

Глубинное оборудование для скважин с отложениями в лифтовых трубах

Downhole Equipment for Wells with Scale in the Tubing

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

I. Denislamov, A. Galimov

АННОТАЦИЯ

Колтюбинговые технологии промывки скважин от отложений с помощью растворителей показывают их высокую эффективность. Несмотря на это, большинство промывок глубинного скважинного оборудования органическими растворителями осуществляется через межтрубное пространство скважин с организацией полной или частичной круговой циркуляции скважинной продукции и растворителя. Такой традиционный метод удаления отложений показывает эффективность не более 70–80%. С целью повышения успешности удаления асфальтосмолопарафиновых отложений из полости глубинного насоса и лифтовых труб предлагается растворитель подавать по стационарной армированной трубке в контейнер, расположенный ниже входа в глубинный плунжерный насос.

Доставка в полость лифтовых труб растворителя АСПО возможна по наиболее короткому пути – закачкой реагента с устья скважины непосредственно в колонну насосно-компрессорных труб. В статье приводится описание дополнительного оборудования скважины, позволяющего проводить закачки растворителя по такой технологии.

Ключевые слова: отложения, глубинный насос, колонна лифтовых труб, контейнер, гибкая трубка, растворитель, межтрубное пространство скважины, обратный клапан, техническая жидкость.

ABSTRACT

Coiled tubing technologies of scale removal with the help of solvents show great effectiveness. Despite this fact, the major part of downhole equipment washouts is performed using organic solvents through the annulus with full or partial circulation of production fluid and solvent. Such conventional method of scale removal shows the efficiency of about 70–80%. In order to increase the success rate of asphalt, resin and paraffin deposits removal from a downhole pump and the tubing, we suggest to inject the solvent through the stationary reinforced tube into a container that is situated below the inlet of a downhole plunger pump.

The solvent of asphalt, resin and paraffin deposits can be injected from a wellhead directly into the tubing string, which is the shortest possible way. The article describes the downhole auxiliary equipment that allows to perform injection of solvent according to the above-mentioned technology.

Keywords: scale, downhole pump, tubing string, container, coiled tubing, solvent, annulus, back pressure valve, process fluid.



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 критических значений, начинаются процессы кристаллизации парафинов и их закрепления на поверхности труб. Для некоторых типов нефтей практически невозможно подобрать приемлемый ингибитор парафинообразования из существующего по стране спектра реагентов. Такие проблемные скважины периодически обрабатывают растворителем АСПО. Наиболее прогрессивной является колтюбинговая технология [1], в которой длинномерная гибкая трубка спускается либо по колонне лифтовых труб, либо по межтрубному пространству. В последнем случае трубку спускают до зоны глубинного насоса, по ней закачивают необходимый объем растворителя, который попадает в лифтовые трубы с помощью глубинного насоса.

Трубки 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 ко входу в насос. К верхней части контейнера также герметично фиксируется стационарная трубка $\varnothing 12\text{--}15$ 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 пере-

мещение 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 трубку 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 сульфатвосстанавлива-



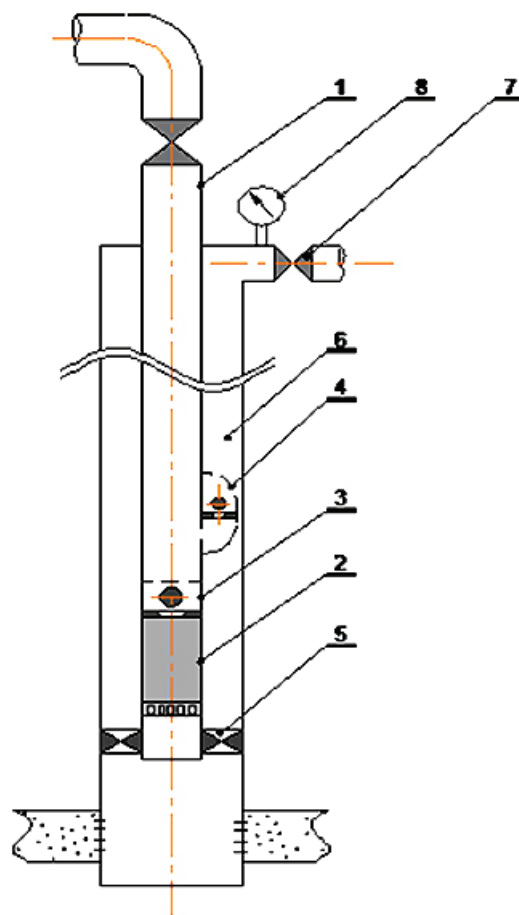
ющих бактерий, способных на порядок повысить скорость коррозионных процессов в относительно спокойной среде. К такой опасной зоне в скважине относится межтрубное пространство с обсадной колонной, потеря герметичности которой резко повышает все расходы на дальнейшую эксплуатацию скважины.

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 пакером 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.

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 свя-

зан 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, мехпримесями или посторонними предметами.



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

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 формиро-

ваться ее подземное оборудование, а также технологии обслуживания и исследования скважины. В понятие подземного оборудования 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, 6].

2. Технологии удаления отложений из колонны НКТ нефтедобывающих скважин постоянно развиваются, и важно, чтобы эти новые решения испытывались в производственных условиях. Только испытания новых технологий по удалению АСПО позволят найти достойную альтернативу повсеместно применяемому способу доставки растворителей в полость глубинного насоса и лифтовых труб через межтрубное пространство. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Каблаш С. Мини-колтюбинг как он есть//Время колтюбинга. – 2009. – № 29. – С. 28–30.
2. Сафонов Е.Н., Волочков Н.С., Стрижнев В.А. и др. Способ подачи реагента в скважину//Патент РФ на изобретение № 2302513. Оpubл. 10.07.2007. Бюл. № 19.
3. Хасанов Ф.Ф., Галимов А.М., Денисламов И.З. Способ очистки глубинного насоса и колонны лифтовых труб от отложений//Патент РФ на изобретение № 2445448. Оpubл. 20.03.12. Бюл. № 8.
4. Денисламов И.З., Галимов А.М., Гафаров Ш.А. и др. Способ доставки реагента в колонну лифтовых труб скважины//Патент на изобретение № 2464409 РФ. Оpubл. 20.10.2012. Бюл. № 29.
5. Мищенко И.Т., Леонов И.В. Основы физико-математической модели системы «Эксплуатационный объект – добывающая скважина – установка ЭЦН»//Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2011. – № 3. – С. 36–40.
6. 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.