

Совместный отраслевой проект по созданию базы данных отказов и надежности ЭЦН и винтовых насосов способствует увеличению их срока службы

Иисус Чагин, Пол Шкозылас и Дэррен Уорт

Oil Industry Reliability and Failure Tracking Joint Industry Projects seek to increase ESP and PCP Run-Life

By Jesus Chacin, Paul Skoczylas and Darren Worth

Нефтегазодобывающие компании уже давно признают, что одним из ключевых факторов, позволяющих повысить прибыльность проекта, является увеличение срока службы систем механизированной добычи. Упрощённый анализ (**Рис. 1**) показывает, что удвоение срока службы группы насосов ЭЦН в 20 скважинах (со 180 до 360 суток) способствует снижению затрат на ремонт скважин почти на \$45 миллионов в год (т.е. со \$106 до \$61 миллиона в год). В результате, снижение затрат на ремонт скважин и исключение отсрочки добычи позволяют сэкономить 11% поступлений, уменьшив их относительный расход с 26% до 15%.

В этом гипотетическом примере была принята цена на нефть на уровне \$70 за баррель (\$11 за м³), стоимость ремонтных работ - \$150000, межремонтный период - 60 дней, и средний дебит скважины - 800 баррелей в сутки (127 м³). Величины этих параметров несомненно различаются для различных месторождений. Однако, если учитывать, что многие добывающие компании одновременно эксплуатируют на месторождениях тысячи скважин с использованием насосного оборудования, наличие значительного экономического эффекта при увеличении срока службы такого оборудования является бесспорным.

Поиск возможностей для увеличения срока службы насосов при эксплуатации конкретного месторождения является непростой задачей. Одна из сложностей заключается в характере статистического подхода к отказам оборудования, который подразумевает наличие "распределения отказов". Другую проблему представляет собой усечённость данных о сроке службы насосов. В любой момент времени есть некоторое количество работающих насосов (т.е. насосов, которые не вышли из строя и продолжают работать в скважине), и насосов, поднятых на устье до выхода из строя. В результате наличия этих усложняющих факторов, невозможно точно установить срок службы насосов, и приходится определять среднюю наработку на отказ лишь приблизительно. Понятно, что необходимо весьма значительное число отказов для повышения точности определения наработки на отказ.

Более того, такие условия эксплуатации, как температура в скважине, процентное содержание песка, газовый фактор и вязкость откачиваемой на устье жидкости оказывают значительное влияние на эффективность работы оборудования. Эти условия могут довольно сильно отличаться на различных месторождениях, поэтому для определения и учета факторов, влияющих на продолжительность наработки на отказ скважинных насосов, необходимы данные по их отработке в широком диапазоне условий эксплуатации, которых может и не быть у одной компании-оператора.

Ряд крупных добывающих компаний осознали необходимость объединения усилий в этом направлении, и в 1999 г. решили создать отраслевой проект по разработке базы данных по отказам и надежности ЭЦН (ESP-RIFTS), который позволит этим компаниям обмениваться информацией, относящейся к наработке на отказ и причинам отказов ЭЦН.

С момента своего создания совместный отраслевой проект

Oil and gas producers have long recognized that increasing the run-life (RL) of their artificial lift systems is key to increase the profitability of their operations. A simplified analysis (**Figure 1**) shows that doubling the RL of a group of ESPs installed in 20 wells (i.e. from 180 days to 360 days) can decrease the workover costs by almost US \$45 million/year (i.e. from US\$ 106 to 61 million/year). This represents a reduction in workover costs and deferred production as percentage of revenue of 11% (i.e. from 26% to 15%)

