

## Введение

Штанговые глубинные насосы (ШГН) - это насосы, погружаемые значительно ниже уровня жидкости, которую планируется перекачать. Глубина погружения в скважину позволяет обеспечить не только стабильный подъём нефти с большой глубины, но и отличное охлаждение самого насоса. Также подобные насосы позволяют поднимать нефть с высоким процентным содержанием газа.

Установки штанговые скважинные насосные (ШСНУ) предназначены для поднятия пластовой жидкости из нефтяных скважин. Они применяются для добычи нефти на поздней стадии эксплуатации нефтяных месторождений. Рациональная область применения ШСНУ по подаче составляет до 100-120 м<sup>3</sup>/сут, а по глубине подвеса насоса до 1500-1800 м. В отдельных случаях ШСНУ используют с подвесками насосов до 3500 м, а в неглубоких скважинах-с дебитами до 200-300 м<sup>3</sup>/сут.

Штанговая скважинная насосная установка (ШСНУ) состоит из привода, устьевого оборудования, колонны насосных штанг, колонны насосно-компрессорных труб, скважинного насоса и вспомогательного подземного оборудования.

В курсовом проекте рассматривается комплектность и особенности эксплуатации установки для добычи нефти с использованием штанговых насосов в условиях влияния свободного газа.

					ННК Н203-19.027.02-23 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

# 1 Раздел нефтегазопромыслового оборудования

## 1.1 Назначение, классификация и принцип действия оборудования

### 1.1.1 Комплектность и принцип действия установки для добычи нефти с использованием штанговых насосов

Штанговая насосная установка (ШНУ) состоит из привода, устьевого оборудования, колонны насосных штанг, колонны насосно-компрессорных труб, скважинного насоса и вспомогательного подземного оборудования.

К надземной относится станок-качалка и скважинная обвязка (фонтанная арматура), а к подземной колонная НКТ, штанг и сам подземный насос. Надземное оборудование ШНУ. Станок-качалка состоит из балансира с откидной головкой, стойки, наверху которой закреплен балансир, массивной рамы, которая крепится к железобетонному основанию, и привод балансира, состоящий из электродвигателя, клиноременной передачи, шатуна и кривошипа.

Подземное оборудование: насосно-компрессорные трубы (НКТ), насосные штанги (НШ), штанговый скважинный насос (ШСН) и различные защитные устройства, улучшающие работу установки в осложненных условиях.

Электродвигатель через клиноременную передачу и редуктор придает двум массивным кривошипам, расположенных с двух сторон редуктора, круговое движение. Плунжерный насос приводится в действие от станка-качалки, где вращательное движение, получаемое от двигателя при помощи редуктора, кривошипно-шатунного механизма и балансира, преобразуется в возвратно-поступательное движение, передаваемое плунжеру штангового насоса через колонну штанг.

При ходе плунжера вверх в цилиндре насоса снижается давление и нижний (всасывающий) клапан поднимается, открывая доступ жидкости (процесс всасывания). Одновременно столб жидкости, находящийся над плунжером,

					ННК Н203-19.027.02-23 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

прижимает к седлу верхний (нагнетательный) клапан, поднимается вверх и выбрасывается из НКТ в рабочий манифольд (процесс нагнетания).

При ходе плунжера вниз верхний клапан открывается, нижний клапан давлением жидкости закрывается, а жидкость, находящаяся в цилиндре, перетекает через полый плунжер в НКТ.

### 1.1.2 Назначение наземного оборудования штанговой насосной установки

Станок-качалка сообщает штангам возвратно-поступательное движение, имеет гибкую канатную подвеску для сочленения с верхним концом полированного штока и откидную или поворотную головку балансира для беспрепятственного прохода спуско-подъемных механизмов (талевого блока, крюка, элеватора) при подземном ремонте.

Балансир качается на поперечной оси, укрепленной в подшипниках, и сочленяется с двумя массивными кривошипами с помощью двух шатунов  $\delta$ , расположенных по обе стороны редуктора. Кривошипы с подвижными противовесами могут перемещаться относительно оси вращения главного вала редуктора на то или иное расстояние вдоль кривошипов. Противовесы необходимы для уравнивания СК.

Головка балансира откидная или поворотная для беспрепятственного прохода спускоподъемного и глубинного оборудования при подземном ремонте скважины. Поскольку головка балансира совершает движение по дуге, то для сочленения ее с устьевым штоком и штангами имеется гибкая канатная подвеска. Она позволяет регулировать посадку плунжера в цилиндр насоса для предупреждения ударов плунжера о всасывающий клапан или выхода плунжера из цилиндра, а также устанавливать динамограф для исследования работы оборудования.

Амплитуду движения головки балансира (длина хода устьевого штока) регулируют путем изменения места сочленения кривошипа шатуном относительно оси вращения (перестановка пальца кривошипа в другое отверстие). За один

					ННК Н203-19.027.02-23 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

двойной ход балансира нагрузка на СК неравномерная. Для уравнивания работы станка-качалки помещают грузы (противовесы) на балансир, кривошип или на балансир и кривошип. Тогда уравнивание называют соответственно балансирным, кривошипным (роторным) или комбинированным.

Блок управления обеспечивает управление электродвигателем СК в аварийных ситуациях (обрыв штанг, поломки редуктора, насоса, порыв трубопровода), а также самозапуск СК после перерыва в подаче электроэнергии.

Устьевое оборудование предназначено для герметизации затрубного пространства, внутренней полости НКТ, отвода продукции скважины, подвешивания колонны НКТ, а также для проведения технологических операций, ремонтных и исследовательских работ в скважинах.

В оборудовании устья колонна насосно-компрессорных труб в зависимости от ее конструкции подвешивается в патрубке планшайбы или на корпусной трубной подвеске.

Для уплотнения устьевого штока применяется устьевой сальник типа СУС1 или СУС2. Оборудование предназначено для:

- герметизации затрубного пространства;
- отвода продукции скважины;
- герметизации устья;
- подвешивания колонны НКТ.

### 1.1.3 Назначение подземного оборудования ШНУ

В скважину на колонне НКТ под уровень жидкости спускают цилиндр насоса. Затем на насосных штангах внутрь НКТ спускают поршень (плунжер), который устанавливают в цилиндр насоса. Плунжер имеет один или два клапана, открывающихся только вверх, называемых выкидными. Верхний конец штанг крепится к головке балансира станка-качалки. Для направления жидкости из НКТ в нефтепровод и предотвращения ее разлива на устье скважины устанавливают тройник и выше него сальник, через который пропускают сальниковый шток.

