

Проведение многостадийного ГРП в горизонтальных скважинах становится одной из наиболее востребованных технологических задач, которые в последние годы стоят перед нефтяными и сервисными компаниями в России. Есть ряд технологий, которые уже применялись для решения данной задачи. Одним из успешных решений в данном направлении, можно назвать технологию **Mongoose Multistage Unlimited** (официальным дистрибьютором которой в Российской Федерации и странах СНГ является ООО «ЕВС»), которое успешно себя зарекомендовало при проведении МГРП на ряде российских месторождений. К преимуществам данной технологии можно отнести: сокращение времени проведения работ по МГРП, снижение количества спуско-подъемных операций, управляемость и прогнозируемость процесса закачки ГРП. Все эти факторы получили высокую оценку со стороны компаний, которые попробовали данную технологию на своих скважинах.

Сегодня мы хотим представить вашему вниманию описание технологии **Mongoose Multistage Unlimited**, ее отличительные особенности, а также ряд новых функциональных возможностей системы **Mongoose Multistage Unlimited**, которые теперь доступны российскому пользователю.

## Общая информация о технологии **Mongoose Multistage Unlimited**

В технологии **Mongoose Multistage Unlimited** объединены компоновка для разобщения интервалов, спускаемая на ГНКТ, и сдвижные муфты либо перфораторы для ГПП, что позволяет осуществлять многостадийный ГРП при заканчивании скважин за одну спуско-подъемную операцию и более эффективно, чем позволяет любой другой метод.

При использовании технологии **Mongoose Multistage Unlimited** ГНКТ служат в качестве канала циркуляции к зоне ГРП, а также в качестве рабочей колонны, что дает ряд важных преимуществ перед другими методами и позволяет избежать их недостатков.

Заканчивание скважины начинается от забоя, компоновка для ГРП и изоляции интервалов на ГНКТ спускается ниже скользящей муфты. При протягивании компоновки вверх выступы локатора муфт фиксируются в пазу, расположенном внизу скользящей муфты. Затем под весом ГНКТ устанавливается пакер ГРП многократной установки. Клинья устанавливаются внутри муфты, и пакер уплотняется относительно внутреннего цилиндра муфты и изолирует ствол скважины ниже пакера. При увеличении давления в скважине компоновка и внутренний цилиндр сдвигаются вниз, открывая отверстия в муфте для закачки жидкости гидроразрыва в пласт. При сдвиге муфты

# Инновационный метод заканчивания интеллектуальных скважин с возможностью повторного проведения ГРП (**Mongoose Multistage Unlimited**)

## An Innovative Method of Intelligent Well Completion with the Possibility of Re-fracturing (**Mongoose Multistage Unlimited**)

**А.В. БАЙРАМОВ, Ф.В. БЕЛЯЕВ, М. BOS, ООО «ЕВС»;**  
**В.С. МИРОНОВ, Stratagen; А.В. ОГОРОДОВ, «Газпромнефть-НТЦ»**

**A. BAYRAMOV, F. BELYAEV, M. BOS, LLC "EWS";**  
**V. MIRONOV, Stratagen; A. OGORODOV, Gazpromneft-NTC**

**M**ulti-stage fracturing in horizontal wells is becoming one of the most demanded process tasks, with which oil and service companies are faced during recent years in Russia. There are some technologies that were applied for this task. One of successful solutions is the **Mongoose Multistage Unlimited** technology (official distributor in Russia is LLC "EWS") which proved itself reliable during multi-stage frac jobs in a variety of Russian fields. The advantages of this technology are as follows: decreasing time for multi-stage frac jobs, decreasing the number of round trips, control and predictability of frac pumping process. All these factors were highly appreciated by the companies trialed this technology for their wells.

Today we would like to present you a description of the **Mongoose Multistage Unlimited** technology, its peculiarities, also a variety of some new functional capabilities of the **Mongoose Multistage Unlimited** system that is now available for a Russian user.

### Brief information on **Mongoose Multistage Unlimited** technology

**Mongoose Multistage Unlimited** technology combines a coiled tubing-deployed frac-isolation assembly with either proprietary Grip/Shift sliding sleeves or sand-jet perforating to deliver single-trip multistage completions more efficiently than any other method.

