

Тезисы докладов, представленных на 19-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы»

Proceedings of the 19th International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference

ГНКТ – вызовы сегодняшнего дня. От задач к оборудованию

С.М. СИМАКОВ, ООО «Газпромнефть НТЦ»

Структура запасов, их глубина залегания, доступность с каждым годом становятся все сложнее, и рядовые операции уже не отвечают тем вызовам, с которыми мы сегодня сталкиваемся. Строительство более сложных скважин требует разработки и применения нестандартного оборудования. Это касается систем заканчивания скважин с МГРП и, конечно же, ГНКТ как основного инструмента, отвечающего современным требованиям.

Сейчас наблюдается тенденция к наращиванию длины ГТ, увеличению диаметра, группы прочности. Вместе с длинами изменилась и толщина стенки применяемых труб, вошли в применение разностенные оптимизированные под конкретные скважинные условия (темпированные) трубы.

Изменение длины и диаметра влечет за собой также и ряд изменений технических особенностей оборудования, таких как тяговое усилие инjectора, силовой установки, диаметра узла намотки и его габаритных размеров, а также весовых характеристик для учета нагрузки на раму установки.

С изменением поставленных задач меняются и технологические подходы. Постепенно мы подошли к одному из основных вызовов, стоящих перед ГНКТ, – выполнению технологических задач на скважинах с амбициозными целями: горизонтальный участок 2000–3000 м, АВПД до 620 атм, измеренная глубина (MD) 6100–6500 м и глубже. Отдельно стоит отметить вызовы, стоящие перед нами в связи с освоением все более северных территорий, так называемого Ямальского кластера, находящихся за полярным кругом. Здесь ключевым фактором являются низкие температуры и ограничения по гидравлической системе большинства производителей установок ГНКТ.

Для решения подобных задач могут найти

Coiled Tubing – Challenges Today. From Tasks to Equipment

Sergey SIMAKOV, Gazpromneft NTC



Reserves structure, depth and accessibility are becoming more complex each year so that standard operations no longer address challenges we face today. Drilling of more complex wells require development and application of non-standard equipment. This includes multistage fracturing completion systems and CT as the main tool that meets modern requirements.

Now there is a clear tendency for the increase in CT length and diameter, strength group. CT wall thickness has also been changed. Service companies start to apply tapered CT strings optimized for certain well conditions.

Changes in length and diameter cause changes in the following technical characteristics of equipment: injector pull capacity, power pack, drum diameter and drum size as well as weight characteristics to account for the load on the unit frame.

Changes in operational objectives affect technology approaches. We gradually came to one of the main challenges of coiled tubing – performing operations with ambitious goals: horizontal wellbores 2000–3000 m, AHRP up to 620 atm, measured depths 6100–6500 m and deeper. However, there are also challenges regarding development of north fields located beyond the Arctic Circle, the so-called Yamal Cluster. The key problems here are low temperature and hydraulic system limitations. These problems can't be solved by the majority of coiled tubing units manufacturers.

Heavy Duty CT units with increased lifting capacity

свое применение установки ГНКТ повышенной грузоподъемности (Heavy Duty).

Такие установки ГНКТ имеют свои особенности: как преимущества, так и недостатки. Установка ГНКТ с емкостью узла намотки 6500 м и диаметром гибкой трубы 2 3/8 (60,3 мм) может быть полезна для:

- работ в горизонтальных участках 2000 м и более, для управления равнопроходными муфтами МГРП, где требуется приложить дополнительную нагрузку более одной тонны;
- управляемого бурения, где в телесистему (ТС) входит электрический ориентатор повышенной мощности, способный на забое разворачивать ВЗД вокруг своей оси до 360 градусов, и за счет угла перекоса на нем профиль коридора проводки скважины может составлять 1 м;
- применения спроектированных и изготовленных гибких труб под каждую конкретную сложную скважину, где технология темпирования будет необходима исходя из условий конструкции скважины.

Безусловно, работа с трубами диаметром 60 мм на глубинах более 6000 м невозможна без силовой установки с гарантированным запасом прочности по грузоподъемности инжекторной головки.

Установка ГНКТ с емкостью барабана 6500 м, но диаметром уже 2 7/8 (73,0 мм) идеально подходит для выполнения МГРП через гибкую трубу, где есть явное преимущество в скорости перехода между стадиями, меньшим объемом прокачиваемой жидкости за счет отсутствия необходимости заполнять объем НКТ до начала ГРП и на стадии «продавки». Также стоит отметить уникальную возможность повторных подходов МСГРП с гибкой трубой (рефрак) на скважину с открытыми портами.

Оборудование ГНКТ в перспективе видится многозадачным комплексом, способным откликнуться на новые вызовы для их решения, а также предупреждения в процессе ведения работ. Решения могут быть разными, от рядовых до высокотехнологичных. Также, как и предупреждения наработки отказа оборудования должны быть соответствующими – от предупреждения низкого давления в системе до изменения толщины стенки гибкой трубы, овальности, в режиме реального времени.

Отвечая на вызовы. Перспективные направления развития колтюбингового оборудования от СЗАО «ФИДМАШ»

Ю.В. БЕЛУГИН, СЗАО «ФИДМАШ»

Рынок колтюбинговых услуг является одним из наиболее динамичных сегментов рынка нефтепромышленного сервиса. Отражением этого является, в частности, рост количества установок ГНКТ за последние 10 лет примерно в 3 раза, сопровождающийся опережающим ростом числа операций.

can be applied for these purposes.

These coiled tubing units have advantages and disadvantages. Coiled tubing unit with reel capacity 6500 m and CT diameter 2 3/8 (60,3 mm) can be useful in the following cases:

- Operations for shifting full-bore sleeves in wells with horizontal sections of 2000 m and more, where additional load of more than 1 ton is required.
- Directional drilling operations where telemetry system includes high-power electric orienting tool that is able to rotate positive displacement motor round its axis up to 360 degrees. This steering angle provides drilling window of 1 m.
- Application of these designed and manufactured coiled tubing strings in complex wells where well geometry requires tapered strings.

No doubt, operation with coiled tubing of 60 mm diameter at depths of more than 6000 m is impossible without a power pack with a safety factor on the pull capacity of the injector head.

Coiled tubing unit with drum length 6500 m and diameter 2 7/8 (73,0 mm) is perfect for multistage fracturing through coiled tubing. Clear advantage is higher speed of moving to the next stage, lower volume of injected fluid because there is no need to fill the tubing before and after fracturing. It is also worth mentioning about the unique ability to perform multistage re-fracturing in wells with opened ports.

In prospect, CT equipment appears to be a multi-task complex that will be able to face new challenges and find solutions and mitigate risks during operations. Solutions can differ from conventional to high-tech ones. Prevention measures for equipment failure should also be different: prevention of low pressure in CT system and monitoring of CT wall thickness and ovality in real time mode.

Responding to Challenges. Perspective Directions of Coiled Tubing Equipment Development from NOV FIDMASH

Yury BELUGIN, NOV FIDMASH



The market for coiled tubing services is one of the most dynamic segments of the oilfield service market. A reflection of this is, in particular, the increase in the number of CT units in the last 10 years, about 3 times, accompanied by a rapid increase in the number of operations. Currently, the use of coiled tubing in the market is largely focused on the development of wells (after hydraulic fracturing, drilling and

В настоящее время применение колтюбинга на рынке во многом сфокусировано на освоении скважин (после ГРП, бурения и ЗБС), обработках призабойной зоны (ОПЗ) и ряде видов КРС. Проникновение ГНКТ в другие сегменты является достаточно ограниченным (забуривание боковых стволов, ГРП через ГНКТ, фрезерование), что особенно заметно в сравнении с международным опытом, в первую очередь в США и Канаде.

Перспективы рынка колтюбинга основаны на расширении применения в сегментах нефтепромыслового сервиса, где прогнозируется устойчивый рост (горизонтальный фонд, включая боковые горизонтальные стволы; ГРП и МГРП; ЗБС и ГИС, в том числе шельфовые проекты), а также на увеличении технологической сложности и стоимости операций. Рынок обладает значительным потенциалом роста и способен в течение 5–10 лет вырасти как в количественном, так и денежном выражении.

Рост глубин скважин, виды операций с ГНКТ требуют новых классов оборудования, и то, что несколько лет назад считалось чем-то передовым и достаточным, то в современных реалиях уже не в полной мере отвечает поставленным задачам.

Все это будет требовать новых решений как в технологии, так и в оборудовании.

В докладе подробно рассматриваются различные модификации колтюбинговых установок для работы с ГНКТ 44,45–50,8 мм и 60,3 мм, размещающихся на одном или нескольких шасси.

Освещаются вопросы автоматизации колтюбинговых установок, системы удаленного мониторинга «Фидмаш-Онлайн» (текущее состояние и перспективные направления развития).

