

ПРОГРЕССИВНЫЙ СПОСОБ ОЧИСТКИ НЕФТЯНЫХ ТРУБ ОТ ПЛОТНОФИКСИРОВАННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

В статье приведена технология очистки внутренней поверхности нефтяных труб, позволяющая обеспечить высокую эффективность очистки использованием термоабразивного аппарата, позволяющего организовать оптимальное смесеобразование и сгорание топливно-воздушной смеси. Данная технология позволяет организовать повторное использование бывших в эксплуатации труб с решением экологической проблемы дезактивации непосредственно в могильниках предприятий.

Ключевые слова: труба, плотнофиксируемые отложения, термоабразивный аппарат, дезактивация.

Нефтяные месторождения в поздний период эксплуатации преимущественно разрабатываются искусственным поддержанием пластового давления закачкой воды, в том числе сточной, в нефтяные пласты. Добыча нефти при этом сопровождается образованием плотнофиксируемых солевых отложений в нефтепромысловом оборудовании.

Наиболее интенсивное образование солевых отложений происходит в скважине на приеме насоса, в его рабочих органах, в насосно-компрессорных трубах и далее в системах нефтесбора и поддержания пластового давления. Отложения солей являются причиной снижения производительности нефтепромыслового оборудования из-за уменьшения проходного сечения как рабочих органов насосов, так и труб. В дальнейшем оборудование демонтируется и подвергается восстановительному ремонту. В процессе ремонта производится определенный набор взаимосвязанных обязательных операций в сочетании с дополнительными операциями, необходимость которых диктуется состоянием оборудования. Основными технологическими операциями являются:

- мойка и очистка;
- техническая диагностика с использованием неразрушающих методов контроля для определения пригодности оборудования к ремонту и дальнейшей эксплуатации;
- восстановительный ремонт.

В процессе восстановительного ремонта возникает острая проблема высокоэффективной очистки внутренней поверхности труб от солевых отложений. Для решения данной задачи в основном применяются следующие технологии:

- предварительная грубая механическая;
- тонкая абразивная очистка до чистого металла или технологии с применением воды;

– применение данных технологий приводит к усложнению процессов очистки труб в целом.

В связи с вышеизложенным актуальной является разработка конструкции термоабразивного аппарата (ТА) и технологии очистки внутренней поверхности труб от плотнофиксируемых солевых отложений непосредственно на производственных объектах нефтегазового комплекса. При этом высокоэффективная очистка должна достигаться во время поступательного движения ТА внутри труб. Данная технология позволит производить очистку труб, удаление и сбор продуктов очистки в ходе одной операции.

Достоинством созданного нами термоабразивного аппарата является возможность оптимальной организации рабочих процессов смесеобразования, сгорания топливно-воздушной смеси и охлаждения камеры за счет истечения под углом к образующей трубы сверхзвукового потока продуктов сгорания с подводом топлива, воздуха и эжектирования абразива.

Исследованиями установлено, что мощность ТА связана с внутренним диаметром труб, и увеличение объема камеры сгорания (КС) приводит к прогару сопла. Охлаждение сопла зависит от температуры и количества воздуха, поступающего через головку ТА в КС и рубашку охлаждения. И поэтому чем больше длина КС, тем выше температура охлаждающего воздуха по пути его движения в рубашке охлаждения. Повышение температуры воздуха приводит к термическому расширению КС в дозвуковой части сопла, уменьшению кольцевого сечения рубашки охлаждения и, как следствие, снижению количества воздуха на охлаждение сопла.

Для достижения высокоэффективной очистки труб используется угол истечения сверхзвукового потока продуктов сгорания ТА к об-

разующей трубы, который связан с внутренним диаметром труб. То есть чем меньше диаметр труб, тем меньше необходимый угол истечения продуктов сгорания.

Максимальная эффективность очистки достигается организацией рабочих процессов в КС ТА при оптимальных режимах: давления компонентов на входе в ТА, соотношения компонентов топливной смеси, глубины разряжения для эжектирования абразива, а также геометрических параметров магистралей, транспортирующих абразив.

Предлагаемая технология обеспечивает организацию высокоэффективной очистки внутренней поверхности труб, удаление и сбор продуктов очистки в ходе одной операции непосредственно на производственном объекте, что исключает затраты на капитальное строительство дополнительных зданий, уменьшает транспортные затраты на перевозку труб в специализированные цеха по очистке труб других предприятий.

Необходимо также отметить, что разработанная технология позволяет решить проблему по дезактивации труб с солевыми отложениями, загрязненных природными радионуклидами (ПРН), непосредственно на могильниках предприятий нефтегазового комплекса с последующим повторным их применением по прямому назначению или сдачи таких труб в металлолом. Степень очистки внутренней поверхности труб от солевых отложений соответствует первой степени по ГОСТ 9.402-80, когда при осмотре с 6-кратным увеличением окалина, ржавчина и другие загрязнения не обнаруживаются.