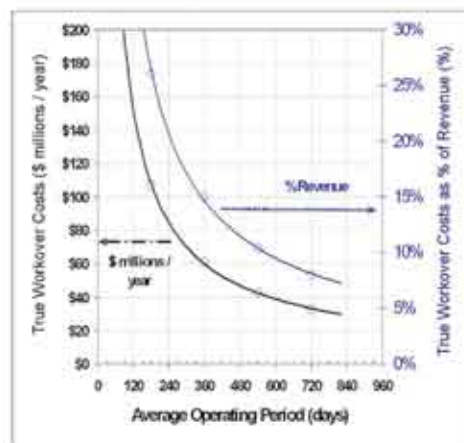


Figure 1 Workover costs as a function of average operating period

Рис. 1 Figure 1

For this hypothetical example, the price of oil was set at 70 US\$/bbl (11 US\$/m³), the intervention costs at US\$ 150,000, the wait time between repairs at 60 days and the average well production at 800 bbl/day (127 м³/day). Figures for these parameters certainly vary among different fields. However, when one considers that many operators have thousands of pumps running at any given time, the economic impact of increasing their RL cannot be denied.

Identifying real opportunities to increase RL in a given field is not an easy task. One difficulty follows from the statistical nature of equipment failure, which implies that there will be a "failure distribution". Another complication is that RL data is censored. That is, at any given time there are pumps that are still running (i.e. have not failed) and pumps that are pulled before they fail. As a result of these complications, run-life can never be known exactly, and only estimates of the average RL can be obtained. Clearly, a sufficiently large number of failures are required in order to reduce the uncertainty of these RL estimates.

Furthermore, operational conditions such as downhole temperature, sand cut, gas-to-oil ratio and viscosity affect equipment performance in many different ways. These conditions vary widely from field to field so understanding the factors affecting pump RL requires data from a wide range of applications that are not necessarily available within one operator.

ESP-RIFTS (www.esprifts.com) ставил своей целью разработку и совершенствование системы, которая позволит:

- Упростить обмен между добывающими компаниями информацией по наработке на отказ и причинам выхода из строя оборудования ЭЦН.
- Обеспечить высокий уровень качества и достоверность данных, содержащихся в системе; и
- Использовать различные инструменты анализа при работе с этими данными.

Конечной целью данного проекта является способствование более полному использованию потенциала технологии ЭЦН, что должно привести к значительному увеличению объемов применения данной технологии механизированной добычи во всех регионах мира.

Идет седьмой год реализации проекта ESP-RIFTS (8-я фаза), в которой принимает участие 11 крупнейших нефтегазодобывающих компаний мира (включая одну российскую компанию). База данных проекта включает информацию по работе более чем 25000 единиц ЭЦН почти в 9000 скважин на более чем 330 месторождений, разрабатываемых 16 компаниями. На **Рис. 2** представлено распределение этой информации по странам.

А несколько лет назад (в 2004 г.) был начат еще один подобный проект по винтовым насосам (ВН), ставящий перед собой аналогичные задачи. Проект известен под названием PCP-RIFTS (www.pcpifts.com), и в настоящее время в нем участвует 7 компаний. На момент написания этой статьи проект содержал информацию о работе почти 6000 винтовых насосов, эксплуатировавшихся в скважинах на 62 месторождениях.

Методика, используемая в проектах RIFTS

Участники совместных отраслевых проектов имеют постоянный доступ к размещенной в базах данных этих проектов информации через специальный веб-интерфейс с паролем входом. Эта концепция проиллюстрирована на **Рис. 3** и позволяет:

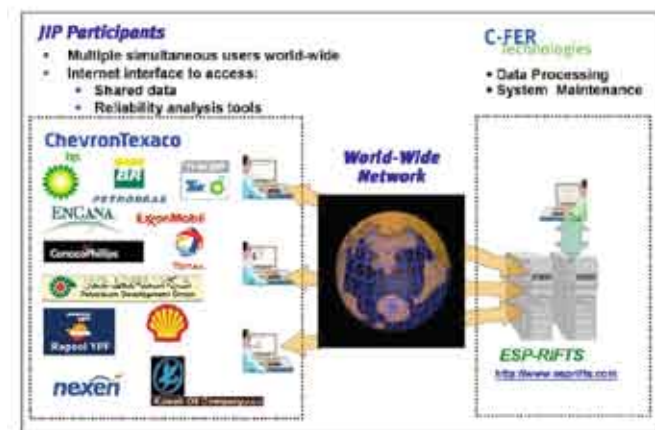


Figure 3 The RIFTS approach

Рис. 3 Figure 3

- Задавать поиск зарегистрированных данных по применению ЭЦН или ВН, совпадающих с условиями их работы, которые требуется проанализировать (данные могли быть зарегистрированы как на месторождениях, принадлежащих анализирующей эти данные компании, или месторождениях любого другого участника совместного проекта);
- Проанализировать содержание извлеченной из базы данных зарегистрированной информации по работе ЭЦН или ВН (для анализа характеристик оборудования, эксплуатационных условий, наработки на отказ и причин выхода из строя);
- Создавать сводные таблицы и диаграммы на основе анализа извлеченных данных;
- Проводить ряд статистических анализов и анализов надежности ►►

Several major operators recognized the need to join efforts and in 1999 decided to develop an industry wide Electric Submersible Pump (ESP) - Reliability Information and Failure Tracking System (RIFTS), which will permit sharing of ESP RL and failure information among them.

Since its inception, the ESP-RIFTS Joint Industry Project (JIP) (www.esprifts.com) has endeavored to develop and maintain a system that will:

- Facilitate sharing of ESP run-life and failure information among operators;
- Ensure quality and consistency of the data in the system; and
- Incorporate useful analysis tools to handle such data.

Ultimately, the goal of this project is to assist industry in exploiting the full potential of ESP technology, likely contributing to significant expansion in the worldwide use of ESPs.

ESP-RIFTS is currently in its eighth year (Phase VIII) with the active participation of eleven (11) worldwide major operators (including a Russian company). The ESP-RIFTS database includes more than 25,000 ESP installations in almost 9000 wells, from more than 330 fields and 16 companies. **Figure 2** illustrates the distribution of this data by country.



Figure 2 Worldwide distribution of data in ESP-RIFTS

Рис. 2 Figure 2

Another Joint Industry effort, based on similar needs and pursuing similar objectives, was initiated more recently (2004) for Progressing Cavity Pumps (PCP). This project, known as PCP-RIFTS (www.pcpifts.com), currently has 7 Participant companies and includes data from close to 6000 installations from 62 fields.

The RIFTS approach

JIP Participants have worldwide access on a 24/7 basis to the project information through secure website interface. This is illustrated in **Figure 3** and allows the users to:

- Query the system for ESP (or PCP) installation records that match the conditions that they are interested in analyzing (either their own field or any other field from another Participant company);
- Examine the contents of ESP (or PCP) installation records retrieved (to analyze equipment characteristics, operational characteristics and RL performance);
- Generate summary tables and charts of the data retrieved;
- Conduct a number of statistical and reliability analyses (failure rates by system component, Survival and Hazard curves, etc.)

The RIFTS project structure has three main tasks, as illustrated in **Figure 4**: data collection, data qualification and data analysis. Data on ESP and PCP installations is collected by the JIP Participants. This data conforms to project standards that specify a common terminology for classifying, recording and storing ESP and PCP failure information. Broad definitions and failure attribute classifications were borrowed from the ISO 14224. Nomenclature for ESP components, parts and teardown observations closely follow the API RP 11S1 recommended practice. Nomenclature for PCP ►►

(частота отказов определенных компонентов, кривые безотказной работы и эксплуатационной безопасности и т.п.)

Как показано на **Рис. 4**, структура проектов RIFTS имеет три основные задачи: сбор данных, их обработка и анализ. Сбор данных по работе ЭЦН и ВН производится участниками совместных отраслевых проектов. Эти данные соответствуют проектным стандартам, определяющими общую терминологию для классификации, регистрации и хранения информации по отказам ЭЦН и ВН. Широкие определения и классификация характерных признаков отказов были позаимствованы из стандарта ISO 14224. Номенклатура компонентов и узлов ЭЦН, а также анализ причин выхода из строя при осмотре в разобранном виде в основном используют методику, рекомендуемую стандартом API RP 11S1. Номенклатура для узлов и деталей ВН основана на стандарте ISO 15136-2. Применение проектных стандартов при сборе данных помогает достичь максимальной корректности анализа причин отказов с использованием данных, собранных различными добывающими и сервисными компаниями.