					ННК Н203-19.027.02-23 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

Верхняя штанга, называемая полированным штоком, пропускается через сальник и соединяется с головкой балансира станка-качалки с помощью канатной подвески и траверсы.

Плунжерный насос приводится в действие от станка-качалки, где вращательное движение, получаемое от двигателя при помощи редуктора, кривошипно-шатунного механизма и балансира, преобразуется в возвратно-поступательное движение, передаваемое плунжеру штангового насоса через колонну штанг.

При ходе плунжера вверх под ним снижается давление, и жидкость из межтрубного пространства через открытый всасывающий клапан поступает в цилиндр насоса.

При ходе плунжера вниз всасывающий клапан закрывается, а нагнетательный клапан открывается, и жидкость из цилиндра переходит в подъёмные трубы. При непрерывной работе насоса уровень жидкости в НКТ повышается, жидкость доходит до устья скважины и через тройник переливается в выкидную линию.

Скважинные штанговые насосы предназначены для откачивания из нефтяных скважин жидкости обводненностью до 99%, температурой до 130°C, содержанием сероводорода не более 50мг/л, минерализацией воды не более 10г/л.

Насос НН1 состоит из цилиндра, плунжера, нагнетательного и всасывающего клапанов. В верхней части плунжера размещается нагнетательный клапан и шток с переводником под штанги.

К нижнему концу плунжера с помощью наконечника на захватном штоке свободно подвешивается всасывающий клапан. При работе клапан сажается в седло корпуса. Подвешивать всасывающий клапан к плунжеру необходимо для слива жидкости из НКТ перед их подъемом, а также для замены клапана без подъема НКТ. Наличие захватного штока внутри плунжера ограничивает длину его хода, которая в насосах НН1 не превышает 0,9 м.

В насосе НН2 в отличие от насоса НН1 нагнетательный клапан установлен на нижнем конце плунжера. Для извлечения всасывающего клапана без подъема

					ННК Н203-19.027.02-23 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

НКТ используется ловитель, который крепится к седлу нагнетательного клапана. Ловитель имеет две фигурные канавки для зацепления. В клетку всасывающего клапана ввинчен шпindel с двумя утолщенными шпильками. После посадки всасывающего клапана в седло корпуса поворотом колонны штанг на 1-2 оборота против часовой стрелки добиваются того, что шпильки шпинделя скользят по канавкам ловителя и всасывающий клапан отсоединяется от плунжера. Захват осуществляется после посадки плунжера на шпindel при повороте колонны штанг по часовой стрелке.

Насос ННБА позволяет осуществлять форсированный отбор жидкости из скважин через НКТ, диаметр которых меньше диаметра плунжера.

Это достигнуто особой конструкцией его - наличием автосцепа, включающего сцеп и захват, и сливного устройства. Насос в собранном виде без сцепа спускается в скважину на НКТ. Затем на штангах спускается сцеп с мерным штоком. Сцеп проталкивает золотник сливного устройства вниз и сцепляется с захватом, закрепленным на плунжере, при этом сливное отверстие закрывается. При подъеме насоса следует поднять колонну штанг. При этом захват проталкивает золотник вверх, открывая сливное отверстие. После этого сцеп отделяется от захвата и колонна штанг свободно поднимается.

## 1.2 Конструкция основных узлов и деталей оборудования

### 1.2.1 Конструкция основных узлов СК

Основные узлы станка-качалки - рама, стойка в виде усеченной четырехгранной пирамиды, балансир с поворотной головкой, траверса с шатунами, шарнирноповешенная к балансиру, редуктор с кривошипами и противовесами. СК комплектуется набором сменных шкивов для изменения числа качаний, т.е. регулирование дискретное. Для быстрой смены и натяжения ремней электродвигатель устанавливается на поворотной раме-салазках.

					ННК Н203-19.027.02-23 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

Основными элементами СК является рама, стойка с балансиром, два кривошипа с двумя шатунами, редуктор, клиноременная передача, электродвигатель и блок управления, который подключается к промышленной линии силовой электропередачи.

Рама выполнена из профилированного проката в виде двух ползьев, соединенных между собой поперечинами. На раме крепятся все основные узлы СК.

Стойка выполнена из профилированного проката четырехугольной конструкции с поперечными связями.

Балансир состоит из дуговой головки и тела балансира однобалочной конструкции.

Опора балансира создает шарнирное соединение балансира с траверсой и шатунами.

Траверса предназначена для соединения балансира с двумя параллельно работающими шатунами.

Шатун представляет стальную трубную заготовку, которая с одного конца прижимается к пальцу, а с другого - шарнирно к траверсе.

Кривошип преобразует вращательное движение ведомого вала редуктора в вертикальное возвратно-поступательное движение колонны штанг.

Редуктор предназначен для уменьшения частоты вращения, передаваемой от электродвигателя кривошипам станка-качалки. Редуктор - двухступенчатый, с цилиндрической шевронной зубчатой передачей.

Тормоз выполнен в виде двух колодок, крепящихся к редуктору.

Подвеска устьевого штока предназначена для соединения устьевого штока с СК. Состоит из канатной подвески и траверс, верхних и нижних.

Клиноременная передача соединяет электродвигатель и редуктор и состоит из клиновидных ремней, шкива редуктора и набора быстросменных шкивов.

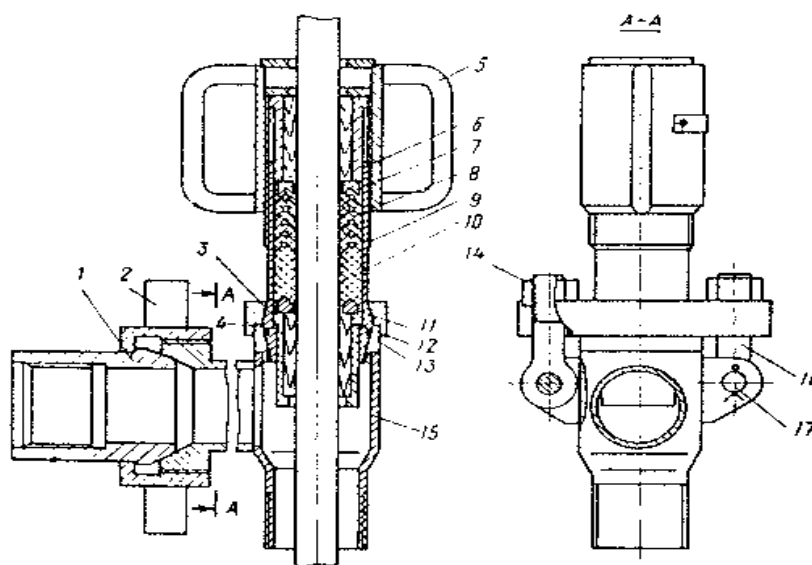
Электродвигатель - асинхронный, трехфазный с повышенным пусковым моментом, короткозамкнутый, в закрытом исполнении.

