

APPLICATION OF COILED TUBING TECHNOLOGIES FOR EXTINGUISHING OPEN OIL AND GAS GUSHERS

ПРИМЕНЕНИЕ КОЛТЮБИНГОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПРИ ЛИКВИДАЦИИ ОТКРЫТОГО НЕФТЕГАЗОВОГО ФОНТАНА

¹GEIKHMAN M.G., ²CHABAYEV L.U., ³ZOZULYA G.P., ⁴KUSTYSHEV A.V., ⁵LISTAK M.V., ³LAKHNO Y.U., ⁵KUSTYSHEV D.A., ²YAKOVENKO D.N.

¹Kubangazprom, ²Gazobezопасnost, ³Tumen State O&G University, ⁴Tumen Giprogaz R&D Institute, ⁵Gazprom Severpodzemremont

¹ГЕЙХМАН М.Г., ²ЧАБАЕВ Л.У., ³ЗОЗУЛЯ Г.П., ⁴КУСТЫШЕВ А.В., ⁵ЛИСТАК М.В., ³ЛАХНО Е.Ю., ⁵КУСТЫШЕВ Д.А., ²ЯКОВЕНКО Д.Н.

¹ООО «Кубаньгазпром», ²ООО «Газобезопасность», ³ТюмГНГУ, ⁴ООО «ТюменНИИгипрогаз», ⁵ООО «Газпром северподземремонт»

Extinguishing oil and gas gushers usually includes the following operations: removal of burnt-out equipment from the wellhead, extinguishing fire, setting isolation valves on the wellhead and killing of the well [1].

Depending on technical conditions of the gushing hole and the power of the gusher the following methods can be used to extinguish the open gusher [2]:

- draining out gas to specially drilled inclined holes;
- intensive extraction of gas from the bottom-hole zone of the blowing well through specially drilled inclined holes;
- waterflooding of gas zones;
- pumping kill fluids to the designed point of the well bore;
- making an isolation bridge (artificial packer) in the well bore;
- caving the hole with underground explosions;
- sealing the wellhead and its further squeezing with kill fluids.

Sealing the wellhead and squeezing it with kill fluids is the most frequently used method in the fields of the Far North [3]. In order to seal the wellhead isolation valves are set on the burning wellhead of gushing well with the help of pulling constructions, i.e. not extinguishing the fire on the wellhead. In order to prevent inflammation and damage to the isolation valves the wellhead is sprayed through fire monitors [4].

As a rule, the fire monitors are installed at regular distances around the wellhead along the arc of 210–270 degrees, 6–8 m windward from the wellhead, but not farther than 15 m. The pressure in front of the shaft is 60–80 m. The water jets are directed under the flame base and

Ликвидация открытых нефтегазовых фонтанов обычно осуществляется путем освобождения устья от сгоревшего оборудования, тушения пожара, наведения на устье запорной арматуры и глушения скважины [1].

В зависимости от технического состояния фонтанирующей скважины и мощности фонтана применяются следующие методы ликвидации открытого нефтегазового фонтана [2]:

- отвод газа в специально пробуренные наклонные скважины;
- интенсивный отбор газа из призабойной зоны пласта фонтанирующей скважины через специально пробуренные в эту зону наклонно направленные скважины;
- заводнение газового пласта;
- закачивание жидкости глушения в ствол скважины на расчетном режиме;
- создание изоляционного моста (искусственного пакера) в стволе скважины;
- обрушение ствола с помощью подземных взрывов;
- герметизация устья скважины с последующим ее задавливанием жидкостью глушения.

На месторождениях Крайнего Севера чаще всего применяется метод герметизации устья скважины с последующим ее задавливанием жидкостью глушения [3]. Причем герметизация устья осуществляется путем наведения запорной арматуры с помощью различных конструкций натаскивателей на горящее устье фонтанирующей скважины, то есть без тушения пожара на устье скважины. Для предотвращения возможного возгорания и повреждения запорной арматуры и натаскивателя предусмотрено орошение устья скважины, которое осуществляется с помощью лафетных (пожарных) стволов [4].

