Общество с ограниченной ответственностью «Нефтяник»

(ООО «Нефтяник»)

|  |
| --- |
| УТВЕРЖДАЮ  Директор ООО «Нефтяник»  \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ Ханнанов И.А.  \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ 2015 г. |

**Инструкция**

**ПО ПРОВЕДЕНИЮ ПЕРФОРАЦИИ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ КОЛОНН И ХВОСТОВИКОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ ГИДРОМЕХАНИЧЕСКИХ ПЕРФОРАТОРОВ (пгм)**

ДОКУМЕНТ РАЗРАБОТАН

Обществом с ограниченной ответственностью «Нефтяник»

(ООО «Нефтяник»)

|  |  |
| --- | --- |
| Начальник ПБО | А.С.Зорев |
| Инженер по промышленной безопасности  и охране труда | В.А.Назмеева |

2015

**Содержание**

1. Общие положения …………………………………………….……….………….……..…...3
2. Назначение и условное обозначение оборудования…………………...….…..………..…..4
3. Техническая характеристика оборудования………….………………….…..………..….…4
4. Комплектность оборудования……………………………………….…….…..………...…...5
5. Устройство и принцип работы оборудования…………………………..…..…..……….….5

5.1 Устройство и принцип работы перфораторов ПГМ-146(168)…………………...……..….5

5.2 Устройство и принцип работы перфораторов ПГМ-102(114, 127)……………….......……7

1. Сборка оборудования …………………………………………………..……….…….….…..9
2. Порядок проведения перфорации с использованием перфораторовПГМ-102(114,127)...10
3. Порядок проведения перфорации с использованием перфораторовПГМ-146(168).........12
4. Комплексные технологии вторичного вскрытия пластов с применением гидромеханических перфораторов ПГМ-114(146;168) ………………………………...…15
5. Требования промышленной безопасности и охраны труда………………………............16
6. Требования пожарной безопасности………………...…….……………………………….17
7. Охрана окружающей среды и обеспечение экологической безопасности………………17
8. Техническое обслуживание и хранение оборудования………………………….…..……18
9. Возможные осложнения и методы их устранения ………………………….…..….…..…18

Приложение 1. Типовой план работ по проведению гидромеханической перфорации (ПГМ-102; 114, 127; 146, 168)………………………………………………………………19

Инструкция

по проведению ПЕРФОРАЦИИ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ КОЛОНН И ХВОСТОВИКОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ ГИДРОМЕХАНИЧЕСКИХ ПЕРФОРАТОРОВ (ПГМ)

«Инструкция по проведению перфорации эксплуатационных колонн и хвостовиков с применением гидромеханических перфораторов (ПГМ)» (далее по тексту – инструкция), устанавливает требования к процессу перфорации эксплуатационных колонн и хвостовиков гидромеханическими перфораторами ПГМ.

Инструкция включает в себя основные сведения о конструкции и назначении гидромеханических перфораторов, а также о видах и технологиях перфорации и создания специальных отверстий.

Инструкция разработана обществом с ограниченной ответственностью «Нефтяник» (ООО «Нефтяник») и предназначена для работников нефтегазодобывающей промышленности, связанных с освоением и ремонтом скважин.

**1 Общие положения**

Вторичное вскрытие пласта - перфорация - важнейший этап при ремонте и строительстве скважины, от которого во многом зависит получение притока нефти с дебитом, соответствующим коллекторским свойствам продуктивного пласта.

Как известно, широко используемые кумулятивные перфораторы из-за создания высоких ударных нагрузок (до 270 МПа) и температуры (до 3000◦С) не только кольматируют коллектор, но и разрушают первоначальную и восстановленную после водоизоляционных работ крепь скважины, что приводит к преждевременному обводнению продукции, причем большая продолжительность перфорации (необходимо выполнить несколько спусков перфораторного снаряда) и небольшой диаметр (4-5 мм в среднем) перфорационных отверстий снижают эффективность перфорации.

Гидромеханические перфораторы создают в щадящем режиме отверстия прямоугольного сечения площадью многократно превышающей чем при перфорации ПК с сохранением геометрических размеров эксплуатационной колонны, удаляют цементный камень напротив отверстий, вырезанной резцами металлической лентой из эксплуатационной колонны.

Кроме того, использование кумулятивных и сверлящих перфораторов для вторичного вскрытия осложнено отсутствием в скважине колонны НКТ на случай фонтанирования и т.п.

С целью исключения перечисленных недостатков для перфорации эксплуатационных колонн и хвостовиков разработаны гидромеханические перфораторы (ПГМ-102 (114, 127, 146, 168)), спускаемые на колонне НКТ, которые позволяют эффективно перфорировать колонны, как в наклонно-направленных, так и в горизонтальных участках скважин. Использование данных перфораторов позволяет сохранить целостность крепи скважины и создать эффективную гидродинамическую связь пласт-скважина в щадящем режиме. Разработанные гидромеханические перфораторы работоспособны в агрессивной среде (кислота, растворители и т.п.). Работы могут выполняться силами бригад освоения или бригад капитального и текущего ремонта скважин в любое время суток, в любой среде, в т.ч. с одновременной ОПЗ продуктивного пласта без дополнительных спуско-подъёмных операций.

Применение гидромеханических перфораторов позволяет снизить продолжительность перфорации и освоения скважин и сохранить потенциальный дебит пласта.**2 Назначение и условное обозначение оборудования**

Гидромеханический перфоратор (в дальнейшем - оборудование) предназначен для вторичного вскрытия и может быть применён:

- при проведении перфорации в т.ч. и в кислотной среде во всех типах коллекторов;

- для создания специальных отверстий при проведении водоизоляционных работ;

- для создания специальных отверстий в эксплуатационной колонне при наращивании цементного кольца за эксплуатационной колонной.

Устройство является изделием многократного использования и спускается на колонне НКТ.

Условное обозначение устройства: ПГМ-102, (114, 127, 146, 168).

Условное обозначение включает:

ПГМ - перфоратор гидромеханический;

102 (114, 127, 146, 168) - наружный диаметр эксплуатационной колонны или хвостовика (летучки), предназначенной для перфорации.

