ИНФОРМАЦИОННОЕ ПИСЬМО

об открытых фонтанах и газонефтеводопроявлениях, происшедших на предприятиях, обслуживаемых ФГУ АСФ «Западно-Сибирская противофонтанная военизированная часть», во втором квартале 2009 года

Газопроявление на разведочной скважине № 241 Еты-Пуровского месторождения ОАО «Газпромнефть-ННГ»

02 мая 2009 года в ходе работ по испытанию разведочной скважины бригадой ЗАО «Аганбурение» после проведения перфорации обсадной колонны в интервале 1166-1669 м начался излив жидкости из скважины. Геофизическая партия ОАО «Ноябрьскнефтегазгеофизика» приступила к подъему перфоратора на максимальной скорости. С глубины около 250 м усилившимся потоком жидкости геофизический кабель с перфоратором стало выбрасывать из скважины, после чего вахта попыталась закрыть глухие плашки превентора. Ударом выбрасываемого перфоратора уплотнительные элементы плашек, находившихся в частично выведенном состоянии, были повреждены, вследствие чего герметизация устья стала невозможной и скважина перешла на неуправляемую работу газом (рис. 1).

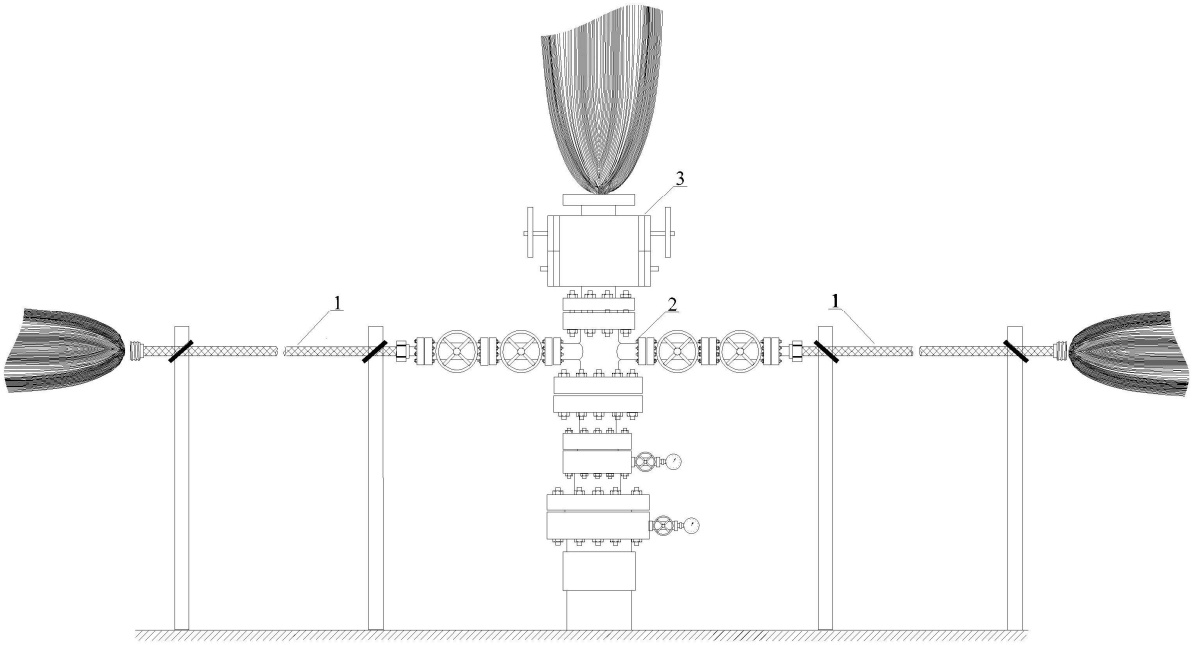

Рис. 1. Состояние устья скважины во время возникновения газопроявления

1 - рукава высокого давления (стравливание газа).
2 - крестовина ФА. 3 - превентор ПП2-156х35.

После прибытия на скважину оперативной группы Ноябрьского военизированного отряда и создания штаба по ликвидации аварии были проведены работы по расчистке устья. Далее оперативная группа демонтировала одну из линий от бокового отвода крестовины, выполненных из гибких рукавов высокого давления, и собрала линию глушения из насосно-компрессорных труб. С помощью шарнирного натаскивателя с гидравлическим приводом на верхний фланец превентора была наведена запорная компоновка (рис. 2). Затем было произведено глушение скважины.

