

УДК 622.245.142.4

СУЩНОСТЬ ГИДРОПЕСКОСТРУЙНОЙ ПЕРФОРАЦИИ И ОБЛАСТИ ЕЁ ПРИМЕНЕНИЯ

THE ESSENCE OF HYDRO-SANDBLAST PERFORATION AND THE FIELD OF ITS APPLICATION

Галухин Александр Сергеевич

студент-магистрант,
Кубанский государственный
технологический университет
galuxin2012@mail.ru

Шальская Светлана Васильевна

начальник контрольно-интерпретационной
методической партии
промыслово-геофизических исследований,
Производственный Филиал «Кубаньгазгеофизика»
ООО «Газпром георесурс» ПАО «Газпром»
sv010478@mail.ru

Аннотация. Современные условия разработки и эксплуатации нефтяных и газоконденсатных месторождений предъявляют повышенные требования к освоению скважин. Ввиду многообразия характеристики продуктивных пластов как по геолого-литологическим и коллекторским свойствам, физико-химической характеристике насыщающих коллекторов жидкостей и газа, так и по глубине залегания, пластовому давлению и температуре, естественно, технология освоения скважин должна учитывать все физико-химические свойства пласта и характеристику насыщающих его жидкостей. Поэтому освоение скважин необходимо рассматривать как сложную комплексную проблему, включающую решение вопросов, связанных с равномерной выработкой всей залежи и отдельных её пропластков и прослоев. Это важнейшее требование относится как к нефтяным, так и к газовым и газоконденсатным месторождениям, содержащим или не содержащим подошвенную воду, газовую шапку или одновременно подошвенную воду и газовую шапку.

Ключевые слова: гидropескоструйная перфорация; устройство для гидropескоструйной перфорации; устройство для ввода клапанов в гидropескоструйный перфоратор; фиксатор гидropескоструйного перфоратора; глубоинный вращатель гидropескоструйного перфоратора; соединение перфоратора и вращателя; схемы обвязки скважины и оборудования.

Galukhin Alexander Sergeevich

undergraduate student,
Kuban state technological university
galuxin2012@mail.ru

Shalskaya Svetlana Vasilyevna

Head of the Control and
Interpretation Methodical Party
of Field and Geophysical Research,
Production Branch «Kubangazgeofizika»
LLC «Gazprom georesource»
PJSC «Gazprom»
sv010478@mail.ru

Annotation. Modern conditions for the development and operation of oil and gas condensate fields present increased requirements for the development of wells. Due to the variety of reservoir characteristics, both geological and lithological and reservoir properties, the physicochemical characteristics of the saturating reservoirs of liquids and gas, and the depth of occurrence, reservoir pressure and temperature, naturally, well development technology must take into account all the physical and chemical properties of the formation and the characteristics saturating its liquids. Therefore, the development of wells should be considered as a complex problem, including the solution of issues related to the uniform development of the entire deposit and its individual interlayers and interlayers. This most important requirement applies to both oil and gas and gas condensate fields containing or not containing plantar water, a gas cap or both plantar water and a gas cap.

Keywords: hydro-sandblast perforation; device for hydro-sandblast perforation; device for inserting valves into the hydro-sandblast punch; hydro-sandblast retainer; depth rotator hydro-sandblast perforator; connection of a perforator and a rotator; schemes of tying the well and equipment.

Гидропескоструйный метод является высокоэффективным средством сообщения ствола скважины с продуктивным пластом и интенсификации других способов разработки призабойной зоны.

Разрушение преград (обсадных колонн, цементного камня и горной породы) при гидропескоструйном методе осуществляется за счёт использования абразивного и гидромониторного эффектов высокоскоростных песчано-жидкостных струй, вылетающих с большой скоростью из насадок специального глубоинного устройства – пескоструйного перфоратора.

Работы по исследованию и испытанию метода на промыслах СССР начаты ВНИИ в 1959 году.

Высокая эффективность процесса, простота осуществления его на практике, доступность технических средств и не дефицитность применяемых материалов способствовали сравнительно быстрому и широкому внедрению метода в практику нефтегазодобывающей промышленности.

Области и масштабы применения гидropескоструйного метода постоянно расширяются, и если в начальный период этот метод использовался как высокоэффективное средство вскрытия пластов перфорацией, то затем он начал применяться для интенсификации других методов обработки призабойных зон, а также при капитальном и текущем ремонтах скважин.

Основными видами гидropескоструйных обработок являются:

- 1) вскрытие пластов при опробовании и испытании разведочных скважин;
- 2) вскрытие продуктивных пластов в скважинах, оборудуемых для совместно-раздельной закачки воды и эксплуатации двух или более пластов в одной скважине;
- 3) вскрытие глубокозалегающих пластов, а также пластов с высокими пластовыми давлениями и температурами;
- 4) вскрытие пластов с трещиноватыми коллекторами;
- 5) вскрытие слабопроницаемых цементированных пластов;
- 6) вскрытие пластов после проведения изоляционных работ и капитального ремонта скважин;
- 7) вскрытие пластов с последующим гидравлическим разрывом для освоения закачки воды в нагнетательные скважины и увеличения продуктивности нефтяных скважин;
- 8) вскрытие пластов, перекрытых двумя и более колоннами;
- 9) работы по вырезке обсадных и других колонн для извлечения их из скважины;
- 10) создание специальных отверстий для цементажа при устранении затрубной циркуляции.

Гидropескоструйное вскрытие не даёт должного эффекта в интервалах ранее обработанных соляной кислотой или гидроразрывом, а также при повторном вскрытии высокопроницаемых пластов с низким пластовым давлением или сильно обводнённых.

Оборудование

Необходимое для пескоструйных обработок оборудование подразделяется на подземное, обеспечивающее создание и нужное направление высоконапорных струй, разрушающих преграду, а также наземное, служащее для приготовления песчано-жидкостной смеси и закачки её под давлением к перфоратору.

Гидropескоструйная обработка осуществляется с помощью специальных устройств – гидropерфораторов, позволяющих направлять песчано-жидкостные смеси в преграду через насадки из специальных абразивоустойчивых материалов.

Промышленностью выпускается три типоразмера насадок с внутренним диаметром 3; 4,5 и 6 мм.

Насадки диаметром 3 мм применяют для вырезки прихваченных труб в обсаженных скважинах, а также в случаях, когда глубина резания должна быть минимальной.

Насадки диаметром 4,5 мм применяют при перфорации скважин, а также при других видах обработки, когда процесс ограничивается темпом прокачки жидкости.

Насадки диаметром 6 мм применяют при обработках, ограниченных давлением, а также во всех случаях, когда глубина вскрытия должна быть максимальной (разведочные скважины, инициирование трещин ГРП и т.п.).

При вскрытии пластов перфорацией применяют пескоструйные перфораторы АП-6М конструкции ВНИИ, обеспечивающие создание точечных и щелевых каналов в пластах (рис. 1).

Гидropескоструйный перфоратор АП-6М конструкции ВНИИ представляет устройство, позволяющее направлять струи жидкости с песком в стенку скважины через специальные насадки, изготовленные из абразивоустойчивого материала.

Перфоратор предназначен для создания каналов и щелей в скважинах с открытым забоем и обсаженных эксплуатационными колоннами диаметром 3 ½ и более дюймов, вырезки обсадных колонн тех же диаметров, расширения забоев и необсаженных скважинах и установки водоизоляционных экранов.

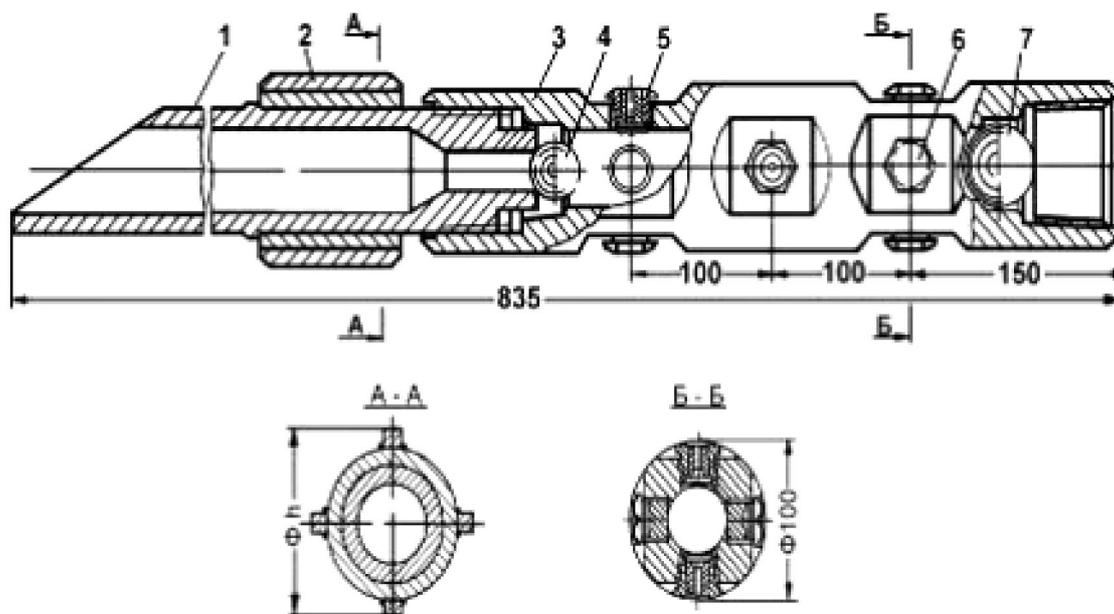


Рисунок 1 – Перфоратор АП-6М 100:

1 – хвостовик; 2 – центратор; 3 – корпус; 4 и 7 – шарики; 5 – узел насадки; 6 – заглушка

Осуществление указанных операций одним перфоратором достигается сочетанием различных вариантов расположения насадок и заглушек в корпусе перфоратора, а также перемещением перфоратора вокруг или вдоль оси скважины.

Перфоратор АП-6М разработан в двух вариантах (АП-6М100 и АП-6М80), конструктивные отличия которых обусловлены, главным образом, размерами.

Перфоратор АП-6М100 имеет наружный диаметр 100 мм, а перфоратор АП-6М80 – соответственно 80 мм.

В соответствии с диаметрами определены и области применения конструкций. Перфоратор АП-6М100 применяются при обработках скважин диаметром 5 $\frac{3}{4}$ и более дюймов, а перфоратор АП-6М80 от 3 $\frac{1}{2}$ до 6 $\frac{3}{4}$ дюймов.

Пескоструйный перфоратор АП-6М100 состоит из корпуса 3; узла насадок 5, в комплект которого входят насадка, держатель насадки и стопорное кольцо; хвостовика 1; центратора 2; заглушек 6; клапана перфоратора 4 и клапана опрессовки труб 7.

Симметричная конструкция корпуса перфоратора позволяет 2 $\frac{1}{2}$ " резьбой подсоединяться с любой стороны к трубам или устанавливать хвостовик с центратором корпуса перфоратора. За 2 $\frac{1}{2}$ " резьбой расположена камера опрессовочного клапана 7, служащего для опрессовки колонны труб.

На корпусе перфоратора имеется 10 резьбовых отверстий, расположенных в трёх горизонтальных плоскостях. В эти резьбовые отверстия монтируются узлы насадок. Для того чтобы сохранить габариты перфоратора, а также предупредить прихваты и удары узла насадок о стенки скважины при спускоподъёмных операциях, узел насадки размещается на одном уровне с корпусом перфоратора.