**3 Техническая характеристика оборудования**

3.1 Основные технические характеристики устройства должны соответствовать значениям, указанным в таблице 1.

Таблица 1

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование параметра | ПГМ-102 | ПГМ-114 | ПГМ-127 | ПГМ-146 | | ПГМ-168 |
| Максимальное рабочее давление, МПа | 14,0 | | | 14,0-15,0 | | |
| Рабочая среда | Техническая вода, нефть, кислота. | | | | | |
| Количество ступеней гидроцилиндров | 4 | | | 3 | | |
| Количество резцов | 2 | | | | | |
| Сечение перфорированного канала, мм2 | 160 | 200 | | 480 | | |
| Габаритные размеры, мм:  - наружный диаметр;  - максимальный диаметрпо вылету резцов;  - длина. | 80  130  2400 | 90  145  2440 | 104  168  2440 | 122  212  2940 | 140  226  2940 | |
| Масса, кг | 57 | 68 | 68 | 140 | 147 | |
| Примечание –  Толщина стенки эксплуатационной колонны,мм, не более | - | - | - | 10 | 10 | |

3.2 Основные технические характеристики клапана-отсекателя (КО) должны соответствовать значениям, указанным в таблице 2.

Таблица 2

|  |  |
| --- | --- |
| Наименование параметра | Клапан-отсекатель (КО-73) |
| Максимальное рабочее давление, МПа | 25,0 |
| Рабочая среда | Техническая вода, нефть, кислота |
| Наружный диаметр, мм | 73 |
| Длина, мм | 320 |
| Масса, кг | 3,2 |

**4 Комплектность оборудования**

Комплектность поставки должна соответствовать таблице 3.

Таблица 3

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование | ПГМ-102 | ПГМ-114 | ПГМ-127 | ПГМ-146 | ПГМ-168 |
| Перфоратор в сборе, шт. | 1 | | | | |
| Резец, шт. | 4 | | | | |
| Сбивной клапан | 1 | | | | |
| Кольца резиновые уплотнительные по ГОСТ 9833 -73, компл. | 1 | | | | |
| Паспорт, экз. | 1 | | | | |
| Дополнительное оборудование\*: | | | | | |
| -клапан-отсекатель КО | - | | | 1 | |
| -якорь механический ЯМ | - | | | 1 | |
| -приспособление для монтажа пружины | - | | | 1 | |

\*КО и ЯМ применяются при интенсивном поглощение жидкости, исключающем восстановление до устья скважины путем долива.

**5 Устройство и принцип работы оборудования**

**5.1 Устройство и принцип работы перфораторов ПГМ-146(168)**

5.1.1 Оборудование (рисунок 1) представляет собой механизм, преобразующий возвратно-поступательное осевое движение силового агрегата в радиально-поступательное движение резцов перфоратора.

Силовой агрегат состоит из: четырёх цилиндров1, 2, 3, 20, соединённых между собой резьбовым соединением; трёх поршней 4, 4а, 5, вставленных один в другой и штока 9.

В шток 9 ввёрнут дополнительный шток 19, оснащённый пружиной 10а, которая поджата кольцом 21 и гайкой 22.

Герметизация зазоров между цилиндрами, поршнями и штоком обеспечивается уплотнительными кольцами.

На верхнюю часть штока 9 навернут переводник 8.

В сквозном отверстии штока 9 установлен палец 12, который посредством кольца 11 удерживает пружину 10 в сжатом состоянии. Пружина 10 создаёт распорное усилие между поршнями 4, 4а, 5 и упором 11 и фиксирует поршни 4, 4а, 5 и корпуса 1, 2, 3 в верхнем положении.

В нижнюю часть цилиндра 20 силового агрегата ввёрнут корпус перфоратора 13, в который вставлен клин 14, который в свою очередь, ввёрнут в полость дополнительного штока 19.

В пазы клина 14 вставлены резцы 16. К корпусу 13, на уровне положения резцов, с внутренней стороны с помощью винтов 24 прикреплены две пластины 18, которые фиксируют резцы 16 в осевом направлении относительно корпуса 13. Резцы 16 нижним краем упираются в упор 17.

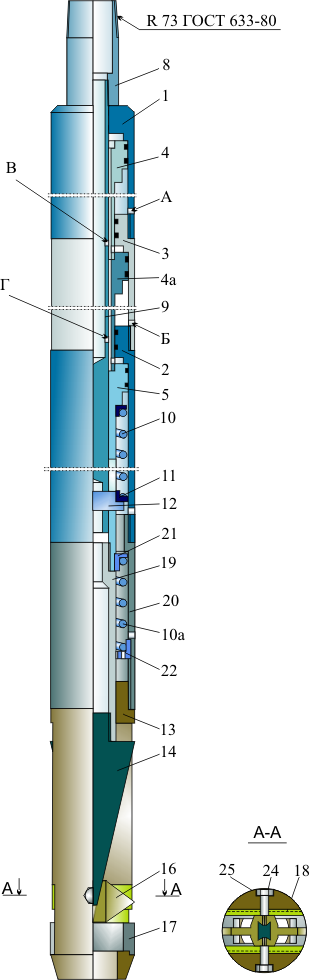


Рисунок 1 – Устройство силового агрегата и перфоратора ПГМ-146(168)

5.1.2 Принцип действия оборудования

Перфоратор соединяют с НКТ через специальную муфту со «сбивным» клапаном (на рисунке не показан) и на колонне НКТ спускают в скважину на заданную глубину. Затем заполняют колонну НКТ жидкостью (заполнение НКТ в процессе спуска не происходит).

Насосным агрегатом нагнетают жидкость через колонну НКТ в силовой агрегат. Подаваемая жидкость через боковые отверстия В и Г поступает в полость между штоком и поршнями в надпоршневые полости. Под давлением жидкости поршни 4, 5 перемещаются вниз. Резцы 16 выдвигаются и при давлении 14,0-15,0 МПа прокалывают обсадную колонну и цементное кольцо. При достижении давления 14,0-15,0 МПа закачку жидкости в НКТ прекращают, и давление снижают до атмосферного, после чего колонну НКТ приподнимают на 1,0-1,5 м, при этом, вытягивается шток 9, а цилиндры 1, 2, 3, 20 остаются неподвижными, т.к. резцы 16 внедрены в обсадную колонну. Палец 12, двигаясь совместно со штоком 9, увлекает за собой поршни 4, 5, которые двигаются совместно с клином 14, при этом резцы 16 выходят из отверстий в обсадной колонне и фиксируются в транспортном положении пружинами 10, 10а.

