

**П. И. ГАВТУНЯК**, инженер, генеральный директор ООО “Газпром Газобезопасность” (Россия, 117939, г. Москва, ул. Строителей, 8, корп. 1; e-mail: P.gaftuniak@adm.gazprom.ru)

**В. Е. ГУЛЬЦЕВ**, инженер, начальник Уренгойского военизированного отряда ООО “Газпром Газобезопасность” (Россия, 117939, г. Москва, ул. Строителей, 8, корп. 1); аспирант Тюменского государственного нефтегазового университета (Россия, 625038, г. Тюмень, ул. 50 лет Октября, 38)

**В. В. ЖУРАВЛЕВ**, инженер, заместитель начальника Управления капитального строительства ООО “Газпром Добыча Надым” (Россия, 629730, г. Надым, ул. Кедровая, 8А); аспирант Тюменского государственного нефтегазового университета (Россия, 625038, г. Тюмень, ул. 50 лет Октября, 38; e-mail: Zhuravlev.VV@nadym-dobycha.gazprom.ru)

**А. В. КУСТЫШЕВ**, д-р техн. наук, профессор, профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский государственный нефтегазовый университет (Россия, 625038, г. Тюмень, ул. 50 лет Октября, 38; e-mail: Kustishev@tngg.info)

**Л. У. ЧАБАЕВ**, д-р техн. наук, профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский государственный нефтегазовый университет (Россия, 625038, г. Тюмень, ул. 50 лет Октября, 38)

УДК 622.279.51/.7(571.1)

## ОСОБЕННОСТИ ЛИКВИДАЦИИ ОТКРЫТОГО ГАЗОВОГО ФОНТАНА НА ГЛУБОКОЙ ПОИСКОВО-ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЕ

Показано, что обеспечение пожарной и противofонтанной безопасности нефтегазовых скважин является важнейшей задачей при разработке месторождений углеводородного сырья, особенно при поиске новых запасов нефти и газа. Показано также, что при отсутствии достоверной геологической информации вскрываемых эксплуатационных объектов на первый план выходит проблема обеспечения фонтанной безопасности не только процесса бурения, но и процессов вскрытия и опробования всех имеющихся в разрезе объектов.

**Ключевые слова:** фонтанирующая скважина; ликвидация горящего фонтана; газопроявление; выброс; газожидкостная смесь; запорно-устьевая сборка.

### Введение

На месторождениях Западной Сибири постоянно ведутся поисково-разведочные работы по поиску новых залежей нефти и газа, которые удаляются все дальше на север — в труднодоступные, необжитые места. В связи с тем что буровые работы ведутся там в условиях недостаточной изученности геологического разреза, высока вероятность возникновения на скважинах аварий, газопроявлений и даже открытых газонефтяных фонтанов. На особенностях подобных аварий и их ликвидации остановимся подробнее.

Такие скважины являются опасными производственными объектами, поэтому на их примере можно рассматривать характерные для этой категории скважин аварии, перерастающие в открытый фонтан, и технические приемы их ликвидации.

*Цель работы* — выявить основные причины аварий, присущих поисково-оценочным скважинам в условиях Крайнего Севера, и оценить возможность ликвидации аварий, переросших в открытое фонтанирование.

В основе методов исследования лежит анализ причин возникновения аварии на одной поисково-оценочной скважине, характерной для всех скважин этой категории, их обобщение и систематизация, выработка тактических приемов ликвидации открытых газовых фонтанов, возникающих на скважинах этой категории в условиях удаленности территории, бездорожья и сурового климата Арктики.

### Место возникновения аварии

Полуостров Ямал, где в настоящее время производится бурение поисково-оценочных скважин, является частью Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области и расположен за Полярным кругом. Протяженность полуострова с юга на север от пос. Панаевский до мыса Скуратова составляет почти 670 км, а с запада на восток в средней (наиболее широкой) части — около 250 км. Естественной южной границей Ямала является широтный отрезок долины реки Обь, ограниченный на востоке Обской губой, а на севере и западе — Карским морем и Байдарачкой губой. Эта огромная по площади террито-

рия, простирающаяся от лесотундры на юге до арктической тундры на севере, является одним из наиболее труднодоступных, малонаселенных и малоосвоенных районов Западной Сибири [1].

