

## Открытые фонтаны в нефтяной и газовой промышленности

**17.02.04** Открытый газоконденсатный фонтан на скважине № 5 (Восточно-Прибрежное месторождение) филиала «Кубаньбурггаз» ДОО «Бургаз» ОАО «Газпром».

Филиал «Кубаньгазпром» ведет подрядные работы по бурению скважин в прибрежном регионе для ООО «Кубаньгазпром».

Скважина № 5 закончена бурением 14.12.03 без осложнений. Спущены и зацементированы четыре обсадные колонны, признанные по результатам опрессовок герметичными. Эксплуатационная колонна (ЭК) испытана водой и, в нарушение требований Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности (ПБ 08-634-03), воздухом (давлением 54,6 МПа). Межколонное пространство испытано с учетом остаточной прочности промежуточной колонны давлением 17,0 МПа на буровом растворе плотностью 2140 кг/м<sup>3</sup>.

По окончании бурения устье скважины было оснащено комплектом противовыбросового оборудования. Входной контроль Каневским ГПУ и БПО филиала «Кубаньбурггаз» произведен некачественно.

В нарушение требований завода-изготовителя Каневское ГПУ произвело перестановку крайней от трубной головки задвижки с правой стороны на левую. Справа установили дополнительную задвижку. Затяжка резьбовых соединений во время переустановки не контролировалась.

Фонтанная арматура была опрессована водой давлением 70 МПа на стенде БПО «Кубаньгазпром» и на скважине после монтажа по типовой схеме давлением 55,7 МПа.

После проверки готовности скважины были освоены два объекта без осложнений. Из первого получен приток пластовой воды, а из второго – непромышленный приток углеводородов.

С 10.02.04 по 14.02.04 г. буровая бригада осваивала третий объект с отработкой скважины на факел через трапную установку. Был получен промышленный приток углеводородов. С 14.02.04 г. на скважине проводили газодинамические исследования.

**17.02.04** Бригада проводила отработку скважины через штуцер диам. 6 мм. Давление в трубном пространстве составляло 39,5 МПа, в затрубном – 34,6 МПа.

Без остановки скважины ее перевели на запасной отвод со штуцером диам. 5 мм. На рабочем отводе закрыли задвижку и после стравливания давления сняли штуцер диам. 6 мм.

Во время замены штуцера раздался хлопок, и начался выброс газоконденсатной смеси через фланцевое соединение колонной головки с задвижкой на линии разрядки затрубного пространства (рис. 5, а–г). Попытки герметизировать место пропуски тампонами из алюминиевых шариков, обрезков ремней и пеньковой веревки оказались неудачными. Не удалось и заполнить скважину утяжеленным раствором через трубы.

После закрытия задвижек на фонтанной арматуре и выведения людей из опасной зоны буровая бригада продолжала действовать по Плану ликвидации возможных аварий.

**18.02.04** На скважину прибыл специализированный отряд по ликвидации фонтанов СКВО ООО «Газобезопасность». Попытка герметизировать пропуск через нарушенное фланцевое соединение путем закачивания тампонажного раствора в линию разгрузки затрубного пространства результата не дала. Предположительно, фланцевое соединение было разрушено полностью.

Работы по глушению скважины путем закачки в трубное пространство тяжелого бурового раствора в объеме  $46 \text{ м}^3$  (объем скважины  $21 \text{ м}^3$ ) продолжались два дня. Устьевое давление снизили с 30,0 до 2,0 МПа, однако заполнить скважину буровым раствором не удалось, и газ продолжал поступать на устье скважины через затрубное пространство.

Штаб принял решение очистить устье скважины от бурового оборудования, сформировать таким образом компактную струю выходящего газа и поджечь ее. После того, как вышку стащили с основания, и она упала, произвели поджог выходящего газа.

Демонтаж и оттаскивание бурового оборудования от устья скважины были закончены 22.02.04.

**25.02.04** Произвели отстрел трубной головки фонтанной арматуры при помощи самоходной артиллерийской установки калибром 150 мм. Одновременно вели работы по подготовке конструкции сборки для навешивания на устье скважины и глушения фонтана.

С 26.02.04 наблюдалось неустойчивое горение газового фонтана. Скважина фонтанировала газом и водой в пульсирующем режиме, пламя периодически гасло.

**02.03.04** После очередного выброса воды и породы фонтанирование скважины прекратилось. При этом произошло вакуумирование внутриколонного пространства, что вызвало кратковременное всасывание пламени в эксплуатационную колонну. Предположительно, закупоривание породой перфорационных отверстий в этой колонне привело к резкому снижению давления в ней и, возможно, ее смятию. Фонтанирование сква-





**Рис. 5. Открытый газоконденсатный фонтан на скважине № 5 (Восточно-Прибрежное месторождение) филиала «Кубаньбургаз» ДОО «Бургаз»: а, б – начальная стадия аварии; в – вид буровой установки до снятия вышки; г – буровая установка после снятия вышки**



**Рис. 6. Горение скважины; очистка территории от оборудования и металлолома**

жины прекратилось, после чего произвели обвязку устья двумя спаренными превенторами с глухими плашками.

