

**МОДУЛЬ:**

Эксплуатация скважин, оборудованных  
**ШГНУ.**

**Название  
тренинг-элемента**

Глушение скважин оборудованных ШГНУ

**Цель тренинга :**

После прохождения данного тренинга рабочий будет уметь самостоятельно производить подготовку скважины к глушению и контролировать процесс глушения скважины оборудованной ШГНУ.

**Перечень  
необходимых инструментов, материалов, приспособлений,  
применяемых при замене и подтяжке верхних сальниковых манжет на  
скважинах, оборудованных ШГНУ**

- средства индивидуальной защиты ( фильтрующие противогазы с коробкой КД по числу работающих, специальную одежду, спец. обувь, каска, диэлектрические перчатки ).
- газоанализатор для анализа воздушной среды в рабочей зоне;
- журнал учёта газоопасных работ, проводимых без оформления наряд – допуска;
- ветошь;
- фланец с патрубком и быстроразъёмным соединением;
- вспомогательная трубка и ключ;
- ареометр;
- набор инструмента;
- плакат

**Не включать ! Работают люди !**

## СОДЕРЖАНИЕ

1. Общие сведения. Основные термины и определения
2. Подготовительные работы
3. Проведение процесса глушения.
4. Заключительные работы
5. Контрольные вопросы

## 1. Общие сведения. Основные термины и определения.

Глушение скважин является одной из основных операций в процессе ремонта скважины и её дальнейшей эксплуатации.

Глушение это процесс создания противодействия на эксплуатируемый или вскрываемый пласт с помощью задавочной жидкости в целях предупреждения газонефтеводопроявлений и открытого фонтанирования

Нарушение технологии глушения скважины может привести к возникновению газонефтеводопроявлений при ремонте скважины и отрицательно повлиять на процесс вывода скважины на режим после проведения ремонта.

По степени опасности возникновения газонефтеводопроявлений скважины подразделяются на категории.

### **Первая категория:**

газовые скважины, независимо от величины пластового давления;  
нефтяные скважины, в которых газовый фактор более  $100 \text{ м}^3/\text{м}^3$ ;  
нефтяные скважины, в которых выявлено поступление газа в скважину через нарушения колонны или в результате заколонных перетоков;  
нефтяные скважины с внутрискважинным газлифтом;  
нефтяные и нагнетательные скважины, в которых пластовое давление выше гидростатического более чем на 100%;  
нагнетательные и наблюдательные скважины, перфорированные в зоне газоносности;  
нефтяные скважины, имеющие в разрезе близко расположенные между собой газовые и продуктивные нефтяные горизонты с помощью разделяющей перемычки менее 3 м, а также находящиеся от внешнего контура ГНК на расстоянии 500 м и ближе.

### **Вторая категория:**

нефтяные скважины, в которых пластовое давление превышает гидростатическое не более чем на 10% и газовый фактор менее  $100 \text{ м}^3/\text{м}^3$ ;  
нагнетательные скважины с пластовым давлением, превышающим гидростатическое не более чем на 10%.

### **Третья категория:**

нефтяные скважины, в которых давление равно или ниже гидростатического;  
нагнетательные скважины, расположенные вне контура газоносности, пластовое давление которых в зоне закачки равно или ниже гидростатического.  
Распределение скважин по категориям опасности возникновения газонефтеводопроявлений по месторождениям и мероприятия по безаварийному проведению работ для данной категории должны быть утверждены руководством предприятия и согласованы с противofонтанной службой.

Глушению перед началом ремонтных работ подлежат все скважины с пластовым давлением выше гидростатического и скважины, в которых сохраняются условия фонтанирования или газонефтеводопроявлений при пластовых давлениях ниже гидростатического.

Проведение текущих и капитальных ремонтов скважин без их предварительного глушения допускается на скважинах, оборудованных глубинными клапанами-отсекателями, и на месторождениях с горно-

Геологическими условиями, исключающими возможность самопроизвольного поступления пластового флюида к устью скважины. Перечень таких месторождений или их отдельных участков согласовывается с территориальными органами Госгортехнадзора России и противофонтанной службой.

