

Нефтегазовое дело. 2023. Т. 21, № 6. С. 138-154. ISSN 2073-0128 (print)

Petroleum Engineering. 2023. Vol. 21. No. 6. P. 138-154. ISSN 2073-0128 (print)

Научная статья

УДК 622.24

DOI: 10.17122/ngdelo-2023-6-138-154

СИСТЕМЫ ЗАКАНЧИВАНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН С МНОГОСТАДИЙНЫМ ГИДРОРАЗРЫВОМ ПЛАСТА ДЛЯ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ, СЛАБОДРЕНИРУЕМЫХ, НЕОДНОРОДНЫХ И РАСЧЛЕНЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

Василий Павлович Овчинников², Николай Маратович Шамсутдинов¹,
Дмитрий Сергеевич Леонтьев², Павел Васильевич Овчинников³,
Айрат Римович Хафизов⁴, Ирина Валерьевна Белоусова²

¹ООО «Газпромнефть-Технологические партнерства», Ханты-Мансийск, Россия

²Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

³Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, Москва, Россия

⁴Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Автор, ответственный за переписку

Айрат Римович Хафизов, hafizov57@mail.ru

Аннотация. В настоящее время наиболее эффективным методом интенсификации притока углеводородов и повышения нефтеотдачи продуктивных пластов остается технология гидравлического разрыва пласта (ГРП). Во многих регионах это единственная технология вовлечения в разработку месторождений с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов, приуроченными к низкопроницаемым, слабодренируемым, неоднородным и расчлененным коллекторам, позволяющая существенно увеличить добычу углеводородов и сделать ее экономически рентабельным.

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

С течением времени нефтегазодобывающие компании увеличивают все требование к техническим и технологическим параметрам МГРП в плане количества стадий, длины горизонтального участка ствола скважины, возможностям повторного ГРП и управления интервалами (портами) после ввода их в эксплуатацию и т.д.

Авторами статьи рассмотрены и проанализированы современные системы заканчивания горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта для низкопроницаемых, слабодренируемых, неоднородных и расчлененных коллекторов с целью формирования их рейтинга.

Для цитирования

Овчинников В.П., Шамсутдинов Н.М., Леонтьев Д.С., Овчинников П.В., Хафизов А.Р., Белоусова И.В. Системы заканчивания горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта для низкопроницаемых, слабодренируемых, неоднородных и расчлененных коллекторов // Нефтегазовое дело. 2023. Т. 21, № 6. С. 138-154. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2023-6-138-154>.

Ключевые слова

многостадийный разрыв пласта; МГРП; муфта ГРП; кластерное ГРП; кластерная перфорация; цементируемая компоновка заканчивания; подвеска хвостовика; кумулятивный перфоратор; пакер-пробка

Original article

HORIZONTAL WELL COMPLETION SYSTEMS WITH MULTI-STAGE HYDRAULIC FRACTURING FOR LOW-PERMEABILITY, POORLY DRAINED, HETEROGENEOUS AND DISMEMBERED RESERVOIRS

Vasily P. Ovchinnikov², Nikolai M. Shamsutdinov¹, Dmitry S. Leontyev², Pavel V. Ovchinnikov³, Airat R. Khafizov⁴, Irina V. Belousova²

¹«Gazpromneft-Technological Partnerships» LLC, Khanty-Mansiysk, Russia

²Tyumen industrial university, Tyumen, Russia

³Sergo Ordzhonikidze Russian state geological exploration university, Moscow, Russia

⁴Ufa state petroleum technological university, Ufa, Russia

Corresponding author

Airat R. Khafizov, hafizov57@mail.ru

Abstract. Currently, the most effective method of intensifying the inflow of hydrocarbons and increasing oil recovery in productive formations in wells, in particular with a horizontal well, remains the technology of hydraulic fracturing (HF). In many regions, according to some domestic and foreign researchers, this is the only technology for developing fields with hard-to-recover hydrocarbon reserves confined to low-permeability, poorly drained, heterogeneous and dissected reservoirs, which can significantly increase hydrocarbon production and make wells economically viable.

Multi-stage hydraulic fracturing (MSHF) has established itself as one of the main methods of reservoir stimulation in the Russian Federation. The main goal of this method is to create highly conductive fractures in an oil and gas saturated reservoir throughout the horizontal section of the wellbore. To do this, an alternate series of hydraulic fracturing is performed, the result of which is the maximum production rate of hydrocarbons.

Over time, oil and gas companies in the Russian Federation are becoming more demanding on the technical and technological parameters of MSHF in terms of the number of stages, the length of the horizontal section of the well, the possibility of re-fracturing and management of intervals/ports after its commissioning, and much more.

The authors of the article propose to consider and analyze modern horizontal well completion systems with multi-stage hydraulic fracturing for low-permeability, low-drainage, heterogeneous and dissected reservoirs in order to form their rating.

Keywords

multi-stage fracturing; multi-stage hydraulic fracturing; hydraulic fracturing sleeve; cluster fracturing; cluster perforation; cemented completion assembly; liner hanger; cluster perforation; cumulative perforator; plug packer

For citation

Ovchinnikov V.P., Shamsutdinov N.M., Leont'ev D.S., Ovchinnikov P.V., Khafizov A.R., Belousova I.V. Sistemy zakanchivaniya gorizontalnykh skvazhin s mnogostadiynym gidrorazryvom plasta dlya nizkopronicaemykh, slabodreniruemykh, neodnorodnykh i raschlenennykh kollektorov // [Horizontal well completion systems with multi-stage hydraulic fracturing for low-permeability, poorly drained, heterogeneous and dismembered reservoirs] // *Neftegazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2023, Vol. 21, No. 6. pp. 138-154. [in Russian]. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2023-6-138-154>.

Введение

В настоящее время применение гидроразрыва пластов (ГРП) в наклонно-направленной скважине не всегда обеспечивает рентабельность разработки месторождений по причине меньшей плотности дренирования в отличие от скважины с горизонтальным окончанием, где площадь дренирования примерно в два раза выше. И даже в этом случае наиболее

экономически эффективной технологией является проведением многостадийного гидроразрыва пластов (МГРП) [1, 2].

Классификация систем заканчивания ГС с МГРП как правило включает в себя компоненты состоящие как из узлов без дополнительного оборудования, так и с муфтами различного исполнения (шаровые, бесшаровые и разрывные) (рисунок 1).

К шаровым муфтам, как правило, относят: гидравлическую муфту ГРП, активируемой давлением (рисунок 2); набухающий или гидромеханический заколонный пакер (рисунок

3); муфты ГРП (рисунки 4, 5), активируемые шарами (рисунок 6) и закрываемые дополнительными устройствами (рисунок 7) [3, 4].

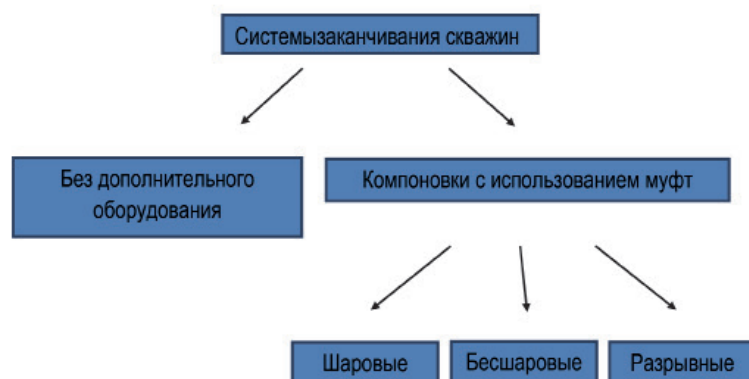


Рисунок 1. Классификация систем заканчивания ГС с МГРП

Figure 1. Classification of horizontal completion systems with MSHF



Рисунок 2. Гидравлическая муфта ГРП

Figure 2. Hydraulic frac coupling



Рисунок 3. Заколонные (межинтервальные) пакеры

Figure 3. Casing (inter-interval) packers



Рисунок 4. Шаровые многоразовые муфты

Figure 4. Ball reusable couplings



Рисунок 5. Шаровые муфты ГРП

Figure 5. Frac ball sleeves



Рисунок 6. Активационные шары

Figure 6. Activation balls



Рисунок 7. Инструмент для управления муфтами

Figure 7. Coupling control tool

При их применении: для установки требуется одна спуско-подъемная операция (СПО); исключается необходимость цементирования и перфорация хвостовика; обеспечивается непрерывность процесса ГРП и возможность управления муфтами; имеется возможность использования перспективных технологий, в частности использование извлекаемых и растворимых седел.