Полевая демонстрация новых ГНКТ для внутрискважинных работ в Европе

Тимур САБИТОВ, Tenaris Coiled Tubes

В конце 2015 года компания «Тенарис» представила новые технологии производства ГНКТ повышенного качества. Компания предлагает группы прочности, рассчитанные на предел прочности 95, 110, 125 и 140 kpsi. На момент написания данного материала более 600 новых ГНКТ поставлено заказчикам по всему миру. Данные по использованию ГНКТ сервисными компаниями демонстрируют повышение эффективности в 2–5 раз по сравнению со стандартными ГНКТ на аналогичных операциях благодаря повышенной износостойкости.

В некоторых регионах износостойкость не является основным критерием эффективности ГНКТ. Благодаря технологии отпуска мартенсита группа прочности новых ГНКТ обеспечивает повышенную износостойкость к сероводородной среде и повышенную стойкость к повреждениям

(sidetracking), bottomhole zone treatments and a number of types of workover. The penetration of the CT into other segments of the market is quite limited (sidetracking, frac through CT, milling), which is especially noticeable in comparison with international experience, primarily in the United States and Canada.

The prospects for the coiled tubing market are based on expanding the application in oilfield service segments where steady growth is predicted (horizontal fund, including lateral horizontal wellbores; hydraulic fracturing multistage hydraulic fracturing; sidetracking and logging services, including offshore projects), as well as increasing technological complexity and cost of operations. The market has significant growth potential and is able to grow both in quantitative and monetary terms within 5–10 years.

The growth of the depths of wells, the types of operations with coiled tubing require new classes of equipment and what was considered something advanced and sufficient a few years ago, then in modern realities does not fully meet the objectives.

All this will require new solutions in technology and equipment.

The report discusses in detail various modifications of coiled tubing units for operation with 44.45–50.8 mm and 60.3 mm coiled tubing located on one or several chassis.

It covers the issues of automation of coiled tubing units, the Fidmash-Online remote monitoring system (current status and future development directions).

Field Performance of New Coiled Tubing for Europe Interventions

Timur SABITOV, Tenaris Coiled Tubes, LLC



In late 2015, Tenaris introduced new manufacturing technologies to produce superior performing coiled tubing (CT). Tube grades are available in 95, 110, 125 and 140 KSI yield strength. Over six hundred of the new CT strings have been delivered to customers worldwide at the time of this writing. Field usage data shows CT service companies are achieving two-to-five times the

utilization compared to conventional coiled tubing on equivalent jobs, thanks to the improved fatigue resistance.

For some regions, fatigue performance may not be the primary criteria for string performance. Because of the CT's tempered martensite microstructure, the new CT grade provides improved material resistance

по сравнению со стандартными группами прочности. В совокупности данные факторы предоставляют возможность использовать ГНКТ в тех операциях, выполнение которых ранее считалось невозможным. Данный доклад посвящен двум разделам:

1. Полевой опыт использования новых ГНКТ в Европе (в том числе России).
2. Лабораторные тестирования новых ГНКТ на стойкость к сероводороду, которые проводились в последние несколько лет. В данном докладе описано тестирование стойкости ГНКТ к сероводороду и результаты использования новых ГНКТ на реальных скважинах.

Износ ГНКТ

Ken Ньюман, ATHENA Engineering Services, США

В данном докладе были представлены следующие темы:

- необходимость моделирования износа ГНКТ;
- накопленный опыт моделирования износа ГНКТ;
- теория применения различных моделей износа ГНКТ;
- примеры использования моделирования износа ГНКТ для предупреждения аварий;
- способы увеличения срока эксплуатации ГНКТ с помощью моделирования износа;
- методы инспекции ГНКТ и оценка их эффективности.

Нагрузки, действующие на ГНКТ. Применение ГНКТ в скважинах с большим отходом от вертикали

Ken Ньюман, ATHENA Engineering Services, США

В данном докладе были представлены следующие темы:

- теория применения различных моделей нагрузок на ГНКТ;
- описание спирального смятия ГНКТ и прихватов, которые не позволяют спустить ГНКТ далее по стволу скважины. Предельные значения нагрузки на долото;
- обзор параметрического исследования влияния геометрии ствола скважины, размера ГНКТ и используемых жидкостей на нагрузки на ГНКТ;
- методы для обеспечения дохождения ГНКТ до забоя в глубоких горизонтальных скважинах и увеличения передаваемой нагрузки на долото во время бурения.

Дефектоскоп как средство оптимизации сроков использования ГНКТ и предотвращения аварийных ситуаций при проведении работ с использованием колтюбингового оборудования

А.М. ВЕРЕМЕЕНКО, СЗАО «Новинка»

to H₂S environments and improved damage tolerance relative to comparable conventional CT grades. Taken together, these factors allow greater opportunity to optimize CT string design, allowing CT to be used in operations that previously had not been possible. This presentation focuses on two topics:

1. the field experience of the new CT in Europe including Russia.
2. the extensive laboratory H₂S testing that has been performed on the new CT over the past several years, and this presentation contains comprehensive sour fatigue testing and field performance results.

CT Fatigue and Inspection

Ken Ньюман, ATHENA Engineering Services, США



This presentation will cover:

- the need for modeling CT fatigue life;
- the history of CT fatigue life modeling;
- the basic theory used for these models;
- examples of how these models help avoid CT failures;
- how these models extend the useful life of the CT;
- a discussion of CT inspection methods and how effective they are.

Tubing Forces and Extended Reach

Ken Ньюман, ATHENA Engineering Services, США

This presentation will cover:

- the basic theory used for performing tubing forces modeling;
- a description of helical buckling and lockup which prevents pushing CT farther into a horizontal well, or limits weight on bit;
- review of a parametric study showing how variations in well geometry, CT size and well fluids affects the tubing forces;
- a discussion of methods that can be used to reach farther in a horizontal well or apply more weight on bit when drilling.

Flaw Detector for Optimizing Coiled Tubing Service Life and Preventing Emergencies When Working with Coiled Tubing Equipment

Alexander ВЕРЕМЕЕНКО, Novinka CJSC

There are high requirements for coiled tubing. On the one hand, it must be reliable. On the

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 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 испытания на колтюбинговой установке полностью подтвердили соответствие прибора заявленным параметрам и показали, что разработанное устройство находится на уровне лучших зарубежных аналогов.

Комплексный (интегрированный) подход при реализации сервисных услуг ООО «Пакер Сервис»

К.А.КАРИМОВ, ООО «Пакер Сервис»

В докладе была дана подробная характеристика технических и технологических мощностей «Пакер Сервис» (24 комплекса ГНКТ с азотными установками, 6 комплексов ГРП, 5 пакерных



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.

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 Integrated Approach to Implementation of Services in Packer Service LLC

Kamil KARIMOV, Packer Service, LLC

The report included detailed characteristic of technical and technological capacities of "Packer Service" (24 CT fleets with nitrogen units, 6 fracturing fleets, 5 packer crews, 3 fishing crews and other product lines) and company activity in a number of regions in the Russian Federation and Kazakhstan. The main characteristics of the equipment were also described. The reporter provided details on completion projects including the shelf project on the Pirazlomnaya platform of

участков, 3 участка с ловильным сервисом и др. сервисные линии), представлена география деятельности компании в ряде регионов РФ и Казахстане. Раскрыты основные характеристики оборудования, имеющегося в арсенале компании. Докладчик остановился на проектах по заканчиванию скважин, в т.ч. на шельфовом проекте на платформе «Приразломная» ООО «Газпромнефть шельф», особо значимом в условиях санкционного давления. В рамках этого проекта в 2015–2018 годах были успешно выполнены работы на двенадцати скважинах.

Практически все нужды во внутрискважинном оборудовании компания закрывает силами дочернего предприятия «Пакер Тулз». В частности, была создана система заканчивания скважин МСГРП с муфтами, активируемыми шарами. Компания владеет широким спектром технологий ГРП, прогрессивными технологиями для исследования скважин после проведения ГРП (инструментальный анализ или исследования с применением гибкой трубы и технологии с закачкой химических трассеров или маркерный мониторинг с помощью проппанта). «Пакер Сервис» успешно использует и стандартные методы, предполагающие применение различных геофизических приборов, спускаемых на ГНКТ, как автономных, так и с кабелем (приборы «Гео» и «Сова»). Новое перспективное направление – проекты по заканчиванию скважин.

Заключительная часть доклада была посвящена многостадийным ГРП в горизонтальных скважинах, в том числе с применением технологии Plug & Perf, которая позволяет проводить кластерную перфорацию, когда создается сетка трещин, что особенно актуально для низкопроницаемых коллекторов.

Применение технологии Plug & Perf при многозональном гидроразрыве в скважинах с горизонтальным окончанием

П.С. ДЕМАКИН, ООО «ТаграС-РемСервис»

Компания «Татнефть», являющаяся образцом высокой технологической культуры и активно внедряющая прогрессивные технологии на своих объектах, в текущем году провела опробование хорошо зарекомендовавшей себя технологии Plug & Perf, но уже в новом качестве, с учетом вопросов максимальной экономической эффективности. Для реализации данной технологии были привлечены флот ГРП ООО «ТаграС-РемСервис» и подрядная организация, предоставившая оборудование для Plug & Perf.