Полуостров Ямал — плоская, в разной степени расчлененная низменная равнина, абсолютные отметки которой изменяются от нескольких метров на побережьях Карского моря и Обской губы до 80–95 м в осевой части полуострова и до 100–120 м в его приуральских районах. На большей площади равнина более или менее четко террасирована. Наибольшая густота расчленения характерна для севера и запада полуострова. Здесь плоская в общем плане поверхность глубоко изрезана густой речной и молодой овражной сетью с резкими, почти каньонообразными формами. Глубина эрозионного вреза на большей части территории водораздельных равнин составляет 30–50 м, а в пределах возвышенных участков наиболее древней равнины — 50–70 м.

Реки полуострова относятся к бассейну Карского моря и его заливов — Байдарацкой и Обской губ. Наиболее крупными реками, впадающими непосредственно в Карское море, являются Яхадыха, Холехя, Харасавэй. Южнее в Байдарацкую губу впадают реки Ясовейяха, Юрибей и Байдарата, а в Обскую — Хадейяха, Тамбей, Яхадыха. На самом юге территория полуострова Ямал прилегает к низовьям реки Обь. Здесь в нее впадают реки южного Ямала — Хадыгатаха, Щучья, Харвута и др. Все реки типично равнинные, поэтому для них характерны небольшие уклоны долин и скорости течения, значительная извилистость русел. Большинство рек имеют широкие (до 10 км), корытообразные, плоские и заболоченные долины. Большая часть площади речных долин занята поймой.

Почти вся территория Ямала интенсивно заозерена, особенно южная часть полуострова. Большинство озер термокарстового происхождения, небольшие и мелкие (глубиной до 2–4 м). Широко распространены старичные озера (старицы) в поймах рек. Большая часть территории заболочена: обычны арктические минеральные и торфяно-минеральные болота, на юге полуострова — плоско-бугристые комплексы.

Осваиваемый район полуострова отличается суровым климатом с продолжительной (до 9 мес) холодной зимой и прохладным летом. Среднегодовые температуры воздуха по наблюдениям метеостанций Нового Порта и Мыса Каменного составляют минус 10 °С. Преобладающая основная температура наиболее холодных месяцев (январь – февраль) — минус 22 °С (абсолютный минимум — минус 57 °С). Полярный день длится примерно 68 сут, полярная ночь — 45 сут. Снег выпадает в конце сентября – октябре, а сходит в начале июня. Максималь-

ная мощность снежного покрова в понижениях рельефа достигает 4 м к концу апреля. Зимой наблюдаются полярные сияния, сопровождаемые магнитными бурями. Летняя (июль – август) дневная температура обычно не превышает 11...13 °С (абсолютный максимум — 30 °С). Среднеголетние значения суммы выпавших осадков составляют 446 мм (пос. Мыс Каменный) и 451 мм (пос. Новый Порт). Весной и летом преобладают северные и северо-восточные ветры, а осенью и зимой — южные и юго-западные, со средней скоростью 5–10 м/с, временами — более 25 м/с. В формировании температурного режима полуострова большое значение имеет открытость территории, способствующая как свободному проникновению холодного арктического воздуха с севера, так и выносу прогретых воздушных масс с юга на север, что приводит к резким перепадам температуры в течение года и даже суток.

Такие климатические условия оказывают существенное влияние на организацию производства буровых работ, график и режим работы буровых бригад. Здесь требуется повышенное внимание к трудовой дисциплине персонала, к соблюдению технологических приемов работы, к внимательности и оперативности инженерно-технического персонала, руководящего технологическим процессом. Несоблюдение этих условий может привести к авариям и даже открытым фонтанам.