					ННК Н203-19.027.02-23 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

## 1.2.2 Конструкция устьевого оборудования ШНУ

Устьевое оборудование предназначено для герметизации затрубного пространства, внутренней полости НКТ, отвода продукции скважины, подвешивания колонны НКТ, а также для проведения технологических операций, ремонтных и исследовательских работ в скважинах.

Для уплотнения устьевого штока применяется устьевой сальник типа СУС1 или СУС2



1 - ниппель; 2 - накидная гайка; 3 - втулка; 4 - шаровая крышка; 5 - крышка головки; 6 - верхняя втулка; 7 - нажимное кольцо; 8, 10 - манжеты; 9 - шаровая головка; 11 - опорное кольцо; 12 - нижняя втулка; 13 - кольцо; 14 - гайка; 15 - тройник; 16 - болт откидной; 17 - палец

Рисунок 1 - Устьевой сальник типа СУС1

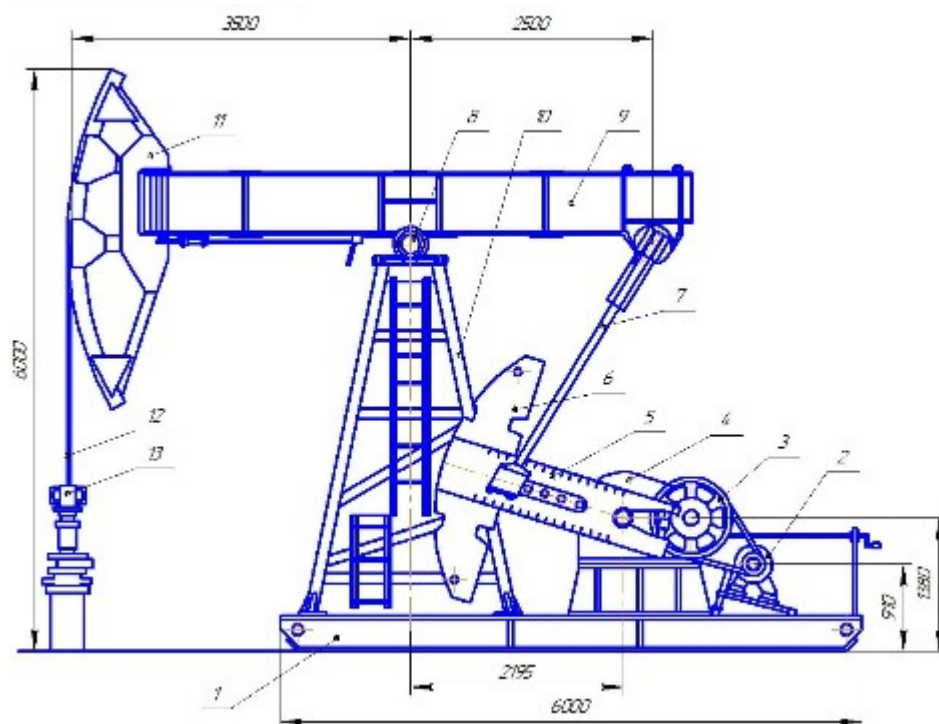
В оборудовании устья колонна насосно-компрессорных труб в зависимости от ее конструкции подвешивается в патрубке планшайбы или на корпусной трубной подвеске.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата



Это оборудование предназначено для герметизации устья и регулирования отбора нефти в период фонтанирования при эксплуатации штанговыми скважинными насосами, а также для проведения технологических операций, ремонтных и исследовательских работ в скважинах, расположенных в умеренном и холодном макроклиматических районах.

### 1.2.3 Конструктивные особенности ШГН



1 - рама; 2 – тормоз; 3 – шкив; 4 – редуктор; 5 – кривошип; 6– противовесы; 7 – шатун; 8 – опора балансира; 9 – балансир; 10 – стойка; 11 – головка балансира; 12 – канатная подвеска; 13 – устьевая арматура

Рисунок 2 – Конструкция станка-качалки

1.2.3 Характеристика устройств для борьбы с вредным влиянием свободного газа на работу ШГН

					ННК Н203-19.027.02-23 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

Для снижения вредного влияния свободного газа на работу скважинного штангового насоса в настоящее время используются следующие способы:

- увеличение давления на приеме насоса за счет его большего погружения под динамический уровень;

- снижение коэффициента мертвого пространства за счет использования насосов специальной конструкции (например, с двумя нагнетательными клапанами), а также за счет правильной посадки плунжера в цилиндре насоса (за счет точной подгонки длины штанговой колонны с учетом упругих деформаций штанг и труб);

- увеличение длины хода плунжера; при этом снижается доля объема мертвого пространства в объеме, описываемом плунжером;

- увеличение коэффициента сепарации свободного газа у приема насоса.

Возможности, преимущества и недостатки отмеченных способов очевидны. Рассмотрим более подробно возможность увеличения коэффициента сепарации свободного газа у приема насоса благодаря использованию специальных глубинных устройств, называемых газовыми якорями или газовыми сепараторами и устанавливаемых, как правило, ниже всасывающего клапана насоса.

Работа газовых сепараторов для скважинных штанговых насосов основана на принципе гравитационного разделения фаз. Эффективные гравитационные сепараторы должны удовлетворять определенным требованиям, основными из которых являются:

- скорость нисходящего потока в сепараторе жидкой фазы должна быть меньше скорости всплытия газовых пузырьков;

- рациональное соотношение между площадью выходных отверстий для газа в перфорированном ниппеле и площадью всасывающего клапана;

- рациональные диаметр и длина газового сепаратора, определяющие потери давления в нем.