В качестве объекта для опытно-промышленных испытаний была подобрана скважина Чишминской площади Ромашкинского месторождения. Скважина была пробурена с горизонтальным окончанием. При этом горизонтальным участком протяженностью 321 м



Gazpromneft Shelf LLC, which is particularly important in the conditions of sanctions pressure. Completion operations on twelve wells were successfully performed within this project in 2015–2018.

Almost all demands for downhole equipment are fulfilled by a subsidiary company “Packer Tools”. In particular, the company developed

well completion system with ball-drop sleeves for multistage fracturing. The company provides a wide range of fracturing technologies, cutting-edge technologies for well testing after fracturing (instrumental analysis, well testing using coiled tubing with injection of chemical tracers, marker monitoring using proppant). Packer Service has also been using standard logging methods with different CT-deployed logging tools both autonomous and cable-equipped (tools “Geo” and “Sova”). New perspective product line is well completion.

The final part of the report was dedicated to multistage fracturing in horizontal wells, including Plug & Perf that allows to carry out cluster perforation creating fracture network that is particularly important for low-permeability reservoirs.

Application of the Plug & Perf Technology for Multistage Fracturing in Horizontal Wells

Pavel DEMAKIN, TagraS-RemService LLC



Tatneft, a model of high technological culture and actively introducing advanced technologies at its facilities, in the current year conducted testing of the well-proven Plug & Perf technology, but in a new quality, taking into account the issues of maximum economic efficiency, the fleet of the state-owned enterprise."TagraS-RemService" and the

contractor that provided equipment for Plug & Perf were involved for the implementation of this technology.

A horizontal well of Chishminskaya area of the

был вскрыт продуктивный объект кыновского горизонта, характеризующийся крайней неоднородностью по своим фильтрационно-емкостным свойствам.

Для реализации технологии, позволяющей выполнить посадку проходной пакер-пробки и перфорацию за один спуск геофизического оборудования, была спроектирована и изготовлена тандемная установка, включающая в себя посадочную камеру с пороховым зарядом и перфорационные снаряды. Доведение тандемной установки до интервала посадки проходной пакер-пробки в горизонтальном участке скважины выполнялось путем нагнетания жидкости разрыва или технической жидкости по стволу скважины. Для обеспечения герметичности устья скважины была применена лубрикаторная установка и гидравлический превентор.

Цикл подготовительных работ включал в себя, помимо монтажа оборудования, шаблонировку ствола скважины имитатором тандемной установки и опрессовку лубрикатора с превентором на 500 атм. Продолжительность работ не превысила шести часов.

Скорость спуска тандемной установки в вертикальном участке скважины составляла до 5000 м/час. После выхода установки в горизонтальный участок скважины и прекращения движения под собственным весом запускался насос высокого давления флота ГРП с расходом от 0,3 до 0,9 м³/мин. По достижении установкой нужного интервала закачка останавливалась и натяжением геофизического кабеля установка выводилась до нужной точки. Далее инициировался пиропатрон посадочной камеры, давлением пороховых газов производилась пакеровка пробки и одновременное срезание штифтов. Затем также натяжением кабеля перфорационные снаряды выводились на необходимый интервал, и выполнялась перфорация следующей зоны для гидроразрыва. После подъема отработавшей компоновки производился сброс растворимого шара и через расчетное время запускался насос, и с расходом 0,3–0,6 м³/мин производилось доведение шара до посадочного седла на проходной пробке. Момент посадки шара определялся по изменению устьевого давления (характерный скачок). С этого момента расход увеличивался до проектных параметров и выполнялся гидроразрыв пласта.

Контроль качества работки контролировался как визуально – путем осмотра тандемной установки после извлечения, так и в режиме онлайн.

В качестве инициации отключения участка ранее проведенного разрыва применялись водорастворимые (фантомные) шары диаметром 92,4 мм. Для их сброса выполнялся демонтаж лубрикатора, сбрасывался шар и устанавливалась

Romashkinskoye field has been selected for pilot testing. Horizontal wellbore with 321 m length was drilled in Kynovski horizon reservoir that is characterized by a heterogeneous behavior of permeability and porosity.

For setting the packer-plug and performing perforation developed a unique BHA that combined setting tool with powder explosives and perforation charges. Running a tandem BHA at a setting depth in horizontal wellbore was performed by the injection of a fracturing fluid or a process fluid into the wellbore. A lubricator unit and a hydraulic blowout preventer provided pressure integrity of the wellhead.

Preparation included rigging up the equipment, wellbore drifting with a tandem BHA dummy and pressure test of lubricator and preventer for 500 atm. Job duration was no more than 6 hours.

The running speed for a tandem BHA in a vertical wellbore was up to 5000 m/hour. Once BHA is in the horizontal wellbore and cannot move by its own weight, a high-pressure fracturing pump is launched with a rate 0.3–0.9 m³/min. Pump is stopped once BHA reaches the required depth. Then, a logging cable tension allows locating BHA at the target depth. Then, a powder charge of the setting chamber is activated, powder gases pressure sets the plug and shears pins. After that, perforation charges are located at the required depth by a logging cable tension and the next fracturing stage is performed. After pulling the used BHA out of hole, a soluble ball is dropped and a pump is launched after the estimated time. Then, a ball is injected to a landing seat in the plug with a rate 0.3–0.6 m³/min. The moment when ball lands on the seat is defined by an instant rise in the wellhead pressure. After that, rate is increased to a planned value and a fracturing is performed.

Quality control of BHA make-up was performed in two ways: a visual BHA inspection after retrieval and a real-time control.

Water-soluble (phantom) balls with a size of 92.4 mm were used for isolation of previously fractured zone. Lubricator was rigged down, a ball was dropped and a blind cap was installed. Estimated dissolution time: 48 hours. The essential requirement for technology implementation was the maximum precise injection of proppant mixture during fracturing.

Duration of operation for setting a packer-plug and perforation was from 1.4 to 2.19 hours that is 10 times faster than a standard operation with a tubing. The overall duration was 2 days. There was no need to drill plugs and clean out the wellbore. Stimulation crew installed a small-sized ESP-80. A real production rate exceeded the expected one by 4.5.

Experience and Optimization of the MGRP Technology for Oil Rim Field

Alexander BELOV, Gazpromneft-Yamal LLC;

заглушка. Расчетное время начала растворения: 48 часов. Обязательным условием для реализации технологии являлось выполнение процесса ГРП с максимально точной продавкой песчаной смеси.

Продолжительность выполнения операций по установке пакер-пробки и перфорации занимала от 1,40 до 2,19 часа, что в десятки раз быстрее, чем выполнение работ по стандартной технологии путем СПО НКТ. Общая продолжительность работ составила двое суток. При заключительных работах не потребовалось работ по бурению отсекающих пробок и промывок забоя. Фактический дебит превысил ожидаемый в 4,5 раза.

Опыт работы и оптимизация технологии МГРП без подъема ГНКТ на подгазовых и водоплавающих залежах

*Александр БЕЛОВ, ООО «Газпромнефть-Ямал»;
Сергей СИМАКОВ, ООО «Газпромнефть НТЦ»;
Константин БУРДИН, Антон ЧАРУШИН,
Михаил ДЕМКОВИЧ, «Шлюмберже»*

В настоящее время с учетом ухудшения качества разведанных запасов отдельным и чрезвычайно важным становится вопрос возможности применения на нефтяных оторочках многостадийного гидравлического разрыва пласта (МГРП). При проведении МГРП компания-оператор столкнулась со сложной геологической моделью пласта, характеризующегося отсутствием глинистых перемычек и незначительными контрастами в стрессах между пропластками, что связано с риском прорыва в газовую зону. Ярким примером внедрения инновационной технологии МГРП стал опыт, полученный на Новопортовском месторождении, где успешно были проведены 30- и 27-стадийные гидроразрывы пласта по «бесшаровой» технологии с использованием муфт ГРП, управляемых на гибкой насосно-компрессорной трубе без подъема на поверхность во время проведения гидроразрыва.

Последней тенденцией компаний-операторов является повышение требований к техническим и технологическим аспектам МГРП, где определяющими факторами являются эффективность операций, количество стадий, длина горизонтального участка, возможность повторного ГРП и закрытия/открытия порта для отсечения обводненных участков и ограничения газопритока. Полученный опыт доказывает возможности современных технологий выполнить поставленные задачи, в то время как ГНКТ позволяет удовлетворить высокие требования, а также расширить границы применения. Порог в 30 стадий МГРП был успешно преодолен, что позволило увеличить площадь контакта с пластом посредством большего количества стадий. В то же время метод заканчивания позволил проводить МГРП без

Sergey SIMAKOV, Gazpromneft-NTC LLC; Konstantin BURDIN, Anton CHARUSHIN, Mikbail DEMKOVICH, Schlumberger

Today, when most reservoirs have low productivity, the question of whether hydraulic fracturing can be applied to the oil rims becomes very important. During hydraulic fracturing at Novoportovskoe field, the operator was faced with a complex geological model of the reservoir characterized by an absence of strong barriers and minor contrasts in stress between interlayers associated with high risks of breakthrough into the gas zone. An outstanding example of oil rim stimulation and application of new technology was a project in Novoportovskoe

field where 30- and 27-stage multistage fracturing operations (MSF) were successfully performed with a shifting ports completion operated by coiled tubing.