### Условия возникновения аварии

На момент возникновения аварии на скважине, относящейся к категории поисково-оценочных, закончено бурение и начаты работы по опробованию (испытанию) объектов эксплуатации.

При опробовании одного из объектов методом перфорации (перфорация VIII объекта, пласт АУ 10) произошел выброс, при устранении которого разрушилась глухая плашка, что привело к открытому фонтанированию скважины с последующим возгоранием.

Конструкция скважины типична для испытаний глубоких скважин на юрские отложения. Кондуктор диаметром 426 мм спущен на глубину 415 м, что на 135 м выше проектной отметки, при этом осталась непокрытой подошва многолетнемерзлых пород (ММП), что могло явиться одной из причин смятия обсадных колонн в зоне мерзлых пород. Первая промежуточная колонна диаметром 324 мм спущена на проектную глубину 1250 м; вторая промежуточная колонна диаметром 245 мм — почти на проектную глубину 3296 м, на 4 м выше проектной отметки. Потайная колонна диаметром 194 мм установлена в интервале 2786–3393 м. Эксплуатационная колонна диаметром 140 мм спущена практически на проектную глубину 3599 м.

Устье скважины оборудовано колонной головкой ОККЗ-70-168×245×324×426К1-ХЛ с установленной на ней трубной головкой, входящей в комплект фонтанной арматуры АФ6-80/65×70 К1-ХЛ, и двухплашечным превентором 2ППР 180×70, оснащенный трубными плашками диаметром 73 мм и глухими плашками такого же типоразмера. Устьевое оборудование опрессовано совместно с верхней частью эксплуатационной колонны в интервале 0–2108 м на давление 20,3 МПа. По результатам испытаний скважина признана герметичной. В указанном интервале она была заполнена солевым раствором СГС-18 плотностью 1050 кг/м<sup>3</sup>, разработанным ОАО «Сев-КавНИПИгаз».

Перед проведением прострелочно-взрывных работ (ПВР) эксплуатационная колонна (как это делается всегда) была прошаблонирована на диаметр 89 мм, а затем — проперфорирована в интервале 1806–1825 м зарядом ЗПК89-АТ-М-04.

Следует отметить, что во время спуска перфоратора в рассматриваемую скважину отсутствовал обязательный контроль за объемом вытесняемого из нее раствора, что в конечном счете и привело к аварии. Долив недостающего раствора в скважину осуществлялся при подъеме перфоратора до отметки 50 м от устья через задавочную трубную линию цементирующим агрегатом ЦА-320, после чего членами геофизического отряда проводился осмотр перфоратора. При этом контроль полноты долива скважины солевым раствором проводился визуально — по переливу жидкости через верх плашечного превентора, что является грубейшим нарушением техники безопасности. Результатом этого стало отсутствие точных данных уровня жидкости в скважине, загрязнение рабочей площадки и высокая вероятность получения травм обслуживающим персоналом.

Таким способом были проведены шесть спуско-подъемных операций с перфоратором. При этом контроль объема раствора, долитого в скважину, и его плотности также отсутствовал.

После проведения седьмого спуска, срабатывания и отстрела перфоратора стал осуществляться его подъем. Начиная с глубины 1000 м были начаты работы по доливу раствора в скважину. При нахождении перфоратора на глубине 650 м был отмечен перелив раствора через превентор и провисание каротажного кабеля. Для его устранения скорость подъема инструмента была увеличена до 6000 м/ч, но, несмотря на принятые меры, спустя несколько секунд перелив раствора перешел в фонтанирование до высоты ротора буровой установки. Это повлекло за собой выброс из скважины с огромной скоростью геофизического кабеля и перфоратора с каротажным кабелем. При закрытии в аварийной ситуа-

ции глухих плашек превентора произошло неполное закрытие и разрушение одной из плашек, что привело к открытому фонтанированию скважины. Причиной разрушения плашки явилось возникновение в превенторе избыточного давления, из-за того что в процессе ускоренного закрытия глухих плашек персонал забыл открыть задвижку на факельную линию для сброса избыточного давления. Это может свидетельствовать о растерянности обслуживающего персонала в экстремальной ситуации и плохом знании им положений аварийного расписания в случае возникновения нефтегазопроявлений.

