УДК 622.276.76

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ КОЛТЮБИНГОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ УДАЛЕНИЯ ГИДРАТНЫХ ПРОБОК И РАСТЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН

THE USE OF COILED TUBING TECHNOLOGIES FOR THE REMOVAL OF HYDRATE PLUGS AND THAWING OF WELLS

Савенок Ольга Вадимовна
доктор технических наук, доцент,
доцент кафедры нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный технологический университет
olgasavenok@mail.ru

Savenok Olga Vadimovna
Doctor of the technical sciences,
Assistant professor,
Assistant professor of the pulpit oil
and gas deal of the name of
the professor G.T. Vartumyan,
Kuban state technological university
olgasavenok@mail.ru

Аннотация. В статье рассмотрено использование колтюбинговых технологий для удаления гидратных пробок. Приведена схема установки для спуска колонны гибких труб в кольцевое пространство. Показано, что для обеспечения упругого деформирования гибкой трубы радиус её кривизны должен удовлетворять приведённому условию.

Ключевые слова: колтюбинговые технологии; удаление гидратных пробок; растепление скважин; колонна гибких труб; штанговая насосная установка; промывка кольцевого пространства; спускоподъёмные операции.

Annotation. The article considers the use of coiled tubing technologies for the removal of hydrate plugs. The installation for the descent of a column of flexible pipes into the annular space is given. It is shown that in order to ensure the elastic deformation of a flexible pipe, the radius of its curvature must satisfy the given condition.

Keywords: coiled tubing technologies; removal of hydrate plugs; well riddling; a string of flexible pipes; sucker-rod pump installation; flushing of the annular space; lifting operations.

В процессе подъёма пластовой жидкости по колонне лифтовых труб гидростатическое давление уменьшается по мере её перемещения вверх. Если величина этого давления становится ниже давления насыщения, из пластовой жидкости выделяется попутный газ. Часть его растворяется в пластовой воде, неизбежном компоненте пластовой жидкости. При температурах и давлениях, соответствующих равновесному состоянию смеси и ниже этих значений, происходит реакция $CH_4 + 6H_2O \rightarrow CH_4 \cdot 6H_2O$, образуются кристаллогидраты углеводородов, и появляется кристаллическое вещество.

Метан, этан, пропан и бутан образуют кристаллогидраты при отрицательных температурах, а при повышенном давлении и положительных температурах их возникновению способствует наличие лёгких углеводородов и обводнённость скважин.

Кристаллогидраты осаждаются на стенках колонны лифтовых труб и в затрубном пространстве. Прекращение эксплуатации скважины способствует интенсивному образованию кристаллогидратов. Этому процессу способствует и понижение температуры пластовой жидкости в полости скважины. Наиболее интенсивно гидраты осаждаются на стенках труб в интервале 100–900 м при любых способах эксплуатации скважин (фонтанном, с помощью электроцентробежных насосов и штанговых скважинных установок).

Отложения гидратов возможны на различных участках (в полости лифтовых труб, кольцевом пространстве и т.д.).

Для удаления гидратных пробок существует ряд методов, наиболее эффективным из которых является промывка скважины горячим соляным раствором (при $t = 70 \div 80$ °С). При использовании установок с колонной гибких труб (КГТ) гидраты удаляют в результате подачи технологической жидкости во внутреннюю полость НКТ, если эксплуатацию скважины проводят фонтанным способом, или с помощью электроцентробежных насосов. Если скважина оборудована штанговой скважинной насосной установкой, то технология удаления гидратной пробки резко усложняется. В этом случае КГТ спускают в кольцевое пространство между колонной НКТ и эксплуатационной.

Для ликвидации гидратных пробок и растепления скважин в составе комплекса поверхностного оборудования должна быть установка (подогреватель) для нагрева технологической жидкости. Это может быть или нагреватель проточного типа, как в установках фирмы «Dreco», или ёмкость с необходимым запасом жидкости, предварительно нагреваемой от внешнего источника тепла.

Наибольшие затраты времени и энергетических ресурсов требуются при проведении работ по растеплению скважины. В данном случае имеет место образование массива гидратов и льда как в колонне лифтовых труб, так и в кольцевом пространстве эксплуатационной колонны.

Порядок работ остаётся тем же, что и при удалении песчаных пробок, однако темп их выполнения снижается, поскольку ликвидация гидратной или парафино-гидратной пробки является более энергоёмким процессом. Технологическая жидкость после взаимодействия с отложениями гидратов уменьшает температуру и поднимается вверх по кольцевому пространству между колонной гибких труб и НКТ.

В процессе удаления следует контролировать температуру технологической жидкости на входе и выходе КГТ, а также у устья скважины. Слишком низкая температура восходящего потока свидетельствует о наличии гидратов в кольцевом пространстве, что чревато повторным образованием пробки в колонне лифтовых труб, потерей циркуляции и последующим прихватом колонны гибких труб.