When applying the **Mongoose Multistage Unlimited** technology, CT serves as a circulation channel to the frac zone, also as a working string which gives a variety of advantages compared to other techniques and allows avoiding their drawbacks.

паз, удерживающий локатор муфт, закрывается, высвобождая выступающие упоры локатора, что дает еще один сигнал о том, что муфта сдвинулась (полезно в случаях, когда пласт не принимает жидкость).

Жидкость разрыва закачивается по затрубному пространству, за исключением случаев, когда производится ГРП малого объема, когда жидкость можно закачивать через ГНКТ.

После завершения закачки ГРП на данной стадии, при поднятии ГНКТ открывается встроенный выравнивающий клапан и срывается пакер. Забойная компоновка вместе с пакером поднимается выше, к следующей скользящей муфте, и весь порядок действий повторяется. Примерно через 5 минут можно приступить к гидроразрыву на следующей стадии. При должном планировании и координации стадии могут выполняться быстро и бесперебойно со скоростью более одной стадии в час. После завершения последней стадии ГРП забойная компоновка поднимается из скважины и скважина остается с полнопроходным внутренним диаметром.

## Особенности технологии Mongoose Multistage Unlimited

Спуск колонны ГНКТ позволяет использовать пробку/пакер многократной установки для ГРП и скользящие муфты GripShift™, сдвигаемые механически. Пакер многократной установки сдвигает на каждой стадии скользящую муфту в положение «открыто» и изолирует целевой интервал в ходе производства гидроразрыва. Данная комбинация позволяет отказаться от прокачиваемых пробок и шаров, сдвигающих муфты.

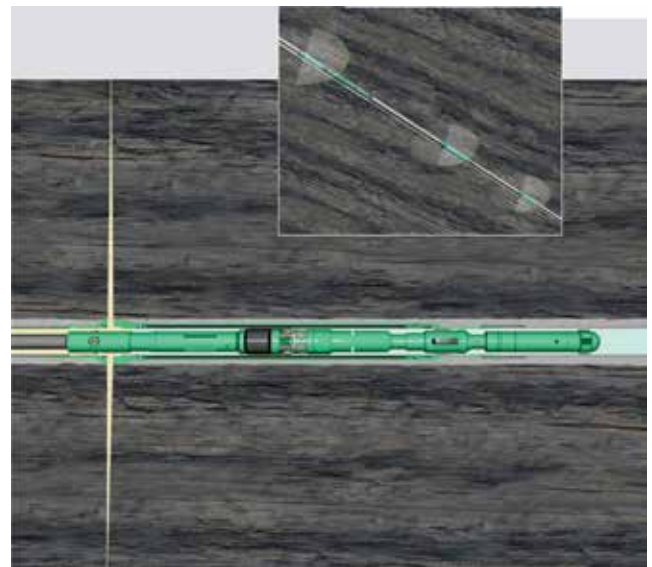
Муфты GripShift системы Mongoose Multistage Unlimited спускаются при заканчивании скважины и устанавливаются в компоновку хвостовика на запланированных глубинах проведения ГРП. Такие скользящие муфты, сдвигаемые механически, можно цементировать вместе с хвостовиком, таким образом, нет необходимости устанавливать заколонные пакеры для разобщения интервалов



**Рисунок 2 – Сдвижная муфта ГРП GripShift в закрытом состоянии**  
**Figure 2 – Sliding sleeve GripShift in close position**



**Рисунок 3 – Сдвижная муфта ГРП GripShift в открытом состоянии**  
**Figure 3 – Sliding sleeve GripShift in open position**



**Рисунок 1 – КНК Mongoose для разобщения интервалов, спускаемая на ГНКТ**

**Figure 1 – Mongoose BHA running by CT for zone/interval isolation during multistage fracturing**

Completion starts at the toe, the assembly for frac and isolating intervals is lowered below the sliding sleeve. When pulling up the assembly, the shoulders of sleeve locator are fixed in the recess at the bottom of the sliding sleeve. Then, the frac resettable packer is set under the weight of CT string. The slips are set inside the sleeve and the packer seals inside the sleeve cylinder and isolates the wellbore below the packer. When pressure in the well increases, the assembly and inside cylinder are shifted below, opening holes in the sleeve for injecting frac fluid into the formation. As the sleeve shifts, the locator recess closes, disengaging the locator keys and providing an additional verification that the sleeve has shifted (useful in the event that the formation will not take fluid).

