



## Описание аварий, происшедших на объектах нефтедобычи в 2007 г.

**18.01.07** Авария в ООО «Сервисная буровая компания», ОАО «Сибнефть-Ноябрьскнефтегаз» ОАО «Газпромнефть», Ямало-Ненецкий автономный округ, г. Ноябрьск, промзона.

«Сервисная буровая компания» (далее – ООО «СБК») осуществляет строительство разведочных, эксплуатационных нефтяных и газовых скважин на месторождениях ОАО «Сибнефть-Ноябрьскнефтегаз». Холмистое нефтегазовое месторождение находится примерно в 230 км восточнее г. Ноябрьска. На кусте № 1 указанного месторождения смонтирована буровая установка «Уралмаш–3000 ЭУК-1М», заводской № 14080 (1989 г. выпуска), введенная в эксплуатацию 19.04.06 комиссией ООО «СБК».

После передвижки буровой установки со скважины № 19Н на кустовой площадке № 1 Холмистого месторождения 14.11.06 начато бурение горизонтальной скважины № 14, конструкция которой соответствует Программе на бурение скважины, согласованной с заказчиком, утвержденной главным инженером и главным геологом ООО «Сервисная буровая компания».

Бурение горизонтального участка проводилось на буровом растворе «Baradril-N» фирмы Baroid с параметрами: плотность 1,06–1,07 г/см<sup>3</sup>, пластическая вязкость 10–15 сП, фильтрация 6 мл/30 мин, корка 0,5 мм.

После спуска хвостовика ствол скважины был переведен на раствор КСІ плотностью 1,05 г/см<sup>3</sup> согласно Программе на бурение горизонтальной скважины № 14 и Групповому рабочему проекту № 875 на строительство эксплуатационных горизонтальных скважин на Холмистом месторождении.

### Обстоятельства аварии

Согласно Плану работ по спуску хвостовика диаметром 127/114 мм в скважине № 14 на кусте № 1 Холмистого месторождения 18.01.07 в 8 ч вахта

бурильщика эксплуатационного и разведочного бурения скважин на нефть и газ (ЭРБ) закончила подъем инструмента СБТ-89 мм и НКТ-60,3 мм, и на смену заступила вахта другого бурильщика ЭРБ в количестве шести человек. Буровой мастер дал задание: демонтировать противовыбросовое оборудование (ПВО), собрать оборудование устья скважины (ОУС), установить крестовину фонтанной арматуры (АФК), спустить в скважину противопололетную воронку диаметром 152 мм на глубину 500 м, и провел инструктаж по безопасному ведению работ.

Приняв смену, бурильщик ЭРБ приблизительно в 8 ч 20 мин проверил уровень раствора в скважине (она была почти полной) и поручил 1-му помощнику бурильщика долить скважину раствором KCl плотностью 1,05 г/см<sup>3</sup> до устья скважины (что и было исполнено).

В 8 ч 40 мин еще два помощника бурильщика начали раскреплять фланцевое соединение между разъемной воронкой и надпревенторной катушкой. В 10 ч 15 мин, после того, как раскрепили фланец надпревенторной катушки, бурильщик ЭРБ проверил уровень раствора в скважине. Долив скважину до устья, он дал задание рассоединить фланцевые соединения линий манифольда, ОУС и ПВО.

Рассоединив линии и раскрепив фланец ОУС и ПВО (оставили на двух шпильках), в 11 ч 40 мин работники вахты сняли разъемную воронку, подвесили ее под буровой и застропили стволую часть ПВО, после чего бурильщик ЭРБ дал натяжку крюкоблока около 10 т. Помощники бурильщика начали отворачивать две оставшиеся шпильки. Приблизительно в 12 ч 10 мин, после того, как были отвернуты соединительные шпильки, бурильщик ЭРБ приподнял стволую часть ПВО на 3–4 см. Находившиеся возле устья скважины помощники бурильщика, увидев, что раствор переливается через край, сообщили об этом бурильщику, который принял решение разгрузить ПВО на фланец и закрепить его.