Удельный вес и объём жидкости глушения определяются конкретно для каждой скважины геологической службой ЦДНГ. В качестве жидкости глушения используются растворы технического хлористого натрия (поваренной соли), хлористого кальция, магния и других солей, а также подтоварная вода, применяемая для нужд ППД.

Плотность жидкости для глушения определяют из расчета создания столбом жидкости давления, превышающего пластовое в соответствии с необходимыми требованиями.

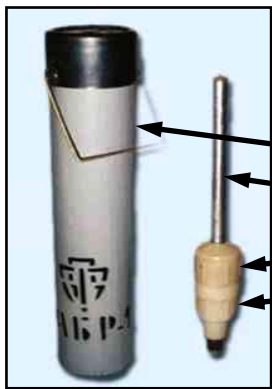
$$\gamma_{\min. \text{ гл}} = 10 \cdot P_{\text{пл}} \cdot (1 + K_{\text{зап}}) / H_{\text{скв}}, \text{ где}$$

$\gamma_{\min. \text{ гл}}$  – минимальная плотность жидкости глушения;

$P_{\text{пл}}$  – текущее пластовое давление;

$K_{\text{зап}}$  – коэффициент запаса выбирается исходя из категории и глубины скважины пределах 0,05-0,15

$H_{\text{скв}}$  – глубина скважины. Плотность – это масса жидкости, находящаяся в единице объёма. Плотность жидкости глушения очень важна для оказания противодействия на пласт при проведении ремонтных работ на скважине.



Замер плотности жидкости глушения осуществляется при помощи специального прибора - ареометра.

● Футляр

● Шкала ареометра

● Крышка

● Нижняя часть ареометра

Работа прибора основана на законе Архимеда, чем больше плотность проверяемой жидкости в замкнутом сосуде, тем глубже она погружается под уровень пресной воды в ёмкости. Плотность измеряется в килограммах на метр кубический ( $\text{кг}/\text{м}^3$ ).

Замер плотности жидкости глушения проводится следующим образом:

- Произвести отбор жидкости глушения
- Заполнить футляр пресной водой



- Отделить нижнюю часть ареометра от крышки.



- Залить в нижнюю часть ареометра, отобранную жидкость



- Соединить крышку с нижней частью ареометра



- Опустить ареометр в футляр с пресной водой



- Подождать пока глубина погружения прибора стабилизируется относительно уровня воды



- Определить по риску на шкале ареометра плотность жидкости глушения

Допускаемые отклонения плотности жидкости глушения от проектных величин приведены в таблице.

Глубина скважины	Допустимые отклонения при плотности жидкости глушения, кг/м <sup>3</sup>		
	До 1300	1300-1800	Более 1800
До 1200	20	15	10
До 2600	10	10	5
До 4000	5	5	5

Жидкость глушения должна:

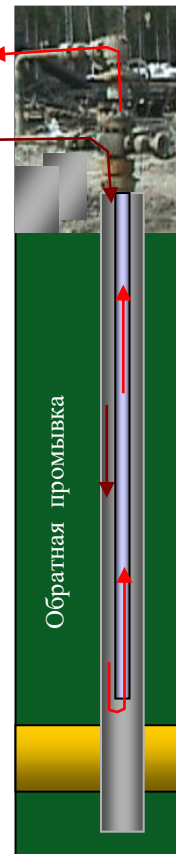
- быть химически инертна к горным породам, составляющим коллектор, совместима с пластовыми флюидами и должна исключать необратимое засорение пор пласта твердыми частицами;
- не образовывать стойких водонефтяных эмульсий;
- обладать низким коррозионным воздействием на скважинное оборудование, скорость коррозии стали не должна превышать 0,10-0,12 мм/год;
- быть термостабильной при высоких температурах и быть морозостойчивой в зимних условиях;
- быть не горючей, взрывопожаробезопасной, нетоксичной;
- быть технологична в приготовлении и использовании.

Фильтрат жидкости глушения должен обладать ингибирующим действием на глинистые частицы, предотвращая их набухание.

Технологические и вязкостные свойства жидкости глушения должны регулироваться.

На месторождениях с наличием сероводорода жидкости глушения должны содержать нейтрализатор сероводорода.

