



**ГАЗПРОМ
НЕФТЬ**

К.В. Кулаков, С.В. Тишкевич, А.Д. Осташук, С.Ю. Баркалов
Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»)

K.V. Kulakov, S.V. Tishkevich, A.D. Ostashuk, S.Y. Barkalov
Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

Газпром нефть: лидер по наличию компетенций в проведении повторных многостадийных ГРП

Gazprom Neft: the Competency Leader in Multi-stage Hydraulic Refracturing Operations

Введение

В компании ПАО «Газпром нефть», начиная с 2011 года, большинство вновь вводимых скважин из бурения являются горизонтальными (ГС) с многостадийным гидравлическим разрывом пласта (МГРП). На текущий момент на месторождениях Компании пробурено порядка 2700 горизонтальных скважин с МГРП, оборудованных «пакерно-портовыми» компоновками хвостовиков (некементируемые), активируемые путем сброса «шаров-отсекателей», из которых около 800 оборудованы муфтами ГРП многократного действия.

Introduction

Since 2011, most of the newly-commissioned wells delivered by Gazprom Neft's drilling units have been horizontal wells (HW) with multi-stage hydraulic fracturing (MSHF). To date, about 2,700 horizontal wells with MSHF, equipped with ball-drop-activated "packer-and-port" liner assemblies (uncemented), have been drilled in the Company's fields, out of which about 800 are equipped with reusable frac sleeves.

Over time, the productivity of such wells tends to decrease gradually under the influence of various



Рис. 1: Динамика ввода горизонтальных скважин с МГРП в ПАО «Газпром нефть» по годам

Fig. 1: Changes in the number of horizontal wells w/MSHF commissioned by Gazprom Neft, broken down by year

С течением времени, под действием различных геологических и технологических факторов (вынос мех. примесей, пересыпание горной породой интервалов перфорации, кольматация проппантной набивки («вмятие» в пластичные породы, разрушение под действием стрессов), АСПО, соли и т.д.), происходит постепенное снижение продуктивности таких скважин. И на сегодняшний день, проблема выработки запасов и увеличения КИН, за счет повторной стимуляции горизонтальных скважин с МГРП - один из наиболее актуальных вызовов для специалистов «Газпром нефть».

Основными поводами проведения повторных ГРП (рефраков) является:

- Снижение продуктивности скважин в процессе эксплуатации (указано ранее);
- Полученные преждевременные остановки закачки – «СТОПЫ», случаи преждевременного

geological and technological factors (withdrawal of solids, perforations filling with loose rock fragments, fracture clogging with proppant pack material (due to its embedment into plastic rocks and crushing under stresses), asphaltene deposits, salts, etc.). It is, thus, apparent that one of the most pressing challenges facing Gazprom Neft's specialists today is how to develop more reserves and increase oil recovery through repeated stimulation of horizontal wells with MSHF.

The main reasons for carrying out repeated HF operations (refracs) are:

- A decrease in well productivity during the production phase (as indicated earlier);
- Instances of premature injection termination (screen-out alerts) and other premature work completion scenarios (with deviations from the program);
- Stimulation of ports skipped during the initial treatment.

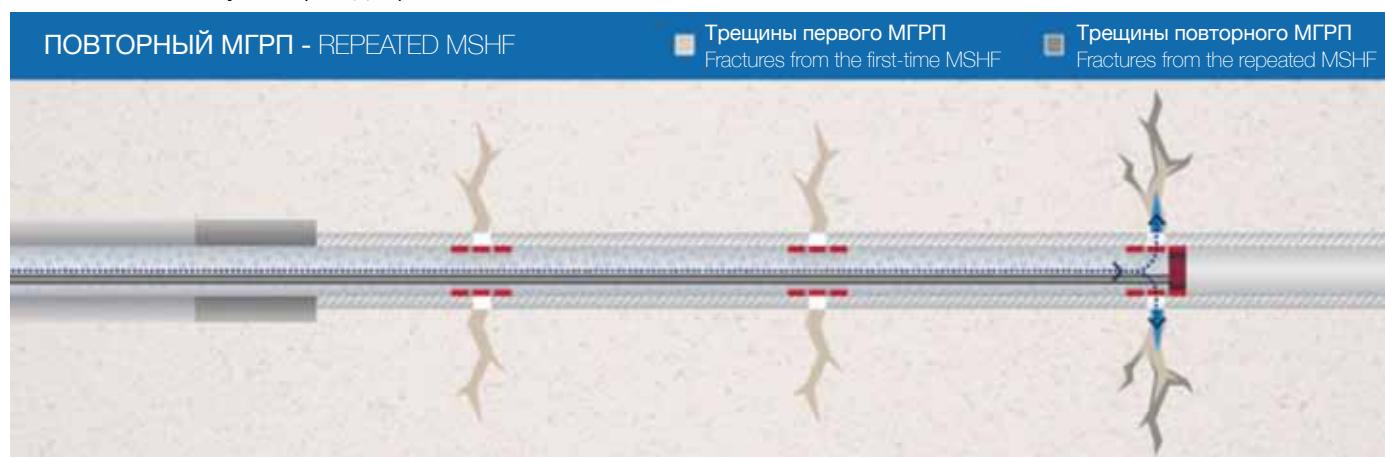


Рис. 2: Схематичное изображение повторного МГРП Fig. 2: Schematic diagram of a refrac operation

- завершения работ (с отклонением от программы);
- Стимуляция портов, пропущенных при первичном подходе.

Рекомендуемые критерии подбора кандидата под рефрак:

1. Глластовое давление Рпл не ниже 0,6*Рпл начальное;
2. Процент обводненности продукции не более 80%;
3. Остаточные запасы более 5 тысяч т;
4. Текущий скин-фактор более -3;
5. Глинистые перемычки не менее 15м до газо- и водонасыщенных пропластков;
6. Удаленность от фронта нагнетания воды;
7. Наличие нестимулированного интервала при

Технологический вызов заключается в том, что типовая конструкция скважин, получивших широкое распространение («шаровые» компоновки хвостовиков с муфтами МГРП однократного действия), не предусматривают проведение повторных стимуляций, что создает трудности при подборе технологий повторной стимуляции:

- Управление портами невозможно;
- Отсутствует возможность селективной обработки интервала без применения дополнительных технологий;
- Не прогнозируется точка инициации и направление развития вторичной трещины;
- Наличие интервалов сужения диаметра компоновки хвостовика.

Такое положение дел определяет два пути дальнейшего развития:

1. Подбор технологий повторных ГРП на текущих компоновках.
2. Подбор альтернативных методов заканчивания скважин.

