

Первое в России успешное применение технологии гидроразрыва пласта без подъема ГНКТ на поверхность при проведении многотоннажных МГРП

First Successful Heavy-Tonnage Fracturing with CT Inside the Well in Russia

В.А. МАШОРИН, И.А. САХИПОВА, Е.А. УФИМЦЕВ, АО «НК «Конданефть»;
К.В. БУРДИН, М.А. ДЕМКОВИЧ, К.А. СТАРОДУБЦЕВА, «Шлюмберже»

V.A. MASHORIN, I.A. SAHIPOVA, E.A. UFIMTSEV, AO «NK «Kondanef»;
K.V. BURDIN, M.A. DEMKOVICH, K.A. STARODUBTSEVA, Schlumberger

В июне 2018 года впервые в России для закачки многотоннажных ГРП применили технологию многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) по малому затрубному пространству между гибкой насосно-компрессорной трубой (ГНКТ) и насосно-компрессорной трубой (НКТ) в скважинах, где использованы хвостовики с управляемыми портами ГРП (далее – МГРП с ГНКТ), первые работы выполнены на Кондинском месторождении. При использовании данной технологии операции по проведению ГРП проводятся без подъема ГНКТ на поверхность, что позволяет значительно сократить операционное время на скважине. На сегодняшний день уже завершены работы на пяти скважинах по данной технологии с проведением ГРП тоннажем 70–100 тонн на порт. Технология заканчивания МГРП «Premium Port + Jackal» позволяет оптимизировать процесс ГРП с использованием полнопроходных сдвижных муфт и включает в себя:

- многоразовую муфту ГРП (полнопроходная, с возможностью цементирования, позволяет проводить повторные открытия неограниченное число раз);
- заколонные пакеры, активируемые давлением, предназначены для изоляции заколонного пространства между муфтами ГРП;
- ключ-толкатель Harriger (предназначен для манипуляции муфтами ГРП и использования с ГНКТ/НКТ);
- дополнительно механический пакер (опционально, применяется в случае невозможности закрыть один из портов). Рассчитан для многоразового использования, активируется осевым перемещением ГНКТ в любом месте хвостовика, рассчитан на дифференциальное давление 680 атм. (10 000 psi).

Описание технологии МГРП с ГНКТ в скважине

В современных реалиях России и по всему миру все большую популярность набирают работы с использованием компоновок хвостовика с управляемыми муфтами ГРП.

Открываемые/закрывающиеся порты, компоновки с полнопроходным сечением (пример детального



Рисунок 1 – Расстановка флотов ГРП и ГНКТ

Figure 1 – Fracturing and CT fleets layout

First successful heavy-tonnage multistage fracturing (MSF) with Coiled Tubing (CT) inside the well was performed in June 2018 in Russia in the Kondinskoe field. All the wells were equipped with reclosable CT fracturing sleeves and stimulated using the integrated completion service in which fracturing operations are combined with CT operations and are run with CT inside the well. This reduces operation time for MSF jobs. Five MSF wells have been successfully stimulated, with 70–100 tons of proppant per fracturing port. The reclosable fracturing sleeves and multistage packer technologies used in the Premium Ports +



Рисунок 2 – Многоразовая муфта ГРП

Figure 2 – Reclosable CT fracturing sleeve

Jackal service enable us to optimize the fracturing process. The system comprises:

- Reclosable CT fracturing sleeves can be switched to various positions (The full-bore valve can be used in cemented wells and enables repeated opening and closing of ports);
- Open hole hydraulic packers isolate zones in uncemented completions;

описания может быть найден в статье Колоды и коллег [1]), управляемые с помощью гибкой насосно-компрессорной трубы (ГНКТ), позволяют проводить селективные ГРП как на новых скважинах, так и на скважинах после некоторого периода эксплуатации, освоить и вывести на приток каждый продуктивный интервал по отдельности и совместно (описано у Бурдина и коллег [2]).

Для проведения ГРП применяется специальный ключ для открытия/закрытия портов ГРП. Работа с портами ГРП проводится при помощи ГНКТ, при этом подъем ГНКТ перед каждой операцией ГРП не требуется. ГРП проводится по малому затрубному пространству ГНКТ – НКТ. Дополнительным преимуществом данной технологии является возможность добавлять стадии ГРП к уже



Рисунок 3 – Ключ-толкатель
Figure 3 – Shifting tool



Рисунок 4 – Механический пакер (опционально)
Figure 4 – Multistage packer (optional)

установленной системе при помощи проведения гидropескоструйной перфорации.

