

## Аварийность в нефтегазодобыче

В табл. 2 кратко описаны аварии, происшедшие за 8 мес. 2004 г. Анализ показывает, что причины их возникновения практически те же, что и в предыдущие годы.

Общие причины аварий – низкая культура производства, пренебрежение руководителей и непосредственных исполнителей работ существующими нормами и правилами промышленной безопасности, формальный подход служб производственного контроля, контроля за промышленной безопасностью к выполнению своих функций.

**Таблица 2**

**Сведения об авариях, происшедших за 8 мес. 2004 г.  
(данные на 20.08.04)**

Дата возникновения (ликвидации) фонтана	Предприятие, месторождение	Противофонтанная служба	Причины аварии	Пострадавшие
1	2	3	4	5
<b>Газодобыча</b>				
17.02 (05.03)	ДОО «Бургаз», филиал «Кубаньбургаз», ОАО «Газпром», Восточно-Прибрежное, буровая № 5	СКВО ООО «Газобезопасность»	Разгерметизация фонтанной арматуры после замены штуцера	—
<b>Нефтедобыча</b>				
30.01	ОАО «Сибнефть–Ноябрьскнефтегеофизика», Еты-Пуровское, скв. № 2	—	Несанкционированный взрыв на поверхности при подготовке сборки зарядов ПКС-80	Тяжело травмирован каротажник
19.02	ООО «СпецКриТ»	—	Возгорание углеводородного газа при проведении сварочных работ на крыше резервуара (рис. 1, а, б)	Два работника получили ожоги II степени

1	2	3	4	5
20.02 (22.02)	НГДУ «Барсуковнефть», ОАО «Роснефть–Пурнефтегаз», Барсуковское, скв. № 1874	Сургутский отряд ПФВЧ	Разворот фонтанной арматуры после замены ЭЦН	—
17.03	ОАО «Томскнефть» (НК «Юкос») Стрежевской филиал «Сибирская сервисная компания», Лучинецкое, скв. № 1172	Нижневартовский военизированный отряд ЗСПФВЧ	Нефтепроявление и фонтан, возникшие при работе песчаного насоса в интервале 2546,5–2556,8 м	—
23.05	ОАО «Ингушнефтегазпром», г. Малгобек, Серноводское, буровая № 24	МЧС Республики Ингушетия, Ставропольский ВО	Возгорание газонефтяной смеси, выходящей из двух противоположных отверстий колонной головки. Пробиты обсадная и насосно-компрессорная трубы	—
10.06	ОАО «ТНК–ВР» ОАО «Саратовнефтегаз», РНУ ОАО «Транснефть»	—	Разгерметизация нефтепровода диам. 325 мм. Попадание нефти в р. Волгу	—
03.07	ОАО «НК «Роснефть–Ставропольнефтегаз» ЦДНГ-3, пункт сбора нефти	—	Механическое повреждение резервуара РВС-2000 накладным взрывным устройством	—
09.07	ООО «Катобнефть», Самотлорское	Нижневартовский ОГПС	Разрушение блока долива при восстановлении циркуляции с применением КОПС, разлив жидкости глушения с пленкой нефти и ее последующее возгорание	—
11.07	НГДУ «ЮжОренбургнефть» ОАО «Оренбургнефть», Преображенское, пункт нефтеналива скважины № 302	Возгорание потушено собственными силами и расчетом ДПД пос. Слоновка	Хлопок с последующим возгоранием накопительной емкости № 1	—

1	2	3	4	5
15.08.	ООО «СИТРОН», Фестивальное, куст № 6, скв. № 152, Тюменская обл.	—	Во время подъема НКТ при сильном по- рыве ветра упала мачта подъемного агрегата «Кардвелл»	Смертельно травмирован один человек
18.08	НГДУ «Бугуруслан- нефть», ОАО «Оренбургнефть» РВС 2000 № 1 Пономаревской УПН	—	Возгорание дыхатель- ного клапана сырье- вого резервуара РВС 2000 № 1	—

**30.01.04** Авария на скважине № 2 Еты-Пуровского месторождения, ООО «КРС-Сервис».

ОАО «Сибнефть-Ноябрьскнефтегазгеофизика» проводило перфорационные работы на скважине. Собранный перфоратор ПКС-80 с головкой и установленным взрывным патроном ПГН-150 был уложен на стеллаж из насосно-компрессорных труб (НКТ). После стыковки головки перфоратора и кабельного наконечника последний завернули вручную. Перфораторная лента находилась ребром к поверхности труб. Последующее затягивание кабельного наконечника ключом привело к несанкционированному взрыву перфоратора (рис. 2, а, б). Тяжело травмирован каротажник-перфораторщик.

Взрыв произошел вследствие попадания перфоратора, расположенного ребром к трубам в момент затягивания кабельной головки, в межтрубное пространство. В результате смещения труб взрывной патрон был нарушен, что послужило причиной его срабатывания.

