

Применение технологии Plug & Perf при многозональном гидроразрыве в скважинах с горизонтальным окончанием. Опыт поточного выполнения кислотных разрывов

Application of the Plug & Perf Technology for Multistage Fracturing in Horizontal Wells. Experience of Simultaneous Acid Fracturing in 2 Wells

П.С. ДЕМАКИН, заместитель директора по ГРП ООО «ТаграС-РемСервис»

P. DEMAKIN, Deputy Director for Fracturing at TagraS-RemService, LLC

Публикация подготовлена на основе доклада, озвученного в процессе 14-й Потребительской конференции по вопросам эксплуатации кольтюбингового оборудования, цементировочного, насосного, азотного оборудования и оборудования для ГРП СЗАО «ФИДМАШ».

Сегодня в области развития технологий и инновационного оборудования, в том числе в сфере нефтедобычи, приоритетным вопросом становится максимальная экономическая эффективность.

В связи с этим требования заказчиков к сервисным компаниям наряду с требованиями высокой технологичности переходят к организации выполнения работ. Не является исключением и выполнение гидравлических разрывов пластов.

Компания «Татнефть», являющаяся образцом высокой технологической культуры и активно внедряющая прогрессивные технологии на своих объектах, в текущем году провела опробование хорошо зарекомендовавшей себя технологии Plug & Perf, но уже в новом качестве, с учетом вопросов максимальной экономической эффективности. Для реализации данной технологии были привлечены флот ГРП ООО «ТаграС-РемСервис» и подрядная организация, предоставившая оборудование для Plug & Perf.



The publication is prepared on the basis of the report presented at the 14th Client conference on operation of the coiled tubing, cementing, pumping, nitrogen and fracturing equipment for FIDMASH, CJSC.

Today, maximum economic efficiency is a number one priority

in development of technologies and innovative equipment for oilfield services.

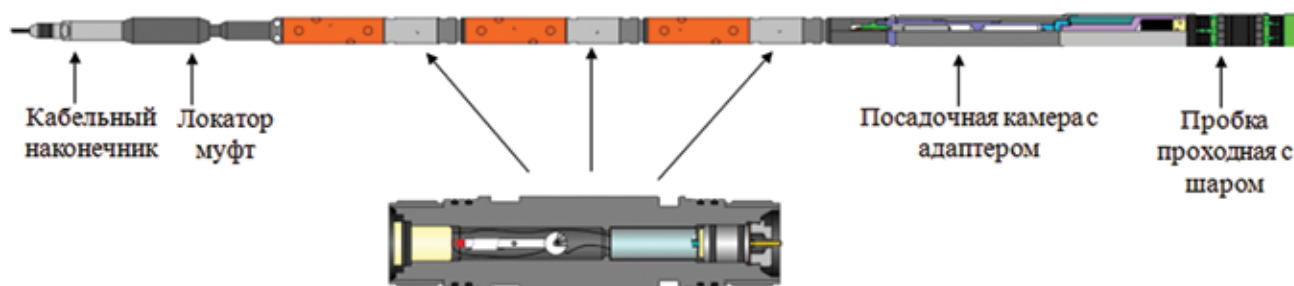
In the field of technology development and innovative equipment, including in the field of oil production, the maximum economic efficiency is becoming a priority issue nowadays. In this regard, the requirements of customers for service companies, along with the requirements of high technology are moving to the organization of work. There is no exception and the implementation of hydraulic fracturing.

Tatneft, a model of high technological culture and actively introducing advanced technologies at its facilities, in the current year conducted testing of the well-proven Plug & Perf technology, but in a new quality, taking into account the issues of maximum economic efficiency., the fleet of the state-owned enterprise "TagraS-RemService" and the contractor that provided equipment for Plug & Perf were involved for the implementation of this technology.

