

# Успешный опыт проведения 20-стадийного ГРП без подъема ГНКТ на поверхность в России

## Successful Implementation of 20 Stage Multistage Fracturing with CT in the Well in Russian Federation

С.А. ШЕСТАКОВ, А.В. БЕЛОВ, А.А. КОРЕПАНОВ, Д.А. ГАРЕНСКИХ, ООО «Газпромнефть-Ямал»; С.М. СИМАКОВ, ООО «Газпромнефть НТЦ»; Анатолий КИЧИГИН, Константин БУРДИН, Виталий ВДОВЯК, «Шлюмберже»

S. SHESTAKOV, A. BELOV, A. KOREPANOV, D. GARENSKIKH, Gazpromneft-Yamal; S. SIMAKOV, Gazpromneft-NTC; A. KICHIGIN, K. BURDIN, V. VDOVYAK, Schlumberger

Компания «Шлюмберже» совместно с ООО «Газпромнефть-Ямал» впервые провела 20-стадийный ГРП без подъема ГНКТ на поверхность. На сегодняшний день закончены две скважины по данной технологии. Технология заканчивания МГРП «Premium Port + Jackal» позволяет оптимизировать процесс ГРП с использованием полнопроходных сдвижных муфт и включает в себя:

- Многоходовую муфту ГРП Premium Port (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 Harrier (предназначен для манипуляции муфтами ГРП и использования с ГНКТ/НКТ);
- Дополнительно механический пакер Jackal (опционально, применяется в случае невозможности закрыть один из портов). Спроектирован для многократного использования, активируется осевым перемещением ГНКТ в любом месте хвостовика, рассчитан на дифференциальное давление 680 атм.

Schlumberger and GPN-Yamal first time performed 20-stage fracturing with CT in the well. Two wells completed using that MSF technology. Technology «Premium Port + Jackal» optimizes fracturing process while utilizing shifted closable full bore sliding sleeves/ports and consist of:

- Reclosable CT Frac Sleeve (full bore cemented sleeve that could be opened/closed unlimited number of times)
- Open hole hydraulic packers that isolates zones in case of uncemented completion
- CT Shifting Tool Harrier (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, 10 000 psi rated.

### **Возможность проведения селективного и повторного ГРП, а также выборочно закрывать порты при водо- и газопроявлениях**

Относительно недавно в России начали применять компоновку хвостовика с использованием управляемых муфт ГРП.

Открываемые/закрывающиеся порты, компоновки с полнопроходным сечением (пример детального описания может быть найден в статье Колоды и коллег, 2015), 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.

Муфта ГРП спроектирована специально для осуществления различных видов стимулирования продуктивных горизонтов с возможностью неограниченного количества операций по открытию/закрытию порта. Сочетание карбид-вольфрамовых портов (отверстий) с большой площадью их проходного сечения позволяет закачивать через муфту жидкость с высокими расходами. Муфта состоит из корпуса со сквозными отверстиями и внутренней втулки, которая выполняет функцию так называемой двери. Втулка перемещается

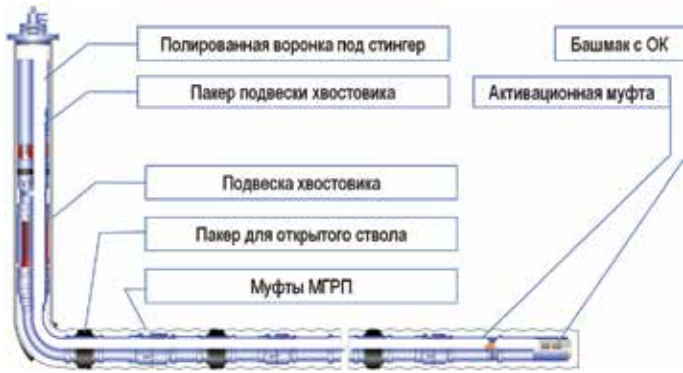


**Рисунок 1 – КНКГНКТ для проведения МГРП по технологии «Premium Port + Jackal»**  
**Figure 1 – «Premium Port + Jackal» WHA**

### **Opportunity to perform selective stimulations, close ports if gas/water breakthrough**

Controlled ports completion has been introduced relatively recently to Russian operators.