Однако имеются и недостатки: ограниченное количество стадий; необходимость разбуривания седел ГРП; необходимость спуска насосно-компрессорных труб (НКТ) со стингером для изоляции эксплуатационной колонны (ЭК) от давления ГРП; возникают сложности из-за преждевременного «стопа» (требуется гибкая насосно-компрессорная труба); не отработана технология повторного ГРП.

Кроме этого, как показывает опыт работ, стандартная шаровая система в скважине с цементируемым хвостовиком и осуществлением 24 стадий ГРП при наличии 2 муфт для прострелочно-взрывных работ не подходит. Диаметр шаров уменьшается от зоны к зоне и не позволяет провести более 15 операций гидроразрыва из-за конструктивных особенностей скважины, а кластерная активация муфт не предусмотрена технологией [4].

Кластер — это несколько муфт ГРП или ПВР, объединенных в одну стадию, ГРП. Кластерное ГРП более эффективно для низко-

проницаемых, слабодреннруемых, неоднородных и расчлененных коллекторов (рисунки 8, 9) [5].

Преимущества применения шаровых муфт для кластерного ГРП заключается в альтернативе технологии PlugandPerf; наличие нескольких точек инициации трещин; больший контакт с пластом; сравнительно большей эффективности в цементируемых системах; возможности распределения плотности точек инициации в пределах кластера; меньших гидравлических сопротивлений (менее выраженный телескопический эффект размеров

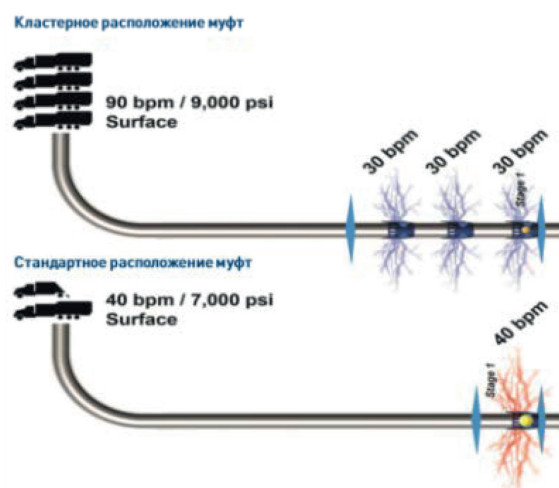


Рисунок 8. Пример стандартного и кластерного расположения муфт

Figure 8. Example of standard and cluster coupling arrangement

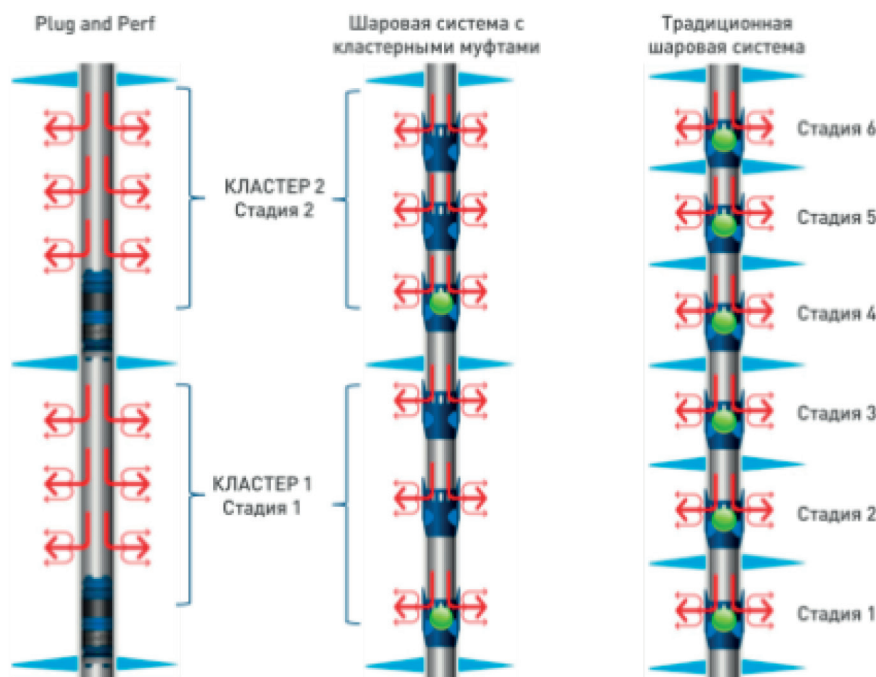


Рисунок 9. Пример систем заканчивания ГС с МГРП

Figure 9. Example of horizontal completion systems with MSHF

седел); кратном увеличении стадий ГРП по сравнению со стандартной системой.

Для осуществления кластерного ГРП используют шаровые муфты:

— **ORIOXL (Team Oil Tools)** (рисунки 10, 11). Они имеют большой диаметр шаров ГРП и большой внутренний диаметр посадочных седел, что позволяет работать с гибкими насосно-компрессорными колоннами; использовать стандартные цементировочные пробки; нет необходимости разбуривания (при использовании растворимых шаров); в основном рекомендовано для цементуемых скважин. Кроме того, движущиеся части защищены от контакта с цементным раствором, имеют равнопроходной внутренний диаметр;

— **MultiPoint (Baker Hughes)** (рисунок 12). Их особенностью является возможность открытия трех муфт в пределах одного кластера одним шаром; многосегментные седла (при активации); имеют один размер шара для всех муфт (стадий) кластера.

Однако имеют и ограничения по количеству кластерных стадий ГРП: максимум — 12 кластеров (стадий) по 2 муфты ПВР, т.е. максимум 24 муфты;

— **Uni CORS (Schlumberger)** (рисунок 13). Принцип её работы заключается в специальной конструкции седел, позволяющей пропускать шары в нижележащие зоны ГРП. Седло складывается внутрь корпуса муфты

заданное количество раз (равное количеству нижележащих муфт), пропуская шар для последующей (нижележащей) стадии. Пропустив все шары, седло теряет способность к складыванию, следующий шар при посадке в седло позволяет открыть муфту ГРП. При возникновении необходимости проведения повторного ГРП муфта может быть закрыта и повторно открыта сдвижным инструментом.

Таким образом, проведение МГРП с использованием одного стандартного размера шара имеет следующие положительные качества: равнопроходной диаметр хвостовика; большой проходной диаметр позволяет осуществлять процесс без фрезерования седел; проводить неограниченное число стадий; может применяться как в цементированном хвостовике, так и в открытом стволе; имеется возможность применения растворимых шаров; используется ключ для закрытия /открытия на гибкой насосно-компрессионной трубе;

— цанговая муфта **BHMS (STAG completion)** (рисунок 14): активируется извлекаемым седлом (цангой BHMS) и растворимым шаром. Растворимый шар вместе с цангой прокачивается с устья до муфты, длина прорези определяется усилием пружины, что позволяет цанге уменьшать ее наружный диаметр при прохождении через каждую несоответствующую данной цанге муфту. Цанга, достигнув своей муфты, раскрывается в соот-