Известно несколько методов борьбы с вредным влиянием свободного газа на работу насосов. Уменьшения доли вредного пространства можно добиться повышением коэффициента наполнения насоса. При отсутствии влияния вредного

					ННК Н203-19.027.02-23 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

пространства работа насоса устойчива при любом, даже самом низком коэффициенте наполнения. Это достигается увеличением длины хода плунжера либо одновременным увеличением длины хода плунжера при одновременном уменьшении диаметра насоса.

Основной метод борьбы – уменьшение газосодержания в жидкости, поступающей в насос. При увеличении погружения насоса под динамический уровень увеличивается давление на приеме и, как следствие, уменьшается объем свободного газа за счет сжатия и тем больше газа будет растворено в нефти. Если давление на приеме насоса больше давления насыщения нефти газом, то свободный газ на приеме насоса отсутствует, т.е. вредное влияние газа прекращается. При нормальной работе погружение под уровень жидкости составляет 20–50 м, при наличии свободного – его увеличивают до 230–350 м.

#### 1.4 Расчет оборудования

##### 1.4.1 Расчет НКТ при эксплуатации ШНУ

Исходные данные:

$L = 1400$  м-длина спуска;

$R = 16$  мм – диаметр штанги;

$H_d = 1150$  м-динамический уровень;

$R_j = 900$  кг/м<sup>3</sup> –плотность жидкости;

Определяем вес труб

$$P_m = 1150 \cdot 6,96 \cdot 9,81 + 250 \cdot 6,96 \cdot 9,81 \cdot \left[ 1 - \frac{900}{7850} \right] = 93631 \text{ Н} \quad [6, \text{стр } 84] \quad (1)$$

Определяем вес штанг в жидкости

					ННК Н203-19.027.02-23 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

$$P_{шж} = 1200 \cdot 1,67 \cdot 9,81 \cdot \left[ 1 - \frac{900}{7850} \right] = 17405 \text{ Н} \quad [6, \text{стр } 84] \quad (2)$$

Определяем вес столба жидкости в трубах

$$P_{ж} = 0,785 \cdot 50^2 \cdot 10^6 \cdot 1200 \cdot 900 \cdot 9,81 = 20791 \text{ Н} \quad [6, \text{стр } 84] \quad (3)$$

Определяем силу инерции от оборвавшихся штанг

$$P_{иш} = 1200 \cdot 2 \cdot 0,01 \cdot 10^{-4} \cdot 7850 \cdot 6 = 11360 \text{ Н} \quad [6, \text{стр } 84] \quad (4)$$

Определяем аварийную нагрузку на НКТ

$$P_{т.ав} = 93631 + 17405 + 20792 + 11360 = 143188 \text{ Н} \quad [6, \text{стр } 84] \quad (5)$$

Находим срагивающую нагрузку на гладкие НКТ 60 $\times$ 5 мм

$$b = 5,0 - 1,41 = 3,59 \text{ мм}$$

$$d = 60,3 - 2,5 = 50,3 \text{ мм}$$

$$D_{ср} = 50,3 + 3,59 = 53,9 \text{ мм}$$

$$\eta = \frac{3,59}{5 + 3,59} = 0,418; \quad [6, \text{стр } 84] \quad (6)$$

$$P_{сгр} = \frac{3,14 \cdot 53,9 \cdot 3,59 \cdot 380 \cdot 10^{-6} \cdot 10^6}{1 + 0,418 \cdot \frac{53,9}{2 \cdot 29,3} \cdot 0,384} = 201183 \text{ Н} \quad [6, \text{стр } 84] \quad (7)$$

Находим коэффициент запаса по сдвигающей нагрузке

$$n = \frac{P_{стп}}{P_{т.ав}} = \frac{201183}{143188}$$

[6, стр 84] (8)

					ННК Н203-19.027.02-23 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

## 2 Раздел монтажа и ремонта нефтегазопромыслового оборудования

### 2.1 Монтаж оборудования

#### 2.1.1 Монтаж в скважину глубинного насоса типа НВ

Применение насосов НВ предпочтительно в скважинах с небольшим дебитом, большой глубиной спуска. Чем больше вязкость жидкости, тем принимается выше группа посадки. Для откачки жидкости с высокой температурой или повышенным содержанием песка и парафина рекомендуется использовать насосы третьей группы посадки. При большой глубине спуска рекомендуется применять насосы с меньшим зазором.

Насос выбирают с учетом состава откачиваемой жидкости (наличия песка, газа и воды), ее свойств, дебита и глубины его спуска, а диаметр НКТ - в зависимости от типа и условного размера насоса.

Принципиальное отличие насосов НВ1 от НВ2 в том, что в первом случае крепление осуществляется в верхней части насоса, а во втором - в нижней. Нижнее крепление насоса более предпочтительно при эксплуатации глубоких скважин, однако их применение нежелательно при откачке жидкостей с большим содержанием механических примесей. Верхнее крепление более надежно при добыче нефтей с большим содержанием механических примесей, однако условие нагружения цилиндра насоса не позволяет их использовать на больших подвесках.

Насос состоит из составного цилиндра на нижний конец которого навернут сдвоенный всасывающий клапан, а на верхний конец - замок плунжера, подвижно расположенного внутри цилиндра, на резьбовые концы которого навинчены: снизу сдвоенный нагнетательный клапан, а сверху - клетка плунжера. Для присоединения плунжера к колонне насосных штанг насос снабжен штоком, навинченным на клетку плунжера и закрепленным контргайкой. В расточке верхнего переводника цилиндра расположен упор, упираясь на который, плунжер обеспечивает срыв скважинного насоса с опоры.

					ННК Н203-19.027.02-23 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

Цилиндр вставного насоса спускается внутри труб на колонне штанг и монтируется на них с помощью специального замкового соединения. Это позволяет менять вставной насос без спуска и подъема труб. Но при одинаковых диаметрах плунжеров вставной насос требует применения НКТ большего диаметра. Скважинные насосы исполнения НВ2 имеют область применения аналогичную области применения скважинных насосов исполнения НВ1, однако могут быть спущены в скважины на большую глубину.

Конструктивно скважинные насосы состоят из цилиндра с всасывающим клапаном, навинченным на нижний конец.

На всасывающий клапан навинчен упорный ниппель с конусом. На верхнем конце цилиндра расположен защитный клапан, предотвращающий осаждение песка в цилиндре при остановке насоса.

Внутри цилиндра подвижно установлен плунжер с нагнетательным клапаном на нижнем конце и клеткой плунжера на верхнем конце. Для присоединения плунжера насоса к колонне насосных штанг насос снабжен штоком, навинченным на клетку плунжера и законтренным контргайкой.

