

ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ПРИХВАЧЕННОЙ ГИБКОЙ ТРУБЫ ИЗ СКВАЖИНЫ С ПОМОЩЬЮ ИНСТРУМЕНТА НА ГИБКОЙ ТРУБЕ

Д.А. КУСТЫШЕВ, к. т. н., А.В. КУСТЫШЕВ, д. т. н., профессор, Л.С. ИВАНОВА, инженер, ООО «ТюменНИИгипрогаз»;
Ю.В. ВАГАНОВ, к. т. н., доцент, ООО «Сервисная Нефтяная Компания»

Сегодня большинство нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири находятся на завершающей стадии разработки, которая характеризуется большим количеством бездействующих скважин. Вследствие интенсивного обводнения нефтяных залежей наблюдается снижение дебитов скважин, поэтому необходима реанимация простаивающих скважин. Одним из перспективнейших направлений при восстановлении таких скважин является применение колтюбинговых технологий с использованием гибкой трубы. К сожалению, процесс восстановления скважин осложняется различными авариями, включая прихват спущенной в скважину гибкой трубы.

Обычно для ликвидации аварии в скважине используется наиболее известная технология со спуском в нее колонны насосно-компрессорных труб небольшого диаметра с ловильным инструментом. Однако извлечь прихваченную гибкую трубу из скважины с помощью колонны насосно-компрессорных труб не всегда удается. Поэтому прихваченную гибкую трубу возможно извлечь из аварийной скважины только такой же гибкой трубой. Однако недостатком такой технологии является отсутствие специального ловильного инструмента.

В настоящее время большинство нефтяных месторождений Западной Сибири находятся на стадии падающей добычи, характеризующейся возрастанием бездействующего фонда скважин. Вследствие интенсивного обводнения залежи пластовыми водами происходит резкое снижение дебита скважин, порой до полной их остановки [1]. В связи с этим возникает необходимость в реанимации простаивающих скважин. Одним из перспективнейших направлений при восстановлении таких скважин является применение колтюбинговых технологий с использованием гибкой трубы (ГТ) [2, 3]. Однако процесс реанимации скважин осложняется различными авариями, включая прихват спущенной в ремонтируемую скважину ГТ [4].

Нередко для реанимации скважин применяются широко известные технологии, такие как спуск в скважину колонны насосно-компрессорных труб (НКТ) малого диаметра [5]. К сожалению, чаще всего обычными способами извлечь прихваченную ГТ из скважины с помощью спускаемой в аварийную скважину новой НКТ невозможно по причине отсутствия возможности спуска ее в скважину, в которой уже находится ГТ, а также отсутствия специального срезного и ловильного оборудования.

Для реанимации скважин чаще всего применяются технологии извлечения прихваченной ГТ из скважины с помощью спускаемой в аварийную скважину новой ГТ [6, 7, 8]. Недостатком этих

технологий является невозможность извлечь прихваченную ГТ из скважины с помощью спускаемой в аварийную скважину новой ГТ по той же причине, из-за отсутствия возможности спуска ее в скважину, в которой уже находится ГТ, а также отсутствия специального срезного и ловильного оборудования для спуска на ГТ.

Шире для реанимации скважин, в которых произошел обрыв ГТ, используется технология, описанная в работе [9]. Однако этот способ отмечается недостаточной эффективностью, особенно в случае нахождения в ней ранее спущенной ГТ.

Таким образом, задача, состоящая в том, чтобы извлечь прихваченную ГТ из аварийной скважины с помощью ГТ, до сих пор не решена.

Авторы предлагают конкретное решение данной задачи. Оно заключается в том, что в аварийной скважине, находящейся под давлением, и с установленной на устье колтюбинговой установкой (рис. 1), включающей собственно установку 1 с барабаном 2 и намотанной на нем ГТ 3, направляющий желоб 4, инжектор 5, блок превенторов 6 с превентором со срезными плашками 7, с превентором со спайдерными клиновыми плашками 8, с превентором с трубными плашками 9, с превентором с глухими плашками 10, размещенными на устьевом оборудовании 11, первоначально осуществляют захват прихваченной в скважине ГТ 3 спайдерными (клиновыми) плашками 8, герметизацию скважины трубными плашками 9 и срез ГТ 3 срезными плашками 7, извлечение отрезанной части ГТ 3 из скважины [10].

