

ИНФОРМАЦИОННОЕ ПИСЬМО

об открытых фонтанах и газонефтеводопроявлениях, происшедших
на предприятиях, обслуживаемых ФКУ «АСФ «Западно-Сибирская
противофонтанная военизированная часть»,
в четвертом квартале 2015 года

Газонефтеводопроявление на скважине № 20 куста № 3 Северного месторождения ОАО «Томскнефть» ВНК

09 октября 2015 года в 20.15 бригада КРС ООО «ДенКаРС», закончив ремонт скважины, произвела ее запуск и готовилась к переезду. 10 октября 2015 года в 05.30 оператор по исследованию скважин обнаружил пропуски газа через сальниковое уплотнение кабельного ввода крестовины фонтанной арматуры, о чем сообщил в цех по добыче нефти и газа. Заместитель начальника организовал глушение скважины без составления необходимого плана работ и устным распоряжением привлек указанную выше бригаду КРС для восстановления герметичности скважины. По окончании глушения и разрядки скважины в 14.50 бригада КРС, не ожидая технологического отстоя, демонтировала сальниковое уплотнение кабельного ввода, после чего началось газонефтеводопроявление через кабельный ввод. Ввиду отсутствия возможности загерметизировать кабельный ввод бригада покинула опасную зону. Скважина перешла на неуправляемую работу газонефтяной смесью через кабельный ввод и затрубную задвижку, открытую для контроля за давлением в скважине (рис.1).

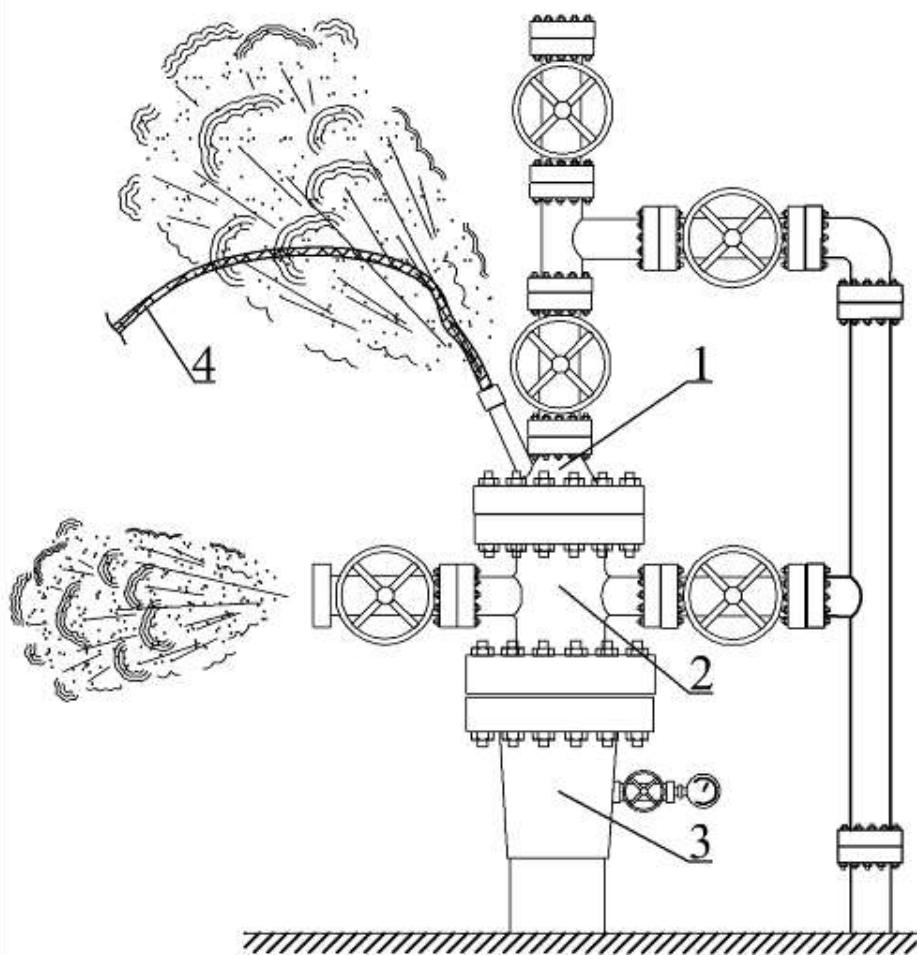


Рис. 1.
Состояние устья скважины перед началом работ по ликвидации газонефтеводопроявления:
1. Трубная головка
2. Крестовина АФЭН 21х65
3. Колонная головка
4. Кабель КРБК

11 октября 2016 года в 21.00 на скважину прибыла оперативная группа Нижневартовского военизированного отряда. После создания штаба по ликвидации аварии и составления плана работ оперативная группа произвела рубку кабеля КРБК и смонтировала на кабельный ввод герметизатор. Затем закрыла затрубную задвижку, смонтировала дублирующую задвижку и линию для глушения скважины (рис.2). Газонефтеводопроявление было ликвидировано в течение 6 часов.