В расточке верхнего конца цилиндра расположен упор.

Насос спускается в колонну насосно-компрессорных труб на колонне насосных штанг и закрепляется в опоре нижней частью при помощи ниппеля упорного с конусом. Такое закрепление насоса позволяет разгрузить от пульсирующих нагрузок.

## 2.2 Ремонт оборудования

### 2.2.1 Ремонт глубинного насоса типа НВ

При капитальном ремонте насос разбирают полностью согласно технологической схеме, где указываются последовательность операции, предусматривающая вначале разборку насоса на блоки, узлы, подузлы, а затем разборку каждого узла на детали.

					ННК Н203-19.027.02-23 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

Технологический процесс капитального ремонта представляет собой комплекс технологических и вспомогательных операций по восстановлению работоспособности оборудования, выполняемых в определенной последовательности.

К одному торцу трубы приварена крышка с соплом, к которому подводится пар. Другой конец трубы после помещения в нее насоса закрывается крышкой. Снизу в трубе сделано отверстие, в которое вварена трубка для слива конденсата и грязи в канализацию. После такой очистки насос укладывают на сборочно-разборочный стенд.

Порядок разборки зависит от конструкции насоса. Плунжер из цилиндра извлекают при помощи рыма. Детали и узлы насоса проверяют в соответствии с техническими условиями. Не допускаются задиры на внутренней поверхности цилиндра. Если цилиндр насоса имеет равномерный износ, он может быть использован с одним из плунжеров ремонтных размеров. Завод изготавливает сменные плунжеры, диаметры которых больше начальных. Подобранный плунжер должен без заеданий свободно проталкиваться по всей длине цилиндра усилием одного рабочего.

Искривленные и неравномерно изношенные цилиндры отправляют для ремонта на завод-изготовитель, так как мастерские не имеют специального дорогостоящего оборудования

Ответственными деталями насосов являются клапаны. При сильном износе и коррозии шарик и седло заменяют новыми. При отсутствии следов износа шарик и седло подвергают гидравлическому испытанию на вакуум-стенде. Седло зажимают и герметизируют в специальном патроне.

По показанию вакуумметра определяют качество притирки пары, которую в случае негерметичности притирают в течение мин в приспособлении, показанном на рисунке. Для притирки на лист мягкой резины наносят слой пасты. Пять седел зажимают между дисками. Посадив в седла шарики, приспособление приводят во вращение от шпинделя сверлильного станка через водило.

					ННК Н203-19.027.02-23 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33



Насос разбирают на сборочно-разборочном стенде, куда насос поступает после наружной очистки. Отвинчивая болты, снимают транспортировочную крышку и вывинчивают пробку из ловильной головки.

Основными причинами износа помимо сил трения является присутствие песка в откачиваемой жидкости,  $H_2S$ ,  $CO_2$ , минеральных солей, а также высокая обводненность. Песок в скважине нередко приводит к заклиниванию плунжера в цилиндре насоса. При этом чтобы не произошел обрыв штанг, приходится поднимать насос.

Насосы, подлежащие ремонту, поступают в ремонтных цех, где проводят их осмотр. Если в результате осмотра устанавливается, что для ремонта необходимо произвести только замену изношенных деталей (плунжера, клапанов, штока), то выполняется текущий ремонт насоса. Если в результате осмотра устанавливается, что для ремонта насоса необходимо применение специальных приспособлений, контрольно-измерительной аппаратуры и высокой квалификации рабочих (например, освобождение заклиненного плунжера или все работы, связанные с разборкой цилиндра насоса и т.д.), то выполняется капитальный ремонт насоса.

					ННК Н203-19.027.02-23 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

### 3 Раздел подземного ремонта скважин

#### 3.1 Классификация видов ремонта и операций, проводимых в скважинах

Характерной особенностью подземного ремонта является то, что при различных его назначениях могут выполняться одни и те же операции. Например, при изменении глубины подвески ШСН и при гидроразрыву выполняют спускоподъемные операции и т. п. Независимо от целей подземного ремонта одинаковые по своему содержанию операции, входящие в него, требуют использования одних и тех же специализированных машин, и инструментов.

При подземном ремонте выполняются следующие операции:

- транспортные - доставка к скважине необходимого оборудования и инструмента;
- подготовительные - установка оборудования на площадке скважины и подготовка его к работе;
- спускоподъемные - извлечение или спуск в скважину оборудования; собственно, операции ремонта;
- заключительные - свертывание комплекса оборудования и подготовка его к транспортировке.

Подразделение операций при подземном ремонте достаточно условно. В ряде случаев операции, собственно подземного ремонта занимают очень мало времени по сравнению со всеми остальными, например, смена цилиндра трубного скважинного насоса. Иногда спускоподъемные операции являются целью ремонта, например, при изменении глубины спуска колонны подъемных труб.

Подземный ремонт скважин включает в себя текущий и капитальный ремонты, а текущий, в свою очередь, подразделяется на предупредительный, вынужденный и технологические работы.

Предупредительный ремонт в зависимости от способа эксплуатации скважины включает следующие операции.

При фонтанной или компрессорной эксплуатации; спуск или подъем колонн

					ННК Н203-19.027.02-23 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

труб; замену отдельных изношенных или имеющих дефекты труб; установку или замену пакеров, якорей, газлифтных клапанов, клапанов-отсекателей; очистку внутренней полости труб от песка, парафина, солей или продуктов коррозии (с подъемом и без подъема труб на поверхность) промывку пробок.

При эксплуатации ШСН или ЭЦН:

- спуск или подъем насоса, проверку его состояния, замену новым: проверку и замену клапанных узлов;

- проверку, очистку или замену защитных приспособлений насоса.

Вынужденный ремонт проводят для устранения внезапно появившихся отказов или дефектов в работе оборудования:

- ликвидация обрывов или отвинчивания колонны насосных штанг; расхаживание заклиненного плунжера;

- расхаживание прихваченных труб.

При текущих ремонтах целесообразно совмещать несколько операций, например, при замене ШСН целесообразно очистить поднятые трубы от песка или парафина, осмотреть и отбраковать дефектные штанги и трубы. К технологическим работам относятся:

- изменение глубины подвески рядов труб или их диаметров при фонтанной или газлифтной эксплуатации;

- изменение глубины подвески насоса;

- замена насоса на другой.