#### **Технические причины аварии:**

- монтаж перфоратора на стеллаже из НКТ;
- отсутствие ленты безопасности и деревянного настила на мостках и площадке на устье скважины;
- подсоединение взрывного патрона ПГН-150 к центральной жиле кабеля на поверхности;
- нарушение требований безопасности при подсоединении проводников заземления геофизического оборудования;
- невыполнение порядка подачи предупредительных сигналов;
- нахождение работника на уровне кумулятивных воронок зарядов.

#### **Организационные нарушения:**

- ◆ отсутствовало руководство прострелочно-взрывными работами (ПВР) и не были устранены нарушения правил техники безопасности;



**Рис. 1, а и б. Последствия возгорания углеводородного газа при проведении сварочных работ на крыше резервуара в ООО «СпецКриТ»**



**Рис. 2. ОАО «КРС-Сервис»:** а – расстановка геофизической техники на скважине 2ВЗ куст 2; б – место аварии

- ♦ готовность скважины не соответствовала Акту проверки готовности скважины к проведению ПВР;
- ♦ не было обеспечено присутствие представителя заказчика на все время работ.

**20.02.04** Авария на скважине № 1874, куст 55 Барсуковского месторождения НГДУ «Барсуковнефть», ОАО НК «Роснефть–Пурнефтегаз».

На скважине обнаружили истечение газа из манифольдной затрубной задвижки при затрубном давлении 10 МПа.

До аварии на скважине были проведены ремонтно-изоляционные работы (устранение заколонного перетока с водонасыщенной части пласта и дострел «верха» пласта для улучшения работы перфорированного участка его нефтенасыщенной части). При освоении получен приток нефти 22 м<sup>3</sup> при среднем динамическом уровне 445 м.

**18.02.04** После запуска электроцентробежного насоса ЭЦН-30-1300 на скважине обнаружили, что через НКТ нет подачи, и ЭЦН отключили.

Давление в затрубном пространстве выросло до 10 МПа. Из-за межколонного перетока было принято решение о глушении скважины.

При попытке восстановить циркуляцию через НКТ брошенный «стандартный лом» не прошел через центральную задвижку АФК-65-210. В связи с тем, что не удалось сбить клапан в НКТ, решили производить глушение через затрубное пространство с периодической разрядкой газа до жидкости.

На следующий день обнаружили, что на скважине № 1874 газом разрушены камера обратного клапана и манифольд коллектора. При истечении газа (под действием струи) фонтанная арматура развернулась по резьбе колонной головки на 180°. При этом затрубная задвижка ударилась об исследовательскую площадку, в результате чего в корпусе открытой затрубной задвижки образовалась трещина, и началось газонефтепроявление.

Был создан штаб по ликвидации аварии с привлечением Ноябрьского военизированного отряда Западно-Сибирской противofонтанной военизированной части. В соответствии с планом силами НВО З-С ПВО фонтанная арматура со скважины была сброшена, наведена специальная запорная компоновка, и в результате авария ликвидирована.

Таким образом, авария произошла вследствие заколонного межпластового перетока газа из пласта, вызвавшего разгазирование скважинной жидкости во время работы ЭЦН, а также неподготовленности скважины при глушении (не прогрета фонтанная арматура), приведшей к ряду нарушений и выходу из строя фонтанной арматуры.

**17.03.04** Авария на скважине № 1172, куст № 26 Лугинецкого месторождения, ОАО «Томскнефть» в ходе капитального ремонта, проводимого Стрежевским филиалом ЗАО «Сибирская сервисная компания».

В период с 12 по 17 марта бригада КРС № 9 проводила заключительные работы после гидравлического разрыва пласта (ГРП): демонтаж оборудования ГРП, монтаж превентора, подъем пакера, спуск зубчатой муфты до глубины 2515 м.

В ходе этих работ 15 марта велась промывка скважины (обратная) в интервале 2515,6–2544,6 м с выходом циркуляции. Полное поглощение раствора произошло через 3,5 ч. В течение 1,5 ч закачивали раствор глушения без выхода циркуляции, пытались восстановить последнюю. Положительные результаты не получены.

**16.03.04** Подняли зубчатую муфту, постоянно доливая в скважину жидкость глушения удельной массой 1030 кг/м<sup>3</sup>.

Затем начали спуск песчаного насоса на трубах ТТ-73. При этом члены бригады не были ознакомлены с Технологическим регламентом по работе с песчаным насосом. При спуске каждой трубы наблюдалось вытеснение жидкости из скважины. Периодические промывки скважины не производились, хотя конструкция песчаного насоса дает эту возможность. Перед началом и в процессе спуска компоновки анализ газовой среды не осуществлялся.

**17.03.04** Через 15 мин после окончания спуска песчаного насоса и отработки 18 возвратно-поступательных движений штока насоса, когда проходка инструмента составляла 9,5 м, на глубине 2555 м обнаружен провал инструмента на 3 м. Начался резкий перелив жидкости через верхнее проходное отверстие превентора. Навернуть запорную компоновку на подвеску ТТ-73 не удалось. Фонтанирование газовой смеси за 4–7 мин переросло в открытый фонтан, достигший высоты мачты подъемного агрегата А-50 (рис. 3, а).

