



Удаленный мониторинг механизированного фонда скважин в ОАО «НК «Роснефть»

Remote Well Monitoring at Rosneft



А.С. Малышев, А.А. Пашали (ОАО «НК «Роснефть»),
С.Е. Здольник (ООО «РН-Юганскнефтегаз»),
М.Г. Волков (ООО «РН-УфаНИПИнефть»)

A.S. Malyshev, A.A. Pashali, (NK Rosneft OJSC),
C.E. Zdolnik (RN-Yuganskneftegas LLP),
M.G. Volkov (RN-UfaNIPIneft LLP)

Введение

Перед нефтяными компаниями во всем мире стоят общие проблемы, такие как падающая добыча, рост издержек, усложнение географических условий добычи нефти, ухудшение качества запасов углеводородов, нехватка опытного персонала и высокая степень неопределенности данных, используемых для принятия решений.

Одним из путей решения этих проблем является внедрение новых техники и технологий, в том числе автоматизация и информатизация производственных процессов. В НК «Роснефть» данному направлению развития уделяется большое внимание. В статье рассматривается «удаленный мониторинг»

Introduction

Many oil companies around the whole world have the same problems in common - declining oil production, cost escalation, complications of the geographical conditions for oil production, deterioration of hydrocarbon reserves and quality, shortage of experienced personnel and a high level of ambiguity in the data used for decision making.

One of the ways for solving these issues is the introduction of new engineering techniques and technologies, including computerisation and electronic communication development of the production process. At Rosneft, we place high emphasis on this line of development. This article deals with the remote monitoring of production wells - an approach developed within the framework of a Remote Monitoring

добывающих скважин – подход, разрабатываемый в рамках проекта «Создание Центра удаленного мониторинга на платформе Rosneft-WellView Системы Новых Технологий (СНТ) НК «Роснефть». Описано видение систем «удаленного мониторинга» в структуре добывающей компании. Предложен способ классификации подобных систем. Обсуждаются текущие достижения и перспективы дальнейшего развития систем удаленного мониторинга в НК «Роснефть».

Подходы к организации систем мониторинга в мире

Анализ мирового опыта создания систем удаленного мониторинга (табл. 1) показывает, что можно выделить пять уровней «идеальной» системы мониторинга, начиная с уровня сбора и передачи информации о работе оборудования и заканчивая уровнем оптимизации разработки месторождений. «Идеальная» система мониторинга из пяти уровней представлена в виде пирамиды на рис. 1. Рассмотрим уровни системы мониторинга скважин, оснащенных установками электроцентробежных насосов (УЭЦН) более подробно.

Centre on the Rosneft-WellView Platform project and New Technologies Systems (NTS) of Rosneft. The perspective of the remote monitoring system in the structure of oil producing companies is described in this article, with a method for the classification of these systems proposed. Current achievements and future development perspectives for remote monitoring systems in Rosneft are also discussed.

Comparison of Monitoring Systems Worldwide

The review of world-wide experience in the development of remote monitoring systems (Table 1) shows that it is possible to distinguish five levels of “ideal” monitoring systems, beginning from the acquisition and transfer of data on the operation of equipment and finishing field development optimisation. The ideal monitoring system, consisting of five levels, is presented in the form of a pyramid in Fig 1. We shall examine monitoring systems for wells equipped with Electric Submersible Pump (ESP) in detail.

Level 1 provides for the acquisition of on-line data from the operation station of ESP's and other sources and

Таблица 1 - Table 1

Компания Company	Системы мониторинга (текущая ситуация) Monitoring Systems (Current Situation)
Exxon Mobil	О существовании работающих систем мониторинга в компании не известно. Следят за достижениями других компаний в этой области. Главная проблема – невозможность обосновать пользу от применения. Nothing is known about the existence of the working monitoring systems within the company. They keep track of the achievements of other companies in this area. Main problem – failure to justify the benefits from its use.
Statoil	На офшорных проектах все платформы имеют систему передачи данных в центры на материке. Существуют два Центра удаленного мониторинга (ЦУМ) с привлечением мультидисциплинарной команды. All platforms of offshore projects have a system for the transfer of data to the centres on the continent. There are two Centres of Remote Monitoring (CRM) staffed with a multidisciplinary team.
BP	Запущен проект Field of the Future с 2006 по 2009 г. в Норвегии. В настоящее время проведены подготовительные фундаментальные исследования. Работающих центров мониторинга нет. Field of the Future Project was launched from 2006 to 2009 in Norway. To-date, preparatory fundamental research works have been carried out. There are no working monitoring centres at present.
Shell	Технология Smart Field развивается очень быстро, включает систему измерений, мониторинга и контроля показателей работы скважины. Рост добычи составил 10 %, коэффициент извлечения нефти (КИН) увеличился на 8 %. К 2011 г. планируется контролировать 50 % добычи, к 2016 г. – 100 % Smart Field technology develops very fast and includes a system for measuring, monitoring and control of the well performance data. Oil production increase comprises 10%, oil recovery factor increased by 8%. It is planned to monitor 50% of production by 2011 and 100% by 2016.
Conoco Phillips	Более 1500 скважин подключено к системе мониторинга. Существует центр оперативной поддержки. Центр опкупился более чем 15 раз Over 1500 wells are connected to the monitoring system. There is a Centre of First Line Support. The Centre has paid for itself 15 times over
Chevron	Развивает проект i-field, уже существует на девяти месторождениях, налажена система сбора данных, мониторинга и управления в режиме реального времени. Имеет девять партнеров, таких как Microsoft, Schlumberger, Шлюмберже и др. Разработана методика предупреждения аварий по ранним признакам неполадок. In the process of the development of I-Field project; already being used on 9 oil fields, the data collection system and monitoring and control in the real time mode have been adjusted. 9 partners are involved, including Microsoft, Schlumberger and others. Developed accident prevention procedure based on early malfunctions
«Роснефть» Rosneft	Реализован pilotный проект Rosneft-Wellview – 52 скважины в системе, испытания показали прирост добычи 3-5 % и сокращение времени простоя при авариях. Implemented a pilot project Rosneft-Wellview – 52 wells in the system; test showed production increase by 3-5% and reduction of downtime due to breakdowns.