### Тактические приемы ликвидации открытого газового фонтана

Для ликвидации аварии согласно аварийному расписанию [2] было перекрыто движение постороннего транспорта по подъездной дороге к фонтанирующей скважине. На скважину прибыла оперативная группа противофонтанной службы, были определены границы опасной зоны, проведено обследование устья скважины и территории опасной зоны. После прибытия пожарных расчетов, дислоцированных вблизи фонтанирующей скважины, начались работы по расчистке подходов к устью скважины [3]. В связи с большой загазованностью на устье скважины (в силу того что фонтанирующая струя дробилась об элементы конструкции основания буровой установки) были начаты работы по расшивке основания буровой установки для открытия задвижек на отводы противовыбросового оборудования (ПВО).

В этот момент произошло возгорание фонтанирующей струи и падение вышки буровой установки. Несмотря на горящий факел на устье скважины, работы по разбору и растаскиванию с него металлоконструкций и емкостного парка были продолжены при постоянном орошении объекта работ с целью снижения температуры нагреваемого под воздействием пламени оборудования и создания водяной завесы, препятствующей дальнейшему распространению пожара (рис. 1) [4, 5].

Далее стали проводиться работы по доставке и размещению возле устья скважины специального оборудования противофонтанной службы для ликвидации фонтана.

Для определения возможности глушения скважины и прекращения поступления газа из пласта была выполнена оценка возможности управления задвижками трубной головки на фонтанирующей горячей скважине и проведена сборка задавочной линии, через которую в скважину был закачан некоторый объем воды для определения приемистости пласта. Подача воды в скважину осуществлялась тремя насосными установками с максимальной про-



**Рис. 1.** Растаскивание металлоконструкций и оборудования с устья скважины

изводительностью. Резка металлоконструкций и растаскивание оборудования от устья скважины осуществлялись с помощью мобильного лазерного технологического комплекса МЛТК-20 при постоянном орошении устья лафетными стволами для создания водяной завесы. Благодаря этому удалось создать на устье скважины компактную струю газа (рис. 2).

После определения приемистости подача воды в скважину была прекращена. Перед монтажом запорно-устьевой сборки (ЗУС) на устье горячей скважины была подготовлена тросовая оснастка, состоящая из крановой подвески КП-25 и траверса.



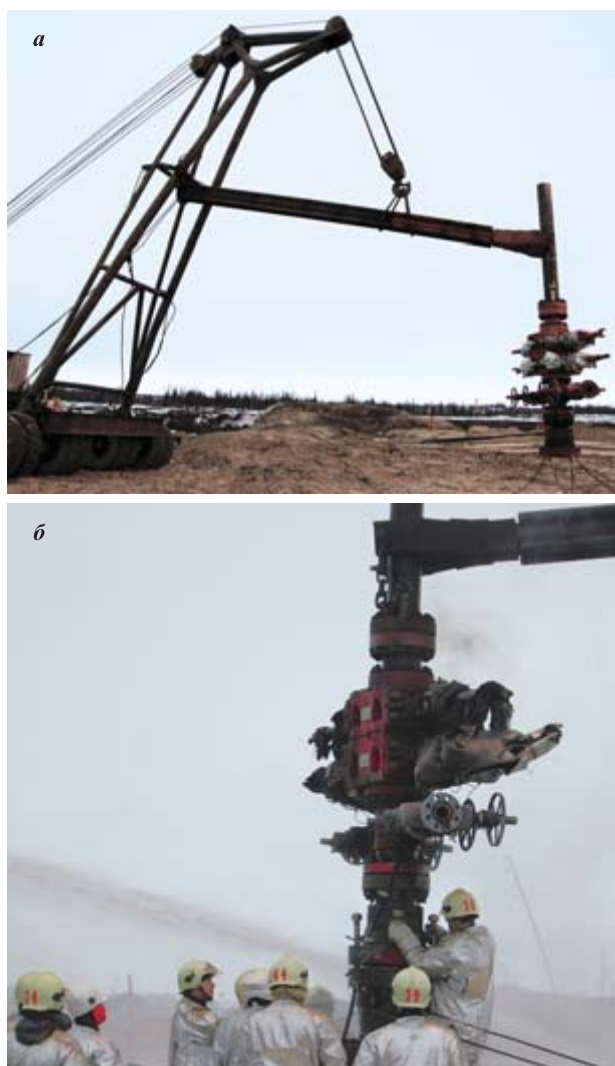
**Рис. 2.** Создание компактной струи газа на устье скважины