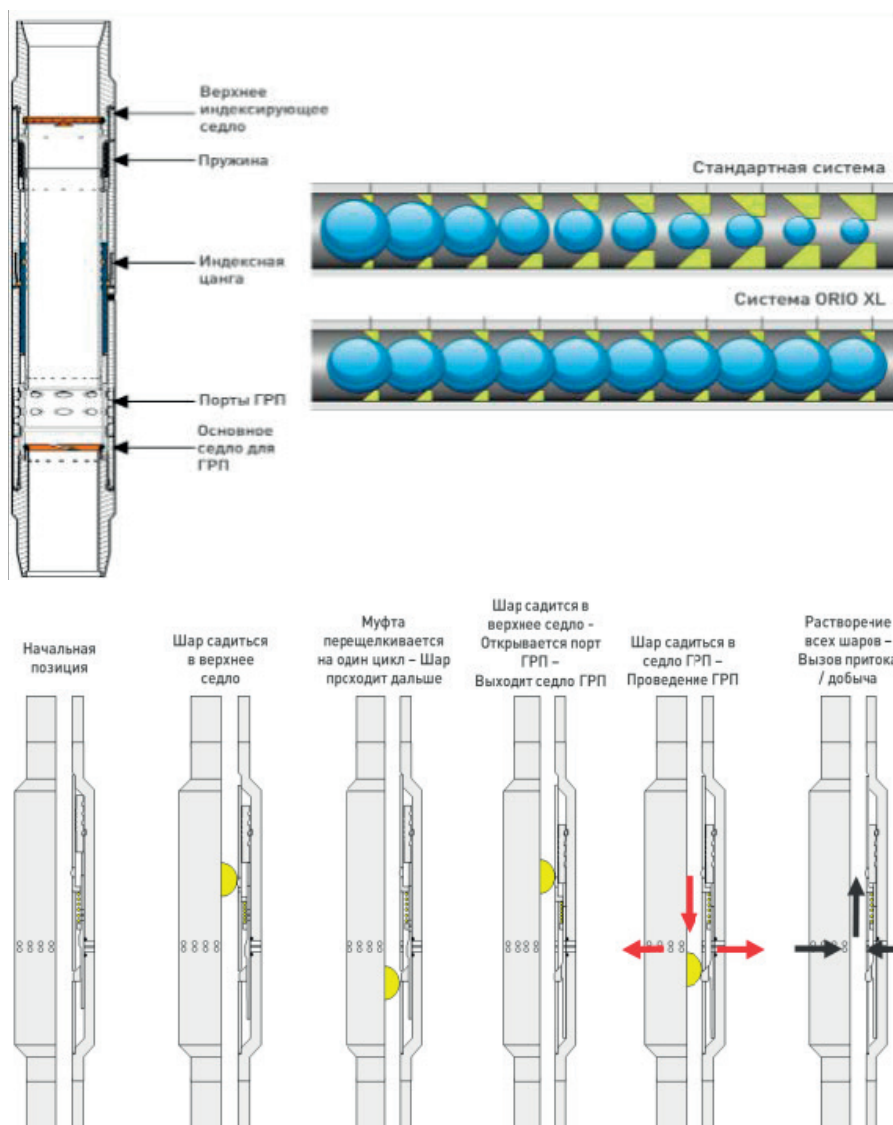


Рисунок 10. Сравнение стандартной системы с системой ORIOXL [5]

Figure 10. Comparison of standard system with ORIOXL system [5]

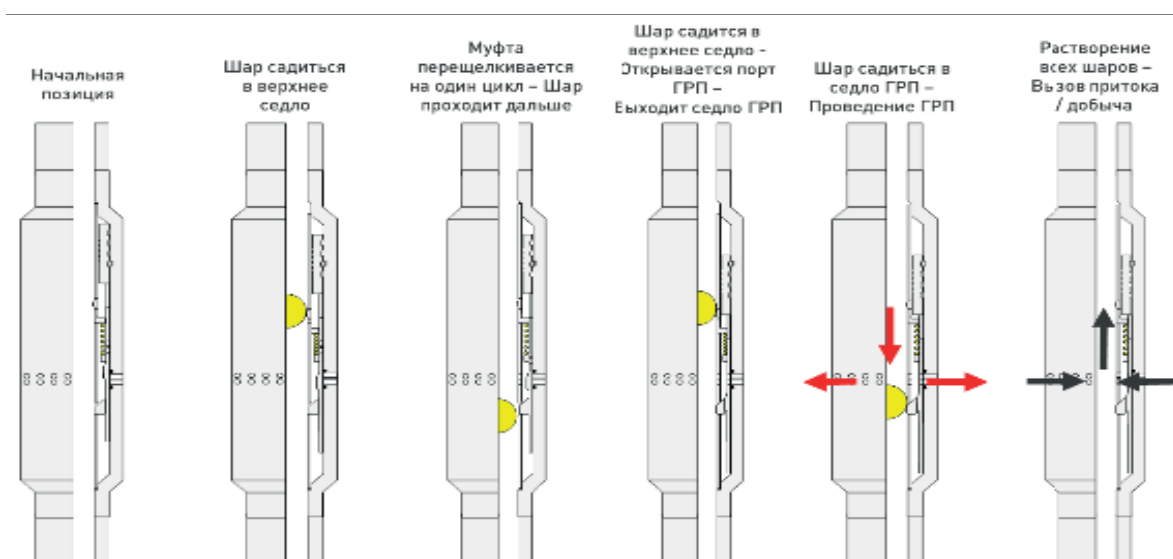


Рисунок 11. Принцип работы муфты ORIOXL [5]

Figure 11. ORIOXL coupling principle of operation [5]



Рисунок 12. Муфта Multi Point [6]

Figure 12. Multipoint coupling [6]

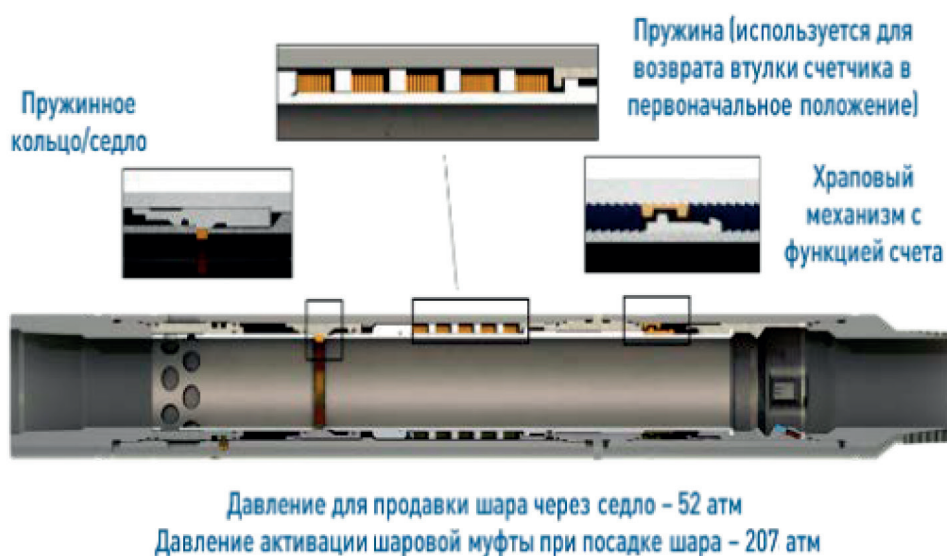


Рисунок 13. Муфта UniCORS [7]

Figure 13. UniCORS coupling [7]

ветствии с её профилем, возвращаясь к первоначальному наружному диаметру, так как усилие на шар и цангу передается на срезные штифты; при превышении определенной величины, муфта перемещается вниз и фиксируется в открытом положении; посадочное плечо с прорезями способно встраиваться в углубление внутри корпуса муфты. Эта функция в сочетании с эрозионными вставками, которые регулируют противодавление, позволяют цанге повторять указанные действия че-

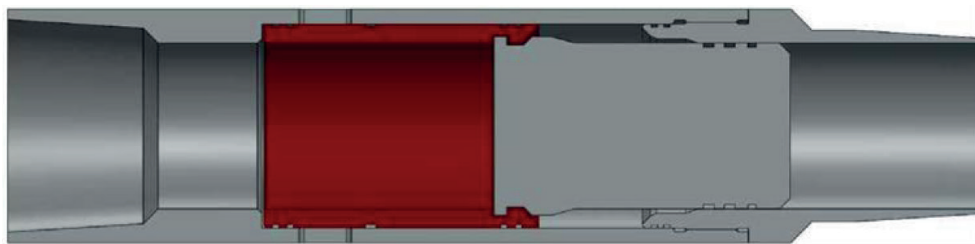
рез каждую серию муфт в течение всего процесса. Последняя муфта интервала имеет стандартное посадочное кольцо, которое фиксирует цангу и предотвращает ее дальнейшее перемещение;

— муфта **Continuum Frac (Symoil Group)** (рисунок 15) активируется растворимыми седлом (цангой) и шаром, состоит из двух компонентов — пробки с седлом под шар и сдвигной муфты с посадочным профилем под



Рисунок 14. Муфта BHMS [8]

Figure 14. BHMS coupling [8]



Полностью растворимые активационные пробки с управляемыми муфтами ГРП

Рисунок 15. Муфта Continuum Frac [9]

Figure 15. Continuum Frac coupling [9]

пробку. Каждая сдвижная муфта имеет специальный профиль под определенную пробку.

