

ИНФОРМАЦИОННОЕ ПИСЬМО

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

Газонефтеводопроявление на скважине № 1561 куста № 182 Быстринского месторождения ОАО «Сургутнефтегаз»

18 января 2009 года в процессе капитального ремонта скважины геофизическая партия треста «Сургутнефтегеофизика» производила работы по спуску геофизического прибора в скважину с целью контроля результатов перфорации. Уровень жидкости в скважине составлял 50 м. При спуске прибора на глубину 1300 м на устье начался перелив жидкости. Вахта бригады КРС под руководством мастера заняла исходные позиции для рубки кабеля и герметизации устья скважины. Однако начальник геофизической партии не позволил рубить геофизический кабель и начал подъем прибора на максимальной скорости. Спустя непродолжительное время произошел интенсивный выброс газа и из скважины был выброшен геофизический кабель с прибором с глубины 280 м. При попытке вахты загерметизировать скважину оказалось, что кабель, беспорядочно наваленный на устье, не позволяет до конца закрыть шибер превентора ППШР 2ФТ-152х21. Из-за усилившегося выброса нефти и газа удалить кабель и обеспечить герметизацию устья скважины не удалось. Вахта покинула опасную зону, а скважина перешла на неуправляемую работу газоводонефтяной смесью через превентор и боковые задвижки крестовины фонтанной арматуры, оставленные открытыми (рис. 1).

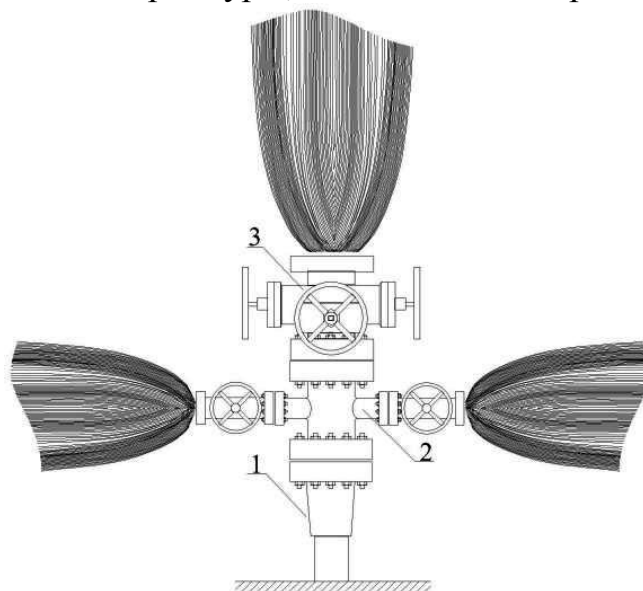


Рис. 1. Состояние устья скважины перед наведением запорной компоновки

1. Колонная головка ОКК-210х146х245
2. Крестовина фонтанной арматуры АФК 65х210
3. Превентор малогабаритный ППШР 2ФТ-152х21

Через два часа на место аварии прибыла оперативная группа Сургутского военизированного отряда. После создания штаба по ликвидации аварии и составления плана работ оперативной группой были проведены работы по расчистке устья и замене размытых потоком абразивной жидкости задвижек на боковых отводах крестовины фонтанной арматуры. Затем, при помощи струбцин с гидравлическим приводом произвели сброс размытого жидкостью превентора. С помощью шарнирного натаскивателя с гидравлическим приводом на устье скважины навели запорную компоновку (рис. 2).

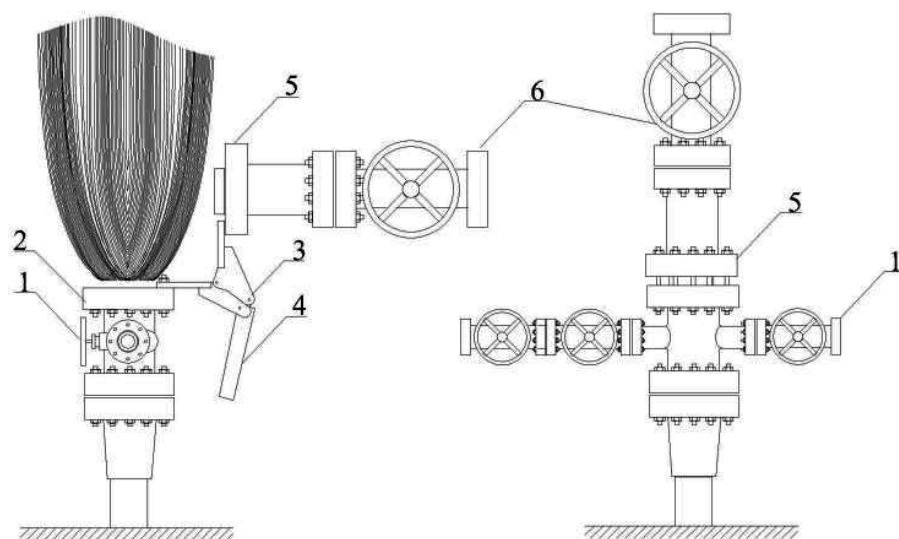


Рис. 2. Наведение запорной компоновки

1. Задвижки ЗМ 65х21- 3 шт.
2. Крестовина фонтанной арматуры
3. Шарнир
4. Гидроцилиндр
5. Катушка 180х21
6. Задвижка ЗПУ 150х21

Авария была ликвидирована в течение одних суток силами Западно-Сибирской противofонтанной военизированной части.