После разгрузки ПВО помощники бурильщика начали установку на фланцы соединительных шпилек. Бурильщик ЭРБ спустился вниз со стороны приемного моста и увидел, что раствор переливается через верх ПВО. Он забежал в основной пульт ПВО, открыл задвижку гидронеуматического аккумулятора, гидравлические задвижки (глушения и дросселирования) и закрыл превенторы. Вернувшись затем к устью посмотреть состояние скважины, он обнаружил, что через фланцы гидравлических задвижек идет раствор с газом. В это время прибежал буровой мастер и дал команду всем удалиться на безопасное расстояние, электромонтеру – обесточить буровую установку, а сам побежал сообщить о случившемся в производственно-диспетчерскую службу (ПДС). Через некоторое время после того, как работники покинули устье скважины, произошел хлопок с возгоранием (рис. 1, а–в). В дальнейшем, убедившись, что пострадавших нет, буровая бригада приступила к спасению оборудования.

#### **Причины аварии:**

✧ **технические:**





**Рис. 1. Место газонефтеводопроявления в ОАО «Сервисная буровая компания: а и б – во время ликвидации; в – после ликвидации аварии**

- ✧ при длительной спуско-подъемной операции (СПО) происходило разгазирование раствора в хвостовике в отсутствие строгого контроля за объемами доливаемой жидкости и металла поднятых бурильных труб и НКТ с жидкостью при визуальном полном затрубном пространстве, что привело к поступлению флюида в ствол скважины и позднему обнаружению газонефтеводопроявления;
- ✧ **организационные:**
  - ✧ нарушение исполнителями работ п. 2.7.7.7 Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности ПБ 08-624-03: «Объемы вытесняемого из скважины при спуске бурильных труб и доливаемого раствора при их подъеме должны контролироваться и сопоставляться с объемом поднятого или спущенного металла труб бурильной колонны. При разнице между объемом доливаемого бурового раствора и объемом металла поднятых труб более  $0,5 \text{ м}^3$  подъем должен быть прекращен и приняты меры, предусмотренные документацией по действию вахты при прямых и косвенных признаках начала и развития газонефтеводопроявлений (ПЛА)», что привело к позднему обнаружению газонефтеводопроявления.



### Мероприятия для предотвращения подобных аварий:

- ✧ в планах по окончании эксплуатации горизонтальных скважин предусмотреть «Карты долива» с указанием времени, расчетного и фактического объемов долива (вытеснения), плотности жидкости долива и ответственного ИТР за заполнение карты, а также постоянный контроль за доливом скважины;
- ✧ по окончании эксплуатации скважин на юрских отложениях, а также на месторождениях с газовым фактором более 200 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> использовать пакерные системы при смене и ремонте устьевого оборудования;
- ✧ доработать регламент бурения горизонтальных скважин, учитывая индивидуальные геолого-технические особенности месторождений ОАО «Сибнефть-Ноябрьскнефтегаз»;
- ✧ обстоятельства и причины данного газонефтеводопроявления довести до сведения всех работников ООО «Сервисная буровая компания»;
- ✧ управлению по бурению ОАО «Сибнефть-Ноябрьскнефтегаз» довести причины и обстоятельства газонефтеводопроявления до сведения всех буровых подрядчиков.

### Заключения о лицах, ответственных за допущенную аварию:

- ✧ буровой мастер не обеспечил соблюдение мер по предотвращению открытого фонтана при строительстве скважин (не выполнил требование п. 3.14 должностной инструкции);
- ✧ бурильщик ЭРБ своевременно не обнаружил первичные причины газонефтеводопроявления и поздно остановил работы по оборудованию устья скважины (нарушил п. 10.5 и 12 Инструкции по промышленной безопасности и охране труда для бурильщика ЭРБ на нефть и газ (ИП-1.1));
- ✧ бурильщик ЭРБ предыдущей смены не определил первичные признаки газонефтеводопроявления и не принял меры к герметизации устья скважины (нарушил п. 10.5 и 12 Инструкции по промышленной безопасности и охране труда для бурильщика ЭРБ (ИП-1.1)).

