

**ИЗВЛЕЧЕНИЕ ПРИХВАЧЕННОЙ ГИБКОЙ ТРУБЫ ИЗ СКВАЖИНЫ
С ПОМОЩЬЮ РЕЖУЩИХ И ЛОВИЛЬНЫХ ИНСТРУМЕНТОВ,
СПУСКАЕМЫХ В СКВАЖИНУ НА ГИБКОЙ ТРУБЕ****RETRIEVING A STUCK FLEXIBLE PIPE FROM A WELL USING CUTTING
AND FISHING TOOLS RUN INTO THE HOLE ON THE FLEXIBLE PIPE****А. В. Кустышев, Д. А. Кустышев, И. А. Кустышев, Ю. В. Ваганов****A. V. Kustyshev, D. A. Kustyshev, I. A. Kustyshev, Yu. V. Vaganov***ООО «ТюменНИИгипрогаз», г. Тюмень**ООО «Сервисная Нефтяная Компания», г. Тюмень**Ключевые слова: бездействующая скважина; восстановление; гибкая труба; прихват;
ловля и извлечение**Key words: idle well; restoration; flexible pipe; sticking; fishing and retrieving*

В настоящее время большинство нефтяных месторождений Западной Сибири находится на стадии падающей добычи и характеризуется возрастанием бездействующего фонда скважин. Вследствие интенсивного обводнения залежи пластовыми водами происходит резкое снижение дебита скважин, порою до полной их остановки [1]. В связи с этим возникает необходимость в реанимации простаивающих скважин. Одним из перспективных 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] или извлечение 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 НКТ или ГТ по причине отсутствия возможности спуска их в скважину, в которой уже находится ГТ, а также по причине отсутствия специального срезного и ловильного оборудования.

Более широко 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. Ее решение 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 (превентор со срезными плашками 7, превентор со спайдерными клиновыми плашками 8, превентор с трубными плашками 9, превентор с глухими плашками 10), размещенный на устьевом оборудовании 11, первоначально осуществляют захват прихваченной в скважине ГТ 3 спайдерными (клиновыми) плашками 8, ее герметизацию трубными плашками 9 и срез ГТ 3 срезными плашками 7, извлечение отрезанной части ГТ 3 из скважины [10].

Далее через инжектор 5 пропускают ГТ меньшего диаметра с обратным клапаном и переводником 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.

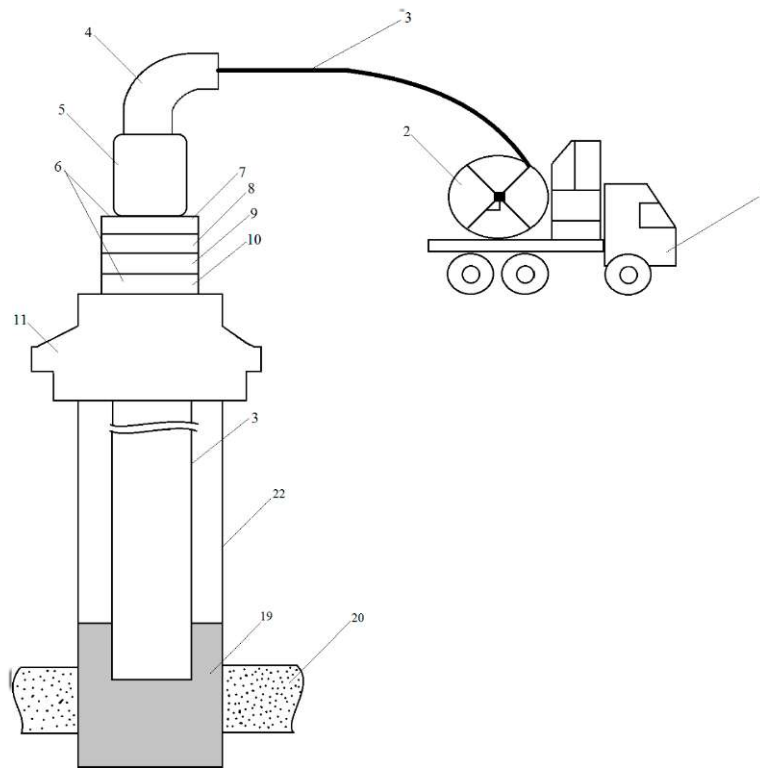


Рис. 1. Схема компоновки оборудования аварийной скважины с прихваченной колонной гибких труб

