

УДК 622.276.7

Ловильные работы в нефтяных и газовых скважинах с помощью гибких труб

Fishing Operations in Oil and Gas Wells Using Coiled Tubing

А.В. КУСТЫШЕВ, д. т. н., профессор, Ю.В. ВАГАНОВ, к. т. н., Д.С. ЛЕОНТЬЕВ, аспирант, О.В. ГАГАРИНА, магистрант, Тюменский государственный нефтегазовый университет

A. KUSTYSHEV, D. Eng., professor; Y. VAGANOV, Eng. Sc. PhD; D. LEONTYEV, PhD, student; O. GAGARINA, Master's Degree student, Tyumen State Oil and Gas University

Осложнения, возникающие в процессе ремонта и эксплуатации нефтяных и газовых скважин, обуславливают проведение аварийно-восстановительных работ для их устранения. При этом горно-геологические условия эксплуатации скважин и сегодняшнее (на момент аварии) техническое состояние накладывает отпечаток на выбор технологии ведения аварийно-восстановительных работ. При этом необходимо учитывать последующий из скважины вызов притока, что в условиях аномально низких пластовых давлений значительно осложняет процесс освоения и выхода скважины на требуемый режим эксплуатации. В данных условиях необходимо проводить ремонтно-восстановительные работы без глушения скважины, а это возможно только с помощью гибкой (безмуфтовой длинномерной) трубы. Однако технологии ремонта скважин с использованием гибкой трубы имеют ряд недостатков, которые значительно осложняют ловильные работы, связанные с извлечением геофизического кабеля (каната) в условиях образования сальника, а также с извлечением прихваченной колонны самой гибкой трубы.

В статье приводятся технологии по извлечению геофизического кабеля с использованием колонны гибкой трубы, а также прихваченной гибкой трубы в отсутствие глушения скважины.

Эксплуатация нефтяных и газовых скважин зачастую осложняется образованием в стволе асфальтеносмолистопарафиновых (АСПО) и гидрато-ледяных отложений, а на забое – песчано-глинистых

Complications arising during workover and operation of oil and gas wells call for emergency response and restoration operations for their elimination. The geological conditions of operation and the today's (at the moment of the emergency) technical condition impact the choice of technology for emergency response and restoration operations. Moreover, it is necessary to take into account stimulation treatment, which in the context of abnormally low formation pressure complicates bringing of the well to required production. Under those circumstances, it is necessary to perform repair and restoration operations without killing the well which only possible using coiled tubing. However, well repair technologies based on coiled tubing have a number of disadvantages, which greatly complicate fishing operations in terms of pulling of the logging cable in case of balling-up and in terms of pulling of stuck coiled tubing.

This article describes technologies for pulling the logging cable using coiled tubing as well as stuck coiled tubing without killing the well.

Operation of oil and gas wells is often complicated by the formation of tarry asphaltene paraffin deposits (TAPD) down the hole and hydrate ice deposits in the wellbore and sand-clay and liquid plugs down the hole. Additionally, during well operation emergencies frequently occur involving twist-off and sticking of borehole pumps and tailpipes. To

и жидкостных пробок. Помимо этого, в скважинах в процессе эксплуатации нередко возникают аварийные ситуации, связанные с обрывом насосно-компрессорных труб и штанг, с прихватом глубинных насосов и подпакерных хвостовиков. Для ликвидации уже этих осложнений и аварий необходимо проведение на скважине повторных аварийно-восстановительных работ (АВР) [1].

Наиболее сложными и трудоемкими видами аварийных работ, выполняемых при капитальном ремонте скважины, являются работы по ликвидации аварий, связанных с падением внутрискважинного оборудования. При этом основными операциями при ликвидации таких аварий являются ловильные работы, которым предшествуют подготовительные работы (глушение скважины; определение места обрыва и падения аварийного инструмента и его состояния; фрезерование аварийного инструмента и др.). В соответствии с этим для успешного проведения АВР и предотвращения возможных осложнений необходимо предусмотреть тщательную подготовку скважины, наземного оборудования, рабочего места, уточнить местонахождение подземного оборудования и извлекаемых предметов, а также состояние эксплуатационной колонны, правильно подобрать тип ловильного инструмента [2, 3].