Обычно лафетные стволы размещают равномерно вокруг устья скважины по дуге 210–270 градусов с

than are simultaneously sent upwards along the gusher axis until the fire is extinguished. In case the flame bursts downwards, the water sprays are reset and the attack repeats. In order to provide simultaneous work, the leading spray is selected and serves as orientation for the others [5].

The method was tested at extinguishing an artificial gusher at the test range in Urengoi field. The researchers discovered that regular location of fire monitors is effective only in still weather with the temperature over -10°C . When the temperature is lower, water sprays produce a fog that hinders effective spray management. The best solution is to install fire monitors 2-3 m from each other. Even under the temperature of -40°C fire teams see each other. Besides, spraying with fire monitors should be started at a distance of 15 m, but than the teams should gradually approach the wellhead on a signal of the leading team.

In its turn the wind improves visibility and operative situation at the wellhead of the gushing well. Yet in this case the teams should be located closer to each other and approach the wellhead windward [6].

Under conditions of impassability the isolation valves are directed at the wellhead with the help of rope slings and the so-called "tackling", which includes a light frame with a beam and two bulldozers. The isolation valves are hung on the beam and the bulldozers drag them to the wellhead and direct the valves at the wellhead with the help of rope slings. Such tackling provides for shutting off operations in off-road conditions. It is simple and doesn't need big investment or operational expenditures.

The well is killed by means of tubing located in the well. Yet, their technical state after the gusher is unknown. They often have break points. The production string may also appear untight. In this case the killing fluid delivered into the well may not reach the pay zone and fail to kill the well.

This was the case with the gushing well № 450 at Fedorovsk Field (NGDU "Fedorovskneft", JSC "Surgutneftegaz"). The planned inspection of the operating stock revealed a gas-oil flaw in the side outlet of the X-mas tree head. The flaw had already turned into substantial showings of oil, gas and water. Well killing attempts made through the tubing inside the well didn't pay off. In spite of 600 m^3 of liquid pumped into the well, it wasn't killed. It meant that either an oil string or a production string was untight. During the operations the gas-oil mixture self-ignited. The gush didn't have a regular form and couldn't be extinguished with regular methods.

That is why the X-mas tree was removed from the wellhead in order to achieve a contact flame

наветренной стороны на расстоянии 6–8 м от устья, но не далее 15 м. Напор перед стволом – 60–80 м. Водяные струи сначала вводятся под основание пламени, затем одновременно перемещаются вверх по оси фонтана до полного гашения пламени. В случае прорыва пламени вниз водяные струи опускаются в исходное положение, и атака повторяется. Для синхронной работы стволов выделяется один ведущий ствол, по которому ориентируются все остальные [5].

Данная методика была применена при тушении учебного фонтана на опытном полигоне Уренгойского месторождения. Было выявлено, что равномерное размещение лафетных стволов правомочно только в безветренную погоду и при температуре окружающего воздуха выше минус 10°C . При более низкой температуре от водяных струй образуется туман, мешающий оперативному управлению процессом орошения. Оптимальным вариантом размещения лафетных стволов является сближение их до 2–3 м друг к другу (даже при температуре окружающего воздуха минус 40°C лафетные расчеты не теряют друг друга из видимости). Кроме того, орошение лафетными стволами действительно необходимо начинать с расстояния от устья, равного 15 м, но не оставаться на месте, а по командам ведущего лафетного расчета осуществлять постепенное перемещение лафетных стволов к устью скважины.

В свою очередь наличие ветра улучшает взаимную видимость лафетных расчетов и оперативную обстановку на устье фонтанирующей скважины, но в то же время требует, чтобы лафетные стволы были размещены более компактно и с наветренной стороны [6].