На сегодняшний день рынок нефтесервисных услуг в области гидроразрыва предлагает достаточно большое количество технологий и подходов к проведению повторных МГРП. Все они, без исключения, заслуживают должного внимания, но все ли они работоспособны и универсальны?

Для ответа на этот вопрос и подбора оптимальной технологии проведения рефраков под условия месторождений ПАО «Газпром нефть» начались работы еще в 2014г.(см. статью П.И. Крюков, Гималетдинов Р.А., Доктор С.А., Файзуллин И.Г., Шайкамалов Р.Г. «Оптимизация технологии повторных многостадийных гидроразрывов пласта»// Нефтяное хозяйство. – УДК 622.276.66.02 – 2015. – №12. – С. 64–67).

The following criteria are recommended for refrac candidate selection:

1. Reservoir pressure PR – not lower than $0.6 \times PR$ (initial);
2. Water cut percentage – not more than 80 %;
3. Residual reserves – more than 5,000 tonnes;
4. Current skin factor – higher than -3;
5. Shale barriers at least 15 m thick separating gas- and water-saturated sublayers;
6. Remoteness from the water-injection front;
7. Existence of an interval which has not been stimulated during the first-time frac treatment.

The technological challenge lies in the fact that the typical well designs that have become common (“ball-type” liner assemblies with non-reusable MSHF sleeves) do not provide for repeated stimulations, which creates the following difficulties in the selection of re-stimulation technologies:

- Port control functions are not available;
- Selective interval treatment is not possible without the use of additional technologies;
- No predictions are made for the secondary fracture initiation point and propagation direction;
- Existence of intervals at which the liner assembly diameter narrows.

This status quo dictates the following two paths for further development:

1. Selection of refrac technologies that will work on currently-used assemblies;
2. Selection of alternative well completion methods.

Today's market for oilfield services related to hydraulic fracturing offers a fairly large number of technologies and approaches for carrying out repeated MSHF operations. All of them, without exception, deserve due attention, but are they all workable and versatile?

Work aimed at answering this question and selecting a refrac technology optimized for the conditions specific to Gazprom Neft's fields began as early as in 2014 (see P. I. Kryukov, R. A. Gimaletdinov, S. A. Doktor, I. G. Fayzullin, R. G. Shaykamalov. Optimizing the repeated multi-stage hydraulic fracturing technology // Neftyanoye Khozyaystvo. – УДК 622.276.66.02. – 2015. – №. 12. – pp. 64–67).

This line of work is ongoing to this day and is continuously enhanced with new experience, technologies, and solutions for carrying out re-stimulation operations on HWs with MSHF. Pilot tests are being carried out to identify the optimal technology for refrac projects.

This work has made it possible to select several solutions that can be used on the producing well stock as well as

Системы подвесок хвостовиков



В текущих реалиях индустрии крайне важно улучшить эффективность и надежность конструкции скважины, сохраняя экономическую эффективность. В различных отраслях, включая добычу нефти и газа, горную промышленность, хранение газа и гидроэнергетику, системы подвески хвостовиков способны сэкономить время и деньги, а также обеспечить повышенную эксплуатационную гибкость при заканчивании скважин. Наш полный каталог систем подвески хвостовиков и вспомогательного оборудования предназначен для составления индивидуальных решений по вашим задачам, начиная со сложных, глубоких газовых скважин с высоким пластовым давлением, заканчивая простыми нефтяными скважинами с низким пластовым давлением.

Узнайте больше на nov.com/completiontools

© 2019 National Oilwell Varco | All Rights Reserved

NOV Completion &
Production Solutions

Работа в данном направлении ведется и в настоящее время с учетом нового опыта, технологий и решений для проведения повторных стимуляций на скважинах ГС с МГРП. Проведятся опытно-промышленные испытания с целью выявления оптимальной технологии проведения рефраков.

В результате подобраны решения, как для скважин действующего фонда, так и для ввода новых.

Технологии проведения повторных МГРП на спущенных («шаровых») компоновках

Одним из важнейших этапов для реализации повторных ГРП является подготовка скважины, включающая в себя:

- Фрезерование седел и шаров (если данные работы не были проведены перед запуском скважины в работу);
- Райбирование ствола скважины;
- Очистка ствола скважины шламоуловителем;
- Промывка скважины до выхода на поверхность раствора требуемого качества;
- Опционально, возможна очистка ствола скважины с использованием гидромониторной промывкой: удаление песка, твердых отложений из НКТ (парафинов, асфальтенов, растворимых твердых отложений и цемента);
- В случае спуска в скважину доп. инструмента для проведения ГРП необходимо сделать шаблонировку хвостовика скважины имитатором компоновки (соответствие диаметра и длины, во избежание аварий при СПО двухпакерной компоновки).

1. Технология с динамическим отклонением

Опробована технология проведения повторного ГРП с применением «динамического отклонения». Технология позволяет производить повторную интенсификацию на горизонтальных скважинах МГРП действующего фонда (нечементируемые хвостовики). Ее суть заключается в блокировании существующих, ранее простимулированных трещин, разлагаемым материалом и последовательной селективной закачке ГРП в существующие интервалы. В случае принятия решения о стимуляции новых зон вдоль горизонтального ствола, проводится гидропескоструйная перфорация (ГПП).

Работа состава динамического отклонителя:

in new well projects to be commissioned.

Repeated MSHF Technologies Using Run-in-Hole (“Ball-Type”) Assemblies

One of the most important stages in refrac implementation is the preparation of the well, which includes:

- Milling the seats and balls (if this work had not been performed before the well was put into production);
- Reaming the wellbore;
- Cleaning the wellbore using a junk basket;
- Flushing the well until the fluid reaching the surface is of the required quality;
- Optionally, the wellbore can be cleaned using the jet-flushing technique: it removes the sand and solids present in the tubing (paraffins, asphaltenes, soluble solid impurities, and cement);
- Frac projects that involve additional run-in-hole operations require that the liner section of the well be drift-tested using a simulator of the assembly (to verify the diameter and length conformity with a view to avoiding accidents during the run-in-hole/pull-out-of-hole (RIH/POOH) operations performed on the dual-packer assembly).