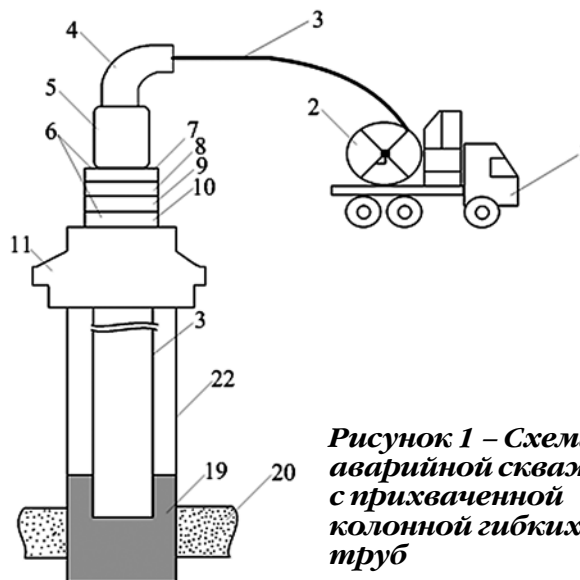


Рисунок 1 – Схема аварийной скважины с прихваченной колонной гибких труб

Далее через инжектор 5 пропускают ГТ меньшего диаметра 12 с обратным клапаном 13 и переводником 14 до уровня выше срезных плашек 8 блока превенторов 6. Осуществляют раскрепление наземного оборудования колтюбинговой установки 1 выше превентора с трубными плашками 10 от устьевого оборудования 11 ремонтируемой скважины, отсоединяют и подвешивают его с помощью грузоподъемного механизма, например, автокрана. Вытягивают ГТ меньшего диаметра 12 из инжектора 5 и монтируют на устьевом оборудовании 11 выше превентора с трубными плашками 9 шлюзовую камеру 15. Спускают в нее срезную сборку, включающую труборез 16, забойный двигатель 17 и гидравлический якорь малого диаметра 18 с внутренним диаметром, меньшим наружного диаметра оставшейся в скважине прихваченной ГТ 3, например, песчаной пробкой 19, образовавшейся по причине разрушения горной породы призабойной зоны продуктивного пласта 20.

Присоединяют срезную сборку к переводнику 14 ГТ меньшего диаметра 12. Монтируют на шлюзовой камере 15 отсоединенную часть наземного оборудования колтюбинговой установки, включая превентор со срезными плашками 7.

Затем (рис. 2) спускают ГТ меньшего диаметра 12 со срезной сборкой в скважину до глубины на 1–2 м выше места прихвата оставшейся части прихваченной ГТ 3. Закрепляют срезную сборку во внутренней полости прихваченной ГТ 3 с помощью гидравлического якоря малого диаметра 18. Осуществляют резку прихваченной ГТ 3 с помощью труборежа 16, при создании циркуляции промывочной жидкости до ее появления в кольцевом пространстве между прихваченной ГТ 3 и спущенной ГТ меньшего диаметра 12. После чего ГТ меньшего диаметра 12 со срезной сборкой поднимают до превентора с трубными плашками 9, трубные плашки 9 закрывают, осуществляя герметизацию ГТ меньшего диаметра 12.

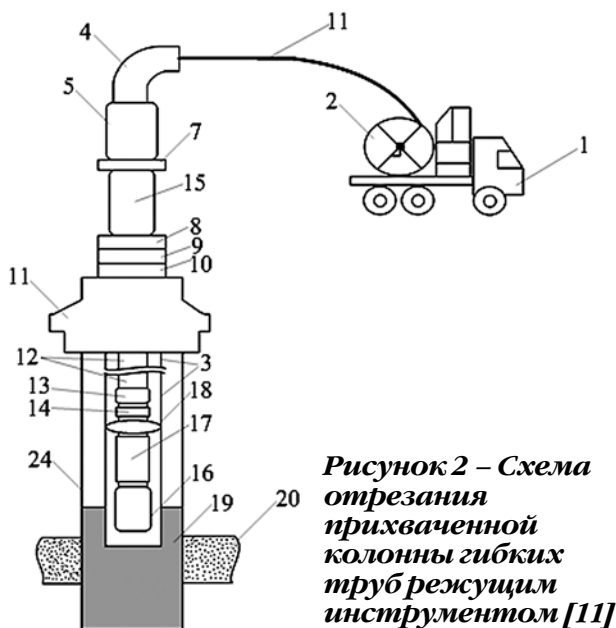


Рисунок 2 – Схема отрезания прихваченной колонны гибких труб режущим инструментом [11]

Раскрепляют наземное оборудование колтюбинговой установки выше превентора с трубными плашками 9 от устьевого оборудования 11 ремонтируемой скважины, отсоединяют и подвешивают его с помощью грузоподъемного механизма, например, с помощью автокрана. Извлекают из шлюзовой камеры 15 срезную сборку, отсоединяют ее от переводника 14 ГТ меньшего диаметра 12. Соединяют наземное оборудование колтюбинговой установки 1 с устьевым оборудованием 11 ремонтируемой скважины выше превентора с трубными плашками 9.