Торец шестигранника держателя насадки предохраняет корпус перфоратора от разрушения отраженной струей жидкости с песком. По мере износа шестигранника держателя заменяются. В держателях имеется конусное гнездо, в которое запрессовывается насадка. Стопорное кольцо фиксирует насадку в держателе.

Насадки перфоратора изготавливаются из абразивостойких сплавов ВК6 и ВК6М. Они имеют коноидальный вход и конусную проточную часть (конусность 0°20') с диаметрами на выходе 3; 4,5 и 6 мм.

Для промывки скважин перфоратор снабжен хвостовиком с пером. В комплект перфоратора входят сменные центраторы для 5 и 6 дюймовых обсадных труб, которые монтируются на цилиндрической части хвостовика. Верхний торец хвостовика служит седлом клапана перфоратора 4.

Перфоратор АП-6М80 конструктивно отличается от перфоратора АП-6М100 (табл. 1). В нём сокращено число насадок до 6; уменьшен внутренний диаметр до

30 мм, а соединительные резьбы – до 2 дюймов, причём узел насадки выполнен так же, как и в перфораторе АП-6М100.

С завода-изготовителя перфоратор поступает в сборе с комплектом заглушек. В зависимости от вида обработки устанавливают определённое расположение и количество насадок.

Таблица 1 – Техническая характеристика

Параметр	АП-6М100	АП-6М80
Диаметр, мм	100	80
Длина, мм	835	780
Минимальный диаметр колонны, в которой возможно проводить перфорацию, дюймы	5 ¾	3 ½
Вес, кг	24	17
Допустимый перепад давления, атм.	600	600
Допустимая забойная температура, °С	не лимитируется	не лимитируется

Для вырезки колонн, инициирования трещин гидравлического разрыва пласта, установки водоизоляционных экранов, насадки размещают в одной горизонтальной плоскости. В остальные гнезда ввертывает заглушки. При создании диаметрально противоположных вертикальных щелей насадки располагают по образующей перфоратора.

Количество и расположения насадок при создании каналов определяет в зависимости от геолого-промысловых условий.

При повторном использовании перфораторов проверяют герметичность посадок клапанов (опрессовочного и клапана перфоратора).

Перфоратор в сборе с насадками, заглушками и центратором без шаровых клапанов опускают в скважину на насосно-компрессорных или бурильных трубах с тщательным замером их длины.

Глубину установки перфоратора проверяет методом радиоактивного каротажа лебёдкой Азинмаша или допуском труб до забоя скважины, а также магнитным локатором.

Основные возможные неисправности перфоратора АП-6М и их устранение приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Основные возможные неисправности перфоратора АП-6М

Характер неисправности	Возможные причины	Способ устранения
Утечки через опрессовочный клапан или клапан перфоратора	Негерметичность клапанной пары	Заменить шар или притереть седло
Насадка не садится в гнездо держателя	Несовпадение размеров насадки и гнезда	Развернуть или расточить гнездо в держателе

При гидропескоструйном вскрытии несколько маломощных пластов, отстоящих друг от друга на большом расстоянии, а также пластов большой мощности с аномально высоким пластовым давлением целесообразно применять блок гидропескоструйных перфораторов ПЗК-1 конструкции объединения «Азнефти».

Устройство ПЗК предназначено для гидропескоструйного вскрытия нескольких маломощных пластов, отстоящих друг от друга на большой расстоянии, а также пластов большой мощности и с аномально высоким пластовым давлением.

Устройство ПЗК позволяет осуществлять последовательную перфорацию снизу вверх одного или нескольких пластов независимо от расстояния между ними, без подъёма труб и без прекращения подачи песчано-жидкостной смеси.

Характеристики устройства для гидропескоструйной перфорации скважин приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Техническая характеристика ПЗК

Диаметр эксплуатационной колонны, в которой применяется устройство, мм	141 и более
Максимально допустимое давление, кг/см ²	500
Допустимая температура на забое, °С	+100

Устройство включает в себя до пяти отдельных перфораторов, соединяемых между собой патрубками или трубами (рис. 2).

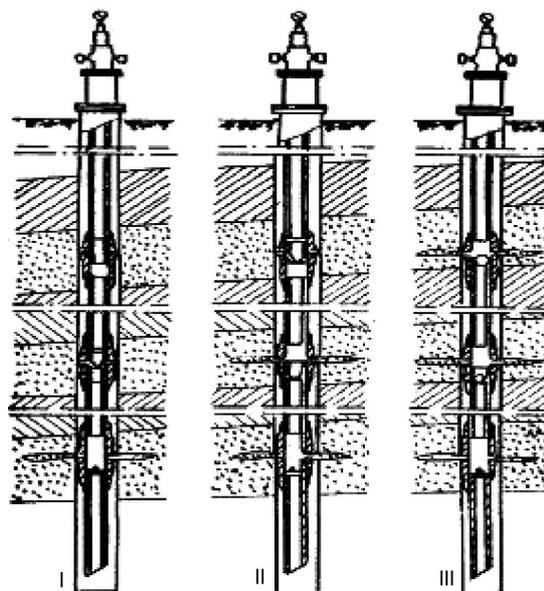


Рисунок 2 – Схема осуществления непрерывной гидropескоструйной перфорации с применением устройства ПЗК:

I – вскрытие первого (нижнего) интервала; II – вскрытие второго интервала; III – вскрытие третьего интервала

Внизу сборки монтируется перфоратор, отличающийся тем, что шаровой клапан и седло клапана вмонтированы в нем стационарно (рис. 3в), при этом узел выполнен так, что обеспечивается обратная промывка скважины.

Четыре верхних перфоратора имеют одну типовую конструкцию (рис. 3а и 3б), состоящую из корпуса 1 с заплечиками 9, клапанного шара 5, затвора 4, уплотнительных колец 6, насадок 2, держателей насадок 3, фиксатора 7 и винта фиксатора 8.

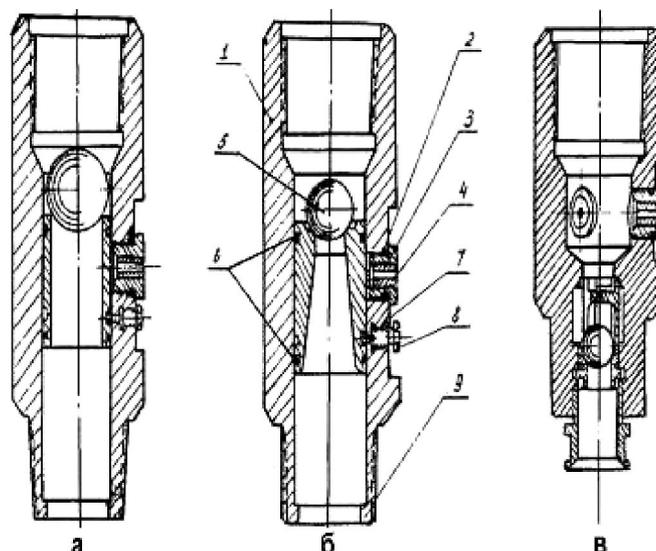


Рисунок 3 – Устройство для гидropескоструйной перфорации скважин ПЗК:

1 – корпус; 2 – насадка; 3 – держатель насадки; 4 – затвор; 5 – клапанный шар; 6 – уплотнительное кольцо; 7 – фиксатор; 8 – винт фиксатора; 9 – заплечики

Диаметр посадочных гнёзд четырёх верхних перфораторов подобраны таким образом, чтобы клапанные шары нижних перфораторов свободно проходили через посадочные гнёзда всех верхних перфораторов.

Принцип работы ПЗК заключается в следующем. После установки нижнего перфоратора на заданной глубине и обратной промывки скважины проводят обработку первого интервала, вскрыв который и не останавливая процесс, через лубрикатор дозатором шаров (рис. 4) вводят клапанный шар второго снизу перфоратора. Шар садится в гнездо затвора и перекрывает доступ жидкости к насадкам нижнего перфоратора, в результате чего давление в трубах повышается. При давлении 30 кг/см^2 срезается винт фиксатора 8 и затвор перемещается, открывая доступ песчано-жидкостной смеси, к насадкам второго снизу перфоратора.

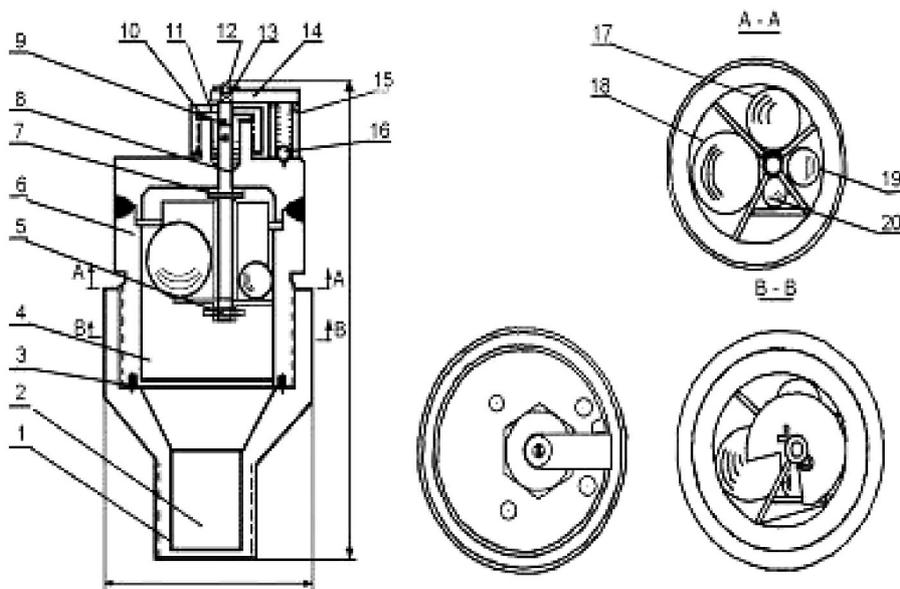


Рисунок 4 – Устройство для ввода клапанов в гидropескоструйный перфоратор ПЗК:

1 – переводник; 2 – кольцо; 3 – шплинт; 4 – сектор; 5 – сепаратор; 6 – корпус; 7 – шайба; 8 – ось; 9 – манжета; 10 – гайка накидная; 11 – грундбукса; 12 – винт; 13 – шайба; 14 – рычаг; 15 – пружина; 16 – стопор; 17 – шарик $\varnothing 38,1 \text{ мм}$; 18 – шарик $\varnothing 50,8 \text{ мм}$; 19 – шарик $\varnothing 25,4 \text{ мм}$; 20 – шарик $\varnothing 7,46 \text{ мм}$

По окончании работ во втором от низа интервале из лубрикатора подают следующий шаровой клапан, который, перекрыв гнездо в затворе, прекращает доступ жидкости к насадкам перфоратора обработанного интервала и позволяет осуществлять обработку следующего.

По описанной схеме (рис. 1) производится обработка и последующих интервалов, число которых определяется числом перфораторов в сборке.

Ввод шаровых клапанов может осуществляться не только через лубрикатор (рис. 3), но и через другие устройства типа байпаса или лубрикатора.

Подготовка и спуск в скважину устройства ПЗК.

1. Гидропескоструйная перфорация с применением блока перфораторов проводится с различным числом перфораторов в зависимости от количества обрабатываемых пластов.

2. Перед спуском ПЗК в скважину проверяет надёжность уплотнения резиновых манжет и фиксирования затвора в исходном положении, а также устраняют заедания затвора.