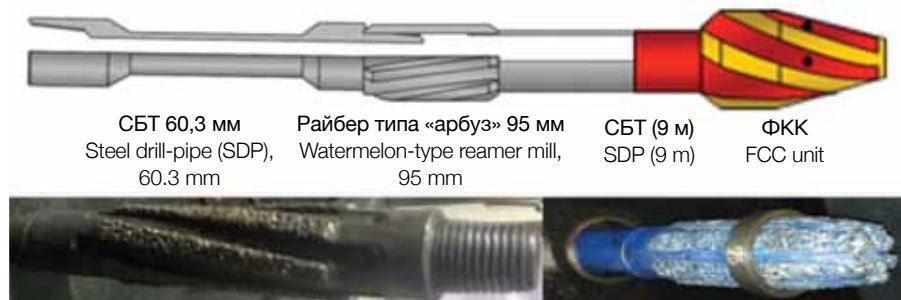


Рис. 3: Оборудование для проработки ствола скважины
Fig. 3: Borehole conditioning equipment

1. Dynamic-Diversion Technology

One of the refrac technologies that have been tested uses the so-called “dynamic diversion” method. This technology makes it possible to carry out re-stimulation projects on the existing HW stock with MSHF (uncemented liners). Its key idea is to block the existing, previously stimulated fractures with degradable material and then to start selectively injecting frac fluid into the existing intervals, one by one. If a decision is made to stimulate new zones along the horizontal wellbore, this is achieved using the hydro-sandblasting perforation (HSP) method.

The fluid used in the dynamic diversion process works as follows: large particles are blocked at the mouth of the fracture, small particles reduce the permeability of the pill

ECKEL®

5½ HS UHT-35

БЕЗОТКАЗНЫЙ, НАДЕЖНЫЙ И ПРОВЕРЕННЫЙ

47453.6Нм

**Особенности гидравлического ключа
5½ HS UHT-35 Эккель:**

- Крутящий момент 35000 футо-фунтов (47453.6 Нм)
- Гибкий выбор значений крутящего момента и скорости вращения при использовании гидравлического мотора с технологией Hydra-Shift в сочетании с механической двухскоростной передачей, четыре диапазона крутящего момента и скорости вращения.
- Быстрая смена скользящих головок
- Работает с бурильными трубами
- Hydra-Shift (гидравлическое переключение частоты вращения и крутящего момента)
- Гидравлическое стопорное устройство WD Tri-Grip.
- Радиальный замок дверки



Гидравлические ключи Эккель защищают ваши трубные соединения от дорогостоящих повреждений. Проверено по всему миру.

Уже более 60 лет Эккель является мировым лидером в поставке высокопроизводительных гидравлических ключей. Эккель предлагает разнообразные модели гидравлических ключей для работы с бурильными, обсадными и насосно-компрессорными трубами, гидравлические стопорные устройства и силовые гидравлические станции. Предлагается вниманию полный модельный ряд гидравлических ключей для работы с трубами от 2-1/16 (52,4 мм) до 36 дюймов (914,4 мм) и крутящим моментом до 135000 футо-фунтов (183035 Нм) для самых востребованных условий на суше и на море.

В чем ваша основная проблема с трубным соединением?
Узнайте больше на WWW.ECKEL.COM/RU



Гидравлические станции дизельные и электрические



Explorer II - Компьютеризированная система контроля и регистрации крутящего момента и скорости вращения

Разнообразные типы вкладышей для каждого применения

ECKEL®
HYDRAULIC POWER TONGS

PREMIUM
SOLUTIONS
high performance power tongs

eckel.com | sales@eckel.com

Эксклюзивный региональный представитель:
Коралайна Инжиниринг:



Coralina Engineering:
coralina.ru | oil-gas@coralina.ru

крупные частицы блокируются при входе в трещину, мелкие частицы уменьшают проницаемость пачки для временной изоляции трещины, волокна консолидируют пачку, время разложения блок-пачки зависит от ее объема и пластовой температуры.

Типовой порядок проведения работ:

- Проведение термометрии для выявления выработанных зон – принимающих интервалов (исследование температурного профиля горизонтального ствола скважины);
- Закачка отклонителя и блокирование существующих трещин (принимающих интервалов);
- ГПП (опционально);
- ГРП;
- Проведение термометрии для выявления месторасположения новой трещины ГРП за счет выявления температурных аномалий (исследование температурного профиля горизонтального ствола скважины);
- Проведение цикла требуемое количество раз;
- Освоение скважины;
- Демонтаж и демобилизация флотов ГРП и гибкой насосно – компрессорной трубы (ГНКТ).

material for temporary isolation of the fracture, the fibers consolidate the pill; the time it takes for the blocking pill to decompose depends on its size and on the reservoir temperature.

The typical work procedure is as follows:

- Carrying out thermometry testing to identify the depleted zones, i. e. recipient intervals (studying the temperature profile of the horizontal wellbore);
- Injecting the diverter fluid and blocking the existing fractures (recipient intervals);
- HSP (optional);
- HF;
- Carrying out thermometry testing to identify the location of a new fracture obtained via HF by identifying temperature abnormalities (studying the temperature profile of the horizontal wellbore);
- Completing the cycle again as many times as required;
- Bringing the well on-line;
- Dismantling and demobilizing the frac fleets and coiled tubing (CT).

The Company has implemented this technology:

- At 3 wells drilled in the Vygapurovskoye field operated by Gazpromneft-NNG (5, 4, and 4 stages, respectively) – Phase 1;