Shifting port valves can be switched to different positions by means of the shifting tool run on the coiled tubing (for more information, refer to Koloda et al. 2015). Technology gives an opportunity to perform selective stimulations either at new wells or at wells in production, perform kick-off, put into production



**Рисунок 2 – Пример конструкции скважины при проведении МГРП по технологии «Premium Port + Jackal»**

**Figure 2 – Example of well schematic while performing «Premium Port + Jackal» operation**

внутри корпуса таким образом, что одно крайнее положение открывает отверстия корпуса, а другое крайнее положение закрывает. Кроме того, муфты оснащены набором специальных уплотнений, установленных между внутренней втулкой и корпусом. Данные уплотнения устойчивы к агрессивной среде и высоким температурам. Для того чтобы втулку можно было сдвигать ключом-толкателем, сделаны специальные фаски-углубления с обоих краев втулки.

Данная технология дает возможность 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 исключает ограничения по дальнейшим внутрискважинным работам. Отсутствуют какие-либо ограничения по количеству стадий ГРП в скважине. Причем порядок проведения стимуляции может быть выполнен по схеме 3-1-2 (нижний – верхний – средний). Необходимость использования такой последовательности может быть обусловлена потребностью минимизировать нахождение жидкости ГРП в наиболее проницаемом и перспективном горизонте (порт 2) и начать отработку скважины сразу же после проведения ГРП. Технология позволяет обеспечить эффективное извлечение запасов углеводородов за счет многократного увеличения площади контакта трещин, контроля зоны инициации трещины, ее размера и проводимости.

#### **Комплексный подход к проведению МГРП без подъема ГНКТ**

Технология «Premium Port + Jackal» подразумевает установку сдвижных муфт равнопроходного диаметра в колонне 114

and test of one or several zones. Multi-position sliding sleeves are designed in manner to withstand unlimited number of open/close cycles. Combination of tungsten carbide interior of ports and size of flow area allows achieving high flow rates during stimulation. Sliding sleeve consists of a body with through holes, and the inner sleeve, which functions as a “door”. The sleeve is moved within the housing so that at one end position the housing hole opens, and closes at the other end position. Furthermore, the seals between the housing and the inner sleeve maintains form the system integrity thus ensuring consistent and reliable operation during multiple manipulations over the life of a well. Inner sleeve is equipped with specially designed cavities that make it possible to manipulate ports with CT.

Such technology gives an opportunity to perform selective stimulations either at new wells or at wells in production, at the same time leaving an opportunity for operator to close ports if gas/water breakthrough identified or if well intervention/logging required. Technology provides operational time shortening, when there is no need in seat/ball milling, CT could be used immediately for well CO without additional runs, while full bore completion doesn't restrict any following well intervention, no limits in number of stages. Treatment could be done in 3-1-2 sequence (Upper zone-lower zone-middle zone). That could be required in order to reduce time that the stimulation fluids stay in the middle reservoir which has the highest porosity and permeability. That service enables maximized wellbore coverage and reservoir contact to increase production and recovery by achieving maximum control of fracture placement, sizing, and conductivity.



**Рисунок 3 – Сравнение распределения трещин в горизонтальном стволе, слева технология «Premium Port + Jackal», справа стандартная технология МГРП**  
**Figure 3 – Comparison of fractures distribution along horizontal well, left «Premium Port + Jackal», right standard MSF technology**

#### **Integrated approach in MSF with CT in the well**

Technology «Premium Port + Jackal» implies full-bore liners 4.5” or 5.5” and can be used both in the

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 устьевого арматуры FracGuard позволяет производить совместный монтаж оборудования ГНКТ и ГРП.

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 HARRIER tool в компоновке ГНКТ 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 «Шлюмберге»:

- Обширный мировой опыт проведения 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. Рефрак 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 (пример: 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 времени выполнения работ);
- Оптимизация использования вспомогательного оборудования на кустовой площадке (АКН, ЦР, ППУ, ЦА, АДПМ и пр.)



**Рисунок 4 – Специальная устьева арматура FracGuard**

**Figure 4 – Specially designed FracGuard WHCT protector**

cemented or uncemented options. Sleeves are activated with CT with following stimulation through CT-frac string annulus. Presence of special FracGuard tree saver allows simultaneous rig-up of coiled tubing and fracturing equipment.