Currently, oil and gas companies are increasingly demanding technical and technological aspects of the MSF, where the determining factors are the efficiency of operations, the number of stages, the length of the horizontal part of the well,



the possibility of refracturing, and ability to open / close sleeves after operation for water and gas shut-off. The experience gained shows the possibilities of modern technologies, where the use of coiled tubing enables meeting the high requirements and also expanding the boundaries of the application. The 30-stage boundary was successfully overcome and allowed to increase the formation coverage by means of more fracturing stages. At the same time, the completion method made it possible to perform MSF without pulling the coiled tubing out of hole and to use all the capabilities and benefits of CT in the case of a screenout (SO).

The teamwork between the customer and several of the contractor's product lines enabled successful completion of the integrated project under the difficult geological and climatic conditions of the Novoportovskoe field, which is located beyond the Arctic Circle. An optimized concept of MSF with the use of re-closable full-pass hydraulic fracturing sleeves, operated by a single-trip coiled tubing-conveyed shifting tool was developed and implemented.

The integrated method of multi-stage hydraulic fracturing allowed achieving effective fracture coverage to increase the recoverable reserves, while preventing fractures in the gas cap and bottom water.

The sliding sleeves MSF technology, operated by coiled tubing without pulling it out of hole, is

подъема ГНКТ на поверхность и использовать преимущество нахождения гибкой трубы в скважине при получении СТОПа ГРП.

Командная работа компании-оператора и сервисных компаний позволила достичь успеха в интегрированном проекте, несмотря на сложные геологические и климатические условия Новопортовского месторождения, расположенного за полярным кругом. Оптимизированная концепция МГРП с полнопроходными многоразовыми муфтами МГРП, управляемыми с помощью ключа-толкателя, спускаемого на ГНКТ, была разработана и успешно внедрена.

Интегрированный метод многостадийного гидроразрыва пласта позволил добиться эффективного покрытия пласта сетью трещин, чтобы увеличить извлекаемые запасы, одновременно предотвращая прорывы в газовую шапку и в подошвенную воду.

Технология МГРП со сдвижными муфтами, управляемыми на ГНКТ без подъема на поверхность, применима как в регионе, так и в мировом масштабе. Доклад содержит описание опыта, выученных уроков и лучших практик на основе опыта выполнения МГРП на Новопортовском месторождении при внедрении нового подхода по гидравлическому разрыву пласта для месторождений с нефтяными оторочками, где ГНКТ сыграла одну из ключевых ролей. Также описывается первый в мире успешный опыт закрытия портов МГРП после 1 года эксплуатации скважины. 30-стадийный ГРП был проведен в декабре 2017 года, и спустя 1 год эксплуатации, в 2018 году, на основании ПГИ были определены зоны прорыва газа из 8 портов, которые были успешно закрыты с помощью ГНКТ. Данная технология может найти свое применение и на других месторождениях, где заканчивание с помощью горизонтального участка с муфтами МГРП является основной стратегией разработки запасов.

В современных реалиях нефтегазовые компании предъявляют все больше требований к техническим и технологическим аспектам МГРП, где определяющими факторами стали эффективность проведения операций, количество стадий, длина горизонтальной части скважины, возможность повторного разрыва и открытия/закрытия портов после эксплуатации для водо-, газоизоляции. Полученный опыт показывает возможности современных технологий, где применение ГНКТ позволяет не только соответствовать высоким требованиям, но и расширять границы применения. Так граница в 30 стадий была успешно преодолена и позволила увеличить коэффициент охвата пласта посредством большего количества стадий ГРП. При этом метод заканчивания позволил производить МГРП без подъема ГНКТ на поверхность и использовать все возможности и

applicable to further operations in the region and worldwide. This paper describes the experience, lessons learned, and best practices gained at the Novoportovskoe field while deploying a novel application of MSF for oil rim deposits where CT was used as the key enabler. It also describes the first success worldwide in closing of sleeves after 1 year of well production. The well was completed in December 2017 with a 30-stages, and in 2018, after a year of production, logging showed a gas break through which required eight sleeves to be closed. All eight sleeves were successfully closed. This method can be applied to other oil and gas fields, where the construction of horizontal wells with MSF is the main development strategy.

Today, oil and gas companies are increasingly demanding technical and technological aspects of the MSF, where the determining factors are the efficiency of operations, the number of stages, the length of the horizontal part of the well, the possibility of secondary fracturing operations, and ability to open/close ports after operation for water and gas shutoff. The experience gained shows the possibilities of modern technologies, where the use of CT allows meeting the high requirements and expanding the boundaries of the application. The 30-stage boundary was successfully overcome, and this enabled increasing the formation coverage by means of more fracturing stages. At the same time, the completion method made it possible to perform MSF without lifting the CT to the surface and to use all the possibilities and advantages of CT in the case of screenout.

The teamwork of the customer and several segments of the contractor allowed achieving success in this operation in the difficult geological and climatic conditions of the Novoportovskoe field located beyond the Arctic Circle. An optimized concept of MSF with the use of reclosable full-pass hydraulic fracturing ports, operated on CT without lifting to the surface during fracturing, was presented and implemented.

The following results were achieved:

- In one week, 57 hydraulic fracturing stages were completed.
- Hydraulic fracturing stage time was reduced by 63%.
- The number of stages per well increased by 43%.
- The gas factor for storage was reduced from that of previous fracturing operations.

At this stage of oil industry development, the so-called difficult-to-recover reserves are becoming more and more involved in development. The most important point in the development of these deposits is economic feasibility. The experience of the Novoportovskoe field is perhaps the most extensive in Russia in terms of approbation of various systems and strategies for completing horizontal wells with MSF in an oil rim environment. The integrated method of multistage hydraulic fracturing of the formation allowed achieving

преимущества гибкой трубы в случае получения режима «СТОП».

Командная работа заказчика и нескольких сегментов подрядчика позволила добиться успеха в поставленной задаче в сложных геологических и климатических условиях Новопортовского месторождения, расположенного за полярным кругом. Была представлена и реализована оптимизированная концепция проведения многостадийного ГРП с применением многоразовых полнопроходных сдвижных муфт ГРП, управляемых на гибкой насосно-компрессорной трубе без подъема ГНКТ на поверхность во время проведения гидроразрыва.

Были достигнуты следующие результаты:

- 57 стадий ГРП за неделю;
- сокращение времени проведения ГРП на 63% для каждой стадии;
- увеличение количества стадий на скважину на 43%;
- сокращение газового фактора по сравнению с ранее проведенными операциями ГРП.

На данном этапе развития нефтяной промышленности все важнее в разработке данных месторождений становится экономическая целесообразность. Опыт Новопортовского месторождения, пожалуй, является наиболее обширным в России в плане апробации различных систем и стратегий заканчивания горизонтальных скважин с МГРП в условиях нефтяных оторочек. Интегрированный метод проведения многостадийного гидравлического разрыва пласта позволил достичь эффективного охвата трещинами пласта с целью увеличения коэффициента извлекаемых запасов, при этом не допустив прорывов ГРП в газовую шапку и подошвенные воды.

После успешного опыта закрытия портов МГРП спустя 1 год эксплуатации технология МГРП со сдвижными муфтами доказала свою роль не только как средство стимуляции пласта, но и как надежный способ управления разработкой месторождения на протяжении всего цикла. В случае прорыва газа или воды, компания-оператор имеет проверенный метод для изоляции целевых портов, оптимизируя таким образом работу скважины.

Технология МГРП по «бесшаровой» технологии, с использованием муфт ГРП, управляемых на ГНКТ без подъема на поверхность, привлекает к себе все больше внимания как в регионе, так и в мире. В статье описан полученный на Новопортовском месторождении опыт, где основное внимание уделяется технической стороне операций с применением ГНКТ. Этот метод может быть применен к другим нефтяным и газовым месторождениям, где строительство горизонтальных скважин с МГРП является основной стратегией развития. ►

effective fracture coverage to increase the recoverable reserves while preventing fractures in the gas cap and bottom water.

With the first case of successful closing ports after 1 year of production, the MSF technology proves its capability to be not only means of formation stimulation but also a reliable method to control and manage the field development through the entire lifecycle. If gas or water breakthrough occurs, the operator has a robust tool to isolate the ports and thus to optimize field development.