Реализованные технические и технологические решения

2

Конфигурация сборки перфорационной системы с пробкой

**Особенности тандема последовательной перфорации:**

- ✓ Обеспечивает последовательное, снизу вверх, срабатывание секций кумулятивного перфоратора за одну СПО
- ✓ Применяются общераспространенные средства инициирования типа ПВПД-Н и ЭДПН-М
- ✓ Не требуется применения сложной наземной аппаратуры – инициирование осуществляется штатным взрывным прибором типа ПВВ-1 или аналогичным
- ✓ Неограниченная временная задержка между срабатываниями элементов компоновки

площади Ромашкинского месторождения. Скважина была пробурена с горизонтальным окончанием. При этом горизонтальным участком протяженностью 321 м был вскрыт продуктивный объект кыновского горизонта, характеризующийся крайней неоднородностью по своим фильтрационно-емкостным свойствам.

Слайд 2

Для реализации технологии, позволяющей выполнить посадку проходной пакер-пробки и перфорацию за один спуск геофизического оборудования, была спроектирована и изготовлена тандемная установка, включающая в себя посадочную камеру с пороховым зарядом и перфорационные снаряды. Особенностью

Slide 2

For setting the packer-plug and performing perforation developed a unique BHA that combined setting tool with powder explosives and perforation charges. The unique feature of this BHA is a separate initiation of setting chamber and perforation charges. Time delay between perforations is not limited.

Slide 3

Running a tandem BHA at a setting depth in horizontal wellbore was performed by the injection of a

Реализованные технические и технологические решения

3



В целях обеспечения безопасного выполнения геофизических работ при посадке пакера и перфорации, доводке растворимого шара и выполнения ГРП, на устье скважины было смонтировано следующее оборудование:

- ✓ Устьевая арматура АЗП-ГТ-100х70 с центральным проходным сечением 100 мм
 - ✓ Превенторная установка с гидравлическим приводом, обеспечивающая перепад давления до 70 МПа
 - ✓ Лубрикаторная установка, позволяющая выполнять ГИРС при избыточном давлении на устье до 32 МПа.
- Составная часть фонтанной арматуры с лубрикаторным оборудованием составила 26 метров. Камера лубрикатора 12 метров. Геофизические работы выполнялись на кабеле диаметром 8,5 мм.

данной установки является независимая инициация камеры и снарядов. Задержка между срабатываниями не имеет ограничений по времени.

fracturing fluid or a process fluid into the wellbore. A lubricator unit and a hydraulic blowout preventer d provided pressure integrity of the wellhead.

Слайд 3

Доведение тандемной установки до интервала посадки проходной пакер-пробки в горизонтальном участке скважины выполнялось путем нагнетания жидкости разрыва или технической жидкости по стволу скважины.

Для обеспечения герметичности устья скважины была применена лубрикаторная установка и гидравлический превентор.

Slide 4

Preparation included rigging up the equipment, wellbore drifting with a tandem BHA dummy and pressure test of lubricator and preventer for 500 atm. Job duration was no more than 6 hours.

Slide 5

This slide demonstrates the job procedure for setting the packer-plug and zone isolation after fracturing. The

Цикл подготовительных работ

4

Сборка секций лубрикатора



Установка гидравлического превентора



Монтаж устьевого оборудования



Цикл подготовительных работ включает в себя шаблонировку ствола скважины незаряженной компоновкой с проходным локатором муфт и имитатором пакер-пробки. По завершении монтажа шаблона в камеру лубрикатора производится опрессовка устьевого давления на 50 МПа. Во время шаблонировки скважины осуществляется привязка по реперным патрубкам, что в дальнейшем позволяет проводить установку пакер-пробки и проведение перфорации с точностью до 0,5 м.

Слайд 4

Цикл подготовительных работ включал в себя, помимо монтажа оборудования, шаблонировку ствола скважины имитатором тандемной установки и опрессовку лубрикатора с превентором на 500 атм. Продолжительность работ не превысила шести часов.