Isolation of consecutive stages could be performed by closing of previous sleeve. Thus, the resettable mechanical packer Jackal could be used as an additional tool in the case of the impossibility of isolation fracturing stage by closing the sleeve. A distinctive feature of the technology is its modularity and the ability to open and close the sleeve with the same HARRIER tool CT or tubing conveyed. Thus, the opening/closing cycles could be carried out unlimited number of times without additional CT runs.

The main advantages of the technology achieved by coordinating multiple services (completion, coiled tubing and fracturing) into one offering by Schlumberger:

- Are extensive international experience of MSF with this technology and successful experience in the Russian Federation
- Are technologically unlimited number of frac stages
- Possess an ability to select detailed Fracture initiation points in case of utilizing of cemented liner
- Have fullbore construction - no need for drilling seats/balls
- Give the possibility of selective re-fracturing in previously unstimulated zones
- Have a FracGuard wellhead CT protector, allowing to produce fracturing without CT POOH to surface
- Demonstrate ability to record BHP with memory gauges while hydraulic fracturing
- Undertake in-depth risk assessment and integrated approach in the preparation of a joint work plan

### Описание работ по технологии

#### «Premium Port + Jackal»

Работы ГНКТ при технологии «Premium Port + Jackal» можно разделить на несколько технологических этапов:

- СПО № 1 – Шаблонировка/Фрезерование (опционально);
- СПО № 2 – Очистка ствола скважины шламоуловителем (опционально);
- СПО № 3 – Оперирование премиум-портами, ГРП;
- Без пакера Jackal: тест на герметичность -> открытие порта -> тест на приемистость -> ГРП -> закрытие порта -> промывка -> открытие следующего порта;
- С пакером Jackal (опционально): открытие порта -> посадка пакера -> тест на приемистость -> ГРП -> перепосадка пакера выше порта -> промывка -> открытие следующего порта;
- СПО № 4 – Освоение/Промывка (опционально)

Компоновка низа колонны ГНКТ при выполнении работ «Premium Port + Jackal» представляет собой модульную систему, включающую в себя основные компоненты и те, которые могут быть включены в КНК опционально (пример КНК для колонны 114 мм приведен на рис. 6). Так, основными компонентами КНК являются:

- Соединитель;
- Разъединитель/Аварийный циркуляционный порт;
- Ключ Harrier;
- Промывочная насадка.

Опциональные компоненты:

- Центратор;
- Ясс/акселератор;
- Агитатор;
- Забойный датчик давления;
- Пакер Jackal с циркуляционным портом.

Ключ-толкатель, представленный на рис. 6, активируется потоком жидкости, которая, проходя через форсунку-штуцер, приводит в активное положение специальные спаренные штифты, расположенные с фазировкой в 120 градусов. Принцип работы заключается в следующем: ключ-толкатель спускается ниже управляемого порта ГРП. Производится закачка техжидкости через ключ-толкатель на циркуляцию, что позволяет активировать специальные штифты, выдвигающиеся из тела инструмента. Затем производится перемещение ключа-толкателя через управляемый порт ГРП снизу-вверх, при его прохождении через муфту порта ГРП происходит зацепление ключа, и муфта порта ГРП сдвигается в положение «открыто», после открытия муфты штифты выходят из зацепления и не цепляются при повторном прохождении через муфту в данном направлении. Аналогично происходит его закрытие движением сверху вниз.

Необходимый диаметр форсунки инструмента определяется на поверхности перед проведением

(Completion + CT + Stimulation), resulting in minimizing of risks at work

- Provide hardware compatibility (example: compatibility of dimension-types of downhole and wellhead equipment for all three services, compatibility of main job parameters acquisition systems)
- Show ability to apply any management of change in quick and safe manner during operation, agreed with all three services (result: a reduction of operational time)
- Reduce operational footprint by utilizing integrated planning approach



**Рисунок 5 – Совместное размещение оборудования ГНКТ, ГРП на кустовой площадке при проведении операций по технологии «Premium Port + Jackal»**