**5.2 Устройство и принцип работы перфораторов ПГМ-102 (114, 127)**

5.2.1 Оборудование (рисунок 2) представляет собой механизм, преобразующий возвратно-поступательное осевое движение силового агрегата в радиально-поступательное движение резцов перфоратора.

Силовой агрегат состоит их четырёх цилиндров (трёх верхних 14, 15, 16 и нижнего 8), которые соединены между собой резьбовым соединением, четырёх поршней (трёх верхних 11, 12, 13 и нижнего 7) с шарнирным соединением, состоящим из упоров 10, ввёрнутых в поршни 12, 13 и 7, и стопорных колец 9, сдвоенного пружинного механизма, состоящего из корпусов 19, 27 штоков 22, 23, причём шток 22 ввёрнут в верхний поршень 11, подпятников 18, 24 и упоров 21, 26 со сжатыми между ними пружинами 20, 25, распорное усилие которых фиксирует поршни 11, 12, 13 и 7 в верхнем положении.

На нижний цилиндр 8 навёрнут корпус 1, в который вставляется клин 4, который, в свою очередь, ввёрнут в поршень 7. В пазы «ласточкин хвост» клина 4 вставлены резцы 3 (2 шт.). Резцы нижней плоскостью упираются в упор 2, вставленный в корпус 1.

Перфоратор соединяют с колонной НКТ через специальную муфту со «сбивным» клапаном (на рисунке не показан) и спускают на заданную глубину в скважину. Затем заполняют колонну НКТ жидкостью (заполнение НКТ в процессе спуска не происходит).

5.2.2 Принцип действия оборудования

Насосным агрегатом нагнетают жидкость через колонну НКТ в силовой агрегат. Подаваемая жидкость через боковые отверстия В и Г поступает в полость между штоком и поршнями в надпоршневые полости. Под давлением жидкости поршни 11, 12, 13, 7 перемещаются вместе с клином 4 вниз. Резцы 3 выдвигаются и при давлении 13,0 - 14,0 МПа прокалывают обсадную колонну и цементное кольцо. При достижении давления 13,0 - 14,0 МПа закачку жидкости в НКТ прекращают, и давление снижают до атмосферного, после чего колонну НКТ приподнимают на 1,0-1,5 м, при этом, вытягиваются корпусы 19, 27 и подпятники 18, 24 пружинного механизма, которые, сжимая пружины 20, 25 передают усилие на упоры 21, 26 и штоки 22, 23. Штоки 22, 23 вытягивают поршни 11, 12, 13, 7 и клин 4 из крайнего нижнего положения, при этом, цилиндры 14, 15, 16, 8 и корпус 1 остаются неподвижными,

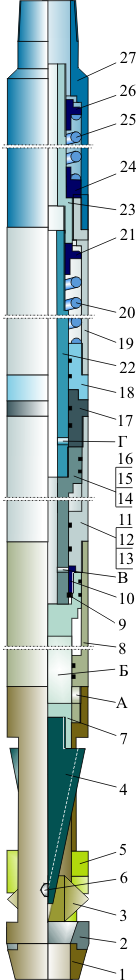


Рисунок 2 – Устройство силового агрегата и перфоратора ПГМ-102 (114, 127)

т.к. резцы 3 внедрены в обсадную колонну. Клин 1, двигаясь вверх, вытягивает резцы 3 из отверстий в обсадной колонне, после чего они фиксируются в транспортном положении пружинами 20, 25.

**ВНИМАНИЕ!** Исключить попадание резцов ПГМ в муфтовые соединения эксплуатационной колонны.

**6 Сборка оборудования**

6.1Сборка перфораторов должна производиться в условиях мастерских специально обученным персоналом.

6.2 Произвести внешний осмотр деталей. На деталях не должно быть забоин, раковин, порывов и т.п. Проверить наличие и целостность уплотнительных колец и оснастить ими соответствующие детали оборудования согласно рисунку 1.

6.3 Все трущиеся поверхности должны быть смазаны солидолом, либо другой консистентной смазкой.

6.4 Сборка гидромеханического перфоратора ПГМ-146 (168) производится в следующем порядке (рисунок 1):

-вставить шток 9 в поршень 5 и надеть пружину 10;

- навернуть на поршень 5 приспособление для сжатия пружины(съемник);

-сжав пружину19, вставить палец 12 в совмещенные отверстия поршня 5 и штока 9;

- отвернуть приспособление (съемник);

- собранный узел вставить в цилиндр 3;

-надеть поршень 4а на шток 9 и упереть его в поршень 5;

- навернуть цилиндр 2 на цилиндр 3;

-надеть поршень 4 на шток 9 и упереть его в поршень 4а;

-навернуть цилиндр 1 на цилиндр 2;

- не используя ключей, «от руки», навернуть переходную муфту8 на шток 9;

-навернуть корпус 20 на корпус 2;

-надеть упорное кольцо 21 на поршень 5;

- дополнительный шток 19 завернуть в поршень 5;

- на дополнительный шток 19 надеть пружину 10а и поджать ее гайкой 22;

- резцы 16 установить в Т-образные пазы клина 14;

- собранный узел вставить в корпус перфоратора 13, зафиксировав резцы 16 упором 17 и пластинами 18 при помощи винтов 24;

- собранный узел одновременно навернуть на дополнительный шток 18 и цилиндр 20;

- установить предохранительные винты и, удерживая корпус перфоратора 13,закрепитьключами муфту 8 на штоке 9.

Разборку силового агрегата и перфоратора производить в обратной последовательности.

