Пожарная и промышленная безопасность в нефтегазовой отрасли

УДК 622.279.51/.7(571.1)

ОПЫТ ЛИКВИДАЦИИ ОТКРЫТОГО ГАЗОВОГО ФОНТАНА НА СКВАЖИНАХ ПОВОЛЖЬЯ

EXPERIENCE IN OPEN GAS BLOWOUT ELIMINATION
IN THE WELLS OF THE VOLGA RIVER BASIN

Л. У. Чабаяев, Д. М. Чудновский, Д. С. Леонтьев

L. U. Chabaev, D. M. Chudnovsky, D. S. Leontiev

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень
ООО «Газпром геотехнология», г. Москва

Ключевые слова: *открытый газовый фонтан; пожар; ликвидация; скважина; сероводород*
Key words: *open gas blowout; fire; elimination; well; hydrogen sulfide*

В процессе разработки Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) ряд скважин вскрыли артинские отложения нижней перми (I объект). Общая вскрытая мощность продуктивных отложений составила 22 м. Скважины располагались в радиусе 35 км от г. Оренбурга. В процессе бурения скв. 10086 произошла авария, переросшая в открытый фонтан с возгоранием.

Проанализируем причину возникновения аварии и опыт ликвидации открытого газового фонтана на данной скважине.

Конструкция скважины типичная для Оренбургского НГКМ и аналогичная для Астраханского НГКМ. Она представляет собой: шахтное направление диаметром 530 мм, глубиной 10 м; кондуктор диаметром 324 мм, спущенный на глубину 151,3 м; техническую колонну диаметром 245 мм, спущенную на глубину 877,8 м; эксплуатационную колонну диаметром 178 мм, спущенную на глубину 1 764 м. Колонны зацементированы до устья. По результатам испытаний методом опрессовки все колонны признаны герметичными. Причем цементирование эксплуатационной колонны осуществлялось в две ступени, опрессовка колонны — водой, а устье скважины — инертным газом, азотом.

Устье скважины было оборудовано колонной головкой ОКК 2, на которой было смонтировано противовыбросовое оборудование ОП5-80-230х350, состоящее из двух плашечных превенторов ППП-230х350 и одного универсального — ПУГ-230х350.

После спуска и опрессовки эксплуатационной колонны диаметром 178 мм буровая бригада разбурила в башмаке эксплуатационной колонны цементный стакан и углубилась на 3 м с промывкой скважины буровым раствором плотностью 1 260–1 270 кг/м³. В соответствии с проектом была проведена замена бурового раствора на раствор плотностью 1 130 кг/м³, а затем — подъем бурильного инструмента для смены долота. После спуска инструмента продолжено углубление скважины с промывкой раствором плотностью 1 110 кг/м³. При промывке скважины перед бурением через 23 мин на желобах был отмечен выход разгазированной пачки бурового раствора плотностью 1 090 кг/м³ с объемным содержанием газа 15 %, что в 3 раза превышало допустимое.

После прохождения разгазированной пачки плотность выходящего раствора восстановилась до первоначальной плотности 1 110 кг/м³. Учитывая, что плотность бурового раствора недостаточна для создания необходимого противодавления на пласт, вместо приостановки бурения и доутяжеления раствора было продолжено углубление скважины. При этом плотность раствора в течение более 7 часов составляла всего 1 100 кг/м³, поэтому для восстановления плотности бурового раствора на скважину было доставлено 20 м³ раствора плотностью 1 180 кг/м³.

После кратковременной остановки бурового насоса наблюдалось увеличение общих газопоказаний до 1 % в течение 50 мин. Несмотря на это бурение скважины было

продолжено с дегазацией бурового раствора через дегазатор. При достижении глубины 1 784 м величина газопоказания снизилась до 0,05 %, а плотность раствора восстановилась до 1 120 кг/м³.

После наращивания бурильного инструмента на этой глубине бурение скважины было продолжено. Через 30 мин после восстановления циркуляции (при глубине забоя 1 785,2 м) был зафиксирован выход пачки разгазированного раствора с содержанием в газовой смеси (УВ-газов) до 50 %. При этом определение объемного газосодержания в растворе не проводилось.