Для снятия ПВО и трубной головки было проведено раскрепление фланцевого соединения трубной головки с верхней катушкой головки обсадной трубы, установка струбин и тросов, переоснастка КП-25, демонтаж траверсов. После демонтажа трубной головки и аварийного ПВО они были оттащены от устья скважины (рис. 3).

Для наведения на горящее устье скважины ЗУС были установлены направляющие ролики для тросовой оснастки, смонтировано устройство тросовой оснастки, подготовлено соответствующее оборудование. ЗУС с двумя превенторами и газоотводной трубой с помощью тросовой оснастки была наведена на устье скважины под горящим факелом и закреплена на колонной головке. При этом скважина работала через газоотводную трубу (рис. 4) [6–8].



**Рис. 3.** Демонтаж трубной головки



**Рис. 4.** Наведение ЗУС на устье фонтанирующей скважины с помощью тросовой оснастки (а) и закрепление ее на колонной головке (б)

После наведения ЗУС на устье фонтанирующей скважины и отвода струи горящего пламени на безопасную высоту была смонтирована линия глушения и осуществлено глушение аварийной скважины при постоянном орошении устья (рис. 5) [9].

В процессе глушения в скважину последовательно закачивали: техническую воду плотностью  $1001 \text{ кг/м}^3$  в объеме  $55 \text{ м}^3$ , снизив первоначальное давление  $14,5 \text{ МПа}$  до атмосферного, затем — раствор хлорида кальция ( $\text{CaCl}_2$ ) плотностью  $1260 \text{ кг/м}^3$  в объеме  $23 \text{ м}^3$ , блокирующий раствор с наполнителем Полицелл-ЦФ в объеме  $10 \text{ м}^3$ , раствор СГС-18 плотностью  $1050 \text{ кг/м}^3$  в объеме  $20 \text{ м}^3$ . Причем давление закачки не превышало давления опрессовки технологической колонны труб.

В результате аварийная скважина была заглушена, давление на устье скважины снизилось до атмосферного. На этом работы по ликвидации фонтана были завершены.

После ликвидации фонтана проводятся работы по контролю за скважиной в соответствии с планом работ. В дальнейшем будет приниматься решение либо о ликвидации скважины, либо о продолжении на ней работ по поиску углеводородного сырья.

#### Научная новизна

Новизна работы состоит в следующем:

1) обобщены и систематизированы причины аварий в процессе бурения и вскрытия эксплуатационных объектов поисково-оценочных скважин в условиях Крайнего Севера; предложены конкретные технологические и организационно-управленческие решения по их предотвращению;

2) апробированы новые тактические приемы и технические средства по ликвидации горящего фонтана:



**Рис. 5.** Глушение фонтанирующей скважины при постоянном орошении ее устья

- использование мобильного лазерного технологического комплекса (МЛТК-20) без участия людей для резки металлоконструкций в процессе расчистки устья скважины и подготовки основы для наведения ЗУС;
- лазерная резка металлоконструкций (не применявшаяся ранее), что позволит сократить сроки расчистки устья и повысить безопасность работ на горящем устье без участия людей;
- малогабаритный лазерный технологический комплекс (новый тип устройства для резки металлоконструкций).
- организация процесса наведения запорно-устьевой сборки с отводным патрубком, отводящим пламя пожара от устья скважины, и подъема его на безопасную высоту в суровых арктических условиях.

