

## **ИНФОРМАЦИОННОЕ ПИСЬМО**

об открытых фонтанах и газонефтеводопроявлениях, происшедших  
на предприятиях, обслуживаемых ФКУ «АСФ «Западно-Сибирская  
противофонтанная военизированная часть»,  
в первом квартале 2014 года

### **Газопроявление на скважине № 2090 куста № 43а Барсуковского месторождения ООО «РН-Пурнефтегаз»**

24.02.2014 бригада ПРС ООО «ПНГ-КРС» приступила к работам по ремонту скважины. В скважине находилась колонна НКТ Ø73 мм (500 м). Перед началом работ скважина не была заглушена. Планом работ на ремонт скважины ее глушение также не было предусмотрено. Был произведен спуск и посадка пакера на глубине 20 м для замены нулевого патрубка эксплуатационной колонны. Заменяя патрубок, вахта произвела монтаж на его верхний ниппель сборки из колонного фланца, крестовины фонтанной арматуры и превентора. После полного монтажа сборки оказалось, что шпинделя плашек превентора направлены в сторону подъемного агрегата и приёмных мостков. Бригада произвела опрессовку трубных плашек превентора, подъём НКТ (520 м) с доливом скважины, а затем закрыла глухие плашки превентора. После подъёма НКТ глухие плашки превентора не были опрессованы. Далее для разворота превентора вахта начала раскрепление фланцевого соединения превентора и крестовины фонтанной арматуры. При этом начались пропуски газа в соединении фланцев. Мастер бригады дал команду приоткрыть глухие плашки превентора для снижения интенсивности пропусков газа по фланцевому соединению. Произведя стягивание фланцевого соединения, вахта попыталась закрыть глухие плашки превентора, но загерметизировать устье скважины не удалось. Скважина перешла на неуправляемую работу газом (рис. 1).

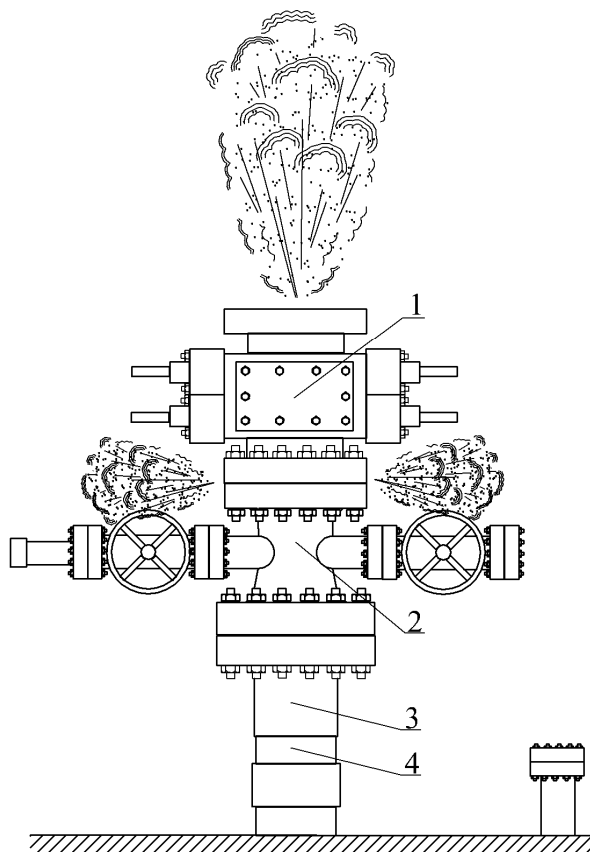


Рис. 1.

Состояние устья скважины перед началом работ по ликвидации газопроявления:

1. Превентор ПП2ФТ-152х21
2. Крестовина АФК 65х21
3. Колонный фланец
4. Нулевой патрубок

25 марта в 07:50 на скважину прибыла оперативная группа Ноябрьского военизированного отряда. После создания штаба по ликвидации аварии и составления плана работ оперативная группа расчистила устье скважины от недействующего оборудования и инструмента. С помощью крепежа произвела стягивание фланцевого соединения крестовины ФА и превентора до восстановления герметичности. Установила дублирующие задвижки и смонтировала линию глушения и выкидную линию (рис. 2).

