

УДК 622.276; <https://doi.org/10.37878/2708-0080/2024-2.12>

УДК 004.8

<https://orcid.org/0000-0001-5175-3844>

<https://orcid.org/0009-0005-8779-7941>

<https://orcid.org/0000-0002-9363-631X>

<https://orcid.org/0000-0003-4229-429X>

<https://orcid.org/0000-0002-7985-9429>

ПРИМЕНЕНИЕ ЦИФРОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В УПРАВЛЕНИИ СКВАЖИННЫМИ НАСОСНЫМИ УСТАНОВКАМИ В НЕФТЕДОБЫЧЕ



Б.А. МЫРЗАХМЕТОВ¹,
к.т.н., профессор кафедры
«Технологические машины
и оборудование»,
Satbayev University,
b.myrzakmetov@satbayev.university



Ж.Б. НҰРҚАС²,
генеральный директор
ТОО «Manul»,
zhassulan.nurkas@gmail.com



Г.А. МАШАТАЕВА¹,
докторант 2 года обучения по
образовательной программе
8D07110-«Цифровая инженерия
машин и оборудования»,
Satbayev University,
gulzada_90_90@mail.ru



Б.К. МАУЛЕТБЕКОВА¹,
преподаватель,
Satbayev University,
mauletbekova.b@gmail.com



Г.С. СЕРАЛИ^{1*},
докторант 1 года обучения
по образовательной программе
8D07110-«Цифровая инженерия машин
и оборудования», Satbayev University,
g.serali02.04@gmail.com

¹«SATBAYEV UNIVERSITY»,
Республика Казахстан, 050013, г. Алматы, ул. Сатпаева, 22а ,

²ТОО «MANUL»,
Республика Казахстан, 010000, г. Астана, ул. Мухаметкалиева, здание 5, населенный пункт 38,

Тенденциями последних лет в скважинной добыче нефти является непрекращающийся рост интереса к интеллектуальным системам мониторинга и управления для механизированного фонда скважин, что связано с одной стороны, ростом в мире месторождений, находящихся на завершающей стадии эксплуатации и разработкой новых проблемных (по вязкости, обводненности и пескопроявлению) месторождений, а с другой, – с необходимостью повышения экономической эффективности нефтедобычи, включая сокращение затрат и потерь. Существенный вклад в решение этих вопросов вносит появление «умных» технологий нефтедобычи, например, таких как программируемые приводы для скважинных насосов. Их применение позволяет повысить надежность и ресурс насосного оборудования, снизить аварийность и простои скважин, предотвратить негативные сценарии в процессе нефтедобычи и способствуют визуализации параметров в удобном для пользователя виде.

Несмотря на широкое применение цифровых технологий в нефтегазовой сфере, по-прежнему существует значительный потенциал для дальнейшей цифровизации в целях расширения операций для повышения безопасности, производительности.

В данной статье приведен опыт создания и апробирования подобной станции управления скважинными винтовыми насосными установками на месторождении.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: цифровизация, цифровые технологии, нефтедобыча, скважина, станция управления, винтовой насос.

МҰНАЙ ӨНДІРУДЕ ҰҢҒЫМА СОРҒЫ ҚОНДЫРҒЫЛАРЫН БАСҚАРУДА ЦИФРЛЫҚ ТЕХНОЛОГИЯЛАРДЫ ҚОЛДАНУ

Б.А. МЫРЗАХМЕТОВ¹, т.ғ.к., «Технологиялық машиналар және жабдықтар» кафедрасының профессоры, Satbayev University, b.myrzakhmetov@satbayev.university

Ж.Б. НҰРҚАС², ЖШС «Manul» бас директоры, zhassulan.nurkas@gmail.com

Г.А. МАШАТАЕВА¹, 8D07110-«Машиналар мен жабдықтардың сандық инженериясы» білім беру бағдарламасы бойынша 2 оқу жылының докторанты, Satbayev University, gulzada_90_90@mail.ru

Б.К. МАУЛЕТБЕКОВА¹, оқытушы, Satbayev University, mauletbekova.b@gmail.com

Ғ.С. СЕРӘЛІ^{1*}, 8D07110-«Машиналар мен жабдықтардың сандық инженериясы» білім беру бағдарламасы бойынша 1 оқу жылының докторанты, Satbayev University, g.serali02.04@gmail.com

¹«SATBAYEV UNIVERSITY»,
Қазақстан Республикасы, 050013, Алматы қ., Сәтбаев көшесі, 22а

²ЖШС «MANUL»,
Қазақстан Республикасы, 010000, Астана қ., Мұхаметқалиев көшесі, 5 ғимарат, 38 елді мекен,