Уровень 1 обеспечивает сбор поточных данных со станций управления УЭЦН и из других источников и передачу их по каналу связи на контрольный пункт. Системы телеметрии, реализующие функциональность уровня, в течение ряда лет используются в компании и доказали свою эффективность для оперативного управления месторождением. Однако часто для принятия решений используется только 20 % данных.

Уровень 2 обеспечивает консолидацию данных из различных источников (баз данных (БД) программных комплексов (ПК), используемых в дочерних обществах), подготовку отчетов на основе данных, их визуальное представление, например, формирование профилей добычи. Системы формирования отчетности также получили широкое распространение. Часто для решения «узкой» задачи создается своя система формирования отчетов, что приводит к большому числу подобных систем, проблемам с их тиражированием и стандартизацией.

Уровень 3 обеспечивает обработку данных, направленную на выявление внештатных ситуаций и отклонений от нормальной работы оборудования и скважины. Средства этого уровня позволяют выявить и локализовать проблемные скважины и сконсолидировать необходимые данные для их анализа. Такие системы менее распространены. Обычно подобный анализ проводится вручную с использованием программы Excel. Это вызвано тем, что для выявления проблем требуется эксперт, осуществляющий сбор данных из различных источников и принимающий решение о наличии проблемы, ее важности и необходимости реагирования на нее. Лучшие системы мониторинга содержат элементы, помогающие экспертам выделять проблемные скважины.

Уровень 4 обеспечивает анализ работы не только оборудования, но и скважины вместе с пластом, направленный на оптимизацию работы скважины, например, на достижение потенциала добычи нефти. Его проведение требует привлечения широкого набора данных не только о работе оборудования, но и об исследованиях скважины. Этот уровень реализуется с привлечением экспертов и



Рис. 1. «Идеальная» СИСТЕМА МОНИТОРИНГА

Pic 1. "Ideal" Monitoring System

the transfer of these data via a communication channel to a reference station. Telemetry systems executing level functionality have been used by the company for a number of years and proved their efficiency for the operational management of the deposit fields. Often however, only 20% of data is used for decision making.

Level 2 provides for data consolidation from various sources (Database (DB), software systems (SS) used in the affiliated companies), preparation of reports based on the data and their visual presentation, for example oil production profile development. Reporting development systems have been also acquired with wide recognition. Often, for the solution of specific tasks, a new system for reporting development is created resulting in a large number of such systems and, consequently, the problems with their replication and standardisation.

Level 3 provides for data processing designed for detecting extraordinary situations and abnormalities in the work of the equipment and the well. Means of this level allow for detection and localisation of problem wells and for the consolidation of the data required for their analysis. These systems are less known. Usually, such analysis is carried out manually using Excel. This is due to the fact that an expert is required to identify a problem, to collect data from various sources and to confirm the existence of a problem, its importance and the need for response. The best monitoring systems contain elements on which experts are able to identify problem wells.

Level 4 provides not only for the equipment operation analysis, but also for the well including the mine, to be

Располагаясь в Хьюстоне, Техас, Триумф Интернэшнл специализируется в поиске и поставке оригинальных запчастей и оборудования для установок для бурения, капитального и текущего ремонта скважин. Специализируясь на установках Cardwell, Cooper, Ideco и National Oilwell, Триумф Интернэшнл может также обеспечить любые ваши потребности в запчастях и оборудовании других производителей и брендов.



ПОСТАВКИ OEM-КОМПОНЕНТОВ И ОБОРУДОВАНИЯ КОМПАНИЯМ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО СЕКТОРА

Триумф Интернэшнл всецело сконцентрирован на обеспечении всестороннего сервиса и поддержки каждого из своих Клиентов. С сервисными центрами и персоналом, расположеннымными в Permian Basin и Barnett Shale (Техас), в Мексиканском Заливе, Центральной и Южной Америке, ОАЭ, России и СНГ, мы можем обеспечивать бесперебойную работу ваших буровых установок на пике их производительности, поставляя надежные качественные запчасти и оборудование, а также оказывать вам содействие в проектировании, строительстве новых установок для бурения, капитального и текущего ремонта скважин.

- Полный комплект запчастей для буровых установок
- Оборудование по контролю за устьем скважины (Противовыбросовое оборудование)
- Буровые лебедки и запчасти к ним
- Спуско-подъемный инструмент
- Контрольно-измерительные приборы
- Гидравлические клапаны
- Пневматические клапаны
- Буровые насосы и расходные материалы к ним
- Оборудование контроля содержания твердой фазы в буровом растворе
- Роторное оборудование
- Талевое оборудование
- Подшипники и шкивы



Офис в Хьюстоне

Тел.: +1 832 698 1468
Факс: +1 832 698 2575
sales@triumphrigparts.com

Офис в Москве

Тел.: +7 903 240 0930
Факс: +7 495 972 4094
rigparts@mail.ru

www.triumphrigparts.com

мультидисциплинарных групп (Center of Excellence и др.) и незначительно автоматизирован (используются специальные программы для анализа работы скважин и оборудования, не связанные с системами нижнего уровня).