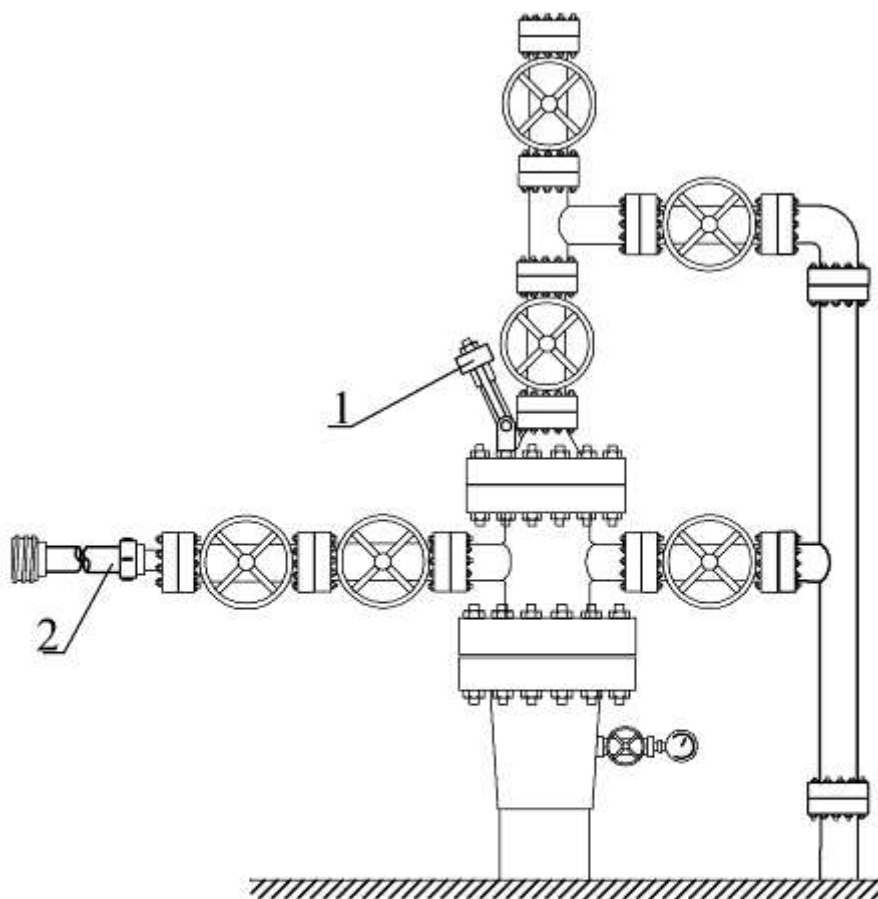


Рис. 2.
Состояние устья скважины после работ по ликвидации газонефтеводопроявления:
1. Герметизатор кабельного ввода
2. Линия глушения

Причины газонефтеводопроявления:

1. Неисправность устьевого оборудования.
2. Отсутствие плана работ на глушение скважины.
3. Неправильные действия бригады КРС после глушения скважины.

**Газонефтеводопроявление на скважине № 2895 куста № 211
Вынгапуровского месторождения
ОАО «Газпромнефть-ННГ»**

29 декабря 2015 года бригада КРС ООО «Ноябрьское УПНП» после проведения работ по гидравлическому разрыву пласта и последующему глушению скважины произвела подъем инструмента (НКТ Ø 89мм с пакером). В ходе подъема сопоставление объема доливаемой в скважину жидкости и металла поднятых труб не проводилось. Затем последовала смена превентора с плашками Ø 89 мм на превентор с плашками Ø 73 мм, который после установки на устье скважины не был опрессован. Далее бригада приступила к монтажу центробежно-вихревого насоса, который с учетом простоев длился 6 часов. Всё это время долив скважины не прекращался, однако уровень жидкости на устье никто не контролировал. 30 декабря 2015 года в 6.40 при монтаже верхней секции насоса с ловильной головкой произошло кратковременное газонефтеводопроявление, но бригада не приняла необходимые меры и продолжила монтаж. В 7.35 при навинчивании НКТ 73 мм на ловильную головку насоса начался интенсивный выброс газожидкостной смеси с постоянным увеличением интенсивности. В 7.45 восходящим потоком насос был полностью выброшен из скважины. Попытки бригады загерметизировать скважину собственными силами путем закрытия глухих плашек превентора оказались неудачными, бригада покинула опасную зону, а скважина перешла на открытую работу газожидкостной смесью через стволовой проход превентора, фланцевое соединение превентора с крестовиной ФА, а также через негерметичную затрубную задвижку (рис.1.).