The frac is pumped down the annulus, except the cases of low-rate frac jobs are carried out and the fluid can be pumped down the CT string.

After the frac is away, a pull on the coiled tubing opens the integral equalizing valve and unsets the frac plug. The isolation assembly is moved up to the next sliding sleeve, and the sequence is repeated. In about 5 minutes, the stage is ready for frac. With planning and coordination, stages can be completed quickly and smoothly at a rate of more than one per hour. After the last stage, the isolation tool assembly is pulled from the well and the unrestricted wellbore is ready for production.

## Mongoose Multistage Unlimited technology peculiarities

The coiled tubing running string enables the use of the resettable frac plug/packer and mechanically shifted GripShift™ sleeves. At each frac stage, the resettable frac plug isolates the target zone and shifts the sleeve open. This highly efficient combination eliminates the need

ГРП. Муфты GripShift имеют такой же внутренний диаметр и прочностные характеристики, как и сам хвостовик, и поставляются с верхним переводником для удобства установки в компоновку хвостовика: нижний конец – ниппельная резьба, верхний – муфтовая.

Уникальная пробка/пакер многократной установки для ГРП Mongoose Multistage Unlimited имеет три основные функции:

- изоляция интервала гидроразрыва от низлежащих зон;
- механический сдвиг скользящих муфт в положение «открыто»;
- удержание изолирующей компоновки на месте в процессе закачки жидкости разрыва или пескоструйной перфорации.

Пакер имеет автоматический механизм с байонетным пазом, который позволяет позиционировать, сдвигать и устанавливать инструмент в следующем интервале за счет прямолинейного движения ГНКТ вверх или вниз. Конструкция, зазор между пакером и стенками колонны, а также возможность промывки делают этот пакер очень удобным для использования при производстве ГРП с проппантом. На сегодняшний день пакер уже использовался для разобщения 129 000 интервалов, максимальное количество МГРП в одной скважине доходило до 95 раз.

С технологией Mongoose Multistage Unlimited вам не придется отказываться от разработанной схемы заканчивания скважины из-за функциональных ограничений или высокой стоимости. Вы можете производить гидроразрыв пласта практически с любым количеством стадий и любым расстоянием между интервалами, необходимыми для оптимизации добычи.

Поскольку в системе Mongoose Multistage Unlimited используются и скользящие муфты в зацементированной обсадной колонне, и пескоструйная перфорация, можно выбирать оптимальное место инициации трещин ГРП по геологическим условиям. При использовании метода Plug&Perf (технология многостадийного ГРП, заключающаяся в установке пробки и последующей перфорации для следующей стадии ГРП. – Прим. авт.) нельзя точно знать, какие зоны обрабатываются эффективно. При использовании заколонных пакеров для необсаженного ствола трещины гидроразрыва могут возникнуть в любой точке между пакерами и даже на уровне самих пакеров, поскольку они также создают давление на пласт. Это может привести к нежелательному сообщению между зонами и получению неадекватной информации для принятия решений по дальнейшей разработке месторождения.

## Отличия технологии Mongoose Multistage Unlimited

В отличие от технологии Plug&Perf, операция с использованием системы Mongoose Multistage Unlimited упрощена и позволяет проводить ГРП

for pump-down plugs, perforating, drop-balls, and restrictive ball seats.

Mongoose Multistage Unlimited system GripShift sliding sleeves are running in while well completion and installed in liner at the depth of planned frac. Such sliding sleeves, initiated by mechanical means, can be cemented along with the liner, thus eliminating the necessity to install casing packers for frac intervals isolation. GripShift sleeves are built to match the host casing and are shipped with an upper handling pup joint and conventional pin-down/box-up configuration for easy handling and make-up at the rig.

The unique resettable Mongoose Multistage Unlimited frac packer/plug has three main functions:

- Isolate the frac zone from the zones below;
- Mechanical grip the sleeves for shifting to “open” position;
- Anchor the isolation assembly during frac pumping or sand-jet perforating.

Packer incorporates an automatic J-slot mechanism that sets, releases and resets the tool in the following interval with straight up/down coiled tubing motion. The construction, clearances and self-flushing design make it extremely send-friendly and compatible with frac operations. So far these packers has been used for isolating 129 000 intervals, and has been cycled more than 95 times during a one-trip completion operation.

