

технологии не требуют больших материальных затрат и проведения масштабной реконструкции (установка легко устанавливается на существующую технологическую систему на любом этапе подготовки).

Литература

1. Акрамов Т. Ф., Яркеева Н. Р. Борьба с отложениями парафиновых, асфальтосмолистых компонентов нефти // Нефтегазовое дело. – 2017. – Т. 15. – №. 4. – С. 67.
2. Аксёнов А. В. Анализ методов борьбы с асфальто-смолисто-парафиновыми отложениями (АСПО) на стенках НКТ и оборудования // Проблемы геологии и освоения недр: труды XX Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию со дня основания Томского политехнического университета, Томск, 4-8 апреля 2016 г. Т. 2.—Томск, 2016. – 2016. – Т. 2. – С. 819-821.
3. Вяткин К. А., Илюшин П. Ю., Козлов А. В. Оценка эффективности применения технологий борьбы с возникающими комплексными осложнениями при сборе и транспортировке нефти // Московский экономический журнал. – 2020. – №. 1. – С. 457-470.
4. Голубев И. А. Технология магнитно-фильтровальной очистки нефтезагрязненных сточных вод предприятий ТЭК // С.-Петербург. – 2014. – 2014.
5. Злобин А. А. Изучение механизма магнитной активации нефти для защиты добывающих скважин от асфальтеносмолопарафиновых отложений // Недропользование. – 2017. – Т. 16. – №. 1. – С. 49-63.
6. Ляпин А. Ю., Астахов А. В., Михалёв Ю. П. Исследование температуры кристаллизации парафинов в нефти с целью уменьшения образования асфальтосмолопарафиновых отложений // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2017. – Т. 7. – №. 6. – С. 28-35.
7. Мустафина А. Н., Хаярова Д. Р. Лабораторные исследования и сравнительная оценка технологической эффективности деэмульгаторов для предотвращения образования водонефтяных эмульсий // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2. – С. 42-45.
8. Шайхулов А. М. и др. Влияние магнитного поля на деэмульсацию водонефтяной эмульсии пласта А₄ Киянгопского месторождения // Нефтегазовое дело. – 2014. – Т. 12. – №. 1. – С. 141-148.

**АНАЛИЗ ПРИЧИН ОТКАЗОВ ТРУБНОЙ ОБВЯЗКИ ФОНТАННОЙ АРМАТУРЫ
Хуснутдинов Д.Р.**

Научный руководитель профессор П.В. Бурков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Последствия утечек и порывов выкидных линий, обвязок фонтанных арматур, в настоящий момент недооценены. Аварийные работы по устранению не герметичности, становятся частой причиной остановок скважин. Основываясь на фактических данных по отказам наземной инфраструктуры, повлекшие за собой не только экономические потери предприятия в следствии остановок добывающих скважин, но и ущерб, приносимый экологии [1], можно сделать вывод об актуальности данной проблемы.

Как известно, коррозионные процессы начинаются с поверхности металла и распространяются вглубь материала. Вследствие этого изменяется внешний вид металла: на его поверхности происходят химические процессы, образуются углубления (пятна, свищи, язвы), заполненные продуктами коррозии преимущественно Fe₂O₃ [4].

Распределение мест проявлений свищей (отверстий) на технологической обвязке фонтанной арматуры рассмотрим на примере предприятия АО «Томскнефть» ВНК. Значительный процент отказов, наибольшая концентрация, находится в зоне за фланцевым соединением штуцера и отвода манифольдной линии. Процент отказов по местам в обвязке фонтанной арматур, связано с местными сопротивлениями, которыми называются места изменения форм и размеров канала, в которых поток деформируется (расширяется, сужается, искривляется).

В диаграмме на рисунке 1 представлены зависимости действующего фонда с 2018 по 2021 год от количества отказов фонтанной арматуры. Можно заметить, что прослеживается тенденция увеличения отказов из года в год. Исключением стал 2020-й год, в котором действовало ограничение добычи нефти. На рисунке 2 представлена зависимость общего числа отказов наземного оборудования от отказов осложненного фонда скважин. Основываясь на данных, можно сделать вывод, что основная доля отказов приходится именно на осложненный фонд.