Наведение запорной арматуры на устье фонтанирующей скважины в условиях бездорожья осуществляется в основном с помощью канатного натаскивателя, так называемой канатной оснастки, в которую входят легкая рама с траверсой и два гусеничных трактора (бульдозера). На траверсе подвешивается наводимая запорная арматура, а тракторы предназначены для подтаскивания к устью скважины этой рамы и наведения на устье запорной арматуры с помощью канатных петель. Такая канатная оснастка обеспечивает возможность проведения ликвидационных работ при отсутствии дорог. Она проста и не требует больших капиталовложений и эксплуатационных затрат.

Глушение скважины осуществляется через находящиеся в скважине насосно-компрессорные трубы. Однако их техническое состояние после фонтана неизвестно, зачастую они имеют разрывы. Негерметичной может оказаться и эксплуатационная колонна. В этом случае подаваемая в скважину жидкость глушения может не достичь продуктивного пласта и не заглушить скважину.

Именно такая ситуация сложилась на фонтанирующей скважине № 450 Федоровского месторождения (НГДУ «Федоровскнефть» ОАО «Сургутнефтегаз»).



При плановом обследовании эксплуатационного фонда на боковом отводе трубной головки фонтанной арматуры был обнаружен газонефтяной свищ, переросший в достаточно мощное нефтегазоводопроявление. Попытки глушения скважины через находящиеся в скважине насосно-компрессорные трубы положительного эффекта не дали. В скважину было закачено более 600 м³ жидкости, но заглушить её не удалось, что свидетельствовало о негерметичности либо лифтовой колонны, либо эксплуатационной колонны. В процессе работ произошло самовоспламенение газонефтяной смеси. Фонтан был некомпактный и не позволял осуществить его тушение обычными способами.

Поэтому был осуществлен сброс фонтанной арматуры с устья, в результате чего была получена контактная струя пламени, которая спустя некоторое время самопроизвольно потухла.

В процессе обследования устья был обнаружен сильный абразивный износ колонной головки. Пришлось данную колонную головку демонтировать,

jet, which spontaneously went extinct in a while.

Examination of the wellhead revealed a strong abrasive deterioration of the surface string head. The string head had to be dismantled and the gas-oil fluid leaking from the well was set afire for safety reasons. After the repeated fire extinguishing isolation valves were set on the wellhead.

Under conditions of an untight oil string and possibly untight production string the best solution was to lower smaller wash-over tubing or coiled tubing inside the oil string [7]. Since coiled tubing diameter are smaller than the diameter of wash-over tubing and, what is very important, bear fewer risks because of their integrity in comparison with the sections of wash-over tubing, a reasonable decision to kill the well with the help of a coiled tubing was taken.

The result was positive. The well was killed in shorter terms than it could be killed with the help of wash-over tubing.

For the first time in the history of Western Siberia, an experiment on extinguishing oil and gas gusher with the help of a coiled tubing unit was made.

а для обеспечения безопасности работ истекающую из скважины газонефтяную струю поджечь. После повторного тушения пожара на устье скважины была наведена запорная арматура.

В условиях негерметичности лифтовой колонны и возможной негерметичности эксплуатационной колонны наиболее оптимальным способом мог бы стать спуск во внутреннюю полость лифтовой колонны либо промывочных труб меньшего диаметра, либо гибкой трубы колтюбинговой установки [7]. В связи с меньшим диаметром гибкой трубы по сравнению с диаметром промывочных труб, а главное, в связи с большей безопасностью спуска гибкой трубы по причине ее целостности по сравнению с секционностью промывочной колонны, было принято достаточно обоснованное решение: проводить глушение скважины с помощью гибкой трубы.

Результат оказался положительным. Скважина была заглушена, причем в более короткие сроки, чем если бы глушение проводилось с помощью промывочных труб.

Впервые на месторождениях Западной Сибири был проведен эксперимент по ликвидации открытого газонефтяного фонтана с помощью гибкой трубы колтюбинговой установки.