Поставляется в двух вариантах. Опция **Single Point** состоит из 1 пробки; 1 муфты; опция **Multi Points** — из 1 пробки и несколько муфт. Желательная область применения —

для многостадийного гидроразрыва (рисунок 16).

Муфты с разрывными дисками (BPS) оснащены атмосферной камерой, активируются (разрываются) при определенном давлении внутри трубы (рисунок 17).

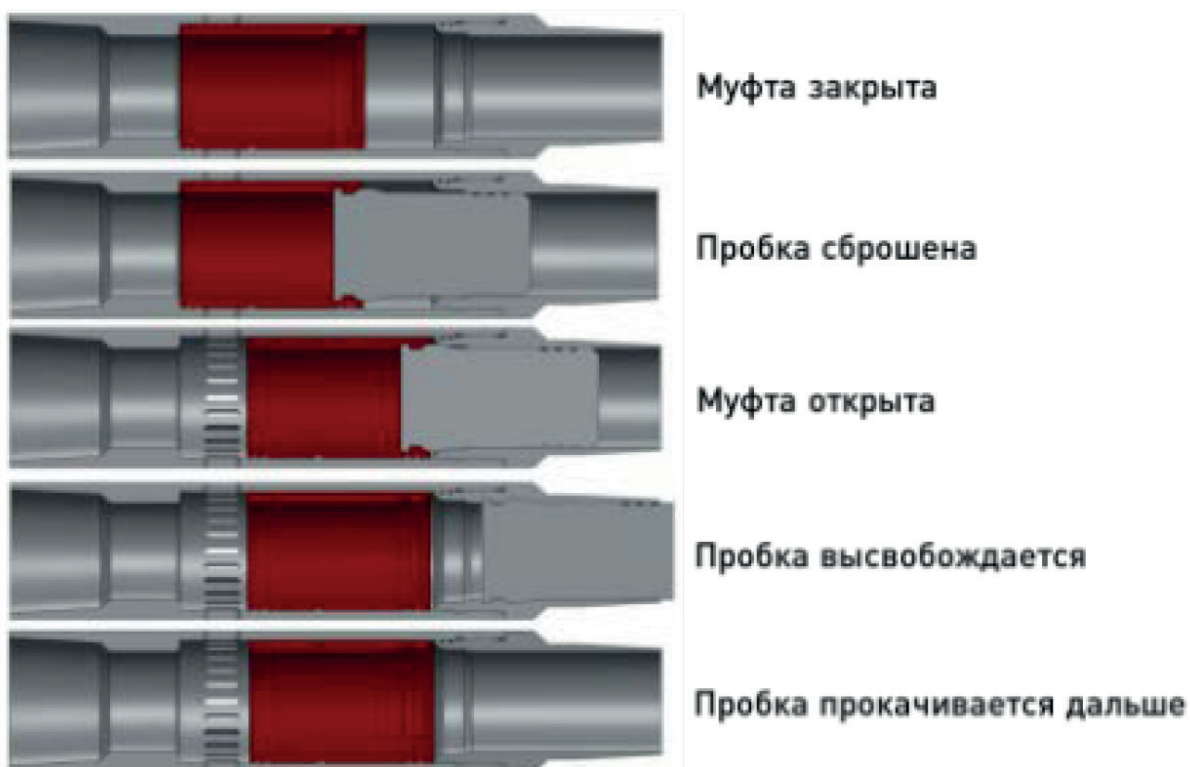


Рисунок 16. Муфта Continuum Frac с функцией Multi Points [9]

Figure 16. Continuum Frac Multi Points coupling [9]

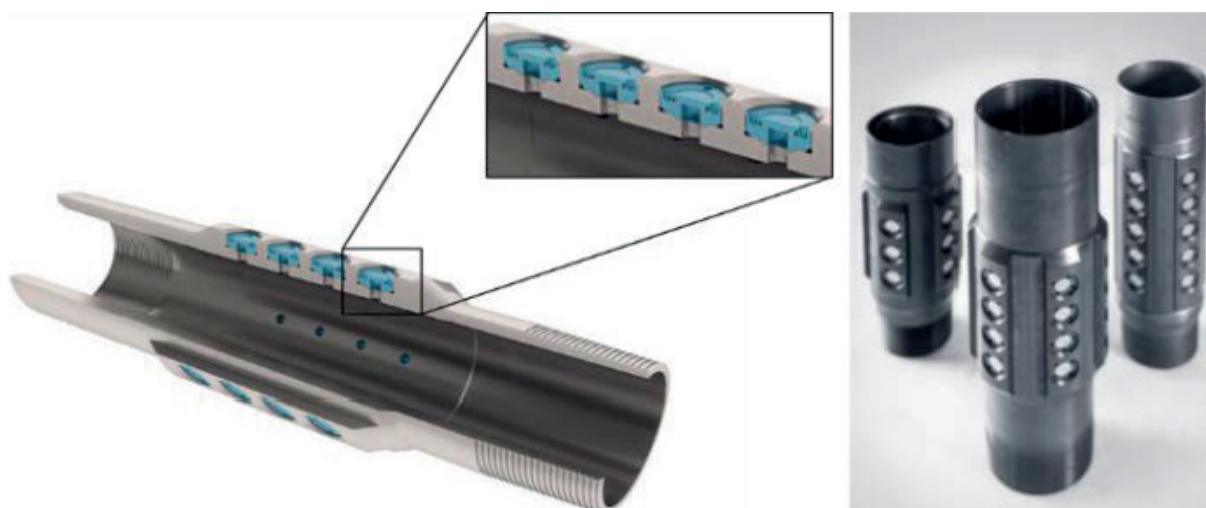


Рисунок 17. Муфты BPS [10]

Figure 17. BPS couplings [10]

Их достоинствами являются простота, компактность и надежность конструкции; регулируемое абсолютное давление разрыва (30-130 МПа); полнопроходное внутреннее сечение; разбуривание седел не требуется; используется в тандеме с пакерной компоновкой для селективного МГРП или в качестве иницирующей муфты; возможно использование при кислотных обработках; а также в открытом и в цементируемом стволе; облегчается работа с цементируемым хвостовиком (за счет отсутствия седел) (рисунки 18,19) [10].

К бесшаровым системам МГРП можно отнести полнопроходные муфты ГРП, гидравлический ключ-толкатель для открытия/закрытия муфт ГРП и механический пакер осевого действия [10].

Порядок работы с полнопроходными муфтами показан на рисунке 20.

Преимущества равнопроходных (бесшаровых) систем МГРП заключены в: для установки требуется одно СПО; возможность применения как в цементируемых так и нецементируемых системах; селективном управлении муфтами; проведении повторных ГРП и ГРП в любой последовательности; равнопроходном диаметре хвостовика; отсутствии необходимости разбуривания седел; неограниченном количестве стадий, число которых ограничено дохождением ГНКТ и длиной горизонтального участка (расстановка муфт).

