальной температурой, при которой теоретически может производиться закачка холодной технологической жидкости и максимальной температурой закачиваемой жидкости – температурой кипения.

Экспериментально было установлено, что количество циклов до разрушения трубы, определенное по формуле (2) при иных температурах, характеризуется формулой

$$N(\varepsilon, p, T) = N(\varepsilon, p) + A(T), \quad (3)$$

где  $N(\varepsilon, p)$  – зависимость 2;  $A(T)$  – эмпирическая постоянная, зависящая от особенностей работы стали при различных температурах. Эта постоянная изменяется в широком диапазоне и может приводить к изменению числа спуско-подъемов от 5 при температуре -30 °С до 250 при 120 °С.

Полученные зависимости позволяют выявить тенденции влияния приведенных разносторонних факторов на долговечность колонн гибких труб и получить рекомендации

**ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ, ПРЕДСТАВЛЕННЫХ НА 16-й МЕЖДУНАРОДНОЙ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ «КОЛТЮБИНГОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ, ГРП, ВНУТРИСКВАЖИННЫЕ РАБОТЫ» (ЧАСТЬ 2)**

**PROCEEDINGS OF THE 16<sup>TH</sup> INTERNATIONAL SCIENTIFIC AND PRACTICAL COILED TUBING, HYDRAULIC FRACTURING AND WELL INTERVENTION CONFERENCE (PART 2)**

1,2–1,5%, which affect string material at zero-to-compression stress cycle. The presence of the internal pressure lead to meridional and tangential stresses that don't exceed yield limit and may be considered constant during performing certain operations.

External and internal temperature effect leads to a change in strength and strain properties of string material and correspondingly changes string tendency to crack.

All these different factors that affect string lifetime make impossible to use the latest metals strength theories.

In order to determine cumulative effect of bending and internal pressure it was necessary to consider the influence of strain caused by these effects. The string was considered to be thin-walled shell. Obtained dependency connected axial and lateral strains:

$$\varepsilon_{a_{\text{эк}}} = 77,6 N^{-0,79} + \sigma_{-1} (1 - \sigma_m / \sigma_{\text{пр}}) N_0^{1/m} N^{-1/m} / E_{\text{сек}} (\varepsilon_{a_{\text{эк}}}) K_E \quad (1)$$

Obtained dependency correlates well with dependency obtained by American researchers during testing of full-scale coiled tubing samples.

This dependency was examined during testing of samples on pull-test machine. Cycling stressing was applied under the conditions of stresses that exceed yield limit. Testing was carried out in laboratory in Gubkin RSU of Oil and Gas at a temperature of 200°C.

The combined effect of internal pressure with strain is described by the following dependency:

$$N = (0,0071p^3 - 0,3326p^2 - 3,9086p + 242,82) \varepsilon_{a_{\text{эк}}}^{(-0,0014p^2 + 0,0354p - 1,2517)} \quad (2)$$

In order to determine the influence of temperature on string lifetime, pull-test machine was equipped by heat chamber within the range from -40 to +160°C. This range is based on the minimum temperature of injection of cold process fluid and maximum temperature of the injected fluid – boiling temperature.

The number of cycles before string destruction was defined by a formula (2). According to experimental data, at other temperatures this number is defined by the following formula:

$$N(\varepsilon, p, T) = N(\varepsilon, p) + A(T) \quad (3)$$



по назначению параметров агрегатов КРС и показателей технологических режимов при добыче тяжелых нефтей, связанных с повышенными температурами. В сочетании с разработанной ранее методикой оперативного определения остаточного ресурса труб в промысловых условиях применение полученных результатов позволяет более обоснованно назначать режимы эксплуатации колонн гибких труб и при выполнении КРС, и при использовании их в процессе эксплуатации скважин, продуцирующих высоковязкие нефти.

### **РАЗРАБОТКА ПОТООТКЛОНЯЮЩЕЙ КОМПОЗИЦИИ НА ОСНОВЕ ПОЛИОКСИХЛОРИДА АЛЮМИНИЯ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ПРОЦЕССА ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ**

*Л.А. Магадова, К.А. Потешкина, научно-образовательный центр «Промысловая химия», Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина*

Нефтяные месторождения в России эксплуатируются методом заводнения, который обеспечивает поддержание пластового давления и высокий темп извлечения нефти. При этом выработка пластов с различной проницаемостью в неоднородных, сложно построенных коллекторах неодинакова – по зонам с более высокими фильтрационными характеристиками происходит прорыв закачиваемых вод, что приводит к образованию промытых участков, в то время как низкопроницаемые пропластки практически не затрагиваются.