ОАО «СИБНЕФТЕМАШ»

В зарубежной технологии добычи нефти и газа с середины 60 годов прошлого века применяется гибкая насосно-компрессорная труба (ГНКТ) или «Колтубинг».

В настоящее время и в отечественном нефтесервисе данная технология является одной из самых динамично развивающихся и применяется очень широко – от бурения до капитального ремонта скважин.

Одной из самых распространенных операций при помощи ГНКТ является промывка забоя скважин, после ГРП. По традиционной технологии на эту операцию требуется несколько суток. «Колтубинг», в совокупности с разработанной на ОАО «Сибнефтемаш» установкой очистки промывочной жидкости (УО), позволяет сократить это времякратно.

Промывочная жидкость, поднятая из скважины циркуляционным насосом, поступает в установку через сепаратор на газоотделение и на

каскадную очистку от твердой фракции и очищенная, используется для дальнейшей циркуляционной промывки. Очистка емкости от шлама производится через люки вручную, либо с помощью шнека. Выделенный газ отводится через газоотводную трубу.

Рабочее положение емкости горизонтальное.
Номинальный объем емкости 35-45 м³.
Рабочее давление – налив.
Установка соответствует правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности ПБ 08-624-03 и правилам дорожного движения.

Установка может быть изготовлена в следующих исполнениях:

- на тракторном прицепе;
- на полуприцепе;
- утепленная пенополиуретаном или теплоизоляционным покрытием "Thermal-Coat."

В качестве дополнительного технологического оборудования возможна установка:

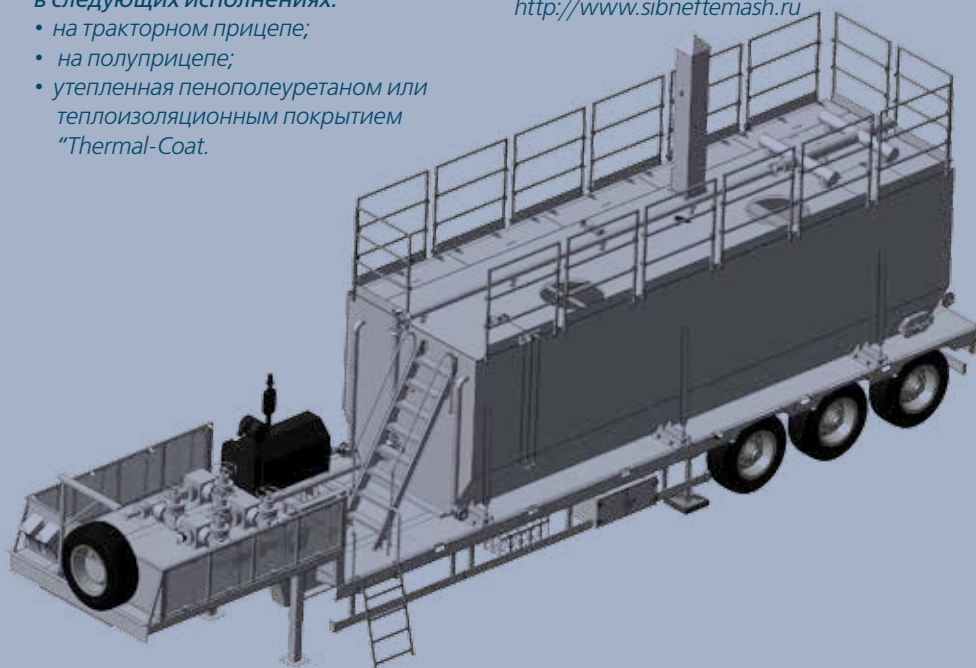
1. Шнекового конвейера с автономным приводом или от тягача.
2. Штуцерного манифольда отечественного или импортного производства;
3. Насоса с автономным приводом для циркуляции и опорожнения емкости;
4. Емкость оборудована линией для пропарки емкости, манифольдами, рукавами высокого давления, коленами шарнирными.