Уровень 5 обеспечивает комплексный анализ факторов, влияющих на работу месторождения. Оптимизация месторождений в режиме реального времени, даже с использованием систем мониторинга, – сложная инженерная задача. Средства для работы на данном уровне еще только разрабатываются в различных компаниях. В большинстве случаев такой анализ выполняется при составлении проектных документов и его проведение требует значительных затрат времени и ресурсов.

Лучшие мировые системы (LOWIS [1], ESPWatcher [2]) в автоматизированном режиме обеспечивают решение задач первого, второго и частично третьего уровней. Для решения задач более высокого уровня привлекаются проектные группы.

В ОАО «НК «Роснефть» для сбора и анализа данных существует несколько программных комплексов, и часто области их применения пересекаются. Например, анализ данных о добыче нефти осуществляется в ПК «РН-Добыча», который позволяет накапливать данные о работе скважин, необходимые для формирования месячных отчетов по добыче нефти. Система активно используется для планирования проведения мероприятий в скважинах. В роли диспетчерской системы выступает ПК «ЦДС», имеющий большое число модулей для решения разных задач по контролю добычи нефти. Потоковые данные о работе оборудования (токи, давление с датчиков телеметрии) хранятся в виде файловых архивов. ПК «ЭПОС» является системой учета скважинного оборудования и хранения результатов разборов оборудования, вышедшего из строя при эксплуатации.

Для проведения качественного анализа работы скважины, оборудованной УЭЦН, требуется данные из всех перечисленных источников. Это делает задачу автоматизации мониторинга ЭЦН неизмеримо сложной и требует значительных трудозатрат экспертов для сбора и анализа скважинных данных, а также перехода к диагностике проблем и оптимизации добычи нефти. В результате дело до решения проблемы оптимизации разработки на основе данных о работе оборудования зачастую не доходит.

В связи с отмеченным в ОАО «НК «Роснефть» в рамках проекта СНТ была поставлена задача организации системного подхода к созданию идеальной системы мониторинга работы скважин.

used for the optimisation of the well operation; for example, reaching full production potential. This level requires a wide set of data not only on the operation of the equipment, but also on the well surveys. This level is executed by experts and multidisciplinary groups (Center of Excellence, and others) and is not significantly computerized (special software, not connected with lower level systems are used for the analysis of well and equipment operations).

Level 5 provides for due diligence of all factors influencing the operation of the oil field. Optimisation of an oil field in real time, even with the application of monitoring systems, is a complicated engineering task. A solution for this type of work is only at the development stage in most companies. In the majority of cases, the due diligence is carried out at the design stage, requiring a significant amount of time and resources.

The most efficient systems, such as LOWIS [1], ESPWatcher [2] in the computer-based mode provide for the solution of tasks of first, second and, partially, of third levels. For the solution of higher level tasks design groups are required.

Rosneft have several software systems for data collection and data analysis with their areas of application, often overlapping. For example, the analysis of data on oil production is carried out at the production enterprise RN-Dobycha, which allows data to be accumulated on the operation of a well required for the preparation of monthly reports on oil production. The system is used for planning maintenance on the wells. Production enterprise CDS, which has a large number of modules for the solution of various tasks on oil production monitoring, has a role within the monitoring system. On-line data on equipment operation (currents, pressure from the telemetering sensors) are stored in archived files. Production enterprise EPOS has the role of a record keeping system for the well equipment and to store the results of the analysis of the equipment which failed during operation.

To carry out due diligence analysis of the operation of a well equipped with Electric Submersible Pumps (ESP) the data from all the above mentioned sources is required. This makes monitoring the ESP very complicated and requires considerable expertise. As a result, on frequent occasions, it never comes to the solution of the issue of the optimisation of the development on the basis of the data on the work of the equipment.

In connection with the above, within the framework of the New Technologies System (NTS) project, Rosneft assigned a task to create a comprehensive approach for the development of the ideal monitoring system for well operations. To date, a system has been created which covers the first three levels. During the course of project

В настоящее время создана система, охватывающая первые три уровня. В ходе реализации проекта подтверждено, что даже такая система эффективна.

Контроль работы скважин в системе Rosneft-WellView

В 2007 г. в рамках выполнения проекта «Создание системы удаленного мониторинга Rosneft-WellView был разработан ПК Rosneft-WellView (рис. 2). Данный комплекс обеспечивает сбор информации из различных источников, в том числе сбор потоковых данных со станций управления ЭЦН как в автоматическом (при наличии соответствующего оборудования), так и в «ручном» режиме (с использованием файловых архивов) [3].

Система выполняет следующие функции:

- » сбор информации со скважин и ее первичную обработку, структурирование и размещение в базах данных;
- » агрегацию данных из различных БД;
- » выявление скважин с отклонениями от нормального режима работы;
- » проведение экспресс-анализа режима работы скважин с учетом осложняющих факторов и истории работы;
- » формирование аналитической отчетности.

Далее более подробно рассмотрим особенности реализации инструментов различных уровней, входящих в ПК Rosneft-WellView.

Особенности системы сбора информации (функции первого уровня системы)

Для мониторинга и анализа фонда механизированных скважин необходимо обеспечить наличие нужных данных. Для этого была реализована возможность визуализации архивов динамики данных с частотных преобразователей и станций управления погружными насосами.