В целях ликвидации аварии на крестовину фонтанной арматуры установили третью задвижку, и подготовили выкидную линию. После этого закрыли глухие плашки превентора ПМТ2-156х21 и герметизировали устье скважины (рис. 3, б).

#### **Технические причины аварии:**

➤ в процессе спускоподъемной операции (СПО), а именно, по окончании спуска песчаного насоса, не произведена промывка скважины для удаления забойной загазованной пачки раствора. Работа с песчаным насосом в течение 3 ч привела к дополнительному загазированию раствора, снижению его плотности и противодействию на пласт, что спровоцировало нефтегазопроявление, переросшее в фонтан;







**Рис. 3. Авария на скважине № 1172 куст 26 Лугинецкого месторождения: а – открытый фонтан; б – место аварии после закрытия превентора и проведения работ по глушению скважины**

- при спуске компоновки с песчаным насосом не контролировали объем и плотность вытесняемой из скважины жидкости, что не позволило обнаружить газонефтеводопроявление на раннем этапе;
- не анализировали состав газовой смеси, что также не дало возможности раньше обнаружить признаки газонефтеводопроявления.

#### **Организационные причины аварии:**

- ◆ недостаточный производственный контроль за состоянием промышленной безопасности в части реализации Системы оперативно-производственного контроля по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов в цикле работ, связанном со строительством и ремонтом скважин;
- ◆ неквалифицированная разработка Плана работ по гидроразрыву пластов, а именно: запланирована чистка песчаных пробок в фонтанной скважине с использованием гидрожелонки, применение которой запрещено, не определены приемы проверки скважины на газонефтеводопроявление;
- ◆ несвоевременный замер пластового давления, произведенный не за трое суток, а за 1,5 мес. до начала ремонтных работ;
- ◆ отсутствие в плане мероприятий по предупреждению газонефтеводопроявлений.

Кроме того:

- ◆ не регламентированы интервалы промывок скважины раствором глушения в процессе СПО;
- ◆ не предусмотрены:
  - ◆ замеры газовой смеси перед началом и в процессе проведения ремонтных работ на скважине;
  - ◆ регулирование вязкостных и структурно-механических свойств жидкости глушения с целью предотвратить поглощение ее продуктивным пластом;
- ◆ члены бригады не ознакомлены с Технологическим регламентом по работе с песчаным насосом;
- ◆ СПО проводилась без плана работ и мероприятий, предусматривающих предупреждение газонефтеводопроявлений.

**10.06.04** Авария на трубопроводе товарной нефти Соколовгорские ГС–ЛПДС «Саратовская» цеха подготовки и транспортировки нефти НГДП «Волга-Центр» ОАО «Саратовнефтегаз» ОАО «ТНК-ВР».

При обходе нефтепровода была замечена утечка товарной нефти на расстоянии около 100 м от Соколовгорской установки перекачки нефти на левом склоне оврага «Безымянный». При вскрытии нефтепровода в его

нижней части было обнаружено отверстие диаметром 9 мм, из которого тонкой струйкой стекала нефть. На место порыва нефтепровода временно установили металлический хомут, а на сифонную задвижку – металлическую заглушку.

В результате аварии нефть попала в ручей, протекающий по оврагу Безымянный, и оттуда – в акваторию р. Волги (рис. 4, а, б).

Руководство ОАО «Саратовнефтегаз» своевременно приняло меры:

- ♦ был создан оперативный штаб по ликвидации аварийного разлива нефти;

- ♦ разработаны планы мероприятий по ликвидации последствий разлива;

- ♦ к ликвидации разлива нефти, кроме собственных сил, привлечены еще восемь организаций.

В работе принимал участие личный состав (10 чел.), использовалась специальная техника (13 ед.), плавсредства (4), в том числе катер-нефтесборщик, нефтесборное оборудование.

Было установлено пять рубежей боновых заграждений общей протяженностью 1300 м. Зачистку прибрежной полосы и воды в ручье осуществляли при помощи сорбента (150 кг) и подручного материала – соломы, которую поставляли непрерывно в достаточном количестве. Загрязненный грунт и солому вывозили в шламонакопитель и затем ликвидировали. Работы осуществлялись круглосуточно до полной ликвидации последствий аварии.

#### **Технические причины аварии:**

- частичное отсутствие изоляции и очаговая коррозия, приведшие к образованию свища;

- нарушение герметичности задвижки сифона ДУ-200х25 в результате попадания под плашки задвижки постороннего предмета;

- низкий уровень воды перед сифоном, вследствие чего стекающая нефть была затянута в трубу сифона, вылилась через нее в ручей, по которому попала в акваторию р. Волги;

- недостаточный контроль технического состояния нефтепровода, который не был диагностирован методами неразрушающего контроля для продления срока эксплуатации.



а



б

**Рис. 4. Последствия аварии на трубопроводе товарной нефти Соколовогорские ГС–ЛПДС «Саратовская»:** а – место проведения работ по ликвидации последствий разлива нефти в акватории р. Волги; б – место порыва нефтепровода с установленным металлическим хомутом