

## МЕТОДЫ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

**Иванова Ю.С.,**

Ижевский государственный технический университет  
имени М.Т.Калашникова,  
mosgotrachch@ya.ru

**Аннотация.** В процессе эксплуатации под действием внешних условий и режимов работы исходное состояние оборудования непрерывно ухудшается, снижается эксплуатационная надежность и увеличивается опасность возникновения отказов. Надежность электрооборудования зависит не только от качества изготовления, но и от научно обоснованной эксплуатации, правильного технического обслуживания и своевременного ремонта.

**Ключевые слова:** Нефтегазовое оборудование, методы совершенствования, техническое состояние, долговечность.

## METHODS TO IMPROVE THE OPERATION OF OIL AND GAS EQUIPMENT

**Ivanova Y.S.,**

Izhevsk state technical university,

**Annotation.** During the operation under the influence of external conditions and modes original condition of the equipment is continuously deteriorating, reduced operational reliability and increases the risk of failure. Reliability of electrical depends not only on the quality of manufacture, but also on evidence-based operation, proper maintenance and timely repair.

**Keywords:** Oil and gas equipment, methods to improve the technical condition, durability.

**В** современных условиях, сформировавшихся в 2014 году, когда цены на нефть в течение года снизились практически вдвое, а РФ попала под многочисленные санкции, вопросы модернизации оборудования особенно актуальны для нефтегазовой отрасли. Предприятия при управлении собственностью должны особое внимание уделять управлению активами которые непосредственно участвуют в формировании доходов [4]. В свою очередь нефтегазовые предприятия крайне подвержены влиянию экзогенных факторов [5, 6], а Российская экономика в целом зависит от цен на нефть [7].

Эффективность и надежность нефтегазового оборудования зависит от его технического состояния. Современное нефтегазовое оборудование имеет достаточно высокие расчетные показатели надежности. Однако в процессе эксплуатации под действием внешних условий и режимов работы исходное состояние оборудования непрерывно ухудшается, снижается эксплуатационная надежность и увеличивается опасность возникновения отказов. Надежность электрооборудования зависит не только от качества

изготовления, но и от научно обоснованной эксплуатации, правильного технического обслуживания и своевременного ремонта. В основе процесса эксплуатации электрооборудования лежат последовательные во времени смены состояний работы, резерва, ремонта, технического обслуживания, хранения и т. д. [2].

В настоящее время для введения производственной эксплуатации и поддержания технического состояния оборудования в соответствии с требованиями нормативно-технической документации применяют систему планово-предупредительного ремонта (ППР). Такой подход предупреждает прогрессирующий износ оборудования и уменьшает внезапность выхода его из строя. Система ППР дает возможность подготовить управляемую и прогнозируемую на длительный период ремонтную программу: по видам ремонтов, типам оборудования, электростанциям и отрасли в целом. Постоянство ремонтных циклов позволяет осуществлять долгосрочное планирование выработки энергии, а также прогнозировать материальные, финансовые и трудовые ресур-

сы, необходимые капитальные вложения и развитие производственной базы нефтеремонта. Это упрощает планирование профилактических мероприятий, позволяет осуществить предварительную подготовку ремонтных работ, выполнять их в минимальные сроки, повышает качество ремонта и, в конечном итоге увеличивает надежность нефтеснабжения потребителей [1].

Рассмотрим на практике действие методики. При наблюдении за работой газлифтной установки и ее обслуживании замеряют буферное и затрубное давления, рабочие давления на замерных установках, определяют дебит нефти, газа, содержание воды и песка в продукции скважины и т.п. Кроме того, проверяют исправность устьевого оборудования; выкидных линий; скребков, применяемых для борьбы с образованием отложений парафина. Желательно все ремонтные работы с образованием отложений парафина проводить без остановки скважины.

Результаты наблюдений записывают в специальный журнал. Эти данные служат исходным материалом для установления оптимального режима эксплуатации других скважин, работающих в аналогичных условиях.