Технология глушения зависит от способа эксплуатации скважин. Основной отличительной особенностью технологии глушения скважины оборудованной ШГНУ является невозможность подачи жидкости глушения в скважину путем прямой промывки. Поэтому глушение производится обратной промывкой.



Жидкость глушения подаётся через затрубную задвижку по межтрубному кольцевому пространству между эксплуатационной колонной и колонной НКТ через насос в НКТ.

## 2. Подготовительные работы.

**Перед проведением работ по глушению скважины необходимо:**

- Произвести проверку средств индивидуальной защиты на пригодность к применению согласно инструкций по технике безопасности

- Приготовить и проверить инструмент для проведения работ:



**Инструмент должен быть изготовлен из цветного металла, обмеднён или обильно смазан солидолом, во избежание образования искры!**

- Приготовить газоанализаторы для проведения анализа отбора проб воздушной среды (АНКАТ – 7631, ГИАМ – 305, УГ – 2), проверив их исправность.
- Получить инструктаж для проведения газоопасных работ с записью в журнале проведения газоопасных работ, без оформления наряд–допуска.
- Произвести отбор и анализ проб воздушной среды в месте проведения работ.



**ВНИМАНИЕ:** Все работы, включая подготовительные, проводимые на устье скважины, относятся к газоопасным и должны выполняться с дублёром

**Предельно – допустимые концентрации (ПДК).**

**Сероводород – 10 мг / м<sup>3</sup>**

**Углеводороды в нефти – 300 мг / м<sup>3</sup>**

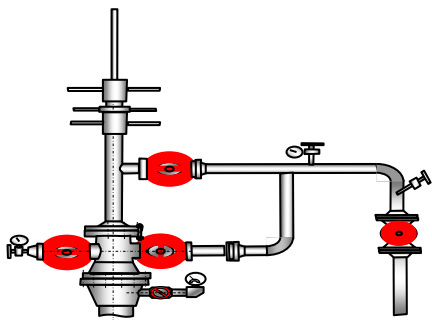
**Углеводороды в смеси сероводородом – 3 мг / м<sup>3</sup>**

- Проверить состояние запорной арматуры на АГЗУ.
- Проверить состояние территории скважины.



**Территория скважины должна:**  
быть очищена от снега и посторонних предметов и спланирована;  
обеспечивать размещение оборудования для глушения скважин;  
иметь надёжные подъездные пути.

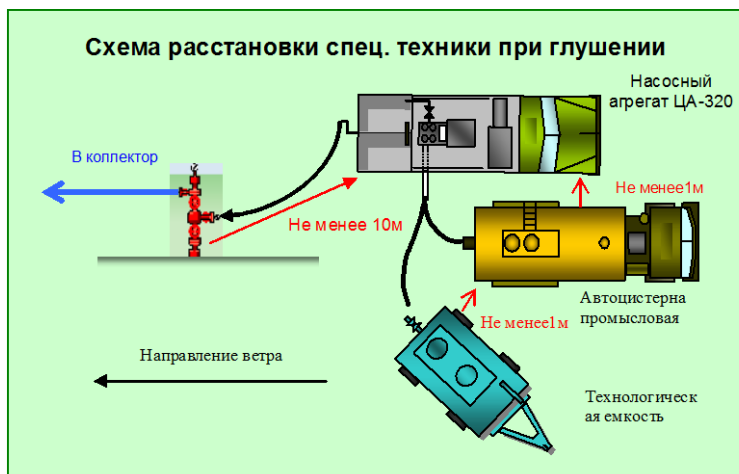
- провести внешний осмотр наземного оборудования (устьевого арматуры, станка – качалки и др.).







Станция управления станка-качалки должна быть отключена от трансформатора со стороны трансформатора.



➤ Произвести расстановку специальной техники для глушения скважины.

### Требования, предъявляемые к расстановке спец. техники на территории скважины

1. Насосные агрегаты и автоцистерны устанавливаются с наветренной стороны на расстоянии не менее 10м от устья скважины.
2. Кабины автомобилей должны быть обращены в сторону противоположную от устья скважины.
3. Расстояние между отдельными единицами спец. техники должно быть не менее 1м.
4. При необходимости присутствия (зимнее время года), ППУ устанавливается на расстоянии 25м от устья скважины.