Собранные данные включают следующие группы ключевых параметров:

- Месторождение, скважина, тип добываемой жидкости и фильтрационно-емкостные свойства;
- Информация о продолжительности рабочих циклов, включая даты монтажа, запуска, остановки и подъема насоса на устье;
- Информация по работе насоса, включая дебиты, условия эксплуатации (скорость, сила тока и т.п.), газовый фактор, давление и температура на забое, и т.д.;
- Информация об оборудовании, включая модель насоса, производительность (высота подъема жидкости, производительность, мощность и т.п.), габариты, материал и покрытие;
- Информация об отказах, включая причины подъема, вышедшие из строя узлы, описание поломки, причина отказа и соответствующие замечания.

Прежде чем собранные данные загружаются на веб-сайт, они проходят тщательный контроль качества, который выполняет компания C-FER Technologies. Контроль качества данных должен обеспечить гарантию максимального уровня качества данных, загружаемых в базу данных. То есть, данные должны быть полными, точными и соответствовать стандартам проекта.

После подтверждения соответствующего качества данных, они загружаются на веб-сайт проекта и становятся доступными участникам проекта для проведения необходимого им анализа. Обычно участники проекта начинают анализ с извлечения интересующих их зарегистрированных данных по ЭЦН или ВН. Это можно выполнить с помощью интуитивно понятного мастера запроса. На обоих веб-сайтах также размещен ряд стандартных инструментов для анализа надежности, которые используются для определения межремонтного периода и частоты выхода из строя компонентов насосов, оценки механики отказов и выявления тенденций отказов (т.е. преждевременный отказ или износ) и т.п. Веб-сайт обеспечивает также необходимые инструменты для построения графиков и диаграмм. Результаты анализа могут быть экспортированы в MS-Excel для последующей обработки и построения диаграмм, при необходимости.

На сайте с базой данных по насосам ЭЦН также возможно использовать метод прогнозирования наработки на отказ и основной механизм отказа для конкретного набора влияющих факторов. Метод известен как моделирование условий “Что будет, если;” и его настройка производилась с использованием данных по ЭЦН с подтвержденным уровнем качества. Особенно полезно определять прогнозируемую наработку на отказ для новых условий применения ЭЦН, при использовании нескольких ключевых параметров. Метод также может быть применен для стандартных условий и вариантов использования ЭЦН для выяснения эффекта, который может оказать

component parts was based on ISO 15136-2. The application of the project standards to collect data helps achieve consistency in failure analysis performed with data gathered by different operating and service companies.

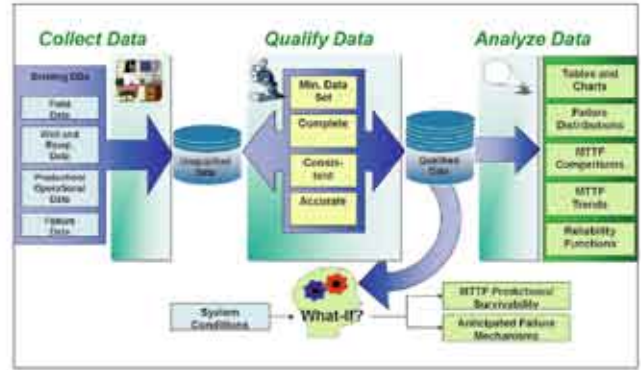


Figure 4 RIFTS Structure and Operation

Рис. 4 Figure 4

The data collected includes the following groups of key parameters:

- Field, well, produced fluids and reservoir data;
- Run time information such as install, start, stop and pull dates;
- Production and Operating Information, such as producing rates, operating conditions (speed, current, etc.), gas-oil ratio, down hole pressure and temperature, etc;
- Equipment data such as equipment model, rated capacity (head, rate, power, etc.), dimensions, materials and trim; and
- Failure information, such as reason for pull, failed items, failure descriptors, failure cause, and associated comments.