**Figure 5 – Wellsite layout while performing «Premium Port + Jackal» operations**

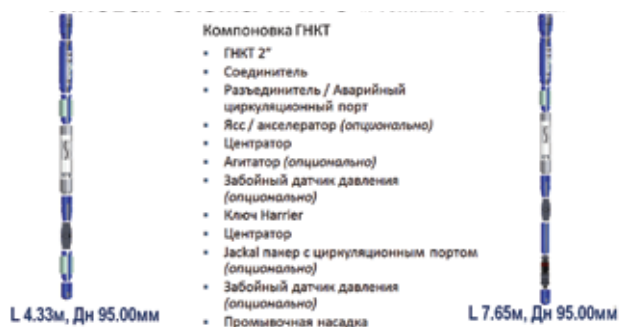
#### Description of work flow for «Premium Port + Jackal» technology

CT works with Premium Port + Jackal technology can be divided into several process steps:

- RUN#1 – Drifting/Milling (optional)
- RUN#2 – Cleaning wellbore with junk basket (optional)
- RUN#3 – Operating Premium ports, hydraulic fracturing
- Without packer Jackal: integrity test -> opening port -> injection test -> stimulation -> port closure -> CO -> opening the next port
- With packer Jackal (optional): opening port -> setting of packer -> injection test -> stimulation -> resetting of packer above the port -> CO -> opening the next port
- RUN#4 – Nitrogen lifting/final CO (optional)

CT bottomhole assembly (BHA) for «Premium Port + Jackal» operation is a modular system that includes the basic components and components that can be included as optional (BHA sample for 4.5” liner shown in Fig. 6). So the main components of the BHA are:

- Connector
- Disconnect/ Emergency circulation port



**Рисунок 6 – Пример КНК для колонны 114 мм по технологии «Premium Port + Jackal», слева без пакера, справа с пакером Jackal (опционально)**

**Figure 6 – Example of BHA schematic for 4.5" casing, left without packer, right with packer Jackal (optional)**

спуска компоновки. Для этого производится циркуляционный тест на различных расходах жидкости с записью циркуляционного давления; определяется минимальный расход/ожидаемое рабочее давление, необходимое для активации штифтов ключа-толкателя. При осуществлении манипуляций по открытию/закрытию премиум-портов ГРП основным индикатором зацепления штифтов ключа-толкателя является датчик весовой нагрузки на поверхности. Например, в момент открытия наблюдается продолжительная затяжка веса. Далее проводится несколько контрольных проходов ГНКТ для подтверждения отсутствия зацепления с последующим тестом на приемистость (в случае открытия) или на герметичность (в случае закрытия всех портов ГРП).

При проведении работ подобного рода важную роль играют подготовительные работы и логистическое обеспечение.

Первостепенной задачей при подготовке является выбор диаметра ГНКТ. Для этих целей был использован симулятор действующих сил на ГНКТ. Данный модуль позволил спроектировать колонну ГНКТ, которая могла быть спущена на максимальную глубину. При проектировании ГНКТ были учтены следующие факторы:

- Жесткость трубы на изгиб, которая позволила предупредить преждевременное спиральное загибание, была увеличена за счет применения темпированной трубы диаметром 2 дюйма и максимальной толщиной стенки 5,18 мм в верхней секции.
- ГНКТ с пределом текучести в 620 МПа соответствовала рабочим параметрам.
- Оптимальные толщины стенок ГНКТ и ее размеры от 50,8 мм x 3,175 мм до 50,8 мм x 5,18 мм с большими по толщине секциями на участках с наибольшим напряжением.

С одной стороны, выбор ГНКТ 50,8 мм был сделан с учетом значительного горизонтального участка скважины и, с другой стороны, был проведен анализ скорости потока в малом

- Harrier shifting tool
- Bull nozzle

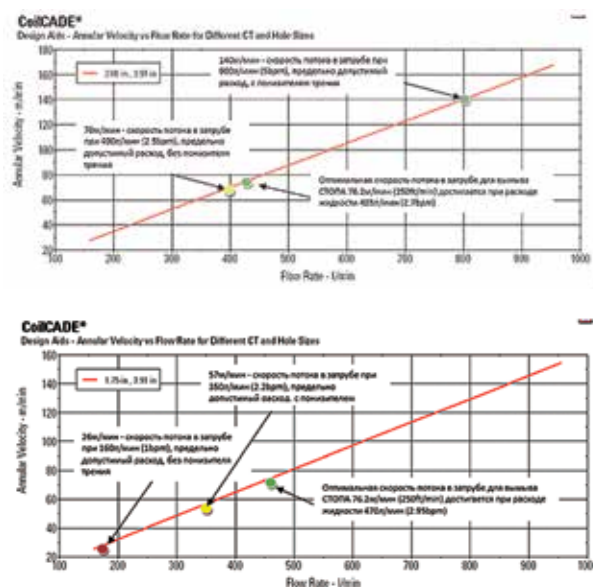
Optional components:

- Centralizer
- Jar/accelerator
- Agitator
- Downhole pressure gauge
- Jackal packer with a circulation port

Shifting tool shown at pic.6 activates by pumping fluid at the predetermined rate which triggers the extendable latches (phased 120 deg). The bottomhole assembly is the picked up (to shift open) or lower down (to shift close) to engage the valve sleeve. The nozzle selection is performed during function test at surface by doing circulating test and recording pumping rates vs. circulating pressures; then the required pumping rates and expected surface pressure are determined to activate the shifting tool latches. Coiled tubing surface weight change is used as a main indicator during shifting. During picking up CT (shift to open position), the overpull is observed at surface. Then the pumping rate is reduced and the tool is run below the valve following by increasing the pumping rate expands the latches following by CT pick up. This is done several times to verify that the sleeve is shifted to the desired position. Injectivity test is then performed (to verify the premium-port is shift in open position) or pressure integrity test (if all the valves are switched to close position).

While performing such type of jobs it's important to pay attention to the preparation and possible logistic constrains.

The primary objective of design phase is correct determination of required coiled tubing size. CT tubing forces simulator was used for accurate CT design. That module allowed making a coiled tubing design to

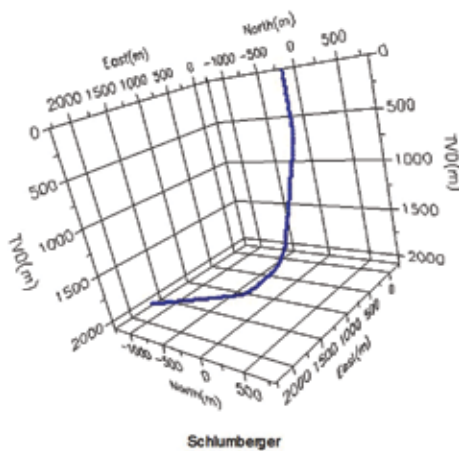


**Рисунок 7 – Пример анализа скорости потока в малом затрубье ГНКТ/НКТ для типовой скважины, сверху вниз, для ГНКТ 1.75" 44,45 мм, для ГНКТ 2" 50,8 мм**  
**Figure 7 – Example of annual flow velocity analysis for standard well, top to bottom, for 1.75" CT, for 2" CT**

затрубке ГНКТ/НКТ, необходимого для вымыва «СТОПа». Результаты расчетов в программе (рис. 7) показали, что оптимальная скорость потока в затрубке для вымыва проппанта 16/30 и меньшей фракции 76,2 м/мин (250 ft/min) при использовании ГНКТ 1.75" 44,45 мм достигается при расходе жидкости 470 л/мин (2.95 bpm), а при использовании ГНКТ 2" 50,8 мм достигается при расходе жидкости 435 л/мин (2.7 bpm).

Как отмечалось ранее, одним из критичных факторов при проведении планирования работ с ГНКТ должен быть детальный расчет и выбор оптимальных решений по задаче доставки ГНКТ в скважину с большим отходом от вертикали, таких как: оптимальная толщина стенок и диаметр ГНКТ, понизитель трения, выпрямление трубы, забойные вибраторы, изменение плавучести трубы, прокачка жидкости различной плотности.

Модульность системы КНК при выполнении работ «Premium Port + Jackal» позволяет включать в состав КНК в том числе забойные вибраторы. Так, на одной из скважин со сложным профилем (рис. 8), с длиной горизонтального участка более 1000 м расчет усилий на забое перед работой показал необходимость использования агитатора (вибратора), что позволило на стадии планирования включить его в компоновку и достичь забоя без использования дополнительных средств доставки инструмента на забой.