3. При спуске сборки ПЗК в скважину следует строго соблюдать последовательность монтажа перфораторов, имея при этом ввиду расположение перфораторов в сборке по возрастанию диаметров посадочных гнёзд в затворах снизу вверх.

4. Расстояние между перфораторами подбирается длинами труб.

5. Спуск сборки ПЗК и установку её на заданной глубине осуществляют так же, как и перфоратора АП-6М.

6. После установки перфораторов против выбранных интервалов и монтажа устьевого и наземного оборудования приступают к перфорации пластов.

Для разбуривания цементных мостов и предметов на забое скважины изготавливают торцовые перфораторы по типу конструкции Тф ВНИИ (рис. 5).

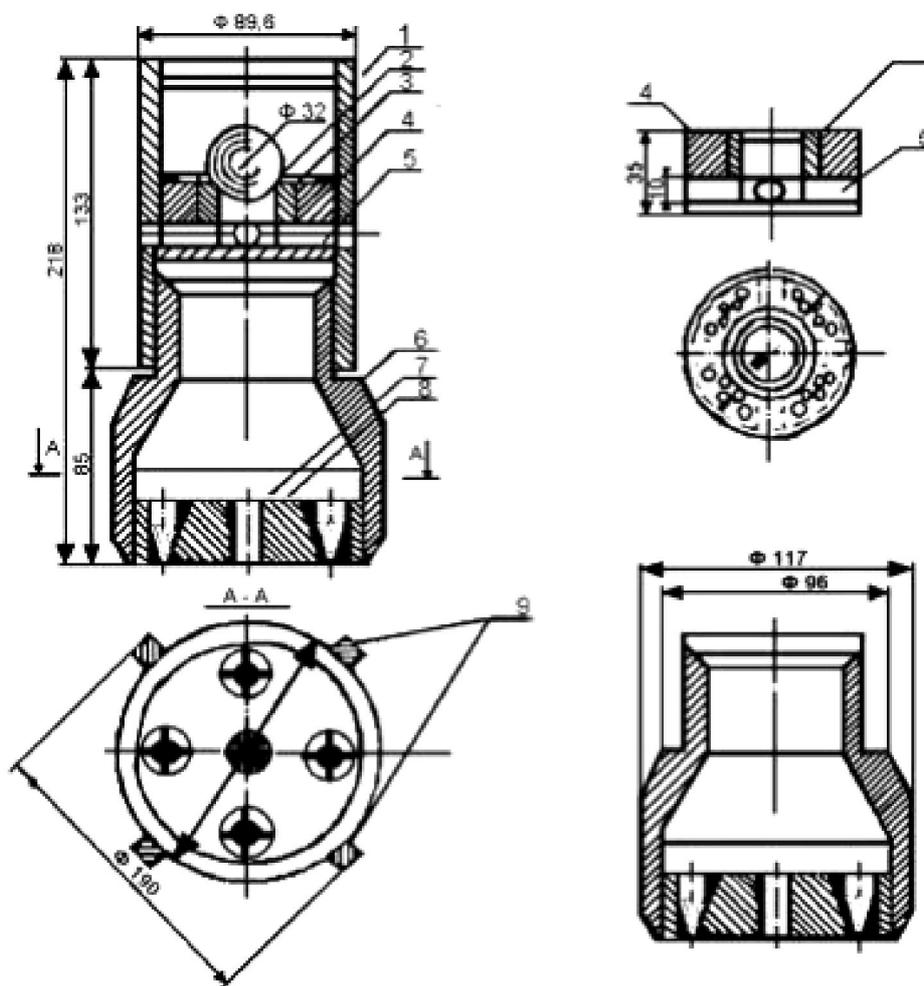


Рисунок 5 – Торцовый гидроперфоратор:

- 1 – муфта; 2 – шаровой клапан; 3 – гнездо шарового клапана; 4 – сетка;
 5 – отверстия для обратной промывки; 6 – корпус перфоратора;
 7 – гайка крепления насадки; 8 – насадка; 9 – планки центратора

Пескоструйный перфоратор опускают в скважину на колонне труб. При этом должны соблюдаться следующие положения:

- 1) коэффициент безопасности для колонны труб 1,3–1,5;
- 2) потери давления на трение в трубах и межтрубном пространстве должны быть минимальными;
- 3) скорость потока жидкости в кольцевом пространстве должна обеспечивать вынос отработанного песка.

Допустимую глубину подвески одноразмерной колонны труб определяют из соотношения:

$$H_{\text{доп}} = \frac{P_{\text{смп}} - k \cdot F_{\text{тр}} \cdot P_{\text{уст}}}{k \cdot q}, \quad (1)$$

где $H_{\text{доп}}$ – допустимая глубина подвески, м; $P_{\text{смп}}$ – сдвигающая нагрузка резьбового соединения, кг; k – коэффициент безопасности; $F_{\text{тр}}$ – площадь сечения труб, см²; $P_{\text{уст}}$ – давление нагнетания на устье скважины, кг/см²; q – вес одного погонного метра труб в жидкости, кг/м.

При ступенчатой колонне труб длину секций подбирают снизу вверх, при этом допустимую длину нижней менее нагруженной секции определяют из соотношения (1), а длину последующих секций из соотношения:

$$H_n = \frac{P_{cmp(n)} - k \cdot P_{cmp(n-1)}}{q_n \cdot k} \cdot \frac{F_{mp(n)}}{F_{mp(n-1)}}, \quad (2)$$

где H_n – длина расчетной секции труб; $P_{cmp(n)}$ – страгивающая нагрузка резьбовых соединений труб для этой секции; k – коэффициент безопасности; $P_{cmp(n-1)}$ – страгивающая нагрузка резьбовых соединений труб предшествующей секции; q_n – вес одного погонного метра расчётной секции труб; $F_{mp(n)}$ – площадь сечения труб расчётной секции, см²; $F_{mp(n-1)}$ – площадь сечения труб предшествующей секции, см².

Страгивающую нагрузку для резьбового соединения определяют по характеристике труб или по формуле Яковлева:

$$P_{cmp} = \frac{\pi \cdot b_2 \cdot D_2 \cdot \sigma_n}{1 + \frac{D_2}{2 \cdot \ell} \cdot \text{ctg}(\beta + \varphi)}, \quad (3)$$

где P_{cmp} – страгивающая нагрузка резьбового соединения, кг; D_2 – средний диаметр трубы по первой полной нитке, находящейся в зацеплении, см; b_2 – толщина стенки трубы по впадине первой полной нитки резьбы, находящейся в зацеплении, см; σ_n – предел пропорциональности материала труб, кг/см; ℓ – длина резьбы до основной плоскости (нитки с полным профилем), см; β – угол, составленный направлением опорной поверхности резьбы с осью трубы, град.; α – угол трения, равный 18°.

В тех случаях, когда гидропескоструйные обработки осуществляют без выхода жидкости из затрубья (при полном или частичном поглощении жидкости пластом) глубины подвески труб рассчитывают с учётом дополнительных нагрузок, возникающих за счёт разности уровней в трубах и затрубье.

В случаях, когда прочностная характеристика труб не обеспечивает должного запаса прочности при заданном режиме гидропескоструйной обработки, на трубах монтируют фиксаторы «ФГ» конструкции объединения «Азнефть».

Фиксатор «ФГ» предназначен для предупреждения обрыва и снятия растягивающих напряжений в колонне труб при гидропескоструйном вскрытии, а также используется для фиксации и центровки перфоратора в заданном интервале обработки.

Разработано три типа гидравлических фиксаторов Ф95; Ф116 и Ф139 мм, которые предназначены соответственно для обсадных труб условными диаметрами 4; 5 и 6 дюймов (табл. 4).

Таблица 4 – Техническая характеристика фиксатора ФГ

Параметр	Ф-95	Ф-116	Ф-139
Диаметр эксплуатационной колонны, в которой применяется фиксатор, мм	120–168	120–168	120–168
Максимально допустимое давление, кг/см ²	500	500	500
Допустимая температура на забое, °С	+100	+100	+100
Удерживающая способность фиксатора при давлении 220 кг/см ² , тонн	7,7	12,1	12,1
Подсоединительные резьбы	2" насосно-компрессорная	2" насосно-компрессорная	2 ½" насосно-компрессорная

Фиксатор гидропескоструйного перфоратора (рис. 6) состоит из корпуса 1, имеющего подсоединительные насосно-компрессорные резьбы, которыми фиксатор со-

единяется с трубами и перфоратором. В корпусе вставлены плашки 2 с манжетой уплотнения 3.

Во избежание проворачивания плашек в процессе спуска фиксатора в скважину и для удержания их от выпадения при транспортировке в корпусе имеются гнезда в виде ласточкиного хвоста, в которые вставлены планки 4, закреплённые винтами 5.

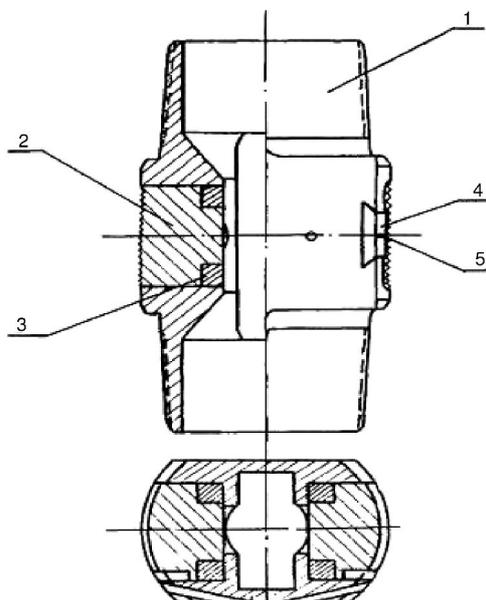


Рисунок 6 – Фиксатор ФГ:

1 – корпус; 2 – плашка; 3 – манжета уплотнения; 4 – планка; 5 – стопорный винт

При нагнетании песчано-жидкостной смеси плашка фиксатора выдвигается до упора в стенку колонны и удерживает перфоратор и колонну труб в заданном положении.

Перед спуском в скважину фиксатора проверяют плотность уплотнительных манжет. Удаляют грязь с поверхности фиксатора. Проверяют подвижность плашек, при этом они должны перемещаться без заеданий. Проверяют надёжность крепления стопорного винта.

Если фиксатор применяют для ограничения перемещения перфоратора в процессе обработки, то его монтируют непосредственно над перфоратором. В этом случае фиксатор с перфоратором соединяют вместе и одновременно опускают в скважину.

Когда фиксатор применяют для разгрузки труб от растягивающих напряжений в глубоких скважинах, его устанавливают по длине колонны в местах, где растягивающие нагрузки в 1,3–1,6 раза меньше нагрузки на страгивание резьбовых соединений для принятой колонны труб.

Основные возможные неисправности перфоратора АП-6М и их устранение приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Основные возможные неисправности фиксатора ФГ и их устранение

Характер неисправности	Возможные причины	Способ устранения
Пропуск манжеты	порыв или истирание манжеты	заменить новой
Заедание плашки	заусенцы	заменить новой
Притупление наружной поверхности плашки	плохая термообработка, многократное применение	заменить новой

Для определения глубины установки перфоратора монтируют муфту-репер на расстоянии одной трубы или двухтрубки от перфоратора (рис. 2).

Вырезку обсадных колонн и прихваченных труб, установку водоизоляционных экранов и инициирование горизонтальных трещин ГРП осуществляют с помощью глупинных вращателей ВГ-1 конструкции ВНИИ.