Например, в настоящее время в ООО «РН-Юганскнефтегаз» применяется несколько десятков различных моделей станций управления УЭЦН разных поколений шести различных производителей. Для оперативного и эффективного использования информации практически для каждой модели станции управления необходимо индивидуальное программное обеспечение, что значительно

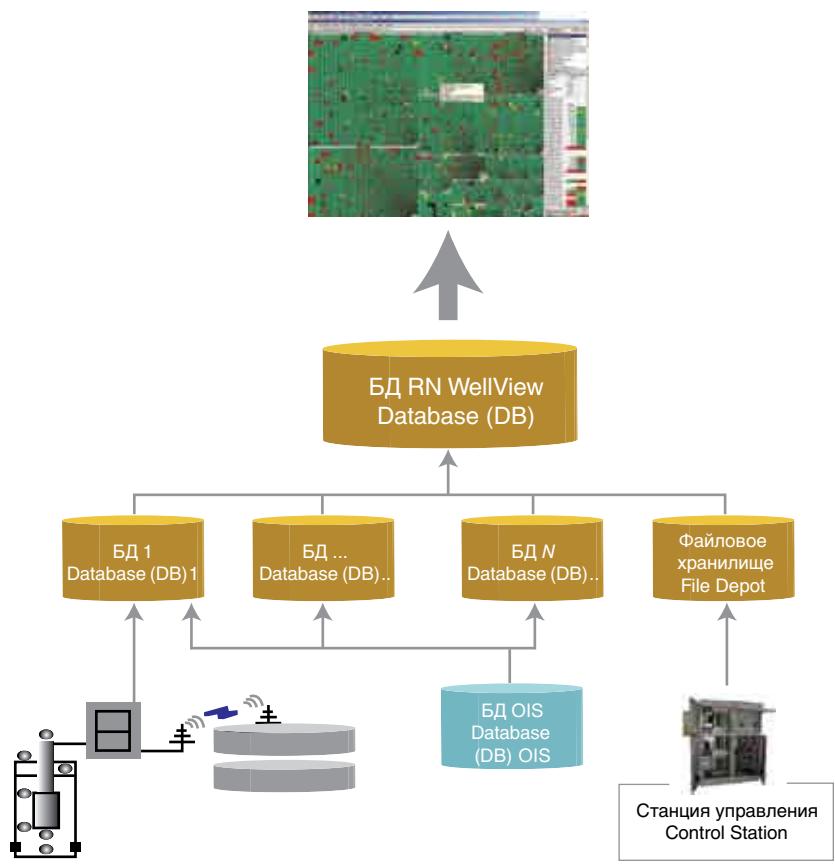


Рис. 2. Схема организации системы мониторинга УЭЦН Rosneft - WellView

Pic 2. Rosneft - WellView ESP Monitoring System Diagram

implementation it was confirmed that the system was effective.

Well Operation Monitoring in Rosneft-WellView

In 2007, the Remote Monitoring System project, Rosneft-WellView Software System (SS) was developed (Pic. 2). This System allows for data acquisition from various sources, including on-line data from the ESP Control Station, both in automatic (provided relevant equipment is available) and in manual mode (with the application of the archived files) [3].

The system performs the following functions:

- » data collection from the wells from their initial processing, structuring and entering into the database;
- » data aggregation from various DB;
- » identification of wells with deviations from the normal operating conditions;
- » approximate analysis of the well operation with allowances for the complicating factors and history of work;
- » development of analytical reporting.

Further, we shall examine the specifics for implementing tools of various levels, included in the Rosneft-WellView Software System, in detail.

затрудняет получение и анализ важной информации с целью идентификации проблем со скважиной и оборудованием. В ПК Rosneft-WellView реализован и в настоящее время совершенствуется модуль визуализации архивов данных со станций управления 14 типов, которые собираются сервисными компаниями, обслуживающими парк погружного и наземного оборудования. Данные консолидируются на корпоративных серверах по утвержденному графику и визуализируются в ПК Rosneft-WellView без применения дополнительного программного обеспечения. Это позволяет анализировать работу установки и планировать качественные мероприятия в короткие сроки с минимальными потерями нефти. В настоящее время ПК Rosneft-WellView позволяет анализировать данные со станций управления и частотно-регулируемых приводов 17 и 41 % механизированного фонда скважин соответственно ООО «РН-Юганскнефтегаз» и ООО «РН-Пурнефтегаз».

Автоматизация производственных процессов при подготовке отчетов (функции второго уровня)

Рабочей группой проекта совместно со специалистами ООО «РН-Юганскнефтегаз» был проведен экспертный анализ трудозатрат, необходимых для обеспечения бизнес-процессов добычи на уровне служб цехов добычи нефти. Результаты анализа представлены в табл. 2. Установлено, что в среднем на формирование отчетов и анализ существующих снижений добычи в ООО «РН-Юганскнефтегаз» тратится не менее 900 чел-ч/мес. Такие колоссальные трудозатраты ускорили реализацию автоматического отчета по выявлению снижений дебитов скважин на основе алгоритмов факторного анализа базовой добычи (ФАД), разработанных в Корпоративном Научно-Техническом Центре НК «Роснефть». Высокая сходимость автоматического отчета и традиционного ручного подтверждена геологической и технологической службами ООО

Таблица 2 - Table 2

ФУНКЦИИ FUNCTIONS	Трудозатраты службы, % - Labour Input %			
	Технологической - Technological Departments		Геологической - Geological Departments	
	В текущем режиме работы Current Mode	После оптимизации After Optimisation	В текущем режиме работы Current Mode	После оптимизации After Optimisation
Работа с фондом скважин Work with wells stock	27	16	3	2
Работа с электронной шахматкой и др. Work with electronic data	15	11	17	14
Анализ добычи и закачки Production & pumping analysis	13	11	19	16

Specifics of the Data Collection System (First Level Functions)

To monitor and analyse the mechanised well stock it is necessary to provide the required data. For this purpose the visualisation of data dynamics archives from the frequency-regulated drives and the submersible pumps control station were made available.