ваются. Мощность дозы гамма-излучения на поверхности труб после очистки не превышает естественного фона. Кроме того, мощность излучения продуктов очистки снижается в результате перемешивания солевых отложений с абразивом.

По результатам проведенных исследований разработаны и изготовлены термоабразивные аппараты и модульная передвижная установка по очистке внутренней поверхности труб (рисунк 1).

Для определения размеров камеры сгорания (КС) ТА была использована методика расчета процессов горения в жидкостных реактивных двигателях:

Среднее пребывание в КС – τ_n – отношение массы продуктов, находящихся в КС, к массовому расходу топлива через КС рассчитывается по следующей формуле:

$$\tau_n = m_{kc} / m \cong (v_{kc} * \rho) / m, \quad (1)$$

где m_{kc} – масса газа, находящегося в КС;

v_{kc} – объем КС (определяется как объем до минимального сечения);

ρ – средняя плотность продуктов в КС.

Величина ρ заменяется величиной ρ_{oc} , относящейся к сечению входа в сопло, так как последняя известна из термодинамического расчета. Тогда:

$$\tau_n = (v_{kc} * \rho_{oc}) / m. \quad (2)$$

Действительное время пребывания несколько больше вычисленного по формуле (2), особенно для камер, работающих по схеме «газ-жидкость». Значение τ_n (и тем самым и необходимый объем v_{kc}), обеспечивающее высокую пол-



Рисунок 1. Модульная передвижная установка по очистке внутренней поверхности труб

ноту сгорания, зависит от выбранной системы смесеобразования, природы топлива и параметров рабочего процесса в камере, ее размерности. Примерные значения $\tau_n = 0,001...0,008$ сек.

Приведенная длина камеры сгорания – L_{np} – отношение объема КС к площади критического сечения:

$$L_{np} = v_{kc} / F_m. \quad (3)$$

Соотношение между приведенной длиной и временем пребывания можно получить с учетом уравнения состояния и формулы для расходного комплекса:

$$\beta = p_{oc} * f_*, \quad (4)$$

где p_{oc} – давление, относящееся к сечению входа в сопло;

f_* – удельная площадь критического сечения.

$$f_* = \sqrt{(R_{oc} * T_{oc}) / [A(n) * p_{oc}]};$$

$$A(n) = [2 / (m + 1)]^{(m+1)/2(m-1)} * \sqrt{n}, \quad (5)$$

где n – показатель изотропы.

Тогда можно получить

$$\tau_n = (v_{kc} * \beta) / (F_m * R_{oc} * T_{oc}) = L_{np} / [A(n)]^2 * \beta. \quad (6)$$

Применение значения L_{np} составляет 1...2 м. Из формулы (6) видно, что для выбранного топлива ($\beta, A(n) = \text{const}$) величина L_{np} пропорциональна времени пребывания в КС.

Расходонапряженность камеры сгорания – m_F – отношение массового расхода продуктов сгорания к площади проходного поперечного сечения камеры у смесительной головки, для цилиндрической камеры ($F_k = F_c$) определяется по формуле:

$$m_F = m / F_c = (p_k * F_m) / (v * F_c) = p_k / (v * F_c). \quad (7)$$

Обобщенные характеристики процесса связаны между собой, и основными источниками информации об этих величинах являются статистические данные, накапливаемые в процессе испытаний и доводки образцов КС.

Основными размерами цилиндрической КС являются d_{kc} , длина L_{kc} и диаметр минимального сечения сопла d_m . Объем и диаметр КС определяются с помощью двух характеристик – времени пребывания и расходонапряженности. Вместо времени пребывания можно использовать приведенную длину L_{kc} . В выражении для комплекса $\beta = \sqrt{(R_{oc} * T_{oc}) / A(n)}$ в изобарной КС можно принять значение $n = 1,2$, что оправдано для продуктов сгорания многих жидких топлив (в том числе для «Дизтопливо-воздух»).

Тогда из (1) получается удобная формула:

$$\tau_n = 2,4 L_{np} / \beta \quad (8)$$

Для определения площади минимального сечения используется формула для расходного комплекса в:

$$F_m = \varphi_\beta * \beta^{ud} * (m / p_k) =$$

$$= \varphi_\kappa * \beta^{ud} * (m / \mu_c) * \mu_s * \sigma_f * \sigma_c * p_k \quad (9)$$

где φ_κ – коэффициент, учитывающий потери удельного импульса КС;

β^{ud} – теоретическое (идеальное) значение расходного комплекса камеры;

μ_c – коэффициент расхода, учитывающий толщину вытеснения пограничного слоя и неоднородность поля скоростей в минимальном сечении;

μ_s – коэффициент расхода, учитывающий запаздывание конденсата по скорости и температуре при ускорении двухфазных продуктов сгорания;

σ_f – коэффициент, учитывающий падения давления по длине КС (коэффициент восстановления полного давления);

σ_c – коэффициент восстановления полного давления в сужающейся части сопла.