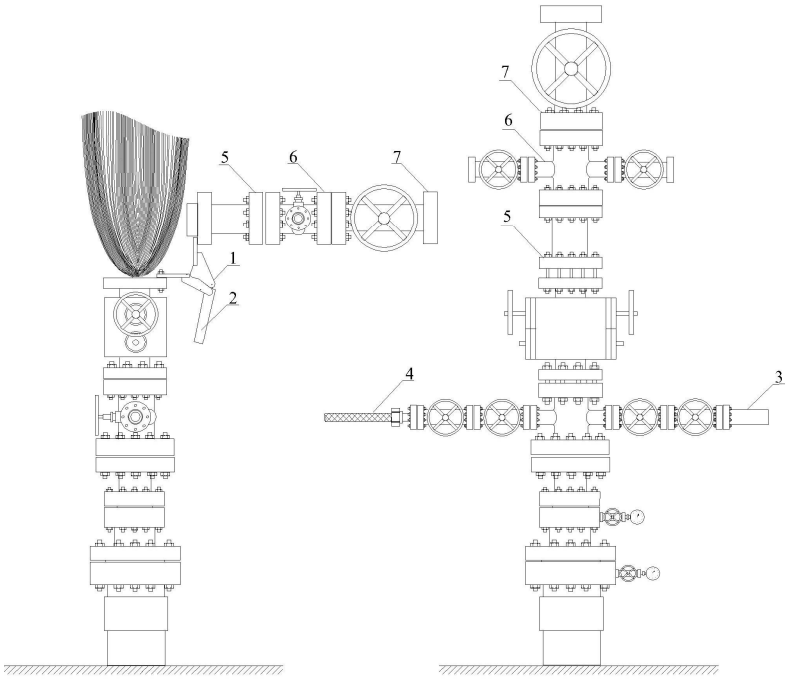

Рис. 2. Наведение запорной компоновки
1 - шарнир. 2 - гидроцилиндр. 3 - линия глушения.
4 - выкидная линия. 5 - переходная катушка. 6 - крестовина ФА.
7 - перфорационная задвижка.

На ликвидацию аварии спасателям Западно-Сибирской противофонтанной военизированной части потребовалось 13 часов.

Причины аварии:

1. Невыполнение условия создания столбом жидкости в скважине необходимого противодавления на продуктивный пласт.
2. Неправильные действия исполнителей работ (начальника геофизической партии и вахты) по герметизации устья скважины при возникновении газонефтеводопроявлений.

Рекомендуемые мероприятия по предупреждению подобных аварий:

1. Усилить контроль со стороны специалистов предприятий за безопасным проведением прострелочно-взрывных работ в нефтяных и газовых скважинах.
2. Провести в бригадах испытания, освоения и ремонта скважин, а также в геофизических партиях внеочередные инструктажи по первоочередным действиям при возникновении газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов.
3. Обстоятельства и причины аварии довести до бригад ремонта, освоения и испытания скважин, а также геофизических партий и специалистов предприятий.

Газонефтеводопроявление на скважине № 790 куста № 242 Тарасовского месторождения ООО «РН-Пурнефтегаз»

06 мая 2009 года после гидравлического разрыва пласта бригада капитального ремонта скважин ООО «ПНГ-Капитальный ремонт скважин» произвела срыв пакера и приступила к подъему насосно-компрессорных труб Ø 89 мм (НКТ). В связи с тем, что пакер не удалось привести в исходное состояние, подъем сопровождался поршневанием скважины, переливом жидкости и выходом газа по затрубному пространству. После подъема 10 НКТ, не навернув запорную компоновку и не загерметизировав устье, на верхнюю

трубу установили промывочный вертлюг и произвели закачку 2 м^3 солевого раствора в трубное пространство. С помощью цементировочного агрегата ЦА-320 в затрубном пространстве создали давление и проверили наличие циркуляции. Циркуляция в скважине отсутствовала. Вахта приступила к демонтажу нагнетательной линии. После отсоединения линии от вертлюга из него начался интенсивный излив жидкости с газом (рис. 3). Попытка вахты навернуть шаровой кран на вертлюг из-за возросшего давления на устье оказалась безуспешной, и скважина перешла на неуправляемую работу газом, нефтью и водой.