Запрещается устанавливать агрегаты в охранной зоне линий электропередач, находящихся под напряжением.



➤ Проверить наличие проходов в арматуре путем плавного и кратковременного открытия задвижек устьевой арматуры.



➤ Сменить фланец с патрубком эхолотирования на инвентарный фланец с патрубком и быстроразъёмным соединением для подключения нагнетательной линии

**! При демонтаже фланца оператор должен находиться со стороны, противоположной раскрепляемой в данный момент шпильки**

➤ Собрать нагнетательную линию



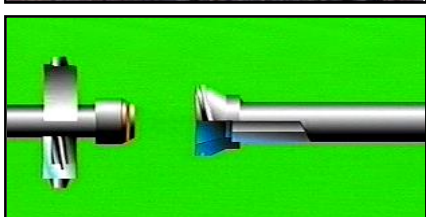
Монтаж нагнетательной линии должен производиться из труб высокого давления и гибких металлических сочленений, которые позволяют производить подгонку труб по длине и поворот нагнетательной линии, изготовленными из специальной стали группы прочности «Л». Крепление труб и сочленений между собой выполняется при помощи быстроразъёмного резьбового соединения (БРС), для этого с одного конца каждого элемента установлена гайка (БРС), а с другого резьба (БРС).



Нагнетательная линия должна состоять из двух секций труб (длиной 6-8м). Трубы высокого давления раскладываются по длине от насосных агрегатов до устья скважины;

В местах соединения производится их укладка на деревянные стойки-подкладки;

Проверяется исправность резинового уплотнительного элемента (кольца) на ниппеле трубы;



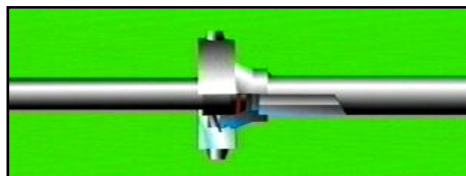
**! Резиновое кольцо должно плотно входить в паз и надёжно в нем удерживаться, не должно иметь разрывов и других механических повреждений**

Проверяются резьбы на гайке и муфте БРС;



**Резьбы должны быть чистыми и не иметь механических повреждений. В случае если резьба забита, необходимо произвести её очистку металлической щёткой. В случае если резьба имеет механические повреждения необходимо заменить трубу или гибкое сочленение.**

Ниппель направляется в муфту следующей трубы и наживляется гайка БРС на резьбу БРС, в направлении по часовой стрелке, немного покачивая концы труб.



Ударами кувалды производится закрепление гайки БРС;

Гибкие металлические соединения устанавливаются вместе соединения нагнетательной линии с устьевой арматурой скважины и выкидным патрубком насосного агрегата, а также в месте соединения секций труб.

- Произвести испытание нагнетательной линии на герметичность



**При опрессовке нагнетательной линии персонал должен быть удалён в безопасное место.**



Затрубная задвижка должна быть закрыта;



По команде руководителя работ насосным агрегатом нагнетается жидкость в нагнетательную линию до полутора кратного давления от ожидаемого рабочего давления, после чего подача жидкости прекращается. Если в момент опрессовки не наблюдается утечек жидкости и давление в течении 3-х минут остаётся неизменным то линия считается герметичной.

В обратном случае необходимо выполнить дополнительное крепление элементов нагнетательной линии.



**Дополнительное крепление элементов нагнетательной линии можно выполнять только после остановки насосного агрегата и снижении давления в нагнетательной линии до атмосферного.**