Глубинный вращатель гидropескоструйного перфоратора (ВГ-1) предназначен для создания круговых горизонтальных щелей или каналов-секторов в обсадной колонне, цементном кольце и породе пласта гидropескоструйным методом.

Вращатель применяется в скважинах диаметром 120 и более миллиметров:

- 1) при вскрытии продуктивного пласта;
- 2) для направленного инициирования трещин гидроразрыва;
- 3) при установке водоизоляционных экранов;
- 4) при вырезке обсадных колонн диаметром 5 дюймов и более, а также бурильных труб типа ТБII и ТБIII с диаметрами 146 и 168 мм (замок ЗУ); труб с высаженными внутрь и наружу концами и навинченными замками с диаметрами соответственно 168 и 140 мм.

Глубинный вращатель гидropескоструйного перфоратора ВГ-1 представляет собой гидравлический поршневой двигатель, использующий энергию потока рабочей жидкости.

Вращатель выполнен в виде цилиндра (корпус 12), внутри которого помещен кольцевой поршень 18,двигающийся по верхней цилиндрической части полого вала 14. Полюй вал 14 опирается на упорный подшипник 10. Поршень 18 внешней поверхностью контактирует с корпусом 12, а внутренний – с полым валом 13 (через уплотнения соответственно 19 и 21).

На полом вале 14 имеется наружная резьба, находящаяся в зацеплении с такой же резьбой в гайке со стаканом 15. На гайке со стаканом 15 имеются выступы, которые входят в соответствующие им пазы корпуса 12 (рис. 7) сечение С-С), благодаря чему на резьбовом участке гайка со стаканом движется поступательно, а вал с закреплённым на нём перфоратором вращаются.

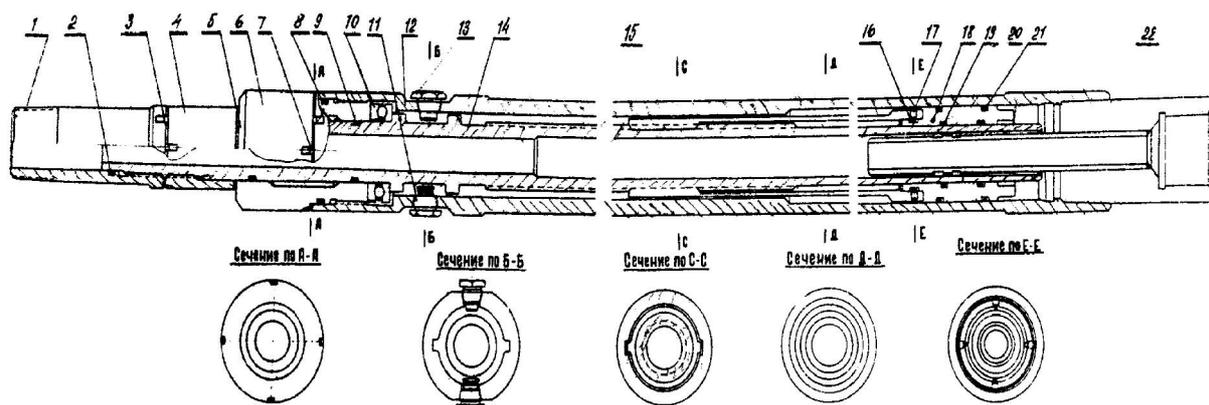


Рисунок 7 – Глубинный вращатель гидropескоструйного перфоратора:

- 1 – переходник перфоратора; 2 – уплотнительное кольцо; 3 – стопорная шайба; 4 – гайка; 5 – шайба;
 6 – упорная втулка; 7 – стопорная шайба; 8 – уплотнительное кольцо; 9 – уплотнительное кольцо;
 10 – подшипник; 11 – капилляр; 12 – корпус; 13 – заправочный клапан; 14 – полюй вал;
 15 – гайка со стаканом; 16 – стопорный винт; 17 – стопорное кольцо; 18 – поршень;
 19 – уплотнительное кольцо; 20 – фильтр; 21 – уплотнительное кольцо; 22 – переходник труб

Возникающие осевые усилия воспринимаются упорным подшипником 10, расположенным в корпусе 12 и опирающимся на упорную втулку 6. Осевой зазор упорного подшипника 10 регулируется гайкой 4.

На хвостовую часть полого вала закрепляется переходник перфоратора 1, служащий для присоединения перфоратора.

Переходником труб 22 устройство соединяется с колонной труб. Хвостовая часть переходника труб является сепаратором, предупреждающим попадание песка в надпоршневую полость.

При нагнетании жидкости в трубы давление воздействует на поршень 18, и он вместе с гайкой со стаканом 15 опускается. Так как гайка со стаканом 15 не может вращаться, то вращается полюй вал 14, к которому присоединён перфоратор. Чтобы вращение перфоратора проходило с нужной скоростью, подпоршневое пространство через заправочный клапан 13 заполняется жидкостью, которая выдавливается поршнем 18 через капилляр 11 в межтрубное пространство. Подбирая величину вязкости жидкости, длину и сечение капилляра 11, устанавливают желаемую скорость вращения перфоратора.

Такая конструкция устройства для вращения перфоратора позволяет создавать в стенке скважины кольцевые или прерывистые щели (в зависимости от скорости вращения, количества насадок и продолжительности обработки). Техническая характеристика показана в таблице 6.

Таблица 6 – Техническая характеристика

Количество полных оборотов, обороты	3
Скорость вращения перфоратора	регулируется длиной, диаметром капилляра и вязкостью жидкости, заполняющей подпоршневую полость
Максимальный наружный диаметр, мм	115
Минимальный внутренний диаметр, мм	28
Длина, мм	1700
Давление испытания, кг/см ²	500
Рабочее давление, кг/см ²	150–300
Максимально допустимая температура, °С	+100
Вес, кг	80

Ревизия вращателя ВГ-1 производится после каждого спуска его в скважину, при этом, прежде всего, проверяется пригодность уплотнений поршень-цилиндр и поршень – полый вал, а также определяется работоспособность капилляра.

Ревизия вращателя начинается с определения работоспособности капилляра, для чего капилляр вывинчивается из корпуса вращателя, а затем промывается в дизтопливе, бензине или керосине. При этом поверхность сетчатого фильтра должна быть освобождена от ворса и грязи, а сетчатый фильтр надёжно закреплён с держателем; вход и выход капилляра долины быть чистыми.

Одновременно с капилляром вывинчивается заправочный клапан, который проверяется на герметичность.

Ревизия уплотнительных колец производится следующим образом:

- отвертывается переходник труб 22;
- из корпуса 12 извлекается поршень 18 и связанная с ним гайка её стаканом 15.

Для этого переходник перфоратора 1 вращается против часовой стрелки до того момента, когда резьбовая нарезка гайки со стаканом 15 сойдёт с нарезки полого вала 14;

- заменяются уплотнения (в случаях их износа, порыва или задир).

Визуальным осмотром гайки со стаканом 15 проверяется отсутствие на резьбовой части её задиров и заусенец. При ревизии полого вала 14 определяется наличие задиров и заусенец на полированном и резьбовом участках его, для чего он вынимается из корпуса (через хвостовой торец корпуса). При этом необходимо отвернуть, предварительно освободив стопорные шайбы 3 и 7, переходник перфоратора 1, гайку 4, упорную втулку 6. В процессе ревизии полого вала проверяется также целостность уплотнений 2, 8, 9 и работоспособность опорного подшипника 10.

Все детали вращателя при его ревизии тщательно промываются, а уплотнительные кольца и опорный подшипник покрываются тонким слоем смазки.

До спуска вращателя в скважину на ней проводятся подготовительные работы по глушению и промывке, а на конечнике вращателя закрепляется перфоратор, причём перед соединением вращателя и перфоратора в последнем устанавливаются шарик и чека (рис. 8).

Чека монтируется в верхних заглушках перфоратора и служит ограничителем подъёма шарика клапана, предупреждающим перекрытие труб при обратных промывках.

Вращатель спускается в скважину на насосно-компрессорных или бурильных трубах, при этом на расстоянии одной или двух труб от вращателя устанавливается муфта-репер (цилиндр длиной не менее 0,5 м и толщиной стенок 25–30 мм).

Спуск инструмента на заданную глубину в скважину производится с тщательным замером длины спущенного оборудования.

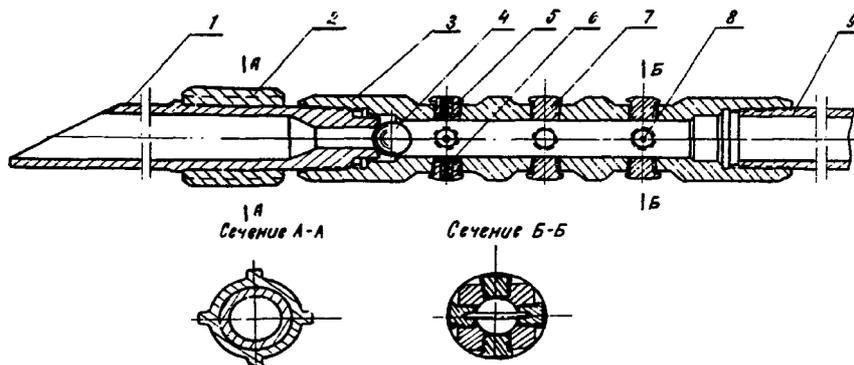


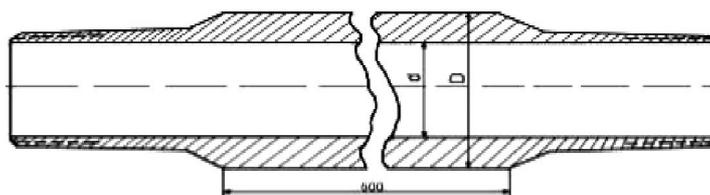
Рисунок 8 – Соединение перфоратора и вращателя:

1 – промывочное перо; 2 – центратор; 3 – корпус; 4 – шаровой клапан; 5 – держатель насадки; 6 – насадка; 7 – заглушка; 8 – чека; 9 – переходник перфоратора

Скважина промывается обратной промывкой объемом промывочной жидкости, равным 2–3 объемам спущенных труб. Темп закачки промывочной жидкости принимается равным темпу закачки рабочей жидкости. В процессе промывки скважины определяются потери давления на трение.

Производится радиоактивный каротаж скважины малогабаритным прибором (через спущенные в скважину трубы).

На кривой радиоактивного каротажа (НГК, ГК, ГГК и др.) определяется положение муфты-репера (рис. 9) и базисного горизонта, зная которые и меру инструмента ниже муфты-репера, перфоратор устанавливают на заданную глубину.



d - диаметр насосно-компрессорных труб
 D - по диаметру обсадных колонн
 при 4" - 5" - $D=90$ мм
 при 6" - 8" - $D=100$ мм

Рисунок 9 – Муфта-репер

Основные возможные неисправности глубинного вращателя ВГ-1 и их устранение приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Основные возможные неисправности глубинного вращателя ВГ-1 и их устранение

Характер неисправностей	Возможные причины	Способы устранения
Вал вращателя не крутится	1. Засорены фильтр капилляра и капилляр	1. Очистить и промыть фильтр и капилляр от загрязнения
	2. Задир и заусеницы на резьбе вала или гайке	2. Снять заусеницы с резьбы вала или гайки и приработать поверхности
Велика скорость вращения вала	1. Утечки в поршневых уплотнительных кольцах	1. Заменить поршневые уплотнительные кольца
	2. Утечки в заправочном клапане	2. Притереть седло клапана
В подпоршневой полости песок	Фильтр не очищает рабочую жидкость	Заменить пеньковый фильтр в кольцевых канавках переходника труб

Для дренажа скважин компрессором без замены колонны труб изготавливают пусковые клапаны по типу клапана, показанного на рисунке 10.