Для того чтобы увеличить охват воздействия заводнением в низкопроницаемых коллекторах, необходимо создание потокоотклоняющего экрана на удаленном расстоянии от нагнетательной скважины. Поэтому к закачиваемым системам предъявляются следующие требования: широкий диапазон вязкости и длительная продолжительность гелеобразования.

В научно-образовательном центре (НОЦ) «Промысловая химия» были разработаны композиции для повышения нефтеотдачи пластов на основе полиоксихлорида алюминия, карбамида и дополнительного реагента – регулятора скорости гидролиза для применения в терригенных коллекторах в широком диапазоне пластовых температур. Данные композиции представляют собой низковязкие истинные растворы, характеризующиеся длительным индукционным периодом гелеобразования, однако их эффективность зависит от внешних условий (температура, pH), что вызывает необходимость подробного исследования процесса гелеобразования.

В данной работе были изучены закономерности протекания процессов гелеобразования в

**ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ, ПРЕДСТАВЛЕННЫХ НА 16-й МЕЖДУНАРОДНОЙ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ «КОЛТЮБИНГОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ, ГРП, ВНУТРИСКВАЖИННЫЕ РАБОТЫ» (ЧАСТЬ 2)**

**PROCEEDINGS OF THE 16<sup>TH</sup> INTERNATIONAL SCIENTIFIC AND PRACTICAL COILED TUBING, HYDRAULIC FRACTURING AND WELL INTERVENTION CONFERENCE (PART 2)**

where  $N(\xi, p_i)$  is a dependency,  $A(T)$  is an empirical constant, which is dependent on specifics of steel performance at different temperatures. This constant can vary within the wide range and lead to a change in the number of tripping operations from 5 at temperature – 30 °C to 250 at temperature 120 °C.

Obtained dependencies make possible to determine tendencies of the impact of different factors on coiled tubing strings lifetime and get recommendations on identifying workover rig parameters and operation modes features during heavy oil production at high temperatures. Together with the existing method of quick determination of remaining lifetime under field conditions the application of obtained results enables engineers to set CT strings operation modes more reasonably when performing workover operation and using CT strings for wells with super-viscous oil.

### **DEVELOPMENT OF DIVERTER COMPOSITION ON THE BASIS OF ALUMINUM POLYOXYCHLORIDE FOR EOR OPERATIONS IN LOW-PERMEABILITY RESERVOIRS**

*L. Magadova, K. Potesbkina, Research and Development Center “Oilfield Chemistry”, Gubkin Russian State University of Oil and Gas*

The oilfields in Russia are being developed with a flooding method which maintains formation pressure and provides high recovery rate. However, there is a difference between oil production operations in different complex nonuniform formations with different permeabilities – the injected water invades formation areas with higher filtration characteristics thus leading to creation of flooded-out regions while low-permeable layers are left untreated.

In order to improve sweep efficiency in low-permeable reservoirs it is necessary to create a diverting boundary at a remote distance from the injection well. That is why there are certain requirements for the injection fluids: a wide viscosity range and long duration of gelling process.

Research and Development Center “Oilfield Chemistry” developed EOR compositions based on aluminum polyoxychloride, carbamide and additional agent – hydrolysis speed controller for application in terrigenous reservoirs at a wide range of formation temperatures. These compositions are low-viscosity molecular solutions that are characterized by long induction period of gelling process but its efficiency depends on the external conditions (temperature, pH balance). This requires detailed research of gelling process.

разработанных системах при различных температурах и содержании солей в используемых составах.

На основании полученных исследований была разработана и предложена технология выравнивания профиля приемистости в низкопроницаемых коллекторах с использованием окаймляющих закачек водорастворимого полимера для снижения размыва разработанной композиции.