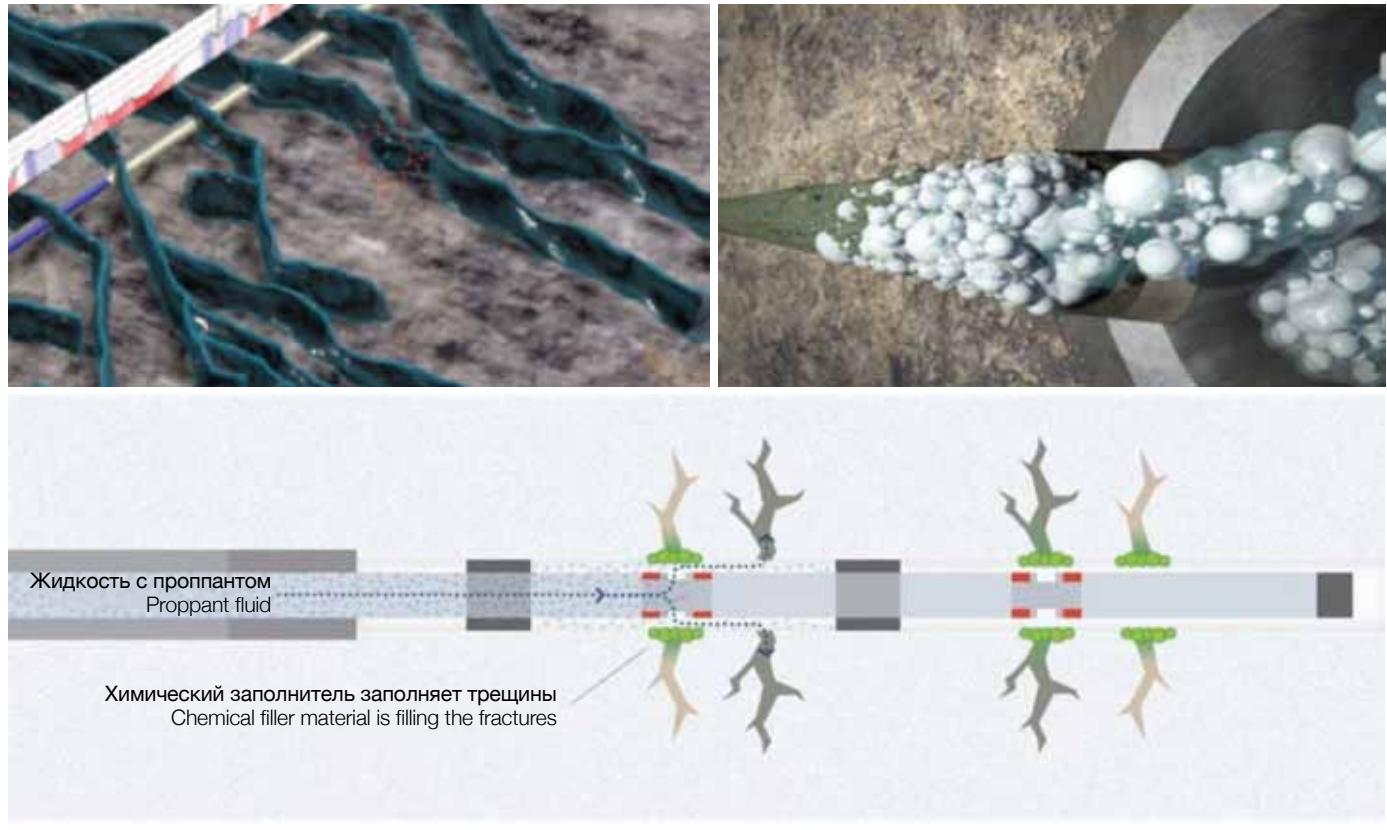


Рис. 4: Проведение повторного ГРП с применением «химического отклонителя»

Fig. 4: Refrac operations using a “chemical diverter” unit

Рис.3. Проведение повторного ГРП с применением «химического отклонителя».

Технология в Компании была реалзована:

- на 3 скважинах Вынгапуровского месторождения ОАО «Газпромнефть-ННГ» (5, 4 и 4 стадии) - фаза 1;
- на 2 скважинах Южно-Приобского месторождения ООО «Газпромнефть-Хантос» (по 4 стадии) - фаза 2;
- наиболее успешный опыт на 3 скважинах в ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» (3, 2 и 3 стадии).

Данная технология подтвердила свою работоспособность, однако, выявлен и ряд ограничений:

- присутствие риска развития трещины в интервале размещения блок-пачки;
- риск развития трещины в выработанные зоны пласта;
- высокая стоимость проведения работ в связи с необходимостью привлечения комплекса ГНКТ для проведения термометрии;
- Неоднозначные результаты по добыче требуют пересмотра критериев выбора скважин-кандидатов.

2. Технология с применением малогабаритного пакера на НКТ и отсыпки проппантом

Проведение повторных стимуляций при помощи малогабаритного пакера на НКТ и отсыпки проппантом.

Типовой порядок проведения работ:

- Качественная подготовка скважины, проведение шаблонировки для избежания аварий при спуско-подъемных операциях (СПО) малогабаритного пакера;
- Посадка малогабаритного пакера для отсечения

- At 2 wells drilled in the Yuzhno-Priobskoye field operated by Gazpromneft-Khantos (4 stages each) – Phase 2;
- The greatest success was achieved at 3 wells operated by Slavneft-Megionneftegaz (3, 2, and 3 stages, respectively).

This technology has proven to be a workable solution, but at the same time has demonstrated the following limitations:

- Risk of fracture propagation in the interval where the blocking pill is located;
- Risk of fracture propagation into the depleted zones of the reservoir;
- High cost of work due to the need to use a CT system for thermometry;
- Inconsistent production results call for a revision to the candidate well selection criteria.

2. Technology Using a Small Tubing Packer and Proppant Filling

Re-stimulation operations using a small tubing packer and proppant filling.

The typical work procedure is as follows:

- High-quality well preparation, drift testing to avoid accidents during the RIH/POOH operations performed on the small packer;
- Setting the small packer to cut off the upstream frac ports that are open;
- Carrying out the “substitution” operation, determining the injection capacity;
- Injecting the minifrac fluid;
- Carrying out the main frac treatment with proppant under-flushing (at the final stages, the concentration should be quite high – 2000 kg/m³);
- Waiting for the fracture to close and compacting the proppant pack;

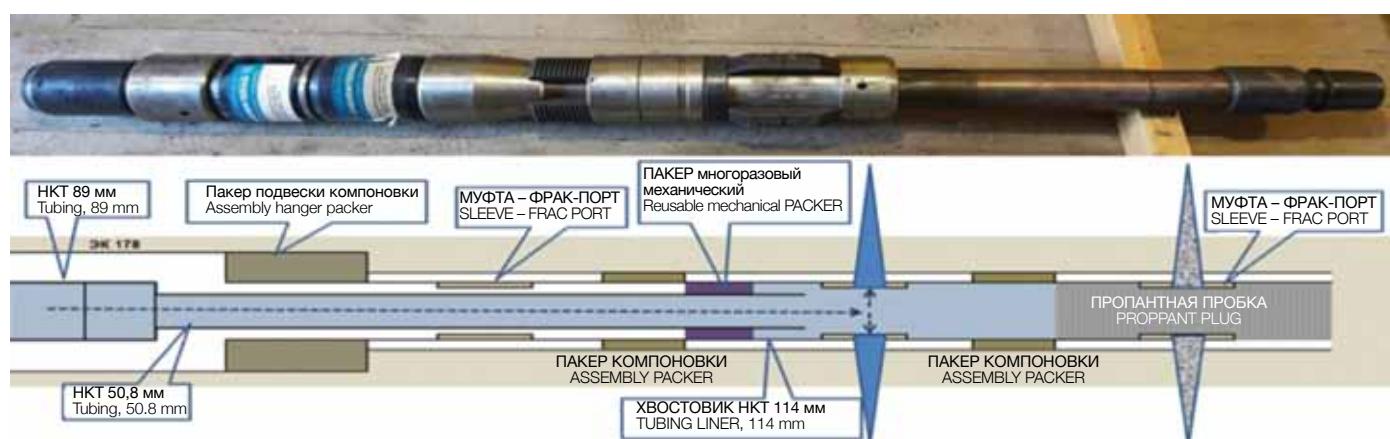


Рис. 5: Проведение повторного ГРП с использованием малогабаритного пакера на НКТ и отсыпки проппантом

Fig. 5: Refrac operations using a small tubing packer and proppant filling

- открытых фрак-портов, расположенных выше;
- Проведение операции «замещение», определение приемистости;
- Закачка Мини ГРП;
- Выполнение основного ГРП с недопрорывкой проппанта (последние стадии с высокой концентрацией - 2000кг/м³);
- Ожидание закрытия трещины и уплотнение проппантной отсыпки;
- Перепосадка пакера (бригадой капитального ремонта скважин – КРС) в следующий интервал,
- Повторение цикла требуемое количество раз.