Устье скважины при гидропескоструйной обработке оборудуют стандартной арматурой для гидропескоструйного вскрытия и гидроразрыва пласта типа АУ-700 или специально изготовленной головкой, применяемой при ГРП.

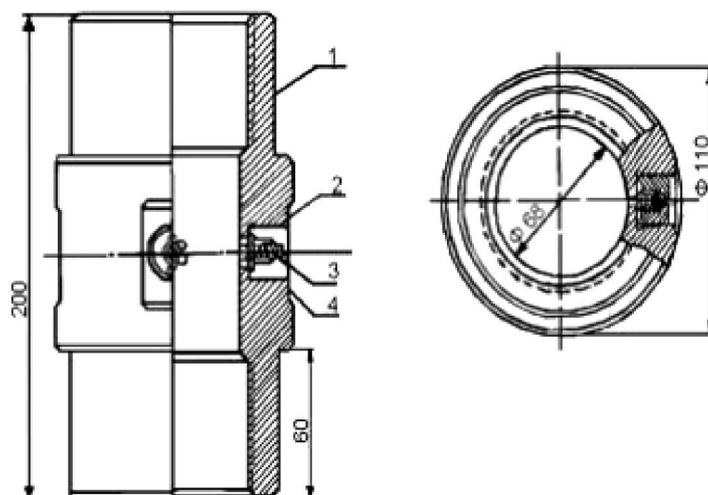


Рисунок 10 – Клапан:

1 – корпус; 2 – седло клапана; 3 – шарик; 4 – пружина

Для прокачки песчано-жидкостной смеси используют насосные агрегаты 2АН-500, 4АН-700 или АЧФ-1000, а также цементировочные агрегаты или буровые насосы.

Потребное количество насосных агрегатов определяют из соотношения:

$$n = \frac{\sum q \cdot P_y}{\eta \cdot q_a \cdot P_a} + 1, \quad (4)$$

где n – потребное количество агрегатов; $\sum q$ – темп прокачки жидкости, л/сек; P_y – устьевое давление при осуществлении процесса, кг/см²; q_a – производительность агрегата, л/сек; P_a – давление, развиваемое агрегатом при принятой производительности, кг/см²; η – коэффициент, учитывающий техническое состояние агрегатов ($\eta = 0,7 \div 0,9$).

Песчано-жидкостную смесь приготавливают в пескосмесительных агрегатах (2-ПА; 3-ПА и др.), а также с помощью смесительных цементировочных воронок.

Специальные рабочие жидкости завозят на скважину автоцистернами.

В обвязку поверхностного оборудования монтируют фильтры, предупреждающие закупорку насадок перфоратора и очищающие отработанную песчано-жидкостную смесь от шлама.

Фильтр «ФП-1» предназначен для улавливания крупной механической взвеси (шлама, гравия) из потока рабочей жидкости, в результате чего предупреждается закупорка насадок в процессе гидropескоструйных обработок скважин.

Фильтр, монтируемый на нагнетательной линии, улавливает частицы шлама и гравия, попадающие в поток из пескосмесителя, а фильтры на выкиде очищают поток от обломков породы пласта, выносимых при гидropескоструйных обработках скважин. Техническая характеристика показана в таблице 8.

Таблица 8 – Техническая характеристика

Размер частиц, улавливаемых фильтром, мм	4 и более
Давление (опрессовка), кг/см ²	500
Давление (рабочее), кг/см ²	200–350
Число рабочих отверстий фильтра	530
Объем рабочей камеры, см ³	2000
Габаритные размеры:	
диаметр, мм	105
длина, мм	915
Вес, кг	24

Фильтр «ФП» (рис. 11) представляет собой две концентрично расположенные трубы – фильтровую трубу (3) и кожух (2).

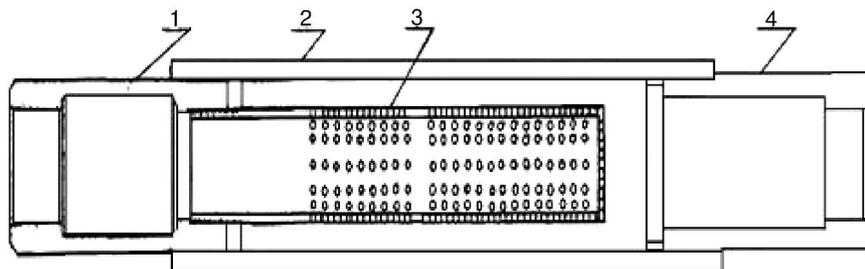


Рисунок 11 – Фильтр ФП-1:

1 – переводник; 2 – кожух; 3 – фильтровая труба; 4 – переводник

Кроме того, в конструкцию фильтра входят два переводника (1 и 4), с помощью которых собранный фильтр подсоединяется в обвязку скважины. Переводник (1) является также деталью, соединяющей кожух с фильтровой трубой.

Кожух (2) на концах имеет внутреннюю насосно-компрессорную резьбу, которая служит для подсоединения переводников (1 и 4).

На боковой поверхности фильтровой трубы (3) просверлено 12 рядов отверстий диаметром 4 мм; по 42 отверстия в каждом ряду. На конце фильтровой трубы имеется наружная насосно-компрессорная резьба, с помощью которой она соединяется с переводником (1). Торцевой конец фильтровой трубы заглушен диском, в котором просверлено 26 отверстий. Суммарное число отверстий в фильтровой трубе составляет 530 шт. При таком количестве рабочих отверстий их площадь превышает сечение манифольда в 3,5 раза, благодаря чему устройство не создает дополнительных гидравлических сопротивлений в манифольде.

При движении смеси жидкости с песком или отработанной пульпы частицы, размер которых превышает диаметр отверстий, выпадают и скапливаются в кожухе, а очищенный поток песчано-жидкостной смеси поступает по насосно-компрессорным трубам к насадкам в перфораторе или в пескосмеситель.

Направление потока жидкости в фильтрах определено указателем потока. Поток неочищенной жидкости должен входить во внутрь фильтровой трубы через просверленные отверстия.

Фильтры ФП поступают с завода-изготовителя в сборе.

В подразделении, осуществляющем гидропескоструйные обработки, после распаковки ящиков в переводники (1 и 4) ввинчиваются патрубки с быстросоединяющимися гайками.

При обработках скважин и их обвязке по закольцованной схеме на линии высокого давления монтируется один фильтр для очистки рабочей жидкости, а на выходе из скважин монтируются два фильтра для очистки отработанной жидкости.

При использовании заводского устьевого оборудования типа АУ-5 фильтр очистки рабочей жидкости подсоединяется стационарно, на том же прицепе, что и само оборудование.

В том случае, когда обвязка скважины и наземного оборудования осуществляется манифольдами высокого давления насосных агрегатов, фильтр очистки рабочей жидкости монтируется в напорном коллекторе на участке, где поток жидкости от отдельных агрегатов собирается в общий.

Для очистки отработанной жидкости от шлама на выходе из скважины монтируются два фильтра, которые включаются в линию параллельно, а работают поочередно по мере загрязнения одного из них.

Очистка фильтра от загрязнения осуществляется промывкой его насосным агрегатом, который используется также для подачи жидкости в пескосмеситель. При очистке фильтров вначале поток жидкости из скважины направляют через параллельный фильтр, а затем, перекрыв соответствующие краны, включают насосный агрегат и промывают загрязнённый фильтр.

О необходимости очистки фильтра от загрязнения судят по росту давления на затрубье скважины. Очистку производят после того, как давление на затрубье превысит потери давления в процессе работы (начальные) на 20-30 атм.

Контроль за работой фильтров при гидropескоструйных обработках осуществляется отбором проб жидкости, поступающей в пескосмеситель на выкидной линии, а также по показаниям манометра на напорной линии. В случае если фильтры не задерживают частицы, которые могут закупорить отверстия насадок, фильтровая труба в них заменяется запасной.

Схемы обвязки скважины и оборудования

В настоящее время на промыслах ПО «Белоруснефть» гидropескоструйные обработки осуществляют по двум технологическим схемам обвязки скважины и оборудования:

- 1) с повторным использованием песка и жидкости (закольцованная схема) с использованием воды в качестве рабочей жидкости;
- 2) с повторным использованием песка и жидкости (закольцованная схема) с использованием глинистого раствора в качестве рабочей жидкости.

Также существуют ещё две технологические схемы обвязки поверхностного оборудования скважин:

- 1) со сбросом отработанного песка и повторным использованием жидкости;
- 2) со сбросом жидкости и песка.

Данные технологические схемы не нашли широкого применения в практике.

Закольцованную схему как наиболее экономичную применяют во всех случаях вскрытия продуктивных пластов перфорацией и при других гидropескоструйных обработках. При закольцованной схеме в качестве жидкости-песконосителя обычно используют воду (рис. 12), однако существует не мало факторов, препятствующих проведению работ по перфорации с использованием в качестве рабочего агента воды. В таких случаях гидropескоструйную перфорацию проводят с использованием глинистого раствора в качестве рабочей жидкости (рис. 13).

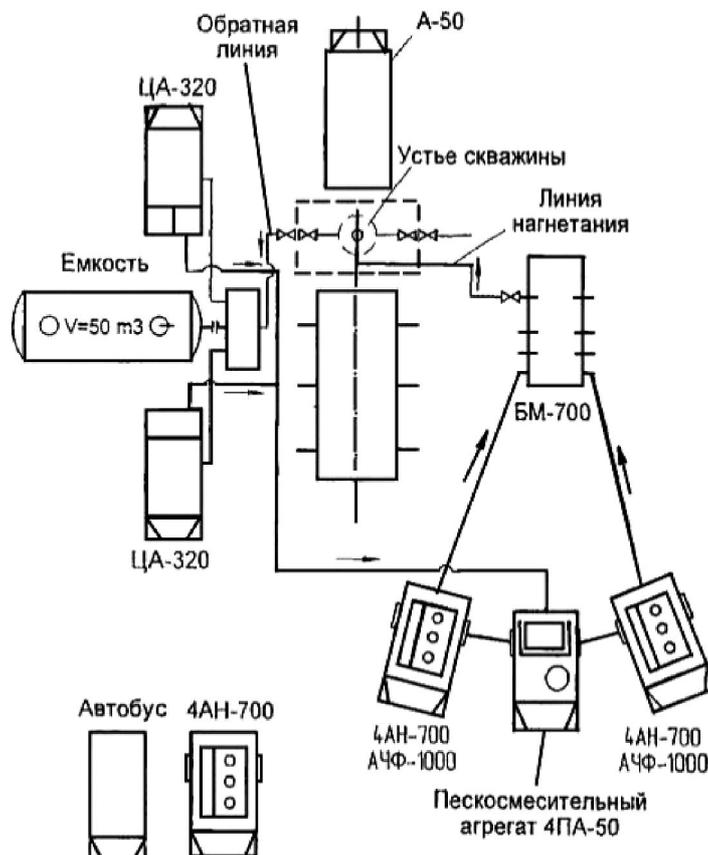


Рисунок 12 – Обвязка агрегатов и устья скважины по закольцованной схеме с использованием воды в качестве рабочей жидкости