Контактные телефоны:

8(3452) 762-306, 762-305

2. E-mail: snm@sibneftemash.ru,

<http://www.sibneftemash.ru>



While analyzing the results of the works, some disadvantages of the implemented method can be observed.

Setting isolation valves was done after extinguishing the fire with fire monitors. As a result the emergency works took longer time and valuable hydrocarbon resources were lost.

According to the authors, there was no need in removing the X-mas tree from the wellhead and coiled tubing could be used to kill the well from the very beginning. While a coiled tubing unit was approached and assembled on the wellhead, spraying of the wellhead could be already underway through the same coiled tubing.

Nevertheless, the experience suggests the following method of extinguishing the oil and gas gusher.

The X-mas tree should be removed from the wellhead with the help of cannon. The oil and gas gusher should take a regular form. Than isolation valves are set on the wellhead with the

Анализируя результаты работ, следует отметить некоторые недостатки примененной технологии.

Наведение запорной арматуры осуществлялось после тушения пожара лафетными стволами, что привело к увеличению продолжительности аварийно-ликвидационных работ и безвозмездной потере ценнейшего углеводородного сырья.

По мнению авторов, не было необходимости в сбросе фонтанной арматуры с устья фонтанирующей скважины, можно было сразу осуществить глушение скважины с помощью гибкой трубы. При этом орошение устья скважины можно было бы начать через саму гибкую трубу уже в процессе подъезда и монтажа колтубинговой установки на устье скважины.

Тем не менее полученный опыт позволяет рекомендовать ликвидацию открытого нефтегазового фонтана следующим образом.

С помощью пушки отстрелить и сбросить с устья фонтанную арматуру. Получить компактный нефтегазовый фонтан. Навести на устье фонтанирующей скважины с помощью канатного или гидравлического

help of sling or hydraulic constructions, preferably a swivel joint. During the process constant spraying is performed with the help of flexible pipes, installed on the frame and beam of the covering construction (patents of RF №2231627, №2261982, application of RF №2008111386). After that the well is killed with coiled tubing lowered inside the oil string by the coiled tubing unit.

Thus, the authors suggest a new method of shutting off oil and gas gushers in conditions of Far North with a coiled tubing unit without preliminary fire extinguishing. The new technologies combined with the methods that are already in use will provide for fast extinguishing of open oil and gas gushers occurring during construction, exploitation and service of the wells even if there are no roads around. The method will also curb losses of valuable hydrocarbon resources, guarantee environmental safety of the territories adjoining oil and gas fields.

REFERENCES

1. Prevention of Showing of Gas and Open Gushers at Well Workover in Harsh Conditions of Far North / L.U. Chabayev, A.V. Kustyshev, G.P. Zozulya, M.G. Geikhman.–M.: IRC Gazprom, 2007.–189 p.
2. Equipment and Tools for Gushers Prevention and Liquidation: Reference book / V.R. Radkovskiy, D.V. Riymchuk, Yu.E. Lenkevich, O.A. Blokhin.–M.: Nedra, 1996.–376 p.
3. Bakeev R.A., Zozulya G.P., Kustyshev A.V., Kustyshev I.A., Urosov S.A., Chabayev L.U., Chizhova T.I. Prevention of Emergency Gushing of Gas Wells and Recovery of Its Production: Inform. Review "Drilling of Gas and Gas Condensate Wells". – M.: IRC Gazprom, 2003.–55 p.
4. Geikhman M.G., Zozulya G.P., Kustyshev A.V., Kleschenko I.I., Obidnov V.B., Sizov O.V., Chabayev L.U., Bakeev R.A. New Completion and Recovery of Gas Wells with Its Gushing and Fire Safety on the Fields of Far North: Inform. Review. Development of Gas and Gas Condensate Fields. – M.: IRC Gazprom, 2005.–99 p.
5. Povzik Ya. S. Fire Tactics.–M.: Publishing House "Sroystekhnika", 2001.– 413 p.
6. Sizov O.V., Kustyshev A.V., Zozulya G.P., Syzrantsev V.N., Chabayev L.U., Chizhova T.I., Yakovenko D.N., Lakhno E.Yu. Control of the Gushers at the Well Workover in Harsh Conditions of Far North: Inform. Review. Development and Exploitation of Gas and Gas Condensate Fields. – M.: IRC Gazprom, 2007.–181 p.
8. Geikhman M.G., Zozulya G.P., Kustyshev A.V., Listak M.V. Problems and Prospects of Coiled Tubing Technologies in Gas Production Industry: Inform. Review. Development of Gas and Gas Condensate Fields.– M.: IRC Gazprom, 2007.–112 p.