Удаляют из скважины отрезанную часть ранее прихваченной ГТ 3, герметизируют скважину глухими плашками 10 блока превенторов 6.

Раскрепляют наземное оборудование колтюбинговой установки выше превентора с трубными плашками 9 от устьевого оборудования 11 ремонтируемой скважины, отсоединяют и подвешивают его с помощью грузоподъемного механизма.

Спускают в шлюзовую камеру 15 ловильную сборку (рис. 3), состоящую из ловителя 21, например, метчика, гидравлического домкрата 22, забойного двигателя 17 и гидравлического якоря большого диаметра 23 с наружным диаметром, равным внутреннему диаметру оставшейся в скважине прихваченной ГТ 3. Присоединяют ловильную сборку к переводнику 14 ГТ меньшего диаметра 12, монтируют на шлюзовой камере отсоединенную часть наземного оборудования колтюбинговой установки.

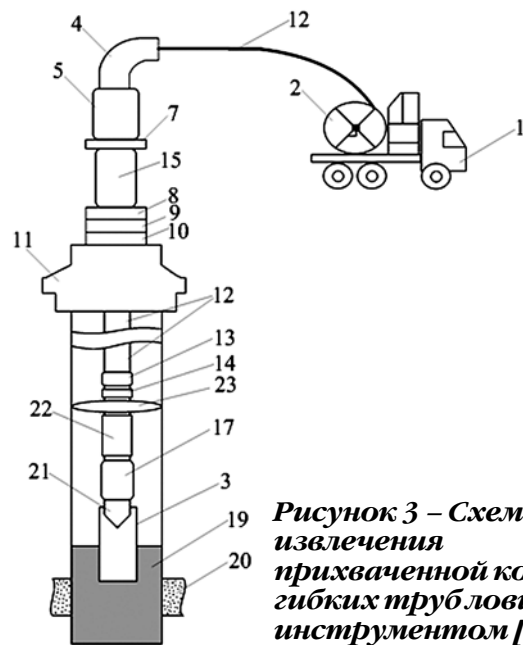


Рисунок 3 – Схема извлечения прихваченной колонны гибких труб ловильным инструментом [12]

Спускают ГТ меньшего диаметра 12 с ловильной сборкой в скважину до глубины на 1–2 м выше головы отрезанной части прихваченной ГТ 3. Осторожно вводят при минимальной скорости спуска ловильную сборку во внутреннюю полость прихваченной ГТ 3. Осуществляют вращение ловителя 21, в нашем случае метчика, для захвата и крепления его с прихваченной ГТ 3 с помощью

забойного двигателя 17 при создании циркуляции промывочной жидкости до появления ее в кольцевом пространстве между прихваченной колонной ГТ 3 и спущенной ГТ меньшего диаметра 12. Закрепляют ловильную сборку во внутренней полости эксплуатационной колонны 24 с помощью гидравлического якоря большего диаметра 23.

Применение метчика в качестве ловителя возможно в связи с тем, что извлечение ГТ происходит при ее прихвате, а не при обрыве и падении, когда ГТ претерпевает значительную деформацию и повреждения, когда возможно появление трещин в теле ГТ и при нарезании резьбы в теле такой трубы возможно дальнейшее развитие и расширение трещин, приводящих к последующему обрыву ГТ из зацепления с метчиком. В случае прихвата ГТ не подвержена деформации и в теле труб нет повреждений, а значит, можно в качестве ловителя применять метчик.

Причем для повышения надежности извлечения прихваченной ГТ можно применять метчик с наружным диаметром муфтовой части метчика несколько большим внутреннего диаметра прихваченной ГТ, но не большим их наружного диаметра.