Причины аварии:

1. Допуск к работам на скважине с возможными газонефтеводопроявлениями рабочими и специалистами треста «Сургутнефтегеофизика», не прошедших подготовку по курсу «Контроль скважины. Управление скважиной при газонефтеводопроявлениях».

2. Невыполнение условия создания столбом жидкости в скважине необходимого противодействия на продуктивный пласт.

3. Неправильные действия исполнителей работ по герметизации устья скважины.

Рекомендуемые мероприятия по предупреждению подобных аварий:

1. Не допускать к работам на скважинах с возможными газонефтеводопроявлениями рабочих и специалистов, не прошедших подготовку по курсу «Контроль скважины. Управление скважиной при газонефтеводопроявлениях».

2. При возникновении газонефтеводопроявления действовать в соответствии с утвержденным «Планом практических действий для бригад освоения (испытания) и ремонта скважин при возникновении газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов».

3. Провести внеплановый инструктаж и учебно-тренировочные занятия по первоочередным действиям при газонефтеводопроявлениях в бригадах ремонта и освоения скважин с участием геофизических партий.

Газопроявление на скважине № 3298 куста № 57 б Барсуковского месторождения ООО «РН-Пурнефтегаз»

09 марта 2009 года в процессе капитального ремонта скважины бригада ООО «ДенКарс» после производства работ по монтажу ЭЦН приступила к его спуску. В связи с поглощением жидкости в скважине был организован ее постоянный долив от нагнетательной скважины. После спуска ЭЦН на одной насосно-компрессорной трубе (НКТ) началось газопроявление. Перерубив силовой кабель и наверхнув запорную компоновку на НКТ, вахта начала закрывать трубные плашки превентора. В этот момент спущенное оборудование стало выдавливать из скважины, насосную установку заклинило в плашках превентора, а напорный рукав, через который осуществлялся долив скважины, разорвало создавшимся давлением. Скважина перешла на открытое фонтанирование газонефтяной смесью (рис. 3).

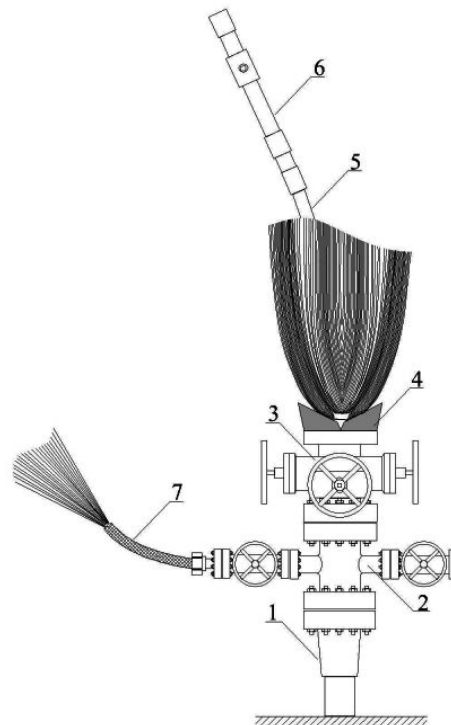


Рис. 3. Состояние устья скважины до
наведения запорной компоновки

1 - колонная головка ОКК-210х146х245. 2 - крестовина
фонтанной арматуры АФК 65х210. 3 - превентор
малогабаритный ППШР 2ФТ-152х21. 4 - спайдер. 5 -
НКТ. 6 - запорная компоновка. 7 - напорный рукав

На скважину прибыла оперативная группа Ноябрьского военизированного отряда. После создания штаба по ликвидации аварии и составления плана работ оперативной группой были проведены работы по расчистке устья, установке дублирующих задвижек на боковые отводы крестовины фонтанной арматуры, монтажу выкидных линий и сбросу спайдера. Далее на устье скважины были установлены приспособления для проведения работ по принудительному спуску труб в скважину. Попытка спуска трубы с насосом в скважину оказалась безрезультатной вследствие того, что под воздействием потока абразивной жидкости была

размыта ловильная головка ЭЦН в месте соединения с НКТ. В результате давлением фонтанирующей струи была выдавлена из скважины верхняя секция ЭЦН. Силовой кабель насоса собрался под плашками превентора и изменил направление фонтанирующей струи, что позволило оперативной группе с помощью ножовки по металлу срезать корпус ЭЦН над верхним фланцем превентора. После чего на превентор установили запорную компоновку, состоящую из переходной катушки, крестовины фонтанной арматуры и перфорационной задвижки (рис. 4).