В настоящее время АВР можно классифицировать на четыре группы [4]:

- 1) ликвидация прихвата труб, штанг и другого подземного оборудования;
- 2) ликвидация аварий, связанных с падением труб и штанг, с обрывом тартального каната, каротажного кабеля и пр.;
- 3) очистка скважины от посторонних предметов;
- 4) исправление и замена поврежденной части эксплуатационной колонны и ремонт устья скважины.

Проведение ловильных работ в скважинах с пластовыми давлениями, равным или более гидростатического давления, в принципе не представляет сложности, в связи с отсутствием проблем при освоении скважины после ее ремонта. С другой стороны, с переходом на позднюю стадию разработки газовых и газоконденсатных месторождений севера Тюменской области, обусловленную падением пластового давления, а также подъемом газодляного контакта, в таких условиях к технологии проведения АВР предъявляются дополнительные требования, одним из основных которых является необходимость проведения работ в отсутствие глушения скважины [5].

В связи с этим АВР необходимо проводить с помощью гибкой трубы (ГТ), которая имеет ряд преимуществ перед традиционным способом: работа при пониженном гидростатическом давлении в стволе скважины; ускорение спуска инструментов; более быстрое развертывание и свертывание (монтаже-демонтаже) подъемного агрегата и вспомогательного оборудования; сокращение расхода трубы, потребляемых материалов и трудовых ресурсов [6, 7].

address these complications and emergencies it is necessary to perform repeated emergency response and restoration operations (ERRO).

Accident response efforts in case of the fall of the downhole equipment are most complex and labor-intensive types of emergency operations performed during well workover. The main accident response measures include fishing operations preceded by preparatory work (killing of the well, locating of the twist-off and fall of the emergency tool and its status check, milling of the emergency tool, etc.). Therefore, successful ERRO and prevention of possible complications require thorough preparation of the well, surface equipment, workplace, accurate localization of the downhole equipment and removable items as well as production well status check and proper selection of the type of the fishing tool.

Currently, ERRO can be classified into four groups:

- 1) releasing of stuck pipes, stems and other downhole equipment;
- 2) response to accidents involving falling of the pipes and stems, twist-off of the bailing line, logging cable, etc.;
- 3) cleaning of the well from foreign particles;
- 4) fixing and replacement of the damaged part of the production string and wellhead repairs.

Fishing operations in wells with formation pressure equal to or higher than the hydrostatic pressure are not complicated due to the absence of difficulties with well development after the repairs. On the other hand, under such conditions later stages of development of gas and gas-condensate fields in the north of Tyumen region associated with formation pressure decline and gas-water contact elevation place additional demands on the method of ERRO and one of the main demands is the need to perform operations without killing the well.

Therefore, ERRO should be performed using coiled tubing (CT) which offers a number of advantages over conventional methods: operation at decreased downhole hydrostatic pressure; accelerated tool running; quicker deployment and folding (mounting/dismounting) of the hoisting unit and auxiliary equipment; reduction of piping material take off; reduced consumption of materials and labor resources.

However, despite all its operational advantages CT also has limitations, such as:

- limited drum capacity;
- impossibility to turn the whole string;
- limited injector pulling capacity.

The articles Reference Book of Emergency Response and Restoration Operations in Oil and Gas Wells by A. Kustyshev, Y. Vaganov,

Однако при всех положительных моментах ведения работ с помощью ГТ имеются и ограничения, такие как:

- ограниченная вместимость барабана;
- отсутствие возможности поворота всей колонны;
- ограниченность тягового усилия инжектора.

В работах [8, 4] представлен большой ассортимент оборудования и технологий для проведения АВР с помощью ГТ. При этом хотелось бы остановиться на наиболее распространенных на месторождениях севера Тюменской области технологиях извлечения из скважины прихваченных труб, тартального каната или каротажного кабеля, но осуществляемых преимущественно после глушения скважины, так как в условиях наличия в скважине давления имеется ряд сложностей.

В случае извлечения из скважины тартального каната или каротажного кабеля с помощью ГТ используется забойный инструмент, такой как тросоловители или «щучья пасть». Однако в случае образования в скважине плотного клубка данные инструменты не в состоянии разрушить сальник и извлечь на поверхность тартальный канат или каротажный кабель. При этом не рекомендуется обследовать скважину печатью, поскольку она приминает витки каната (кабеля), вследствие чего в стволе образуется плотный сальник, что может сильно осложнить дальнейшие работы по извлечению каната (кабеля). Также не рекомендуется проводить работы, связанные с фрезерованием сальника в связи с образованием в стволе скважины плотной металлической пробки, так называемого железного дна, состоящего из мелких металлических частиц и кусков кабеля, которые в результате фрезерования могут образовать сальник вокруг ГТ, что приведет к прихвату и поломке трубы [4].