Мұнайды ұңғымалық өндірудегі соңғы жылдардағы үрдістер ұңғымалардың механикаландырылған қоры үшін мониторинг пен басқарудың зияткерлік жүйелеріне деген қызығушылықтың үздіксіз өсуі болып табылады, бұл бір жағынан, пайдаланудың соңғы сатысындағы кен орындарында өсумен және жаңа проблемалық (тұтқырлығы, сулылығы және құмды болуы бойынша) кен орындарын игерумен, екінші жағынан – ұңғымалардың механикаландырылған қоры үшін шығындар мен жоғалтуларды азайтуды қоса алғанда, мұнай өндірудің экономикалық тиімділігі. Мұнай өндірудің «ақылды» технологияларының пайда болуы, мысалы, ұңғыма сорғыларына арналған бағдарламаланатын жетектер, осы мәселелерді шешуге айтарлықтай үлес қосады. Оларды қолдану сорғы жабдықтарының сенімділігі мен ресурсын арттыруға, ұңғымалардың апаттылығы мен тоқтап қалуын

азайтуға, мұнай өндіру процесінде қолайсыз оқиғалардың алдын алуға және параметрлерді пайдаланушыға ыңғайлы түрде визуализациялауға мүмкіндік береді.

Мұнай-газ саласында цифрлық технологиялардың кеңінен қолданылуына қарамастан, қауіпсіздікті, өнімділікті арттыру үшін операцияларды кеңейту мақсатында одан әрі цифрландыру үшін айтарлықтай әлеуетті.

Бұл мақалада кен орнында ұңғыма бұрандалы сорғы қондырғыларын басқарудың осындай станциясын құру және сынақтан өткізу тәжірибесі келтірілген.

ТҮЙІНДІ СӨЗДЕР: цифрландыру, цифрлық технологиялар, мұнай өндіру, ұңғыма, басқару станциясы, бұрандалы сорғы.

APPLICATION OF DIGITAL TECHNOLOGIES IN THE MANAGEMENT OF OIL WELL PUMPING SYSTEMS IN OIL EXTRACTION

B.A. MYRZAKHMETOV¹, candidate of technical sciences, professor of the Department of Technological machines and equipment, Satbayev University, b.myrzakhmetov@satbayev.university

Zh.B. NURKAS², general Director of LLP «Manul», zhassulan.nurkas@gmail.com

G.A. MASHATAYEVA¹, doctoral student of the 2nd academic year in the educational program 8D07110-«Digital Engineering of Machines and Equipment», Satbayev University, gulzada_90_90@mail.ru

B.K. MAULETBEKOVA¹, teacher, Satbayev University, mauletbekova.b@gmail.com

G.S. SERALI^{1*}, doctoral student of the 1st academic year in the educational program 8D07110-«Digital Engineering of Machines and Equipment», Satbayev University, g.serali02.04@gmail.com

¹«SATBAYEV UNIVERSITY»,

22a Satpaev str., Almaty, 050013, Republic of Kazakhstan

²LLP «MANUL»,

K. Mukhametkalieva str., Building 5, Locality 38, 010000, Astana, Republic of Kazakhstan

In recent years, one of the trends in oil well production has been the continuous growth of interest in intelligent monitoring and control systems for mechanized well assets. This is attributed, on one hand, to the increasing number of oil fields worldwide reaching maturity and the development of new challenging reservoirs (in terms of viscosity, water cut, and sand production). On the other hand, it is driven by the necessity to enhance the economic efficiency of oil production, including cost reduction and minimizing losses. The emergence of «smart» oil production technologies, such as programmable drives for well pumps, also contributes significantly to addressing these issues. Their application allows for increased reliability and lifespan of pump equipment, reduced well downtime and failures, prevention of negative scenarios during oil production, and facilitates the visualization of parameters in a user-friendly manner.

Despite the widespread use of digital technologies in the oil and gas industry, there is still significant potential for further digitization to expand operations for enhanced safety and productivity.

This article presents the experience of creating and testing such a control station for screw pump units at an oil field.

KEY WORDS: digitization, digital technologies, oil production, well, control station, screw pump.

Введение. Цифровизация с каждым годом все активнее проникает в нефтегазовую отрасль. Инновационные решения в области нефтедобычи нефти позволяют существенно повысить надежность и ресурс насосно-оборудования, снизить аварийность и простои скважин, и себестоимость добычи [1,2].

Одним из элементов создания интеллектуального месторождения в нефтедобыче, определяющим в целом операционную эффективность технологического процесса, является возможность дистанционного мониторинга и управления оптимизацией режимов работы скважинных насосов.