Недостатки равнопроходных (бесшаровых) систем МГРП: высокая стоимость; ограничения по скорости закачивания жидкости

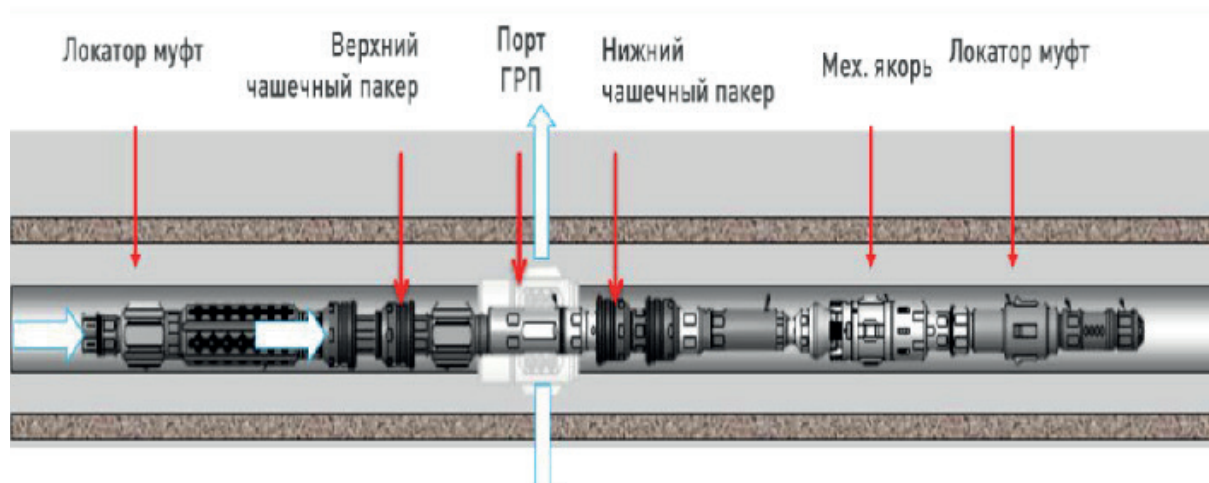


Рисунок 18. ГРП с разрывными муфтами BPS [10]

Figure 18. Fracturing with BPS rupture couplings [10]

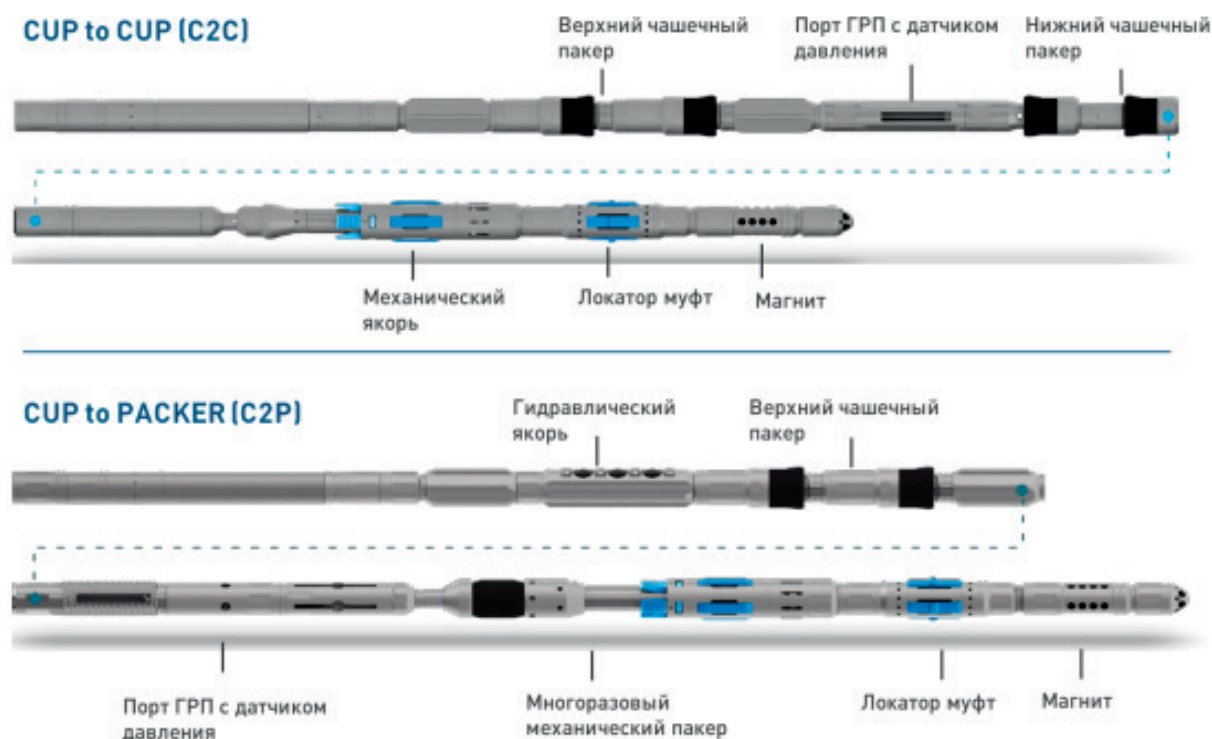


Рисунок 19. Двухпакерные компоновки для работы с разрывными муфтами [10]

Figure 19. Two-packer assemblies for operation with rupture couplings [10]

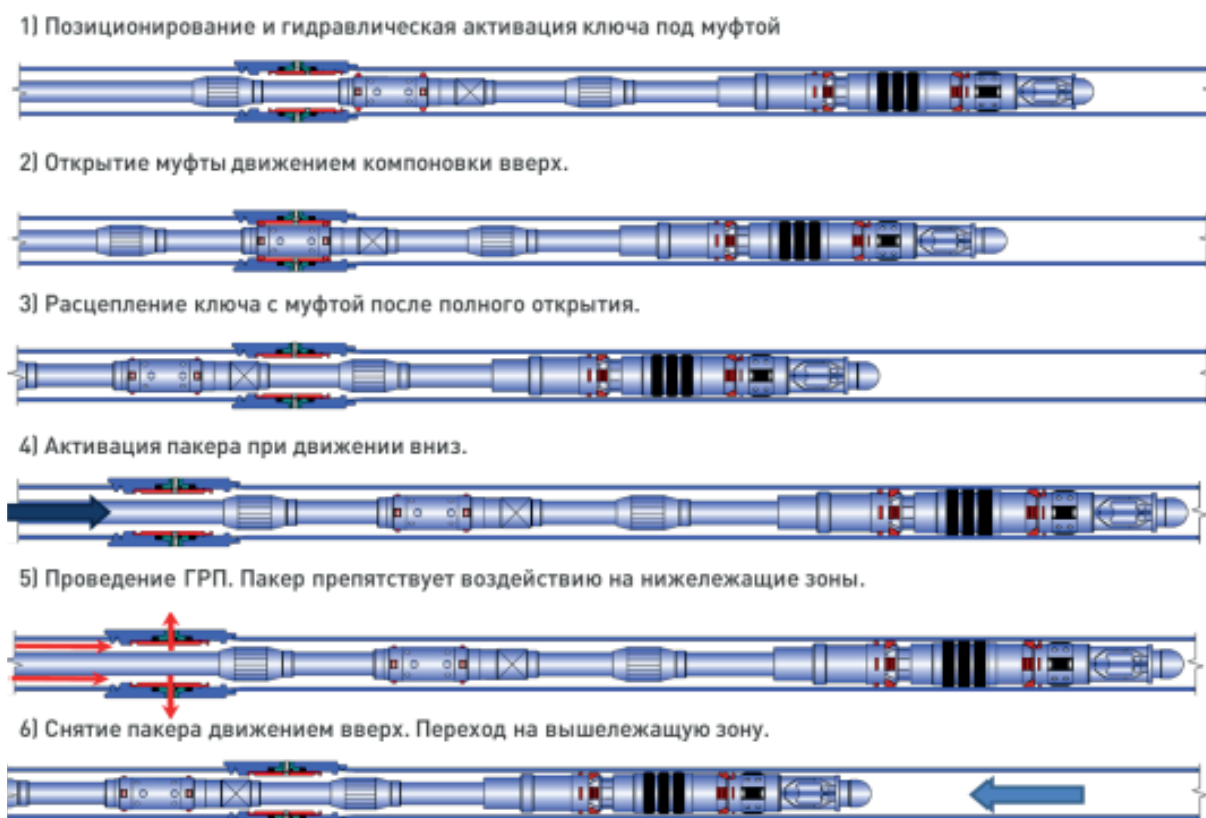


Рисунок 20. Порядок работы с полнопроходными муфтами [11]

Figure 20. Procedure for working with full-bore couplings [11]

ГРП по малому затрубному пространству; ограничения по дохождению ГНКТ.

В зарубежной практике также используются различные технологии проведения ГРП, отличающиеся не только очередностью стадий осуществления процесса, но и своей оснасткой. В частности:

— **Mongoose (NCS/EWS)** применяется для проведения ГРП за одну спускоподъемную операцию в нескольких интервалах за одну спускоподъемную операцию ГНКТ (рисунки 21, 22). Обеспечивает возможность проведение работ в вертикальных и скважинах с горизонтальным окончанием в эксплуатационных колоннах без специальной оснастки. Гидроразрыв производится в ранее перфорированных интервалах или после гидropеско-

струйной перфорации непосредственно перед ГРП. Гидроперфорация абразивной средой производится в запланированных точках гидроразрыва в течение примерно 45 минут. Привязка интервала осуществляется локатором муфт. Продуктивный горизонт ниже зоны перфорации изолируется мостовой пробкой многократной установки [10].