Для борьбы с отложениями парафина проводят следующие мероприятия:

- уменьшение пульсации фонтанирования при максимальном снижении газового фактора;
- применение механической очистки НКТ (насосно-компрессорных труб) различными скребками;
- покрытие внутренней поверхности НКТ стеклом, эпоксидными смолами, эмалями, бакелитовым лаком и др. (футерование);
- расплавление парафина, растворение парафина различными растворителями.

При использовании скребков на устьевой арматуре монтируют лубрикатор с сальником. Для спуска скребков на проволоке и их подъема применяют депарафинизационные установки типа АДУ (автоматические депарафинизационные установки), которые состоят из лебедки с электродвигателем и станции управления.

Для расплавления парафина применяют прогрев НКТ закачкой пара, горячей нефти или нефтепродуктов.

Подача теплоносителя в виде пара в затрубное пространство и выход его через насосно-компрессорные трубы обеспечивают расплавление и вынос парафина потоком нефти.

Для обработки скважин паром применяют передвижные паро-генераторные установки [3].

Для борьбы с пескопроявлением используют фильтры для закрепления призабойной зоны; ограничение депрессии для предотвращения разрушения скелета нефтесодержащих пород; конструкции подъемных лифтов и режимы их работы, при которых обеспечивается полный вынос песка.

Для борьбы с парафином, гидратами, солеотложением, образованием эмульсии, используют несмотря на повышенную металлоемкость установки, иногда второй ряд НКТ, что позволяет закачивать в кольцевое пространство между ними растворители и химреагенты без остановки скважины.

Образование гидратных пробок в скважинах устраняют следующими методами:

- уменьшением перепада давления на клапане;
- вводом ингибитора в нагнетаемый газ.

Важнейшим достижением в области газлифтной эксплуатации является освоение технологии спуска и извлечения через НКТ газлифтных клапанов, устанавливаемых в специальных эксцентричных камерах, размещенных на колонне насосно-компрессорных труб на расчетных глубинах. Это исключает необходимость извлечения колонны труб для замены пусковых или рабочих клапанов при их отказе или повреждении.

В расчетных местах на колонне труб устанавливают специальные эксцентричные камеры с карманом для ввода в него газлифтного клапана. В посадочном кармане спускаемый в него клапан уплотняют с помощью верхних и нижних колец из нефтестойкой резины и стопорной пружинной защелки. На внешней стороне эксцентричной камеры в месте расположения клапана между его уплотнительными кольцами делают сквозные отверстия. Через эти отверстия газ

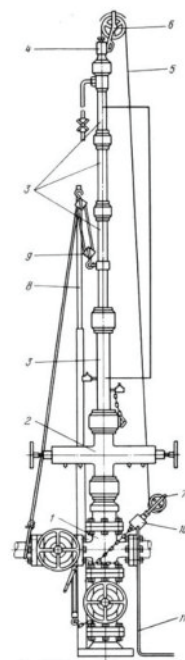
из межтрубного пространства проходит в посадочный карман, а затем через боковые отверстия в самом клапане - в насосно-компрессорные трубы.

Эксцентричную камеру делают таким образом, что проходное сечение колонны труб и их соосность полностью сохраняются. В верхней части эксцентричной камеры устанавливают специальную направляющую втулку, ориентирующую инструмент, на котором спускается клапан так, чтобы он при отклонении точно попадал в посадочный карман. На нижнем конце сборки посадочного инструмента имеется захватное пружинное устройство, которое освобождает головку клапана после его посадки в карман. Посадочный инструмент, имеющий шарнирные соединения, после того как он будет правильно ориентирован направляющей втулкой, переламывается в этих шарнирных соединениях с помощью пружинных устройств, чтобы продольная ось спускаемого клапана совпала с продольной осью посадочной камеры. Посадочный инструмент спускается в НКТ на стальной проволоке диаметром от 1,8 до 2,4 мм через устье скважины [1].

Клапаны извлекаются также с помощью канатной техники. Для этого в скважину спускается экстрактор, который, попадая в эксцентричную камеру, после последующего небольшого подъема ориентируется там направляющей втулкой в плоскости посадочной камеры клапана. После ориентации экстрактора его звенья под действием пружин переламываются в сочленениях так, что становятся в требуемое положение перед ловильной головкой клапана. Захватное пружинное приспособление на конце экстрактора при посадке на ловильную головку клапана захватывает ее и при подъеме вырывает сам клапан из посадочной камеры.