Применение цифровых технологий в управлении скважинными насосами способствует повышению эффективности их эксплуатации, повышению их надежности, упрощает их управление для оперативного реагирования на изменяющиеся скважинные условия [3].

С целью оптимизации режимов работы скважинной винтовой насосной установкой в НАО «КазНИТУ имени К.И. Сатпаева» разработана интеллектуальная станция управления, оборудованная частотно-регулируемым приводом со SCADA – пакетом (Supervisory Control and Data Acquisition) для дистанционного управления, сбора, обработки и архивирования параметров насосной установки [4].

Данная платформа позволяет обеспечить автоматическое управление технологическими процессом откачки в режиме реального времени, а для связи с объектом использует драйверы ввода – вывода или OPC/DDE – серверы, устанавливаемые на компьютер оператора.

В связи с тем, что на большинстве проблемных месторождений в РК все более широкое распространение получают винтовые насосные установки (ВНУ), то станция управления разрабатывалась применительно к таким насосным установкам и была апробирована в промышленных условиях на месторождении «Каражанбас» АО «Каражанбасмунай».

Материалы и методы исследования. Архитектура интеллектуальной станции управления скважинной насосной установкой построена на цифровой платформе и должна осуществлять функции дистанционного их управления, сбора, обработки и архивирования параметров насосной установки, выдачи сигналов оператору о сбоях в работе для предупреждения аварий. Ниже приведены результаты построения архитектуры и функции станции управления скважинной винтовой насосной установкой. Управление режимами ВНУ проводится со станции управления, оборудованной частотно-регулируемым приводом со SCADA – пакетом (Supervisory Control and Data Acquisition) для дистанционного управления, сбора, обработки и архивирования параметров скважинной насосной установки.

Данная платформа позволяет обеспечить автоматическое управление технологическими процессом испытаний в режиме реального времени и устанавливается на компьютеры и, для связи с объектом, использует драйверы ввода – вывода или OPC/DDE – серверы.

Например, PLC (Programmable Logic Controller) может управлять потоком жидкости в глубинном насосе, производить запуск/остановку электродвигателя насоса при симуляции работы насоса, а SCADA – система позволяет пользователю изменять уставки для данного потока по давлению, скорости потока, а также следить за тревожными сообщениями, такими как – потеря и превышение потока, превышение давления в стенде. Цикл управления с обратной связью проходит через RTU (Remote Terminal Unit) или программируемый логический контроллер (ПЛК), в то время как SCADA система контролирует полное выполнение цикла [5,6].

Сбор данных начинается на уровне ПЛК и включает показания измерительного прибора. Далее данные собираются и форматируются таким способом, чтобы пользователь мог принять необходимые действия в процессе работы средствами ПЛК. Данные могут также быть записаны в архив для построения трендов и другой аналитической обработки накопленных данных.

Программный код частично написан на языке программирования (C) и сгенерирован в среде автоматизированного проектирования Status Enterprise.

Основное назначение SCADA – системы:

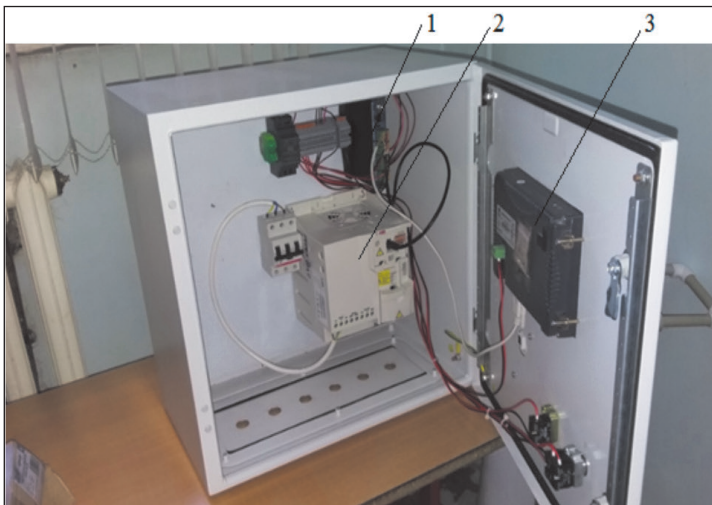
- Обмен данными с программируемым логическим контроллером в реальном времени через драйверы. К ПЛК возможно подключение датчиков давления, преобразователей расхода и частотно-регулируемый привод (ABB ACS 355);
- Обработка информации в реальном времени;
- Логическое управление;
- Отображение информации на экране монитора персонального компьютера (ПК) в удобной и понятной для человека форме;
- Ведение базы данных реального времени с технологической информацией;
- Аварийная сигнализация и управление тревожными сообщениями.