По мере продвижения перфоратора вверх (от самого нижнего горизонта до верхнего) нижние, уже перфорированные участки изолируются одной и той же мостовой пробкой многократной установки. Затем по гибкой трубе к перфоратору осуществляется закачивание абразивной смеси, которой перфорируют обсадную колонну и продуктивный пласт. После перфорации существует возмож-

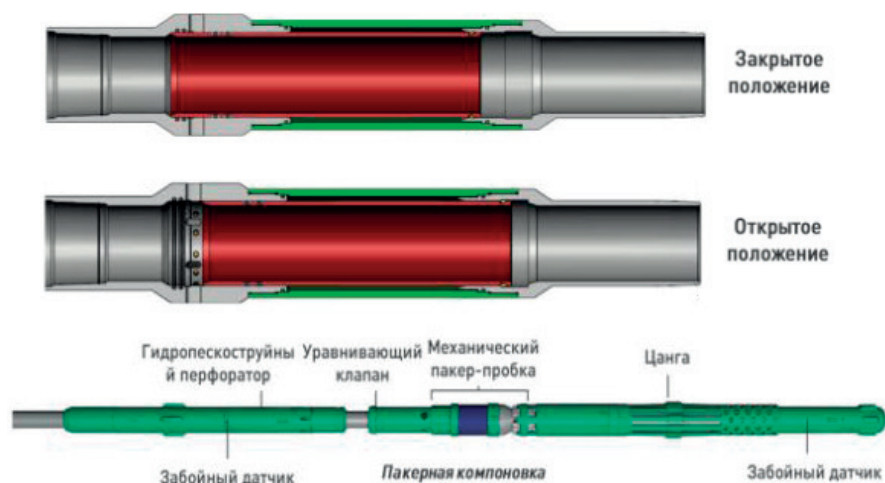


Рисунок 21. Муфта NCS, оборудование для открытия/закрытия муфты и гидropескоструйной перфорации [10, 12]

Figure 21. NCS coupling, equipment for opening/closing the coupling and hydraulic jet perforation [10, 12]

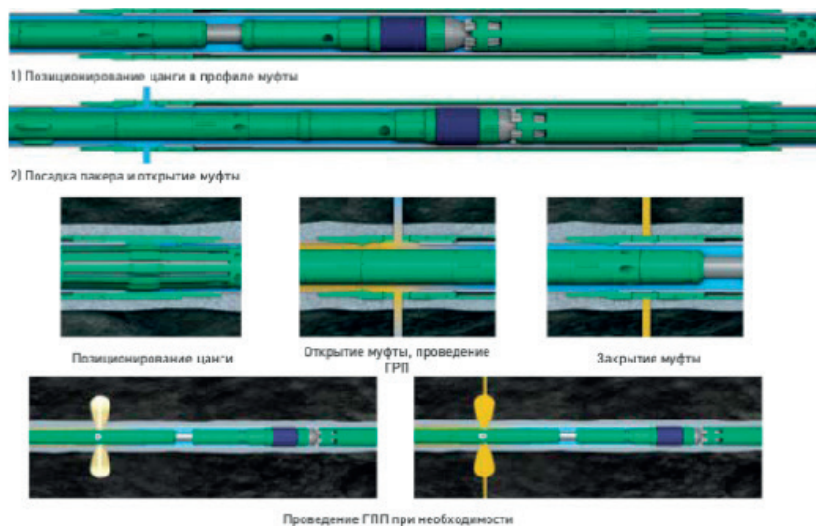


Рисунок 22. Порядок работы технологии Mongoose [10, 12]

Figure 22. Mongoose technology operation procedure [10, 12]

ность циркуляции или закачивании по трубному или затрубному пространству гибкой трубы рабочей жидкости или кислоты. При поднятии ГНКТ вдоль оси открывается уравнительный клапан и пакер освобождается, инструмент перемещается к следующему интервалу. Производится расхаживание КНБК для возврата байонетного паза в положение установки. Устанавливаются инструменты, и производится гидравлическое испытание КНБК. Процедуры изоляции, перфорации и гидроразрыва повторяются в остальных интервалах [12];

— **Opti Port (Baker Hughes)** мало чем отличается от технологии **Mongoose**, единственное отличие — в составе компоновки **Mongoose** используется гидropескоструйный перфоратор (рисунок 23);

— **Premium Port (Schlumberger)** (рисунок 24) особенность технологии состоит в отсут-

ствии седел под шар; нет необходимости разбуривания; сокращается время на ввод скважины в эксплуатацию; имеет равнопроходной внутренний диаметр; нет ограничений по дальнейшим ремонтно-изоляционным работам (РИР); хвостовик цементируемый или нецементируемый; число стадий — до 30 за одну СПО.

Для многоразового клапана (рисунок 24) номинальное значение усилия на открытие/закрытие составляет 900 кг; пиковые нагрузки 1000 кг при открытии.

В компоновку оборудования, используемого для МГРП также входят:

— ключ **Harrier** (рисунок 25), который имеет следующие характеристики: минимальная чувствительность к наличию твердой фазы; возможность промывки и освоения скважины через ключ; наружный диаметр ключа 95 мм.

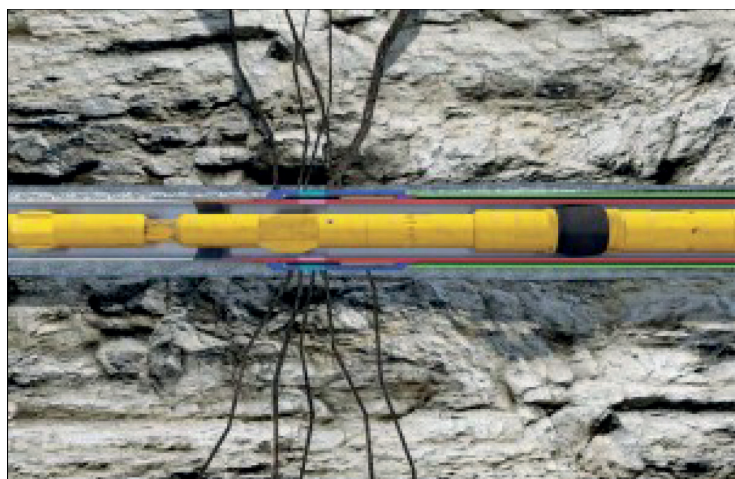


Рисунок 23. Технология Opti Port [13]

Figure 23. Opti Port Technology [13]

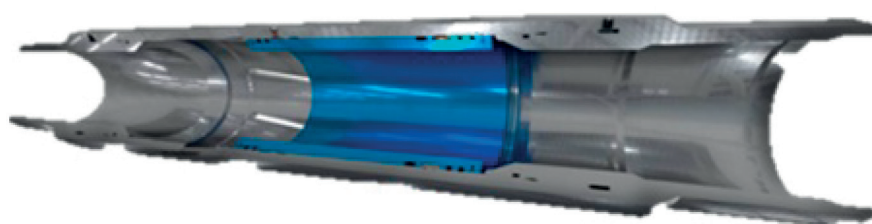


Рисунок 24. Многоразовый клапан ГРП Premium Port [14]

Figure 24. Premium Port reusable frac valve [14]



Рисунок 25. Ключ Harrier [14]

Figure 25. Harrier Key [14]

— механический пакер **Jackal** (рисунок 26). Для его активации достаточно 500 кг нагрузки, деактивация осуществляется движением вверх; имеется возможность многократной активации/деактивации пакера; требует при проведении ГРП дополнительной герметизации.

Системы заканчивания без дополнительного оборудования состоят из спуска и цементирования хвостовика без муфт МГРП.

Так, например, МГРП в скважинах с горизонтальным окончанием по технологии «Plug&Perf» может осуществляться как на ГНКТ, так и на кабеле. В общем случае она

включает: проведение последовательной перфорации горизонтального участка; осуществление стадии гидроразрыва; спуск разделительной пробки, служащей для отсечения стимулированного интервала. Циклы повторяются в соответствии с количеством стадий МГРП. После последней стадии все пробки разбуриваются, производится освоение скважины (рисунок 27) [15].