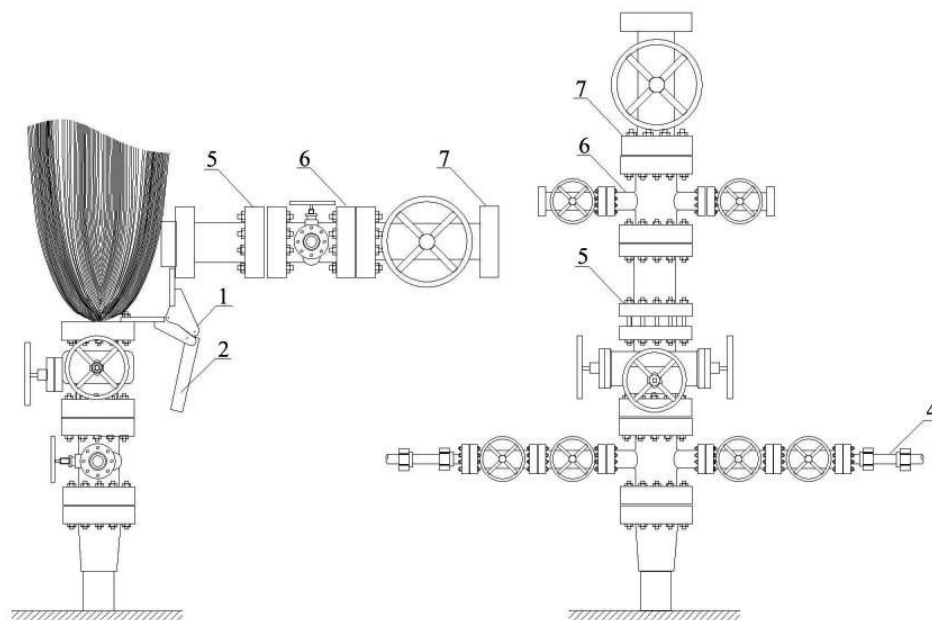


Рис. 4. Наведение запорной компоновки
1 - шарнир. 2 - гидроцилиндр. 3 - задвижки новые ЗМ 65х21 - 2 шт. 4 - выкидная линия. 5 - переходная катушка. 6 - крестовина ФА. 7 - перфорационная задвижка

Авария была ликвидирована в течение трех суток силами Западно-Сибирской противofонтанной военизированной части.

Причины аварии:

1. Низкая производственная дисциплина исполнителей работ.
2. Отсутствие контроля за безопасностью проведения работ по ремонту скважины со стороны технических руководителей предприятий.
3. Невыполнение условия создания столбом жидкости в скважине необходимого противодействия на продуктивный пласт.

Рекомендуемые мероприятия по предупреждению подобных аварий:

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

Открытый фонтан на скважине № 12455 куста № 1206 «А» Самотлорского месторождения ОАО «Самотлорнефтегаз»

14 марта 2009 года после гидроразрыва пласта в процессе ремонта скважины бригада ЗАО «Самотлорнефтепромхим», сорвав пакер, приступила к подъему насосно-компрессорных труб (НКТ). Перед началом этих работ скважина не была заглушена, а долив производился в недостаточном объеме. После подъема 87 шт. НКТ на скважине началось газонефтеводопроявление. Устье скважины было оснащено превентором ППС-2ФТ-152х21, трубные плашки которого были перевернуты уплотнительным элементом вниз, вследствие чего вахта не смогла загерметизировать устье. Мастер принял решение установить на устье арматуру для производства ГРП. Из-за сильного потока фонтанирующей струи вахта разгрузила арматуру на верхний фланец превентора со значительным смещением от центра и, закрепив ее на одну шпильку, покинула опасную зону, оставив открытой задвижку на блок долива. Скважина перешла на открытое фонтанирование по трубному и затрубному пространствам (рис. 5).