Технология извлечения тартального каната или каротажного кабеля с образованием плотного сальника заключается в следующем. В скважину на ГТ спускают ловильный ерш (рис. 1), имеющий ограничитель, препятствующий проникновению ловильного инструмента внутрь витков кабеля. Наружный диаметр ерша должен быть равен диаметру нормального шаблона для данной лифтовой колонны, например, для лифтовой колонны с диаметром 89 мм и толщиной стенки 9,35 мм, диаметр ограничителя равен 70,2 мм.

При этом каждый спуск ловильного инструмента должен контролироваться по индикатору веса. По достижении инструментом оставшегося в скважине каната или кабеля нагрузку на него следует довести до 10–30 кН при циркуляции жидкости с одновременным его вращением. Вращение происходит за счет включения в компоновку забойного двигателя. Его осуществляют при минимальных оборотах. После этого ловильный инструмент поднимают.

После подъема ловильного инструмента с навитым канатом (кабелем) последний захватывают и крепят специальными хомутами. Освободив канат (кабель) от ловильного инструмента, приступают к подъему оставшейся части каната (кабеля).

G. Zozulya, V. Dmitruk, S. Akhmedsafin, I. Kustyshev and Wire Line Operations and Drilling Using Coiled Tubing by A. Molchanov, S. Vainshtok, V. Nekrasov, V. Chernobrovkin describe a wide range of equipment and technologies for ERRO using CT. We would like to focus on technologies for retrieving stuck pipes, the bailing line or logging cable prevailing in northern fields of Tyumen region but mostly implemented after killing of the well since there is a number of complications when pressure is present in the well.

When the bailing line or the logging cable is pulled from the well using CT, a bottomhole tool, such as fisher or 'pike mouth,' is used. However, when a dense knot is formed in the well, those tools cannot destroy the mud ball and retrieve the bailing line or the logging cable. It is not recommended to use an impression box since it tramples down the line wraps (coils) which results in dense balling-up, which can complicate further retrieval of the line (cable). It is also not recommended to performed operations involving milling of the ball-up due to the formation of a dense metallic plug, the so called 'iron bottom,' consisting of small metallic particles and cable pieces which, as a result of milling, can cause a ball-up around the CT leading to sticking and breakdown of the pipe.

The technological method for retrieving the bailing line or the logging cable with dense balling-up is as follows. A wireline grab is lowered into the well using CT (Figure 1) fitted with a restraint preventing the penetration of the fishing tool inside the cable coils. The outer diameter of the grab should be equal to the true gauge diameter for the given production string, e.g. a production string with the diameter of 89 mm and wall thickness of 9.35 mm requires a restraint with the diameter of 70.2 mm.

In this case each run of the fishing tool should be controlled in terms of the weight indicator. When the tool reaches the line or cable lodged in the hole, its load should be brought to 10–30 kN with liquid circulation and concurrent rotation of the tool. The rotation occurs due to the inclusion of the bottomhole motor into the package. It is done at minimum speed. Then the fishing tool is pulled.

After pulling the fishing tool with the coiled line (cable), the latter is taken hold of and secured using special clamps. Having relieved the line (cable) from the fishing tool, the rest of the line (cable) is then pulled.

In this case it is necessary to dismantle the surface equipment of the coiled tubing rig, mount the lubricator with a pulley on the wellhead through which the line is reeled onto the drum of the hoister.

During fishing operations in oil and gas

В этом случае необходимо демонтировать наземное оборудование колтюбинговой установки, смонтировать на устье скважины лубрикатор с роликом, через который навивают канат на барабан подъемного механизма.

В процессе проведения ловильных работ в нефтяных и газовых скважинах, а также в процессе нормализации забоя, очистки лифтовой колонны от АСПО, гидрато-ледяных отложений и глинисто-песчаных пробок возможен прихват ГТ, который в свою очередь приводит к поломке трубы [8, 9].

При этом в случае, если расхаживание колонны ГТ инжектором результата не дало, необходимо провести срезку подвески срезными плашками блока превенторов и загерметизировать устье глухими плашками. Затем необходимо провести механическую резку неприхваченной ГТ и ее извлечение.

Технология извлечения прихваченной аварийной ГТ заключается в следующем.