Необходимо отметить, что такое деление операций на перечисленные группы достаточно условно, но оно приводится здесь для облегчения понимания назначения и целей всего многообразия работ, проводимых со скважиной и оборудованием, спущенным в нее. Например, образование пробок или отложений парафина может вызвать вынужденный ремонт, если наблюдение за работой скважины велось плохо и появление пробки привело к прекращению подачи, или предупредительный — при постоянном наблюдении за работой скважин.

Капитальный ремонт скважин - комплекс работ, связанный с восстановлением работоспособности обсадных колонн, цементного кольца,

					ННК Н203-19.027.02-23 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

призабойной зоны, ликвидацией аварий, а также со спуском и подъемом оборудования для отдельной эксплуатации и закачки; пакеров-отсекателей, клапанов-отсекателей, газлифтного оборудования.

Капитальный ремонт скважин включает в себя операции, связанные с ремонтом собственно скважины и воздействием на призабойную зону и пласт. Кроме того, обычно к ним относят сложные вынужденные операции текущего ремонта, например, извлечение оборванных штанг и труб. Помимо обследования скважин и уточнения номенклатуры предстоящих к выполнению операций капитальный ремонт включает:

- ремонтно-исправительные работы (герметизация устья, исправление и замена поврежденной части колонны, перекрытие дефектов в колонне, установка и разбуривание цементных пробок);
- изоляционные работы, крепление пород призабойной зоны;
- очистку фильтра;
- переход на другой продуктивный горизонт;
- зарезку и бурение второго ствола;
- ловильные работы.

К капитальному ремонту могут быть также отнесены и работы, связанные с воздействием на призабойную зону и пласты: кислотная обработка; гидравлический разрыв пласта; тепловое воздействие на призабойную зону.

Рассмотрение технологии подземных ремонтов показывает, что спуск-подъем штанг или труб присутствует практически во всех случаях. Исследования показывают, что на эти процессы уходит 70—90. % всего времени, затрачиваемого на подземный ремонт.

Работа по сокращению времени и трудоемкости спускоподъемных операций ведется в двух направлениях: создание машин и механизмов для ускорения и облегчения труда бригад подземного ремонта в сочетании с совершенствованием технологии выполнения операций; разработка оборудования, исключаящего вообще или значительно сокращающего отдельные операции спуска-подъема.

В качестве примера первого направления можно привести создание автомата

					ННК Н203-19.027.02-23 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

АПР-2 (автомат Молчанова) с комплексом инструментов, в качестве второго — эксплуатацию скважин с помощью вставных насосов (исключающих необходимость подъема труб при смене насоса) или использование гибких штанг, при подъеме и спуске которых исключается разборка колонны и т. п.

Что касается остальных операций, выполняемых при подземном ремонте, то анализ показывает, что они механизированы в значительно большей степени и длительность их проведения обусловлена не физическими возможностями людей, выполняющих эти операции, а технологией проведения операций и техническими характеристиками оборудования.

Скважину (эксплуатационную или нагнетательную) считают подготовленной для подземного ремонта, если создана возможность проведения всех необходимых операций при условии соблюдения безопасности рабочего персонала, исключения загрязнения окружающей среды и потерь нефти.

Подготовка скважины состоит из двух основных частей: собственно подготовки скважины к проведению планируемых работ и: подготовки используемого при этом оборудования.

К первой группе относятся работы, связанные с глушением скважины и предупреждением ее фонтанирования или каких-либо проявлений в процессе проведения работ. Ко второй - установка или ремонт мостков, проверка якорей, установка передвижного агрегата подземного ремонта либо приведение в порядок стационарной вышки (ремонт полов и мостков, проверка состояния кронблока и мачты, смазка шкивов, оснастка талевого системы, установка оттяжного ролика), подвешивание ролика к поясу вышки при работе на скважинах, оборудованных ЭЦН, расстановка оборудования на площадке.

Помимо этого, к подготовительным работам относят: доставку к скважине труб, насосных штанг, каната, талевого блока, подъемного крюка, укладку труб и штанг в стеллажи, райберовку труб, крепление муфт на трубах, работы, связанные с исследованием состояния скважины (определение уровня жидкости, места расположения пробки, глубины забоя и т. п.). Необходимость

					ННК Н203-19.027.02-23 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

подготовки скважин, эксплуатирующихся механизированными способами, обусловлена возможностью ее проявления при подземном ремонте, причем вероятность самоизлива скважины тем выше, чем большая депрессия создавалась на забое в процессе ее эксплуатации. Это объясняется следующим образом. Большинство месторождений разрабатывают с поддержанием пластового давления. При высокой обводненности и работе скважин в режиме форсированных отборов перепады между пластовым и забойным давлением весьма велики. Если после остановки такой скважины не заглушить ее, то через сравнительно небольшой промежуток времени давление восстановится и статический уровень жидкости поднимется настолько, что начнется самоизлив скважины.

Для фонтанирующих скважин глушение обязательно, поскольку в противном случае начнется ее открытое фонтанирование.

Для эксплуатационных скважин подготовка их к ремонту может быть выполнена несколькими способами.

Наиболее рационально перекрытие клапана-отсекателя, установленного выше перфорационных отверстий эксплуатационной колонны. Для этого необходима предварительная установка клапана-отсекателя, позволяющего проводить ремонт без глушения скважины. Промывка скважины в сочетании с глушением.

Оснащение устья скважины оборудованием, позволяющим проводить работы под давлением.

Глушение скважины заключается в замене жидкости в скважине, состоящей из нефти, газа и воды, на задавочную жидкость с плотностью, обеспечивающей создание необходимого противодействия на пласт.

Для удаления из скважины пластовой жидкости с малым удельным весом применяют прямую и обратную циркуляцию жидкости. При прямой технологическую жидкость закачивают по колонне насосно-компрессорных труб, а вытесняемая пластовая жидкость движется по кольцевому каналу между НКТ и эксплуатационной колонной. При обратной циркуляции

					ННК Н203-19.027.02-23 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

технологическую жидкость закачивают в кольцевое пространство, а вытесняемая пластовая жидкость движется по НКТ.

Промывка с прямой и обратной циркуляцией обеспечивает гарантированное замещение столба пластовой жидкости лишь до глубины спуска насоса или НКТ. Для замещения всего объема жидкости поступают следующим образом: при обратной промывке после появления технологической жидкости на устье скважины, что определяется по периодическим отборам проб из контрольного вентиля, центральную задвижку закрывают, а закачку технологической жидкости не прекращают.