Несмотря кажущуюся простоту и использование «стандартного» оборудования, данная технология имеет ряд существенных ограничений.

- Высокие требования к качеству подготовки ствола скважины (фрезерование седел и шаров);
- Риск прихвата и повреждения малогабаритного пакера, износ эластомера при проведении спуско-подъемных операций (СПО);
- Дополнительные затраты на работу ГНКТ и СПО КРС.

При этом нет гарантированной изоляции стадий (возможны утечки в ранее простимулированные интервалы, риск получения «СТОПа»).

3. Технология проведения ГРП с применением двухпакерной компоновки

Использованием двухпакерной компоновки. Инструмент представляет собой компоновку многоразового действия, верхний пакер чашечного типа, оснащен форсунками для ГПП (опция), и проведения неограниченного количества стадий.

Типовой порядок проведения работ:

- Подготовка ствола скважины;
- Спуск инструмента в требуемый интервал, позиционирование;
- Пакеровка инструмента;
- Проведение ГПП;
- Активация чашечного пакера;
- Тест на приемистость;
- Проведение основного ГРП;
- Распакеровка, перевод инструмента в транспортное положение;
- Подъем к следующему интервалу.
- Посадка пакера;
- Повторение цикла требуемое количество раз.

Благодаря наличию двухпакерной системы, позволяющей изолировать нужный интервал, данный инструмент можно использовать для проведения рефраков на имеющихся «шаровых» компоновках. Такие работы были успешно реализованы на

- Resetting the packer (by the well workover crew, WWO) to the next interval,
- Repeating the cycle as many times as required;

Despite the apparent simplicity and the use of “standard” equipment, this technology has a number of significant limitations.

- High requirements for the wellbore preparation quality (milling of seats and balls);
- Risk that the small packer will get stuck and damaged; wear and tear of the elastomer material used in the RIH/POOH operations;
- Additional costs associated with the use of coiled tubing and RIH/POOH operations by the WWO crew.

At the same time, there is no guarantee that any stage will be properly isolated (leaks into the previously-stimulated intervals are possible, screen-out risk is a concern).

3. Frac Technology Using a Dual-Packer Assembly

Using a dual-packer assembly. The tool is a reusable assembly, the upper packer is a cup-type device equipped with nozzles for HSP operations (optional), suitable for handling an unlimited number of stages.

The typical work procedure is as follows:

- Preparing the wellbore;
- Running the tool into the required interval, positioning;
- Sealing the tool;
- Carrying out HSP;
- Activating the cup-type packer;
- Testing for injection capacity;
- Conducting the main frac treatment;
- Unsealing the tool and switching it to the transport position;
- Going up to the next interval.
- Setting the packer;
- Repeating the cycle as many times as required.

Thanks to the availability of a dual-packer system making it possible to isolate the desired interval, this tool can be used to carry out refrac operations on existing “ball-type” assemblies. Such work was successfully implemented at three wells drilled in the fields operated by Slavneft-Megionneftegas:

- 1 well – 3 frac stages preceded by HSP operations, 25 tonnes of proppant each (114 mm cemented liner of constant cross-section).
- 1 well – 3 frac stages using existing ports, 25 tonnes of proppant each (114 mm, uncemented liner, drilling through “ball couplings” was required);
- 1 well – 3 frac stages using existing ports, 15 tonnes of proppant each. A sidetracked well (102 mm, uncemented liner, drilling through “ball couplings” was required).



Рис. 6: Схема двухпакерной компоновки Fig. 6: Dual-packer assembly schematic

трех скважинах месторождений «Славнефть – Мегионнефтегаз»:

- 1 скважина - 3 стадии ГРП после ГПП по 25т пропанта каждая (114мм равнопроходной цементированный хвостовик).
- 1 скважина - 3 стадии ГРП в существующие порты по 25 т пропанта (114мм, нецементированный хвостовик, потребовалось разбуривание «шаровых муфт»);
- 1 скважина - 3 стадии ГРП в существующие порты по 15 т пропанта. Скважина с боковым стволом - 102мм., нецементированный хвостовик, потребовалось разбуривание «шаровых муфт»).

В «Славнефть – Мегионнефтегазе» аналогичная компоновка была успешно использована при проведении первичного ГРП в равнопроходных хвостовиках, оборудованных муфтами ГРП «разрывного» типа (срабатывание муфты и открытие перфорационных отверстий происходит при создании определенного давления) на трех скважинах по 8 стадий (5-7т пропанта на стадию).

Также имеется опыт повторной стимуляции двухпакерной компоновкой на двух скважинах ООО «Газпромнефть-Ямал», конструкция хвостовика в которых представлена секциями заколонных пакеров и фильтров.

Работы по спуско-подъемным операциям (СПО) инструмента осуществлялись силами КРС: скважина предварительно подготавливается (райбирование, с проработкой интервалов позиционирования чащ и посадок самой компоновки, шаблонирование горизонтальной части ствола скважины, промывка гидромониторной насадкой противопесочных фильтров и удаление колыматационного экрана в ПЗП). Далее, перед началом работ компоновка располагается выше всех фильтров в части «глухой

Slavneft-Megionneftegas successfully used a similar assembly during the initial frac treatment in constant-cross-section liners equipped with “burst” frac sleeves (the sleeve is activated and the perforation holes open when a certain pressure is created) at three wells, 8 stages each (5–7 tonnes of proppant per stage).

Dual-packer assemblies have also been used for re-stimulation projects at wells operated by Gaz-promneft-Yamal, whose liner designs comprised sections of annular casing packers and filters.

The tool run-in-hole and pull-out-of-hole (RIH/POOH) operations were carried out by the WWO crew: the wellbore was prepared in advance (reaming and conditioning of the intervals where it was planned to position the cups and to set the assembly itself, drift-testing of the horizontal portion of the wellbore, flushing the sand screen using a jet-flushing nozzle, and removing the wall packing layer in the bottom-hole zone of the formation). Next, before the commencement of the work, the assembly is located above all the filters in the “dead string” section (to prevent any cross-flow through annular casing packers), and its cups are pressure tested. If the pressure test is successful, the assembly is then lowered to the required interval, its cups are positioned between the filter sections, and the frac operation is carried out. This experimental project was unique in how the assembly was put together in such a way that the distance between the cups was equal to the length of the filter section (which, in this case, matched the length of the perforation interval for hydraulic fracturing) – i. e. 140 and 170 m.