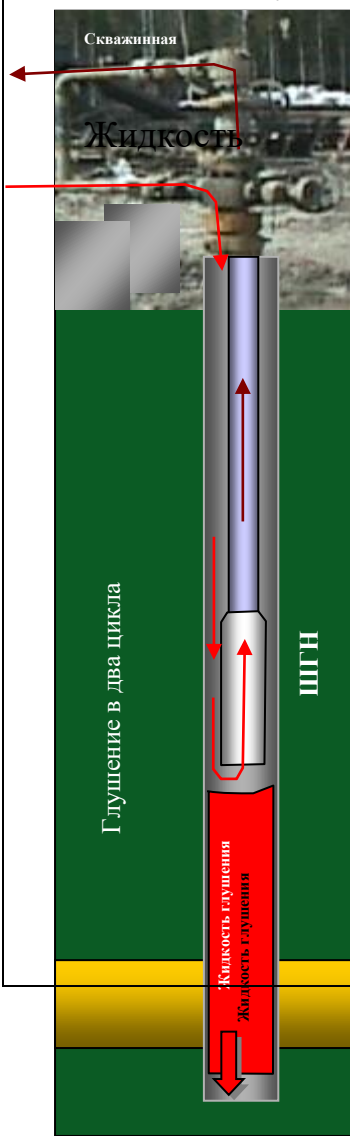
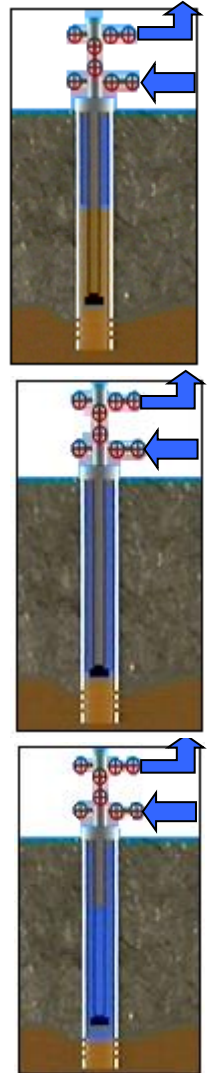


➤ Открыть задвижки (затрубную, секущую, манифольдную) на устьевой арматуре скважины.

➤ Запустить в работу поршневой насос насосного агрегата.

### 3.Проведение процесса глушения.

- Глушение скважины осуществляется заменой скважинной жидкости на жидкость глушения. Глушение скважины допускается при полной или частичной замене скважинной жидкости с восстановлением или без восстановления циркуляции. Если частичная замена скважинной жидкости не допустима, заполнение колонны жидкостью глушения осуществляют при ее прокачивании на поглощение.
- Глушение скважин оборудованных ШГНУ производят закачиванием жидкости глушения методом обратной промывки эксплуатационной колонны до выхода циркуляционной жидкости на поверхность и выравнивания плотностей входящего и выходящего потоков для обеспечения необходимого противодавления на пласт. Глушение скважин, оборудованных ШГН, при необходимости производят в два и более приемов после остановки скважинного насоса. Жидкость глушения закачивают через межтрубное пространство в НКТ до появления ее на поверхности. Закрывают секущую задвижку на устьевой арматуре скважины и закачивают в пласт расчетный объем жидкости.



- В скважинах с низкой приемистостью пластов глушение производят в два этапа. Вначале жидкость глушения замещают до глубины установки насоса, а затем через расчетное время повторяют глушение. Расчетное время  $T$  определяют по формуле  $T = H/v$ , где  $H$  — расстояние от приема насоса до забоя скважины, м;  $v$  — скорость замещения жидкостей, м/с

(ориентировочно можно принять 0,04 м/с).

При глушении скважин, которые можно глушить в один цикл и в которых возможны нефтегазопроявления, буферную жидкость необходимо закачать в межтрубное пространство вслед за порцией жидкости глушения, равной объему лифтового оборудования. При глушении скважин давление прокачки жидкости глушения не должно превышать давления опрессовки эксплуатационной колонны данной скважины.

Скважина считается заглушенной при отсутствии переливов и выхода газа по истечении 1—2 ч.

#### 4. Заключительные работы



Разборку промывочной линии следует начинать только после снижения давления в линии нагнетания до атмосферного.

При этом затрубная задвижка на фонтанной арматуре со стороны скважины должна быть закрыта.



После окончания работ по глушению скважины задвижки должны быть закрыты, территория вокруг скважины очищена, заглушенная скважина должна находиться в ожидании ремонта не более 36 часов.

При более длительном простое скважины в ожидании ремонта, скважина должна быть заглушена повторно до начала ремонтных работ.

После окончания всех работ по глушению скважины составляется «Акт на глушение скважины».