

УДК 622.276.7

## Аварийно-восстановительные работы в аварийных скважинах с использованием гибкой трубы

Д.А. Кустышев, Е.В. Паникаровский, ООО «ТюменНИИгипрогаз»;  
Ю.В. Ваганов, Е.Н. Козлов, ТюмГНГУ

### АННОТАЦИЯ

*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 трубы (или 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.*

**Ключевые слова:** скважина, осложнение, авария, ремонт, ловильные работы, ловильный инструмент, гибкая труба.

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

ляются 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, правиль-



но 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, равными или большими, чем гидростатическое давление, 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, сопровождающуюся падением пластового давления, а также подъемом газовой контакта, к технологии проведения АВР предъявляются дополнительные требования, где одним из основных 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. Это работа при пониженном гидростатическом давлении в стволе скважины; ускорение спуска инструментов; более быстрое развертывание и свертывание (при монтаже-демонтаже) подъемного агрегата и вспомогательного оборудования; сокращение расхода трубы, потребляемых материалов и трудовых ресурсов [6, 7].

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

- ограниченность вместимости барабана;
- отсутствие возможности поворота всей колонны;
- ограниченность в тяговом усилии инжектора.

В работах [8, 4] представлен большой ассортимент оборудования и технологий для проведения АВР с помощью ГТ. Нам хотелось бы остановиться на наиболее распространенных на месторождениях севера Тюменской области технологиях извлечения из скважины прихваченных труб, тартального каната или каротажного кабеля, которые осуществляются 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 называемым железным дном, состоящим 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





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

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

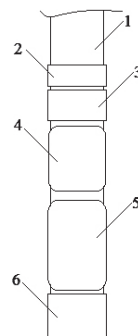
ловильный ерш (рис. 1), имеющий ограничитель, препятствующий проникновению ловильного инструмента внутрь витков кабеля. Наружный диаметр ерша должен быть равным диаметру нормального шаблона для данной лифтовой колонны, например, для лифтовой колонны с диаметром 89 мм и толщиной стенки 9,35 мм диаметр 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. Оно осуществляется 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).

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, ги-



**Рисунок 2 – Компоновка для извлечения прихваченной ГТ:**

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

драто-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 извлечения.

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 в ГТ диаметром 60 мм), гидравлический труборез. Данную компоновку для резки спускают на глубину, 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, 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, особенно данная проблема 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, 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. – № 4. – С. 34–42.