Before the collected data is uploaded to the project website, it undergoes a rigorous qualification process led by C-FER. The goal of the data qualification task is to guarantee that the data that gets into the project database is of high quality. That is, the data is complete, consistent with the project standards, and accurate.

After the data is qualified, it is uploaded to the project website and therefore it is accessible to the Participants to conduct their analyses. Typically, Participants start their analyses by retrieving the records (i.e. ESP or PCP installs) of their interest. This can be done with the help of easy-to-use query wizards. A number of standardized reliability tools, also available from both websites, are then used to estimate mean-time-to-failure (MTTF) and failure rates of components; evaluate failure mechanisms and identify failure trends (i.e. early failures or wear-out); etc. The website provides built-in graphing and charting capabilities. Analysis results can be exported to MS-Excel for further processing and graphing if desired.

A method to predict expected RL and predominant failure mechanisms for a specific set of influential factors is also available from the ESP website. This method, known as the “What-If” model, was calibrated using qualified ESP data. It is particularly useful to estimate the expected RL for a new ESP application, given a few key parameters. It can also be used in existing ESP applications to explore the effect that a change in some operational conditions (e.g. fluid properties) might have on RL and the types of failures that may occur.

Closure

Both ESP-RIFTS and PCP-RIFTS have proven that industry wide cooperation can work, as they have been successful through the years in providing value opportunities to their Participant companies. Some of the most tangible results obtained by the JIP Participants include:

- Improved decision-making based on hard reliability data; ►►

ВИНТОВЫЕ НАСОСЫ

PROTEX™

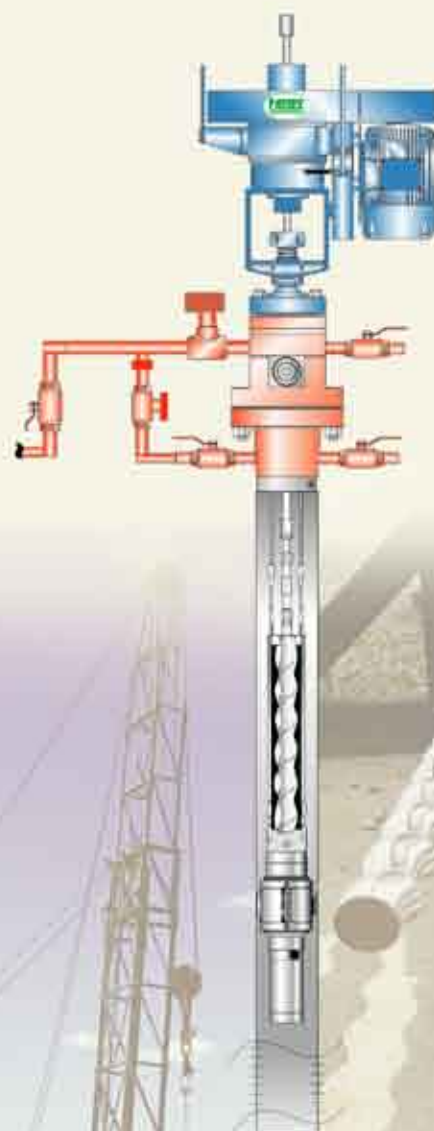
Это имя широко известно на территории России и Казахстана.

На протяжении нескольких последних лет погружные винтовые насосы компании **PROTEX™** произведенные в Канаде, демонстрируют непревзойденную безотказность в работе при эксплуатации в различных технологических условиях.

На многих скважинах межремонтный период работы достиг уровня 1200 суток.