Слайд 5

На слайде показан порядок выполнения работ по установке пакер-пробки и отсечению зоны после воздействия гидроразрывом. Скорость спуска тандемной установки в вертикальном участке скважины составляла до 5000 м/час. После выхода установки в горизонтальный

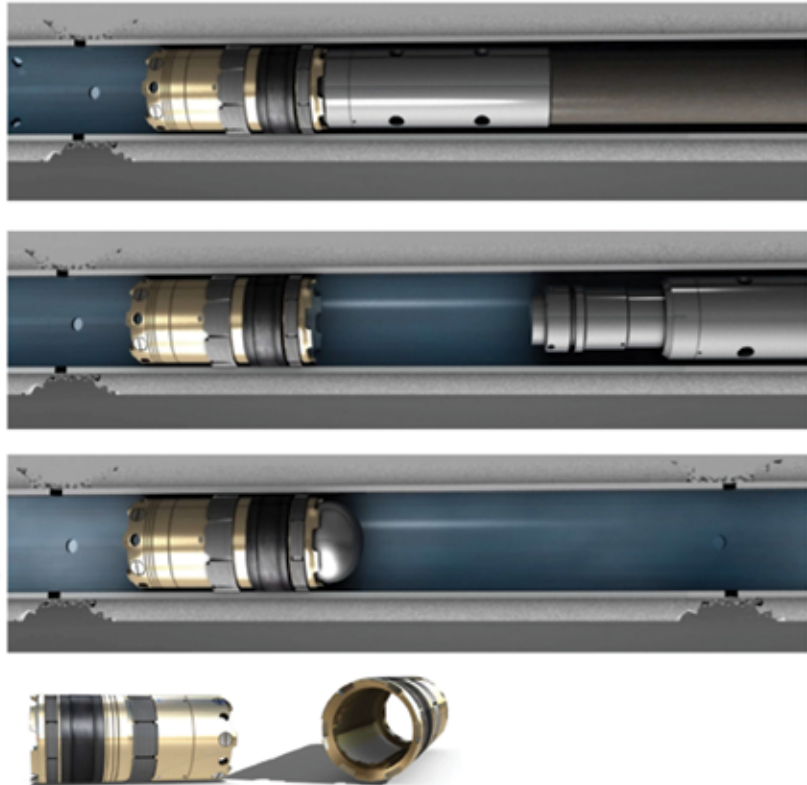
running speed for a tandem BHA in a vertical wellbore was up to 5000 m/hour. Once BHA is in the horizontal wellbore and cannot move by its own weight, a high-pressure fracturing pump is launched with a rate 0.3–0.9 m³/min. Pump is stopped once BHA reaches the required depth. Then, a logging cable tension allows locating BHA at the target depth. Then, a powder charge of the setting chamber is activated, powder gases pressure sets the plug and shears pins. After that, perforation charges are located at the required depth by a logging cable tension and the next fracturing stage is performed. After pulling the used BHA out of hole, a soluble ball

Подготовка интервала к проведению ГРП по технологии Plug & Perf

По завершении шаблонировки осуществляется спуск заряженной компоновки до необходимого интервала. В вертикальном участке скорость спуска до 5000 м/час. В горизонтальном участке установка доводится путем прокачки линейного геля с расходом 0,3-0,9 куб.м/мин, не превышая допустимого устьевое давления.

После установки компоновки в нужном интервале производится расстыковка tandemной пары путем инициации пиропатрона с одновременной посадкой проходного пакера. Затем производится перфорация участка воздействия ГРП.

Установка извлекается из скважины, лубрикатор демонтируется, и производится сброс растворимого шара. Доведение и посадка шара осуществляется прокачкой в скважину линейного геля. Момент посадки фиксируется по изменению устьевое давления.



участок скважины и прекращения движения под собственным весом запускался насос высокого давления флота ГРП с расходом от 0,3 до 0,9 м³/мин. По достижении установкой нужного интервала закачка останавливалась, и натяжением геофизического кабеля установка выводилась до нужной точки. Далее инициировался пиропатрон посадочной камеры, давлением пороховых газов производилась пакеровка пробки и одновременное срезание штифтов. Затем также натяжением кабеля перфорационные снаряды выводились на необходимый интервал, и выполнялась перфорация следующей зоны для гидроразрыва. После подъема отработавшей компоновки производился сброс растворимого шара, через расчетное время запускался насос, и с расходом 0,3–0,6 м³/мин производилось доведение шара до посадочного седла на проходной пробке. Момент

is dropped and a pump is launched after the estimated time. Then, a ball is injected to a landing seat in the plug with a rate 0.3–0.6 m³/min. The moment when ball lands on the seat is defined by an instant rise in the wellhead pressure. After that, rate is increased to a planned value and a fracturing is performed.