После промывки текущего забоя до чистой воды с помощью ГТ меньшего диаметра проводят подъем промывочного пера из колонны прихваченной аварийной ГТ с целью замены промывочного оборудования на компоновку для извлечения прихваченной ГТ.

В компоновку включают (сверху вниз) коннектор, представляющий собой переводник с ГТ на ловильный инструмент, гидравлический якорь, забойный двигатель, например, Д-42 (в случае, если работы проводят с ГТ диаметром 60 мм), гидравлический труборез. Данную компоновку для резки спускают на глубину и с учетом оставления головы прихваченной аварийной ГТ для последующего захвата и извлечения ее из скважины устанавливают минимальный расход технологической жидкости на насосно-компрессорном агрегате. Далее проводят резку неприхваченной части аварийной ГТ до появления циркуляции в межтрубном пространстве, затем компоновку поднимают из скважины. Освобожденную часть аварийной ГТ извлекают известными способами [6, 7].

Затем для извлечения прихваченной части аварийной колонны ГТ на устье собирают новую компоновку, в которую включают (сверху вниз) коннектор, гидравлический якорь, забойный двигатель Д-42, гидравлический домкрат, ловильный инструмент, например, разработанный и изготовленный специально для использования с ГТ, метчик или колокол (рис. 2).

Данную компоновку спускают в скважину, осторожно вводят в ловимую трубу, с помощью забойного двигателя проводят вращение ловильного инструмента для закрепления последнего с аварийной ГТ. После этого в ГТ закачивают под давлением жидкость для приведения гидравлического якоря в рабочее положение, при этом плашки гидравлического якоря зацепляются за стенки эксплуатационной колонны, а поршни гидравлического домкрата тянут прихваченную ГТ, срывая ее. Характерной особенностью гидравлического домкрата является то,

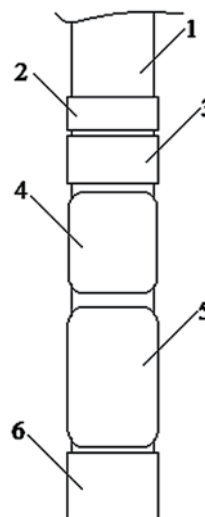


- 1 – ограничитель;
- 2 – ерш;
- 3 – аварийный канат;
- 4 – ГТ;
- 5 – НКТ

Рисунок 1 – Схема работы ловильного инструмента (ерша с ограничителем)

- 1. restraint;
- 2. grab;
- 3. emergency line;
- 4. CT;
- 5. tubing

Figure 1 – Fishing tool operation scheme (grab with a restraint)



- 1 – ГТ;
- 2 – коннектор;
- 3 – гидравлический якорь;
- 4 – забойный двигатель;
- 5 – гидравлический домкрат;
- 6 – ловильный инструмент

Рисунок 2 – Компоновка для извлечения прихваченной ГТ

- 1. CT;
- 2. connector;
- 3. hydraulic anchor;
- 4. bottomhole motor;
- 5. hydraulic jack;
- 6. fishing tool

Figure 2 – Package for retrieving stuck CT

wells as well as during bottomhole cleaning and cleaning of the production string from TAPD, hydrate-ice deposits and clay-sand plugs, sticking of the CT may occur which in its turn damages the pipe.

Should the reciprocation of the CT string with the injector yield no result, it is necessary to cut the suspension with the shear rams of the preventer block and seal the wellhead with blind rams. Then it is necessary to mechanically cut the unstuck CT and retrieve it.

The technological method for retrieving the emergency CT is as follows.

After flushing of the current bottomhole until clean water is achieved, the wash-jetting shoe is

что при его использовании на колонну ГТ не создается осевой нагрузки за счет гидравлического якоря, а срыв прихваченного оборудования происходит за счет усилия на выходной штанге гидравлического домкрата, которое может достигать до 686,7 кН (70 т).