Технология заканчивания МГРП с ГНКТ в скважине позволяет проводить селективные, повторные ГРП как на новых скважинах, так и на скважинах, находящихся в эксплуатации, а также при необходимости выборочно закрывать порты ГРП при водо- и газопроявлениях или различного рода исследованиях. Технология предусматривает сокращение времени на ввод скважины в эксплуатацию, исключает необходимость разбуривания седел/шаров, позволяет проводить промывку скважины без дополнительных СПО ГНКТ, тогда как равнопроходной внутренний диаметр компоновки исключает ограничения по дальнейшим внутрискважинным работам. Существует возможность проводить МГРП на скважинах с управляемыми портами в любой последовательности (1–2–3...10 либо 1–3–2...10). Отсутствуют какие-либо ограничения по количеству стадий ГРП в скважине. Технология позволяет обеспечить эффективное извлечение запасов углеводородов за счет многократного увеличения площади контакта трещин, контроля зоны инициации трещины, ее размера и проводимости. ▶

- ACT shifting tool (CT / tubing conveyed);
- Multistage Mechanical Packer Jackal (optional, could be used in case of inability to close one of ports). Resettable packer, could be activated in any part of liner with axial CT movements, 680 atm (10 000 psi) rated.

Premium Ports + Jackal Description

Premium Ports + Jackal service relies on shifting fracturing ports with full-bore section (the detailed description could be found in the paper of Koloda and colleagues [1]), with CT manipulation to perform selective fracturing not only in new wells but in wells after any operational period. The service also can be used in workovers not only with individual fracturing ports but with all the ports in the well concurrently (description could be found in the paper of Burdin and colleagues [2]).

The service uses reusable fracturing ports. To perform the fracturing process, a special tool is used to shift the ports open or closed. All the shifting operations are handled with CT; there is no need to pull the CT out of the well before each fracturing operation. The fracturing fluid is pumped down the annulus of the frac string and CT. Another benefit of the technology is the possibility to add extra fracturing operations to the initially agreed program by making extra abrasive perforations with CT, if needed.

Such technology gives an opportunity to perform selective stimulations either at new wells or at wells in production while enabling the operator to close ports if gas or water breakthrough occurs or if well intervention or logging are required. The technology reduces



Рисунок 5 – Порт и ключ на ГНКТ
Figure 5 – Frac sleeve and shifting tool BHA

operational time by eliminating seat and ball milling and thereby enabling CT well cleanout without additional runs, while full bore completion doesn't restrict any subsequent well intervention or limit the number of stages. Treatments can also be performed in any sequence ▶

На каждой скважине был проведен следующий комплекс мероприятий:

- Шаблонирование скважины с забойным двигателем и фрезой диаметром 95 мм. Данная операция позволит исключить последующий непроход с ключом диаметром 95 мм и в случае наличия забойного мусора проработать интервалы посадок для последующей нормализации со шламоуловителем.
- Нормализация со шламоуловителем является критичной и важной частью подготовки скважины к проведению операций по открытию/закрытию портов ГРП как с ГНКТ в скважине, так и в случае подъема после открытия. Исходя из сложившегося опыта на выполненных скважинах, наличие забойного мусора является стандартной практикой как для новых скважин, так и для скважин после эксплуатации. Нормализация ствола скважины со шламоуловителем позволяет извлечь крупный мусор, который в последующем может привести к осложнениям во время работы с ключом. Основной причиной данных осложнений является маленький зазор 4 мм между ключом 95 мм и внутренним диаметром хвостовика 99 мм, что приводит к осложнениям при работе по открытию/закрытию портов.
- Проведение МГРП с ГНКТ в скважине. Как отмечалось ранее, открытие/закрытие портов для последующего ГРП происходит без подъема ГНКТ на поверхность.
- Промывка скважины после проведения каждого ГРП и перед открытием портов.
- Открытие всех портов ГРП.
- Освоение скважины азотом.

