

Новый уровень заканчивания скважин с возможностью проведения МГРП

Mongoose Multistage Unlimited / New Level of Wells Completion with the Possibility of MSF (Mongoose Multistage Unlimited Technology)

А.В. БАЙРАМОВ, технический руководитель Департамента по развитию бизнеса ООО «ЕВС»; **Ф.В. БЕЛЯЕВ**, директор по развитию бизнеса ООО «ЕВС»; **А.В. ОГОРОДОВ**, начальник управления внутрискважинных работ Департамента по бурению и КРС ООО «Газпромнефть-НТЦ»; **А.Н. МЫРКО**, ведущий инженер ООО «ЕВС»

A. BAIRAMOV, Technical Sales Manager EWS; **P. BELYAEV**, Director for business development EWS; **A. OGORODOV**, Drilling & Well Intervention Department Well Intervention Section, Gaspromneft STC; **A. MYRKO**, Lead engineer EWS

Введение

Многостадийный гидроразрыв пласта (МГРП) зарекомендовал себя как один из основных методов интенсификации пласта в Российской Федерации. Основная цель данного метода – создание высокопроводящих трещин в нефтегазонасыщенном коллекторе на всем протяжении горизонтального участка ствола скважины. Для этого производится поочередная серия гидроразрывов пласта (ГРП), результатом которых является максимальный дебит углеводородов.

С течением времени нефтегазодобывающие компании в Российской Федерации становятся все требовательнее к техническим и технологическим параметрам МГРП в плане количества стадий, глубины ствола скважины (в особенности ее горизонтальной части), возможности повторного ГРП и управления интервалами/портами после ввода ее в эксплуатацию и многого другого. В связи с этим ООО «Газпромнефть-Хантос» и ООО «Газпромнефть-НТЦ» совместно с ООО «ЕВС» в течение последних 14 месяцев проводят опытно-промышленные работы (ОПР) по технологии МГРП Mongoose со сдвижными муфтами (с возможностью многократного открытия/закрытия). Технология NCS Mongoose Multistage Unlimited (официальным дистрибьютором которой в Российской Федерации и странах СНГ является ООО «ЕВС») зарекомендовала себя на отечественном рынке как альтернатива текущим методам МГРП с шаровыми компоновками.

Общая информация о технологии NCS Mongoose Multistage Unlimited

В данной технологии объединены компоновка для разобщения интервалов, спускаемая на ГНКТ, и сдвижные муфты

Introduction

Multistage fracturing (MSF) is acknowledged to be as one of the main methods of formation stimulation in Russian Federation. The main purpose of this method is to provide highly conductive fractures in oil and gas reservoir throughout the wellbore horizontal section. For this, the sequential series of hydraulic fracturing (frac) are made, the result of which is the hydrocarbons maximum production rate.

Over time, the oil and gas companies in Russian Federation are becoming more demanding in technical and technological parameters of MSF in terms amount of stages, the maximum depth (particularly in its horizontal part), possibility of re-fracturing and control of intervals / ports after start of production and more. Therefore, “Gazpromneft-Khantos”, LLC and “Gazpromneft NTC”, LLC in partnership with “EWS”, LLC, during the last 14 months have been conducting pilot projects on MSF Mongoose technology with sliding sleeves (with the possibility of repeated opening / closing). NCS Mongoose Multistage Unlimited technology (official distributor in Russia is LLC “EWS”) is acknowledged to be as an alternative to the current methods of MSF with ball drop completion.

General information about NCS Mongoose Multistage Unlimited technology

In this technology BHA for intervals separation, running on CT, and sliding sleeves or sand jet perforation (SJP) are combined, which allows multi-stage frac during well completion in one run, and more effectively than any other method allows.

Technology features

CT string running allows using multiple packer

либо перфораторы для гидропескоструйной перфорации (ГПП), что позволяет осуществлять многостадийный ГРП при заканчивании скважин за одну спуско-подъемную операцию и более эффективно, чем позволяет любой другой метод.

Особенности технологии

Спуск колонны ГНКТ позволяет использовать пакер многократной установки для ГРП и муфты, сдвигаемые механически. Пакер многократной установки сдвигает на каждой стадии сдвижную муфту в положение «открыто» и изолирует целевой интервал в ходе проведения гидроразрыва. Данная комбинация позволяет отказаться от прокачиваемых пробок и шаров, сдвигающих муфты. Сдвижные муфты спускаются в компоновке хвостовика при заканчивании скважины и устанавливаются на запланированных глубинах для проведения ГРП. Данные сдвижные муфты можно цементировать вместе с хвостовиком, таким образом, нет необходимости устанавливать заколонные пакеры для разобщения интервалов ГРП. Сдвижные муфты 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.

Отличительной особенностью данной технологии является возможность проведения ГПП в случае отсутствия приемистости открытой муфты (по геологическим причинам) или необходимости добавления стадии без дополнительной СПО.

Также немаловажным фактором является возможность тестирования герметичности пробки/пакера после установки и перед открытием муфты, что позволяет быть уверенным после сдвига муфты, что при тесте на приемистость жидкость поступает в пласт, а не через негерметичную пробку/пакер. В противном случае могут быть получены осложнения при ГРП в связи с утечкой жидкости в нижележащий пласт.