RIH/POOH operations for the dual-packer assembly can be performed on both conventional and coiled tubing. The use of this technology is associated with a high risk of the assembly getting stuck and damaged; also, the elastomer material used in the RIH/POOH operations is

трубы» (для исключения возможности перетока по заколонным пакерам) и проводится опрессовка чашек - «кап». В случае успешной опрессовке производится спуск компоновки в требуемый интервал, лоцирование «кап» в промежутках между фильтровыми секциями и проведение ГРП. Уникальность данных опытно-промышленных работ заключалась в сборке компоновке таким образом, что расстояние между «капами» было равно длине фильтровой части (что в данном случае являлось интервалом перфорации для ГРП) – это 140 и 170м.

Работа по СПО с двухпакерной компоновкой, возможны, как на НКТ, так и на ГНКТ. Применение данной технологии сопряжено с высоким риском прихвата и повреждения компоновки, износ эластомера при проведении СПО. В случае получения «СТОПа» - высокие риски, связанные с распакировкой двухпакерной системы и вымывом проппанта.

4. Технология проведения повторных стимуляций в «шаровых» компоновках с муфтами МГРП многоразового действия

При полномасштабном тиражировании технологии проведения МГРП с «шаровыми компоновками», в ответ на наши переживания касаемо предстоящих работ по повторным стимуляциям скважин с «шаровыми» фрак-портами однократного действия, часть производителей оперативно отреагировали и сработали на опрежение. Около 30% поставленных и спущенных по Компании компоновок, после 2015г. оказались с возможностью повторного закрытия/открытия.

По истечению трех лет работы в ООО «Газпромнефть-Хантос» пришло время повторных ГРП на данных скважинах ГС с МГРП, и такие работы начались в 2018 году.

Была подготовлена скважина с 7ми стадийным МГРП (1 гидропорт и 6 фрак-портов), отфрезерованы посадочные седла (для шаров), очищен и отшаблонирован ствол.

Изначально планировалось закрытие всех муфт, проверка герметичности, далее по очередное открытие, проведение повторного ГРП и закрытие муфт: 1, 3, 5 и 7.

Первая попытка закрытия муфт осуществлялась специальной однопакерной компоновкой на ГНКТ. Не смотря на качественную подготовку скважины, в ходе ведения работ не однократно были получены затяжки и прихваты, также в работе компоновки

exposed to high wear and tear. Where a screen-out alert has been received, there are high risks associated with possible unsealing of the dual-packer system and the proppant being washed out.

4. Re-stimulation Technology Involving “Ball-Type” Assemblies with Reusable MSHF Sleeves

With the full-scale rollout of the MSHF technology using “ball-type assemblies,” as we voiced our concerns about the upcoming work involving the re-stimulation of wells with non-reusable “ball-type” frac ports, some of the manufacturers promptly responded and went proactive. About 30 % of the assemblies delivered and distributed down the Company’s supply chain after 2015 turned out to be equipped with reclosing/reopening functionality.

After three years of work at Gazpromneft-Khantos, the time has come to refrac these HWs with MSHF, and such work began in 2018.

A well previously subjected to a 7-stage MSHF treatment (1 hydraulic port and 6 frac ports) was prepared, the seat pockets (for the balls) were milled, the borehole was cleaned and drift-tested.

The initial plan was to close all the sleeves, test them for leak-tightness, then to open them one by one, carry out the refrac operation, and then close the sleeves in the following order: 1, 3, 5, and 7.

The first attempt to close the sleeves was carried out using a special CT-deployed single-packer assembly. Despite the high-quality preparation of the wellbore, work progress was hindered multiple times due to dragging and sticking problems; also, the assembly demonstrated numerous operational abnormalities associated with inadequate leak-tightness of the reusable packer. Out of the 6 frac ports, it was found possible to close only 2: 7 and 6.

Next, an attempt was made to replace the assembly with a special impact-action hydraulic wrench capable of delivering large loads to the port and producing shock action. However, these attempts also proved unsuccessful.

According to the manufacturer, the reason why the wrenches have failed to produce the desired action on the frack ports was most likely that this equipment is quite sensitive to the presence of proppant and foreign objects (various fragments that emerged during the milling of the assembly and exploitation of the well) in the wellbore. Yet another factor that may have contributed to the failure is a design defect in the reusable sleeves themselves (jamming of the sleeve cylinder).

наблюдались многочисленные проблемы в виде негерметичности пакера многоразового действия. Из сти фрак-портов закрыть удалось только: 7 и 6.

Далее была предпринята попытка смены компоновки на специальный ключ с гидромолотом, позволяющий передавать на порт большие нагрузки и создавать ударное воздействие. Однако, и эти попытки не увенчались успехом.

По заявлению производителя, вероятной причиной неудач при работе ключей с фрак-портами – высокая чувствительность к наличию в стволе скважины проппанта, а также посторонних предметов (различные фрагменты от фрезерования компоновки и эксплуатации скважины). Также к возможным причинам можно отнести недоработку самих многоразовых муфт (заклинивание цилиндра муфты).

По скважине было принято решение продолжить работу по повторным стимуляциям с использованием мостовых пробок для отсечения открытых нижних интервалов. На текущий момент работы по скважине продолжаются и это только первый опыт проведения подобных работ, по этой причине ставить точку и делать выводы о работоспособности шаровых многоразовых фрак-портов еще рано.

Технологии МГРП при альтернативных методах заканчивания

Таким образом, накопленный опыт работ по рефракам на скважинах действующего фонда позволил сделать вывод, что необходимо изменить сам подход к строительству скважин, а именно: переход на равнопроходные цементированные хвостовики с муфтами ГРП многократного действия.

Практически одновременно с первыми попытками проведения рефраков на «шаровых» компоновках, начиная с 2014г. в ПАО «Газпром нефть» стартовали работы по строительству горизонтальных скважин нового поколения, которые могут снять основные существующие ограничения при проведении рефраков.

Бесшаровая технология проведения МГРП с равнопроходными муфтами многоразового действия

Одним из примеров нового подхода является строительство горизонтальных скважин, оборудованных равнопроходными цементированными хвостовиками с муфтами МГРП многоразового действия. Управление муфтами осуществляется специальным ключом на ГНКТ.