Applying Mongoose Multistage Unlimited technology, you will not need to refuse your current well completion schematics because of operational limitations or high cost. You can have any number of stages at the desired spacing between the intervals, whatever is necessary to optimize production. With Mongoose Multistage Unlimited system used for both sliding sleeves in cemented casing and sand-jet perforating, you can target optimum spot based on geological properties. With plug & perf method (remark: multi-stage frac technology that comprises setting the plug followed by perforating for the next frac stage), you can't be sure all zones are treated equally efficient. With open-hole packers, fracs will initiate at any point between the packers and even at the packers themselves because the packers might pre-stress the formation; this could result in non-uniform reservoir stimulation and can make informed well spacing decisions difficult.

## Mongoose Multistage Unlimited technology differences

Unlike Plug&Perf, Mongoose Multistage Unlimited system completion operations are streamlined and continuous, with no need to shut down the completion sequence between stages. It takes only a few minutes to release the frac plug, move it up to the next sleeve, reset it, and shift the sleeve open. The ability to circulate reduces water and chemicals usage significantly, compared with other multistage completion methods. Leading-edge fluids can be circulated down to the target zone prior to injection, by this, decreasing formation damage.

Also, in case it is necessary to add frac stages at planned depth, you can do sand-jet perforation. With

практически непрерывно, без вынужденных остановок между стадиями. Для срыва пакера, подъема пакера выше по стволу, посадки пакера в зоне следующей муфты и сдвига муфты в положение «открыто» требуется всего несколько минут. Возможность циркуляции позволяет значительно снизить объем потребляемой технологической жидкости и химических добавок по сравнению с другими методами многостадийного ГРП. Также циркуляция позволяет заместить объем скважины на жидкость ГРП до начала закачки в пласт, тем самым снижается повреждение пласта.

Также в случае необходимости добавить стадии ГРП на заданной глубине возможно провести гидрорескоструйную перфорацию. С перфоратором ГПП все, что необходимо, это установить пакер, – и вы можете проводить столько стадий, сколько вам потребуется.

### Контролируемая (управляемая) оптимизация заканчивания многостадийного ГРП по технологии Mongoose Multistage Unlimited

Технология контролируемой оптимизации заканчивания многостадийного ГРП заключается в процессе мониторинга давления и температуры на забое скважины при последовательном выполнении стадий ГРП в режиме реального времени.

Для оптимизации метода заканчивания многостадийного ГРП для конкретного месторождения и пласта необходим систематический подход к заканчиванию, который позволяет с уверенностью делать сравнения скважин между собой. Вам необходимо стабильное выполнение ГРП от стадии к стадии и замеренные забойные данные по обработкам, что позволяет лучше понимать свойства пласта, скважину, а также оценивать результаты стимуляции.

Это означает, что вы не можете по-настоящему оптимизировать традиционные заканчивания по технологии Plug&Perf, установки пакера в открытом стволе или использования сдвижных муфт с шарами, потому что неизвестно, сколько трещин ГРП создается, куда они распространяются и сколько пропанта находится в каждой из них. Даже если вы знаете, то не можете воспроизвести то же самое заканчивание скважины, так как изменчивое давление инициации трещин ГРП исключает возможность управления процессом развития трещин и движения пропанта в ту или иную трещину. Вы также не получаете забойных данных, если только не спустите в скважину дорогостоящую систему мониторинга.

С помощью системы точечного ГРП Multistage Unlimited вы можете оценить, где иницируются трещины ГРП и сколько точно пропанта закачивается в каждую трещину ГРП.

Независимо от того, какие параметры обработки вы изменяете, – расстояние между стадиями ГРП, геометрию трещины ГРП, тип пропанта, ▶

the jet perforator run in the assembly all that is needed is to set the tool and you are ready to add as many stages as wanted or needed.

### Multistage frac Mongoose Multistage Unlimited technology controlled (operated) optimization completion

Controlled Optimization for Multistage Completions consist in the process of monitoring pressure and temperature on the well bottom hole during consistent performance of Frac stages in real time mode.