Контролируемая (управляемая) оптимизация заканчивания многостадийного ГРП по технологии

Технология контролируемой оптимизации закачивания многостадийного ГРП заключается в процессе мониторинга давления на забое скважины при последовательном выполнении стадий ГРП в режиме реального

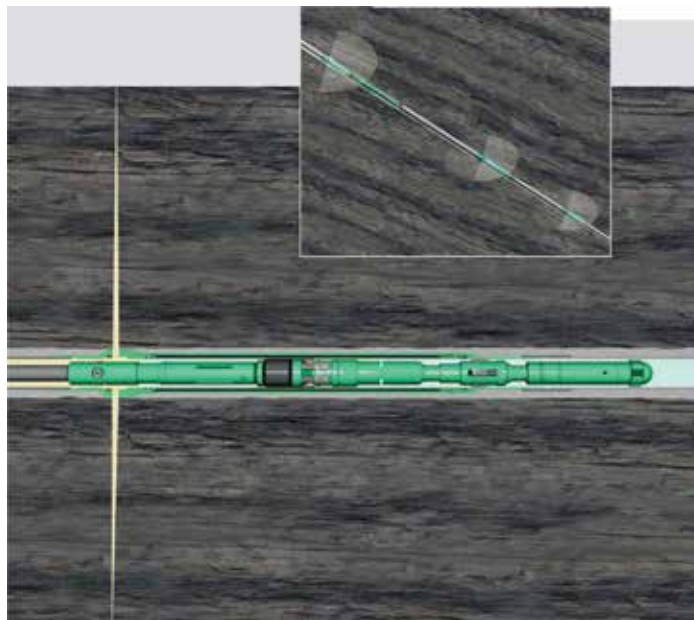


Рисунок 1 – КНК Mongoose для разобщения интервалов, спускаемая на ГНКТ

Figure 1 – Mongoose BHA run for isolation intervals

unit for frac and sleeve shifted out mechanically. Multiple packer unit shifts the sliding sleeve out on each stage in “open” position. This combination allows canceling pumping plugs and balls shifting sleeves. Sliding sleeves run in the liner during well completion and set on the planned depths for fracturing. These sliding sleeves can be cemented together with the liner, so there is no need to install the annular packers to isolate frac intervals. Sliding sleeves have the same internal diameter and strength characteristics, as does the liner, and come with a top sub to rig up liner into BHA: lower end is a nipple thread, the top is sleeve.

A distinctive technology feature is the fracturing if there is a lack of an open sleeve injectivity (for geological reasons), or the need to add a stage without additional trip. Also, the important factor is the ability to test the plug leakage / packer after setting up and before sleeve opening, allowing to be assured after sleeve shifting, that during injection test the fluid goes to the formation, rather than leaking through the plug / packer. Otherwise, the complications might occur due to fracturing fluid leakage into the underlying formation.

Controlled optimization of MSF technology completion

The technology of controlled optimization of MSF technology completion is in the process of pressure monitoring downhole during sequential fracturing stages in real time. An important system

времени. Важная особенность системы заключается в том, что, кроме своей основной ценности, а именно диагностики и 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 его завершения.

Поставленная задача

На текущий момент по технологии МГРП *Mongoose* в Российской Федерации в общей сложности было проведено более 20 скважино-операций в хвостовиках 101,3 мм и 114,3 мм со сдвижными муфтами и/или с проведением ГПП. В частности, в июне 2016 года был проведен рекордный для Российской Федерации 30-стадийный МГРП со сдвижными муфтами на Южно-Приобском месторождении ООО «Газпромнефть-Хантос».

Перед заказчиком стояла цель провести 30 стадий МГРП в скважине общей длиной 4586 м с горизонтальным участком длиной 1500 м, включающая также задачи достижения забоя протяженного горизонтального участка, геофизические исследования на ГНКТ.

Также в связи с особенностями технологии *Mongoose*, когда переход от одной стадии к другой (срыв пакера после ГРП, подъем к следующему интервалу, позиционирование на муфте ГРП, посадка пакера и открытие муфты) занимает порядка 40 минут, основным фактором для новой скважины для проведения большого количества стадий МГРП являлась скорость проведения каждой стадии ГРП, а именно подготовка к ней. Поэтому была поставлена дополнительная задача – проведение 6 ГРП в сутки. Что не является критичным для самой технологии *Mongoose*, а ограничена только работой бригады ГРП. Данные параметры также являются критическими в плане быстроты проведения работ и вывода скважины в эксплуатацию. Поэтому ООО «ЕВС» предоставляло также комплексные услуги по ГНКТ и ГРП (совместно с ООО «Ньютех Велл Сервис») для получения максимальной кооперации между двумя сервисами. Для обеспечения бесперебойной подачи технической жидкости для ГРП использовались (с возможностью подогрева в зимнее время) емкость/бассейн 600 м³. Также была заранее разработана методика подготовки к проведению ГРП (совместно с заказчиком) для исключения возможных простоев, в том числе по причине несогласованных действий.