**20.01.07** Газопроявление на скважине № 162-б Ван-Еганского месторождения в ЗАО «Нижневартровский капитальный ремонт скважин» ООО СП «ВанЕганНефть».

При подъеме из скважины перфоратора КФК на насосно-компрессорных трубах (НКТ) диаметром 73 мм началось газопроявление, перешедшее в открытый газовый фонтан. В результате аварии пришли в негодность: установка подъемная УПА-60А 60/80 на базе шасси КРАЗ-65053, емкость буровая, блок долива, емкость ГСМ, ключ ГКШ, индикатор массы, превентор, грязевый шланг, штропа ШЭ-63, элеватор 60 БН. Пострадавших нет.

### Технические причины:

- ✧ проведение ремонтных работ на скважине по перфорации пласта ПК 1-2 с последующим подъемом перфоратора при использовании в скважине жидкости глушения, плотность которой не соответствовала параметрам пластового давления, указанного в Дополнительном плане № 2;

✧ несвоевременное принятие мер к герметизации устья скважины при наличии основных признаков газонефтеводопроявления;

✧ проведение перфорации пласта ПК 1-2 без поддержания уровня жидкости на устье скважины и с противодавлением на пласт с последующим прорывом газа на забой скважины и возможным нарушением цементного камня за обсадной колонной;

✧ осуществление перфорации пласта ПК 1-2 на фонтанной арматуре, а не на установленном противовыбросовом оборудовании – превенторе;

✧ значительное превышение скорости подъема перфоратора на НКТ (94 трубы диаметром 73 мм) – подъем осуществлен за 2–3 ч, что привело к снижению забойного давления.

#### **Организационные причины:**

✧ допущена ошибка в определении плотности жидкости глушения по пласту ПК 1-2;

✧ работы велись без указания газового фактора, пластового давления и плотности раствора глушения в основном плане на капитальный ремонт скважины;

✧ в основном и дополнительном планах не предусмотрены ремонтные изоляционные работы (РИР) пласта ПК 1-2;

✧ технологический план ООО СП «ВН» и ПФК СК «Петро-Альянс» вскрытия специальных отверстий не согласован с ЗАО «НКРС». В плане работ отсутствуют требования к монтажу превентора и его опрессовке перед проведением прострелочно-взрывных работ (ПВР), мероприятия для предотвращения аварий (газонефтеводопроявлений и т.п.);

✧ начальник геофизической партии КФК СК «ПетроАльянс» не проинструктировал членов бригады капитального ремонта скважины (КРС) по безопасному проведению ПВР;

✧ не было письменного разрешения начальника партии КФК СК «Петро-Альянс» на подъем перфоратора после ПВР;

✧ отсутствовал должный производственный контроль за безопасным ведением работ по ремонту скважин.

#### **25.03.07**

Возгорание на ДНС-39 Самотлорского месторождения ОАО «Самотлорнефтегаз» в ОАО «ГНК ВР Менеджмент» в результате разрыва металла трубопровода ввода газожидкостной смеси в УПОГ-1 (установка предварительного отбора газа) диаметром 530 мм и толщиной стенки 10 мм. Огонь от разливающейся газожидкостной смеси распространился от УПОГ-1 в район УПОГ-2 и УПОГ-3, а также на газопроводы подачи газа на газораспределительный пункт котельной (ГПК), проходящие параллельно входным коллекторам, и в район блока реагентного хозяйства.

#### **Технические причины:**

✧ несоответствие металла (сталь 20) трубы входа газожидкостной смеси в УПОГ-1 требованиям проекта (сталь 09ГСФ);



- ✧ коррозионное разрушение металла трубы входа газожидкостной смеси в УПОГ-1, вызванное транспортированием агрессивной жидкости;
- ✧ резкая разгерметизация, вибрация трубопровода и разрушение его подвижной опоры, вызвавшие образование искры.

**Организационные причины:**

- ✧ отсутствие входного контроля трубной продукции, передаваемой на строительные площадки, на соответствие техническим условиям.