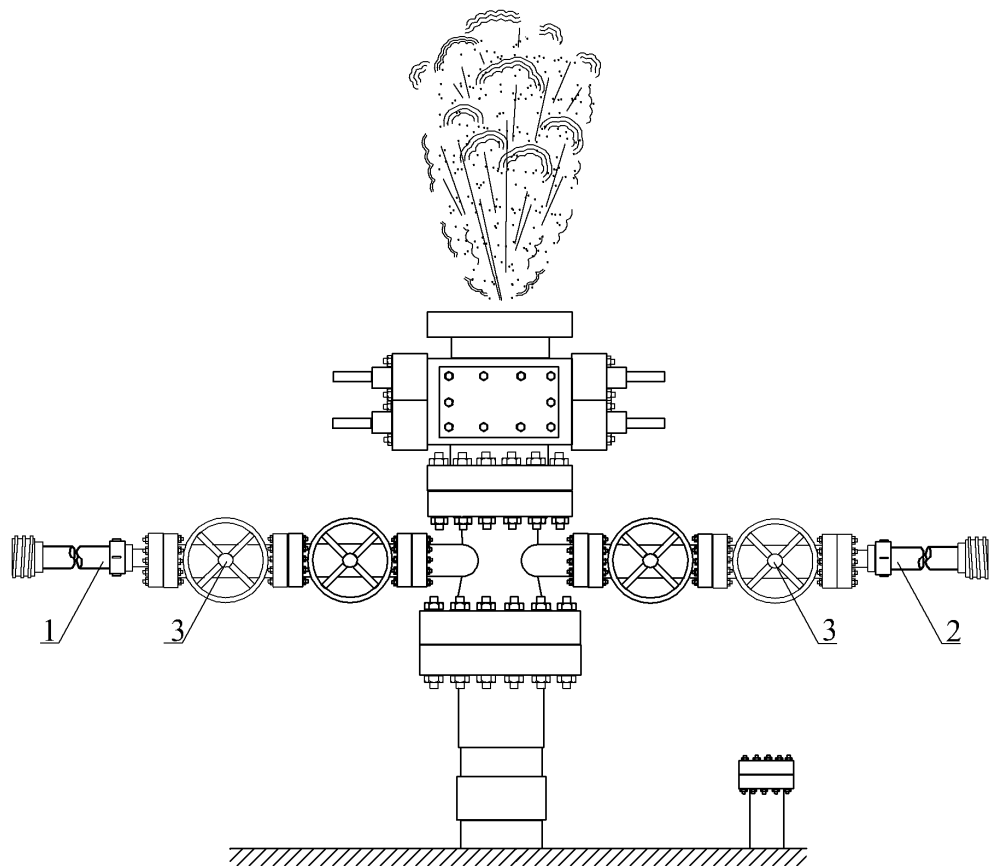


Рис. 2.

Состояние устья скважины во время работ по ликвидации газопроявления:

1. Линия глушения
2. Выкидная линия
3. Дублирующая задвижка

Затем на верхний фланец навели запорную компоновку с помощью шарнирного натаскивателя и гидропривода (рис. 3).