Таким образом, по результатам проведенного анализа технических характеристик устройств для осуществления и МГРП, можно сформировать рейтинг систем заканчивания скважин (таблица 1).



Рисунок 26. Механический пакер Jackal [14]

Figure 26. Jackal Mechanical Packer [14]

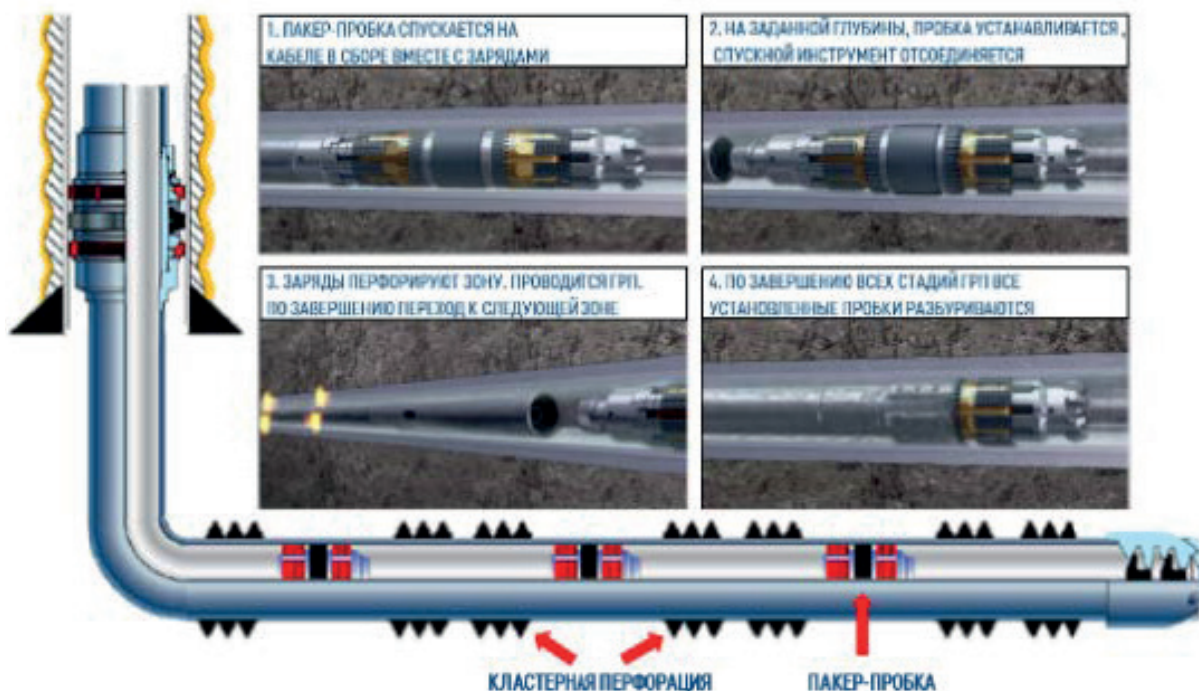


Рисунок 27. Принцип действия технологии Plug&Perf

Figure 27. Plug & Perf technology principle of operation

Таблица 1. Результаты сравнительного анализа систем заканчивания ГС и МГРП

Table 1. Comparative Analysis of the PA and MFLT Completion Systems

Критерии	Шаровая технология (стандартная)	Муфта ORIOXL	Муфта Multi Point	Муфта UniCORS	Цанговые Муфты BHMS	Муфта Continuum Frac	Технология Mongoose	Технология Opti Port	Технология Premium Port	Plug and Perf (на кабеле)	Plug and Perf (на кабеле)
Ограничения по количеству стадий	ДА	НЕТ	ДА	НЕТ	НЕТ	НЕТ	НЕТ	НЕТ	НЕТ	НЕТ	НЕТ
Применение (ГНКТ/КРС)	НЕТ	НЕТ	НЕТ	НЕТ	НЕТ	НЕТ	ДА	ДА	ДА	НЕТ	ДА
Штуцирование	ДА	НЕТ	ДА	НЕТ	НЕТ	НЕТ	НЕТ	НЕТ	НЕТ	ДА	ДА
Необходимость нормализации	ДА	НЕТ	НЕТ	НЕТ	НЕТ	НЕТ	НЕТ	НЕТ	НЕТ	НЕТ*	НЕТ*
Привлечение ГНКТ для нормализации после СТОП	ДА	ДА	ДА	ДА	ДА	ДА	НЕТ	НЕТ	НЕТ	НЕТ	НЕТ**
Рефрак ограничения после нормализации хвостовика	НЕТ	НЕТ	НЕТ	НЕТ	НЕТ	НЕТ	НЕТ	НЕТ	НЕТ	НЕТ	НЕТ
Ограничения применения ГИС до нормализации хвостовика	ДА	НЕТ	ДА	НЕТ	НЕТ	НЕТ	НЕТ	НЕТ	НЕТ	НЕТ*	НЕТ*
Кластерное ГРП	НЕТ	ДА	ДА	ДА	ДА	ДА	ДА	ДА	ДА	ДА	ДА
Ограничения по расходу ГРП	ДА	НЕТ	НЕТ	НЕТ	НЕТ	НЕТ	ДА	ДА	ДА	НЕТ	НЕТ
Возможность проведения ГРП в разном порядке	НЕТ	НЕТ	НЕТ	НЕТ	НЕТ	НЕТ	ДА	ДА	ДА	НЕТ	НЕТ
Продолжительность проведения работ (низкая, средняя, высокая)	Низкая	Низкая	Низкая	Низкая	Низкая	Низкая	Высокая	Высокая	Высокая	Средняя	Высокая
Стоимость (низкая, средняя, высокая)	Низкая	Низкая	Низкая	Низкая	Низкая	Низкая	Высокая	Средняя	Средняя	Средняя	Высокая

■ — Технологии не подходящие к техническим требованиям

Выводы

Рассмотрены и проанализированы современные системы заканчивания скважин с горизонтальным окончанием с использованием многостадийного гидроразрыва пласта в низкопроницаемых, слабодренлируемых, неоднородных, расчлененных коллекторах высоковязких нефтей (шаровая технология (стандартная); муфта ORIOXL; муфта Multi Point; муфта UniCORS; цанговые муфты BHMS; муфта Continuum Frac; муфта с разрывными

дисками; технология Mongoose; технология Opti Port; технология Premium Port; Plug and Perf на кабеле; Plug and Perf на ГНКТ) для условий — цементируемый хвостовик, 24 стадии ГРП с двумя муфтами или двумя прострелочно-взрывными работами (ПВР) на стадию.

Предлагаемый рейтинг технологий и оборудования позволит производителям объективно и рационально осуществлять их выбор при планировании работ по осуществлению МГРП.

СПИСОК ИСПОЛЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Нуриахметов В.Ф., Янгиров Ф.Н., Ибрагимов Д.Ф., Ибатуллин А.С. Развитие технологий многостадийного гидроразрыва пласта. URL: <http://ntj-oil.ru/files/ntj/2020/6/ntj-6-2020-p9-19.pdf> (дата обращения: 04.04.2023).

2. Миловзоров А.Г., Султанаев А.В. Технология и оборудование для проведения многостадийного гидравлического разрыва пласта (МГРП) в горизонтальном стволе скважины. URL: <http://priority2019.conf.udsu.ru/files/1396355128.pdf> (дата обращения: 04.04.2023).

3. Оборудование для заканчивания скважин // ARIS OIL field tools All Rights Reserved. URL: <https://aris-ot.ru/>

production/equipment-for-completion-wells.html (дата обращения: 04.04.2023).

4. Оборудование для многостадийного ГПП. // ARIS OIL field tools All Rights Reserved. URL: https://aris-ot.ru/production/equipment-for-completion-wells/dlya_mnogostadijnogo_grp.html (дата обращения: 04.04.2023).

5. Муфты ГПП «ОРИО XL» — бесконечное количество зон ГПП. // ARIS OIL field tools All Rights Reserved. URL: https://aris-ot.ru/production/equipment-for-completion-wells/muftu_grp_orio_xl.html (дата обращения: 04.04.2023).