6.5 Сборка перфоратора ПГМ-102(114) производится в следующем порядке(рисунок 2):

-шток 22 завернуть в поршень 13 и собранный узел вставить в цилиндр 16. На шток 22 надеть упорную гайку 17 и завернуть в цилиндр 16;

- на шток поршня 13 надеть прижимную гайку 10, а в пазы штока вставить разрезное кольцо 9, поршень 12 вставить в шток поршня 13 и зафиксировать гайку 10. Цилиндр 15 навернуть на цилиндр 16;

- аналогично собираются пары поршень 11- цилиндр 14 и поршень 7 – цилиндр 8;

- в корпус 1 вставить подпятник 2 и закрепить винтами 6 пластины 5;

- в пазы клина 4 вставить резцы 3 и собранный узел вставить в корпус 1, совместив пазы на пластине 5 и резцах 3;

- выдвинуть шток поршня 7 до упора вниз и, совместив монтажное отверстие А с монтажным пазом Б, вставить вороток в отверстие;

- клин 4, собранный вместе с резцами 3 в корпусе 1, завернуть в шток поршня 7. Вытащить вороток с монтажного отверстия и завернуть корпус 1 в цилиндр 8;

- на шток 22 надеть упорную гайку 18 и пружину 20 и, завернув гайку 21, затянуть пружину так, чтобы между торцом гайки 21 и упорной гайкой 18 оставалось расстояние, равное 330мм;

- на шток 22 навернуть шток 23 до упора с гайкой 21 и, вставив корпус 19, завернуть упорную гайку 18;

- на шток 23 надеть втулку 24 и пружину 25, затянуть пружину 25 гайкой 26 так, чтобы между торцом гайки 26 и упорной втулкой 24 оставалось расстояние, равное 330мм.

- на корпус 19навернуть корпус 27;

- установить предохранительные винты.

Разборку перфоратора производить в обратной последовательности.

**7 Порядок проведения перфорации с использованием перфораторов**

**ПГМ-102 (114, 127)**

Устье скважины должно быть оборудовано привентором или устьевым сальником.

7.1 Перед спуском перфоратора в скважину необходимо провести визуальный осмотр, особо обратив внимание на целостность резцов, надежность резьбовых соединений. В переходную муфту завернуть «сбивной» клапан с ограничителем спуска геофизического прибора.

7.2 При соединении перфоратора с НКТ трубный ключ установить на муфту патрубка.

7.3 НКТ для спуска перфоратора должны быть очищены от парафина и продуктов коррозии и опрессованы давлением 20,0 МПа. Реперный патрубок для отбивки перфоратора необходимо установить на расстоянии 20-30 м над перфоратором.

7.4 Спуск колонны НКТ с перфоратором производится по обычной технологии со скоростью не более 1,0 м/с.

7.5 До отбивки реперного патрубка скважину и колонну НКТ заполнить технологической жидкостью, затем из НКТ выпустить воздух в течение 5 мин.

ВНИМАНИЕ!

Имелись случаи разрушения сбивного клапана применением для перемещения ПГМ лома, стержня, засунув их в перфоратор! **Строго запрещается доступ во внутрь ПГМ и корпуса сбивного клапана!!!**

ВНИМАНИЕ!

**Во избежание несанкционированного срабатывания перфоратора колонну НКТ допускается доливать только после спуска и перед отбивкой реперного патрубка таким образом, чтобы давление, создаваемое столбом жидкости в колонне НКТ с учётом столба жидкости в межтрубном пространстве, не создавало давления, достаточного для срабатывания перфоратора.**

ВНИМАНИЕ!

**При отбивке местоположения перфоратора предупредить начальника геофизической партии о наличии в компоновке сбивного клапана и ограничить скорость спуска геофизического прибора в интервале записи до 0,1 м/с.**

7.6 После отбивки реперного патрубка необходимо точно установить перфоратор на нижнюю отметку запланированного интервала перфорации. Для точной установки перфоратора необходимо иметь 2-3 патрубка различной длины (1-3 м).

7.7 Перфорация нескольких интервалов производится снизу вверх, при этом необходимо предварительно предусмотреть возможность перемещения колонны НКТ без отсоединения нагнетательной линии (предварительно опрессованный промывочный шланг, укороченный переводник на НКТ с быстроразъёмным соединением и др.).

7.8 Перфорация колонны производится при работе насосного агрегата с расходом Q=1,0-2,0 л/с)**.**

7.9 При достижении давления 14,0 МПа закачку жидкости в колонну НКТ прекратить, дать выдержку времени 2-3 мин. Через кран насосного агрегата, стравливанием жидкости в мерную ёмкость, давление в колонне труб и нагнетательной линии снизить до атмосферного, дать выдержку времени 2-3 мин для полного возврата пружин.

ВНИМАНИЕ!

**При наличии избыточного давления в колонне НКТ во избежание заклинивания и разрушения резцов перфоратора движение колонны НКТ вниз или вверх не допускается.**

7.10 Плавным подъёмом НКТ на 1,0-1,5 м освободить резцы перфоратора. Под воздействием упругой силы сжатых пружин, перфоратор приводится в исходное состояние и готов для вскрытия следующего интервала.

П р и м е ч а н и е - Оптимальная плотность перфорации 6-8 отверстий на 1 метр погонной длины (т.е. 3-4 установки).

7.11 В случае прихвата резцов:

- доливом технологической жидкости в межтрубное пространство проверить уровень жидкости в скважине;

- разрушить «сбивной» клапан;

- расхаживанием инструмента с усилием не более 30-40(3-4 т) освободить ПГМ и извлечь из скважины. При отрицательном результате расхаживания постепенно увеличивая усилие до допустимого на колонну НКТ, извлечь перфоратор из скважины.

7.12 Перестановку перфоратора на следующую отметку перфорации производить плавным подъемом и последующим спуском НКТ при открытом кране на насосном агрегате, через который осуществлялось снижение давления в колонне НКТ и нагнетательной линии, только после этого закрыть кран и повторить работы по7.8-7.10и произвести подъём перфоратора из скважины.

7.13 Слив жидкости из колонны НКТ при подъеме обеспечивается через «сбивной» клапан, установленный над перфоратором. Клапан сбивается грузом, диаметром 25-30мм и длиной 1,2 - 1,5м.

7.14 Конструкция перфоратора позволяет, не извлекая оборудование из скважины, произвести ОПЗ пласта, для чего необходимо разрушить сбивной клапан.

7.15 Перфоратор обслуживается в условиях мастерских (разобрать, очистить от грязи все трущиеся детали, проверить целостность всех узлов, смазать их солидолом и собрать его).

