



И.З. Денисламов



А.М. Галимов

Технологии удаления отложений с колонны лифтовых труб нефтедобывающих скважин

Technology of Removing Deposits from the Well Flow Columns

*И.З. Денисламов, Уфимский государственный нефтяной технический университет;
А.М. Галимов, ООО «Башнефть-Добыча» НГДУ «Чекмагушнефть»*

I. Denislamov, A. Galimov

АННОТАЦИЯ

В статье представлены разработки, позволяющие эффективно удалять асфальтосмоловые и парафиновые отложения с колонны лифтовых труб нефтедобывающих скважин за счет адресной доставки рабочего агента в скважину с помощью ГНКТ. Предложена технология эксплуатации скважин с высоким содержанием сероводорода с глубинным плунжерным насосом.

Ключевые слова: *гибкая труба, глубинный плунжерный насос, колонна лифтовых труб, АСПО, межтрубное пространство.*

ABSTRACT

The articles deals with developments providing for efficient removal of paraffin deposits of asphalt-resin and paraffin deposits from the flow column of oil producing wells at the cost of address delivery of the working agent to the well with the coiled tubing. The technology of well operation with high content of hydrogen sulfide via deep plunger pump.

Keywords: *coiled tubing, deep plunger pump, flow column, asphalt, resin and paraffin deposits, annular space.*

Выпадение асфальтенов, смол и парафинов из добываемой нефти в скважинных лифтовых трубах является для некоторых месторождений явлением широко распространенным и объективным. Образование отложений происходит из-за изменения термобарических условий пребывания нефти: температура и давление в трубах падают до кри-

тических значений, начинаются процессы кристаллизации парафинов и их закрепления на поверхности труб. Для некоторых типов нефтей практически невозможно подобрать приемлемый ингибитор парафинообразования из существующего в России спектра реагентов. Такие проблемные скважины периодически обрабатывают раствори-



телем АСПО. Наиболее прогрессивной является колтюбинговая технология [1], в которой гибкая насосно-компрессорная труба (ГНКТ) спускается либо по колонне лифтовых труб, либо по межтрубному пространству. В последнем случае трубу спускают до зоны глубинного насоса, по ней закачивают необходимый объем растворителя, который попадает в лифтовые трубы с помощью глубинного насоса.

Гибкие трубы меньшего диаметра и стационарного исполнения уже много лет используют для адресной доставки химических реагентов на прием глубинного насоса согласно изобретению [2]. Такое техническое решение по изобретению [3] адаптировано для одномоментной закачки растворителя значительного объема на прием глубинного насоса. Трубный контейнер емкостью 100–600 литров с открытым низом герметично монтируется к входу в насос. К верхней части контейнера также герметично фиксируется стационарная труба Ш12–15 мм, по которой с устья скважины подается насосом растворитель или любой другой технологический реагент. Заполнение контейнера растворителем происходит при закрытой задвижке выкида лифтовых труб, а перемещение растворителя из контейнера в колонну лифтовых труб осуществляется глубинным насосом в оптимальной последовательности.

Предварительные расчеты показывают, что для скважин, оборудованных ШСНУ на глубине 1000 м, со средним объемом отложений в лифтовых трубах (400–600 литров) требуется от 2-х до 3-х циклов подачи растворителя в колонну НКТ. Циклическая закачка реагента в колонну лифтовых труб дает определенный положительный эффект, заключающийся в усилении массообменных процессов при движении реагента вдоль трубных отложений.

Закачка растворителя через трубу на прием насоса и перемещение этого растворителя в лифтовые трубы с помощью глубинного насоса могут вестись одновременно при условии, что производительность насоса по закачке растворителя в трубку будет не ниже, чем подача глубинного насоса.

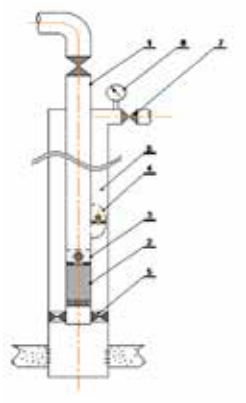
Решение в ближайшем будущем этих задач по адресной доставке и более эффективному использованию растворителей в скважинах с АСПО, на наш взгляд, позволит увеличить продолжительность безремонтного периода работы скважин, снизить затраты на приобретение растворителей и проведение подземных ремонтов.

Определенная часть нефтедобывающих скважин Волго-Уральской провинции эксплуатируется в крайне осложненных условиях. С одной стороны, в глубинно-насосном оборудовании и колонне лифтовых труб происходит интенсивное образование асфальтосмоловых и парафиновых отложений. Другой проблемой является наличие в скважинной продукции сероводорода повышенной концентрации. Ситуация может усугубляться наличием в водной фазе пластовой жидкости сульфатовосстанавливающих бактерий, способных на порядок повысить скорость коррозионных процессов в относительно спокойной среде. К такой опасной зоне в скважине относится межтрубное пространство с обсадной колонной, потеря герметичности которой резко повышает все расходы на дальнейшую эксплуатацию скважины.