Простота и надежность конструкции, высокое качество изготовления и приемлемая стоимость — эти факторы являются решающими для потребителей продукции компании **PROTEX™**.

В соответствии с запросом к погружному оборудованию, технические специалисты компании **PROTEX™** проведут анализ эксплуатационных характеристик по скважинам, разработают и предоставят оптимальную конструкцию погружного насоса для каждой скважины, которая будет соответствовать всем пожеланиям и технологическим требованиям заказчика.



Сделать заказ или получить ответы на возникшие вопросы можно посетив сайт компании www.protexcis.com или связавшись непосредственно с нашими специалистами:

Телефон: +1-403-252-9230

Факс: +1-403-252-9350

E-mail: pcpump@protexcis.com

Почтовый адрес:

P.O. Box 42029

400-9737 Macleod Tr. S.

Calgary, Alberta, Canada T2J 0A0

A WORLD OF DIFFERENCE IN EVERY PUMP

на наработку на отказ изменение некоторых условий эксплуатации (например, свойств откачиваемой жидкости), а также вид отказа, который может произойти.

Заключение

Проекты ESP-RIFTS и PCP-RIFTS продемонстрировали эффективность совместных отраслевых проектов, которые в течение нескольких лет успешно обеспечивали существенными и ценными возможностями компании, являвшиеся участниками проектов. Вот некоторые самые ощутимые результаты, полученные участниками проектов:

- a. Повышение эффективности принятия решений, основанных на проверенных данных по надежности оборудования;
- b. Возможность более точного прогнозирования наработки на отказ в новых вариантах и условиях эксплуатации, а также межремонтного периода для стандартных условий эксплуатации;
- c. Возможность сопоставления эффективности работы насосов у различных операторов.

Иисус Чацин

Иисус Чацин руководит инженерной службой и работами по проекту ESP-RIFTS в компании C-FER Technologies

Пол Шкозылас

Пол Шкозылас руководит работами по проекту PCP-RIFTS в компании C-FER Technologies

Дэррен Уорт

Дэррен Уорт работает младшим инженером в компании C-FER Technologies ■

- b. Enhanced capability to predict run-life in new applications and workover frequency in existing ones; and
- c. The ability to benchmark performance against other operators.

Jesus Chacin

Jesus is Engineering Services Manager and ESP-RIFTS Project Manager at C-FER Technologies

Paul Skoczylas

Paul is Project Manager of PCP-RIFTS at C-FER Technologies

Darren Worth

Darren is Junior Engineer (EIT) at C-FER Technologies ■



2007 Gas Well Deliquification Workshop

Organizers:

Artificial Lift R&D Council, Southwestern Petroleum Short Course

General Chair: Corky Vickers, Encana Location: Denver Colorado, USA

Monday, Tuesday, and Wednesday

March 5, 6, and 7, 2007

Adams Mark Hotel – Downtown Denver

Workshop cost: \$400, \$500 after Feb. 15, 2007

Course cost: \$200, \$250 after Feb. 15, 2007

Continuing Education Courses

Monday, March 5

100 – Introduction to Deliquification

101 – Plungers for Gas Well Deliquification

102 – Sucker Rod Lift for Gas Wells

103 – Chemicals for Gas Well Deliquification

104 – Automation - Gas Well Deliquification

Technical Sessions

Tuesday and Wednesday, March 6 and 7

New Developments Automation Chemicals

Case Histories Well Analysis

Other Features of the Workshop

- Opening Reception & Keynote Address
- Panel discussions after each technical session
- Break-out sessions on: compressors, automation, where to place end of tubing, and life cycle of gas wells
- Exhibits and displays of deliquification equipment and services
- Sponsors receive special recognition

Contacts

Dr. Jim Lea jamesflea@aol.com

Cleon Dunham cleon@oilfieldautomation.com

Ronda Brewer ronda.brewer@ttu.edu

www.alrdc.com

for Workshop information

ALL YOU NEED TO KNOW ABOUT HOW TO DELIQUIFY GAS WELLS!