Slide 6

Quality control of BHA make-up was performed in two ways: a visual BHA inspection after retrieval and a real-time control with a data acquisition pressure gauge system "GEOKIN".

Подготовка интервала к проведению ГРП по технологии Plug & Perf

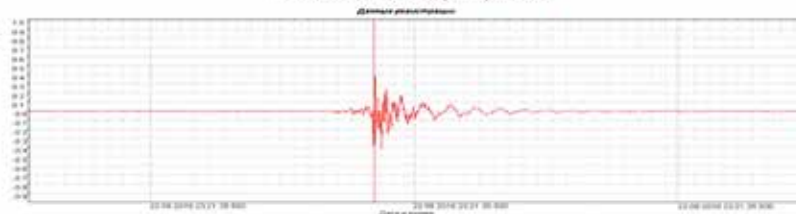
6

Контроль качества отработки тандемной установки контролируется как визуально, осмотром после подъема на поверхность, так и по данным работы блока манометров «ГЕОКИН».

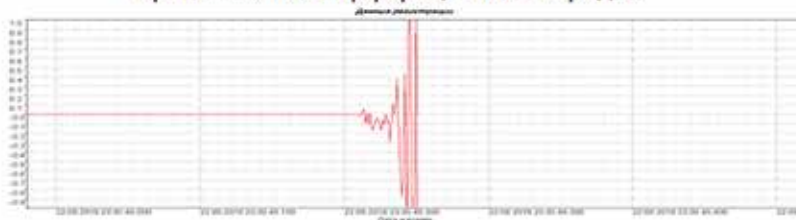
Извлечение тандемной пары из камеры лубрикатора.



Посадка пакер-пробки



Срабатывание перфорационных зарядов



Отработанная тандемная пара и перфорационный снаряд



посадки шара определялся по изменению устьевого давления (характерный скачок). С этого момента расход увеличивался до проектных параметров и выполнялся гидроразрыв пласта.

Слайд 6

Контроль качества сработки контролировался как визуально – путем осмотра тандемной установки после извлечения, так и в режиме онлайн по данным системы сбора данных блока манометров «ГЕОКИН».

Слайд 7

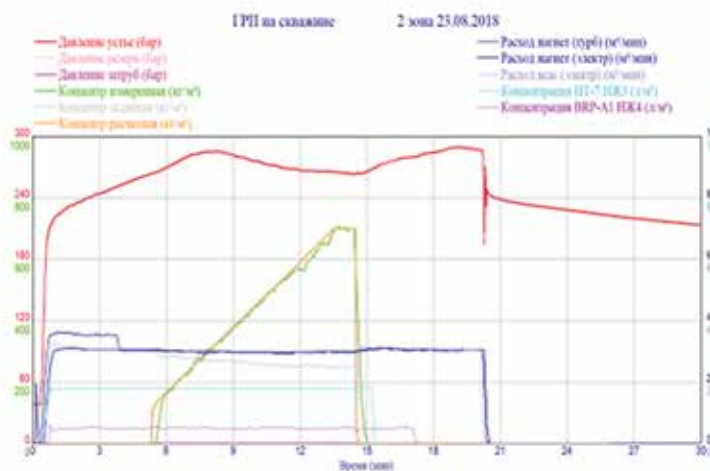
В качестве инициации отключения участка ранее проведенного разрыва применялись водорастворимые (фантомные) шары диаметром

Slide 7

Water-soluble (phantom) balls with a size of 92.4 mm manufactured in USA were used for isolation of previously fractured zone. Lubricator was rigged down, a ball was dropped and a blind cap was installed. Estimated dissolution time: 48 hours. The essential requirement for technology implementation was the maximum precise injection of proppant mixture during fracturing.

Подготовка интервала к проведению ГРП по технологии Plug & Perf

По готовности флота ГРП через превенторную установку осуществляется сброс растворимого шара. Время начала растворения 48 часов. Устанавливается заглушка. Прокачкой линейного геля производится доводка и посадка шара. Далее в штатном режиме выполняется гидроразрыв пласта с точной продавкой песчаной смеси в «ноль».