**Рисунок 8 – 3d-инклинометрия типовой скважины в РФ**

**Figure 8 – 3d bore survey for standard well in RF**

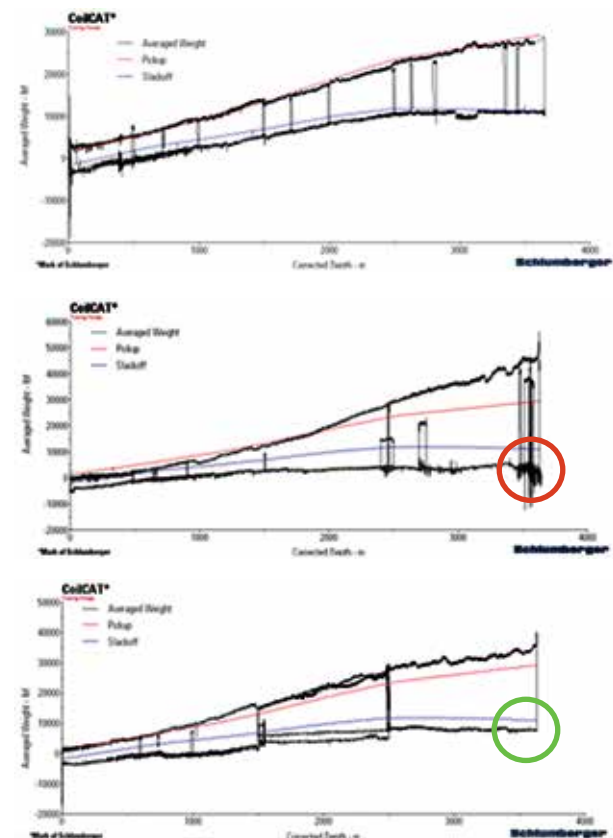
Во время первого СПО ГНКТ после заканчивания скважины был подтвержден стандартный коэффициент трения, совпадение фактического и прогнозного весов ГНКТ подтвердили возможность достижения забоя скважины с ГНКТ 50 мм без запираания (рис. 9а). Однако после освоения скважины, после выхода пластовых флюидов, коэффициент трения повысился, что привело к осложненному доходу ГНКТ до забоя с запираанием на последних 250 м (рис. 9б). Таким образом, при последующих СПО после освоения скважины в забойную компоновку был добавлен агитатор.

achieve maximum reach in particular wells. A number of important criteria were satisfied when designing the CT string:

- Pipe bending stiffness, which postpones helical buckling, was increased by using 2-in. CT with maximum wall thickness (WT) of 0.204-in. in the uppermost section.
- The chosen CT string yield limit (90,000 psi) was inside the operational edge.
- Optimum taper and pipe size of 2 in. x 0.125 to 2 in. x 0.204 in. was chosen.

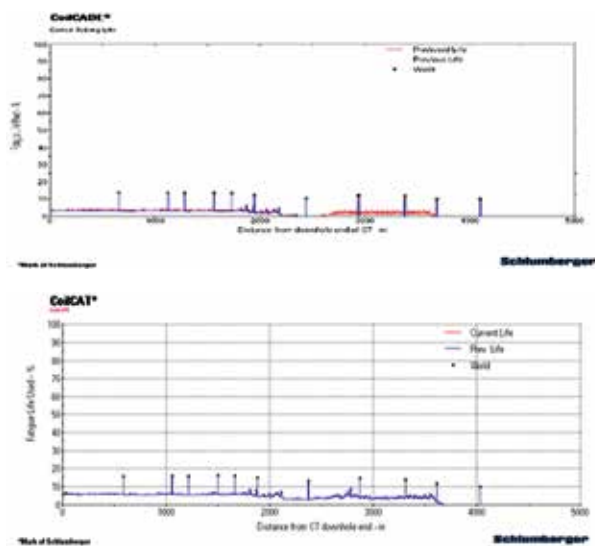
On the one hand, chose of 2" CT has been made in view of the long horizontal section of the well and, on the other hand, it was carried out the analysis of the flow rate in the small annulus CT/tubing needed for CO in case of SO. Software results (Fig. 7) showed that the optimal flow rate for CO the annulus from 16/30 proppant fraction with annular velocity of 250 ft/min in case of using 1.75" CT could be achieved at 2.95 bpm, and using 2" CT is achieved at a flow rate of fluid 2.7 bpm.

