ИНФОРМАЦИОННОЕ ПИСЬМО

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

Открытый фонтан на скважине № 3059 куста № 39 Барсуковского месторождения ООО «РН-Пурнефтегаз»

01 июня 2009 года на скважине № 3059 куста № 39 Барсуковского месторождения ООО «РН-Пурнефтегаз», находящейся в консервации, было обнаружено избыточное давление в межколонном пространстве. Работники цеха добычи нефти и газа приступили к глушению скважины для последующего ее ремонта. Глушение длилось на протяжении нескольких недель. В ходе работ в скважину было закачано свыше 2500 м^3 технической воды и свыше 200 м^3 вязкоупругих составов. Кроме того, в межколонное пространство был закачан цементный раствор в объеме 2,2 м^3. Заглушить скважину не удавалось. При закрытии скважины наблюдался рост давления до 140 кгс/см^2 как в эксплуатационной колонне, так и в межколонном пространстве.

05 июля 2009 года положение на скважине осложнилось образованием грифонов на устье. Вследствие пропусков и абразивного воздействия жидкости были размыты и вырваны патрубки боковых отводов технической колонны и скважина начала фонтанировать через образовавшиеся отверстия газом и водой. Спустя некоторое время произошло самовозгорание фонтанирующей струи.

В этот же день на скважину была вызвана оперативная группа Ноябрьского военизированного отряда. К моменту приезда оперативной группы возгорание прекратилось. Осмотр устья показал, что грифон отсутствует, а на устье скважины образовалась воронка диаметром около 12 м. После создания штаба по ликвидации аварии оперативной группой были проведены работы по установке дублирующих задвижек на фонтанную елку и боковой отвод крестовины фонтанной арматуры и сборке технологических линий. С целью определения интервала негерметичности обсадной колонны штаб принял решение провести в скважине геофизические исследования. Геофизический прибор ниже 123 м не прошел. Предприняли попытку заглушить скважину, закачав 300 м^3 технической воды, однако на устье возобновились грифоны, которые значительно усиливались в процессе закачки. Закачка жидкости в скважину была прекращена. Штабом было решено спустить к интервалу перфорации гибкую насосно-компрессорную трубу (ГНКТ) и повторить попытку глушения скважины. Для этой цели оперативной группой на устье скважины были смонтированы превентор и оборудование для спуска в скважину ГНКТ. При спуске ГНКТ произошла жесткая посадка на глубине 123 м. Последующий спуск печати показал, что на этой глубине имеется обрыв колонны НКТ.

В создавшейся ситуации с целью снижения притока газа в скважину штабом было принято решение заводнить контур ее питания. Под закачку воды была выбрана скважина, и от нее пробурен второй ствол, забой которого был максимально приближен к интервалу перфорации аварийной скважины. В течение 36 дней в пласт было закачано около 38 тыс. $м^3$ технической воды, после чего скважина прекратила фонтанировать.

Основные причины аварии:

1. Отсутствие контроля за техническим состоянием скважины.
2. Негерметичность технической и эксплуатационной колонн.

Рекомендуемые мероприятия по предупреждению подобных аварий:

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

Открытый фонтан на скважине № 640 куста № 38 Верхнее-Колик-Ёганского месторождения ОАО «Варьеганнефтегаз»

23 сентября 2009 года бригада ремонта ОАО «Белорусское УПНП и КРС» производила капитальный ремонт скважины № 640 куста № 38 Верхне-Колик-Ёганского месторождения ОАО «Варьеганнефтегаз». Для проведения перфорации на скважину прибыла геофизическая партия ЗАО ПГО «Тюменьпромгеофизика». На устье скважины был установлен превентор ППШР 2ФТ-152х21 (изготовитель ООО «Сибнефтеоборудование», г.Тюмень) и превентор кабельный ПК 156х21 без герметизатора. После перфорации, в процессе спуска геофизического прибора для контрольной записи параметров скважины было выявлено падение уровня жидкости в скважине до 150 м. Скважину долили, после чего продолжили работы. Через некоторое время на устье начался перелив жидкости. Начальник геофизической партии принял решение не рубить кабель, а произвести подъем прибора на максимальной скорости. Спустя 24 минуты усилившимся потоком жидкости прибор с кабелем был выброшен из скважины. Вахта закрыла превентор, однако герметичность не была достигнута, поскольку уплотнительный элемент был сорван струей газа. Скважина перешла на открытое фонтанирование газом и водой (рис. 1).

В 12:30 на скважину прибыла оперативная группа Нижневартовского военизированного отряда. После создания штаба по ликвидации аварии и составления плана работ оперативной группой была проведена расчистка устья скважины от незадействованного оборудования и инструмента. Затем была предпринята попытка тампонирования пропусков превентора, однако положительного результата тампонирование не принесло. Штабом было принято решение сбросить кабельный превентор. После сброса на верхний фланец плашечно-шиберного превентора с помощью шарнирного натаскивателя с гидравлическим приводом была наве-

дена запорная компоновка (рис. 2). Затем устье скважины загерметизировали и приступили к глушению скважины.

На ликвидацию аварии в общей сложности было затрачено 42 часа.

Основные причины аварии:

1. Отсутствие контроля за уровнем жидкости в скважине во время перфорации.