For example, currently RN-Yuganskneftegas uses a multitude of various ESP control station models of various generations from six different manufacturers. For the on-line and effective use of the information it is necessary to have the individual software for each model of the control station, which considerably complicates the acquisition and the analysis of the important information for the identification of well problems and the equipment. Ways of viewing the archived data from the control station, which are assembled by the service companies providing maintenance for the submersible and surface equipment, has been implemented in the Rosneft-WellView Software System and is now being refined. Data is consolidated on the corporate servers on the basis of the approved schedule and viewed in the Rosneft-WellView Software System without any additional software, which allows for unit analysis operation and planning of effective maintenance to minimize any loss of oil production. At present, Rosneft-WellView Software System allows data to be analysed from the control stations and frequency-regulated drives of 17% and 41% of the mechanised well stock of RN-Yuganskneftegas LLP and RN-Purneftegas LLP, respectively.

Computer-Aided Manufacturing for Report Preparation (Second Level Functions)

Engineers, in collaboration with the specialists at RN-Yuganskneftegas LLP, carried out expert analysis of the labour required for the provision of the oil production processes at service department level. The results of the analysis are shown in Table 2 below.

It was established that an average of 900 man hours per month are used for report preparation and analysis of the existing decline in production at RN-Yuganskneftegas

«РН-Юганскнефтегаз» (табл. 3).

На отчетном техническом совещании в одном из дочерних обществ компании по результатам проекта было принято решение о продолжении реализации работ в данном направлении для облегчения решения текущих задач, вы свобождения дополнительного времени на повышение качества принятия решений по сложным вопросам и самосовершенствования геологов и технологов.

Таблица 3 - Table 3

ПОКАЗАТЕЛИ PARAMETERS	Отчет при ручном вводе Report using manual entry	Автоматический отчет Rosneft-WellView Computerised Report Rosneft-WellView	Сходимость отчетов Reports Convergence
Число скважин No. of Wells	221	239	-18
Снижение добычи, т/сут Production Decline, tonnes per day	-5747	-5555	+192

Аналитический блок системы мониторинга (функции третьего уровня)

В процессе разработки аналитического программного обеспечения верхнего уровня особое внимание уделялось применению высокоэффективных алгоритмов визуализации информации. Для ее отображения по большому числу скважин использован алгоритм TreeMap [4] (рис. 3), позволяющий одновременно представлять большое число приоритезированных объектов на одном экране. По отзывам пользователей, данный алгоритм успешно реализован в программе и обеспечивает эффективное ее использование.

Эффективные алгоритмы визуализации представляют собой инструмент третьего уровня, предназначенный для решения задач контроля (выявления скважин, работающих вне диапазона и требующих пристального внимания) и диагностики. Окно для мониторинга разбивается на объекты в зависимости от выбранного параметра (дебита нефти, жидкости, потерь нефти при ремонте, обводненности добываемой жидкости и др.). Размеры прямоугольников, соответствующих отдельным скважинам, пропорциональны дебиту жидкости. Цвет прямоугольника отражает достижение потенциала добычи нефти. Прямоугольники сгруппированы по месторождениям. На рис. 3 отображена информация более чем по 500 скважинам.

Для визуализации подробной информации по отдельной скважине использован способ представления «роза проблем» – инструмент третьего уровня, отображающий состояние объекта по всем

LLP. The colossal amounts of man-hours accelerated the process for the development of the computerised reporting system for the determination of well production rate decrease on the basis of the Standard Production Factor Analysis (SPFA) algorithms, developed by the corporate Scientific Research Technical Centre Rosneft. High repeatability of the computerised and the traditional manual reporting was confirmed by the geological and technological departments of RN-Yuganskneftegas LLP (Table 3).

At the following technical meeting of one of the affiliated companies a decision was taken, on the basis of the project results, to continue the works on this project in order to find the solution of the current tasks, release of the additional time to be used for the qualitative decision making on the complicated issues and self-improvement of the geologists and production engineers.

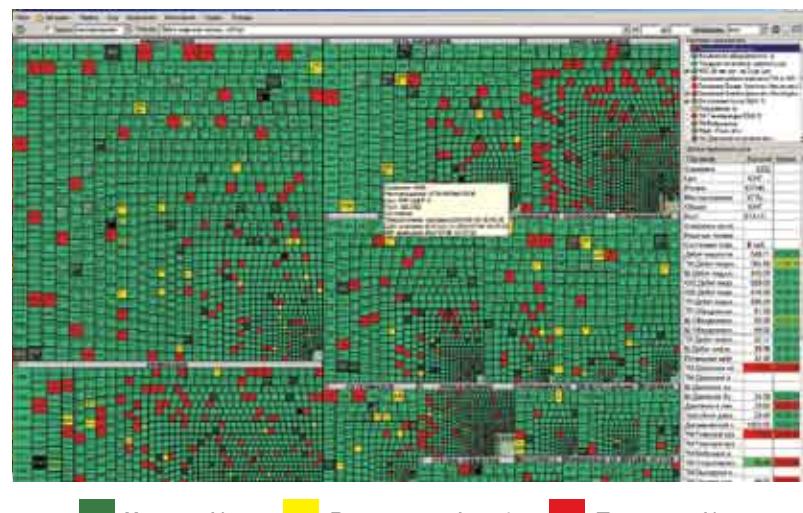


Рис. 3. Основное окно системы мониторинга Rosneft - WellView
Pic 3. Rosneft - WellView Monitoring System Main Window

Monitoring System Analytical Unit (Third Level Functions)

During the development process of the top level analytical software, special attention was paid to the application of the high-performance algorithms for data visualisation. TreeMap [4] (Pic. 3), which allows for the simultaneous presentation of a large number of the prioritised objects on one screen, is used to display data on a many different wells. According to the feedback from the users, this algorithm has been successfully

параметрам. Одновременное отображение динамики технологических и электрических параметров позволяет проводить совместный анализ данных (второй уровень – отчеты по собранной информации). Для удобства использования все графики масштабируемые.