7.16 Во избежание коррозии силового агрегата при хранении в отверстия каждого из цилиндров залить по 50-70 г машинного, трансформаторного или др.масла и в горизонтальном положении перфоратор провернуть 5-6 раз.

7.17 Перфоратор хранить в сухом помещении.

**8 Порядок проведения перфорации с использованием перфораторов**

**ПГМ-146 (168)**

8.1При статическом уровне жидкости в межтрубном пространстве скважины ниже 200 м выход резцов из перфорационных каналов затрудняется из-за значительного превышения уровня жидкости в колонне НКТ. При низком уровне и сильных поглощениях жидкости пластом, при котором затруднено восстановление уровня доливом жидкости в межтрубное пространство могут возникнуть осложнения с перфоратором (прихват резцов).

8.2Во избежание осложнений при вскрытии пластов перфорация с использованием ПГМ-146(168)может производится специальной компоновкой (рисунок 3), которая включает перфоратор 1,клапан-отсекатель 2, якорь 3, сбивной клапан 4, реперный патрубок 5.

8.3 Клапан–отсекатель (рисунок 4) служит для отсечения столба жидкости в колонне НКТ в процессе перфорации и состоит из клапана 1, снабженного перепускными отверстиями А и Б; седла 2, муфты 3, корпуса 4.

8.4 Якорь 3 (рисунок 3), например, типа ЯМ имеет обычную конструкцию и служит для разгрузки инструмента на него в целях исключения осевой нагрузки на резцы во избежание их поломки и управления клапаном-отсекателем2. Якорь 3 управляется путем осевого перемещения инструмента.

8.5 Сбивной клапан 4, реперный патрубок 5 имеют стандартную конструкцию.

8.6 Порядок работы

8.6.1 Подготовить устье скважины и эксплуатационную колонну к спуску перфоратора (шаблонирование, очистка и др.).

8.6.2 Компоновку (рисунок 3) спустить на колонне НКТ согласно 7.3 - 7.5 до запланированного интервала перфорации.

8.6.3До отбивки реперного патрубка скважину и колонну НКТ заполнить технологической жидкостью, выпустить воздух из НКТ в течение 5 мин.

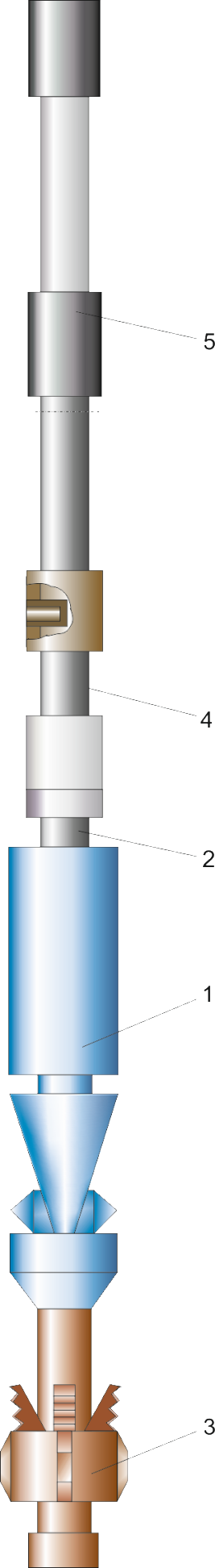
ВНИМАНИЕ!

**При отбивке местоположения перфоратора предупредить начальника геофизической партии о наличии в компоновке сбивного клапана и ограничить скорость спуска геофизического прибора в интервале записи до 0,1 м/с.**

8.6.5После отбивки реперного патрубка необходимо точно установить перфоратор на нижнюю отметку запланированного интервала перфорации. Для точной установки перфоратора иметь 2-3 патрубка различной длины (1-3 м).

8.6.6 Подъемом инструмента на 0,2-0,3 м и последующим опусканием привести якорь в рабочее состояние, инструмент полностью разгрузить на якорь**.**

8.6.7 После заполнения колонны НКТ рабочей жидкостью произвести перфорацию при работе насосного агрегата с расходом Q= 1,5-2,0 л/с , при этом жидкость через отверстие А клапана-отсекателя (рисунок 4) поступает в силовой агрегат перфоратора, который воздействуя через клин выдвигает резцы. При достижении давления 14,0-15,0 МПа закачку жидкости в колонну НКТ прекратить, дать выдержку времени 2-3 мин.



1 - перфоратор, 2 - клапан-отсекатель, 3 - якорь, 4 - сбивной клапан с ограничителем спуска геофизического прибора, 5 - реперный патрубок.

Рисунок 3 – Компоновка гидромеханического перфоратора ПГМ-146 (168)

ВНИМАНИЕ!

**Через кран насосного агрегата, стравливанием жидкости в мерную ёмкость, давление в колонне труб и нагнетательной линии снизить до атмосферного, дать выдержку времени 2-3 мин.**

8.6.8 Плавным подъемом колонны НКТ на 1,0-1,5 м освободить резцы перфоратора. При этом клапан садится на седло, одновременно прикрывая отверстие А и открывая отверстие Б клапана-отсекателя (рисунок 4), тем самым отсекая столб жидкости в колонне НКТ от перфоратора и сообщая его с межтрубным пространством. Под воздействием упругой силы сжатых пружин перфоратор приводится в исходное состояние и готов для вскрытия следующего интервала.

Перестановка перфоратора на следующую отметку перфорации производится плавным подъемом колонны НКТ(усилием не более 20 кН (2 т)).

Внимание!

**При наличии избыточного давления в колонне НКТ во избежание прихвата и разрушения резцов перфоратора движение колонны НКТ вниз или вверх не допускается.**

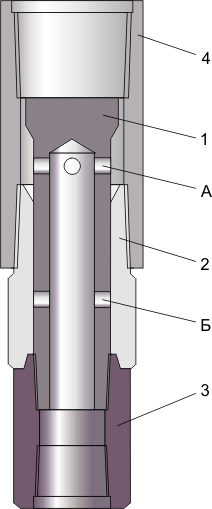
8.6.9 Рассаживанием инструмента (8.6.6) якорь установить в следующий интервал. Закрыв кран на насосном агрегате, через который осуществлялось снижение давления в колонне НКТ и нагнетательной линии, произвести перфорацию на следующей отметке и т.д., после чего произвести подъём перфоратора из скважины.