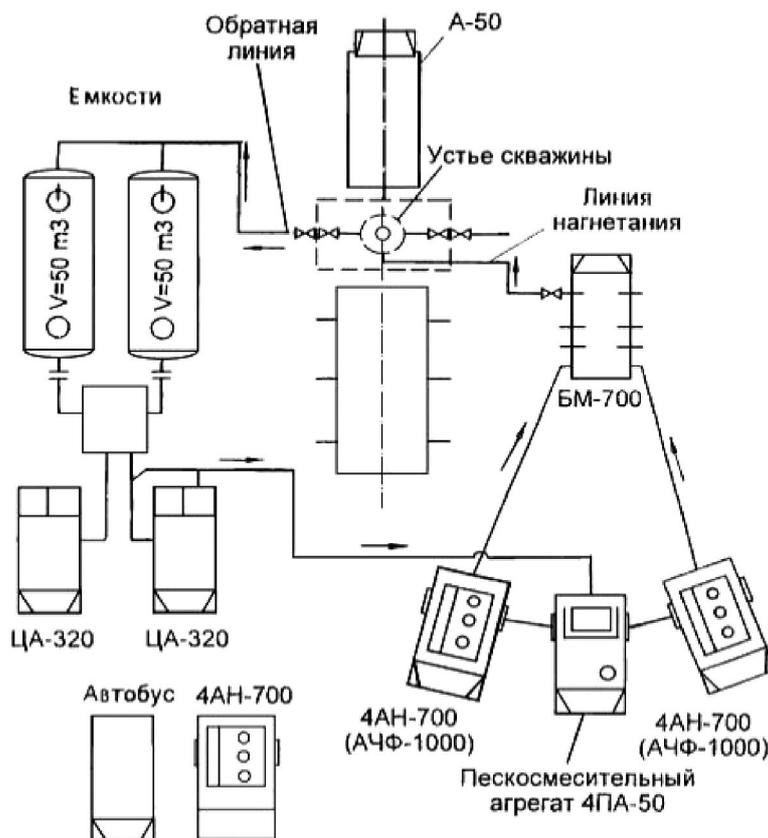


Рисунок 13 – Обвязка агрегатов и устья скважины по закольцованной схеме с использованием глинистого раствора в качестве рабочей жидкости

В случаях, когда гидropескоструйную обработку осуществляют при смонтированной фонтанной арматуре, оборудование и скважину обвязывают по схеме, предусматривающей сброс отработанного песка и повторное использование жидкости.

В случаях, когда продолжительность обработки невелика, а потребный объём жидкости с песком меньше объёма скважины, процесс осуществляют со сбросом жидкости и песка.

Во всех выше перечисленных схемах обвязка устья скважины производят одинаково. Лишь в некоторых случаях, кроме всего, возможно дополнительная установка герметизирующей головки.

Назначение схемы:

- надёжно герметизировать устье скважины при производстве ГПП;
- осуществлять прямую и обратную промывку;
- производить разрядку скважины путем выпуска флюида через выкидные линии;
- контролировать давление в скважине;
- предотвращать загрязнение окружающей среды флюидом, поступающим из скважины.

Устье скважины при ГПП оборудуется превентором, на который дополнительно возможна установка герметизирующей головки.

Переходная катушка устанавливается при несоответствии присоединительных размеров крестовины и превентора.

Количество задвижек на крестовине устанавливается в зависимости от категории скважины.

На скважинах II категории монтаж выкидной линии не производится.

Обратная линия соединяется жёсткой линией с ёмкостью гравитационной очистки.

Материалы

Основными материалами при гидropескоструйных обработках являются рабочая жидкость и песок.

Рабочие жидкости при гидropескоструйных обработках подбирают с учётом физико-химических свойств пластов и насыщающих породу жидкостей, а также видов работ, проводимых в скважинах.

При выборе рабочей жидкости необходимо учитывать следующие основные положения:

- 1) жидкость не должна ухудшать коллекторские свойства пласта;
- 2) вскрытие и обработка пластов не должны сопровождаться выбросами нефти или газа, приводящими к открытому фонтанированию;
- 3) жидкость не должна быть дефицитной и дорогой.

При вскрытии продуктивных пластов и интенсификации притоков применяют следующие жидкости:

- 1) 5–6 %-ный раствор ингибированной соляной кислоты (коллектор – карбонатный);
- 2) дегазированную нефть;
- 3) пластовую, сточную или соленую воду;
- 4) пресную воду (техническую), содержащую поверхностно-активное вещество (ПАВ), выбор и оптимальная добавка которого определяются свойствами пород пласта и жидкостей;
- 5) промывочный раствор (при вскрытии трещиноватых пластов с аномальными давлениями в них).

Для ремонтных работ в качестве рабочих жидкостей используют:

- 1) дегазированную нефть; 5–6 %-ный солянокислотный раствор; солёную сточную и пресную воду с добавками ПАВ; промывочный раствор – при осуществлении работ в продуктивном пласте;
- 2) пресную воду, промывочный раствор – при производстве работ в непродуктивных пластах.

При вскрытии пластов в нагнетательных скважинах и создании врубов, инициирующих трещины гидроразрыва, используют:

- 1) техническую воду;
- 2) техническую воду с добавками ПАВ;
- 3) солянокислотный раствор 5–6 %-ной концентрации;
- 4) пластовую и сточную воды.

Породы, содержащие глинистые включения, обрабатывают песчано-жидкостными смесями не вызывающими набухание глин. С учётом физико-химических свойств глин различных газоносных формаций рекомендуется следующие жидкости:

- а) 0,5–1,0 % водный раствор хлористого кальция;
- б) 0,5–1,0 % водный раствор словотона;
- в) 0,5 % водный раствор полиакриламида;
- г) 1–2 % водный раствор стеарокса 6;
- д) 0,5–1,0 % водный раствор словотона ЦР;
- е) 0,5–1,0 % водный раствор выравнивателя А;
- ж) 0,5–1,0 % водный раствор КМЦ;
- з) 10 % водный раствор хлористого натрия с добавками 0,3–0,5 % поверхностно-активных веществ (сульфанол, дисолван);
- и) 5–10 % водный раствор хлористого натрия с добавками 3,5–5,0 % карбоксиметилцеллюлозы (КМЦ).

Рабочая жидкость подбирается в лабораторных условиях.

В случае если удельный вес перечисленных рабочих жидкостей не обеспечивает глушение скважины, применяют:

- а) меловые растворы при следующих характеристиках:
 - суточный отстой – 1,75 %;
 - удельный вес – 1,28 г/см³;
 - вязкость по СПВ-5 – 25 сек;
 - водоотдача – 45 м³/30 мин.;
 - удельный вес раствора может быть повышен до 1,4 г/см³ путём увеличения содержания в нём мела до 35 % без существенного изменения характеристик;
- б) водный раствор хлористого кальция удельного веса 1,2 г/см³.

Глушение скважин в процессе их подготовки к перфорации (при наличии вскрытых продуктивных горизонтов) также должно производиться жидкостями, не снижающими фильтрационную характеристику призабойной зоны и не вызывающими набухание глин.

Объём рабочей жидкости для проведения процесса определяют:

- 1) при работе по закольцованной схеме – 1,3–1,5 объёма скважины;
- 2) при работе со сбросом жидкости:

$$\sum V = 10^{-3} \cdot q_n \cdot n \cdot t \cdot N, \quad (5)$$

где $\sum V$ – потребное количество рабочей жидкости, м; q_n – расход жидкости на 1 насадку, л/с; n – количество насадок; t – продолжительность вскрытия 1 интервала, с; N – количество интервалов.

Песок при гидropескоструйном методе необходимо выбирать из расчёта 90 % кварцевого содержания и с оптимальным размером зёрен (более 50 %) от 0,5 до 0,8 мм. При поступлении новой партии песка для ГПП в склад управления «Нефтекомплект» представитель Тампоножного управления отбирает пробу песка в количестве 0,75–1 кг и передаёт её в институт «БелНИПИнефть» для проведения фракционного анализа песка.

Потребное количество песка определяют:

- 1) при работе со сбросом отработанного песка

$$G_n = 10^{-3} \cdot \sum V \cdot k = 10^{-3} \cdot q_n \cdot n \cdot t \cdot N \cdot k, \quad (6)$$

где G_n – потребное количество песка, тонн; $\sum V$ – объём жидкости, м³; k – концентрация песка, г/л;

- 2) при работе по закольцованной схеме:

$$G_n = 10^{-3} \cdot V_{\text{скв}} \cdot k + 10^{-6} \cdot q \cdot n \cdot \left(T - \frac{V_{\text{скв}}}{10^{-3} \cdot q \cdot n} \right) \cdot k, \quad (7)$$

где $V_{\text{скв}}$ – объём скважины, м³; k – концентрация песка, добавляемого в выходящую пульпу, г/л; T – суммарное время вскрытия, с.

Остальные обозначения прежние. Концентрация песка должна приниматься из расчёта $k = 50$ –100 г/л.

Параметры процесса

Плотность гидropескоструйной перфорации и профиль создаваемого канала определяют в зависимости от геолого-эксплуатационной характеристики продуктивных пластов.

Монолитные, однородные по проницаемости продуктивные пласты вскрывают точечными каналами. При этом плотность перфорации составляет 2–4 отверстия на погонный метр вскрываемой мощности.

В случае переслаивающихся коллекторов перфорацией охватывают каждый из продуктивных пропластков.

Плотные, абразивостойкие слабопроницаемые и устойчивые коллекторы (типа песчаника, известняка, доломита) эффективнее вскрывать вертикальными щелями.

Высоту щели по мощности пласта принимают не менее 100 и не более 500 мм; интервалы между щелями по образующей – не менее 500 мм. Максимальный охват пласта вскрытием обеспечивают щели, располагаемые в шахматном порядке.

При инициировании трещин гидроразрыва и установке водоизоляционных экранов создают круговые или прерывистые горизонтальные щели.

Щелевое вскрытие в неустойчивых и рыхлых коллекторах осуществляется с учётом геолого-эксплуатационных условий, обеспечивающих сохранность обсадной колонны.

Допустимое устьевое давление определяют техническими возможностями насосных агрегатов или по прочностной характеристике труб из соотношения:

$$P_{уст(доп)} = \frac{P_{сmp} - H \cdot \gamma}{k \cdot F_{тр}}, \quad (8)$$

где $P_{уст(доп)}$ – допустимое устьевое давление, кг/см²; $P_{сmp}$ – страгивающая нагрузка резьбового соединения, кг; H – глубина подвески, м; γ – вес 1 погонного метра труб, кг; $F_{тр}$ – площадь сечения труб, см²; k – коэффициент безопасности.

Страгивающую нагрузку для резьбового соединения определяют из характеристики труб по формуле Яковлева.

Перепад давления в насадках и потери давления на трение подбирают по графикам рисунка 15, причём необходимо обеспечить максимальный перепад давления в насадках при минимально возможных потерях давления в трубах и затрубье. Для этого, зная диаметр насадки и задавшись расходом жидкости через неё, по графикам рисунка 15 определяют перепад давления. Далее по суммарному расходу жидкости, равному произведению числа одновременно работающих насадок и расхода жидкости через насадку, из графиков рисунка 16 определяют потери давления при прокачке жидкости в трубах и затрубье.