Комплексный подход к проведению МГРП без подъема ГНКТ

Технология «Premium Port + Jackal» подразумевает установку сдвижных муфт равнопроходного диаметра в колонне 114 или 140 мм и может быть использована как в цементированном стволе, так и с разграничением стадий заколонными пакерами. Муфты активируются на ГНКТ с последующей закачкой ГРП по малому затрубью НКТ – ГНКТ, наличие специальной устьевой арматуры Fracguard позволяет производить совместный монтаж оборудования ГНКТ и ГРП.

Проведение МГРП с ГНКТ в скважине было возможно при применении специального оборудования, а именно:

- использование ГНКТ диаметром 50,8 мм обусловлено необходимостью обеспечить дохождение ГНКТ до необходимых глубин в горизонтальных участках скважины до 2000 м, проводить промывку скважин с эффективными расходами. Применение большего типоразмера труб влечет за собой использование более мощного силового оборудования, а именно: – для работы с новым типоразмером ГНКТ 50,8 мм использована инжекторная головка

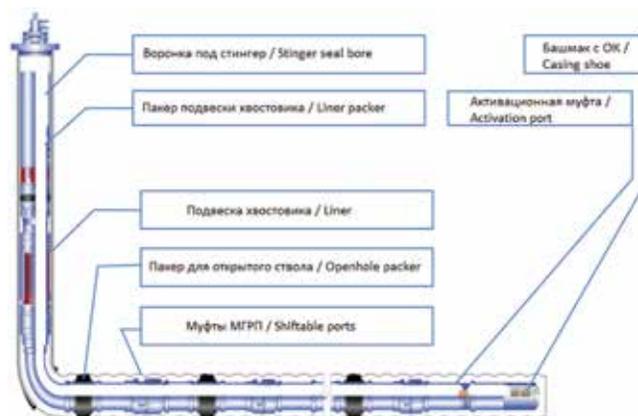


Рисунок 6 – Пример конструкции скважины при проведении МГРП по технологии «Premium Port + Jackal»
Figure 6 – Example of well schematic while performing «Premium Port + Jackal» operation

(1–2–3...10, or 3–1–2 sequence if needed). The service also enables maximized wellbore coverage and reservoir contact to increase production and recovery by achieving maximum control of fracture placement, sizing, and conductivity.

Each horizontal well in the Kondinskoe field was

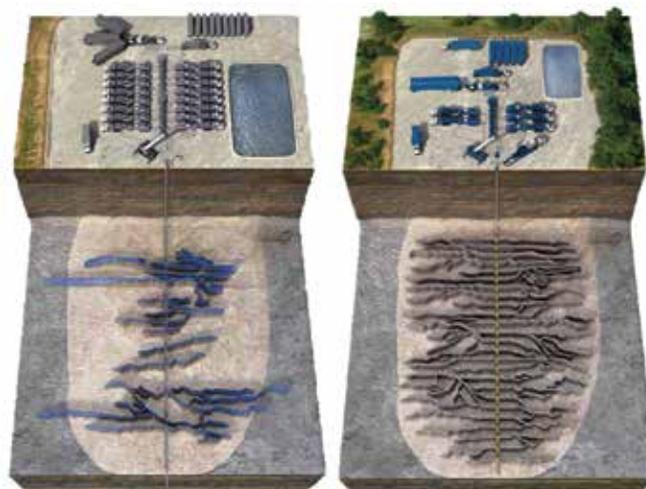


Рисунок 7 – Сравнение распределения трещин в горизонтальном стволе, слева стандартная технология МГРП, справа технология «Premium Port + Jackal»

Figure 7 – Comparison of fractures distribution along horizontal well, right «Premium Port + Jackal», left standard MSF technology

treated as follows:

- Well drifting with motor and milling tool with a diameter not less than 95 mm to ensure smooth work with each of the subsequent BHAs.
- Bottomhole cleaning with sludge extractor is a critical process in well preparation for shifting fracturing ports. Based on experience, we determined that bottom-hole sludge (Figure 8) is always presented in the well both at new and



Рисунок 8 – Результаты нормализации со шламочувителем

Figure 8 – Bottomhole sludge, removed from the well with a sludge extractor

повышенных мощностей, более вместительные барабаны, а также силовые агрегаты для обеспечения необходимых мощностей в процессе производства работ.

- Крестовина с протектором для ГНКТ.

В состав противовыбросового оборудования, смонтированного на устье скважины, обязательно входит специальная крестовина с протектором для ГНКТ. Протектор является необходимым для обеспечения защиты ГНКТ от эрозии проппантом при проведении ГРП.