При условии повышения давления закачиваемой технологической жидкости по сравнению с пластовым столб жидкости, располагающийся ниже колонны промывочных труб или НКТ, будет задавлен обратно в пласт.

### 3.2 Технология проведения подземного ремонта скважин

#### 3.2.1 Ловильные работы

Под ловильными работами понимают совокупность операций, необходимых для освобождения ствола скважины от посторонних предметов до возобновления в нем операций. Так, в скважину могут упасть трубы в результате разрыва под нагрузкой по резьбе или в результате развинчивания резьбы.

Если в скважине находится ЭЦН с кабелем, то кабель может перегореть и упасть на забой скважины, а иногда происходит разрыв труб и кабеля одновременно, и тогда приходится вылавливать и кабель и трубы. В скважину также могут уронить по недосмотру что угодно, например, ключ, который застревает поперек скважины, что не дает возможности производить спуско-подъемные операции. Все это необходимо вылавливать.

Для ловильных работ используется самый разнообразный ловильный инструмент: метчики, колокола, овершоты и т.д. Если приходится ловить упавшие

					ННК Н203-19.027.02-23 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

в скважину трубы, то, в зависимости от ситуации, используют разнообразный ловильный инструмент.

Однако, ловильные инструменты можно применять только после того, как стало ясно, в каком состоянии находятся упавшие трубы. Это легче сделать, если трубы оборвались по резьбе, поскольку тогда понятно, что сверху оборванных труб в скважине осталась муфта. Нужно только убедиться, что сверху муфта не забита железом.

Если же обрыв произошел по телу трубы, то это сделать сложнее, так как не известно, в каком состоянии находится искореженный металл - загнут внутрь трубы или наружу, стоят ли трубы прямо или прислонены к стенке обсадной колонны. Для определения этого применяют печать. Это болванка из сплава свинца. Поскольку свинец является мягким металлом, легкое нажатие на него колонны труб дает возможность получить на печати отпечаток того, что находится в скважине и по отпечатку уже принимать решение, какой инструмент применять для ловли.

Метчик представляет из себя конус, который может нарезать внутреннюю резьбу. Если произошел разрыв по телу трубы, то спускают метчик и пытаются попасть им внутрь трубы. Если это удастся, колонну труб начинают вращать, тем самым нарезаая резьбу, а потом поднимают трубы.

Попасть внутрь упавшей в скважину трубы удастся не всегда, особенно если упавшие трубы находятся в скважине неровно. В таком случае возможно применить колокол, который заходит на упавшую трубу с внешней стороны. Труба застревает в колоколе, а затем осторожно начинают подъем. Если при подъеме трубы зацепляются за муфту обсадной колонны, то могут снова сорваться и упасть в скважину.

Используется также овершот с захватом, то есть специальным устройством со стальными пружинами. Овершот применяется, если трубы оборвались по резьбе и есть возможность зацепить их за муфту. После попадания на упавшие трубы овершот заходит на муфту и пружины защелкиваются на теле трубы за муфтой.

					ННК Н203-19.027.02-23 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33



Иногда ловильный инструмент применяют комбинированно. Так, используют обурочную трубу диаметром немного меньше чем обсадная колонна, в которую ее спускают. Таким образом можно точно попасть на упавшие трубы. Внутри обурочной трубы устанавливается метчик или другой ловильный инструмент.

Но даже и такие методы могут оказаться недостаточными, если разрыв произошел по телу трубы, металл разворочен и нельзя ни войти внутрь трубы, ни накрыть ее с внешней стороны. В таком случае применяют различные фрезы, чтобы сначала обработать голову упавших труб и убрать этот развороченный металл. Фрезы тоже могут быть разными в зависимости от назначения.

Они могут применяться для внутренней обработки трубы, как, например, конический фрез, а также для внешней обработки, как, например, коронка, устанавливаемая на обурочную трубу. Фреза, как правило, используется со шламовкой, поскольку при работе фрезой металлическая стружка остается в скважине и засоряет ее. Тогда делают промывку: металлическая стружка вместе с жидкостью поднимается вверх и при прекращении закачки вновь опускается вниз, оседая в шламовке.

Шламовка устанавливается сверху компановки ловильного инструмента в колонне НКТ и представляет собой металлическую корзинку для сбора металлической стружки.

Если в скважине находится оборванный кабель ЭЦН, то для его ловли применяют ловильный крючок. Это стержень с крючками по его телу, который опускают в скважину до упавшего кабеля, а затем осторожно накручивают кабель на крючок и поднимают из скважины.

В зависимости от конкретной ситуации при ловильных работах комбинации ловильных инструментов могут быть самыми разнообразными: от труболочки до сильнейшего магнита. Приведенные выше примеры далеко не исчерпывают возможности применения различных инструментов при ловильных работах.

В процессе ремонтных работ на нефтяных, газовых скважинах из-за нарушения технологических процессов происходят аварии, связанные с поломкой

					ННК Н203-19.027.02-23 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

и срывом резьбы в НКТ, падением посторонних предметов в скважину, нарушением целостности обсадных колонн.

Прежде чем приступить к ликвидации той или иной аварии, необходимо ее проанализировать. При этом всегда надо помнить, что применение несоответствующего аварийного инструмента приводит к усугублению аварии.

В любом случае при подозрении на поломку бурильного инструмента или НКТ в скважине бурильщик обязан немедленно приступить к подъему труб.

Перед спуском ловильного инструмента в скважину составляют эскиз общей компоновки ловильного инструмента и ловильной части с указанием основных размеров.

Длина спускаемой бурильной колонны с ловильным инструментом должна подбираться с таким расчетом, чтобы ловильный инструмент крепился ротором, причем в плашках превентора должна находиться бурильная труба, соответствующая размеру плашек, а в роторе ведущая.

При подъеме ловильного инструмента с извлекаемыми трубами развенчивание замковых соединений производят машинными ключами, а затем вручную.

При работе с любым инструментом необходимо помнить, что, прежде чем спустить его в скважину, надо знать, как его извлечь оттуда в случае аварии. Ловильный инструмент служит для извлечения из скважины аварийных труб НКТ, бурильных труб, кабеля и других предметов или для обработки их поверхности. К таким инструментам относятся печати, труболовки, метчики, колокола, ловители, ясы, райберы, фрезеры.