### **ИССЛЕДОВАНИЕ ОСАДКООБРАЗОВАНИЯ ПРИ РАСТВОРЕНИИ ПОРОДЫ ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ВО ФТОРОСОДЕРЖАЩИХ КИСЛОТНЫХ СОСТАВАХ**

*З.Р. Давлетов, М.Д. Пахомов, Л.А. Магадова, Л.Ф. Давлетишина, научно-образовательный центр «Промысловая химия», Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина*

Кислотная обработка эксплуатационных скважин в настоящее время является наиболее востребованным методом интенсификации нефтеизвлечения, что обусловлено простотой и доступностью технологий, относительно низкими затратами метода.

В основе кислотных составов для воздействия на минералы терригенного пласта: каркасные и слоистые силикаты, как правило, используют фтористоводородную кислоту или ее соли. Однако при протекании химических реакций с участием HF образуются различные продукты, которые способны выпадать в осадок, коагулируя поры призабойной зоны пласта, что, в свою очередь, может значительно снизить эффективность кислотной обработки.

Как известно, избежать образования осадков в процессе растворения породы терригенных коллекторов практически невозможно. Однако подробное исследование данного процесса для установления основных закономерностей позволит управлять его протеканием и представляется важным этапом повышения эффективности кислотных обработок.

В данной работе представлены результаты исследования растворения полимиктовой терригенной породы в различных фторсодержащих кислотных составах. Исследовано влияние основных факторов на процесс растворения: температура обработки, время выдержки, вид и концентрация фторсодержащего реагента, концентрация соляной кислоты. При изучении процесса растворения ядерного материала использовали гравиметрический метод, рентгенофазовый анализ и ИК-спектроскопию, а также рентгенофлуоресцентный анализ отработанных растворов кислот.

Растворение изучали с использованием экстрагированной дезинтегрированной породы. ►

**ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ, ПРЕДСТАВЛЕННЫХ НА 16-й МЕЖДУНАРОДНОЙ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ «КОЛТЮБИНГОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ, ГРП, ВНУТРИСКВАЖИННЫЕ РАБОТЫ» (ЧАСТЬ 2)**

**PROCEEDINGS OF THE 16<sup>TH</sup> INTERNATIONAL SCIENTIFIC AND PRACTICAL COILED TUBING, HYDRAULIC FRACTURING AND WELL INTERVENTION CONFERENCE (PART 2)**

The paper investigated the gelling process behavior in developed fluids at different temperatures and salinity of the applied compositions.

On the basis of conducted research the paper proposes the technology of conformance control in low-permeable reservoirs using water-soluble polymer injection along the drainage boundary for reducing composition wash-out.

### **INVESTIGATION OF SEDIMENTATION IN CASE OF TERRIGENOUS RESERVOIRS DISSOLUTION IN FLUORINATED ACIDS**

*Z. Davletov, M. Pakhomov, L. Magadova, L. Davletshina, Research and Development Center "Oilfield Chemistry", Gubkin Russian State University of Oil and Gas*

At present time acid treatment in producing wells is the most popular stimulation method. The reasons for this are technology simplicity and availability and relatively low costs.

The main agents in acid composition for treating terrigenous formation minerals (framework and layer silicates) - are usually hydrofluoric acid and fluorides. However, during chemical reaction with hydrofluoric acid different products develop. These products can precipitate in formation thus filling in bottomhole zone pores resulting in significant reduction of acid treatment efficiency.

It is known that it is almost impossible to eliminate precipitation during terrigenous rock dissolution. However, it is necessary to conduct detailed analysis of this process for determination of basic principles. This analysis is an important stage of acid treatment improvement as it will provide the opportunity to control dissolution process.

This paper presents the results of analysis of polymicticterrigenous rock dissolution in different fluorinated acid compositions. The authors conducted analysis of the influence of main factors on dissolution process: treatment temperature, reaction time, type and concentration of fluorinated agent, concentration of hydrochloric acid. During analysis of dissolution of core material the following methods were used: gravimetric method, X-ray phase analysis, infrared spectroscopy and X-ray fluorescence analysis of used acid solutions.

Dissolution was analyzed using extracted and desegregated rock samples. Concentration of hydrofluoric acid was within the range 1–3% wt, HCl content – 0–18% wt. Time of reaction between acid ►

Концентрация HF изменялась в диапазоне 1–3% масс., содержание HCl – 0–18% масс. Время выдержки кислот с породой составляло от 1 до 8 часов при 20–80 градусах Цельсия.