- Гидравлический осциллятор 73 мм позволяет достигать забоя с ГНКТ и доводить дополнительную нагрузку на порт для открытия/закрытия порта ГРП, а также создавать осевые и радиальные нагрузки на порт, что также помогает при его открытии/закрытии.

Инструмент является опциональным и может быть включен в состав КНК в зависимости от глубины скважины и коэффициента трения. Активация инструмента происходит путем закачки жидкости через ГНКТ. При активации осциллятора создаются вибрации, за счет чего происходит создание дополнительной нагрузки на забое.

Изоляция последовательных стадий может осуществляться путем закрытия предыдущей муфты ГРП. Таким образом, использование многоразового механического пакера Jackal возможно в качестве дополнительного инструмента в случае невозможности изоляции стадии ГРП путем закрытия муфты. Отличительной особенностью технологии является ее модульность и возможность открытия и закрытия муфты ГРП одним и тем же инструментом-ключом в компоновке ГНКТ

workover wells, as explained by Burdin and colleagues [2]. Large pieces of sludge could lead to complications during jobs inside the well because of the small (4-mm) clearance between the shifting key and liner ID.

- MSF with CT inside the well. Frac ports are shifted in any sequence without pulling CT out of the well.
- Cleanout after all fracturing operations but before reopening all the fracturing ports.
- Open all fracturing ports.
- Nitrogen lifting operations.

Integrated Approach Premium Ports + Jackal with CT in the Well

Technology Premium Port + Jackal uses 4.5- or 5.5-in fullbore liners and can be used in cemented or uncemented wells. Sleeves are activated with CT after stimulation through the CT/frac string annulus. In addition, a FracGUARD* isolation head allows simultaneous rig-up of coiled tubing and fracturing equipment.

The possibility of execute MSF with CT inside the well is possible only with special equipment:

- CT with pipe diameter of 50.8 mm (2 in.) to ensure strength to reach total depth in the horizontal section up to 2000 m and deliver the rates necessary for postjob cleanouts. The large tubing diameter also necessitated an injector head with increased power, and extra power units.
- Special FracGUARD* with protector for CT. (Figure 9). This FracGUARD* needs to protect the CT from erosion with proppant during fracturing operations.
- 73-mm oscillator to help the CT reach target depths and deliver extra loads to shift frac ports. The tool is optional and is be used when needed, depending on the well's depth and friction



Рисунок 9 – Специальная устьева арматура FracGUARD*

Figure 9 – Specially designed FracGUARD* isolation head

или НКТ. Таким образом, открытие может проводиться практически неограниченное количество раз и без подъема ГНКТ.

Основные преимущества технологии при условии предоставления комплексного сервиса по услугам заканчивания, ГНКТ и ГРП компании «Шлюмберже»:

- обширный мировой опыт по проведению МГРП по данной технологии и успешный опыт в РФ;
- технологически практически неограниченное количество стадий ГРП;
- возможность детального выбора точек инициации трещин ГРП в случае установки в цементированном хвостовике;
- наличие равнопроходного хвостовика, в случае заканчивания со сдвижными муфтами ГРП – отсутствие необходимости разбуривания седел/пробок ГРП;
- возможность проведения селективного повторного ГРП в ранее не стимулированных зонах;
- наличие устьевого оборудования FracGUARD*, позволяющего производить ГРП без подъема ГНКТ из скважины;
- возможность записи забойных давлений на автономный прибор при проведении ГРП;
- углубленная оценка рисков и комплексный подход к подготовке совместного плана работ (заканчивание + ГНКТ + ГРП), как результат – минимизация рисков при проведении работ;
- совместимость оборудования (например, совместимость типоразмеров забойного и устьевого оборудования по всем трем сервисам; вывод необходимых параметров с ГНКТ в ГРП и обратно и пр.);
- возможность быстрого согласования изменений в процессе работ между всеми тремя сервисами (результат: уменьшение общего времени выполнения работ);
- оптимизация используемого вспомогательного оборудования на кустовой площадке (АКН, ЦР, ППУ, ЦА, АДПМ и пр.).