The shifting port MSF technology, controlled by CT without pulling out to surface, is applicable to further drilling in the region and worldwide. The article described the experience gained at the Novoportovskoe field, which focused on the technical side of CT operations. This method can be applied to other oil and gas fields where the construction of horizontal wells with MSF is the main development strategy.

Hydraulic Fracturing – from Tasks to Equipment

Yury BELUGIN, NOV FIDMASH



At the SPE Technical Conference “Hydraulic fracturing in Russia: Experience and Prospects” held in September in Kaliningrad, a number of issues related to hydraulic fracturing in Russia were raised. Technological, legal / legislative aspects were affected, as well as trends and drivers in these areas. But the main vector indicated the need to introduce

new high-performance technologies in hydraulic fracturing.

And of course, the successful implementation of these technologies requires new equipment that meets the relevant requirements.

This implies a mutual movement of the technology developers and equipment manufacturers towards each other. And of course, before something new gains confidence and becomes familiar, quite a few field experiments must take place, not always successful and often associated with certain risks that equipment manufacturers, service companies and customers evenly share.

NOV FIDMASH, as one of the manufacturers of equipment for hydraulic fracturing, is ready to respond to challenges, because we have considerable experience, knowledge and all the necessary resources to develop and manufacture equipment required for modern and promising technologies, ►

ГРП – от задач к оборудованию

Ю.В. БЕЛУГИН, СЗАО «ФИДМАШ»

На проходившей в сентябре в Калининграде технической конференции SPE «ГРП в России: опыт и перспективы» поднимался целый ряд вопросов, касающихся ГРП в России. Затрагивались технологические, правовые/законодательные аспекты, а также тренды и драйверы в данных областях. Но основным вектором обозначалась необходимость внедрения новых высокоэффективных технологий в ГРП.

И, конечно же, для успешного внедрения этих технологий требуется новое оборудование, отвечающее соответствующим требованиям.

Это предполагает взаимное движение навстречу друг другу разработчиков технологий и производителей оборудования. Конечно, прежде чем что-то новое завоеует доверие и станет привычным, должно пройти немало экспериментальных и опытных работ, не всегда успешных и зачастую связанных с определенными рисками, которые поровну делят между собой производители оборудования, сервисные компании и заказчики.

СЗАО «ФИДМАШ», как один из производителей оборудования для ГРП, готово ответить на вызовы, так как у нас есть значительный опыт, знания и все необходимые ресурсы, чтобы разработать и изготовить оборудование, требуемое для современных и перспективных технологий, таких как многостатийные ГРП, импульсные или кластерные ГРП, ГРП с большими объемами закачки, пропантно-кислотные ГРП, азотно-пенные и др.

В докладе рассматриваются дальнейшие пути развития процессингового оборудования ГРП, соответствующего технологическим требованиям по производительности, давлениям, точностным и скоростным параметрам выхода на заданные режимы. Также обсуждается возможность построения флота ГРП с электроприводом.

Возможность реализации технологии ГРП с LPG на территории Российской Федерации

В.А. ЦЫГАНКОВ, Л.А. МАГАДОВА, РГУ (НИУ) нефти и газа им. И.М. Губкина

Одним из наиболее эффективных методов разработки газовых и нефтяных месторождений с осложненными условиями добычи углеводородов является гидравлический разрыв пласта (ГРП). Однако применение наиболее распространенных жидкостей ГРП на водной основе не всегда целесообразно, например, в коллекторах с низким пластовым давлением, водочувствительными минералами, низкопроницаемыми или слабоконсолированными породами. На основании зарубежного опыта можно сделать

such as: multi-stage hydraulic fracturing, pulsed or cluster hydraulic fracturing, hydraulic fracturing with large injection volumes, proppant-acid hydraulic fracturing, nitrogen foam hydraulic fracturing, etc.

The report discusses the further development paths of hydraulic fracturing equipment that meets the technological requirements for performance, pressure, accuracy and speed parameters for reaching the specified modes. The possibility of building a fleet of hydraulic fracturing with electric drive is also discussed.

Feasibility of LPG Fracturing Technology in Russia

V.A. TSYGANKOV, L.A. MAGADOVA, Gubkin Russian State University of Oil and Gas

One of the most effective methods of development of oil and gas fields with harsh conditions of extraction of hydrocarbons is the hydraulic fracturing. However, application of most of water-based fracturing fluids is not always effective. The example is hydraulic fracturing in reservoirs with low reservoir pressure, water sensitive minerals and low-permeability or poorly consolidated rock. Based on foreign experience it is possible to make a conclusion that one of the latest fracturing fluids for these reservoirs can be a hydrocarbon fluid based on liquefied petroleum gas (LPG) or light hydrocarbons. Application of these fluids can be a promising technology in Russia.

Now there is no universal approach to development of Bazhen formations and other similar formations in Russia. A new perspective integrated approach will allow to achieve these objectives and open the way to development of almost inexhaustible source of hydrocarbons estimated by tens of billions of tons of oil.

Development of such approach cannot be carried out by one organization or one enterprise. Such complex work demands involvement of a large number of organizations having unique

competences. The engineering center of Gubkin university of oil and gas is ready to be the coordinator of this project and unite leading enterprises of the Russian oil and gas industry.

Achievement of this purpose is possible by solving a number of problems, which will be solved by consortium members. All tasks represent real challenges which oil and gas companies face every day, and scientific challenges



вывод, что одной из наиболее современных жидкостей разрыва для таких пластов может являться углеводородная жидкость на основе сжиженного углеводородного газа (LPG) или легких углеводородов. Применение таких жидкостей на месторождениях Российской Федерации имеет большие перспективы.

В настоящее время не существует универсального подхода к разработке баженоской и аналогичной ей свитам в Российской Федерации. Новый перспективный комплексный подход позволит достичь этой цели и открыть дорогу к разработке практически неисчерпаемого источника углеводородов, исчисляемого десятками миллиардов тонн нефти.

Выработка такого подхода не может быть реализована силами одной организации или одного предприятия. Такая сложная многогранная работа требует задействования большого количества организаций, обладающих уникальными компетенциями. Инжиниринговый центр Губкинского университета нефти и газа готов выступить координатором данного проекта и объединить под своим началом ведущие предприятия нефтегазовой отрасли России.

Достижение данной цели возможно за счет решения ряда задач, которые и будут решаться членами консорциума. Все задачи представляют собой одновременно вызовы, с которыми ежедневно приходится сталкиваться нефтегазовым компаниям, и научно-исследовательские горизонты, постижение которых знакомо академическим организациям. Новизна всех задач заключается в том, что до настоящего момента предлагаемая технология не была представлена на российском рынке и, по сути, на начальном этапе проекта она являет собой черный ящик, который таит в себе множество неизвестностей и неопределенностей, но при этом такой манящий своими перспективами.

В качестве задач проекта можно выделить следующие большие блоки:

1. Создание лабораторного оборудования.
2. Разработка жидкостей ГРП.
3. Создание и применение программного обеспечения для исследований скважин при добыче углеводородов из нетрадиционных коллекторов.
4. Создание и применение программного обеспечения для подбора месторождений и скважин-кандидатов при реализации технологии ГРП с применением в качестве жидкостей разрыва сжиженных газов.
5. Проектирование и создание флота ГРП, способного закачивать сжиженный газ в качестве жидкости разрыва (песконосителя).

Исследования скважин Повховского и Южно-Вынтоевского месторождений в Западной Сибири с помощью

that are being solved by research organizations. The novelty of all tasks is that until now the proposed technology was not presented at the Russian market and, in fact, at the initial stage it is a black box, which conceals a number of uncertainties. At the same time, solving these tasks can lead to great perspectives.

All tasks of the project can be divided to the following big units:

1. Development of the laboratory equipment;
2. Development of fracturing fluids;
3. Development and application of the software for well surveys in unconventional reservoirs;
4. Development and application of the software for selection of fields and candidate wells for implementation of fracturing technology with application of liquefied gases as fracturing fluids;
5. Design and development of the fracturing fleet capable of pumping liquefied gas as fracturing liquid.

Well Surveys in Povkhskoye and Yuzhno-Vyntoyskoye Fields in Western Siberia with Marker Diagnostics Quantum PLT

Kirill OVCHINNIKOV, GeoSplit LLC



The report represents the results of field application of marker diagnostics for the solution of a number of problems of development of Povkhskoye and Yuzhno-Vyntoyskoye fields in Western Siberia. This report presents the results of internal and external tests of technology for confirmation of the stated characteristics, results of dynamics of

fracturing stages performance on 10 wells and lessons learnt during implementation of the project.