Определено, что повышение температуры, продолжительности обработки, концентрации фторсодержащих реагентов приводит к увеличению растворимости породы. Вместе с тем снижение степени кристалличности и отношения Si/Al в растворах кислот после взаимодействия с породой указывает на протекание осаждения продуктов реакций.

Сравнительный анализ растворяющих способностей составов на основе плавиковой кислоты и фторида аммония не выявил существенных различий между ними по значениям растворимостей и степеней кристалличности. В то же время обнаружены более высокие осадкоудерживающие свойства кислотных составов на основе фторида аммония по сравнению с системами, содержащими HF.

Повышение концентрации соляной кислоты в присутствии фторсодержащего реагента интенсифицирует процесс растворения породы: наблюдается рост растворимости kernового материала, при этом происходит снижение степени кристалличности обработанной породы и уменьшение отношения Si/Al.

Осадки, полученные при охлаждении отработанных растворов кислотных составов, исследованы с помощью рентгенофазового анализа и ИК-спектроскопии. Определено, что основными фазами осадков являются гексафторсиликаты, гексафторалюминаты и кремнезем.

### **СОВРЕМЕННОЕ ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ВНУТРИСКВАЖИННЫХ И ГЕОФИЗИЧЕСКИХ РАБОТ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КОЛТЮБИНГОВЫХ УСТАНОВОК**

*И.Я. Терешко, СЗАО «Новинка»*

В презентации подробно представлены технические характеристики и технологические возможности следующих видов оборудования, разработанного в КБ СЗАО «Новинка»:

1. Оборудования для направленного бурения (СНБ89-76М и СНБ89-76Т, СНБ89-73М);
2. Оборудования для увеличения проходки гибкой трубы;
3. Высокоэффективного бурового инструмента (долот);
4. Оборудования для спуска геофизических приборов в скважину;
5. Кабельных головок, в том числе с возможностью промывки;
6. Комплекса для оснащения ГНКТ геофизическим кабелем. ☉

### **ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ, ПРЕДСТАВЛЕННЫХ НА 16-й МЕЖДУНАРОДНОЙ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ «КОЛТЮБИНГОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ, ГРП, ВНУТРИСКВАЖИННЫЕ РАБОТЫ» (ЧАСТЬ 2)**

#### **PROCEEDINGS OF THE 16<sup>TH</sup> INTERNATIONAL SCIENTIFIC AND PRACTICAL COILED TUBING, HYDRAULIC FRACTURING AND WELL INTERVENTION CONFERENCE (PART 2)**

and rock was from 1 to 8 hours at temperature of 20–80°C.

It is defined that increase in temperature, treatment time, concentration of fluorinated agent lead to rock solubility enhancement. At the same time decrease in crystallinity degree and Si/Al ratio in acid solutions after treatment indicates precipitation of reaction products during treatment.

Benchmarking analysis of dissolving ability of compositions based on hydrofluoric acid and ammonium fluoride concluded no substantial difference between these compositions in solubility and crystallinity degree. At the same time it was discovered that acid compositions based on ammonium fluoride have higher sediment suspension properties as compared to compositions with HF.

Increase in concentration of hydrochloric acid in the presence of fluorinated agent stimulates rock dissolution: such increase leads to a growth of core material solubility, decrease in crystallinity degree of treated rock and decrease in Si/Al ratio.

Sediments developed during precipitation of used acid compositions were investigated with X-ray phase analysis and infrared spectroscopy. It was defined that the main sediment fractions are hexafluorosilicates, hexafluoroaluminates and silica.

### **ADVANCED HIGH-TECH EQUIPMENT FOR WELL INTERVENTION AND LOGGING OPERATIONS WITH THE APPLICATION OF COILED TUBING UNITS**

*I. Tereshko, Novinka, CJSC*

The presentation demonstrates technical specifications and technological capabilities of the following types of equipment, developed in Novinka, CJSC:

1. Equipment for directional drilling (construction regulations: СНБ89-76М и СНБ89-76Т, СНБ89-73М)
2. Equipment for increasing coiled tubing speed.
3. High-efficient drilling tools (bits).
4. Equipment for running logging tool in hole.
5. Cable heads, including cable heads suitable for cleanout.
6. Equipment for installation of logging cable inside the coiled tubing. ☉