Выводы. Представленные технологии, описанные в статье, расширяют область применения колтюбинговых технологий в сфере капитального ремонта скважин, данная проблема особенно актуальна на газовом промысле севера Тюменской области, где большинство месторождений природного газа и газового конденсата перешли в заключительную стадию разработки, характеризующуюся падением пластового давления и подъемом ГВК. При этом, учитывая то, что продолжительность ловильных работ нередко достигает 20 и более суток, в данных условиях снижение продуктивности скважин за время простоя может непоправимо сократиться, уменьшив дебит ремонтируемой скважины, а то и вовсе привести к новому ремонту по восстановлению теперь уже бездействующей скважины. ☉

ЛИТЕРАТУРА

1. Кустышев А.В. Сложные ремонты газовых скважин на месторождениях Западной Сибири. – М.: ООО «Газпром экспо», 2010. – 255 с.
2. Ваганов Ю.В., Кустышев А.В., Семенов В.В. Направления совершенствования ремонтных работ в нефтяных и газовых скважинах Западной Сибири//Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и море. – 2010. – № 8. – С. 19–21.
3. Gore Kemp. Oil Fishing Operation: Tools and Technigues. – Gulf Publishing Company Book Division, Houston, London, Paris, Tokyo// Кемп Г. Ловильные работы в нефтяных скважинах. Техника и технология: Пер. с англ./Пер. Г.П. Шульженко. – М.: Недра, 1990. – 96 с.
4. Справочная книга по аварийно-восстановительным работам в нефтяных и газовых скважинах/А.В. Кустышев, Ю.В. Ваганов, Г.П. Зозуля, В.В. Дмитрук, С.К. Ахмедсафин, И.А. Кустышев/Под ред. Г.П. Зозули. Тюмень: Изд-во «Вектор Бук», 2011. – 464 с.
5. Ваганов Ю.В., Кустышев А.В., Мамедкаримов Э.Ш. Изоляция притока пластовых вод с помощью колтюбинговой установки на газовых месторождениях Западной Сибири//Время колтюбинга. – 2013. – № 2 (44). – С. 6–12
6. 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.
7. Кустышев А.В. Опыт и возможности колтюбинговых технологий при ремонте скважин на месторождениях Крайнего Севера// Время колтюбинга. – 2008. – № 1 (23). – С. 28–31.
8. Молчанов А.Г. Подземный ремонт и бурение скважин с применением гибких труб/А.Г. Молчанов, С.М. Вайншток, В.И. Некрасов, В.И. Чернобровкин. – М.: Изд-во Академии горных наук, 1999. – 224 с.
9. Обиднов В.Б., Ткаченко Р.В., Гейхман М.Г., Кустышев А.В., Сандуца С.Г. Некоторые сложности вымывания проппанта из скважин после гидравлического разрыва пласта//Наука и техника в газовой промышленности. – 2008. Вып. 4. – С. 34–42.

pulled from the string of the stuck emergency CT using CT of minor diameter to replace the washover equipment with the package for the retrieval of the stuck CT.

The package includes (from top to bottom) a connector – a crossover sub from the CT to the fishing tool, a hydraulic anchor, a bottomhole motor, e.g. D-42 (if CT with the diameter of 60 mm is used in the operations), a hydraulic tubing cutter. This cutting package is lowered into the hole and the minimum flow of the process fluid is set at the pump-compressor unit leaving the head of the stuck emergency CT for later grabbing and retrieval from the hole. Then the unstuck emergency CT is cut until the appearance of circulation in the annular space and then the package is pulled from the well. The freed part of the emergency CT is retrieved by any known method.

Then to retrieve the stuck part of the emergency CT, a new package is assembled at the wellhead which includes (from top to bottom) a connector, a hydraulic anchor, a bottomhole motor, e.g. D-42, a hydraulic jack, a fishing tool, e.g. designed and manufactured specifically to be used with CT, a taper tap or a bell (Figure 2).

This package is lowered into the hole, carefully introduced into the pipe to be fished, the fishing tool is rotated using the bottomhole motor to secure the tool to the emergency CT. Then fluid is squeezed into the CT to bring the hydraulic anchor into working position while the rams of the hydraulic anchor engage with the walls of the production string and the pistons of the hydraulic jack pull the stuck CT snatching it off. The characteristic feature of the hydraulic jack is that when it is used on the CT string, no axial load is created due to the hydraulic anchor and the stuck equipment is torn off due to stress applied to the cross-bar of the hydraulic jack which may reach 686.7 kN(70 t).

Conclusions. The technological methods described in the articles expand the area of application of coiled tubing technologies in well workover; the issue is of special importance to gasfields in the north of Tyumen region where most natural gas and gas-condensate fields have passed into the final stage of development characterized by formation pressure decline and elevation of the gas-water contact. Taking into consideration that fishing operations often take 20 days and more, under such conditions reduction in the well productivity during downtime can irreversibly decrease lowering the flowrate of the well under repair or even result in new repairs and restoration of the now idle well. ☉