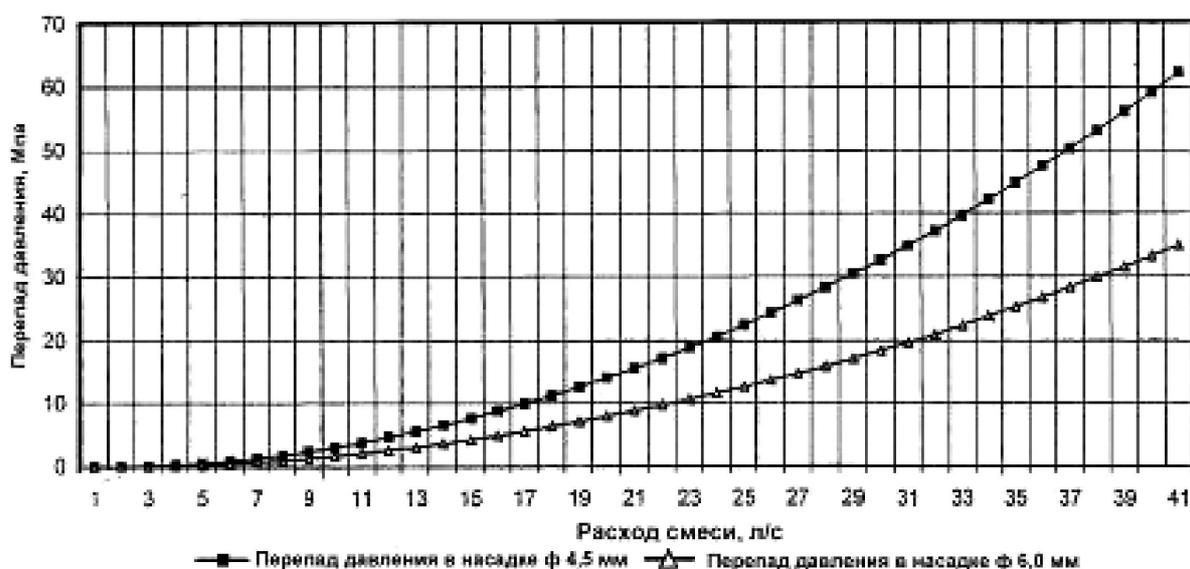


Рисунок 15 – Зависимость перепада давления в насадках 4,5 и 6 мм от расхода водопесчаной смеси

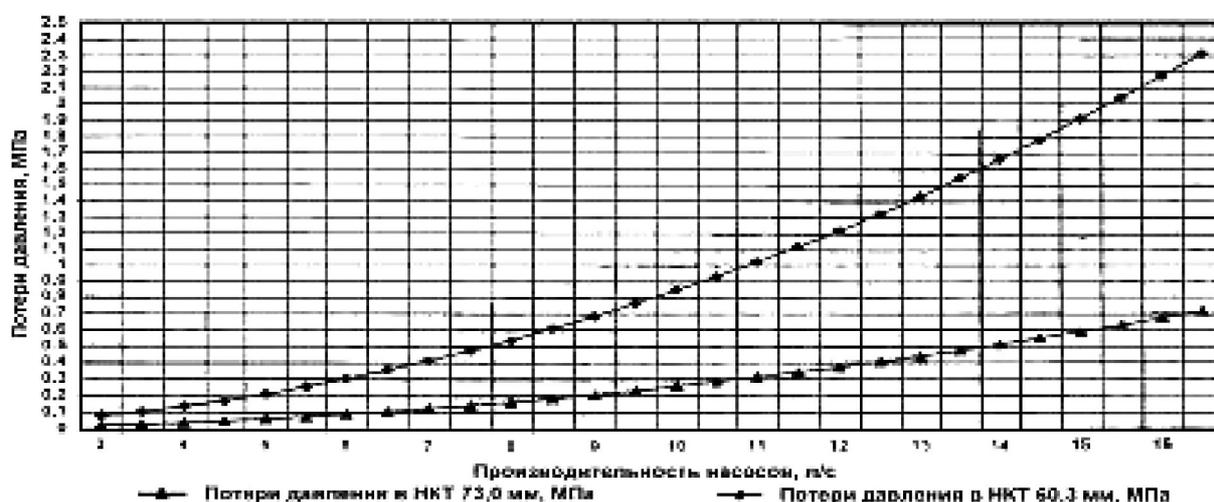


Рисунок 16 – Потери давления в НКТ длиной 100 м при плотности жидкости 1 г/см³

Сумма потерь и перепада давления должна быть равна или несколько меньше величины допустимого устьевого давления. При выборе перепада давления в насадках следует иметь в виду, что нижний предел допустимых перепадов должен обеспечить эффективное разрушение металлической колонны, цементного камня и породы, а поэтому не должен быть менее $100\text{--}120\text{ кг/см}^2$ для 6 мм насадок и $180\text{--}200\text{ кг/см}^2$ для насадок диаметром 4,5 и 3 мм.

С увеличением прочности пород (при $\sigma_{сж} > 250\text{--}300\text{ кг/см}^2$) низший предел перепада давления в насадках целесообразно увеличивать, доводя его соответственно до $180\text{--}200\text{ кг/см}^2$ для насадок с условным диаметром 6 мм и $250\text{--}300\text{ кг/см}^2$ для 4,5 мм.

Минимальную производительность насосных агрегатов принимают, исходя из условий выноса отработанного песка и шлама, для чего скорость восходящего в затрубье потока должна быть не менее 0,5 м/с.

Концентрация песка в жидкости составляет 50–100 г/л.

При работе по закольцованной схеме в песчано-жидкостную смесь, поступающую из скважины в пескосмесительное устройство, дозируют песок из расчёта 20 % от первоначальной концентрации.

Продолжительность точечного вскрытия одного интервала составляет 15–20 минут.

Продолжительность щелевого вскрытия при условии работы 1 насадки должна составлять 2–3 минуты на каждый сантиметр длины щели; при большем числе насадок продолжительность соответственно сокращается.

Последовательность проведения работ на скважинах

На проведение обработки составляют план, в котором указывают цель работ, краткие данные о скважине, объём подготовительных работ, необходимые материалы, технику и технологию процесса.

При гидropескоструйных обработках шаблонирование колонны совмещают со спуском перфоратора в скважину.

Перфоратор без шарового клапана опускают к интервалу обработки с тщательным замером длины труб и спущенного в скважину оборудования, а резьбовые соединения крепят надёжно.

При необходимости фиксации перфоратора на заданной глубине его соединяют с фиксатором ФГ.

Фиксаторы ФГ монтируют также на трубах, если прочностная характеристика труб не обеспечивает обработки на заданной глубине. В этих случаях фиксаторы монтируют на глубинах, где суммарная нагрузка в 1,3–1,6 раза меньше допустимой нагрузки на страгивание для резьбовых соединений.

Для иницирования трещин ГРП, установки водоизоляционных экранов и вырезки обсадных колонн в ликвидированных скважинах перфоратор непосредственно соединяют с глубинным вращателем, а в верхние держатели перфоратора монтируют ограничитель подъёма шарового клапана.

На расстоянии длины одно или двутрубки над сборкой перфоратора или перфоратора с вращателем и фиксатором монтируют муфту-репер.

При вскрытии (достреле, перестреле) фонтанирующей скважины и использовании подъёмного лифта в качестве труб, на которых опускается перфоратор, пусковые муфты лифта заменяют пусковыми клапанами.

После спуска инструмента производят обвязку скважины для прямой и обратной промывок и далее скважину промывают до забоя. В процессе прямой промывки уточняют потери давления на трение при заданном суммарном темпе закачки жидкости.

В насосно-компрессорные трубы опускают опрессовочный шаровой клапан (шар диаметром 50 мм) и после его посадки осуществляют опрессовку подземного оборудования на давление превышающее рабочее в 1,3–1,6 раза.

Перфоратор устанавливают точно на заданную глубину, для чего методом радиоактивного каротажа определяют положение перфоратора по отношению к обрабатываемому пласту, а затем, подняв или допустив трубы, перфоратор устанавливают у нижнего интервала обработки.

Существующие способы установки подземного оборудования в скважине (такие как: тщательный промер длины труб при спускоподъёмных операциях, допуск труб до искусственного забоя и определение глубины спуска) не гарантируют точную установку пескоструйного перфоратора в заданном месте.

Ошибка в глубине установки оборудования при этих способах в большинстве случаев превышает 1,5–2,0 м.

При вскрытии пластов точность установки перфоратора имеет решающее значение, в особенности для переслаивающихся продуктивных коллекторов.

Внедрение гидropескоструйной перфорации в практику нефтедобычи требует разработки способов точной установки подземного оборудования в скважине.

Лабораторией ВНИИ разработан способ точной установки подземного оборудования и инструмента в скважине. Способ состоит в том, что в подземном оборудовании или в специальной муфте помещается «репер» и этот «репер-источник» или «репер-экран» после спуска оборудования в скважину отбивается малогабаритным прибором-индикатором, причём местоположение «репера» привязывается к кривой естественных излучений по базисным горизонтам или по продуктивному пласту.

В качестве репера могут использоваться изотопы, карбид бора и местные утолщения в подземном оборудовании или специальные экранирующие муфты. В случае применения изотопов их активность, должна быть достаточной для аномального выделения на кривой ГК репера и в то же время безопасной для обслуживающего персонала.

Соответственно реперу проводятся геофизические исследования скважины, по которым судят о местоположении инструмента по отношению к заданной глубине. Так, в случае применения репера, излучающего гамма-лучи, проводится гамма-каротаж, в случае применения в качестве источника карбида бора снимается кривая нейтрон-нейтронного каротажа, в случае местного утолщения или экранирующей муфты снимается кривая НТК.

Способ проверен на промыслах. Местоположение перфоратора этим способом проверялось на скважинах №№ 313, 957, 3233 и др. Ромашкинского месторождения.

На рисунке 17 приводятся характерные кривые ГК и НГК, полученные при контроле местоположения перфоратора в скважине № 313.

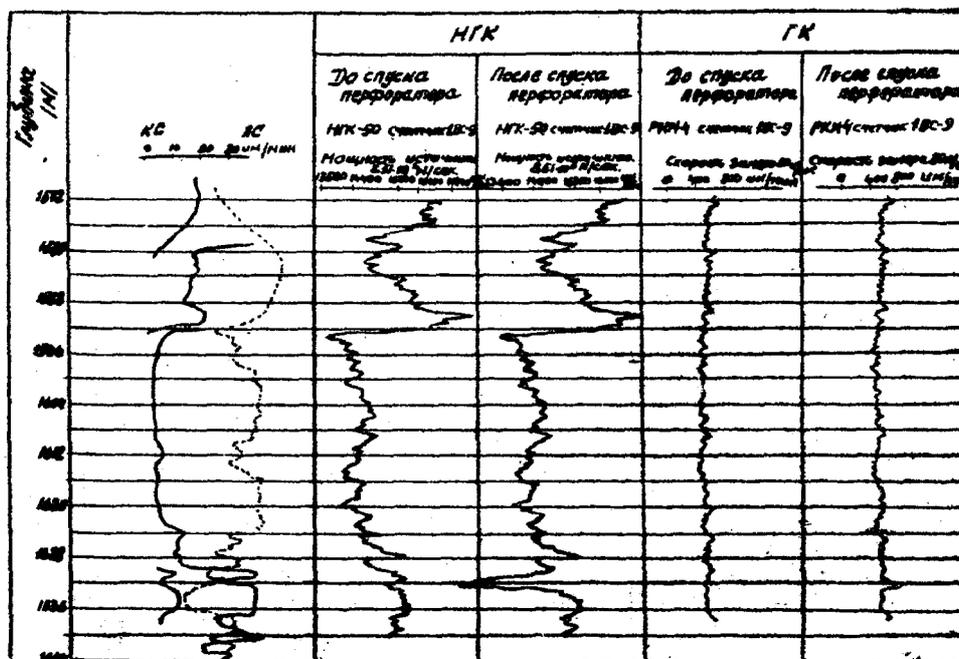


Рисунок 17 – Контроль местоположения перфоратора гамма-методом

Согласно результатам радиометрических замеров, перфоратор установлен на глубине 1632,4 м, в то время как по результатам замера длины труб он должен был находиться на глубине 1640 м.