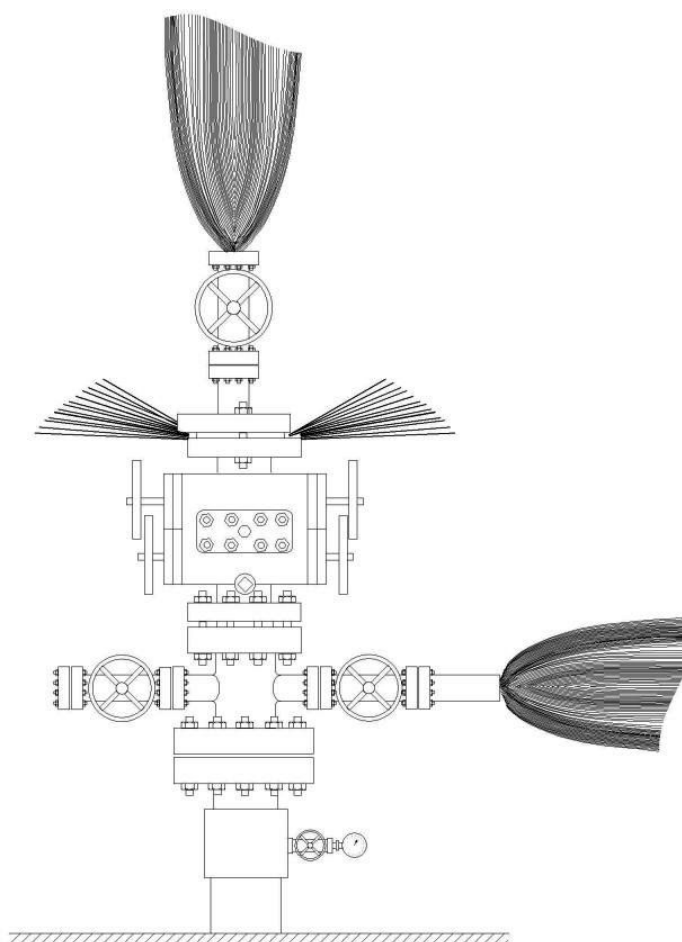


Рис. 5. Состояние устья скважины во время возникновения газонефтеводопроявления

После прибытия оперативной группы Нижневартовского военизированного отряда, создания штаба по ликвидации аварии и составления плана работ опера-

тивная группа произвела монтаж дублирующей задвижки на боковой отвод крестовины фонтанной арматуры и собрала линию глушения от скважины ППД к задвижке ГРП. Попытались произвести тампонирование пропусков с одновременной закачкой жидкости в трубное пространство. Положительного результата не получили в связи со значительным смещением арматуры ГРП. Произвели центровку и установили недостающие шпильки на фланцевое соединение арматуры для ГРП и превентора с последующей попыткой тампонирования. Воздействием абразивной фонтанирующей струи устьевое оборудование было размыто, вследствие чего тампонирование положительного результата не дало. Срезали колонну НКТ с помощью внутренней трубобрезки с гидравлическим приводом и сбросили подвеску труб Ø 89 мм на забой. После чего закрыли глухие плашки превентора (рис. 6).

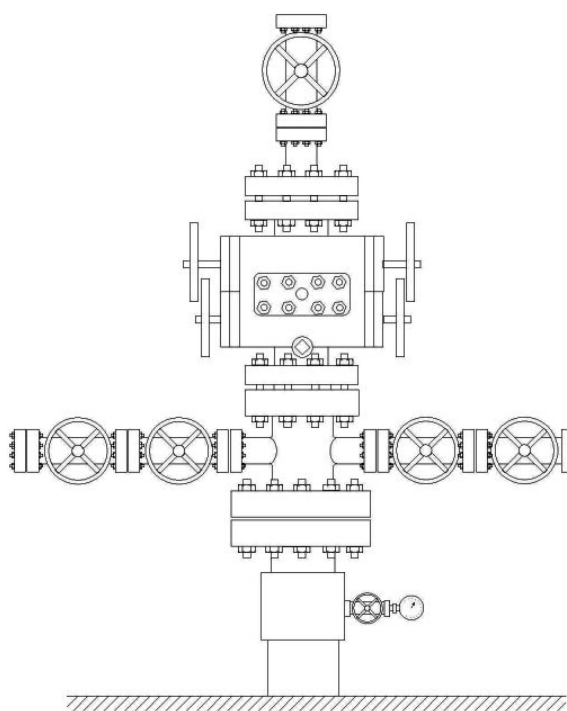


Рис. 6. Состояние устья скважины после ликвидации газонефтеводопроявления

Авария была ликвидирована в течение двух суток силами Западно-Сибирской противофонтанной военизированной части.

Причины аварии:

1. Проведение работ без предварительного глушения скважины.
2. Отсутствие непрерывного долива скважины в необходимом объеме при подъеме труб.
3. Использование противовыбросового оборудования, установленного с нарушением требований инструкции по эксплуатации.

Рекомендуемые мероприятия по предупреждению подобных аварий:

1. Не допускать производство работ по ремонту скважин без их предвари-

тельного глушения.

2. Не допускать производство работ по ремонту скважин без непрерывного долива с поддержанием уровня на устье.

3. Техническим руководителям предприятий обеспечить контроль за организацией производства работ в соответствии с технологическими регламентами, правилами и инструкциями по безопасному ведению работ.