натаскивателя, предпочтительно шарнирного, запорную арматуру с постоянным орошением через специальные гибкие шланги, размещенные на раме и траверсе натаскивателя (патенты РФ №2231627, №2261982, заявка РФ №2008111386). Заглушить скважину спуском во внутреннюю полость находящейся в скважине лифтовой колонны гибкой трубы колтюбинговой установки.

Таким образом, для условий месторождений Крайнего Севера авторами предлагается новый метод ликвидации открытых нефтегазовых фонтанов с применением гибкой трубы колтюбинговой установки без первоначального тушения пожара. Новая технология наряду с уже освоенными позволит в кратчайшие сроки ликвидировать открытый нефтегазовый фонтан, возникший в процессе строительства, эксплуатации или ремонта скважин, в том числе при отсутствии автомобильных дорог, сократить безвозвратные потери ценнейшего углеводородного сырья, обеспечить экологическую безопасность прилегающих к месторождениям нефти и газа территорий.

ЛИТЕРАТУРА

1. Предупреждение газопроявлений и открытых фонтанов при ремонте скважин в экстремальных условиях Крайнего Севера / Л.У. Чабаев, А.В. Кустышев, Г.П. Зозуля, М.Г. Гейхман.–М.: ИРЦ Газпром, 2007.–189 с.
2. Оборудование и инструмент для предупреждения и ликвидации фонтанов: Справочник / В.Р. Радковский, Д.В. Рымчук, Ю.Е. Ленкевич, О.А. Блохин.–М.: Недра, 1996.–376 с.
3. Бакеев Р.А., Зозуля Г.П., Кустышев А.В., Кустышев И.А., Урозов С.А., Чабаев Л.У., Чижова Т.И. Предотвращение аварийного фонтанирования газовых скважин и восстановление их продуктивности: Обз. информ. Сер. Бурение газовых и газоконденсатных скважин.- М.: ИРЦ Газпром, 2003.–55 с.
4. Гейхман М.Г., Зозуля Г.П., Кустышев А.В., Клещенко И.И., Обиднов В.Б., Сизов О.В., Чабаев Л.У., Бакеев Р.А. Расконсервация и восстановление газовых скважин с обеспечением их фонтанной и пожарной безопасности на месторождениях Крайнего Севера: Обз. информ. Сер. Разработка газовых и газоконденсатных месторождений.- М.: ИРЦ Газпром, 2005.–99 с.
5. Повзник Я.С. Пожарная тактика.–М.: Изд-во «Стройтехника», 2001.– 413 с.
6. Сизов О.В., Кустышев А.В., Зозуля Г.П., Сызранцев В.Н., Чабаев Л.У., Чижова Т.И., Яковенко Д.Н., Лакно Е.Ю. Управление фонтанами при ремонте скважин в экстремальных условиях Крайнего Севера: Обз. информ. Сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ИРЦ Газпром, 2007.–181 с.
8. Гейхман М.Г., Зозуля Г.П., Кустышев А.В., Листак М.В. Проблемы и перспективы колтюбинговых технологий в газодобывающей отрасли: Обз. информ. Сер. Разработка газовых и газоконденсатных месторождений.–М.: ИРЦ Газпром, 2007.–112 с.