### Практическая ценность

Сокращена продолжительность ликвидации фонтана до 16 дней, что является большой заслугой оперативного состава противопожарной службы. При ликвидации фонтанов применены новые технологические приемы, которым рабочие противопожарных служб обучаются на практике.

### Выводы

Причинами аварии на скважине и последующего возникновения открытого газового фонтана явились:

- 1) халатность персонала, который не следил за доливом промывочной жидкости;
- 2) незнание персоналом практических действий при возникновении нештатных ситуаций, формальное обучение персонала методам ликвидации и предупреждения газонефтеводопроявлений;
- 3) недостаточная квалификация инженерно-технических работников (мастер и технолог должны были пересчитать и проверить соответствие плотности задавочной жидкости условиям проведения перфорационных работ, чего специалисты не сделали, полагаясь целиком на план работ, что является грубым нарушением организации производства и их должностных инструкций и свидетельствует о низком уровне знаний промышленной безопасности техническим персоналом бурового подрядчика);
- 4) пресловутый человеческий фактор (отсутствие должного контроля со стороны инженерно-тех-

нических работников, формальное ведение журналов при смене вахты в условиях труднодоступности места бурения скважины и непредсказуемости метеоусловий (непродолжительное время летной погоды)).

Тем не менее при ликвидации открытого фонтана оправдалось требование по исключению участия человека при расчистке завала металлоконструкций в опасной зоне и сокращение сроков по расчистке устья от металлолома. На данной скважине, взятой в качестве примера, резка металлоконструкций заняла 1 сутки, расчистка устья — 14 дней, глушение скважины — менее суток.

В целом при проведении работ на подобных скважинах необходимо учитывать следующее:

- нельзя проводить работы при отсутствии достоверной геологической информации по скважине;
- в процессе подготовительных работ к ПВР необходимо грамотно выполнять расчет плотности бурового раствора с учетом фактической глубины интервала перфорации;
- в процессе строительства скважины необходимо полностью перекрывать зону многолетнемерзлых пород, что позволит предотвратить возможное смятие обсадных колонн и возникновение фонтана;
- во время спуска и подъема перфоратора необходим постоянный контроль за объемом вытесненного из скважин раствора.

Для повышения надежности строительства скважин, качества контроля за его параметрами и испытания скважин необходимо неукоснительное соблюдение требований правил безопасности, технологий, регламентируемых проектами разработки месторождений и проектом на строительство скважин, требований нормативных документов на испытание скважин.

В заключение следует констатировать, что в результате обобщения и анализа причин возникновения аварии на скважине, перешедшей в открытый газовый фонтан с возгоранием, были предложены оптимальные технологии их ликвидации и выработаны новые мероприятия организационного и управленческого характера, направленные на предотвращение аварийной ситуации.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Криосфера нефтегазоконденсатных месторождений полуострова Ямал. В 3 т. / Под общ. ред. Ю. К. Васильчука, Г. В. Крылова, Е. Е. Подборного. — Тюмень : ООО «ТюменьНИИгазпрогаз»; СПб. : Недра, 2006.

2. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. Сер. 08, вып. 19. — М. : ЗАО “Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности”, 2013. — 288 с.
3. Гоинс У. К., Шеффилд Р. Предотвращение выбросов / Пер. с англ. — М. : Недра, 1987. — 288 с.
4. Чабает Л. У., Кустышев А. В., Зозуля Г. П., Гейхман М. Г. Предотвращение и ликвидация газопроявлений и открытых фонтанов при ремонте скважин в экстремальных условиях Крайнего Севера. — М. : ИРЦ Газпром, 2007. — 189 с.
5. Чабает Л. У., Чудновский Д. М., Хлебников С. Р., Аветисов А. Г., Зозуля Г. П., Кустышев А. В., Пуля Ю. А. Фонтаноопасность при бурении, эксплуатации и ремонте скважин. — Краснодар : Изд-во “Просвещение-Юг”, 2009. — 267 с.
6. Пат. 2261982 Российская Федерация. МПК Е 21 В 35/00. Способ ликвидации открытого нефтегазового фонтана / Р. А. Бакеев, А. В. Кустышев, О. В. Сизов, Л. У. Чабает. — № 2004117694; заяв. 10.06.2004 г.; опубл. 10.10.2005 г., Бюл. № 28.
7. Бакеев Р. А., Журавлев В. В., Кустышев А. В., Ятлук О. В. Некоторые аспекты ликвидации открытого газоконденсатного фонтана и пожара в удаленных районах Крайнего Севера // Пожарная безопасность. — 2011. — № 1. — С. 126–130.
8. Пат. 92690 Российская Федерация. МПК Е 21 В 35/00. Устройство для наведения отводного патрубка на устье фонтанирующей скважины / Л. У. Чабает, А. В. Кустышев, В. Б. Соломахин, Г. П. Зозуля, А. И. Хаджиев, Ж. С. Попова, Д. Н. Яковенко, Л. П. Кустышева, Е. В. Вакорин. — № 2009131812; заяв. 21.08.2009 г.; опубл. 27.03.2010 г., Бюл. № 9.
9. Чабает Л. У. Основы стратегии и тактики ликвидации открытых газовых фонтанов // Пожарная безопасность. — 2008. — № 4. — С. 83–85.

*Материал поступил в редакцию 30 октября 2014 г.*

English

## SPECIAL ASPECTS OF OPEN GAS BLOWOUT LIQUIDATION ON A DEEP PROSPECTING AND APPRAISAL WELL

**GAVTUNYAK P. I.**, Engineer, General Director of LLC “Gazprom Gazobesopasnost” (Stroiteley St., 8/1, Moscow, 117939, Russian Federation; e-mail address: P.gaftuniak@adm.gazprom.ru)

**GULTSEV V. E.**, Engineer, Head of the Urengoy Paramilitary Unit, LLC “Gazprom Gazobesopasnost” (Stroiteley St., 8/1, Moscow, 117939, Russian Federation); Postgraduate Student of Tyumen State Oil and Gas University (50 Let Oktyabrya St., 38, Tyumen, 325038, Russian Federation)

**ZHURAVLEV V. V.**, Engineer, Deputy Head of the Capital Construction Department, LLC “Gazprom Dobycha Nadym” (Kedrovaya St., 8A, 629730, Nadym, Russian Federation); Postgraduate Student of Tyumen State Oil and Gas University (50 Let Oktyabrya St., 38, Tyumen, 325038, Russian Federation; e-mail: Zhuravlev.VV@nadym-dobycha.gazprom.ru)

**KUSTYSHEV A. V.**, Doctor of Technical Sciences, Professor, Academician of RANS, Professor of Drilling Oil and Gas Wells Department, Tyumen State Oil and Gas University (50 Let Oktyabrya St., 38, Tyumen, 325038, Russian Federation; e-mail address: Kustishev@tngg.info)

**CHABAEV L. U.**, Doctor of Technical Sciences, Member of the International Academy of Sciences Ecology and Life Safety, Professor of Drilling Oil and Gas Wells Department, Tyumen State Oil and Gas University (50 Let Oktyabrya St., 38, Tyumen, 325038, Russian Federation)

### ABSTRACT

Ensuring the fire and blowout safety for oil and gas wells is currently a central task while hydrocarbons field development. It is particularly important during new oil and gas reserves exploration in remote areas in severe climate (arctic) conditions. In this case in the absence of reliable geological data of exploration objects the problem of blowout safety becomes very significant not only during the drilling process but also during the tests of all available formations.