Программа позволяет оценить положение текущей рабочей точки относительно паспортной расходно-напорной характеристики с учетом деградации по газу, износу и свойствам флюида, что реализовано в виде критерия мониторинга, а также анализировать динамику параметров по группе скважин, выбранной пользователем.

В окне детального анализа скважины отображены «роза проблем» по скважине, показывающая степень влияния на нее различных осложнений, положение текущей рабочей точки на графике характеристики ЭЦН, динамика основных показателей работы ЭЦН (три группы графиков: динамика показателей работы скважины, технологические и электрические показатели), наработка установок ЭЦН, работавших в скважине ранее.

Реализованный в программе модуль оповещения позволяет пользователю сразу получать информацию об изменениях и отклонениях выбранных объектов.

В ходе развития проекта внедрена система мониторинга УЭЦН Rosneft-WellView в дочерних предприятиях ОАО «НК «Роснефть»: ООО «РН-Юганскнефтегаз», ООО «РН-Пурнефтегаз», ООО «РН-Сахалинморнефтегаз», ООО «РН-Ставропольнефтегаз».

Организация комнаты удаленного мониторинга (подходы к организации функций системы четвертого уровня)

Оптимизации добычи пока невозможна без участия экспертов. Для решения таких задач с использованием систем удаленного мониторинга в НК «Роснефть» была предложена концепция Центра Удаленного Мониторинга ЭЦН (ЦУМ). ЦУМ предполагает наличие системы, позволяющей в оперативном режиме собирать все необходимые для анализа данные, инструментов для проведения инженерного анализа и присутствие экспертов, способных принять решение с использованием системы. На современном этапе развития технологий этот центр может быть «удален» от источника информации – скважин и приближен к центру, где имеются эксперты и возможность анализировать одновременно тысячи скважин.

Анализ мирового опыта создания ЦУМ показывает, что ключевыми факторами для их успешного

implemented in the software and provides an increase in its efficiency.

Effective visualisation software represents the third level tool, designed for the solution of the monitoring tasks (identification of wells operating outside the range and requiring close attention) and diagnostics. The monitoring window is broken down into objects depending on selected parameters (oil production rate, type of liquid, oil losses during repair, water cutting, etc). Box sizes corresponding to the individual wells are proportional to the liquid rate. The colour of the box represents the achievement of the oil production potential. The boxes are grouped per oil deposits fields. Pic 3 shows information on over 500 wells.

For the visual display of detailed information on individual wells, a mapping method called “a rose of problems” is used – a third level tool showing the status of the total object. A simultaneous display of the dynamics of the technological and electrical parameters allows for the simultaneous analysis of data (the second level reports on the acquired information). All diagrams are scalable for convenience.

The software allows the current operating point to be assessed with reference to the nominal use-flow characteristics with the allowance for gas degradation, wear and properties of well fluid, which is realised as monitoring criteria, and also for the analysis of the group of wells selected by the user.

In the window specifying the well a “rose of problems” on the well is displayed, which shows the level of various well issues, the position of the current operating point on the electric centrifugal pump performance diagram, dynamics of the main performance data of the electric centrifugal pump (three groups of diagrams: dynamics of well performance data, technological and electrical data) and a no-failure operation time of the electric centrifugal pump unit.

The signal in the software provides the user with the instant information on the changes and deviations of the selected parameters.

During the development, the Rosneft-WellView ESP monitoring system was introduced into the following affiliated companies of Rosneft: RN-Yuganskneftegas LLP, RN-Purneftegas LLP, RN-Sakhalinmorneftegas LLP and RN-Stavropolneftegas LLP.

Administration - Remote Monitoring Room (Fourth Level System)

It is not yet possible to optimise oil production without the participation of experts. The Remote Monitoring Centre (RMC) was proposed as a solution in conjunction with the remote monitoring systems of NK Rosneft. The RMC allows for on-line collection of all data required for analysis, tools for engineering analysis and the presence of experts, able

внедрения являются:

- » способность ЦУМ принимать решения по работе скважин, что требует наличия экспертов и поддержки руководства предприятия;
- » оперативный доступ к консолидированной информации о работе скважин, желательно иметь автоматическую систему сбора информации.

С учетом изложенных факторов для облегчения интеграции в существующую структуру добывающих обществ компаний был предложен подход к организации децентрализованного ЦУМ (рис. 4). ЦУМ должен был решить следующие задачи.

to make a decision using the system. Currently, this Centre may be a long-distance from the wells, and may be a short-distance to the centre where there are experts and available capacity to analyse thousands of wells at the same time.

When analysing world-wide experience during the development of the RMC, the following key factors for their successful introduction are the following:

- » ability of the RMC to make decisions on well operation, which requires experts and company management support;
- » on-line access to the consolidated information on the well operation, where it is preferable to have a computerised data collection system.