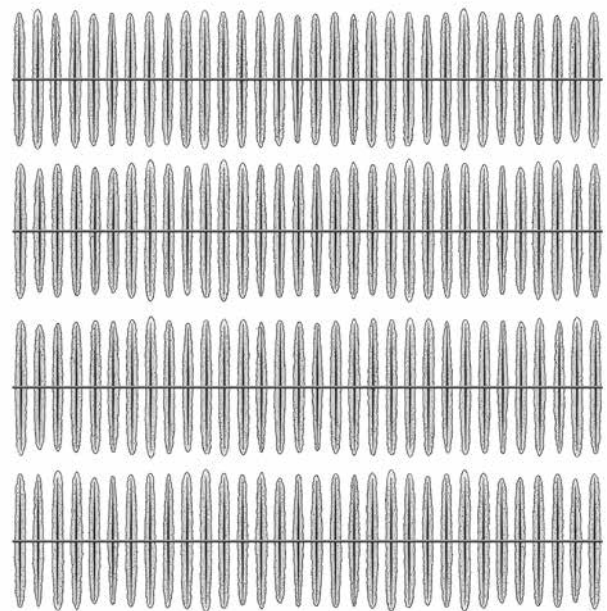
To optimize a multistage completion design for a specific field and formation, one need a systematic completion approach that allows to make well-to-well comparisons with confidence. You need consistent Frac performance from stage to stage and measured downhole data by treatments, that helps you understand better the formation properties, the well, and evaluate the stimulation results as well.

That means that you cannot properly optimize conventional completions by plug-and-perf technology (note: multistage Frac technology consists in setting plug and further perforation for the next Frac stage), and open-hole-packer/ball-drop-sleeve, because you don't know how many fracs are made, where they spread, and how much proppant is in each one.

Even if you did know, you cannot reproduce the same completion because variable fractures initiation pressures excludes control over the process of fracture widening and proppant movement into this or other fracture. You get no downhole data either, unless you deploy a costly monitoring system.

With the Multistage Unlimited® pinpoint-frac system, you can evaluate where fracs initiate and how much proppant exactly is injected in each fracture.

Regardless of what treatment parameters you alter – frac spacing, frac dimensions, proppant type, proppant



**Рисунок 4 – Инициация трещины при точечном ГРП**

**Figure 4 – Frac initiate during pinpoint frac** ▶

концентрацию пропанта, жидкость ГРП, скорость закачки – вы всегда можете оценить, как повлияли данные изменения, потому что закачку ГРП в пласт можно с высокой степенью уверенности спроектировать, проанализировать и повторить на следующих ГРП.

Во время проведения каждой стадии точечного ГРП компоновка изоляции Mongoose Multistage Unlimited регистрирует фактические давление и температуру в зоне обработки ГРП и под пакером (рис. 5).

Два датчика высокого разрешения (разработанные и запатентованные специально для данного применения) – один выше забойной компоновки многоэтажного использования, а другой ниже – измеряют и регистрируют давление, температуру и нагрузку, воздействующие на забойную компоновку. В результате по каждой стадии ГРП Вы получаете уникальную информацию, которую вы не можете получить, используя технологии предыдущего поколения.

Анализ данных после завершения многостадийного ГРП по технологии Multistage Unlimited позволяет подтвердить изоляцию зон обработки одну от другой, или наоборот, выявляет присутствие перетоков между зонами стимуляции (естественные трещины, низкое качество цементного камня, развитие продольных трещин ГРП). Таким образом, можно рассчитать необходимое минимальное расстояние между стадиями ГРП в данном пласте. Данные забойного манометра также позволяют оценить наличие и причину ограничений по закачке в призабойной зоне пласта и набивки пропанта.

Регистрация фактического давления в зоне ГРП (т.е. исключается погрешность на потери давления в НКТ при пересчете с устьевого давления) дает более точную калибровку модели по давлению, что позволяет более реалистично рассчитывать трещину ГРП и проводить гидродинамическое моделирование пласта.