Из приведённых кривых также видно, что глубина установки перфоратора хорошо определяется как методом ГК, так и методом НГК, но на кривой НГК лучше отбиваются продуктивные пласты и особенно базисный горизонт (глины), поэтому местоположение перфоратора предпочтительно определять снятием кривой НГК.

По этому способу при спущенном перфораторе малогабаритным прибором РКМ-4 снимается кривая НГК. По кривой НГК определяется отметка базисного горизонта или продуктивного пласта, а также местоположение муфты-репера по отношению к ним. Методом НГК чётко отбивается муфта длиной 0,5 м с толщиной стенки 15 мм при скорости подъёма индикатора не выше 80 м/час.

По отметкам муфты-репера и интервалов пластов или базисного горизонта производится установка перфоратора на заданную глубину, при этом учитывается вытяжка труб от давления в процессе гидropескоструйной обработки. Растяжение колонны насосно-компрессорных труб от давления нагнетания определяется по формуле:

$$\Delta l = \frac{P \cdot S \cdot L}{F \cdot E \cdot \xi}, \quad (9)$$

где Δl – приращение длины, см; P – давление нагнетания, кг/см²; S – внутренняя площадь сечения НКТ, см²; L – длина колонны НКТ, F – площадь поперечного сечения тела НКТ, см²; E – модуль Юнга, кг/см²; ξ – коэффициент, учитывающий трение труб о колонну (1,5–3,0).

При небольших глубинах или в однородных пластах большой мощности контроль установки перфоратора на заданной глубине осуществляют путём тщательного замера труб при спускоподъёмных операциях и допуском труб до забоя, а также определением глубины спуска перфоратора магнитным локатором, лебёдкой Азинмаш или геофизического подъёмника. При этом необходимо учитывать растяжение насосно-компрессорных труб от давления и разницу в отметках ротора и фланца (муфты колонны) и вносить поправку на удлинение проволоки под действием собственного веса и проскальзывания.

Обратной промывкой вымывают опрессовочный клапан, а в трубу опускают клапан перфоратора.

Монтируют устьевое оборудование и обвязывают насосные агрегаты с пескосмесителем и скважиной.

Спрессовывают наземное оборудование и манифольды давлением, в 1,5 раза превышающим рабочее.

Производят пробную закачку жидкости без песка и устанавливают запроецированный режим обработки.

Режим обработки считается установленным тогда, когда устьевое давление закачки равно запланированному.

После этого подают в смеситель 50–100 г/л песка и осуществляют закачку песчано-жидкостной смеси.

При точечном вскрытии и при использовании специальных устройств для осевого или радиального перемещения перфоратора песчано-жидкостную смесь закачивают при запроецированном устьевом давлении.

При вскрытии пластов вертикальными щелями с использованием метода упругих деформаций закачку песчано-жидкостной смеси вначале ведут при запроецированном устьевом давлении, а затем, плавно снижая темп закачки, уменьшают устьевое давление на величину, необходимую для перемещения перфоратора на длину принятой щели.

Величину снижения давления определяют из соотношения:

$$\Delta P = \frac{\ell_{щ} \cdot S \cdot E}{H \cdot F \cdot \xi}, \quad (10)$$

где ΔP – величина изменения давления, кг/см²; $\ell_{щ}$ – длина щели, см; S – площадь поперечного сечения тела трубы, см²; E – модуль Юнга, кг/см²; H – глубина вскрытия, см; F – внутренняя площадь сечения труб, см²; ξ – коэффициент, учитывающий трение труб о колонну (от 1,5 до 3,0).

Гидропескоструйную обработку пластов осуществляют снизу вверх.

В нижнем (первом) интервале песчано-жидкостную смесь прокачивают дольше запроецированной продолжительности вскрытия на время, необходимое для заполнения смесью объёма колонны труб.

В вышележащих интервалах обработку проводят при запроецированных режимах процесса.

Если при очередной установке перфоратора в новый интервал приходится удалить одну или несколько труб, то сначала скважину промывают до чистой жидкости, а затем извлекают необходимую часть труб.

В случаях вынужденных продолжительных остановок процесса немедленно проводят обратную промывку скважины.

По окончании обработки всех интервалов обратной промывкой вымывают шаровой клапан, а затем скважину промывают до забоя; в конце промывки промывочная жидкость не должна содержать песка.

После гидропескоструйных обработок, как правило, поднимают перфоратор и скважину оборудуют для освоения и эксплуатации.

Фонтанные скважины осваивают без подъёма перфоратора. Ввод скважин в эксплуатацию осуществляют обычным способом.

На проведённую гидропескоструйную обработку составляют акт.

Эффективность гидропескоструйного вскрытия оценивают по индикаторным кривым, коэффициенту продуктивности и по приведённому радиусу, определённого из кривых восстановления давления.

Подсчитывают экономический эффект обработки.

Техника безопасности при гидропескоструйном вскрытии определяется правилами безопасности гидравлического разрыва пласта.

Литература:

1. Амиян В.А., Амиян А.В., Васильева Н.П. Вскрытие и освоение нефтегазовых пластов. – М. : Издательство Недр, 1980. – 380 с.
2. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин: в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
3. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
4. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоєння нафтових і газових свердловин. Наука і практика : монографія. – Львів: Сполом, 2018. – 476 с.
5. Вицени Е.М. Кумулятивные перфораторы, применяемые в нефтяных и газовых скважинах. – М. : Издательство Недр, 1971. – 144 с.
6. Прострелочные и взрывные работы в скважинах / Н.Г. Григорян [и др.]. – М. : Гостоптехиздат, 1959. – 354 с.
7. Демьянова Е.А. Физико-химические основы применения поверхностно активных промывочных жидкостей для вскрытия пласта. – Гостоптехиздат, 1963.
8. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Основы геофизических исследований при строительстве и эксплуатации скважин на нефтегазовых месторождениях. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 274 с.
9. Овнатанов Г.Т. Вскрытие и обработка пласта. – М. : Издательство Недр, 1970. – 312 с.
10. Геофизические исследования и работы в скважинах : учебное пособие / В.В. Попов [и др.]. – Новочеркасск : Лик, 2017. – 326 с.
11. Савенок О.В., Арутюнян А.С., Шальская С.В. Интерпретация результатов гидродинамических исследований : учебное пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2017. – 203 с.
12. Обоснование вскрытия продуктивного пласта путём ГПП. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65625b3bd69a5c53a88521316d26_0.html
13. Мовсумов А.А., Кязимов Э.А., Шейхи Ф.А. Изменение режима перфорации при заканчивании скважин для предотвращения водо- и пескопроявлений // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М. : ВНИИОЭНГ, 1999. – № 7–8. – С. 41–43.
14. Петров Н.А., Есипенко А.И. Технологические жидкости для гидропескоструйной перфорации // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М. : ВНИИОЭНГ, 1994. – № 3. – С. 33–35.

15. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С., Шьяка Хаким. Контроль качества геофизических исследований скважин // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2016. – № 4. – С. 38–59.

16. Шальская С.В., Яковлев А.Л., Мд Сифул Хасан. Расчёт технологической эффективности проектируемых мероприятий по интенсификации добычи нефти путём гидропескоструйной перфорации на скважинах Смольниковского месторождения : Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 года) / сборник статей под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенко. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018.

17. Юрченко А.А. Об использовании отечественных кварцевых песков для вскрытия пласта гидропескоструйной перфорацией // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М. : ВНИИОЭНГ, 1998. – № 12. – С. 13–15.

18. СТП 39-22-2002 «Проведение гидропескоструйной перфорации». – Гомель : «БелНИПинефть», 2002.

References:

1. Amiyani V.A., Amiyani A.V., Vasilyev N.P. Opening and development of oil and gas layers. – М. : Publishing house Nedra, 1980. – 380 p.

2. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells : in 4 volumes. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2012–2015. – Т. 1–4.

3. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – 576 p.

4. Bulatov A.I., Kachmar Yu.D., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Osvoennaya naftovikh i gazovikh sverdrovin. Science i practice : monograph. – Lviv : Spolom, 2018. – 476 p.

5. Vitseni E.M. The cumulative punches used in oil and gas wells. – М. : Publishing house Nedra, 1971. – 144 p.

6. Pro-arrow and explosive works in wells / N.G. Grigoryan [etc.]. – М. : Gostoptekhizdat, 1959. – 354 p.

7. Demyanova E.A. Physical and chemical bases of use of superficially active flushing liquids for layer opening. – Gostoptekhizdat, 1963.

8. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Bases of geophysical surveys at construction and operation of wells on oil and gas fields. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2016. – 274 p.

9. Ovnatanov G.T. Opening and processing of layer. – М. : Publishing house Nedra, 1970. – 312 p.

10. Geophysical researches and works in wells : manual / V.V. Popov [etc.]. – Novocheboksinsk : Lik, 2017. – 326 p.

11. Savenok O.V., Arutyunyan A.S., Shalskaya S.V. Interpretation of results of hydrodynamic researches : manual. – Krasnodar : Prod. FGBOU VPO «KubGTU», 2017. – 203 p.

12. Justification of opening of productive layer by GPP. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65625b3bd69a5c53a88521316d26_0.html

13. Movsumov A.A., Kyazimov E.A., Sheikhi F.A. Change of the mode of perforation at completion of wells for prevention water - and peskoproyavleny // Stroitelstvo Neftyanykh I Gazovykh Skvazhin Na Sushe I Na More. – М. : VNIIOENG, 1999. – No. 7–8. – P. 41–43.

14. Petrov N.A., Esipenko A.I. Technological liquids for hydrosanding perforation // Stroitelstvo Neftyanykh I Gazovykh Skvazhin Na Sushe I Na More. – М. : VNIIOENG, 1994. – No. 3. – P. 33–35.

15. Petrushin E.O., Arutyunyan A.S., Shyaca Hakeem. Quality control of geophysical well surveys // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2016. – No. 4. – P. 38–59.

16. Shalskaya S.V., Yakovlev A.L., Md Siful Hassan. Calculation of technological efficiency of the projected actions for an oil production intensification by hydrosanding perforation on wells of the Smolnikovsky field: Bulatovsky readings : materials II of the International scientific and practical conference (on March 31, 2018) / the collection of articles under a general edition of the Dr.Sci.Tech., prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2018.

17. Yurchenko A.A. About use of domestic quartz sands for layer opening by hydrosanding perforation // Stroitelstvo Nef-tyanykh I Gazovykh Skvazhin Na Sushe I Na More. – М. : VNIIOENG, 1998. – No. 12. – P. 13–15.

18. СТП 39-22-2002 «Carrying out hydrosanding perforation». – Gomel: «Bel-Nipineft», 2002.