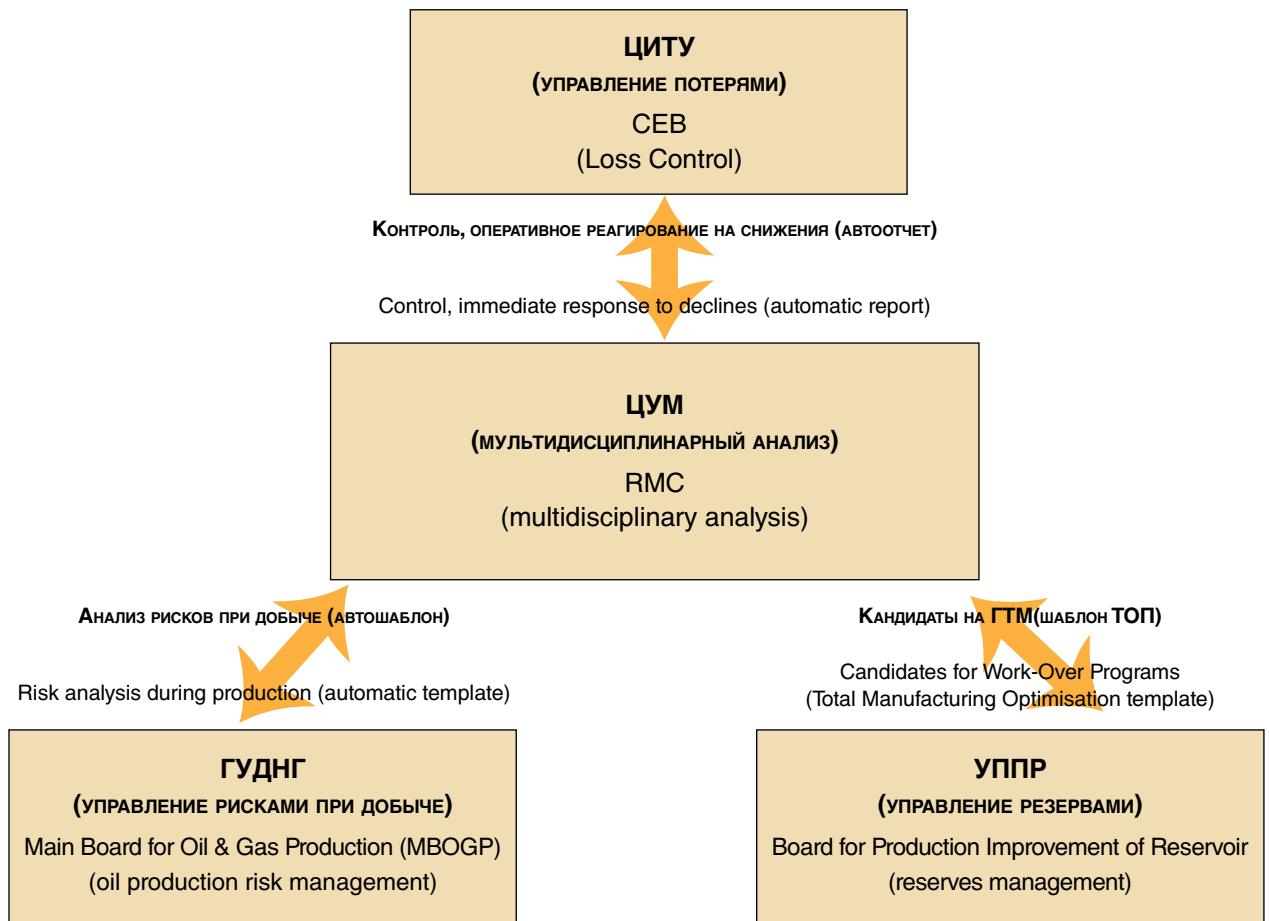


Рис. 4. Децентрализованная схема организации ЦУМ
Pic 4. Diagram of Decentralised Organisation of RMC

Визуальное отражение потерь (в интерактивном режиме):

- » выявление снижений дебитов жидкости и нефти; » оповещение цехов по добыче нефти и газа (ЦДНГ) об отклонении контрольных показателей для оперативного реагирования (под индивидуальные настройки пользователя);
- » экспресс-анализ скважины, диагностика текущего состояния, определение причины осадки/отказа;
- » управление приоритетами (более

Therefore, in order to facilitate the integration of the oil production affiliates of the company into the existing structure, an approach was proposed for the organisation of a decentralised RMC (Pic. 4). The following tasks had to be solved:

- Visual display of losses (in interactive mode):*
- » identification of fluid and oil production decline;
 - » notification of oil and gas production departments (OGPD) on the deviation of the performance benchmark

высокодебитная скважина должна быть введена в эксплуатацию в первую очередь).

Поиск резервов:

- » визуальное отражение источника резервов недостижения потенциала;
- » автосводки – шаблоны для подготовки мероприятий (первичная обработка данных для анализа). Оптимизация процессов реагирования: » анализ режима работы скважины и скважинного оборудования;
- » прогнозирование работы ЭЦН на основе мониторинга его параметров;
- » поддержка принятия решений при работе с механизированной скважиной;
- » автоматический подбор режима автоматического повторного включения (АПВ).

На [рис. 4](#) приведено взаимодействие ЦУМ с Центральным инженерно-техническим управлением (ЦИТУ), Главным управлением по добыче нефти и газа (ГУДНГ) и Управлением по повышению производительности резервуаров и геологотехнических мероприятий (УПГР и ГТМ).

Преимуществами децентрализованной схемы взаимодействия являются:

- » отсутствие дополнительного персонала дочернего общества;
- » индивидуальная работа специалистов технической поддержки с каждым центром с акцентом на их ключевые задачи;
- » автоматизация сводок (сокращение непроизводительного времени персонала) и рекомендаций по ключевым категориям (золотой фонд, АПВ и др.)

В данной схеме взаимодействия рейтинг влияния на решения средний, на уровне рекомендаций, что предполагает взаимодействие в условиях организации с хорошо отлаженными бизнеспроцессами и большим числом квалифицированных специалистов.

Заключение

Создание системы мониторинга ЭЦН является сложной мультидисциплинарной и комплексной задачей. Его представление как многоуровневого позволило выделить несколько этапов работы и продемонстрировать эффект по отдельным уровням.

ЦУМ является крупным интеграционным проектом СНТ ОАО «НК «Роснефть», охватывающим такие сферы деятельности, как удаленное управление ЭЦН, анализ бизнес-процессов, оптимизация процессов нефтегазодобычи, разработка и внедрение конкурентоспособного оборудования системы мониторинга и оптимизации.

for the real-time response (according to the individual settings of the user);

- » proximate analysis of the well, diagnostics of the current status, identification of reasons for failures;
- » management of priorities (higher flow-rate wells must be put into operation first).