После спуска КГТ до уровня, где гидраты отсутствуют, выполняется интенсивная промывка НКТ технологической жидкостью с целью гарантированного удаления гидратов из кольцевого пространства.

К наиболее сложным работам по растеплению следует отнести подземный ремонт скважин, эксплуатируемых штанговыми скважинными насосами. Штанги, расположенные в полости лифтовой колонны (колонны НКТ), как правило, снабжены скребками или центраторами, что препятствует спуску в них колонны гибких труб.

При наличии гидратной пробки в подобной скважине предусматривают выполнение достаточно длительного и трудоемкого ремонта. Если используют традиционный агрегат подземного ремонта, то сначала, применяя штанголовки, отвинчивают и извлекают по частям колонну штанг, находящуюся выше гидратной пробки. Далее спускают колонну промывочных труб, промывают и удаляют участок пробки как можно большей длины, а затем повторно извлекают штанги. По мере того, как извлечение штанг становится затруднительным, вновь осуществляют промывку и проводят последующее извлечение. Этот процесс повторяют до тех пор, пока колонна штанг не будет извлечена полностью.

После удаления колонны штанг спускают колонну промывочных труб и выполняют длительную промывку скважины горячей водой или нефтью. После растепления пробки в кольцевом пространстве и восстановления циркуляции по затрубному пространству либо поднимают колонну НКТ, либо спускают штанговый насос и начинают эксплуатацию скважины.

Возможным способом доставки нагретой жидкости теплоносителя в полость скважины является спуск колонны гибких труб в кольцевое пространство между эксплуатационной и колонной НКТ. К настоящему времени специалистами в ТПП «Когалымнефтегаз» накоплен уникальный опыт по проведению подобных работ.

Для перемещения колонны гибких труб по скважине применяют эксцентричную планшайбу, аналогичную планшайбам для спуска приборов в кольцевое пространство. На отверстие, предназначенное для ввода аппаратуры, устанавливают уплотнитель облегченной конструкции. Промывка скважины по существу повторяет описанную выше технологию, при которой КГТ размещают в НКТ. Отличие заключается в длительности промывки отдельных интервалов, поскольку требуется не только удалить продукты, слагающие пробку в кольцевом пространстве, но и прогреть колонну НКТ настолько, чтобы разложить гидрат, находящийся в ней. Все эти операции не вызывают каких-либо проблем, кроме одной – спуска и подъёма КГТ в кольцевом пространстве. Поскольку колонна НКТ располагается в полости скважины произвольным образом и форму её оси существующими в настоящее время методами и приборами определить невозможно, существует риск защемления колонны гибких труб.

Опасность защемления усугубляется еще и тем, что в процессе растепления увеличивается температура колонны НКТ и её длина увеличивается. Поскольку верхний и нижний концы закреплены сверху планшайбой, а нижний ещё и защемлён пробкой, то удлинение колонны сопровождается потерей устойчивости и дальнейшим искривлением её оси. Всё это приводит к радиальным смещениям этой оси колонны и уменьшению величин зазоров между ней и внутренней стенкой эксплуатационной колонны. А это, в свою очередь, провоцирует защемление КГТ, располагающейся в зазоре.

Из сказанного следует, что выполнение подобных работ, весьма эффективных, но очень рискованных, в настоящее время является не сферой техники, а скорее основано на интуиции и мастерстве операторов агрегатов КГТ, осуществляющих ремонт.

Процесс удаления гидратной пробки может быть ускорен в результате включения в работу штанговой насосной установки одновременно с промывкой кольцевого пространства. В этом случае остатки пробки удаляются за счёт потока технологической жидкости, поступающей из затрубного пространства через скважинный насос во внутреннюю полость НКТ. Для достижения подобного режима работы необходимо использовать агрегат, обеспечивающий возможность функционирования станка-качалки в процессе спускоподъёмных операций с КГТ.

Такой агрегат устроен следующим образом (рис. 1). На раме 24 транспортной базы 1 установлена рама агрегата 25, в средней части которой размещен барабан 6 для колонны гибких труб 5. Для укладки трубы на барабан при наматывании и разматывании служит укладчик 4.

За кабиной водителя транспортной базы 1 располагается бак масляной системы 3, а рядом с ним (в транспортном положении) – кабина оператора 2. В рабочем положении последняя находится на поворотной консоли сбоку агрегата.

В кормовой части агрегата расположен эжектор 8, а под ним – герметизатор устья 14 гибкой трубы 5. Эжектор 8 и герметизатор 14 находятся над устьем скважины 22 с устьевым оборудованием, включающим эксцентричную планшайбу 21 с уплотнением 18 устьевого штока 17 и шарнир 20.