As it was stated earlier, it is important to foresee necessity of using of all available methods of getting



**Рисунок 9 – Показания индикатора веса ГНКТ при проведении работ «Premium Port + Jackal», сверху вниз: а) СПО № 1 после заканчивания скважины; б) СПО после освоения скважины без агитатора; в) СПО после освоения скважины с агитатором**

**Figure 9 – Weight indicator plot during «Premium Port + Jackal» operation, from top to bottom a) RUN #1 after well completion, b) RUN after N2 KO without agitator, c) RUN after N2 KO with agitator**



**Рисунок 10 – Усталостный износ ГНКТ при проведении работ «Premium Port + Jackal», сверху вниз: а) прогнозный усталостный износ ГНКТ, б) фактический усталостный износ ГНКТ**

**Figure 10 – CoiLIFE plot during «Premium Port + Jackal» operation, from top to bottom a) Predicted CoiLIFE, b) actual CoiLIFE**

| Образец № в порядке отдаления от ЮЖ к поверхности | Номинальная толщина стенки секции | Минимальная толщина стенки секции | Максимальный процент износа стенки секции |
|---|-----------------------------------|-----------------------------------|---|
| №1 (См)   | 3 175 мм                          | 3 07 мм                           | 3,3%                                      |
| №2 (См)   | 3 175 мм                          | 3 10 мм                           | 2,4%                                      |
| №3 (См)   | 3 175 мм                          | 3 12 мм                           | 1,7%                                      |
| №4 (См)   | 3 175 мм                          | 3 15 мм                           | 0,8%                                      |
| №5 (См)   | 3 175 мм                          | 3 18 мм                           | 0%  |
| №6 (См)   | 3 175 мм                          | 3 13 мм                           | 1,4%                                      |
| №7 (См)   | 3 175 мм                          | 3 18 мм                           | 0%  |
| №8 (См)   | 3 175 мм                          | 3 18 мм                           | 0%  |

**Рисунок 11 – Фактический эрозионный износ ГНКТ при проведении работ «Premium Port + Jackal»**

**Figure 11 – Actual CT erosive wear after «Premium Port + Jackal» operation**

На графике (рис. 9с) видно, что ГНКТ до забоя доходит без запирания за счет работы агитатора на последних 250 м даже при повышенном коэффициенте трения.

Следующей задачей при анализе применения ГНКТ должна быть оценка износа трубы ГНКТ в процессе выполнения работ. Интегрированная система анализа износа трубы ГНКТ Шлюмберге CoiCADECoiLife позволяет точно предсказать усталостный износ ГНКТ (рис. 10), а комплексный подход к выполнению работ, в свою очередь, позволяет снизить как усталостный, так и эрозионный износ ГНКТ. Так, после выполнения 20-стадийной работы износ трубы в месте наибольшего абразивного эффекта (забойная часть ГНКТ) составил не более 3,3% (рис. 11).

**Опыт применения технологии «Premium Port + Jackal» в Российской Федерации**

С течением времени российские нефтегазодобывающие компании предъявляют

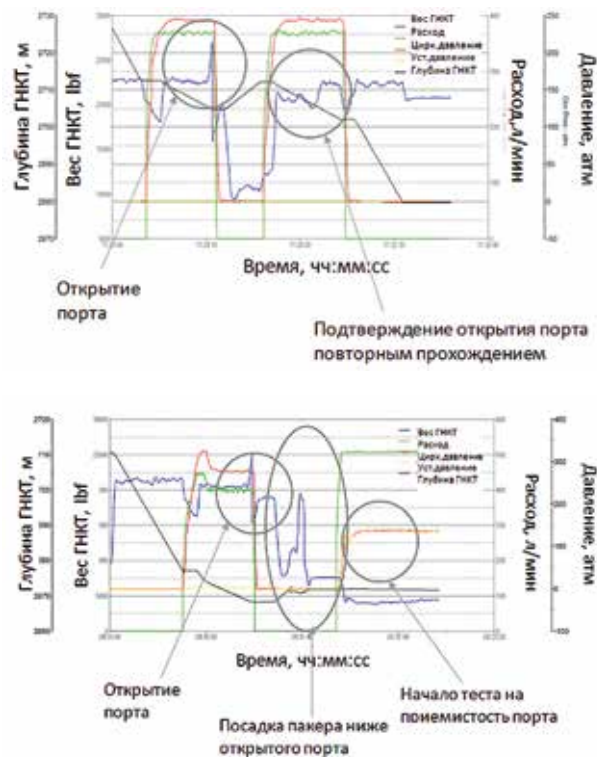
additional reach (optimal taper and CT pipe size, friction reducers, straightening, downhole agitators, buoyancy reduction, flowing fluid.