Предлагается технология эксплуатации таких скважин с глубинным плунжерным насосом, в которой ключевым моментом является наличие в теле колонны НКТ обратного клапана (ОК), расположенного над глубинным насосом [4]. Межтрубное пространство в зоне глубинного насоса герметизируется па-



кером и заполняется технической жидкостью с повышенной концентрацией ингибиторов коррозии и бактерицидов. Для исключения перетока скважинной продукции из лифтовых труб в межтрубное пространство на устье скважины угловой вентиль обсадной колонны перекрывается и для исключения инцидентов снабжается электроконтактным манометром. Схема реализации технологии приведена на рис. 1.



1 – колонна лифтовых труб, 2 – глубинный насос, 3 – обратный клапан насоса, 4 – обратный клапан в межтрубное пространство, 5 – пакер, 6 – межтрубное пространство, 7 – угловой вентиль, 8 – ЭКМ

Рисунок 1 – Способ доставки реагента в колонну лифтовых труб скважины

Техническая жидкость в межтрубном пространстве имеет двойное назначение. Первая функция – ингибиторная защита колонны НКТ и эксплуатационной колонны от коррозионных процессов. Вторая функция – надежное закрытие обратного клапана 4 за счет повышенной плотности технической жидкости. Это важно в дни простаивания скважины, когда через неработающий насос пластовая жидкость с газом будет поступать в колонну НКТ. Так как в момент остановки скважины гидростатическое давление в межтрубном пространстве будет выше, чем аналогичное давление в колонне НКТ, то этот фактор будет

иметь весомое значение для закрытого состояния обратного клапана.

Электроконтактный манометр 8 связан с пультом управления работой глубинного насоса: отключает электропитание насоса при повышении давления в межтрубном пространстве выше допустимого значения. Такая ситуация может возникнуть при работающем насосе и внезапной или постепенной закупорке лифтовых труб или наземных трубопроводов от скважины отложениями различного характера: АСПО, мех. примесями или посторонними предметами.

Подземное оборудование используется в двух режимах:

1. Эксплуатация продуктивного пласта: угловой вентиль межтрубного пространства 7 закрыт, скважинная продукция поднимается только по колонне НКТ, обратный клапан в межтрубное пространство закрыт гидравлически (давление в межтрубном пространстве будет выше, чем в колонне НКТ). До момента пуска в работу глубинного насоса этому будет, в частности, способствовать повышенная плотность технической жидкости в межтрубном пространстве.
2. Закачка растворителя в колонну лифтовых труб: угловой вентиль 7 открыт, в колонну НКТ с устья закачивают реагент, при этом ОК открывается под действием перепада давления. В последующем насос пускают в эксплуатацию, растворенные отложения вместе с продукцией скважины выносятся по лифтовым трубам на поверхность земли.

Выводы

1. В зависимости от суточной производительности скважины по нефти (коммерческой ценности) будет формироваться ее подземное оборудование и технологии обслуживания и исследования. В понятие подземного оборудо-



вания в скором времени к глубинному насосу и лифтовым трубам добавится диагностическое оборудование стационарного исполнения. Первые шаги в виде датчиков давления и температуры в зоне погружного электродвигателя установки электроцентробежного насоса уже сделаны, и получена информация по плотности жидкости в межтрубном пространстве [5].

2. Технологии удаления отложений из колонны НКТ нефтедобывающих скважин постоянно развиваются, и необходимо, чтобы эти новые решения испытывались в производственных условиях с тем, чтобы найти достойную альтернативу повсеместно применяемому способу доставки растворителей в полость глубинного насоса и лифтовых труб через межтрубное пространство. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Каблаш Сергей. Мини-колтюбинг как он есть//Время колтюбинга. – 2009. – № 4 (29). – С. 28–30.
2. Патент РФ на изобретение № 2302513/Способ подачи реагента в скважину// Е.Н. Сафонов, Н.С. Волочков, В.А. Стрижнев. и др. – Бюл. № 19. Оpubл. 10.07.2007.
3. Патент РФ на изобретение № 2445448. Способ очистки глубинного насоса и колонны лифтовых труб от отложений/Ф.Ф. Хасанов, А.М. Галимов, И.З. Денисламов. Оpubл. 20.03.12. Бюл. № 8.
4. Патент на изобретение № 2464409 РФ. Способ доставки реагента в колонну лифтовых труб скважины/И.З. Денисламов, А.М. Галимов, Ш.А. Гафаров и др. Оpubл. 20.10.2012. Бюл. № 29.
5. Денисламов И.З., Гафаров Ш.А., Еникеев Р.М. Интерпретация данных современной телеметрии скважинных электроцентробежных насосов//Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения: сб. науч. тр. – Вып. 3(8). – Уфа: ООО «Монография», 2014. – С. 243–250.