Search for reserves:

- » visual display of the reserve source failed to achieve a potential;
- » auto-summaries – templates for the preparation of procedures (initial data processing for analysis). Optimisation of response procedures:
- » analysis of well and well equipment operation mode;
- » forecast for ESP work on the basis of monitoring of its parameters;
- » support for decision making while working with the mechanised well;
- » automatic mode selection for automatic re-closing (ARC).

[Pic 4](#) shows the interaction of RMC with the Central Engineering Board (CEB), Main Board for Oil & Gas Production (MBOGP) and Board for Production Improvement of Reservoirs and Work-Over Programs (BPIR & WOP).

The following are the advantages of the decentralised system of interaction:

- » non-existence of additional personnel in the affiliated company;
- » individual work of the technical support specialists in each centre with the accent on their key tasks;
- » automatic summaries (elimination of non productive time) and recommendations on key categories (gold fund, automatic re-closing, etc.)

In this interaction pattern, the rating of influence to the decisions is average, at the level of recommendations, which assumes the interaction under the conditions of the organisation with properly adjusted and smoothly running business procedures and with a high number of qualified specialists.

Summary

Development of the monitoring system for ESP is a complicated multidisciplinary and comprehensive task. Its multilevel representation allowed us to identify several stages of work and to demonstrate the effect on each of the individual levels.

RMC is a large integration project of the New Technologies Systems of Rosneft, covering such areas of activities as the remote control of ESP, analysis business procedures, optimisation of oil & gas production processes, development and introduction of competitive equipment for monitoring and optimisation. The results of the pilot project implementation are as follows:

Результатами реализации пилотного проекта являются:

- » сокращение недостижения потенциала дебита нефти на 10 % (по результатам испытаний проекта Rosneft-WellView);
- » сокращение простоев на 50 %;
- » снижение трудозатрат за счет внедрения в опытно-промышленное использование автоотчетов по снижениям добычи (97 % сходимости) и автоотчетов по формированию скважин-кандидатов для проведения интенсификации добычи нефти (99 % сходимости).

В перспективе планируется развитие проекта по следующим направлениям:

- » мониторинг эффективности работы промыслового оборудования;
- » учет ограничений по наземному оборудованию;
- » анализ и оптимизация фонда скважинных штанговых насосов;
- » оптимизация системы поддержания пластового давления.

Существующие алгоритмы, планируемые разработки, выполняемые научно-исследовательские работы, накапливающийся высокими темпами опыт рабочей группы по проекту будут в дальнейшем интегрированы в производственные процессы добычи нефти основных дочерних обществ компании.

Необходимым условием для достижения максимальной эффективности ЦУМ является подключение контролируемого фонда скважин к системе мониторинга. Это позволит оперативно получить полный набор данных о работе оборудования в режиме реального времени для принятия быстрого и качественного решения и с удаленного расстояния задавать необходимый режим работы.

Источники

1. Weatherford. *LOWIS™ Life of Well Information Software*. <http://www.ep-solutions.com/solutions/Software/LOWIS.htm>
2. espWatcher. A service for remote real-time surveillance and control electrical submersible pump systems. <http://www.slb.com/content/services/artificial/submersible/espwatcher.asp>.
3. *Real Time Optimisation Approach for 15,000 ESP Wells*. S. Zdolnik, A. Pashali, D. Markelov, M. Volkov//SPE 2008.
4. Shneiderman B. *Tree visualization with Tree-maps: A 2-d space-filling approach*. ACM Transaction on graphics. – 1992. – Vol. 11. – № 1. – P. 92-99.

- » reduction by 10% in failure to achieve the potential oil production rate (based on the results of Rosneft-WellView project tests);
- » downtime reduction by 50 %;
- » man-hour reduction due to the introduction of auto-reporting on the decline in production (97% precision) and auto-reporting on the definition of well-candidates for stimulation of oil production (99 % precision).

In the future, the project is planned to develop in the following directions:

- » field equipment performance efficiency monitoring;
- » consideration of restrictions on the surface equipment;
- » analysis and optimisation of bottom hole oil pumps;
- » optimisation of the system for maintenance of reservoir pressure.

Existing software, planned developments, scientific research and the accumulated experience of the project working group shall be integrated into the oil production process of the main affiliated partnerships of the company in the future.

To achieve maximum efficiency of RMC is the connection of the controlled well stock to the monitoring system. This will allow for the immediate acquisition of the complete data set on the operation of the equipment in real time enabling fast and qualitative decision making and to remotely assign the required mode of operation.

Reference Material

1. Weatherford. *LOWIS™ Life of Well Information Software*. <http://www.ep-solutions.com/solutions/Software/LOWIS.htm>
2. espWatcher. A service for remote real-time surveillance and control electrical submersible pump systems. <http://www.slb.com/content/services/artificial/submersible/espwatcher.asp>.
3. *Real Time Optimisation Approach for 15,000 ESP Wells*. S. Zdolnik, A. Pashali, D. Markelov, M. Volkov//SPE 2008.
4. Shneiderman B. *Tree visualization with Tree-maps: A 2-d space-filling approach*. ACM Transaction on graphics. – 1992. – Vol. 11. – № 1. – P. 92-99.

Эта статья была опубликована в информационном научно-техническом бюллетене (Научно-технический Вестник ОАО «НК «Роснефть», № 1, 2009 года, стр.22-26; ISSN 2074 - 2339) и заняла 3-е место в 2009 году за лучшую публикацию в бюллетене. Печатается с разрешения редакционной коллегии.