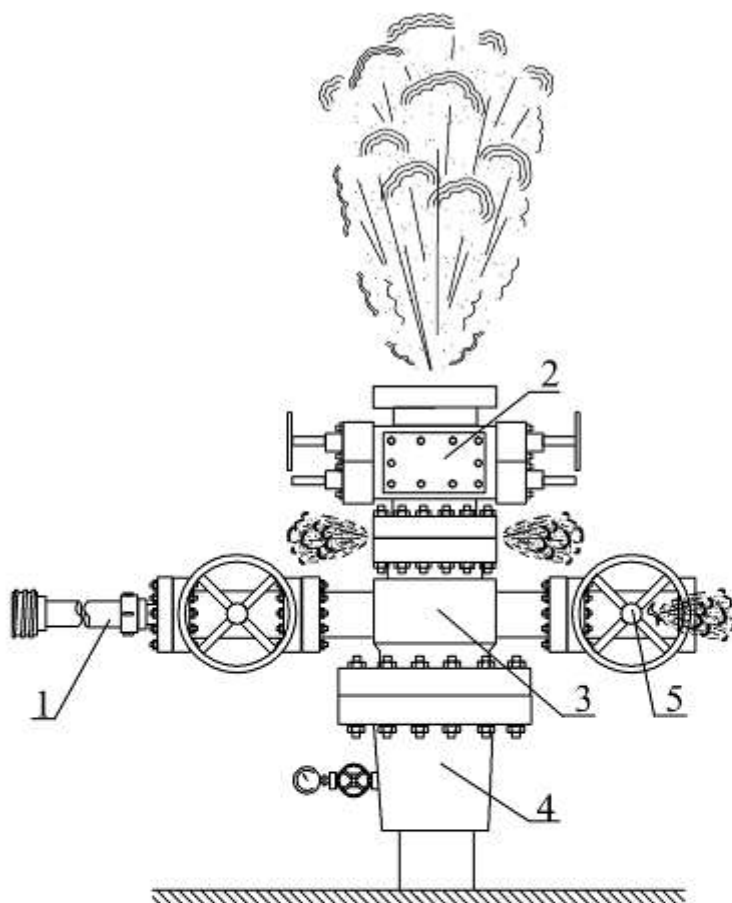


Рис. 1.
Состояние устья скважины перед началом работ по ликвидации газонефтеводопроявления:

1. Линия глушения
2. Превентор ППР-160х21
3. Крестовина АФК1-65х21-Д СУ6
4. Колонная головка
5. Промытая затрубная задвижка

30 декабря 2015 года в 14.15 на скважину прибыла оперативная группа Ноябрьского военизированного отряда. После создания штаба по ликвидации аварии и составления плана работ оперативная группа демонтировала линию глушения, установила дублирующую задвижку и смонтировала выкидную линию. Произвела стягивание фланцевого соединения крестовины фонтанной арматуры и превентора до восстановления герметичности. Затем, предварительно открыв затрубную задвижку выкидной линии, на верхний фланец превентора с помощью шарнирного натаскивателя и гидропривода навела запорную компоновку, состоящую из переходной катушки и перфорационной задвижки (рис.2).