Вытягивают ГТ меньшего диаметра из инжектора 5 и монтируют на устьевом оборудовании 11 выше превентора с трубными плашками 9 шлюзовую камеру. Спускают в нее срезную сборку, включающую труборез, забойный двигатель и гидравлический якорь малого диаметра 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 ГТ меньшего диаметра. Монтируют на шлюзовой камере 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 трубореза 16 (например метчика) 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.

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.

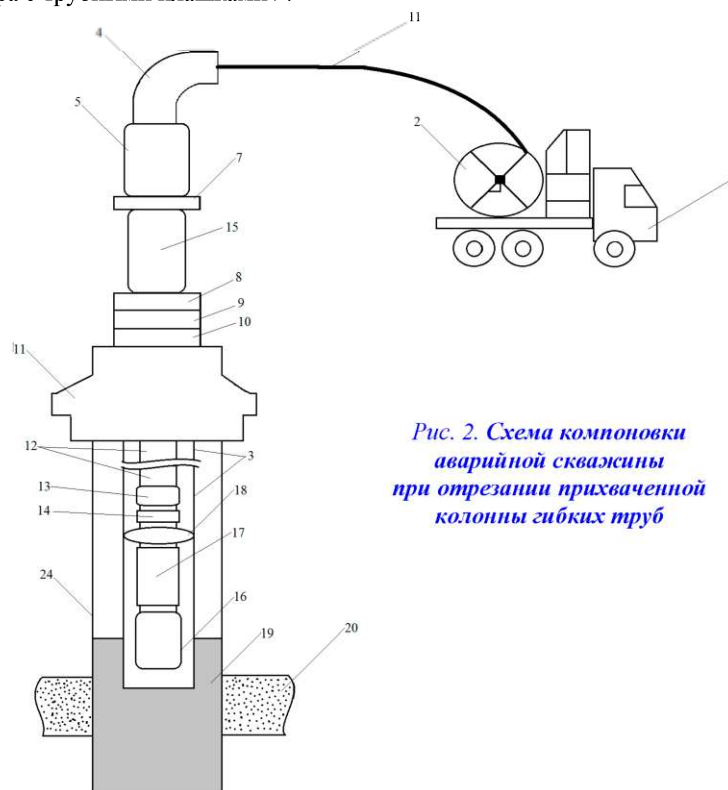


Рис. 2. Схема компоновки аварийной скважины при отрезании прихваченной колонны гибких труб

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.

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 большого 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.