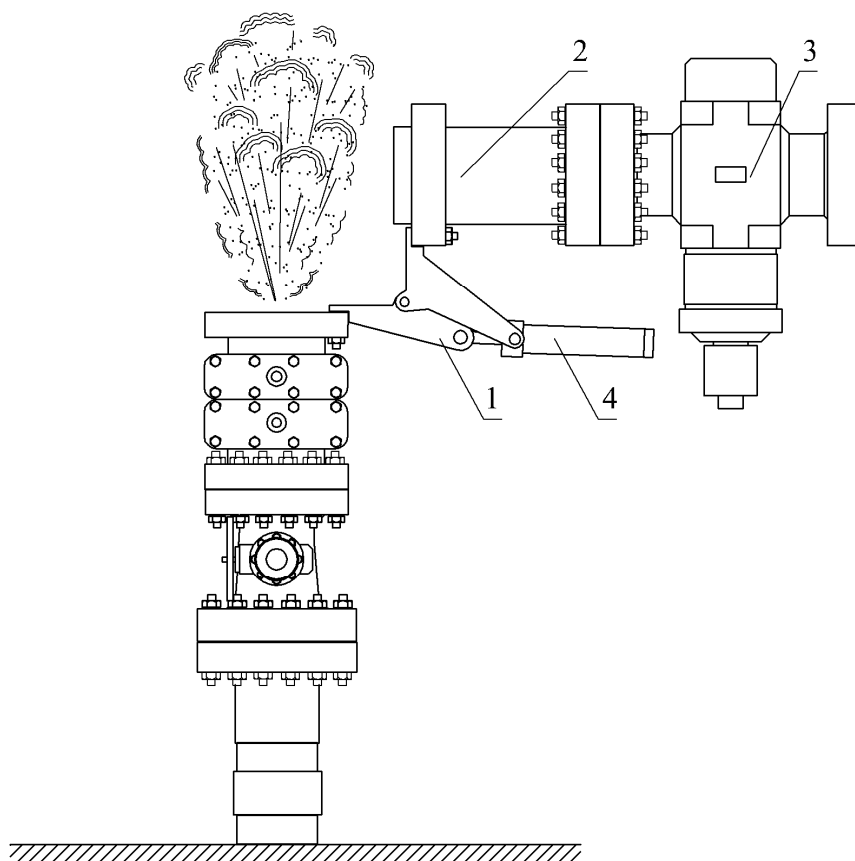


Рис. 3.

Состояние устья скважины во время работ по ликвидации газопроявления:

1. Шарнирный натаскиватель
2. Переходная катушка
3. Перфорационная задвижка
4. Гидроцилиндр

Устье скважины было загерметизировано закрытием перфорационной задвижки (рис. 4). Газопроявление было ликвидировано в течение 11 часов.

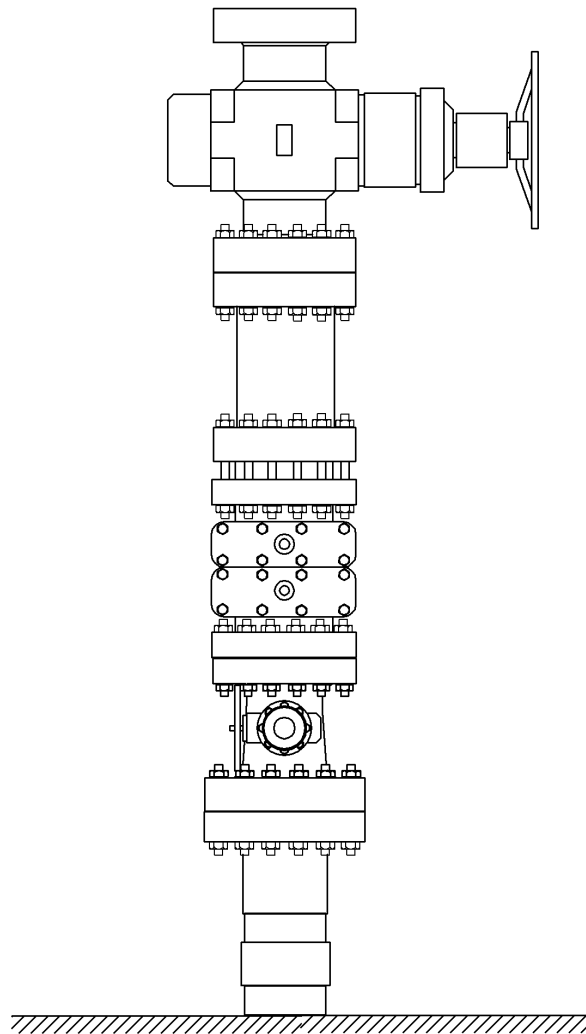


Рис. 4.  
Состояние устья скважины после  
ликвидации газопроявления.

Причины аварии:

1. Производство ремонтных работ на незаглушенной скважине.
2. Ошибки при составлении плана работ.
3. После подъема труб не проведена опрессовка глухих плашек превентора.
4. Низкая производственная дисциплина.
5. Неквалифицированные действия персонала.