Рис. 1. Коэффициент отказности обвязки ФА к действующему фонду скважин



Рис. 2. Количество отказов на осложненном фонде скважин (коррозия)

На рисунке 3 представлена зависимость количества отказов от процента обводненности. Зависимость отказов от изменения обводненности присутствует незначительно. Больше количество отказов приходится на скважины с водосодержанием в продукции больше 80 %. Компанией используются установки, производительностью от 25 м³/сут. до 800 м³/сут., основная доля отказов наземного оборудования приходится на скважины производительностью до 100 м³/сут. (рисунок 4).



Рис. 3. Зависимость отказов от % обводненности

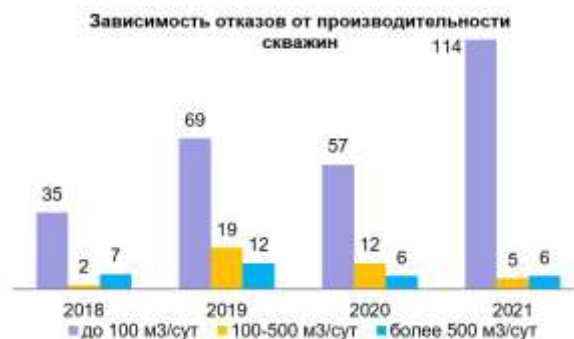


Рис. 4. Зависимость отказов от производительности скважин

С каждым годом количество скважин, которые осложнены, увеличивается. Но также с каждым годом увеличивается и количество скважин, защищенных от этих самых факторов. Большая часть осложненного фонда скважин защищено специальным антикоррозионным покрытием, благодаря чему удалось снизить затраты на ингибирование. (рисунок 6).

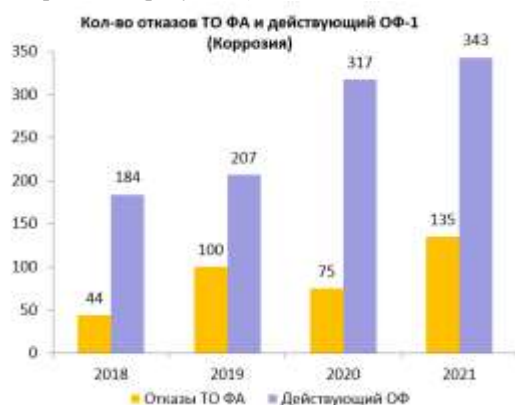


Рис. 5. Кол-во отказов ТО ФА и действующий осложненный фонд скважин (коррозия)

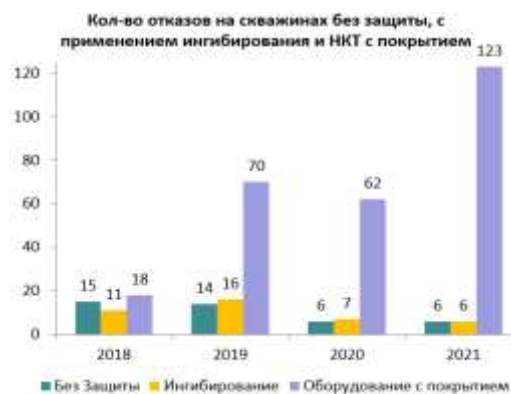


Рис. 6. Кол-во отказов на скважинах без защиты, с применением ингибирования и НКТ с покрытием

В результате отказов на трубной обвязке ФА в период с 2018–2021 гг. потери составили 333,6 т нефти. Увеличение потерь нефти до 140,8 т в 2021 году, связано с увеличением простоя скважин, для полной переобвязки, либо замены дефектных участков. Ранее производилась точечная ликвидация места отказа, которая в данный момент не эффективна, в связи со старением, износом материала труб, фасонных изделий, используемых в трубной обвязке. Основная доля отказов на ТО ФА относится к осложненному фонду скважин. Отмечается увеличение количества скважин, которые защищены от осложняющих факторов, именно спуском подземного оборудования с покрытием, но рост отказов сохраняется.

Для уменьшения количества отказов на трубной обвязке ФА следует разработать методику, включающую нормы отбраковки технологических трубопроводов, производить визуально измерительный контроль (ВИК), толщинометрию труб [2], деталей и сварных стыков, подлежащих отбраковке в процессе эксплуатации, проводить экспертизу промышленной безопасности обвязок, трубопроводов [3].