Для замены газлифтных клапанов в эксцентричных камерах или установки вместо газлифтных клапанов просто заглушек, не прибегая при этом к глушению или остановке скважины, на фланец верхней крестовины газлифтной арматуры или на фланец буферной задвижки устанавливают малогабаритный перекрывающий механизм - превентор 1 с ручным приводом, имеющий эластичные (резино-

вые) уплотняющие элементы, с помощью которых можно перекрыть скважину даже в том случае, когда в ней остается проволока. На превентор с помощью быстро-съемных соединений крепят секции лубрикатора 4, на верхнем конце которого имеется сальник 5 для пропуска проволоки 7 или тонкого каната и ролик 6. Внизу арматуры укрепляют натяжной шкив 8, через который канатик направляется на барабан лебедки с механическим приводом. Параллельно лубрикатору крепят небольшую съемную мачту 2 с полиспастом 3 для облегчения поднятия и сборки лубрикатора и ввода в него необходимого инструмента или извлечения поднятых клапанов. Натяжной шкив связан механически с датчиком 9, преобразующим силу натяжения канатика в электрические сигналы, передаваемые по кабелю 10 на индикаторное устройство. Датчик показывает натяжение канатика и дает информацию о захвате и извлечении газлифтного клапана из посадочной камеры. Вообще при использовании канатной техники по натяжению канатика можно судить о проводимых операциях на глубине. В связи с этим точности определения натяжения канатика, предотвращению его обрыва придают особое значение при использовании канатной техники.



В качестве привода для барабана лебедки используют гидравлический двигатель для более точного и плавного осуществления этих операций.

Газлифтные клапаны устанавливают и извлекают с помощью гидравлической лебедки, смонтированной в кузове микроавтобуса или на базе гусеничного транспортера, либо на специальной раме, переносимой вертолетом при использовании на заболоченных территориях.

Перед оператором в кабине установлены индикатор натяжения проволоки и указатель глубины [2].

Таким образом, основным технико-экономическим критерием системы ППР служит минимум простоев оборудования на основе жесткой регламентации ремонтных циклов. В соответствии с этим критерием периодичность и объем работ по техническому обслуживанию и ремонту определяются заранее установленными для всех видов оборудования типовыми нормативами.

Предложены и научно обоснованы аналитические зависимости для определения предель-

ных долговечностей базовых элементов оборудования, соответствующих состоянию текучести и неустойчивости пластического деформирования металла. Полученные закономерности положены в основу разработанных методов расчетов предельных долговечностей базовых элементов нефтегазового оборудования, работающего под давлением коррозионных рабочих сред.

### Список литературы

1. С.Г.Бабаев, Ю.А.Васильев - Повышение надежности оборудования, применяемого для бурения на нефть и газ. – М.: Машиностроение, 2013. -162 с.
2. С.Г.Бабаев Надежность и долговечность бурового оборудования. – М.: Недра, 2004. – 184 с.
3. Е.И.Ишемгужин Теоретические основы надежности буровых и нефтегазопромысловых машин. – Уфа: Изд. Уфимск. нефт. ин-та, 2011. – 84 с.
4. Полякова А.Г., Колмаков В.В. Управление собственностью как экономической основой пространственного развития: сущность, концептуальные основы, механизм. Тюмень, 2006.
5. Давлетова Р.С., Файзуллин Р.В. Моделирование зависимости состояния нефтедобывающего предприятия от эндогенных и экзогенных факторов // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. 2013. - №3. С.33-37
6. Давлетова Р.С., Коловертнов Р.А., Файзуллин Р.В. Влияние внешней среды на стратегическое планирование развития промышленного предприятия // Экономика и предпринимательство. 2013. - №7. С. 519-522.
7. Стрелкова В.И., Файзуллин Р.В. Модель зависимости между курсом доллара к рублю и ценой на нефть // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. 2014. - №3. С.41-47