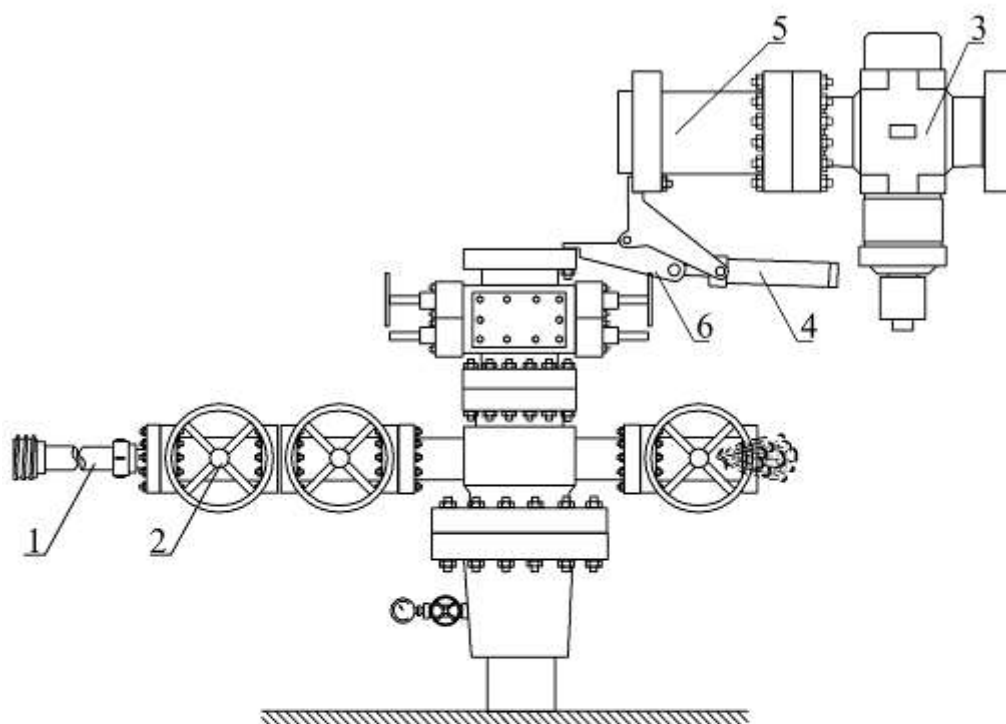


Рис. 2.

Состояние устья скважины во время работ по ликвидации газонефтеводопроявления:

1. Линия для разрядки скважины
2. Дублирующая задвижка
3. Задвижка ЗМ-152х21
4. Гидроцилиндр
5. Переходная катушка
6. Шарнирный натаскиватель

Закрыв перфорационную задвижку, оперативная группа смонтировала на ее верхний фланец кран высокого давления и собрала линию глушения (рис.3). После глушения произвела замену промытой затрубной задвижки на крестовине фонтанной арматуры. Устье скважины было загерметезировано путем закрытия затрубной задвижки. Газонефтеводопроявление было ликвидировано в течение 17,5 часов.

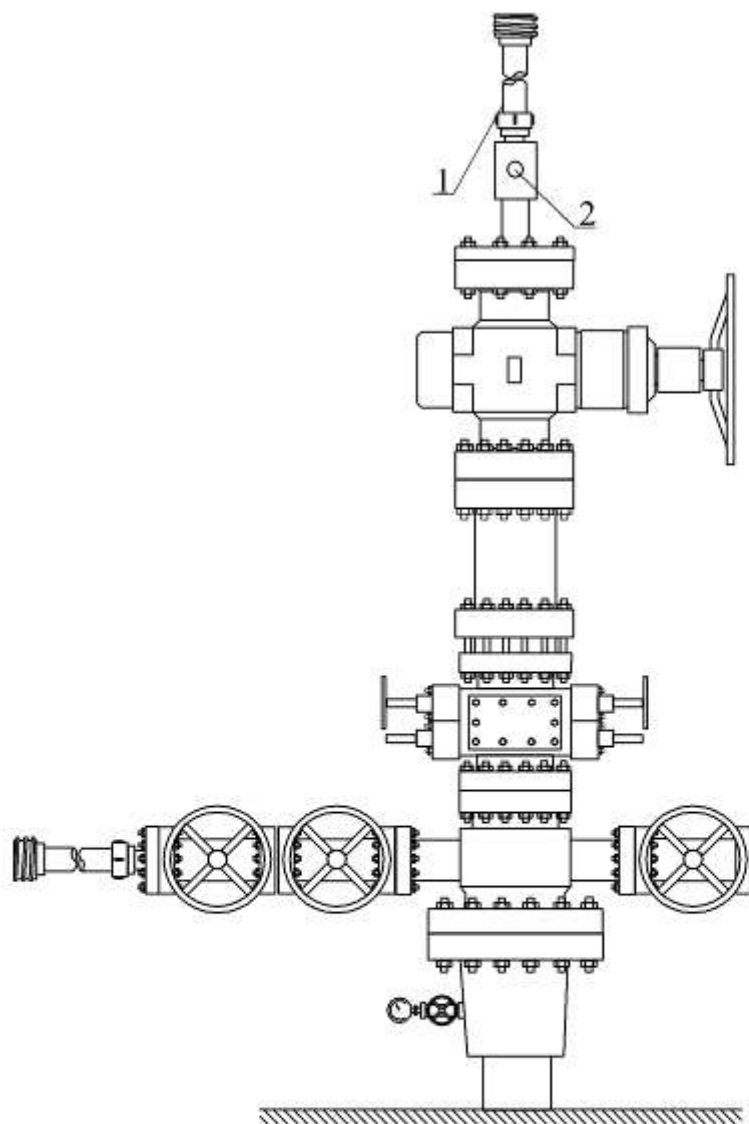


Рис. 3.

Состояние устья скважины после работ по ликвидации газонефтеводопроявления:

1. Линия глушения
2. КВД-50х21

Причины газонефтеводопроявления:

1. Отсутствие контроля за объемом доливаемого в скважину раствора и несопоставление его с объемом металла поднятых труб.
2. Производство работ по ремонту скважины без опрессовки превентора, установленного на устье.
3. Неправильные действия вахты при первых признаках возникновения газонефтеводопроявления.
4. Неисправность устьевого оборудования.
5. Низкая производственная дисциплина.