Расчеты основных размеров КС произведены с использованием ЭВМ по программе, составленной по вышеизложенной методике.

В качестве исходных данных для расчета приняты значения расходов компонентов и давления в КС, полученные в результате экспериментов на опытно-промышленной модульной передвижной установке (рисунок 1), а также результаты проведенных ранее термодинамических расчетов процессов горения и течения.

Расчеты проведены для стандартных условий окружающей среды: $P = 101,3$ МПа, $T = 293,15$ К.

1. Коэффициент избытка окислителя $\alpha = 1,3$
2. Массовый секундный расход горючего $m_r = 2,35$ г/сек
3. Массовый секундный расход окислителя $m_0 = 44,0$ г/сек
4. Массовый секундный расход топлива $m_t = 46,35$ г/сек
5. Площадь критического сечения $F_* = 1,31$ см²
6. Секундный объемный расход газа $v_{nc} = 0,0655$ м³/сек
7. Объем камеры сгорания $v_{kc} = 260$ см³
8. Время пребывания $\tau_n = 0,0041$ сек

9. Приведенная длина $L_{пр} = 2,5$ м
10. Безразмерная площадь КС $F_{кс} = 6,65$ м²
11. Уточненная площадь критического сечения $F_* = 1,29$ см²
12. Уточненная площадь поперечного сечения $F_{к} = 8,5$ см²
13. Уточненный объем КС $V_{кс} = 320$ см³
14. Длина КС $L_{кс} = 37,6$ см

На основе анализа экспериментальных и теоретических исследований параметров КС головки термоабразивного аппарата можно сделать следующие выводы:

- коэффициент избытка окислителя b на устойчивом режиме составляет примерно 1,3, что является не совсем оптимальным с точки зрения максимальных параметров рабочего тела;
- процесс горения не ограничивается объемом КС и продолжается в камере смешения струйного аппарата (эжектора);
- для реальных значений параметров p_k, m_r, m_o основные размеры КС меньше теоретически необходимых;

В связи с вышеизложенным появляется возможность увеличения основных размеров КС в сторону теоретически необходимых, при этом должны улучшаться процессы смесеобразования и сгорания, которые будут осуществляться в объеме камеры сгорания.

В связи с увеличением размеров КС улучшится полнота сгорания, что позволит изме-

нить соотношение компонентов в сторону уменьшения b до значений 1,0...1,1, в свою очередь уменьшение b позволит достичь максимальных параметров рабочего тела по температуре и скорости.

Теоретически необходимые размеры КС при $b = 1$ будут меньше по сравнению со случаем $b = 1,3$ и составят:

$$V_{кс} = 292 \text{ см}^3; F_* = 1,1 \text{ см}^2; \\ L_{кс} = 37,4 \text{ см}; F_{к} = 7,8 \text{ см}^2.$$

Выводы

1. Разработан способ и средства технологического оснащения высокоэффективной очистки внутренней поверхности нефтяных труб с удалением и сбором продуктов очистки в ходе одной операции, что позволяет уменьшить транспортные затраты на перевозку труб в специализированные цеха и предприятия для очистки.

2. Предлагаемый способ позволяет решать проблему дезактивации труб с солевыми отложениями непосредственно на месторождениях предприятий нефтегазового комплекса с последующим повторным их применением по прямому назначению или для других целей.

3. Достоинством данного способа является возможность оптимальной организации смесеобразования, сгорания топливно-воздушной смеси и охлаждения камеры аппарата, ограниченного в пространстве внутренним диаметром.

Список использованной литературы:

1. Алемасов В.Е., Дрегалин А.Ф., Тишин А.П. Теория ракетных двигателей. – М.: Машиностроение, 1989. – 464 с.
2. Бабаев С.Г. Надежность нефтепромыслового оборудования. – М.: Недра, 1987. – 264 с.
3. Байков Н.М., Поздышев Г.Н., Мансуров Р.И. Сбор и промысловая подготовка нефти, газа и воды. – М.: Недра, 1981. – 261 с.
4. Валиюлин И.И. Совершенствование методов ремонта газопроводов. – М.: Нефть и газ, 1997. – 224 с.
5. Временный технологический регламент на восстановление труб демонтированных трубопроводов диаметром 89-168 мм., Бугульма: – 1997. – 13 с.
6. Инструкция по инспекции, очистке и консервации бездействующих технологических трубопроводов диаметром 89-530 мм., ОАО «Татнефть». / НПО «ЗНОК и ППД». – Бугульма, 1999.
7. Трубы стальные, восстановленные. Технические условия ТУ 39-0147585-057-99./ НПО «ЗНОК и ППД». – Бугульма, 1999. – 13 с.
8. Расчет эксплуатационных затрат на проведение работ по демонтажу и восстановлению демонтированных труб в полевых и цеховых условиях./ НПО «ЗНОК и ППД». – Бугульма, 1999. – 55 с.
9. Соколов Е.Я., Зингер Н.М. Струйные аппараты. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 352 с.