**Газоводопроявление на скважине № 39285 куста № 2098  
Самотлорского месторождения  
ОАО «Самотлорнефтегаз»**

28 марта 2014 года в процессе ремонта скважины бригада КРС ЗАО «Самотлорнефтепромхим» проводила подъем пакера на НКТ Ø73 мм. После подъема 16 труб началось газоводопроявление по затрубному пространству. Разгрузив колонну труб на спайдер, вахта навернула запорную компоновку и попыталась закрыть трубные плашки превентора. Поскольку колонна труб находилась не в подвешенном состоянии и отсутствовала центровка колонны, трубные плашки превентора закрыть не удалось. Мастер бригады принял решение сбросить колонну труб на забой скважины и закрыть глухие плашки, для чего вахта разгрузила колонну труб на элеватор, а затем отвернула запорную компоновку. При этом произошла посадка пакера с перекрытием кольцевого пространства в скважине, после чего скважина перешла на неуправляемую работу смесью газа и воды по трубному пространству НКТ (рис. 5).

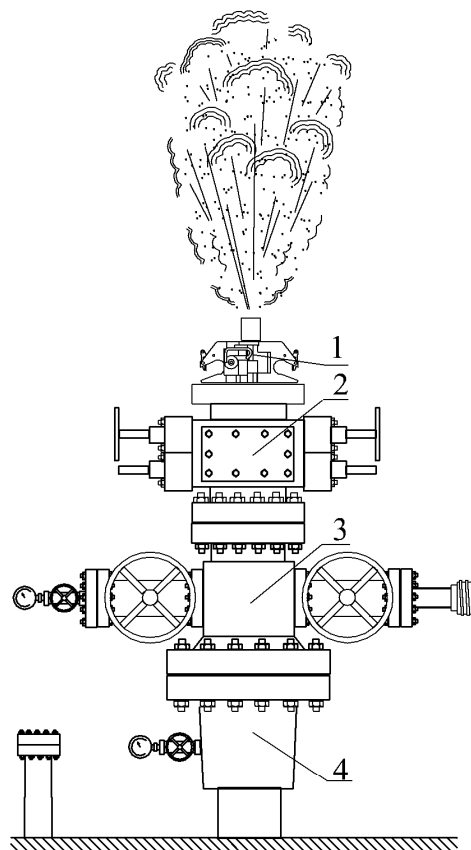


Рис. 5.

Состояние устья скважины перед началом работ по ликвидации газоводопроявления:

1. Элеватор
2. Превентор ППС-2ФТ 152х21
3. Крестовина АФК 65х21
4. Колонная головка

28 марта в 09:40 на скважину прибыла оперативная группа Нижневартковского военизированного отряда. После создания штаба по ликвидации аварии и составления плана работ было принято решение демонтировать элеватор и навесить на колонну НКТ запорную арматуру, но при демонтаже элеватора произошла просадка колонны и муфта НКТ ушла ниже фланца превентора (рис.6).

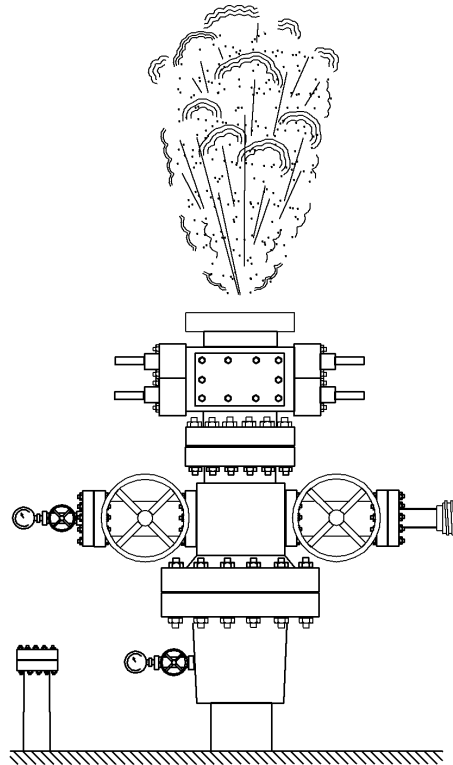


Рис. 6.  
Состояние устья скважины  
во время работ по ликвидации  
газоводопрооявления.

Штабом было принято решение о наведении запорной компоновки на верхний фланец превентора. Оперативная группа произвела расчистку устья от незадействованного оборудования и инструмента. Затем была смонтирована линия для разгрузки скважины. После чего с помощью гидропривода произвели наведение запорной компоновки на верхний фланец превентора (рис. 7).