92,4 мм производства США. Для их сброса выполнялся демонтаж лубрикатора, сбрасывался шар и устанавливалась заглушка. Расчетное время начала растворения – 48 часов. Обязательным условием для реализации технологии являлось выполнение процесса ГРП с максимально точной продавкой песчаной смеси.

Слайд 8

Продолжительность выполнения операций по установке пакер-пробки и перфорации занимала от 1,40 до 2,19 часа, что в десятки раз быстрее, чем выполнение работ по стандартной технологии путем СПО НКТ. Общая продолжительность работ составила двое суток. При заключительных работах не

Slide 8

Duration of operation for setting a packer-plug and perforation was from 1.4 to 2.19 hours that is 10 times faster than a standard operation with a tubing. The overall duration was 2 days. There was no need to drill plugs and clean out the wellbore. Stimulation crew installed a small-sized ESP-80. A real production rate exceeded the expected one by 4.5.

Реализация поставленных заказчиком задач

8

Зона ГРП	Типа ПВА и зарядов	Масштаб (Плотность)	Примечание
Зона ГРП №2	20БО + 20ГП	10 +10 отв./м	Время подготовки зоны: 2 ч 05 мин
Зона ГРП №3	20БО + 20ГП	10 +10 отв./м	Время подготовки зоны: 2 ч 19 мин
Зона ГРП №4	20БО + 20ГП	10 +10 отв./м	Время подготовки зоны: 1 ч 40 мин
Зона ГРП №5	20БО + 20ГП	10 +10 отв./м	Время подготовки зоны: 1 ч 43 мин

По завершении работ по ГРП, на стадии заключительных работ, разбуривание пакер-пробок не понадобилось, отсекающие шары растворились. Бригадой ЦПРС было произведено только внедрение ЭЦН.
Дебит скважины в процессе освоения в 4,5 раза превысил среднедействующий дебит по данному участку.



Демонтаж оборудования Plug & Perf по завершении работ по ГРП не превысил 2-х часов.



потребовалось работ по бурению отсекающих пробок и промывок забоя. Бригадой освоения был внедрен малогабаритный ЭЦН-80. Фактический дебит превысил ожидаемый в 4,5 раза.

Слайд 9

На представленном слайде демонстрируется техническое решение по сокращению затрат при выполнении кислотного МКГРП с применением прокалывателя и механического локатора муфт. Весь цикл работ по вторичному вскрытию участков горизонтальной скважины для кислотного разрыва выполняется за одну СПО. За счет применения механического локатора муфт была исключена необходимость промежуточного подъема компоновки и дорогостоящих геофизических исследований горизонтального участка ствола

Slide 9

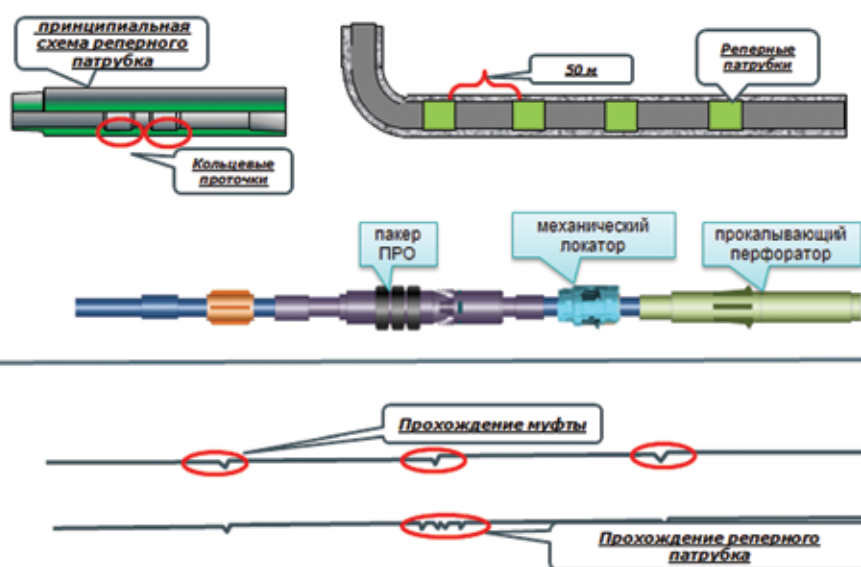
This slide presents a technical proposal for cost reduction of multistage acid fracturing using a needle device and a mechanical sleeves locator. Perforation for acid fracturing operations was performed in one run. Mechanical sleeves locator allowed to eliminate intermediate run for pulling BHA to surface and performing costly logging operation of the horizontal wellbore for precise location of the deployed BHA before perforation.