Опыт применения технологии «Premium Port + Jackal» на Кондинском месторождении

В период с июня по сентябрь 2018 года были проведены первые многотоннажные МГРП с ГНКТ в скважинах на Кондинском месторождении, с тоннажем проппанта до 100 тонн на один порт. Все работы на Кондинском месторождении проводились на терригенных коллекторах группы АС.

Так, средний расход закачки при проведении ГРП составил 3,5–2,8 м³/мин, максимальная концентрация проппанта составляла 900 кг/м³, использовался проппант фракции 20/40 и 16/20 на всех портах. На каждый порт в среднем было закачено 230–250 м³ жидкости при проведении основного ГРП. Среднее давление закачки ГРП составило 400 атм., что на 80–100 атм. выше, чем при проведении ГРП на скважинах, где

coefficient. The oscillator creates vibration and additional loads that help CT move in the well.

Resettable mechanical packer to be used as an additional tool if a sleeve is unable to close. A distinctive feature of the technology is its modularity and the ability to open and close the sleeve with the same shifting tool on CT or tubing. Thus, the opening/closing cycles could be carried out unlimited number of times without additional CT runs.

The main advantages of integrating the completion, coiled tubing and fracturing services are:

- extensive international experience of MSF with this technology and successful experience in the Russian Federation;
- technically unlimited number of frac stages;
- ability to select precise fracture initiation points with a cemented liner;
- Full-bore construction, which eliminates drilling seats and balls;
- The possibility of selective refracturing;
- Ability to perform fracturing while CT is in the well;
- Ability to record bottomhole pressure with memory gauges during hydraulic fracturing;
- In-depth risk assessment and integrated approach, minimizing risks;
- Hardware compatibility (for example dimensions of downhole and wellhead equipment, job parameters, and acquisition systems);
- Ability to manage change rapidly and safely, operational time;
- Reduced operational footprint.

Experience of «Premium Port + Jackal» Technology application at Kondinskoe Field

First heavy-tonnage MSF with CT inside the well were from June to September 2018 in the Kondinskoe field, with tons of 100 tons proppant per fracturing port. All the fracturing treatments were performed in the terrigenous AS group reservoirs in the Kondinskoe field.

An average slurry rate was 3.5–2.8 m³/min, with maximum proppant concentration of 900 kg/m³ of 20/40 and 16/20 mesh proppant at all ports. On average, 230–250 m³ of liquid was pumped during the main job at every port. The average treating pressure was 400 atm, which is 80 to 100 atm more than we typically observe when pumping without CT in the well. Maximum treating pressure was 550 atm, a limitation related to having CT in the well during the fracturing operations.

An additional advantage of technology MSF with CT inside the well is the ability to monitor pressure inside CT while performing fracturing. The average pressure inside the CT was 180–200 atm. Pressure inside the CT is characteristic of bottomhole pressure (BHP),

использовалась «шаровая» технология открытия портов. Максимальное рабочее давление во время проведения ГРП составляло 550 атм., что обусловлено нахождением ГНКТ в скважине, при проведении ГРП.

Дополнительным преимуществом технологии проведения МГРП с ГНКТ в скважине является возможность мониторинга давления в ГНКТ при проведении ГРП (среднее поверхностное давление в ГНКТ в нашем случае составляло 180–200 атм.), при этом давление в ГНКТ является относительным показателем забойного давления, так как при проведении ГРП происходит закачка в ГНКТ жидкости с неизменными характеристиками, с одинаковой скоростью прокачки через ГНКТ. При данных условиях изменение давления в ГНКТ свидетельствует об изменении забойного давления в скважине, что в свою очередь помогает своевременно реагировать флотам ГРП и ГНКТ для предупреждения осложнений в процессе ГРП.

Выводы

На Кондинском месторождении была успешно внедрена новая система заканчивания МГРП Premium Ports + Jackal на пяти многостадийных скважинах. Было использовано от 8 до 10 портов ГРП на каждой скважине, что соответствует 46 успешно проведенным операциям ГРП на протяжении всех работ. Во время данных работ всего было закачено 3434 т проппанта.

- Число стадий/портов без смены инструмента – 10 шт.
- Масса проппанта без смены инструмента – 840 тонн.
- Кол-во СТОП отмыто без дополнительного СПО – 1 стадия/порт.
- Максимальное количество многотоннажных ГРП в сутки на территории РФ – 3 стадии.

Сняты все опасения по несовместимости данной технологии с многотоннажными ГРП.