В скважину удалось залить 13 м<sup>3</sup> бурового раствора плотностью 2140 кг/м<sup>3</sup>. Давление на устье скважины отсутствовало.

#### **Технические причины аварии:**

- разрушение крепления фланцевого соединения задвижки с трубной головкой фонтанной арматуры с левой стороны;
- поставка заводом-изготовителем оборудования АФ6-65/65х70К1УХЛ, не имеющего сертификата;
- низкое качество крепежных изделий – несоответствие крепежного материала и геометрических размеров профиля резьбы требованиям конструкторской документации.

#### **Техническая характеристика скважины**

Кондуктор, м .....	1113 (диам. 324 мм)
Техническая колонна, м .....	2580 (диам. 244,5 мм)
Потайная колонна, м .....	2466–2890 (диам. 193,7 мм)
Эксплуатационная колонна, м .....	3231 (диам. 139,7мм)

**09.07.04** Нефтегазозводяной фонтан на скважине № 26131, куст № 2096 Самотлорского месторождения ООО «Катобнефть».

ООО «Катобнефть» осуществляет капитальный ремонт скважин (КРС), ГРП, ремонтно-изоляционные работы в ОАО «СНГ» (Самотлорнефтегаз «ТНК-ВР»).

Скважина № 26131, куст № 2096 Самотлорского месторождения СНГДУ-2 ОАО «СНГ» расположена в 38 км от г. Нижневартовска. Скважина эксплуатационная (находится в пьезометрии), нефтяная, третьей категории, на время восстановления циркуляции переведена в первую категорию, введена в эксплуатацию 12.01.92.

#### **Цель ремонта:**

- определение технического состояния ЭК;
- подготовка к ГРП;
- проведение ГРП;
- освоение скважины с записью кривой восстановления давления;
- спуск насоса.

В ходе работ бригада КРС промывала горячим соевым раствором парафиногидратные пробки в НКТ, используя комплект оборудования промывки скважин (КОПС). Была произведена обвязка цементировочного агрегата ЦА-320 с грязевым шлангом вертлюга через линию быстроразъемного соединения (БРС). Выкидную линию малого затрубного простран-

ства вывели на замерную емкость ЦА-320, закрепив ее проволокой. Выкидную линию от задвижки большого затрубного пространства собрали из БРС и НКТ 60 мм и присоединили к отводу для наполнения блока долива скважины. К задвижке блока долива подсоединили гофрированный шланг, опущенный вторым концом в промывочную емкость с солевым раствором.

**09.07.04** Во время промывки скважина заработала по малому затрубному пространству. Плохо закрепленное шарнирное колено начало вращаться, разбрызгивая водогазонефтяную смесь, которая растеклась под ЦА-320, передвижной паровой установкой (ППУ), сушилкой, и загорелась. До закрытия (около 10 мин) задвижек смесь под давлением поступала в замерную емкость ЦА-320, блок долива и накапливалась вокруг последнего. Вокруг блока долива образовалось газовое облако. Огонь с ЦА-320 перекинулся на блок долива, произошел хлопок. При этом сварной шов в месте соединения дна с задней стенкой емкости долива разрушился, смесь нефти и солевого раствора ( $21 \text{ м}^3$ ) вытекла на территорию куста.

Пожарная команда ПЧ-38 прибыла на место аварии через 40 мин и за 1 ч ликвидировала пожар.

#### **Организационно-технические причины аварии:**

- нарушена технология работ с использованием КОПС;
- выкидная линия малого затрубного пространства выведена вместо промывочной емкости на ЦА-320 и закреплена стальной проволокой;
- не закреплено шарнирное колено;
- оборудование размещено в непосредственной близости к скважине.

#### **Конструкция и техническое состояние скважины (на 10.07.04):**

- ◆ кондуктор диам. 245 мм спущен на глубину 81 м, цемент – 0 м от устья;
- ◆ ЭК диам. 168 мм спущена на глубину 1897 м, цемент – расстояние от устья неизвестно;
- ◆ опрессована на давление 11 МПа – герметична;
- ◆ искусственный забой 1883 м;
- ◆ текущий забой 1845 м (после КРС 27.04.00);
- ◆ ЭК перфорирована 31.03.1999 против пласта 1-2 АВ1 в интервале 1775–1785 м перфоратором ПК-105, 300 отверстий;
- ◆ подземное оборудование: воронка на НКТ 73 мм спущена на глубину 320 м;
- ◆ начальный дебит  $8 \text{ м}^3$  нефти в сутки;
- ◆ скважина наклонно-направленная;
- ◆ максимальный угол  $24^\circ 50''$  на глубине 1420 м;
- ◆ максимальный набор кривизны более  $1,61^\circ$  на 10 м (на глубине 110 м).