Характерной особенностью этих работ является то, что в начале их выполнения верхний конец колонны труб находится у устья скважины.

Прихват колонны труб может произойти в результате эксплуатаций скважины при совместном поступлений из пласта песка жидкости, нарушении циркуляции при гидropескоструйной перфорации или гидравлическом разрыве пласта.

					ННК Н203-19.027.02-23 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

В этих случаях колонну извлекают в зависимости от сложности аварии следующими методами: промывкой и расхаживанием; натяжкой и обрывом; отвинчиванием.

Наиболее простым способом является промывка в сочетании с расхаживанием. В этом случае к верхнему концу колонны присоединяют нагнетательную линию от насоса агрегата гидроразрыва или промывочного агрегата.

Начиная с минимальной подачи, стараются установить циркуляцию промывочной жидкости (вода или нефть), и если она устанавливается, то постепенно увеличивая подачу насоса, промывают трубы, расхаживают их и извлекают колонну из скважины.

Если прихвачена колонна, диаметр которой позволяет спустить внутрь ее колонну промывочных труб, то поступают следующим образом (рис. IV.20). Начинают прямую промывку с внутренней полости труб, постепенно спуская в нее колонну промывочных труб.

После того как нижний конец промывочных труб опустится ниже башмака колонны на 2—3 м, начинают обратную промывку, пока песчаная пробка вокруг колонны не будет удалена.

В процессе промывки расхаживают колонну,, периодически создавая растягивающую нагрузку,, которая не должна превышать допустимую для данных труб. Целесообразно расхаживание чередовать с вращением труб ротором.

В ряде случаев при расхаживании удастся поднять колонну труб только на 5-10 м, после чего пробка в затрубном пространстве уплотняется настолько, что расхаживание следует прекратить.

При извлечении колонны натяжкой и обрывом верхний конец колонны труб при помощи талевого системы или домкратов тянут до тех пор, пока колонна не оборвется. Оторвавшуюся часть колонны поднимают из скважины, после чего в нее на бурильных трубах спускают ловильный инструмент и захватывают верхний конец оставшихся в скважине труб. Далее колонну тянут вверх до

обрыва находящейся в скважине извлекаемой колонны НКТ. После этого операции повторяют до тех пор, пока колонна НКТ не будет извлечена из скважины полностью.

В ряде случаев при расхаживании удастся поднять колонну труб только на 5 - 10 м, после чего пробка в затрубном пространстве уплотняется настолько, что расхаживание следует прекратить.

При извлечении колонны натяжной и обрывом верхний конец колонны труб при помощи талевой системы или домкратов тянут до тех пор, пока колонна не оборвется. Оторвавшуюся часть колонны поднимают из скважины, после чего в нее на бурильных трубах спускают ловильный инструмент и захватывают верхний конец оставшихся в скважине труб. Далее колонну тянут вверх до обрыва находящейся в скважине извлекаемой колонны НКТ. После этого операции повторяют до тех пор, пока колонна НКТ не будет извлечена из скважины полностью.

При извлечении колонны отвинчиванием, варьируя величиной растягивающей нагрузки и крутящего момента, можно отвинчивать трубы в заданном интервале глубины. Для этого в скважину спускают бурильные трубы и ловильный инструмент с левыми резьбами. После спуска ловильного инструмента захватывают верхний конец труб. Далее с помощью ротора вращают бурильные трубы против часовой стрелки на 10 - 20 оборотов, после чего расхаживают колонну, создавая максимально допустимую нагрузку. Если обрыва ловимых труб не происходит, то опять, чередуют вращение труб с расхаживанием, пытаясь оборвать частично развинченные соединения.

При вращении необходимо контролировать величину крутящего момента, так как для резьбовых соединений, подвергнутых коррозии, его величина может превысить допустимую для тела труб.

Мели раскрепить резьбовые соединения извлекаемой колонны не удастся после 5 - 6 циклов растяжения и вращения, то целесообразно использовать инструмент - раскрепитель резьбы. Он не имеет резьбы и передает крутящий момент к извлекаемой колонне посредством трения.

					ННК Н203-19.027.02-23 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

Раскрепитель опускают на бурильных трубах и, создав на него осевую нагрузку, вращают в течение одного часа. При вращении инструмента происходят колебания колонны и некоторые резьбовые соединения ослабляются. После этого спускают ловильный инструмент и отвинчивают часть ловильных труб.

В тех случаях, когда отвинчивание невозможно, аварийную колонну разрушают на заданной глубине специальными кумулятивными торпедами, обеспечивающими в результате взрыва кольцевой надрез трубы, отрезают их при помощи гидropескоструйного перфоратора или специального режущего инструмента

					ННК Н203-19.027.02-23 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

## Заключение

Тема курсового проекта: «Комплектность и эксплуатация установки для добычи нефти с использованием штанговых насосов в условиях влияния свободного газа».

Курсовой проект содержит три раздела.

В разделе нефтегазопромыслового оборудования указано назначение, приведена классификация и описан принцип действия спецтехники для проведения гидравлического разрыва пласта. Рассмотрена конструкция насосных установок, блока манифольда, автоцистерны, смесительных установок, арматуры устья, дана характеристика насосно-компрессорных труб, пакеров и якорей, а также раскрыты вопросы обслуживания рассматриваемого оборудования. Выполнен расчет основных параметров оборудования пескосмесительного агрегата.

В разделе монтажа и ремонта нефтегазопромыслового оборудования описана последовательность монтажа... и рассмотрены основные технологические операции процесса ремонта...

В разделе подземного ремонта скважин приведена классификация видов ремонта и операций, проводимых в скважинах и описана технология проведения гидроразрыва пласта.

					ННК Н203-19.027.02-23 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

## Литература

1 Бухаленко Е.И. Монтаж, обслуживание и ремонт нефтепромыслового оборудования. – М.: Альянс, 2019

2 Молчанов А.Г. Нефтепромысловые машины и механизмы. – М.: Альянс, 2019

3 Раабен А.А., Шевалдин П.Е., Максutow Н.Х. Ремонт и монтаж нефтепромыслового оборудования. – М.: Альянс, 2019

4 Снарев А.И. Расчеты машин и оборудования для добычи нефти и газа. – Москва: Инфра-Инженерия, издание стереотипное

5 Сулейманов А.Б., Карапетов К.А., Яшин А.С. Техника и технология капитального ремонта скважин. – М.: Альянс, 2019

					ННК Н203-19.027.02-23 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33