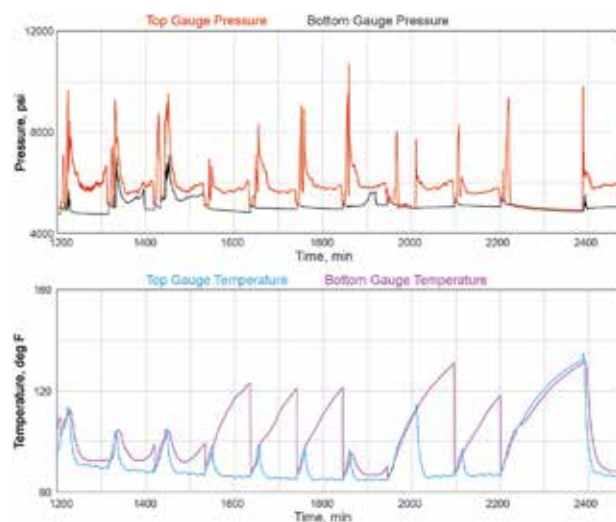
Можно оптимизировать ГРП во время заканчивания, проводя мониторинг и анализ забойного давления в режиме реального времени с ГНКТ.

Эту информацию можно использовать для корректировки объема буферной стадии ГРП, скорости закачки, концентрации пропанта, а также темпа набора концентрации от стадии к стадии по мере того, как вы движетесь вверх по стволу скважины, основываясь на давлении, которое является реакцией пласта на ваше воздействие. В случае чрезмерно агрессивной закачки ГРП и получения «стоп» (преждевременной остановке ГРП по высокому давлению) есть возможность провести циркуляцию и вымыть остатки пропанта из скважины без дополнительных спуско-подъемных операций, таким образом, время проведения многостадийного ГРП сокращается.

Еще одна важная особенность системы Multistage Unlimited заключается в том, что кроме своей основной ценности, а именно диагностики и

concentration, frac fluid, injection rates – you can always evaluate the effects of these design changes because frac injection into formation one can design, analyze and repeat at the next fractures with high confidence level.

At every stage of pin-point Frac, the Multistage Unlimited frac-isolation BHA records actual pressures and temperatures in the frac zone and under packer (see fig. 5).



**Рисунок 5 – График давления и температуры в зоне проведения ГРП**  
**Figure 5 – Graph of pressure and temperature in frac zone**

Two high-resolution gauges (engineered and proprietary specifically for this application) – one above the multiple use BHA and one below – measure and record pressure, temperature, and loads affecting the BHA. As a result, by every Frac stage You receive an insight that you can't get using the technologies of the previous generation.

Post-completion analysis of the MS Frac data can confirm treatment zones isolation one from another or vice versa reveals crossflows between zones of stimulation (natural fractures, cement failure, longitudinal frac), so one can calculate minimum frac spacing in a given formation. Bottom-hole pressure gage data also identifies the presence and cause of near-wellbore injection restrictions and proppant bridging.

Actual pressures recording in the frac zone (no error for pressure loss in tubing when converting from wellhead pressure) provides more accurate model calibration by pressure enabling more realistic frac modeling and hydrodynamic simulation of the formation.

You can optimize fracs during the completion by monitoring bottom-hole pressure in real time mode with coiled tubing deadstring Then you can adjust pad size, pump rates, and sand concentration and ramp from stage to stage as you move up the wellbore, based on actual formation response. You can also be very aggressive because, even if you do screen out, circulation removes excess proppant without extra tripping out of the hole, so you can move quickly to the next stage.

регистрации забойных давлений и температур над и под пакером, система дает возможность оптимизировать рецептуру жидкости ГРП, используя реальные данные по нагреву и охлаждению жидкости ГРП в забойных условиях в процессе выполнения ГРП и после остановки.

## Опыт применения технологии Mongoose Multistage Unlimited в Российской Федерации

В настоящее время технология Mongoose Multistage Unlimited, предлагаемая ООО «ЕВС», начала широко применяться в Российской Федерации.