Разгазированная пачка промывочной жидкости была выброшена через остановленные вибросита в амбар. Через 20 мин газопоказания снизились до 0,3–0,7 %, плотность раствора восстановилась до 1 120 кг/м³, бурение скважины было продолжено.

В раствор по циркуляционной системе было введено 8 м³ более тяжелого раствора плотностью 1 180 кг/м³. Тем не менее плотность раствора по циклу при этом не изменилась.

В процессе бурения временно был остановлен буровой насос на 2 мин для последующего запуска остановившегося забойного двигателя. Через 20 мин после остановки насоса газопоказания в растворе увеличились до 1,3 %. Бурение было приостановлено на глубине 1 789 м, после чего начали промывку скважины через дегазатор.

При промывке в течение 25 мин выходила разгазированная пачка раствора с постоянным увеличением содержания УВ-газов в газовой смеси до 50 %. При этом, как и ранее, определение объемного газосодержания в растворе не проводилось.

В этой ситуации было принято решение о прекращении бурения и продолжении промывки с дегазацией раствора для уменьшения величины газопоказания и восстановления плотности бурового раствора до первоначальных 1 120 кг/м³ с последующим ступенчатым утяжелением бурового раствора. В результате принятых мер содержание УВ-газов в газовой смеси стабилизировалось на уровне 0,1–0,5 %.

Для ввода утяжеленного бурового раствора плотностью 1 200 кг/м³ был остановлен буровой насос, причем контроль за желобом и объемом раствора в рабочих емкостях в процессе набора раствора в доливную емкость не проводился. По этой причине не удалось определить начало перелива бурового раствора из скважины по желобам. Была нарушена очередность действий плана ликвидации аварий по герметизации устья скважины. Вместо того, чтобы остановить буровой насос, поднять ведущую трубу с шаровым краном КШЦ выше стола ротора, открыть коренную гидроздвижку на крестовине, а затем закрыть превентор с трубными плашками с целью восстановления циркуляции и промывки скважины с противодавлением, напротив, запустили буровой насос и открыли гидроздвижку с закрытием универсального превентора на ведущей трубе, заход которой ниже стола ротора составлял 7 м.

К моменту закрытия универсального превентора было зафиксировано увеличение объема раствора в рабочих емкостях. Не снизив давление в гидросистеме управления универсальным превентором, как того требовала инструкция по эксплуатации, буровик в присутствии бурового мастера попытался поднять через универсальный превентор ведущую трубу с шаровым краном КШЦ с целью перекрытия им трубного пространства скважины. При подъеме ведущей трубы произошло нарушение герметизирующего элемента универсального превентора, разгерметизация устья скважины с последующим выбросом и возгоранием газа. После вспышки бригада покинула буровую, а скважина перешла в открытое фонтанирование с возгоранием. Через 30 мин после возгорания буровая вышка упала на приемные мостки. Из-за теплового воздействия деформировался квадрат над универсальным превентором. Многие металлоконструкции буровой установки были деформированы и обрушились на устье скважины. При этом высота горящей распыленной струи составляла около 50 м.

При ликвидации открытого газового фонтана на скв. 10086 Оренбургского НГКМ была принята единственно верная концепция проведения аварийных работ в сложившихся обстоятельствах:

- поддержание постоянного горения фонтанирующей среды для снижения концентрации сульфида водорода в аварийной зоне, в которой возможно распространение продуктов открытого фонтанирования скважины;

- проведение постоянного мониторинга воздушной среды в близлежащих населенных пунктах на наличие загрязнения продуктами сгорания открытого фонтана;
- ограничение орошения горячей струи с целью минимизации загрязнения окружающей природной среды и экологического урона для почвенно-растительного покрова;
- растаскивание металлоконструкций и оборудования с применением специального резака, обеспечивающего их расчленение на дистанционном удалении и отказ от производства отстрела металлоконструкций артиллерийскими снарядами;
- определение состояния устья скважины и выбор запорно-устьевого сборки для проведения герметизации скважины.

После завершения работ по растаскиванию сгоревшего оборудования и металлоконструкций демонтировали противовыбросовое оборудование с устья скважины. В результате получили компактную струю пламени.