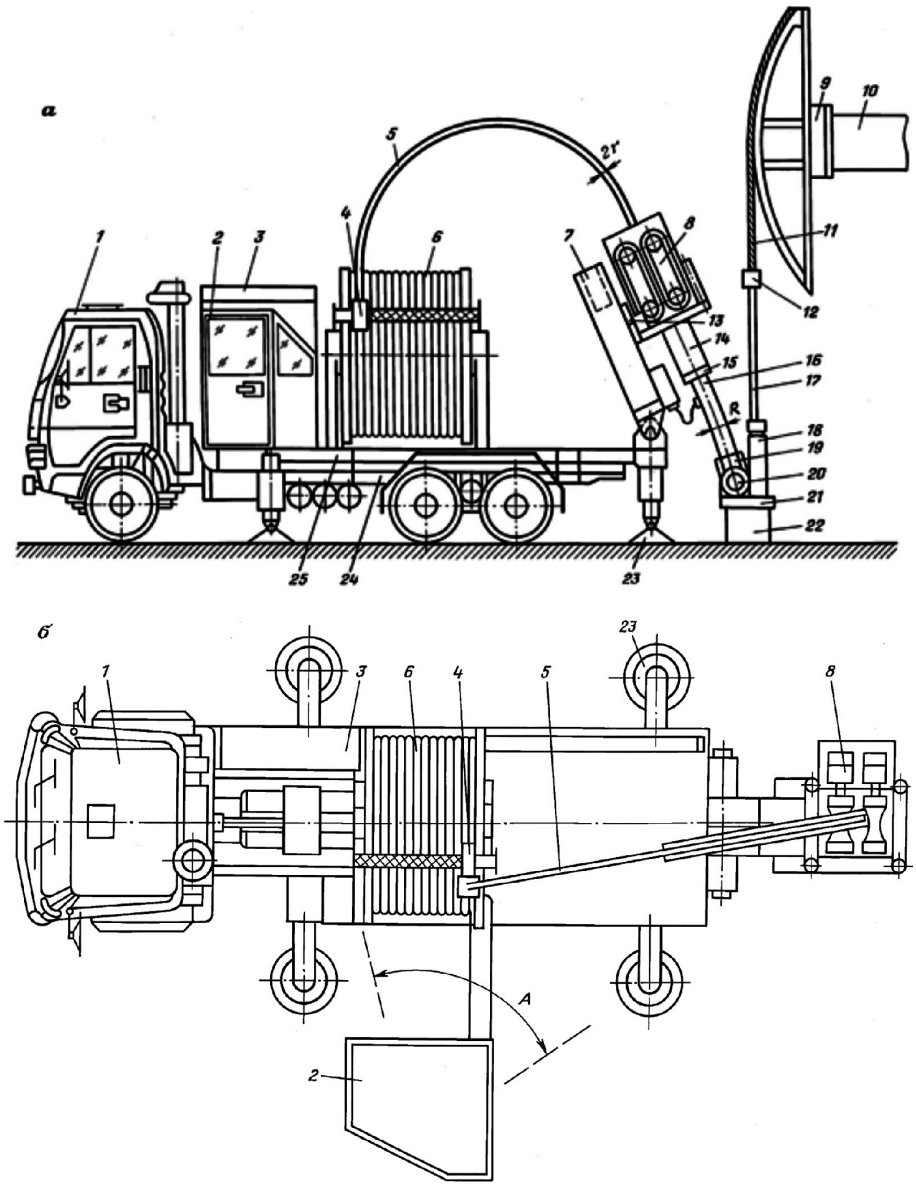

Рисунок 1 – Установка для спуска КГТ в кольцевое пространство:
а – вид сбоку; б – вид сверху

Герметизатор устья 14 снабжен криволинейным полым элементом 16 (изогнутой трубой), установленной ниже него. В низу криволинейного элемента 16 размещен дополнительный уплотнительный узел 19. Герметизатор вместе с криволинейным элементом 16 и дополнительным уплотнительным узлом 19 шарниром 20 соединены с эксцентричной планшайбой 21, установленной на устье скважины 22. Внутренняя полость криволинейного полого элемента 16 соединена с лубрикатором 15, обеспечивающим подачу смазывающей жидкости (в качестве лубрикатора применяют стандартное устройство для подачи смазки к узлам трения, широко используемое в станочном оборудовании, поэтому в настоящем описании оно подробно не рассматривается).

В рабочем положении эжектор 8 опирается на устье скважины 22, передавая на нее усилие через криволинейный элемент 16, корпус дополнительного уплотнительного узла 19 и шарнир 20, смонтированный на эксцентричной планшайбе 21.