По прибытии на скважину оперативной группы Ноябрьского военизированного отряда был создан штаб по ликвидации аварии и составлен план работ, в ходе которого оперативной группой были проведены работы по расчистке устья и установке дублирующих задвижек на боковые отводы крестовины фонтанной арматуры. Затем была срезана и удалена муфта верхней трубы Ø 89 мм с промывочным вертлюгом. На тело НКТ с помощью натаскивателя с гидравлическим приводом была наведена запорная компоновка (рис. 4) с последующей герметизацией устья и глушением скважины (рис. 5).

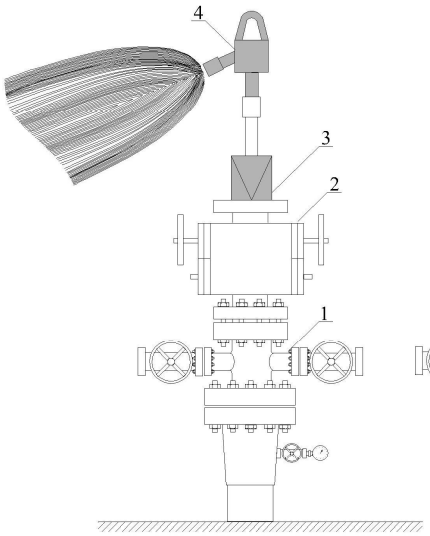

Рис. 3. Состояние устья скважины во время возникновения газонефтеводопроявления
1 - крестовина ФА. 2 - превентор ПП2-156х35. 3 - спайдер.
4 - промывочный вертлюг.

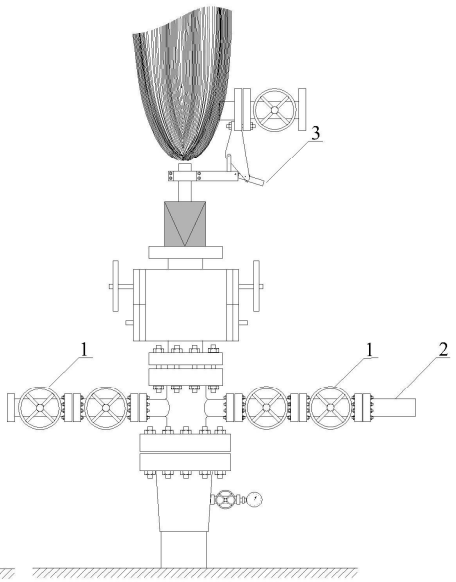

Рис. 4. Наведение запорной компоновки
1 - дублирующие задвижки.
2 - линия глушения.
3 - приспособление для наведения запорной компоновки на НКТ и ТТ.

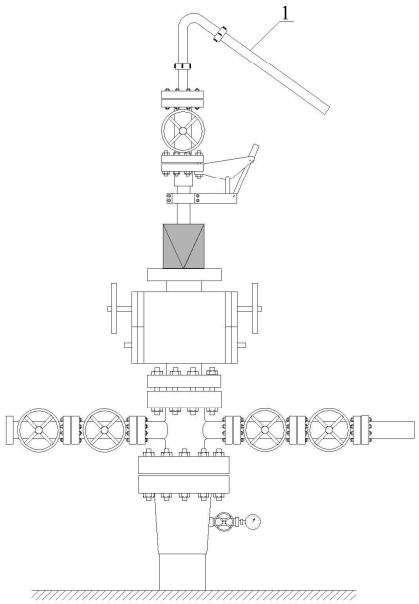

Рис. 5. Глушение скважины после наведения запорной компоновки
1 - линия глушения.

Авария была ликвидирована в течение 14 часов.

Причины аварии:

1. Подъем инструмента с поршневанием скважины.
2. Отсутствие необходимого противодавления на продуктивный пласт.
3. Нарушение требований Плана практических действий для бригад освоения (испытания) и ремонта скважин при возникновении газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов.
4. Низкая производственная дисциплина исполнителей работ.
5. Допуск к работе на скважине с возможными газонефтеводопроявлениями рабочих и специалистов, не прошедших подготовку по курсу «Контроль скважины. Управление скважиной при газонефтеводопроявлениях».