Вытягивают прихваченную ГТ 3 из прихватившей ее песчаной пробки 19 с помощью гидравлического домкрата 22. Вытягивание ГТ 3 происходит за счет вертикального перемещения выходной штанги гидравлического домкрата 22, размещенной во внутренней полости гидравлического домкрата 22 с усилием не более 700 кН.

В заключение из скважины извлекают уже свободную от песчаной пробки 19 ранее прихваченную ГТ 3.

Выводы. Предлагаемая технология проведения аварийных работ в скважине с использованием колтюбинговой установки имеет ряд преимуществ перед традиционными способами извлечения прихваченного оборудования с помощью подъемного агрегата: возможность проведения работ при пониженном гидростатическом давлении в стволе скважины; увеличении скорости спуска инструментов; осуществляется более быстрое разворачивание и свертывание подъемного агрегата и вспомогательного оборудования; снижаются расход трубы, а также потребляемых материалов и трудовых ресурсов.

При этом предлагаемая технология извлечения прихваченного оборудования значительно расширяет область применения колтюбинговых технологий в сфере капитального ремонта скважин, в частности, проведения сложных (с технологической стороны) видов ремонтов скважин, в том числе извлечение прихваченного оборудования. Данная проблема особенно актуальна на газовых промыслах Крайнего Севера, где большинство месторождений природного газа и газового конденсата перешли в заключительную стадию разработки, характеризующуюся падением

пластового давления и подъема подошвенных вод [13].

Ранее в процессе ремонта скважин сложность работ с помощью колтюбинговой установки ограничивалась тяговым усилием инжектора, которое для средних установок составляет 240 кН (диаметр гибкой трубы от 44,5 мм до 60,3 мм). Включение в компоновку гидравлического домкрата позволяет увеличить нагрузку на ловильный инструмент до 700 кН. Тем не менее основным недостатком технологии остается отсутствие специфических технических устройств, таких как внутренний овершот, ловитель, труборезка, тросоловитель и др. ●

ЛИТЕРАТУРА

1. Кустышев А.В. Эксплуатация скважин на месторождениях Западной Сибири. – Тюмень: Вектор Бук, 2002. – 168 с.
2. Листак М.В., Попова Ж.С., Зозуля Е.К., Норицина Н.С., Гейхман М.Г., Кустышев А.В. Комплексный подход к ремонту газовых скважин с помощью колтюбинговых технологий // Известия вузов. Нефть и газ. – 2007. – № 6. – С. 13–18.
3. Зозуля Г.П., Гейхман М.Г., Кустышев А.В., Чижова Т.И., Романов В.К., Бурдин К.В. Перспективы применения койлтюбинговых технологий при капитальном ремонте скважин // Известия вузов. Нефть и газ. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2001. – № 6. – С. 55–59.
4. Кустышев А.В. Сложные ремонты скважин. – М.: ИРЦ Газпром, 2010. – 165 с.
5. Амиров А.Д., Овнатанов С.Е., Яшин А.С. Капитальный ремонт нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 1975. – 194 с.
6. Будников А.Д., Овнатанов С.Е., Яшин А.С. Осложнения при ремонте нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 1975. – 194 с.
7. 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.
8. Gore Kemp. Oilwell Fishing Operation: Tools and Techniques. - 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.
9. Булатов А.И. Колтюбинговые технологии при бурении, заканчивании и ремонте нефтяных и газовых скважин. Справочное пособие. – М.: Изд-во «Просвещение-Юг», 2008. – С. 320.
10. Ваганов Ю.В., Листак М.В., Калимулина М.Я. Некоторый опыт извлечения прихваченной гибкой трубы из скважины в процессе бурения бокового ствола и возможные пути совершенствования такой технологии // Известия вузов. Нефть и газ. – 2015. – № 2. – С. 42–45.
11. Положительное решение от 23.07.15 по 3 № 2014 145 503 РФ. Скважинное труборезущее устройство для разрезания прихваченной колонны гибких труб // Ю.В. Ваганов, Е.В. Паникаровский, М.В. Листак и др. (РФ).
12. Кустышев Д.А., Ваганов Ю.В., Леонтьев Д.С. и др. Ловильное устройство для извлечения прихваченной колонны гибких труб, спускаемой на гибкой трубе // Патент РФ 155017. № 2014145503.
13. Кустышев А.В. Опыт и возможности колтюбинговых технологий при ремонте скважин на месторождениях Крайнего Севера // Время колтюбинга. – 2008. – № 1 (23). – С. 28–31.