Modular BHA system when working with «Premium Port + Jackal» system allows including number of additional modules such as agitators. For one of the well with a complex profile (Fig. 8) and horizontal section length of more than 1000 m, TFM calculation showed the need of agitator (vibrator) usage. Usage of which allowed to reach TD without utilizing any other methods of getting additional reach.

During the first CT run after well completion standard coefficient of friction (FC) was confirmed, matching of predicted and actual weight indicator data confirmed the possibility of reaching TD with 2” CT without lockup (Fig. 9). However, after nitrogen kick-off and well flowing FC increased, which led to complications in reaching TD locking in the final 250 m (Fig. 9b). Thus, during subsequent CT run after nitrogen kick-off agitator was added to BHA.

The graph (Fig. 9c) shows that the CT easily reaching TD without lock up with indication of agitator working during last 250 m, even with increased FC.

Another object of the analysis of the use of CT should be assessment of potential CT wearing during operation. Integrated Schlumberger CT wear analysis system CoiCADECoiLife can accurately predict the fatigue CT wear (Fig. 10), and an integrated approach to the work, in turn; helps reduce both fatigue and erosive wear of CT. Therefore, after a 20-stage fracturing job CT wear



**Рисунок 12 – График основных показателей ГНКТ при оперировании Premium Port, сверху вниз применения пакера Jackal, с применением пакера Jackal**  
**Figure 12 – CT operational plot during operating of Premium Port, from top to bottom without Jackal packer, with Jackal packer**

все больше требований к техническим и технологическим параметрам МГРП, где не последнюю роль играют количество стадий, длина горизонтальной части скважины, возможности повторного ГРП и управления интервалами/портами для отсечения обводненных интервалов после ввода ее в эксплуатацию.

На конец 2016 года на территории Российской Федерации проведено две опытно-промышленные работы по технологии МГРП «Premium Port»:

- Число стадий/портов без смены инструмента – 20 шт.;
- Масса пропанта без смены инструмента – 120,5 тонны;
- Кол-во СТОПов отмыто без дополнительного СПО – 2 стадий/портов;
- Максимальное количество ГРП в сутки – 6 стадий.

Данный опыт показал применимость и экономическую эффективность данной технологии, особенно в скважинах, где требуется значительное количество стадий ГРП, возможны в будущем прорывы воды/газа или требуются повторные ГРП. ☉

DH did not reach more than 3.3% (Fig. 11).

### **Experience of «Premium Port + Jackal» technology application in Russian Federation**

Over the time, Russian oil and gas companies are making more demands for technical and technological aspects of MSF, where determinant factors became number of stages, length of horizontal part of the well, possibility to re-frac and open/close ports after well put into production.

At the end of 2016, two wells completed at Russian Federation with «Premium Port + Jackal» MSF technology:

- Number of stages/ports without change of BHA – 20 ea
- Proppant quantity without change of BHA – 120.5 t
- Number of SO cleaned out without additional CT run – 2 stages/ports
- Maximum frac stages per 24 hours – 6 stages/ports

This experience has shown the applicability and cost-effectiveness of this technology, especially in the well where a significant number of frac stages required, possible water / gas breakthroughs, or wells that could require re-frac in future. ☉

## **«Время колтюбинга. Время ГРП» – научно-практический журнал о современном высокотехнологичном нефтегазовом сервисе**

По версии Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA), признан лучшим периодическим изданием в России и СНГ, освещающим тематику нефтегазового сервиса.

Журнал является генеральным информационным партнером российского отделения Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA-Россия), а также основным организатором ежегодной Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» – старейшего в России профессионального форума для специалистов современного нефтегазового сервиса, заказчиков высокотехнологичных нефтесервисных услуг и производителей соответствующего оборудования. Программа технических секций конференции традиционно фокусируется на самых передовых технологиях.

Интернет-портал [www.cttimes.org](http://www.cttimes.org) стал одним из самых известных агрегаторов информации в сфере высокотехнологичного нефтегазового сервиса.

Журнал «Время колтюбинга. Время ГРП» распространяется по подписке, путем адресной рассылки, на тематически родственных международных конференциях и выставках в России, Европе, Азии и Америке.

**Coiled tubing times**  
ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА  
ВРЕМЯ ГРП