The decision made regarding this well was to continue the re-stimulation work using bridge plugs to cut off the lower intervals that were open. Work on this project is currently still in progress, and these are just the first steps in doing this kind of work, so it is too early now to call it a day and draw any conclusions about the functional capability of reusable ball-type frac ports.

MSHF Technologies Applicable for Alternative Completion Configurations

In view of the foregoing, it can be concluded that the lessons learned from the refrac operations carried out on the producing well stock have made it clear that we need to change our very approach to well construction, namely, to switch to cemented liners of constant cross-section with reusable frac sleeves.

As early as in 2014, at almost the same time that the first attempts were made to carry out refrac operations on “ball-type” assemblies, Gazprom Neft pioneered the construction of next-generation horizontal wells which can eliminate the main restrictions that are currently in the way of refrac projects.

Ball-Free MSHF Technology with Reusable Sleeves of Constant Cross-Section

One example of the new approach is the construction of horizontal wells equipped with cemented liners of constant cross-section with reusable MSHF sleeves. The sleeves are controlled via a special CT-deployed wrench.

The typical work procedure is as follows:

- Closing all the ports in the course of one RIH/POOH operation;
- Opening the required frac sleeve;
- Raising the CT or lowering it below the stimulated interval;
- Conducting the frac treatment;
- Closing the sleeve;
- Switching to the next sleeve and repeating the work cycle.

The main advantages of this approach are as follows:

- The number of stages is conditionally “unlimited” (if there is a risk that the fracture will break into closely located gas- or water-bearing zones, the developer can reduce the tonnage and increase the number of stages to achieve the planned production parameters);

- 1) Позиционирование и гидравлическая активация ключа под муфтой
1) Positioning the wrench under the sleeve and hydraulically activating it

2019 Schlumberger, все права защищены
2019 Schlumberger Rights Reserved

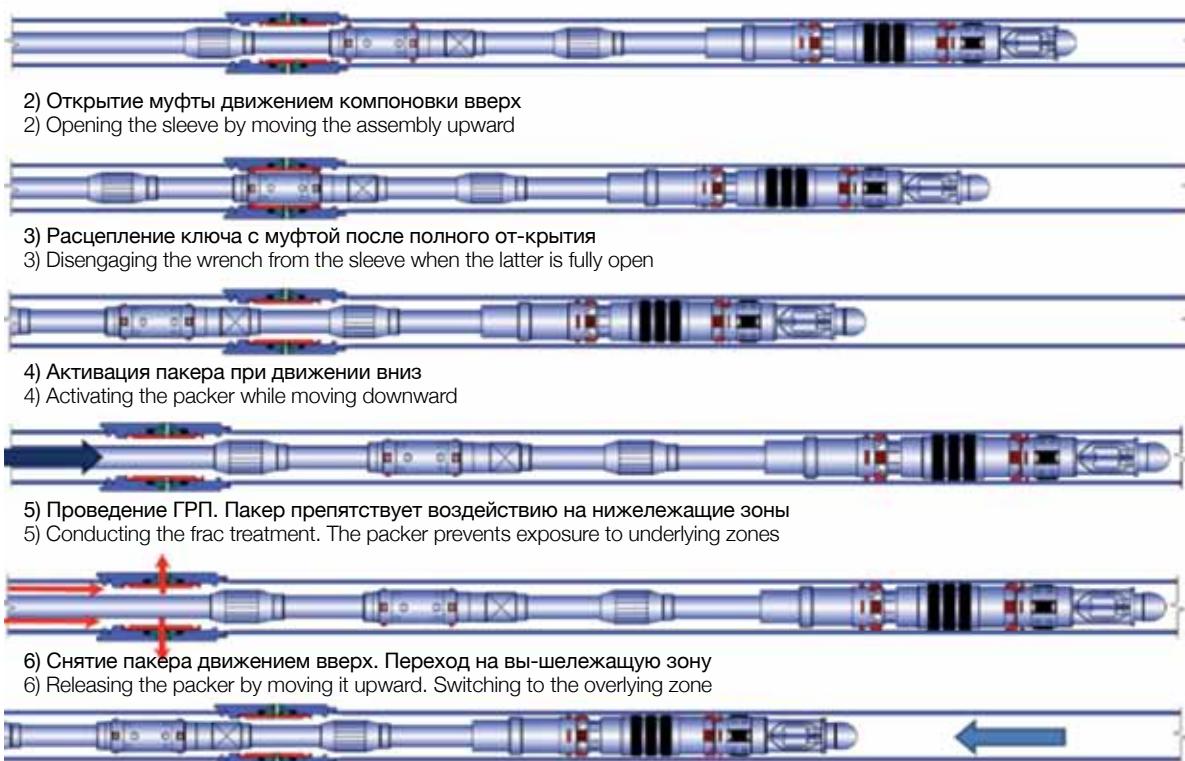


Рис. 7: Проведение ГРП с использованием муфт ГРП многоразового действия (ключ+профиль муфты)

Fig. 7: Frac operation involving reusable frac sleeves (wrench + sleeve section)

Типовой порядок проведения работ:

- Закрытие всех портов за одну СПО;
- Открытие требуемой муфты ГРП;
- Подъем ГНКТ или спуск ниже стимулируемого интервала;
- Проведение ГРП;
- Закрытие муфты;
- Переход к следующей муфте и повтор цикла работ.

Рис.6. Проведение ГРП с использованием муфт ГРП многоразового действия (ключ+профиль муфты).

Главные достоинства данного подхода:

- Условно «неограниченное» количество стадий (в случае риска прорыва в близко расположенные газо- или водоносные горизонты существует возможность снижения тоннажа и увеличения количества стадий для достижения запланированных добывочных параметров);
- Наличие равнопроходного ствола (снижение риска аварий, прихватов, возможность

- A wellbore of constant cross-section (reducing the risk of accidents and sticking problems, the ability to analyze the functioning of the frac ports);
- Because the liner is cemented, the fracture will be initiated opposite the frac sleeve within a predetermined interval (no cross-flow behind casing);
- Selective stimulation of the required interval is possible;
- Well control (closing the reusable sleeves) is possible if there is a water or gas breakthrough;
- No restrictions on the frac design (concentration, flow rate, tonnage, etc.).

The following risks exist:

- Possible sticking problems during CT operations;
- High costs associated with the use of CT.

The technology was implemented at four wells operated by Gazpromneft-Yamal:

- 2 wells, 27 and 30 MSHF stages, respectively;
- 2 wells, 8 MSHF stages each;

- проведения исследований работы фрак-портов);
- Благодаря цементированному хвостовику инициация трещины ГРП происходит напротив муфты ГРП в заданном интервале (отсутствие заколонных перетоков);
- Возможность селективной стимуляции требуемого интервала;
- Возможность управления скважиной (закрытие многоразовых муфт) в случае прорыва воды или газа;
- Отсутствие ограничений по дизайну ГРП (концентрация, расход, тоннаж и т.д.).