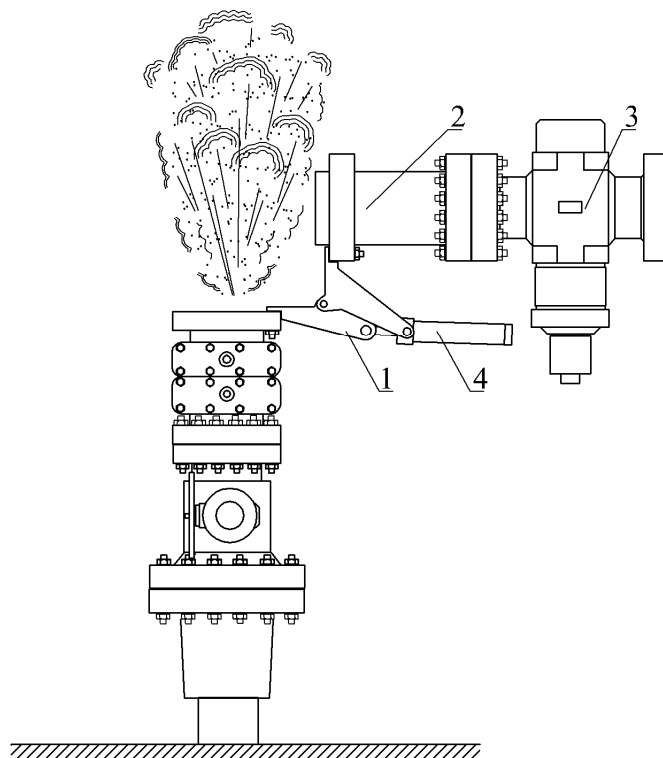


Рис. 7.

Состояние устья скважины во время работ по ликвидации газоводопроявления:

1. Шарнирный натаскиватель
2. Переходная катушка
3. Перфорационная задвижка
4. Гидроцилиндр

Устье скважины было загерметизировано закрытием перфорационной задвижки (рис. 8).



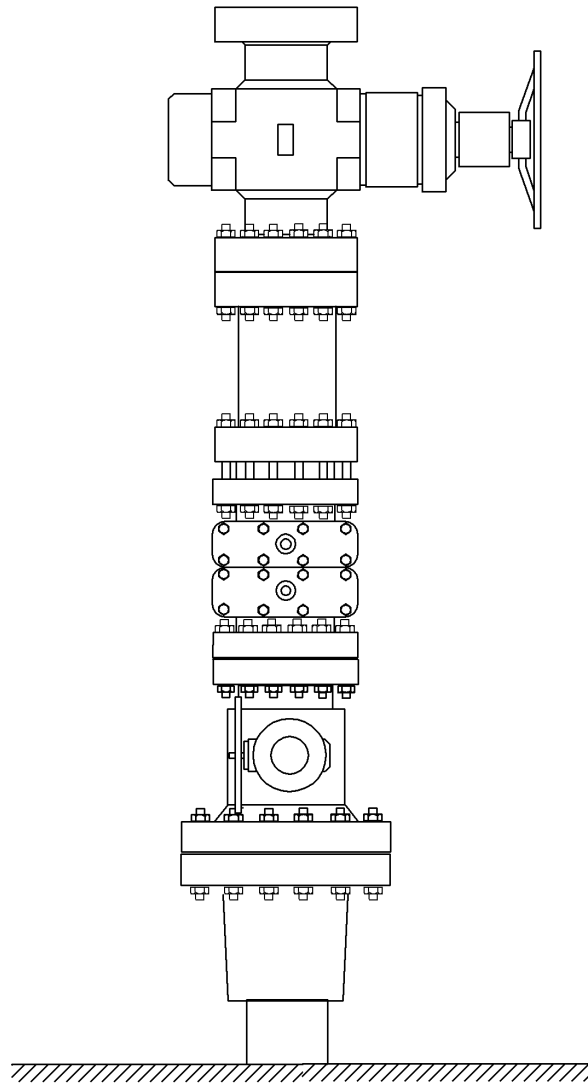


Рис. 8.

Состояние устья скважины после ликвидации газоводопроявления.

Газоводопроявление было ликвидировано в течение 5,5 часов.

Причины аварии:

1. Низкая производственная дисциплина исполнителей работ.
2. Неправильные действия исполнителей работ при возникновении газоводопроявления.