По результатам работ сделали вывод, что существует большой потенциал для применения данного типа операций в ближайшем будущем как в России, так и за рубежом. ☉

ЛИТЕРАТУРА

1. Колода А.В., Морозов О.Н., Панарин А.Т., ООО «ГАЗПРОМ НЕФТЬ ШЕЛЬФ», Мухаметшин И.Р., Булыгин И.А., Шестов С.А., Ксенофонтова А.А., «Шлюмберже». SPE 176511 «Применение технологии PremiumPort для проведения поинтервальной обработки пласта с возможностью регулирования профиля приемистости на нагнетательных скважинах Приразломного месторождения», SPE Russian Petroleum Technology Conference, 26–28 October 2015, Moscow, Russia.
2. Бурдин К.В., Стародубцева К.А., Деменчук И.А., Сериков Д.А., «Шлюмберже», Мазитов М.Р., Валиуллин А.С., ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». SPE-182123 «Успешный опыт проведения подготовки скважины с ГНКТ для повторных МГРП на компоновках со сдвижными муфтами на скважинах после 2-летней эксплуатации», SPE Russian Petroleum Technology Conference, 2016, Moscow, Russia.

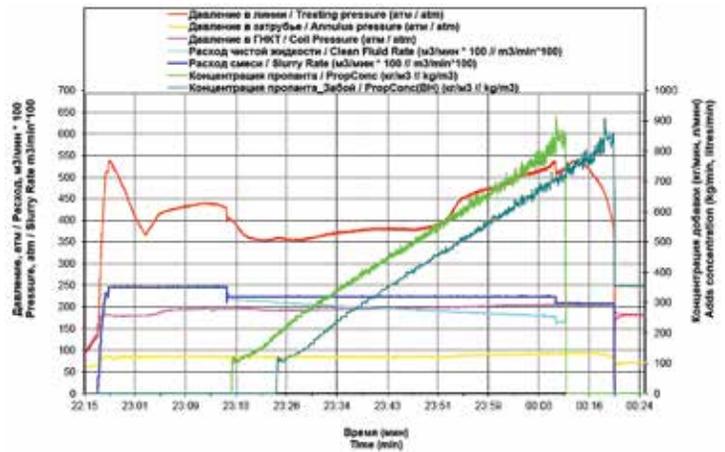


Рисунок 10 – Проведение 70-тоннажного ГРП на Кондинском м/р, с ГНКТ в скважине

Figure 10 – 70-t fracturing job at Kondinskoe field with CT inside the well

because during fracturing we pump linear gel into the CT with constant rate and fluid properties. This enables rapid response to bottomhole pressure in order to prevent possible problems during fracturing.

Summary

Premium Ports + Jackal with CT inside the well has successfully implemented at 5 wells in the Kondinskoe field, KhMAO. Each well was equipped with 8 to 10 fracturing ports for a total of 46 successful fracturing operations during the period of work, with a total of 3434 tons of proppant pumped.

- Number of stages / ports per BHA: 10.
- Proppant pumped per BHA: 840 t.
- Number of screenout cleaned out without an additional CT run: 1
- Maximum frac stages per 24 hours: 3

All concerns about the incompatibility of this technology with multi-tonnage fracturing

To summarize, the technology described at the paper has a large potential for future implementation in Russia and abroad in the nearest future. ☉

REFERENCES

1. Koloda A.B., Morozov O.N., Panarin A.T., "Gazprom Neft Shelf LLC", Muhametshin I.R., Bulygin I.A., Shestov S.A., Ksenofontova A.A., "Schlumberger". SPE 176511 «The First Application of Premium Port Technology to Conduct Zonal Stimulation and the Ability to Control the Well Injectivity Profile on a Unique Offshore Field in the Arctic (Russian)», SPE Russian Petroleum Technology Conference, 26–28 October 2015, Moscow, Russia.
2. Burdin K.V., Starodubtseva K.A., Demenchuk I.A., Serikov D.A., "Schlumberger", Mazitov M.R., Valiullin A.S., LLC LUKOIL-Western Siberia SPE-182123 "Successful CT Intervention for Re-Frac on Horizontal Oil Well After 2 Years of Production Completed with Full Bore Liner with Frac Ports Controlled by Shifting Tool (Russian)", SPE Russian Petroleum Technology Conference, 2016, Moscow, Russia.