In the article the reasons of frequent blowouts and open burning blowout liquidation techniques with the use of present-day technical equipment applied on a real blowing well are considered. Initially on the burning wellhead the operation of cutting and taking to pieces of drilling rig metal

construction was made with the help of mobile laser technological system. In the fire flame by means of laser cutting the base for shut-off valves targeting was prepared. After that, on the burning wellhead the shutdown assembly was applied with the help of the wire system; due to this assembly the burning flame was removed from the wellhead on a safe altitude. Further the well control equipment was installed on the wellhead under the burning flame, the well was killed and the fire was put out.

**Keywords:** blowing well; burning gas blowout liquidation; gas shows; blowout; liquid-gas mixture; wellhead shutdown assembly operation.

## REFERENCES

1. Vasilchuk Yu. K., Krylov G. V., Podbornyy E. E. (eds.) *Kriosfera neftegazokondensatnykh mestorozhdeniy poluostrova Yamal* [Cryosphere of oil and gas fields on the Yamal Peninsula]. Tyumen, Tyumen-NIIgiprogaz Publ.; St. Petersburg, Nedra Publ., 2006.
2. Federal rules and regulations in the field of industrial safety. Safety in the oil and gas industry. Ser. 08, Publication 19. Moscow, ZAO "Scientific and Technical Research Center of Industrial Safety" Publ., 2013. 288 p. (in Russian).
3. Goings W. K., Sheffield R. *Predotvrashcheniye vybrosov* [Blowout prevention]. Moscow, Nedra Publ., 1987. 288 p.
4. Chabaev L. U., Kustyshev A. V., Zozulya G. P., Geikhman M. G. *Predotvrashcheniye i likvidatsiya gazoproyavleniy i otkrytykh fontanov pri remonte skvazhin v ekstremalnykh usloviyakh Kraynego Severa* [Prevention and elimination of gas shows and blowouts in the repair of wells under extreme conditions of the Far North]. Moscow, IRC Gazprom Publ., 2007. 189 p.
5. Chabaev L. U., Chudnovsky D. M., Khlebnikov S. R., Avetisov A. G., Zozulya G. P., Kustyshev A. V., Pulya Yu. A. *Fontanoopasnost pri bureanii, ekspluatatsii i remonte skvazhin* [Well control hazards during drilling, maintenance and repair of wells]. Krasnodar, Prosveshcheniye-Yug Publ., 2009. 267 p.
6. Bakeev R. A., Kustyshev A. V., Sizov O. V., Chabaev L. U. *Sposob likvidatsii otkrytogo neftegazovogo fontana* [Method of elimination of oil and gas blowout]. Patent RF, no. 2261982, 10.10.2005.
7. Bakeev R. A., Zhuravlev V. V., Kustyshev A. V., Yatluk O. V. *Nekotoryye aspekty likvidatsii otkrytogo gazokondensatnogo fontana i pozhara v udalennykh rayonakh Kraynego Severa* [Some aspects of the elimination of gas-condensate blowout and fire in the remote areas of the Far North]. *Pozharnaya bezopasnost — Fire Safety*, 2011, no. 1, pp. 126–130.
8. Chabaev L. U., Kustyshev A. V., Solomakhin V. B., Zozulya G. P., Khadzhiev A. I., Popova Zh. S., Yakovenko D. N., Kustysheva L. P., Vakorin E. V. *Ustroystvo dlya navedeniya otvodnogo patrubka na ustye fontaniruyushchey skvazhiny* [Device for aiming the nozzle at the wellhead of the blowing well]. Patent RF, no. 92690, 27.03.2010.
9. Chabaev L. U. *Osnovy strategii i taktiki likvidatsii otkrytykh gazovykh fontanov* [Fundamentals of strategy and tactics of blowout elimination]. *Pozharnaya bezopasnost — Fire Safety*, 2008, no. 4, pp. 83–85.