8.6.10 Слив жидкости из колонны НКТ при подъеме обеспечивается через «сбивной» клапан. Клапан сбивается грузом, диаметром 25-30мм и длиной 1,2 - 1,5м.

8.6.11 При необходимости, не извлекая ПГМ из скважины, может быть произведено ОПЗ пласта, освоение и т.д.

ВНИМАНИЕ!

**При отсутствии поглощения, статическом уровне жидкости в затрубном пространстве не более 300м дополнительная оснастка (ЯМ-146;168; КО) может быть не применена.**



1 -клапан, снабженный перепускными отверстиями А и Б,

2 – седло, 3 - муфта, 4 - корпус

Рисунок 4 - Клапан – отсекатель

**9. Комплексные технологии вторичного вскрытия пластов с применением гидромеханических перфораторов ПГМ-114(146;168)**

В целях повышения экономической эффективности, окупаемости затрат при вторичном вскрытии пластов с применением гидромеханических перфораторов ПГМ-114(146;168) ООО «Нефтяник» разработаны комплексные технологии, позволяющие за один спуск инструмента обеспечить:

- вторичное вскрытие пластов в щадящем режиме с созданием каналов большего сечения по сравнению с геофизическими методами, что очень важно для снижения гидравлических потерь, особенно при гидроразрыве пластов (ГРП) и добыче вязкой нефти, исключения осложнений при ГРП (получение «стоп») и др.;

- снижение обводненности скважин (при hгл < 4 м);

- избирательную обработку призабойной зоны (ОПЗ) пластов;

- избирательное освоение экспресс-методом, извлекая жидкость только из пласта (кратное ускорение);

- избирательное гидродинамическое исследование (ГДИ) (снятие КВУ) экспресс-методом восстановлением уровня только по колонне НКТ (кратное ускорение).

**Порядок компоновки комплексного оборудования**

1. ПГМ-168 – сбивной клапан - пакер механический поворотной установки ПРО-ЯМ2-142 - НКТ (2-3 шт.) - реперный патрубок;

2. ПГМ-146 - сбивной клапан - пакер механический поворотной установки ПРО-ЯМ2-122- НКТ (2-3 шт.) - реперный патрубок;

3. ПГМ-114 - сбивной клапан - пакер механический поворотной установки ПРО-ЯМЗ-92- НКТ (2-3 шт.) - реперный патрубок.

**Порядок проведения работ**

Подготовка скважины, колонны НКТ и спуск производятся согласно основной «Инструкции по вторичному вскрытию пластов с применением гидромеханических перфораторов ПГМ-102 (114, 127, 146, 168).

1. Спуск компоновки и предварительно опрессованной колонны НКТ производится с тщательным замером и шаблонировкой НКТ.

2. Производится подгонка ПГМ к интервалу перфорации геофизической партией.

3. Колонна НКТ заполняется технологической жидкостью.

4. Перфорация производится снизу-вверх по обычной технологии (см. инструкцию).

5. Оптимальная плотность перфорации 6-8 отв./м (3-4 установки).

6. После завершения перфорации в НКТ бросают груз для разрушения сбивного клапана.

7. Происходит сообщение колонны НКТ с подпакерным пространством.

Затем, используя отметки репера, пакер сажают в необходимый интервал путем поворота колонны НКТ на оборота.



8. Устье скважины герметизируется (превентором, сальником и др.).

9. Производятся необходимые технологические операции (ОПЗ, освоение, KBУ).

10. Затем производится подъем оборудования.

Выполнение Комплексной технологии за одну СПО обеспечивает окупаемость всех затрат. Ускорение работ составляет не менее двух суток.

**10. Требования промышленной безопасности и охраны труда**

10.1 Все технологические операции с применением гидромеханического перфоратора должны выполняться с соблюдением требований Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (утв. Приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12.03.13 №101) и других действующих на предприятии нормативных документов, регламентирующих соответствующие виды работ по ремонту и освоению скважин.

10.2 Ремонтные работы с применением гидромеханического перфоратора проводится под руководством обученного ответственного ИТР.

10.3 К работе допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие медицинское освидетельствование, не имеющие противопоказаний по состоянию здоровья, прошедшие инструктаж по безопасности труда и стажировку на рабочем месте, обучение безопасным методам и приемам выполнения работ, проверку знаний и практических навыков по безопасному ведению работ, в соответствии с требованиями РД 03-19-2007 «Положение об организации работы по подготовке и аттестации специалистов организаций, поднадзорных Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору», РД 03-20-2007 «Положение об организации обучения и проверке знаний рабочих организаций, поднадзорных Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору», и только при наличии удостоверения, дающего право допуска к соответствующим видам работ. Сведения о проведении инструктажа фиксируются в специальных журналах с подтверждающими подписями инструктирующего и инструктируемого.

10.4 Лица, допущенные к ремонтным работам в скважинах, должны быть обеспечены спецодеждой, обувью и сертифицированными средствами индивидуальной защиты согласно «Типовым нормам бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам нефтяной промышленности, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением» и Федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (утв. Приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12.03.13 №101) по основной профессии, а также обеспечены дополнительно:

- защитными очками;

- предохранительными поясами;

- защитными касками;

- противогазами марки ППФ с коробками марки КД.

10.5 Лица, допущенные к работе, должны владеть приемами оказания доврачебной помощи пострадавшим при несчастных случаях, соблюдать требования по обеспечению пожарной безопасности, знать местонахождение средств пожаротушения, уметь пользоваться первичными средствами пожаротушения. Перед началом работ по перфорации бригада должна быть ознакомлена с планом работ, возможными осложнениями и авариями в процессе работ и ПЛА. С работниками должен быть проведен инструктаж по выполнению работ, связанных с применением новых технических устройств и технологий в объеме настоящего руководящего документа, с соответствующим оформлением в журнале инструктажей.

10.6 Расположение подъемного агрегата, вспомогательного оборудования на территории скважины и ее размеры должны соответствовать типовой схеме, утвержденной техническим руководителем организации. Бытовые помещения должны располагаться от устья скважины на расстоянии не менее высоты мачты (вышки) подъемника плюс 10 м.