2. Несоблюдение исполнителями работ требований утвержденного «Плана практических действий для бригад освоения (испытания) и ремонта скважин при возникновении газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов».

3. Срыв струей газа резинового уплотнителя шибера превентора ППШР 2ФТ-152х21 вследствие конструктивных недостатков.

Рекомендуемые мероприятия по предупреждению подобных аварий:

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

2. Провести внеплановые инструктажи и учебно-тренировочные занятия по первоочередным действиям при газонефтеводопроявлениях в бригадах ремонта и освоения скважин с участием геофизических партий.

3. ООО «Сибнефтеоборудование» произвести доработку превентора ППШР 2ФТ-152х21 с последующим испытанием при герметизации фонтанирующей скважины (в условиях специального полигона).

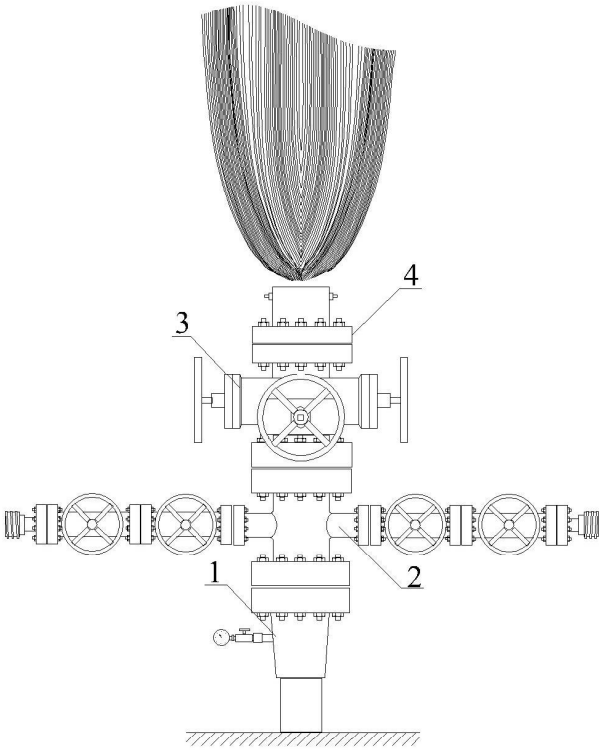

Рис. 1. Состояние устья скважины во время возникновения открытого фонтана:

1. Колонная головка ОКК-210х146х245. 2. Крестовина фонтанной арматуры АФК 65х210. 3. Превентор малогабаритный ППШР 2ФТ-152х21. 4. Превентор кабельный ПК 156х21.

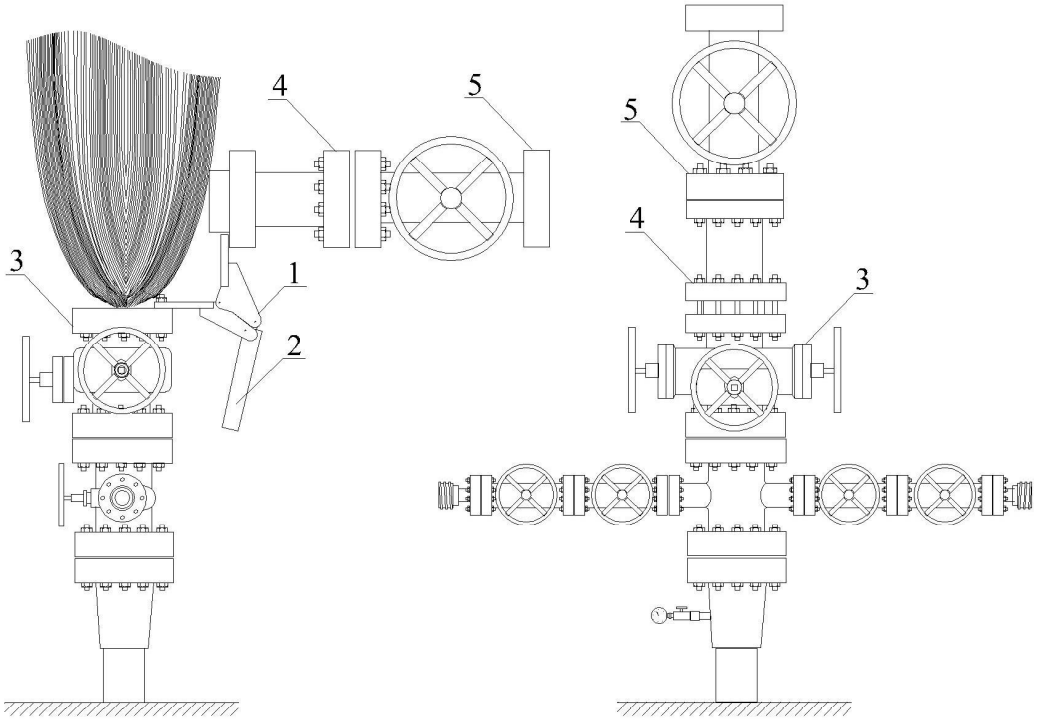

Рис. 2. Наведение запорной компоновки

1. Шарнир. 2. Гидроцилиндр. 3. Превентор малогабаритный ППШР 2ФТ-152х21. 4. Переходная катушка. 5. Перфорационная задвижка.