Traditional methods of creation of inflow profiles in horizontal wellbores by means of downhole operations allow obtaining data using logging tool during the short time period. However, these methods do not allow to monitor influence of various production modes and downhole pumping equipment on productivity of intervals. Quantum dots marker-reporters are delivered into the formation by means of coating on the proppant. This allows obtaining data on performance of different intervals of the well for at least one year. Quantum dots are used in marker diagnostics due to a large number of possible combinations obtained by synthesis of marker-reporters. A unique markers combination is used for each fracturing stage or well interval. Within one year, marker-reporters are washed away by water and liquid hydrocarbons and transported to a surface

маркерной диагностики Quantum PLT

К.Н. ОВЧИННИКОВ, ООО «ГеоСплит»

Доклад представляет результаты практического применения маркерной диагностики для решения целого ряда задач разработки Повховского и Южно-Выйнтойского месторождений в Западной Сибири. Вниманию аудитории представлены результаты внутренних и внешних испытаний технологии на подтверждение заявленных характеристик, результаты динамики работы ступеней ГРП на 10 скважинах, а также вынесенные при реализации проекта уроки.

Традиционные методы построения профилей притоков в горизонтальных стволах с помощью внутрискважинных операций позволяют получать данные в краткий период времени нахождения комплекса ПГИ в скважине, что не позволяет эффективно отслеживать влияние различных режимов работы скважины и внутрискважинного насосного оборудования на производительность интервалов. Использование маркеров-репортеров на квантовых точках, внесенных в пласт путем нанесения на проппант для МГРП, позволяет реализовать функцию получения данных по работе интервалов скважины на протяжении как минимум одного года. Использование квантовых точек в маркерной диагностике обусловлено большим количеством возможных комбинаций при синтезе маркеров-репортеров. Для каждой ступени или интервала используется свой уникальный код маркеров. В течение одного года происходит постепенное вымывание маркеров-репортеров водой и жидкими углеводородами и их транспортирование потоком пластового флюида на поверхность. Отобранные пробы анализируются в автоматическом режиме с помощью программно-аппаратного комплекса, основанном на режиме поштучного анализа элементов дисперсной фазы по сигналам светорассеяния и флуоресценции.

После обработки с помощью программного обеспечения и увязкой с фактическим дебитом скважины данные маркерной диагностики переводятся в процентное распределение работы портов МГРП и могут использоваться для:

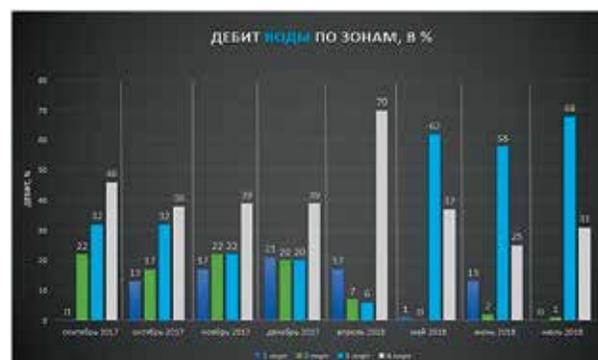
- оценки мероприятий уплотняющего бурения с использованием данных ГДИС;
- выбора оптимальной длины горизонтального ствола;
- оценки степени выработки запасов участка пласта;
- формирования рекомендаций по ОПЗ/РИР/режиму работы в новых скважинах.

Представлена презентация с результатами работ по 3–4 скважинам.

Исследование эффективности ингибитора набухания глин в составе жидкости ГРП

by a formation fluid. Collected samples are analyzed automatically using a software based on the analysis of elements of a dispersed phase according to signals of light scattering and fluorescence.

After software analysis and correlation with an actual flow rate marker diagnostics data is processed



into the percentage distribution of frac ports performance. This data can be used for:

- Evaluation of infill drilling using logging data;
- Selection of the optimum length of horizontal wellbore;
- Evaluation of reservoir depletion;
- Making recommendations to acid treatment/water-shut-off/production modes in new wells.

The report also includes results of operations on 3–4 wells.

Efficiency Analysis of Clay Inhibitor as Part of Fracturing Fluid

L.A. MAGADOVA, V.B. GUBANOV, D.N. MALKIN, S.A. BORODIN, E.S. KRATNOVA, Scientific-Research center "Oilfield chemistry" at Gubkin Russian State University of Oil and Gas

One of the most widespread fracturing fluids are fresh water-based polysaccharide fluids. Using these fluids can lead to such problems as swelling of clays. That is why clay inhibitors are indispensable elements in fracturing fluid. Clay inhibitors include the following components: compounds that replace clay ions to cations (K^+ , Na^+ , NH_4^+ , Al^{3+} , Zr^{4+}), water-repellent agents (high- or low-molecular cationic surfactant, for example – choline chloride).

There are different methods of carrying out comparative evaluation of clay inhibitor performance:

Л.А. МАГАДОВА, В.Б. ГУБАНОВ, Д.Н. МАЛКИН,
С.А. БОРОДИН, Е.С. КРАТНОВА, РГУ нефти и газа
(НИУ) имени И.М. Губкина, НОЦ «Промысловая
химия»

Среди жидкостей ГРП наибольшее распространение получили полисахаридные жидкости на основе пресной технической воды. При их применении могут возникать проблемы, связанные с набуханием глинистых компонентов породы, поэтому в состав жидкости разрыва обязательно входят стабилизаторы (ингибиторы набухания) глин. В качестве стабилизаторов применяются соединения, замещающие ионы глин на катионы (K^+ , Na^+ , NH_4^+ , Al^{3+} , Zr^{4+}), гидрофобизаторы (высоко- и низкомолекулярные катионные ПАВ (КПАВ), например, холин хлорид) [1].

Оценка, прежде всего сравнительная, действия стабилизатора глин может производиться различными методами:

- методики, основанные на линейном увеличении объема образца глины (породы) (СТО Газпром 2-3.2-020-2005, ГОСТ 12248-2010, приборы Linear Swell Meter) [2, 3];
- методики оценки фильтрации воды из суспензии набухшей глины (таймера капиллярной пропитки (CST));
- экспресс-методы визуальной оценки стабильности глинистой суспензии.

Проведенные исследования по оценке набухания бентонитовой глины на приборах Жигача-Ярова и таймере капиллярной пропитки (CST) показали различную эффективность следующих стабилизаторов глин: образец № 1 – 0,1 % холин хлорида (70%-й раствор), образец № 2 – 0,2% КПАВ (30%-й раствор), образец № 3 – 0,2% органической калийной соли.

Для оценки влияния набухания глины на фильтрационные характеристики насыпной модели была выполнена серия из двух экспериментов по сравнению значений проницаемости при последовательной фильтрации пластовой воды, 2%-го раствора KCl, стабилизаторов глин, пресной воды.

Насыпная модель набивалась фракцией кварцевого песка заданной проницаемости с добавкой 5% масс. бентонитовой глины. После фильтрации пластовой воды через модель пласта определялось стабильное значение перепада давления при заданном расходе и, соответственно, коэффициента проницаемости ($K_{пр}$) по воде. На следующем этапе в модель производилась последовательная закачка водного раствора KCl, раствора стабилизатора глин и пресной воды, при этом определялись стабильные значения $K_{пр}$ (рис. 2). Следует отметить значительное (на порядок) снижение значений $K_{пр}$ в процессе закачки растворов стабилизаторов глин и последующей закачки пресной воды по сравнению с первоначальными значениями.

Важной задачей является совершенствование

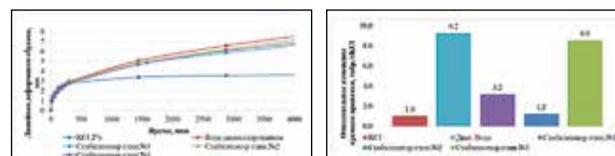


Рисунок 1 – Оценка набухания бентонитовой глины на приборах а – Жигача-Ярова, б – CST

Figure 1 – Evaluation of bentonite clay swelling using a – Zbigach-Yarov tools and b – capillary imbibition timer (CST)

- Methods based on linear swell of rock sample volume (Gazprom standard 2-3.2-020-2005, GOST 12248-2010, Linear Swell Meter tools);
- Methods of evaluation of water filtration from swelled clay suspension (capillary imbibition timer (CST));
- Express methods of visual evaluation of clay suspension stability.

Tests for evaluation of bentonite clay swelling using Zbigach-Yarov tools and capillary imbibition timer (CST) showed different efficiency of the following clay inhibitors: Sample No. 1 – 0.1% choline chloride (70% solution), Sample No. 2 – 0.2% of cationic surfactant (30% solution), Sample No. 3 – 0.2% of organic potash salt.

Two experiments on comparison of permeability during consequent filtration of formation water, 2-% KCl solution, clay inhibitors and fresh water were carried out in order to evaluate influence of clay swelling on filtration characteristics of a formation sand-packed model.

Formation sand-packed model included silica sand fraction with a pre-determined permeability with addition of 5-% wt. bentonite clay. After filtration of formation water through formation model, two values were determined: stable value of pressure gradient at given flow rate and water permeability coefficient. At the next stage, consequent injection of KCl water solution, clay inhibitor solution and fresh water was carried out for determination of stable values of permeability coefficients (figure 2). It is worth mentioning that permeability coefficient values during injection of clay inhibitors and fresh water decreased significantly as compared to initial values.