Рекомендуемые мероприятия по предупреждению подобных аварий:

1. Исключить случаи подъема труб из скважины без создания необходимого противодавления на продуктивный пласт.
2. Техническим руководителям предприятий организовать производство работ на нефтяных и газовых скважинах в соответствии с технологическими регламентами, правилами и инструкциями по безопасному ведению работ.
3. Проработать обстоятельства и причины возникновения газонефтепроявления с членами бригад ремонта, освоения и испытания скважин, а также специалистами предприятий.
4. Провести в бригадах ремонта, освоения и испытания скважин контрольные учебные тревоги по первоочередным действиям вахты при возникновении газонефтеводопроявлений.
5. Не допускать к работе на скважинах с возможными газонефтеводопроявлениями рабочих и специалистов, не прошедших подготовку по курсу «Контроль скважины. Управление скважиной при газонефтеводопроявлениях».

Газоводопроявление на скважине № 14 куста № 1 Холмистого месторождения ОАО «Газпромнефть-ННГ»

30 июня 2009 года бригада ремонта ООО «КРС-Сервис» производила подъем насосно-компрессорных труб Ø 89 мм (НКТ). Перед началом ремонта скважина не была заглушена должным образом (при глушении циркуляция отсутствовала, а после завершения закачки был зафиксирован выход газа из затрубного пространства). На устье скважины были смонтированы превентор ППР2-160х21 и герметизирующая головка без уплотнительного элемента. Подъем сопровождался неоднократными выбросами газа и воды на устье, но не приняв мер по герметизации устья, вахта продолжала подъем инструмента. После подъема 110 НКТ произошел очередной выброс газоводяной смеси из труб. Вахта навернула на верхнюю НКТ запорную компоновку, после чего начался выброс по затрубному пространству. Из-за возросшей загазованности на устье вахта заглушила двигатель подъемника и покинула опасную зону, оставив колонну труб разгруженной на клиньях спайдера. Загерметизировать устье с помощью превентора в данной ситуации не представлялось возможным из-за несоответствия трубных плашек (Ø 73 мм) диаметру НКТ (Ø 89 мм). Скважина перешла на неуправляемую работу газом и водой по затрубному пространству через герметизирующую головку.

В связи с отсутствием автомобильных дорог оперативная группа Ноябрьского военизированного отряда вместе с оборудованием была доставлена на скважину вертолетом 01 июля 2009 года. После создания штаба по ликвидации аварии и составления плана работ оперативная группа предприняла попытку глушения скважины в трубное пространство. Из-за нехватки солевого раствора и недостаточной производительности насосов заглушить скважину не удалось. С целью герметизации устья скважины с помощью превентора штабом было принято решение переоснастить ходовой конец талевой системы на трактор, приподнять с его помощью колонну НКТ и, демонтировав спайдер, допустить ее до расположения муфты дистанционного патрубка запорной компоновки ниже плашек превентора. Приподняв колонну НКТ, выяснили, что из-за сильного распыления струи газа и воды подступ к устью стал невозможным. После чего колонну посадили обратно на спайдер и приступили к повторному глушению. Для этой цели была задейство-

вана водозаборная скважина с расходом жидкости 45 $м^3$/ч при давлении закачки 185 $кг/см^2$. Через 2 часа скважина была заглушена.

В целом на ликвидацию аварии было затрачено около двух суток.

Причины аварии:

1. Проведение ремонтных работ на не заглушенной скважине.
2. Подъем труб из скважины в условиях газоводопроявления.
3. Низкая производственная дисциплина исполнителей работ.
4. Отсутствие контроля за безопасным проведением работ по ремонту скважин со стороны специалистов предприятий.

Рекомендуемые мероприятия по предупреждению подобных аварий:

1. Не допускать проведение ремонтных работ на не заглушенной скважине.
2. Техническим руководителям предприятий обеспечить контроль за организацией производства работ в соответствии с технологическими регламентами, правилами и инструкциями по безопасному ведению работ.
3. Провести в бригадах ремонта скважин контрольные учебные тревоги по первоочередным действиям вахты при возникновении газонефтеводопроявлений.
4. Проработать обстоятельства и причины возникновения газонефтепроявления с членами бригад текущего, капитального ремонта, освоения и испытания скважин, а также специалистами предприятия.