

ТЕХНОЛОГИИ УДАЛЕНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ С КОЛОННЫ ЛИФТОВЫХ ТРУБ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН

TECHNOLOGY OF DEPOSIT REMOVAL FROM THE PRODUCTION STRING IN OIL WELLS

И.З. ДЕНИСЛАМОВ, Уфимский государственный нефтяной технический университет;

А.М. ГАЛИМОВ, ООО «Башнефть-Добыча» НГДУ «Чекмагушнефть»

I. DENISLAMOV, Ufa State Petroleum Technological University;

A. GALIMOV, Bashneft-Dobycha LLC, NGDU Chekmagushneft

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 в России спектра реагентов. Такие проблемные скважины периодически обрабатывают растворителем 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 Ø12–15 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



Deposition of asphaltenes and resins in production strings of oil wells is a widespread and objective phenomenon at some oilfields. Deposits are formed due to the change of pressure and temperature conditions of oil: in the production string temperature and pressure drop to the critical level, paraffins start to crystallize and deposit on the production string walls. Unfortunately, for some types of oils it is impossible to choose an adequate inhibitor out of the whole range of chemicals available in Russia. Such problematic wells are treated with the solvent of asphalt, resin and paraffin deposits. Coiled tubing is considered to be the most advanced treatment technology [1]. Coiled tube is run into the well via the production string or annulus. In the latter case CT is run to reach a downhole pump, then the needed volume of solvent is injected through the CT and subsequently pumped into the production string with the help of downhole pump.

Stationary coiled tubes of smaller diameter have been used for targeted delivery of chemical agents to the suction of downhole pump for many years already [2]. The technical solution of such an invention [3] is suitable for one-time large-volume injection of solvent to the suction of the downhole pump. Open-bottom tube container with the capacity of 100–600 liters is hermetically mounted at the intake of the pump. A 12–15 mm tube is hermetically connected to the top of the container. Solvent or any other agent is injected via this tube from the wellhead. The container is filled with the solvent while the valve of the production string bleed line is closed; then the solvent is pumped from the container to the production string with the help of the downhole pump in the optimal sequence.

Estimates show that for wells with a sucker rod pump installed at the depth of 1,000 meters with the average amount of deposits in the production string

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 сульфатвосстанавливающих 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 связан с пультом управления работой глубинного насоса: отключает электропитание насоса при повышении давления в межтрубном пространстве выше допустимого значения. ►

(400–600 liters) one will need to have 2 to 3 cycles of solvent injection into the production tubing string. Cyclic solvent injection into the production string yields certain positive results – improvement of mass-exchange processes while the agent is moving along the depositions in the production string.

Solvent injection from the wellhead into the tube can be done simultaneously with the delivery of solvent to the production string with the help of downhole pump, provided that the capacity of the pump that injects the solvent from the wellhead is at least the same as the pumping rate of the downhole pump.

Improvement of solvent targeted delivery and more efficient use of solvents at wells with asphalt, paraffin and resin deposits will allow extending the period of workover-free operation of wells, reducing solvent procurement costs and well servicing costs.

Certain number of oil wells in the Volga-Urals province is operated in extremely complex conditions. On the one hand, there is an intensive deposition of asphalt, resin and paraffin on the downhole pumping equipment and in the production string. Another issue is high H₂S concentrations in the production fluid. The whole situation might be aggravated by the presence of sulfate-reducing bacteria in the water phase. These bacteria can accelerate the corrosion processes by several times in relatively calm environment. Annulus and the casing are the main risk zones in a well. Loss of their leak tightness leads to a sharp increase in the cost of well operation.

We propose a technology of operating such wells with downhole plunger pump. The key point here is to have a back valve in the production string located above the downhole pump [4]. The annular space in the area of the downhole pump is sealed with packer and is filled with service fluid with high concentrations of corrosion inhibitors and bactericides. Angle valve of the casing is shut off to avoid the flow of production fluid from the production string to the annular space. To avoid incidents there should also be installed an electric contact pressure gauge. The technology scheme is shown in Figure 1.

Service fluid in the annular space serves double purpose. First function – protection of the tubing and the production string from corrosion processes. Second function – reliable closure of the back valve 4 due to high density of the service fluid. This is important during well's downtime when formation fluid with gas will be flowing to the production string through the non-working pump. Since at the moment of well shutoff hydrostatic pressure in the annulus will be higher than the pressure in the production string, this factor will be very important for the off-state of the back valve.

Electric contact pressure gauge 8 is connected to the downhole pump remote control: it shuts the power supply to the pump off if pressure in the annulus exceeds the allowable value. Such situation ►

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.

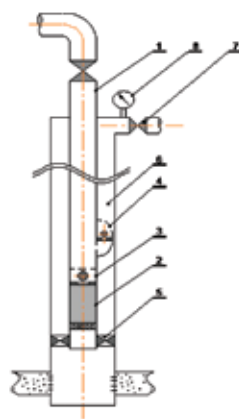
ВЫВОДЫ

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

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. Каблеш 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.



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

1 – production string, 2 – downhole
pump, 3 – pump's back valve,
4 – annular space back valve,
5 – packer, 6 – annular space,
7 – angle valve, 8 – electric contact
pressure gauge

Рисунок 1 – Способ доставки реагента в колонну лифтовых труб скважины
Figure 1 – Method of delivering chemical agents to the production string of a well

can occur if the pump is operating and there occurs a sudden blockage of the production string or surface pipeline by: asphalt, paraffin and resin deposits, solids or foreign objects.

Downhole equipment is used in two modes:

1. Operation of the producing formation: angle valve for the annular space 7 is closed, well fluid is lifted via the production string, annular space back valve is hydraulically closed (pressure in the annulus will be higher than the pressure in the production string). Before the downhole pump is started, this state is achieved, in particular, due to higher density of the service fluid in the annular space.

2. Solvent injection into the production string: angle valve 7 is open, chemical agent is injected from the wellhead to the production string and the back valve is set open due to pressure differential. Later on, the pump is started and dissolved deposits are lifted to the surface together with the well fluid via the production string.

CONCLUSIONS

1. Set of downhole equipment as well as technology of well servicing and exploration is selected based on the oil yield of a particular well (its commercial value). Very soon downhole equipment will also include stationary diagnostic tools, besides downhole pump and production tubing. First steps have already been made – pressure and temperature sensors are installed in the area of electrical submersible pump. Data on fluid density in the annulus has already been acquired [5].

2. Technologies of deposit removal from the production strings of oil wells are constantly developing. It is necessary that all these new solutions are tested in the field conditions in order to find a worthy alternative to the currently widely used method of delivering solvents to the downhole pump and the production string via annular space. ☉