Реализация технологии непрерывного многостадийного кислотного разрыва

Решение для реализации непрерывного многостадийного кислотного разрыва

Особенность процесса:

- Включение в компоновку обсадной колонны реперных патрубков.
- Включение в компоновку инструмента механического локатора муфт.
- Позиционирование компоновки в скважине производится при помощи механического локатора муфт:
- локация муфт происходит при подъеме НКТ;
- величина дополнительного усилия, при проходе через муфту, выводится на индикатор веса



скважины для точной привязки положения спущенного оборудования перед перфорацией.

Slide 10

Слайд 10

Как показывает практика, немаловажную роль в деле оптимизации затрат на выполнение многозонных кислотных разрывов при вводе скважин из бурения может сыграть и усовершенствование организации работ. При выполнении работ на кустовой площадке было организовано одновременное выполнение кислотных разрывов. Для исключения простоя флота ГРП в ожидании подготовки следующей зоны воздействия и отказа от необходимости периодического перемонтажа поверхностных линий высокого давления была выполнена синхронизация работы двух бригад КРС и

Field experience shows that modernization of operation can also play an important role in cost reduction for multistage acid fracturing after drilling. This technology provided the ability to perform acid fracturing on several wells on one well pad. Simultaneous operation of the two workover crews and a fracturing fleet allowed to eliminate fracturing fleet stand-by waiting for the next stage and the need for repeated rigging up of high-pressure lines. Annular valves of two wells were rigged up in one injection

Реализация технологии поточного многостадийного кислотного разрыва двух скважин одновременно

10

Особенность процесса:

- Постановкой двух бригад КРС выполнена подготовка двух скважин из бурения к проведению КГРП.
- Выполнен монтаж оборудования ГРП, с обвязкой двух скважин, обеспечивающей выполнение разрыва без перестановки флота ГРП.
- Работа трёх бригад синхронизирована для непрерывного выполнения работ с учётом возможности проведения разрыва на одной скважине и одновременного выполнения перфорации и перепосадки пакера на другой.



Применение поточного метода позволило исключить затраты на перемобилизацию флота ГРП. Экономический эффект – 1,9 млн.рублей

Скважина №1	Прокол в интервале 1	КГРП	Прокол в интервале 2	КГРП	Прокол в интервале 3	КГРП	Прокол в интервале 4	КГРП
Скважина №2	СПО оборудования	Прокол в интервале 1	КГРП	Прокол в интервале 2	КГРП	Прокол в интервале 3	КГРП	

флота ГРП. Обвязка затрубного пространства двух скважин выполнена в единую линию нагнетания. Продолжительность обработки двух скважин была сокращена до трех суток с учетом подготовительных работ, т.е. в 3,5 раза по сравнению с плановой продолжительностью выполнения работ. ☉

line. Duration of stimulation of two wells was reduced up to 3 days including preparation. This is 3.5 times lower as compared to a planned duration of these operations. ☉

Планомерная, совместно с заказчиком, работа нашей компании в области не только повышения технологичности и качества ремонта скважин и нефтеотдачи пластов, но и реализация взаимовыгодной стратегии оптимизации затрат на предоставляемые сервисные услуги позволяет нашей компании удерживать позиции востребованного партнера в условиях жестких рыночных отношений и острой конкуренции.

A methodical work of our company in cooperation with a customer aimed at implementing new technologies and increasing the quality of well workover and oil recovery operations as well as an implementation of mutually beneficial strategy for cost reduction allows to keep our status as a high-demanded partner under harsh market conditions and intense competition.