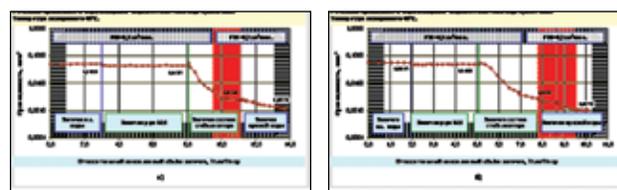


Рисунок 2 – Зависимость $K_{пр}$ модели терригенного пласта при последовательной закачке пластовой воды, 2%-го KCl, раствора стабилизатора глин и пресной воды а – стабилизатор глин, образец 1, б – стабилизатор глин, образец 2

существующих методик и выработки критериев исследований ингибиторов набухания глин, а также обязательное сравнение получаемых результатов с оценкой изменения проницаемости заглинизированных насыпных моделей или реальных кернов в ходе фильтрационных экспериментов.

Неполимерный регулятор вязкости (ВУ ПАВ) и ингибитор коррозии для кислотно-проппантного ГРП

*А.В. ЕЛСУКОВ, А.И. ШИПИЛОВ, Е.В. КРУТИХИН,
АО «Полиэкс»*

Одним из эффективных методов стимуляции притока нефти в карбонатном коллекторе является кислотный гидроразрыв пласта (КГРП), а наиболее перспективным вариантом КГРП по праву может считаться кислотный ГРП с использованием проппанта для эффективного закрепления трещины.

Метод, однако, имеет ряд ограничений, главное среди которых – сложная многостадийная технология закачки. Обычно технология включает последовательную закачку кислоты, буфера, вязких пачек, проппантных пачек, что, в свою очередь, требует большого количества техники и оборудования, а также подбора совместимых друг с другом реагентов.

В сообщении будет предложено решение на основе вязкоупругого поверхностно-активного вещества (ВУ ПАВ) Сурфогель АТ, обеспечивающее существенное упрощение технологии кислотно-проппантного ГРП (КПГРП), при этом гарантируется выполнение необходимых техтребований.

ВУ ПАВ Сурфогель м.АТ позволяет управлять вязкостными свойствами кислотного раствора и способностью транспортировать проппант в широких пределах. Технология может осуществляться при дозировке реагентов в поток. При таком подходе отпадает необходимость в чередовании закачек различных жидкостей, требуется меньшее количество заготовительной техники, снижается общий объем закачиваемой жидкости.

ВУ ПАВ Сурфогель м.АТ не содержит полимерных добавок и полностью удаляется из трещины при освоении, не создавая препятствий для движения флюида.

Кислотный пакет для КПГРП, помимо ВУ ПАВ, содержит высокоэффективный ингибитор солянокислой коррозии «Солинг», реагенты для обеспечения совместимости с нефтями как протравочных пачек, так и рабочего раствора кислоты.

В сообщении будут рассмотрены все основные технические и технологические характеристики предложенного решения и физико-химические свойства ключевых компонентов, предложен вариант технологии применения.

Figure 2 – Permeability coefficient of terrigenous formation sample during consequent injection of formation water, 2-% KCl solution, clay inhibitors and fresh water. a – Clay inhibitor Sample 1, b – Clay inhibitor Sample 2

Important task is improvement of the existing techniques and developments of criteria of testing clay inhibitors, and comparison of the obtained results with evaluation of change of permeability of mudded-up sand-packed models or real cores during the filtration experiments.

ЛИТЕРАТУРА/REFERENCE

1. AADE-16-FTCE-35 Megan E. Abrams, Bill Grieser, Denise Benoit. Everything You Wanted to Know About Clay Damage but Were Afraid To Ask. AADE Fluids Technical Conference and Exhibition held at the Hilton Houston North Hotel, Houston, Texas, April 12-13, 2016.
2. СТО Газпром 2-3.2-020-2005. Буровые растворы. Методика выполнения измерений коэффициента набухания глин и глинопорошков. – Москва, 2005.
3. ГОСТ 12248-2010. Грунты. Методы лабораторного определения характеристик прочности и деформируемости.

Non-Polymer Viscosity Controller (Viscoelastic Surfactant) and Corrosion Inhibitor for Acid-Proppant Fracturing

*AV. ELSUKOV, AI. SHIPILOV, EV. KRUTIKHIN, "Polyex"
Joint-stock company*

One of the effective methods of oil inflow stimulation in carbonate reservoirs is acid fracturing. Now the most promising version of acid fracturing is technology that uses proppant for effective propping of a fracture.

However, this method has a number of limitations. The main limitation is a difficult technology of multistage injection. Usually, this technology includes successive injection of acid, spacer fluid, viscoelastic batches and proppant. This requires a large number of equipment items and a thorough selection of compatible agents.

This report will propose a solution based on viscoelastic surfactant «Surfogel AT» that provides simplification of acid fracturing technology with a guarantee of fulfilling all technical requirements.

Surfogel AT allows controlling viscosity of the acid solution and delivering proppant in a wide range of volumes. This technology can be performed via agents dosing. This approach eliminates the need to follow the required sequence of different agents injection, requires less number of equipment items and reduces the volume of the injected fluid.

Viscoelastic surfactant Surfogel AT does not contain polymeric additives and can be completely removed from a fracturing during stimulation providing no obstacles for the movement of a fluid.

Apart from Surfogel AT, agents package for acid fracturing includes highly effective inhibitor of hydrofluoric acid corrosion "Soling" and agents for providing compatibility of pickling fluid and acid solution with oils.

Развитие через технологии: результаты применения кислотных систем для улучшения приемистости горизонтальных скважин на морском месторождении Каспия

Михаил ГОЛЕНКИН, Ильдар ХАЛИУЛЛОВ, ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть; Сергей ВЕРЕЩАГИН, Дмитрий ОВСЯННИКОВ, Владимир КОБЕЦ, Николай КУЛИНИЧ, «Шлюмберже Лоджелко Инк»

SPE 191701

Месторождение им. Ю. Корчагина, расположенное в российском секторе Каспийского моря, является одним из крупнейших на шельфе Каспия, с извлекаемыми запасами углеводородов более 29 млн тонн нефти и 63 млрд м³ газа. С момента ввода в эксплуатацию весной 2010 года на месторождении было добыто более 8 млн тонн нефти. Компания-оператор ведет разработку месторождения системой горизонтальных сверхпротяженных скважин длиной до 8000 м со стационарной платформы, установленной в районе купола структуры. Основными осложняющими факторами в ходе разработки месторождения являются преждевременные прорывы воды и газа по высокопроницаемым интервалам в горизонтальные скважины. В настоящее время в результате резкого роста обводненности продукции скважин добыча на месторождении им. Ю. Корчагина вынужденно штупируется ввиду существующих ограничений по объемам утилизации пластовой воды в условиях морского месторождения. Для закачки добываемой пластовой воды в водоносную зону карбонатного коллектора пробурены и ведены в эксплуатацию две водонагнетательные скважины. Ежегодно с целью восстановления и увеличения коэффициента приемистости на карбонатные коллекторы в нижней секции горизонтальных участков водонагнетательных скважин проводятся малообъемные кислотные обработки. Начиная с 2014 года было выполнено более 20 матричных и соляно-кислотных обработок с применением различных по своему составу и объему систем. В некоторых случаях увеличение приемистости скважин после обработок с применением традиционных кислотных систем оказывалось хуже ожиданий, демонстрируя ограниченный и краткосрочный эффект от обработки. Поэтому в условиях постоянно возрастающего объема пластовой воды, добываемой на скважинах месторождения, для поддержания требуемого уровня приемистости водонагнетательных скважин потребовалось увеличение частоты кислотных обработок, сопряженное со значительными временными и финансовыми издержками в результате остановки платформы для проведения дополнительных обработок.

Целью данной работы является анализ

The report will cover all technical and technological characteristics of the proposed solution and physical and chemical properties of key components. The application technology will also be described.

Progression Through Technology: Results of Acid Systems Application to Improve Injectivity of Horizontal Wells in Caspian Offshore Oilfield

Mikhail GOLENKIN, Ildar KHALIULLOV, LUKOIL-Nizhnevolzhskneft; Sergey VERESCHAGIN, Dmitry OVSYANNIKOV, Vladimir KOBETS, Nikolay KULINICH, Schlumberger Logelco, Inc.