Сводная статистика:

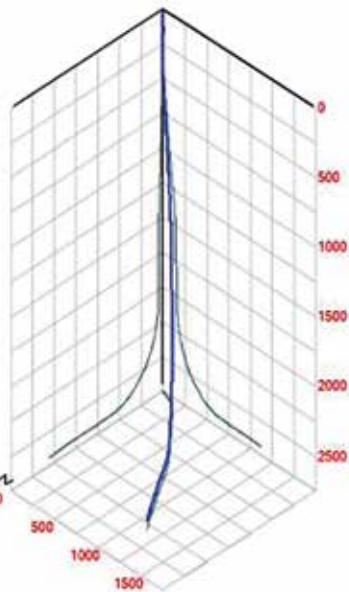
- Установлено 150 муфт;
- Проведено 25 ГПП;
- Более 100 стадий ГРП закачено;
- Максимально закачено 150 тонн пропанта за 1 стадию ГРП;
- Максимальная концентрация пропанта 1400 кг/м<sup>3</sup>;
- Закончено скважин с муфтами – 11;
- 4 СТОПа было бы вымыто без дополнительных СПО;
- Максимальное количество стадий на 1 скважине – 19;
- Максимальное количество ГРП в сутки – 4;
- Максимальное количество закачанного пропанта в 1 скважину – 900 тонн;
- Максимальная глубина по стволу скважины – 4200 м;

Пример типовой скважины для Западной Сибири (с 19 сдвижными муфтами):

- Горизонтальный участок до 1000 м;
- Глубина скважины по стволу до 4200 м;
- Глубина скважины по вертикали до 2600 м;
- Хвостовик 114х6,34 мм.

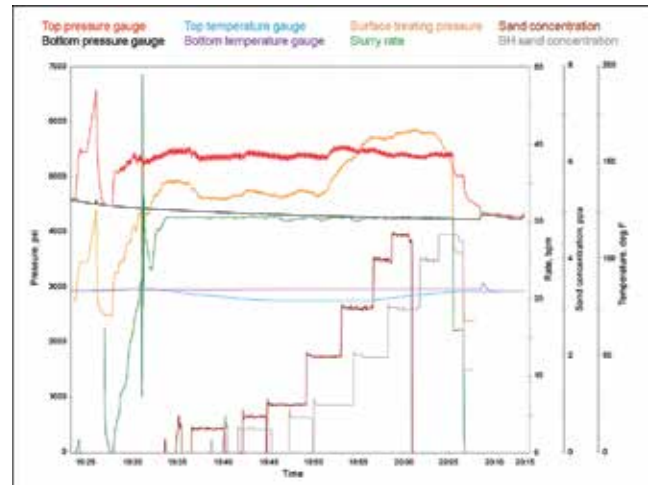
Основные осложнения, с которыми приходилось сталкиваться, – это проблемы при подготовке скважины, а именно:

- Негерметичность стингера и/или НКТ;



**Рисунок 7 – Инклинометрия типовой скважины в Российской Федерации**  
**Figure 7 – Directional survey for typical well in RF**

One more important feature of Multistage Unlimited system is that but for its basic value, that is diagnostics and recording bottom-hole pressures and temperatures above and below the packer, the system enables to optimize the frac fluid composition, using actual downhole warm-up and cool-down data under bottom-hole conditions in the process of fracturing and after it.



**Рисунок 6 – Пример графика проведения работ**

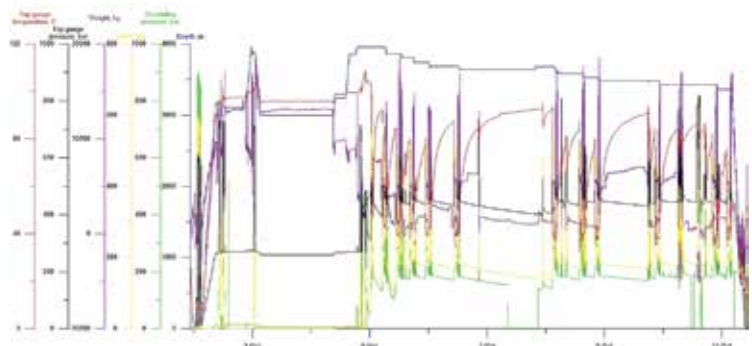
**Figure 6 – Example of graph work operations**

## Mongoose Multistage Unlimited technology application experience in Russian Federation

Mongoose Multistage Unlimited technology provided by LLC “EWS” is starting to be widely used un Russian Federation.