Существующие риски:

- Возможный прихват при выполнении операций на ГНКТ;
- Высокие затраты на работу ГНКТ.

Технология была реализована в ООО «Газпромнефть-Ямал» на четырех скважинах:

- 2 скважины по 27 и 30 стадий МГРП;
- 2 скважины по 8 стадий МГРП

8 скважин (по 8, 12 и 21 стадий) в ожидании проведения ГРП. В ближайшее время по данной технологии запланировано проведение повторных ГРП.

Не смотря на то, что результаты успешного рерфака на многоразовых портах в Компании отсутствуют, на текущий момент – это один из самых перспективных подходов к строительству скважин и проведению ГРП, что подтверждается, как технологической, так и экономической эффективностью.

Выводы

На сегодняшний день поиски инструмента для проведения рефраков на текущих компоновках ГС с МГРП не завершены.

На текущий момент вопрос работоспособности многоразовых муфт МГРП при повторном ГРП через 3- 5 лет остается открытым. Проведение ОПИ «рефрак на многоразовых портах» ожидается в ближайшее время.

Сравнение экономической эффективности от реализации повторных МГРП, также, показывает превосходства бесшаровых технологий за счет исключения необходимости высокоявийных работ по разбуриванию оснастки хвостовика и

8 wells (8, 12, and 21 stages) are awaiting frac treatment. A number of refrac projects using this technology have been planned for the near future.

Despite the fact that the Company has no history of successful refrac implementations with reusable ports, this technique is currently one of the most promising approaches to well construction and hydraulic fracturing, which is confirmed by its technological as well as economic efficiency.

Conclusions

The search for a refrac tool that can work on assemblies currently used in HSs with MSHF is in progress to this day.

The question of whether reusable MSHF sleeves can reliably be used in refrac operations, 3–5 years later, is still open. Pilot testing of a refrac technology involving reusable ports is expected in the near future.

A comparative analysis of economic efficiencies derived from the implementation of repeated MSHF operations has also demonstrated the superiority of ball-free technologies inasmuch as they obviate the need for accident-prone work required to drill through the liner accessories and to normalize the bottom-hole environment using a CT system.

For the existing HW stock with MSHF, the technology we can highlight as one of the sensible solutions on the market is:
the MSHF technology using a CT-deployed dual-packer assembly.

An analysis of technologies that can be used on newly-commissioned HWs with MSHF has shown that the most promising avenues for the implementation of repeated MSHF operations on HWs are the construction of cemented liners of constant cross-section equipped with reusable slider-type sleeves as well as the transition to ball-free technologies and assemblies based on soluble elements, which suggests a revision to the current well completion approaches.

Bibliography:

1. Методический документ ПАО «Газпром нефть»: Методические указания на проведение работ по многостадийному(многозонному) ГРП на месторождениях Компании. М-01.05.07-03 [Guidance document of Gazprom Neft: Guidelines for carrying out multi-stage (multi-zone) hydraulic fracturing at the Company's fields. M-01.05.07-03]

нормализации забоя с применением комплекса ГНКТ.

Для скважин ГС с МГРП действующего фонда из представленных технологий можно выделить: технологию МГРП с использованием двухпакерной компоновки на НКТ.

Для ввода новых скважин ГС с МГРП анализ технологий показал, что наиболее перспективным направлением для реализации повторных МГРП на ГС является строительство равнопроходных цементированных хвостовиков, оборудованных многоразовыми сдвижными муфтами, переход на бесшаровые технологии, компоновки с растворимыми элементами, что предполагает пересмотр подходов заканчивания скважин.

Список используемой литературы:

1 Методический документ ПАО «Газпром нефть»: Методические указания на проведение работ по многостадийному(многозонному) ГРП на месторождениях Компании. М-01.05.07-03

2 П.И. Крюков, Гималетдинов Р.А., Доктор С.А., Файзуллин И.Г., Шайкамалов Р.Г. «Оптимизация технологии повторных многостадийных гидроразрывов пласта»//Нефтяное хозяйство. – УДК 622.276.66.02 – 2015. – №12. – С. 64–67).

3 Принадлежность рисунков:

1-2 – ПАО «Газпром нефть»;
3 – Schlumberger + ООО «Газпромнефть-НТЦ»;
4 – «Сибнефтемаш» + ООО «Газпромнефть-НТЦ»;
5 – Halliburton;
6 – Schlumberger.

Авторы статьи:

Кулаков Константин Владимирович - Директор по развитию функции «Бурение и внутрискважинные работы» ООО «Газпромнефть НТЦ».

Тишкевич Сергей Викторович - Начальник Управления внутрискважинных работ ООО «Газпромнефть НТЦ».

Осташук Анатолий Дмитриевич – Руководитель направления управления внутрискважинных работ ООО «Газпромнефть НТЦ».

Баркалов Станислав Юрьевич – Главный специалист управления внутрискважинных работ ООО «Газпромнефть НТЦ».

2. Крюков с.П. И., Гималетдинов Р. А., Доктор С. А., Файзуллин И. Г., Шайкамалов Р. Г. «Оптимизация технологии повторных многостадийных гидроразрывов пласта» // Нефтяное хозяйство. – УДК 622.276.66.0. – 2015. – № 12. – С. 64–67 [Р. I. Kryukov, R. A. Gima-letdinov, S. A. Doktor, I. G. Fayzullin, R. G. Shaykamalov. Optimizing the repeated multi-stage hy-draulic fracturing technology // Neftyanoye Khozyaystvo. – UDC 622.276.66.02. – 2015. – No. 12. – pp. 64–67].

3. Images owned by:

- 1 & 2 – Gazprom Neft;
- 3 – Schlumberger + Gazpromneft-STC;
- 4 – Sibneftemash + Gazpromneft-STC;
- 5 – Halliburton;
- 6 – Schlumberger.

Article Authored By:

Konstantin Vladimirovich Kulakov

Chief Development Officer, Drilling and Downhole Operations Function, Gazpromneft STC.

Sergey Viktorovich Tishkevich

Head of Downhole Operations Department, Gazpromneft STC.

Anatoly Dmitrievich Ostashuk

Area Manager, Downhole Operations Department, Gazpromneft STC.

Stanislav Yuryevich Barkalov

Chief Specialist, Downhole Operations Department, Gazpromneft STC.

Published with thanks to Gazprom Neft & PROneft Magazine

Материал любезно предоставлен компанией ПАО «Газпром нефть» и журналом «PROнефть»