Литература

1. Revie R. W. Corrosion and corrosion control: an introduction to corrosion science and engineering. – John Wiley & Sons, 2008.
2. Белянков В. Ю., Гольдштейн А. Е. Вихретоковый измеритель толщины стенки легкосплавных бурильных труб // Инновации в неразрушающем контроле (SibTest 2017): сборник тезисов IV международной конференции, Новосибирск, 27-30 июня 2017 г.—Томск, 2017. – 2017. – С. 50-52.

3. Загнитко В. Н., Драгин В. А., Тесленко И. И. Организация проведения экспертизы промышленной безопасности, технического обслуживания и ремонта опасного производственного объекта // Чрезвычайные ситуации: промышленная и экологическая безопасность. – 2014. – №. 2. – С. 68.
4. Цюнь Ч. Совершенствование пассивной системы защиты трубопроводов от коррозии // Уфа: УГНТУ. – 2017.

STUDIES OF DYNAMIC OPERATING LOADS GENERATED BY CENTRIFUGAL MACHINES AND UNITS

Schreder A.S.

Scientific adviser, Doctor of Technical Sciences A.N. Gavrilin
 TPU, School of Natural Resources Engineering, Tomsk, Russia

In the process of transporting gas over long distances, gas compressor units (GCU) are important equipment. During the operation of the GPU, high dynamic loads occur that affect its reliability. These loads can be expressed in terms of the root-mean-square value (RMS) of the vibration velocity at characteristic points of the GPU. These loads are the causes of the following defects [3]:

- the development of defects both in the base metal of pipes and in welds
- destruction of supporting structures;
- violation of the integrity of protective coatings (anti-corrosion);
- damage to technological equipment.

For this reason, it is essential to study the dynamic loads, and, as a consequence, the oscillation processes of the gas compressor unit.

The purpose of this work is to study the dynamic characteristics of the gas-pumping unit, based on the conducted vibration survey and the creation of a mathematical model of the unit.

Vibration survey and assessment of the vibration state were carried out for 4 EGPU - 4.0/8200-56/1.26-R-10-01, located at one compressor station. The study was carried out in accordance with the attached Atlas Copco manufacturer's instruction 2946 0444 04 "Test Data - Condition Monitoring" for ZT series compressors. On fig. 1 shows vibration measurement points. Measuring instruments: Vibrometer type SKF Microlog CMXA 70. Sensor type - CMSS2200 [4].

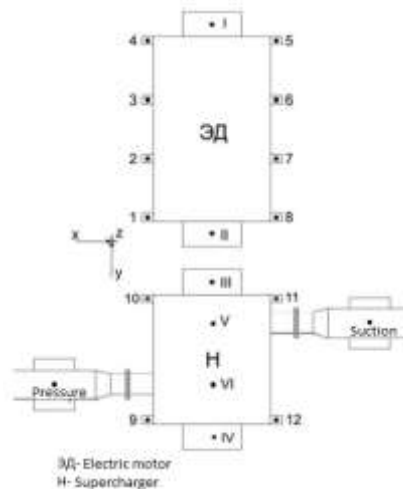


Fig. 1 Scheme of point location for measuring vibration of EGPA-4.0/8200-56/1.26-R NTs 220-11-1SMP

Based on the results obtained empirically, a graph of the RMS vibration velocity at characteristic points was built.

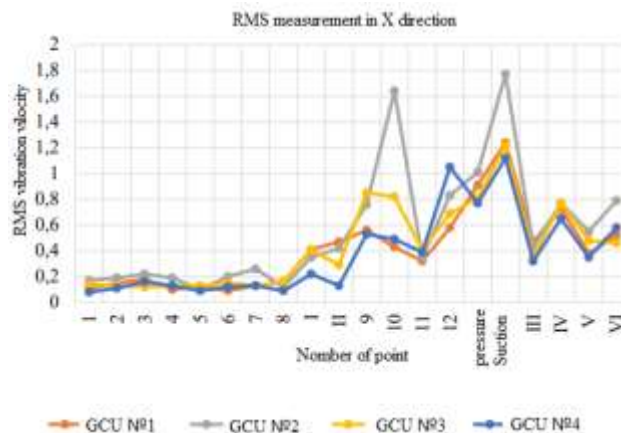


Fig. 2 Vibration velocity RMS at characteristic points