10.7 Все агрегаты специального назначения должны находиться на расстоянии не ближе 10 м от устья скважины с наветренной стороны, расположены кабинами от устья, а выхлопные трубы - снабжены искрогасителями.

10.8 Подъёмный агрегат должен быть снабжен исправным индикатором веса.

10.9 Освещенность рабочих мест и территории при ремонте скважины должна соответствовать требованиям санитарных норм и правил.

**11. Требования пожарной безопасности**

11.1 Порядок организации работ по соблюдению пожарной безопасности определяется следующими документами: ГОСТ 12.1.004-91 «Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования», Постановлением Правительства РФ от 25.04.2012 №390 «О противопожарном режиме».

11.2 Агрегаты и спецтехника, используемые при производстве работ, должны быть оснащены искрогасителями двигателей внутреннего сгорания, заслонками экстренного перекрытия доступа воздуха в двигатель (воздухозаборник).

11.3 Электрооборудование, контрольно-измерительные приборы, электрические светильники, средства блокировки, установленные во взрывоопасной зоне, должны быть взрывозащищенного исполнения.

11.4 Не допускается замазучивание территории скважины.

11.5 ЗАПРЕЩАЕТСЯ курение, разведение и применение огня на территории скважины.

11.6 Бригада должна иметь двухстороннюю связь с диспетчером цеха и обеспечена ПЛА. На видном месте должен быть вывешен список с номерами телефонов, необходимых для оповещения при аварийных ситуациях и при пожаре.

11.7 При возникновении пожара следует прекратить все технологические операции на скважине, загерметизировать устье скважины, немедленно вызвать пожарную часть, оповестить ответственных должностных лиц и одновременно приступить к ликвидации пожара имеющимися в бригаде средствами пожаротушения в соответствии с ПЛА.

**12. Охрана окружающей среды и обеспечение экологической**

**безопасности**

12.1 Все работы по ремонту скважин должны осуществляться в соответствии с нормативными документами, актами, положениями и правилами по охране недр и окружающей среды, действующими на территории Российской Федерации.

12.2 Мероприятия по охране окружающей среды должны быть предусмотрены в утвержденных документах на ремонт скважины и дополнительных указаниях и требованиях, сформулированных в процессе работ.

12.3 Природоохранные мероприятия должны учитывать специфические особенности процесса ремонта и освоения скважин, время года, природно-климатические условия района ведения работ, народнохозяйственную ценность водных объектов, лесов, отведенных земель и должны быть согласованы в местных комитетах по охране окружающей среды.

12.4 Для предотвращения загрязнения водоёмов, почвы и атмосферного воздуха промывочной жидкостью и тампонажным раствором предусмотреть:

- герметизацию всех соединений, емкостей и транспортных средств при перевозке, хранении и во время проведения работ на скважине;

- опрессовку нагнетательной линии цементировочного агрегата под давлением 20,0 МПа;

- промывку оборудования и линий от остатков глинистого растворов в желобную ёмкость;

- очистку территории скважины от непредвиденных утечек промывочной жидкости и пластового флюида.

**13. Техническое обслуживание и хранение оборудования**

13.1 Осмотр составных частей устройства с целью определения их исправности производится перед каждым спуском в скважину.

13.2 В случае отказа в работе устройства каждая его составная часть подлежит разборке с целью выявления причины отказа с последующей заменой дефектных деталей и сборкой.

13.3 Разборку и сборку составных частей устройства производить в соответствии с разделом 6.

13.4 После подъёма устройства из скважины, его необходимо незамедлительно вывезти в мастерские на ревизию (разборку, промывку, смазку и сборку деталей) во избежание заклинивания подвижных частей оборудования.

13.5 Временную антикоррозионную защиту устройства производить в соответствии с эксплуатационной документацией

13.6 При длительном хранении (более 1 месяца), оборудование должно быть защищено от попадания атмосферных осадков, загрязнений и повреждений, и не реже чем через 6 месяцев, должно подвергаться осмотру. Обнаруженные очаги коррозии необходимо зачистить и вновь покрыть смазкой.

13.7 При хранении оборудования, резиновые детали не должны подвергаться воздействию масел, бензина и других разрушающих резину веществ.

13.8 Допускается хранение оборудования в не отапливаемых складах при температуре до минус 25оС, при этом не допускается подвергать резиновые детали какой-либо деформации.

13.9 После длительного срока хранения при отрицательной температуре перед монтажом резиновые детали должны быть выдержаны при температуре 15-20оС не менее 24 ч.

**14. Возможные осложнения и методы их устранения**

Перечень осложнений, с указанием их вероятной причины и методов устранения приведен в таблице 4**.**

Таблица 4

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Возможные осложнения | Причина | Способы устранения |
| Не поднимается давление в НКТ до рабочего | Не герметичность НКТ | Поднять НКТ, заменить дефектную трубу |
| Утечка в перфораторе из-за износа уплотнительных колец | Заменить уплотнительные кольца |
| Сбит сбивной клапан | Поднять НКТ, заменить сбивной клапан |
| Нет притока жидкости из пласта (водоносный пласт не принимает) | Неправильно подобран интервал перфорации | Уточнить интервал перфорации, выполнить ОПЗ пласта |
| Перфоратор забит грязью (перфоратор не работал); сломалась пружина ПГМ. | Поднять перфоратор, очистить перфоратор и НКТ; заменить пружину. |
| При подъеме перфоратора произошел сильный износ резцов | Подъем НКТ произведен без слива жидкости из НКТ | Перед подъемом НКТ сбить сбивной клапан |

**Приложение 1**

**Типовой план работ по проведению гидромеханической перфорации**

**(ПГМ-102; 114, 127; 146, 168)**

1. Для проведения работ необходимы:

- насосный агрегат ЦА - 320;

- жидкость для проведения перфорации, нефть, техвода (рекомендуется применять нефть);

- обученный специалист (технолог) по проведению гидромеханической перфорации.