Brief statistics:

- 150 sleeves installed;
- 25 fracs performed;
- Max proppant for 1 frac stage is 150 tons;
- Max proppant concentration 1400 kg/ton;
- Completed wells with sleeves – 11;
- 4 screen-outs were cleaned without extra runs;
- Max number of stages per well – 19;
- Max number of fracs per day – 4;
- Max amount of proppant pumped into



**Рисунок 8 – График основных параметров при проведении работ на типовой скважине в Российской Федерации**  
**Figure 8 – Graph of main parameters for work operations to typical well in RF**

- Некачественный цементаж (цемент в хвостовике);
- Непроход КНК в НКТ/хвостовике при спуске инструмента Mongoose Multistage Unlimited, как следствие, необходимо дополнительное СПО фрезы;
- Расхождение фактической и планируемой инклинометрии;
- Наличие посторонних предметов в горизонтальной части скважины после подготовки скважины.

Анализ основных осложнений позволил установить следующие минимальные требования при подготовке скважины:

- Совместный подбор скважины-кандидата;
- Согласование планов работ для подготовки скважины (цементирование, спуск хвостовика, спуск НКТ;



**Рисунок 9 – Результат ошибок при подготовке скважины**

**Figure 9 – Result of mistakes during well preparation**

- Согласование инклинометрии горизонтального участка;
- Шаблонирование хвостовика и НКТ;
- Предварительная опрессовка лифта НКТ;
- Наличие полнопроходного стингера.

Также после анализа выполненных работ было выявлено, что основными факторами увеличения продолжительности операции по технологии Mongoose Multistage Unlimited являются:

- Отсутствие подготовленного ствола скважины для проведения работ;
- Отсутствие завоза необходимого количества проппанта и жидкости;
- Отсутствие 24-часовой бригады ГРП;

При правильной подготовке работы и исключении подобных сложностей операцию по технологии Mongoose Multistage Unlimited возможно выполнить менее чем за 4 суток 19 стадий ГРП, так как сами стадии ГРП возможно производить через каждые 40 минут. Именно такое количество времени занимает переход от одной муфты к следующей (с открытием муфты) КНК Mongoose Multistage Unlimited и готовностью проведения следующего ГРП. ☉

- one well – 900 tons;
- Max well TMD – 4200.

Example of typical Western Siberia well (with 19 sliding sleeves):

- Horizontal section up to 1000 m;
- Well true measured depth 4200 m;
- Well true vertical depth 2600 m;
- Liner 114x6.34 mm.

The main problems – were problems with well preparation, namely:

- Stinger and/or tubing string integrity failure;
- Low-quality cementing job (cement in the liner);
- BHA couldn't go deeper through tubing/liner while Mongoose Multistage Unlimited tool run, as a consequence, additional mill run was made;
- Deviation between actual and planned well survey;
- Existence of debris in horizontal section of a well after the well preparation.

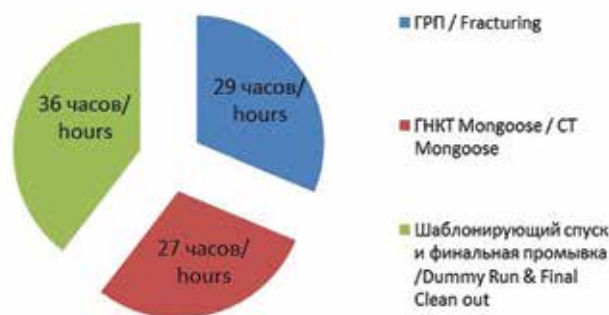
Analysis show the following minimum requirements were established for well preparation:

- Cooperative selection of a well candidate;
- Getting Work Programs for well preparation (cementing, running in hole with a liner, running in with tubing);
- Getting inclination measurement of the horizontal section approved by the Contractor;
- Drifting the liner and tubing;
- Preliminary pressure test of the tubing string;
- Availability of full-diameter stinger.

Also, after analysis of work performed, it was proven that the main factors of increasing an operation with Mongoose Multistage Unlimited technology are:

- The wellbore is not prepared properly for carrying out work;
- Required amount of proppant and fluid is not available;
- The frac crew does not work 24 hours a day.

If a job is prepared properly and the abovementioned issues are avoided, a Mongoose Multistage Unlimited operation can be fulfilled in less than 4 days 19 frac stages, as the frac stages can be done every 40 minutes. In the time it takes moving the Mongoose BHA from one sleeve to another one you are ready to start your next stage.



**Рисунок 10 – Распределение времени на проведение работ по технологии Mongoose**

**Figure 10 – Timing for Mongoose well operation** ☉