SPE 191701

Yuri Korchagin field, located in the Russian sector of the Caspian Sea, is one of the largest field on the Caspian shelf with proven reserves stand at 29 million tons of oil and 63 billion cubic meters of gas. Since the beginning of commercial operation, in the spring 2010, the field production passed eight million tons of oil. The operator company conducts development of Yu. Korchagin field by a system of horizontal wells with a length up to 8000 m, from a fixed offshore ice-resistant platform, installed in the dome area of the structure. The main challenges in the field development are associated with premature water and gas breakthroughs at high permeability intervals of horizontal wells. Currently, as a result of the sharp increase in the field water cut, the oil production is constrained due to the existing limitations on volume of produced water that can be utilized in the conditions of the offshore field. Two water-injection wells were drilled and commissioned to utilize produced formation water into the aquiferous zone of the carbonate reservoir. In order to restore and increase the injectivity factor, small-volume acid treatments are carried out yearly on the carbonate reservoirs in the lower horizontal sections of the water-injection wells. Since 2014, more than 20 matrix and hydrochloric acid treatments were performed with application of acid systems of different compositions and volumes. In some cases, the wells injectivity increase after matrix acidizing treatments with traditional acid systems was below expectation, demonstrating limited and short-term effect. Therefore, with constantly increasing volume of produced water at the field, it was required to increase the frequency of acid treatments to maintain the appropriate level of injectivity of the water-injection wells. The additional treatments are associated with significant time and financial costs because of the offshore platform standby and production suspension. The need exists to improve efficiency of acid stimulation treatments performed in the field to achieve sustainable increase in injectivity index of existing wells.

The purpose of this study is to analyze acid stimulation treatments carried out on carbonate reservoirs of the horizontal water-injection wells in 2014–2017, evaluate the efficiency of the treatments with different acid systems to change the injectivity

проведенных работ по стимуляции пласта на горизонтальных нагнетательных скважинах в карбонатных пластах волжского региона за период 2014–2017 годов, оценка эффективности проведенных работ по изменению коэффициента приемистости, перспективности их применения и формирование рекомендаций для дальнейшего улучшения эффективности.

По результатам применения различных кислотных систем на двух горизонтальных водонагнетательных скважинах месторождения им. Ю. Корчагина можно отметить следующие выводы.

1. При выборе оптимальных кислотных систем для успешной стимуляции карбонатного пласта в горизонтальной скважине необходимо учитывать следующие аспекты:
 - энергетику пласта – пластовое давление;
 - температуру пласта;
 - неоднородность свойств карбонатного коллектора вдоль обрабатываемого интервала горизонтальной скважины;
 - количество ранее проведенных кислотных обработок на скважине-кандидате для ОПЗ;
 - объем и очередность применения кислотных систем и отклонителей для обработки горизонтального интервала.
2. Подтверждены зависимости увеличения коэффициентов приемистости при существенном увеличении объема кислоты для работ СКО с использованием только 15% HCL, отмечено существенное увеличение расчетного диаметра ствола после таких СКО.
3. Значительного прироста в увеличении коэффициентов приемистости удалось добиться при использовании в работах СКО с HCL отклоняющих систем, позволяющих увеличить охват пласта вдоль горизонтальной секции скважин, и тем самым перераспределить HCL в новые места. При этом используемый объем кислоты уменьшен по сравнению с типичной СКО.
4. Следующее увеличение значений коэффициентов приемистости до новых уровней было достигнуто после добавления в программу СКО, наряду с HCL и отклоняющими системами, стадий с замедленной кислотой HCL, позволяющей снизить скорость реакции кислоты с породой пласта и увеличить охват коллектора.

Внутрискважинные работы при решении сложных задач

И.В. ЛЕСЬ, ООО «Пакер Сервис»

В докладе было рассказано о нескольких нестандартных задачах, практическое решение которых потребовало поиска оригинальных подходов. Были охарактеризованы четыре случая постановки и решения сложных задач. Первый случай: скважина в Краснодарском

фактор, discuss the prospects for their application in Yu. Korchagin field and formulate recommendations for further efficiency improvements of acid stimulation treatments in the field.

Based on the results of application of various acid systems on two horizontal water injection wells of offshore field named after Yuri Korchagin, we can make the following conclusions

1. When selecting the optimal acid systems for successful stimulation of the carbonate formation in a horizontal well, the following aspects should be considered:
 - Reservoir energy – reservoir pressure
 - Reservoir temperature
 - Heterogeneity of the properties of the carbonate reservoir along the interval of the horizontal well
 - Number of previously conducted acid treatments at the candidate well
 - The volume and sequence of application of acid systems and diversion systems for matrix treatment of the horizontal interval
2. We confirm a consistent pattern of well injectivity increase with significant increase of acid volumes only for jobs where only 15% HCL was used. At the same time, there is a significant increase in the estimated wellbore diameter after such jobs.
3. The significant increase in the injectivity coefficient was achieved after adding the diversion systems together with HCL treatments, which allow to increase the formation coverage along the horizontal section of wells and thus redistribute acid to new areas. At the same time, the volume of acid used is reduced in comparison with typical treatment volume.
4. The next level of increase in injectivity coefficient was achieved after introduction of retarded acid together with diversion systems and HCL. Retarded acid system allows to reduce the rate of reaction of the acid with the formation rock and increase the coverage of the reservoir.

Well Interventions for Solution of Difficult Tasks

Ivan LES, Packer Service LLC

Information about several non-standard tasks, which required unique approaches was provided. The report characterized four cases of setting and solving difficult tasks. The first case: the well in Krasnodar region on the coast of the Azovskoye Sea where it was required to clean the wellbore from barytic deposits. Wellbore pressure: 61 MPa. It was planned to use barite solution with 1.93 density. The task was to cut the tubing using CT, put a collar on the cut side and perform wellbore cleanout. The second case: the organization of CT operations for stimulation of Bazhen deposits with 2-inch CT string (successive opening/closing of fracturing ports). The third case: operations in KHMAO. Successive opening/closing of fracturing ports, hydraulic fracturing. Operations on intervals isolations and achieving reservoir-well

крае на побережье Азовского моря, где требовалась нормализация ствола от баритовых отложений. Давление в стволе 610 атм. Работать предполагалось на баритовом растворе плотностью 1,93. Нужно было с помощью колтюбинга отрезать НКТ, надеть на отрезанную часть колокол и нормализовать забой. Второй случай: организация работ на ГНКТ 50,8 мм по освоению залежей баженовской свиты (по последовательному открытию/закрытию портов МГРП). Третий случай: работы в ХМАО. Последовательное открытие/закрытие портов МГРП, проведение ГРП. Работы по согласованию/отсечению интервалов и достижение связи скважина/пласт. Четвертый случай: работы в Красноярском крае. Проведение ГФИ в горизонтальном открытом стволе, увеличение КИН, снижение процента воды. Докладчик подробно рассказал о ходе решения этих сложных задач и инженерной смекалке, которая помогла достижению успеха.

Опыт выполнения ГТМ на геофизическом кабеле на месторождениях Северного Каспия

В.Р. КУЧУКОВ, ООО «Велтэк Ойлфилд Сервисес (РУС)»

За последние несколько лет компания Welltec зарекомендовала себя как лидер в предоставлении комплексных услуг при проведении ГТМ на морских месторождениях Северного Каспия. Важнейшим проектом в России в 2018 году для Welltec стало выполнение промыслово-геофизических исследований на месторождении им В. Филановского, где была впервые реализована задача управления притоком горизонтальной скважины инструментами на кабеле.

Модернизация и технические решения по повышению качества внутрискважинного инструмента

Ю.Н. ШТАХОВ, ООО «НПП «РостЭкТехнологии»

В фокусе доклада были освещены такие важные вопросы, как модернизация инструмента, увеличение ресурса, основанного на экспериментальных данных, повышение технологичности инструмента, уменьшение себестоимости обслуживания. Докладчик представил отдельные виды инструмента (клапан обратный створчатый, соединительная компоновка, кондуктор для установки переводника, центратор механический рессорный, насадка размывочная и т.п.), описал состав и параметры инструмента работы. Особое внимание было уделено инновационному устройству подъема и подвешивания ГНКТ типа УПТ. ☉

communication. The fourth case: operations in Krasnoyarsk region. Logging operations in horizontal open-hole well, enhanced oil recovery operations, reduction of water cut. The reporter provided detailed information on how these difficult tasks were solved and described smart engineering performance that helped to achieve success.

Experience of Downhole Operations with a Logging Cable at the Fields of the Northern Caspian Sea

Vadim KUCHUKOV, Welltek Oilfield Services (RUS) LLC



For the last few years, the Welltec company proved to be the leader in providing complex services for downhole operations on sea fields of the Northern Caspian Sea. Logging operations at the Filanovskogo field was the major project in Russia in 2018 for Welltec. This was the first operation for inflow control in horizontal well using cable tools.

Modernization and Technical Solutions for Increasing Quality of Downhole Tools

Yury SHTAKHOV, NPP Rostekhtekhnologii LLC



The report focused on such important questions as modernization of tools, increase of the operating life based on experimental data, increase of technological efficiency of the tool, reduction of cost of service. The reporter presented separate types of tools (flapper check valve, connector, conductor

for installation of the crossover, mechanical spring centralizer, cleanout nozzle, etc.) and described components and parameters of tools. Special attention was drawn to the innovative device for pooling and hanging coiled tubing. ☉