На базе противofонтанной службы было подготовлено следующее оборудование: устройства для термической резки в количестве 10 штук, отводная труба диаметром 177,8 мм с переходным фланцем на трубную головку, кронштейны для монтажа координатного наводителя для наведения запорной арматуры.

После завершения подготовительных работ была проведена попытка демонтировать трубную головку фонтанной арматуры тросовой оснасткой. Попытка не увенчалась успехом.

Со второй попытки при помощи тросовой оснастки и гидродомкратов удалось демонтировать с устья трубную головку фонтанной арматуры. После чего разрезали выступающую часть квадрата при помощи удлиненного газового резака и экзотермической резки. Затем при помощи гидроприводного приспособления навели на устье новую трубную головку с адаптером и коренной задвижкой, заменив одну из задвижек, находящуюся в огне при наведении трубной головки. После присоединения к отводам трубной головки линий глушения скважина была заглушена. Причем при глушении скважины было применено 100 м³ рапы плотностью 1 240 кг/м³.

В целях недопущения заражения окружающей среды и отравления работающего персонала и местного населения сероводородом все работы по ликвидации открытого фонтана проводились в условиях постоянного горения и ограниченного орошения.

Анализ работ по ликвидации открытого газового фонтана выявил основные причины аварии на скважине:

- несвоевременное выполнение буровой бригадой геолого-технического проекта (наряда) по вопросу поэтапного увеличения плотности промывочной жидкости при вскрытии продуктивного горизонта на скважине;
- неквалифицированные действия буровой вахты и бурового мастера, выразившиеся в нарушении очередности действия буровой вахты по герметизации устья при газопроявлении;
- подъем ведущей трубы через загерметизированный универсальный превентор без снижения давления в системе управления превенторами;
- недостаточный контроль и надзор за качеством выполнения работ, соблюдением технологических процессов и операций при вскрытии продуктивного горизонта на скважине.

Основной вывод по результатам аварии — необходимость соблюдения требований правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности, инструкций по эксплуатации оборудования, знание и умение действовать по команде «Выброс» согласно положениям методических указаний, изложенных в работах [1–5].

Список литературы

1. Фонтаноопасность при бурении, эксплуатации и ремонте скважин / Л. У. Чабаев, Д. М. Чудновский, С. Р. Хлебников, А. Г. Аветисов, Г. П. Зозуля, А. В. Кустышев, Ю.А. Пуля. — Краснодар: Изд-во «Просвещение-Юг», 2009. — 267 с.
2. Оборудование и инструмент для предупреждения и ликвидации фонтанов / В. Р. Радковский, Д. В. Рымчук, Ю. Е. Ленкевич, О. А. Блохин. — М.: Недра, 1996. — С. 142.
3. Гоинс У. К., Шеффилд Р. Предотвращение выбросов / Пер. с англ. — М.: Недра, 1987. — 288 с.
4. Повзик Я. С. Пожарная тактика. — М.: ЗАО «Спецтехника». — 2001. — 414 с.

5. Оборудование буровое, противовыбросовое и устьевое. Справ. пособие. В 2-х томах / В. Ф. Абубакиров, А. Н. Гноевых, Ю. Г. Буримов, А. О. Межлумов. – М.: ИРЦ Газпром. – Т. 1. – 2006. – 850 с.; Т. 2. – 2007. – 650 с.

Сведения об авторах

Чабаев Леча Усманович, д. т. н., профессор кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин», Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)200989

Чудновский Дмитрий Маркович, к. т. н., главный инженер, ООО «Газпром геотехнология», г. Москва

Леонтьев Дмитрий Сергеевич, аспирант, ассистент кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин», Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)200989, e-mail: leonfob@mail.ru

Information about the authors

Chabaev L. U. Doctor of Engineering, professor of the chair «Drilling of oil and gas wells», Tyumen State Oil and Gas University, phone: 8(3452)200989

Chudonvsky D. M. Candidate of Science in Engineering, chief engineer of LLC «Gaspromgeotechnology», Moscow

Leontiev D. S., postgraduate, assistant of the chair «Drilling of oil and gas wells», Tyumen State Oil and Gas University, phone: 8(3452)200989, e-mail: leonfob@mail.ru