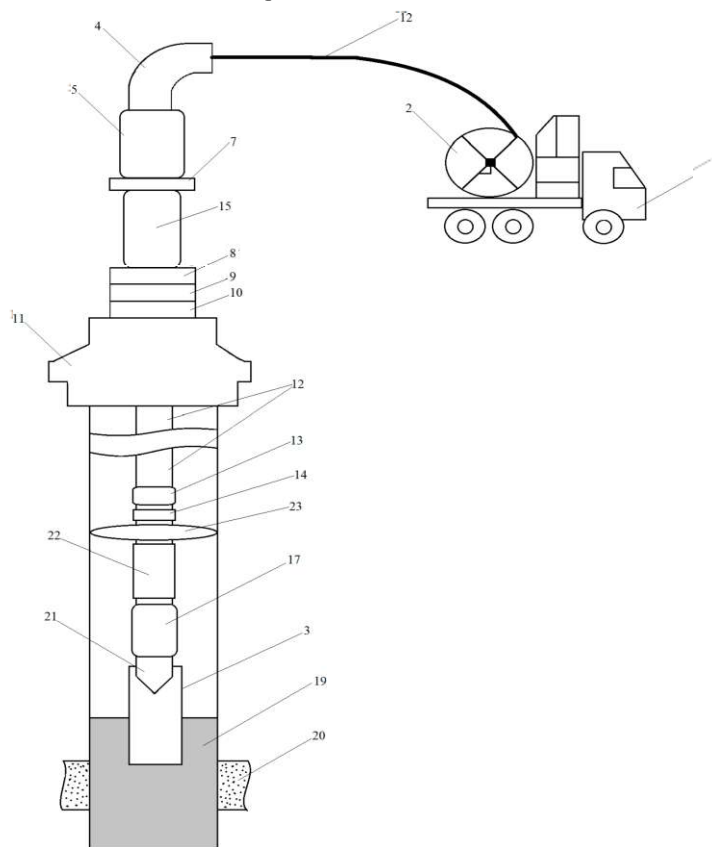


Рис. 3. Схема компоновки аварийной скважины при извлечении прихваченной колонны гибких труб

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.

Таким образом, 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; увеличение скорости спуска инструментов; более быстрое развертывание и свертывание подъемного агрегата и вспомогательного оборудования; снижение расхода трубы и потребляемых материалов, 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. Особенно данная проблема актуальна на газовых промыслах Крайнего Севера, где большинство месторождений природного газа и газового конденсата перешли в заклю-

чительную стадию разработки, характеризующуюся падением пластового давления и подъемом подошвенных вод [11].

Ранее в процессе ремонта скважин сложность работ с помощью колтубинговой установки ограничивалась тяговым усилием инжектора, которое для средних установок составляет 240 кН (диаметр гибкой трубы от 44,5 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, трособователь и др.

Список литературы

1. Кустышев А. В. Эксплуатация скважин на месторождениях Западной Сибири. – Тюмень: Вектор Бук, 2002.
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 колтубинговых 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 колтубинговых 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 колтубинговых 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. Колтубинговые технологии при бурении, заканчивании и ремонте нефтяных и газовых скважин. Справочное пособие. – М.: Изд-во «Просвещение-Юг», 2008.
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. Кустышев А. В. Опыт и возможности колтубинговых технологий при ремонте скважин на месторождениях Крайнего Севера // Время колтубинга. – 2008. – № 1. – С. 28-31.

Сведения об авторах

Кустышев Александр Васильевич, д. т. н., профессор, гл. науч. сотр. ООО ТюменНИИгипрогаз», тел. 8(3452)286694, e-mail: kustishevAV@tngg.ru

Кустышев Денис Александрович, к. т. н., ст. науч. сотр. ООО ТюменНИИгипрогаз», тел. 8(3452)286697, e-mail: denis1982k@mail.ru

Кустышев Игорь Александрович, к. т. н., главный специалист ООО ТюменНИИгипрогаз», тел. 8(3452)286856, e-mail: kustishev@tngg.ru

Ваганов Юрий Владимирович, к. т. н., начальник отдела ООО «Сервисная нефтяная компания», тел. 8(3452)566114, e-mail: vaganov_yv@SNK-tmn.ru

Information about the authors

Kustyshev A. V., Doctor of Engineering, professor, chief researcher, of LLC «TyumenNIIgiprogas», phone: 8(3452)286694, e-mail: kustishevAV@tngg.ru

Kustyshev D. A., Candidate of Science in Engineering, senior researcher of LLC «TyumenNIIgiprogas», phone: 8(3452)286697, e-mail: denis1982k@mail.ru

Kustyshev I. A., Candidate of Science in Engineering, chief specialist of LLC «TyumenNIIgiprogas», phone: 8(3452)286856, e-mail: kustishev@tngg.ru

Vaganov Yu. V., Candidate of Science in Engineering, head of the department of LLC «Service oil company» phone: 8(3452)566114, e-mail: vaganov_yv@SNK-tmn.ru