6. Муфты MultiPoint. // Baker Hughes Company. URL: <https://www.bakerhughes.com/> (дата обращения: 04.04.2023).

7. Муфты UniCORS. // Schlumberger. URL: <https://www.slb.ru/> (дата обращения: 04.04.2023).

8. Муфта BHMS. // Stage Completions. URL: <https://www.stagecompletions.com/> (дата обращения: 04.04.2023).

9. Муфта ContinuumFrac. // Symoil. URL: <https://symoil.com/> (дата обращения: 04.04.2023).

10. Технологии заканчивания и исследования скважин // Инженерная практика. 2013. № 06-07.

11. ROGTEC. Российские нефтегазовые технологии. Электронная версия журнала URL: https://www.rogtecmagazine.com/russian_oil_gas_technologies_magazine_about_us/?lang=ru (дата обращения: 04.04.2023).

12. Новый уровень заканчивания скважин с возможностью проведения МГПП. URL: http://www.cttimes.org/en/uploads/editor/files/pdf-files/issue_57_42-45.pdf (дата обращения: 04.04.2023).

13. OptiPort Multistage Fracturing System. URL: <https://studylib.net/doc/8306106/optiport-multistage-fracturing-system?ysclid=lg2318t7c0625384038> (дата обращения: 04.04.2023).

14. Успешный опыт проведения 20-стадийного ГПП без подъема ГНКТ на поверхность в России. URL: http://www.cttimes.org/en/uploads/editor/files/pdf-files/issue_59_14_21.pdf (дата обращения: 04.04.2023).

15. Патент 2775628 Российская Федерация, МПК E21B 43/26 (2006.01) E21B 33/13 (2006.01). Способ заканчивания скважины с горизонтальным окончанием с последующим проведением многостадийного гидравлического разрыва пласта / Н.М. Шамсутдинов, А.Ю. Мильков, А.С. Елшин, Д.С. Леонтьев. 2021105970, Заявлено 09.03.2021; Опубл. 05.07. 2022.

REFERENCES

1. Nuriakhmetov V.F., Yangirov F.N., Ibragimov D.F., Ibatullin A.S. *Razvitie tekhnologij mnogostadijnogo gidrorazryva plasta* [Development of multistage hydraulic fracturing technologies]. Available at: <http://ntj-oil.ru/files/ntj/2020/6/ntj-6-2020-p9-19.pdf> (accessed 04.04.2023). [in Russian].

2. Milovzorov A.G., Sultanaev A.V. *Tekhnologiya i oborudovanie dlya provedeniya mnogostadijnogo gidravlicheskogo razryva plasta (MGRP) v gorizont'al'nom stvole skvazhiny*. [Technology and Equipment for Multistage

Hydraulic Fracturing in the Horizontal Wellbore]. Available at: <http://priority2019.conf.udsu.ru/files/1396355128.pdf> (accessed 04.04.2023). [in Russian].

3. Oborudovanie dlya zakanchivaniya skvazhin [Completion equipment]. *ARIS OIL field tools All Rights Reserved*. Available at: <https://aris-ot.ru/production/equipment-for-completion-wells.html> (accessed 04.04.2023). [in Russian].

4. Oborudovanie dlya mnogostadijnogo GRP. [Multi-stage fracturing equipment]. *ARIS OIL field tools All Rights Reserved*. Available at: https://aris-ot.ru/production/equipment-for-completion-wells/dlya_mnogostadijnogo_grp.html (accessed 04.04.2023). [in Russian].

5. Mufty GRP «ORIO XL» — beskonechnoe kolichestvo zon GRP. [ORIO XL Frac Couplings — an infinite number of frac zones]. *ARIS OIL field tools All Rights Reserved*. Available at: https://aris-ot.ru/production/equipment-for-completion-wells/muftu_grp_orio_xl.html (accessed 04.04.2023). [in Russian].

6. Mufty MultiPoint [MultiPoint Couplings]. *Baker Hughes Company*. Available at: <https://www.bakerhughes.com/> (accessed 04.04.2023). [in Russian].

7. Mufty UniCORS [UniCORS couplings]. *Schlumberger*. Available at: <https://www.slb.ru/> (accessed 04.04.2023). [in Russian].

8. Mufta BHMS [BHMS coupling]. *Stage Completions*. Available at: <https://www.stagecompletions.com/> (accessed 04.04.2023). [in Russian].

9. Mufta ContinuumFrac [ContinuumFrac coupling]. *Symoil*. Available at: <https://symoil.com/> (accessed 04.04.2023). [in Russian].

10. Tekhnologii zakanchivaniya i issledovaniya skvazhin [Completion and Well Study Techniques]. *Inzhenernaya praktika — Engineering Practice*, 2013, No. 06-07. [in Russian].

11. ROGTEC. Rossijskie neftegazovye tekhnologii. Elektronnaya versiya zhurnala [ROGTEC. Russian oil and gas technologies. Electronic version of the journal] Available at: https://www.rogtecmagazine.com/russian_oil_gas_technologies_magazine_about_us/?lang=ru (accessed 04.04.2023). [in Russian].

12. New level of well completions with the possibility of MSLP. Available at: http://www.cttimes.org/en/uploads/editor/files/pdf-files/issue_57_42-45.pdf (accessed 04.04.2023). [in Russian].

13. OptiPort Multistage Fracturing System. Available at: <https://studylib.net/doc/8306106/optiport-multistage-fracturing-system?ysclid=lg2318t7c0625384038> (accessed 04.04.2023). [in Russian].

14. Successful experience of performing a 20-stage frac without lifting the CNCT to the surface in Russia. Available at: http://www.cttimes.org/en/uploads/editor/files/pdf-files/issue_59_14_21.pdf (accessed 04.04.2023). [in Russian].

15. Shamsutdinov N.M., Milkov A.Yu., Elshin A.S., Leontyev D.S. *Sposob zakanchivaniya skvazhiny s gorizont'al'ny'm okonchaniem s posleduyushchim provedeniem mnogostadijnogo gidravlicheskogo razryva plasta* [Method of completion of the well with horizontal completion followed by multi-stage hydraulic fracturing]. Patent RF, No. 2775628, 2022. [in Russian].

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Василий Павлович Овчинников, доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой «Бурение нефтяных и газовых скважин», Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

Vasily P. Ovchinnikov, doctor of technical sciences, professor, head of the Oil and gas well drilling department, Tyumen industrial university, Tyumen, Russia

ovchinnikovvp@tyuiu.ru

Николай Маратович Шамсутдинов, аспирант, Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

Nikolay M. Shamsutdinov, postgraduate student, Tyumen industrial university, Tyumen, Russia

shamsutdinov-nv@mail.ru

Дмитрий Сергеевич Леонтьев, кандидат технических наук, заместитель директора по науке и инновациям Института геологии и нефтегазодобычи, Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

Dmitry S. Leontiev, candidate of technical sciences, deputy director for science and innovations, Institute of geology and oil and gas production, Tyumen industrial university, Tyumen, Russia

e-mail: leontevds@tyuiu.ru

Павел Васильевич Овчинников, доктор технических наук, профессор кафедры «Современные технологии бурения скважин», Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, Москва, Россия

Pavel V. Ovchinnikov, doctor of technical sciences, professor, Modern well drilling technologies department, Russian state geological prospecting university named after Sergo Ordzhonikidze, Moscow, Russia

ovchinnikovpv@mail.ru

Айрат Римович Хафизов, доктор технических наук, профессор кафедры «Разработка газовых и нефтегазоконденсатных месторождений», Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Airat R Khafizov, doctor of technical sciences, professor, Development of gas and oil gas condensate fields department, Ufa state petroleum technological university, Ufa, Russia

hafizov57@mail.ru

Ирина Валерьевна Белоусова, ассистент, ведущий специалист кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин», Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

Irina V. Belousova, assistant, leading specialist, Oil and gas well drilling department, Tyumen industrial university, Tyumen, Russia

belousovaiv@tyuiu.ru

Статья поступила в редакцию 24.08.2023; одобрена после рецензирования 15.09.2023; принята к публикации 30.11.2023.

The article was submitted 24.08.2023; approved after reviewing 15.09.2023; accepted for publication 30.11.2023.