Устьевой шток 17 колонны штанг, приводящих в действие скважинный насос, соединен траверсой 12 с канатной подвеской 11. Последняя, в свою очередь, связана с головкой балансира 9 станка-качалки 10 (на схеме показана только часть переднего плеча балансирного станка-качалки).

Механизм установки эжектора 8 в рабочее положение выполнен в виде гидравлического подъемника, состоящего из стоек 7, шарнирно соединенных с рамой 25 агрегата. Стойки 7 служат направляющими для подвижной площадки 13, на которой смонтирован эжектор 8. Перемещение площадки 13 относительно стоек 7 осуществляется гидравлическими цилиндрами (последние на рисунке1 не показаны). Рама 25 агрегата снабжена четырьмя аутригерами 23.

Для нагнетания технологической жидкости в колонну гибких труб в процессе проведения операций подземного ремонта агрегат оборудован насосами. Они расположены вдоль борта транспортной базы и

имеют гидропривод. Питание исполнительных органов гидропривода обеспечивается блоком насосов, приводимым в действие от коробки отбора мощности ходового двигателя транспортной базы агрегата.

Работа агрегата осуществляется следующим образом. После прибытия на место из транспортного положения агрегат переводят в рабочее, для чего стойки 15 поднимаются гидроподъемниками в наклонное положение (рисунок 1, а), а площадка 13 устанавливается на высоте, обусловленной конкретными размерами и высотой устья 22 обслуживаемой скважины. Эжектор 8 вместе с герметизатором устья 14 и криволинейным элементом 16 с дополнительным уплотнительным узлом устанавливаются на шарнире 20 оборудования устья скважины. Кабина машиниста 2, укреплённая на консоли, поворачивается на 90° (рисунок 1, б). При этом из кабины хорошо видны и барабан 6 с укладчиком 4, и зона устья скважины с эжектором 8 и герметизатором 14 устья.

В процессе работы агрегата гибкая труба 5 с барабана 6 через укладчик 4 направляется в эжектор 8 и подаётся им в герметизатор 14. При подъеме трубы укладчик 4 обеспечивает равномерную намотку трубы 5 на барабан 6.

При спуске гибкая труба 5, выходящая из эжектора 8, через герметизатор 14 направляется в изогнутую трубу 16, дополнительный уплотнительный узел 19 и попадает в полость скважины 21. В процессе перемещения по изогнутой трубе 16 происходит упругое деформирование гибкой трубы 5. Это обеспечивается соответствующим подбором соотношения радиуса кривизны изогнутой трубы и радиуса гибкой трубы.

Для обеспечения упругого деформирования гибкой трубы 5 радиус её кривизны должен удовлетворять условию:

$$R \geq \frac{r \cdot E}{\sigma_y},$$

где R – радиус кривизны гибкой трубы 5 (равен радиусу кривизны изогнутой трубы 16); r – наружный радиус гибкой трубы в поперечном сечении; E – модуль упругости материала гибкой трубы; σ_y – предел упругости материала гибкой трубы.

Например, при использовании в качестве материала гибкой трубы малоуглеродистой стали радиус кривизны составляет 12–13 м.

Для уменьшения сил трения, возникающих при перемещении гибкой трубы внутри изогнутой трубы, её внутренняя полость заполнена смазкой, которая подается лубрикатором 15. Истечению смазки из полости гибкой трубы препятствуют герметизатор устья 14 и дополнительное уплотнение 19.

При выходе гибкой трубы из дополнительного уплотнения 19 её ось приобретает прямолинейную форму в силу упругих свойств материала, из которого она изготовлена. Труба 5 спускается в кольцевое пространство между эксплуатационной колонной и НКТ. Спуск гибкой трубы сопровождается прокачиванием через неё технологической жидкости, обеспечивающей промывку полости скважины и прогрев НКТ. После промывки ледяной (гидратной) пробки и прогрева колонны НКТ проводится запуск привода штангового скважинного насоса (балансирный станок-качалка 10). При этом головка балансира 9 начинает качаться и перемещать канатную подвеску 11 вместе с устьевым штоком 17. В результате штанговый скважинный насос начинает откачку пластовой жидкости, которая поднимается по внутренней полости НКТ.

Литература:

1. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин : в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
2. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» : в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
3. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : Просвещение-Юг, 2011. – 603 с.
4. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.

References:

1. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells: in 4 vol. – Krasnodar : Publishing house – South, 2012–2015. – V. 1–4.
2. Bulatov A.I., Savenok O.V. Praktikum on discipline «Completion of oil and gas wells» : in 4 vol. : manual. – Krasnodar : Publishing house – South, 2013–2014. – V. 1–4.
3. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology at construction oil and gas wells : manual for students of higher education institutions. – Krasnodar : Education South, 2011. – 603 p.
4. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Publishing house – South, 2016. – 576 p.