2. Гидромеханические перфораторы создают в щадящем режиме отверстия прямоугольного сечения площадью, многократно превышающей, чем при перфорации ПК, с сохранением геометрических размеров эксплуатационной колонны, удаляют цементный камень напротив отверстий вырезанной резцами металлической лентой из эксплуатационной колонны.

3. Кроме того, использование кумулятивных и сверлящих перфораторов для вторичного вскрытия осложнено отсутствием в скважине колонны НКТ на случай фонтанирования и т.п.

4. С целью исключения перечисленных недостатков для перфорации эксплуатационных колонн и хвостовиков разработаны гидромеханические перфораторы (ПГМ-102 (114, 127, 146, 168)), спускаемые на колонне НКТ, которые позволяют эффективно перфорировать колонны, как в наклонно-направленных, так и в горизонтальных участках скважин. Использование данных перфораторов позволяет сохранить целостность крепи скважины и создать эффек­тивную гидродинамическую связь пласт-скважина в щадящем режиме. Разработанные гидромеханические перфораторы работоспособны в агрессивной среде (кислота, растворители и т.п.). Работы могут выполняться силами бригад освоения или бригад капитального и текущего ремонта скважин в любое время суток, в любой среде, в т.ч. с одновременной ОПЗ про­дуктивного пласта без дополнительных спуско-подъёмных операций.

4.1. Ответственный ИТР за перфорацию должен проинструктировать бригаду, особенно машиниста подъемника! и насосного агрегата! от действий, приводящих к осложнениям.

1. Перед спуском перфоратора в скважину необходимо провести визуальный осмотр, особо обратив внимание на целостность резцов, надежность резьбовых соединений. В переходную муфту завернуть «сбивной» клапан.
2. При соединении перфоратора с НКТ трубный ключ установить на муфту перфоратора или на корпус сбивного клапана.
3. НКТ для спуска перфоратора должны быть очищены от парафина и продуктов коррозии и опрессованы давлением 20,0 МПа. Реперный патрубок для отбивки перфоратора необходимо установить на расстоянии 20-30 м над перфоратором.
4. Спуск колонны НКТ с перфоратором производится по обычной технологии со скоростью не более 1,0 м/с. При спуске колонна НКТ не заполняется жидкостью.
5. До отбивки реперного патрубка скважину и колонну НКТ заполнить технологической жидкостью. После заполнения из колонны НКТ выпустить воздух(!) в течение 5 мин., отсоединив НКТ от нагнетательной линии. Затрубное пространство скважины должно заполняться жидкостью до устья. При интенсивном поглощении жидкости пластом (Нстат>300м от устья) ПГМ-102 (114, 127) не применяются!

**ВНИМАНИЕ!**

**Во избежание несанкционированного срабатывания перфоратора колонну НКТ допускается доливать только после спуска и перед отбивкой реперного патрубка таким образом, чтобы давление, создаваемое столбом жидкости в колонне НКТ с учётом столба жидкости в межтрубном пространстве, не создавало давления, достаточного для срабатывания перфоратора.**

**При отбивке местоположения перфоратора предупредить начальника геофизической-партии о наличии в компоновке сбивного клапана и ограничить скорость спуска геофизического прибора в интервале записи до 0,1 м/с.**

1. После отбивки реперного патрубка необходимо точно установить перфоратор на нижнюю отметку запланированного интервала перфорации. Для точной установки перфоратора необходимо иметь 2-3 патрубка различной длины (1-3 м).
   1. Исключить попадания резцов перфоратора в муфтовое соединение эксплуатационной колонны.

Во избежание повреждения пружин перфоратора не превышать давление более 15,0 МПа. Обратить внимание на работоспособность манометра насосного агрегата.

1. Перфорация производится снизу вверх, при этом необходимо предварительно предусмотреть возможность перемещения колонны НКТ без отсоединения нагнетательной линии (предварительно опрессованный промывочный шланг, укороченный переводник на НКТ с быстроразъёмным соединением и др.).
2. Перфорация колонны производится при работе насосного агрегата с расходом 1,0-1,5 л/с.
3. При достижении давления 14,0-15,0 МПа закачку жидкости в колонну НКТ прекратить. Через кран насосного агрегата, стравливанием жидкости в мерную ёмкость, давление в колонне труб и нагнетательной линии снизить до атмосферного.
   1. Под конечным давлением перфорации дать выдержку времени в течение 2-3 мин для снятия напряжения в металле эксплуатационной колонны.
   2. Для полного возврата пружин перфоратора в исходное положение дать выдержку времени в течение 2-3 мин после стравления до «0».

**ВНИМАНИЕ!**

**При наличии избыточного давления в колонне НКТ во избежание заклинивания н разрушения резцов перфоратора движение колонны НКТ вниз или вверх не допускается.**

1. Плавным подъёмом НКТ на 1,0-1,5 м освободить резцы перфоратора. Под воздействием упругой силы сжатых пружин, перфоратор приводится в исходное состояние и готов для вскрытия следующего интервала.

Примечание: Оптимальная плотность перфорации 6-8 отверстий на 1 м толщины пласта (т.е. 3-4 установки).

15. Перестановку перфоратора на следующую отметку перфорации производить плавным подъемом и последующим спуском НКТ при открытом кране на насосном агрегате!, через который осуществлялось снижение давления в колонне НКТ и нагнетательной линии, только после этого закрыть кран и повторить работы по п.п.12-14 и произвести подъём перфоратора из скважины.

16. Слив жидкости из колонны НКТ при подъеме обеспечивается через «сбивной» клапан, установленный над перфоратором. Клапан сбивается грузом диаметром 25-30 мм длиной 1,2-1,3 м.

17. Конструкция перфоратора позволяет, не извлекая оборудование из скважины, произвести ОПЗ пласта, для чего необходимо разрушить сбивной клапан.

18. Перфоратор обслуживается в условиях мастерских (разобрать, очистить от грязи все трущиеся детали, проверить целостность всех узлов, смазать их солидолом и собрать его). Изношенные резцы (h > 2мм) не используются.

19. Для проведения перфорации с ПГМ-146(168) при любой интенсивности поглощения жидкости дополнительно в компоновку включается якорь механический (осевой посадкой) ЯМ-146(168) и клапан-отсекатель (см. Инструкцию!). При этом все вышеописанные пункты подлежат выполнению.