Рисунок 2 – Монтаж комплекса ГНКТ
Figure 1 – CT Fleet rig-up

feature is that in addition to its core values, namely, diagnosis and recording of downhole pressures and temperatures above and below the packer, the system makes possible to optimize the fracturing fluid formulation, using real data on heating and cooling in the fracturing fluid downhole conditions during frac operation and after its completion.

The task

More than 20 well operations in 4 and 4.5 liners with sliding sleeves and / or SJP were done with MSF *Mongoose* technology in Russian Federation. In particular, a record for Russian Federation 30-stages MSF was done in June of 2016 with sliding sleeves at South Priobskoye field of “Gazpromneft-Khantos”, LLC.

The customer had a task to provide 30 stages MSF in well total length of 4586 m with a horizontal section of length 1500 m, which also includes the task of get bottom of the extended horizontal section, logging operation on CT string.

Also in connection with the *Mongoose* technology features, when the transition from one stage to another (packer reseating after frac, pulling to the next interval, frac sleeve positioning, packer seating and sleeve opening) takes about 40 minutes, but the main factors for a new well to

На стадии проектирования данной скважины инженерным отделом ООО «ЕВС» были проведены расчеты дохода до забоя в программном обеспечении, что подтвердило необходимость использования ГНКТ с внешним диаметром 50,8 мм. Данная труба позволяет дойти до забоя и провести открытие нижних муфт без использования специальных забойных инструментов, обеспечивающих дополнительное тяговое усилие. Что, в свою очередь, упрощает проведение основного вида работ. Также использование ГНКТ 50,8 мм обеспечивает необходимый расход жидкости при получении критического роста давления при ГРП (СТОП) и необходимости вымыва проппанта из ствола скважины.

Результат и выводы

По итогам проведенной работы можно констатировать, что 30-стадийный МГРП был успешно проведен, были открыты все 30 муфт. В общей сложности в течение всех стадий было закачено 1179 т проппанта (около 40 т на стадию). Одним из достижений также является проведение первых 20 стадий ГРП за одну спуско-подъемную операцию (без переборки инструмента). Всего были проведены 2 СПО для проведения общего количества стадий.

Дополнительно был произведен спуск на ГНКТ (перед МГРП) приборов для проведения исследования АКЦ и СГДТ для оценки качества цементирования горизонтального участка скважины.

Также на последних стадиях было проведено 7 стадий ГРП за 21 час, что говорит о достижении поставленной заказчиком задачи.

В процессе работы были получены 3 «СТОПа», которые были успешно вымыты без дополнительных СПО. Данный факт подтверждает возможность проведения подобных операций и необходимость использования ГНКТ 50,8 мм при проведении аналогичных работ.

Результаты проведения данной скважино-операции позволяют говорить о выходе на новый уровень заканчивания скважин с возможностью проведения МГРП, когда основными факторами будут являться максимальное увеличение нефтегазоотдачи пласта и ее экономическая эффективность, а не лимитирование количества стадий, ограничение доступа в ствол скважины после МГРП, потребность проведения дополнительных работ, максимальная глубина и другие факторы, связанные с заканчиванием скважины. ☉

operate a large number of MSF is the speed of each frac stage, namely, preparation for it. Thus, the additional task was to carry out additional 6 frac per day. That is not critical for most Mongoose technology but limited only by frac fleet work. These parameters are also critical in terms of the speed of work and bringing well in operation. Thus, EWS, LLC also provided services for coiled tubing and fracturing (with NewTeck Well Services Ltd.) for maximum co-operation between the two services. To ensure uninterrupted supply of technical fluids for hydraulic fracturing it was used 600 m³ (with the possibility of heating in winter) tank / pool. Also, the preparation method to carry out hydraulic fracturing was developed in advance (together with the customer) to avoid possible downtime including uncoordinated actions.

While designing this well by the engineering department of EWS, LLC, the income calculations were carried out in the software, which confirmed the need for a coiled tubing 2" string. This string allows reaching the bottom and holding the opening the lower sleeves without using downhole tools that provide additional traction. This simplifies the main type of work. Also, using 2" coiled tubing string the necessary fluid flow during critical pressure increasing while fracturing (screenout) and necessity for washing out the wellbore from proppant.

Results and conclusions

Because of this work, we can say that 30-stages MSF has been successfully done, all 30 sleeves were shifted. It was pumped 1,179 tons of proppant (approx. 40 tons per stage) during all stages. One of the achievements is also done the first 20 frac stages per one trip (without tool redressing). It was 2 times trips in total to total amount of stages.

Additionally, cement bond log tools running on CT and Downhole GR-Density Fault Detector was made (before frac) to measure the horizontal section quality of the well cementing.

During last stages, the 7 stages of hydraulic fracturing were held in 21 hours, which means achieving client objectives. During operation, 3 screenouts occurred that have been successfully cleaned out without any additional trips.

The results of this well-operation allows a new level of wells completion with the possibility of MSF with maximum increasing of formation oil recovery factor and its economic efficiency, rather than limiting the frac stages, restricting access to the wellbore after frac, necessity of additional runs, maximum depth and other factors related to well completion. ☉