Станция управления и контроля параметров винтовой насосной установкой с блоком сбора, обработки и архивирования информации представлена на *Рисунке 1*.

Программа для удаленного мониторинга параметров станции необходима для анализа работы станции, а также более глубокого анализа показателей работы скважины.

Основным элементом станции управления для реализации программы удаленного мониторинга является программируемый логический контроллер T-Vox [7].

T-BOX Lite – комплексное устройство в едином корпусе, находящееся на объекте контроля, позволяющее осуществлять удалённый мониторинг и управление.



*Рисунок 1 – Блок управления и контроля параметров винтовой насосной установкой (ВНУ)
1 – многоканальный микропроцессор с модемом; 2 – частотный преобразователь;
3 – графический интерфейс*

Имеет в своём составе аналоговые и цифровые выходы и цифровые входы (включая импульсные и тепловые) для съёма параметров и выдачи управляющей информации с различных датчиков (давления, температуры, контроля доступа и т. д.), расходомеров, аналоговых сенсоров.

Связь устройства с внешним миром реализуется посредством интерфейсов передачи данных между двумя устройствами RS232/RS485 (Recommended Standard 232), Ethernet портов, а также при помощи коммутируемой телефонной сети общего пользования PSTN (Public Switched Telephone Network) и GPRS\GSM модемов.

Сообщения об аварии на объекте может передаваться большому числу получателей посредством SMS – сообщений, электронной почты, протокол передачи файлов по сети – FTP (File Transfer Protocol) серверов, WEB страниц. Для своевременного оповещения достаточно иметь при себе мобильный телефон, КПК или компьютер. T-Box Lite совместимо с современными SCADA системами благодаря поддержке различных протоколов связи, таких как Modbus.

Технология T-Box даёт возможность доступа в реальном времени ко всей информации, включая историю событий, аварийных сигналов и информации о текущем состоянии на объекте контроля, а также позволяет оперативно вносить изменение в настройках системы. Реализация данной технологии осуществляется при помощи программного обеспечения TWinSoft.

Программное обеспечение TWinSoft работает в операционной системе Windows XP, Vista и Windows 7, не требует больших мощностей, имеет стандартный интерфейс для подобных систем, просто и удобно в обучении и использовании. Основные характеристики ПЛК T-box приведены в *таблице 1*.

Таблица 1 – Основные характеристики ПЛК T-Box

Процессор/ память				
Процессор	16-Бит Mitsubishi			
Частота	7.37 МГц			
Оперативная память	148 Кб			
Flash память	768 Кб			
Ёмкость жёсткого диска	До 1 Гб			
Порты связи	Ethernet, RS232, RS485, PSTN или GSM модем			
Входы/выходы				
Модель	LT-100	LT-200	LT-201	LT-300
Цифровые входы/выходы	8	8	8	16
Импульсные выходы	2	2	2	2
Цифровые входы	-	-	-	4
Температурные входы (Pt1000)	-	2	6	-
Релейные выходы (230 В, 3 А)	-	4	4	-
Аналоговые входы (4-20 мА)	-	6	-	8
Аналоговые входы (0-2 мА)	-	-	1	-
Аналоговые входы (0-20 мА)	-	-	1	-
Аналоговые выходы (4-20 мА)	-	-	-	2
Питание				
Напряжение питания	= 24 В или = 12 В+			
Выходное напряжение	12 В			
Выходной ток	max 100 мА			

Протокол связи Modbus RTU – необходимая часть работы системы удаленного мониторинга и управления за работой станции управления. Он определяет SCADA как Master (MS) и станцию управления – как Slave (SL), устанавливают и прерывают контакт, идентифицирует отправителя и получателя, таким образом происходит обмен сообщениями.

Протокол управляет циклом запроса и ответа, который происходит между ведущим устройством, инициирующим запрос – MS (Master) и ведомым устройством, отвечающим на запрос – SL (Slave), (см. рисунок 2).

Протокол подразумевает расположение на общей шине одного MS и до 247 SL. Хотя протокол и поддерживает до 247 SL, некоторые приборы ограничивают число SL, подключаемых к общей шине. Например, драйвер шины расходомера – счетчика УРСВ-10М позволяет подключить к одному сегменту двухпроводной линии интерфейса передачи данных между двумя устройствами – RS485 максимум 32 прибора. Каждому SL присвоен уникальный адрес устройства в диапазоне от 1 до 247.

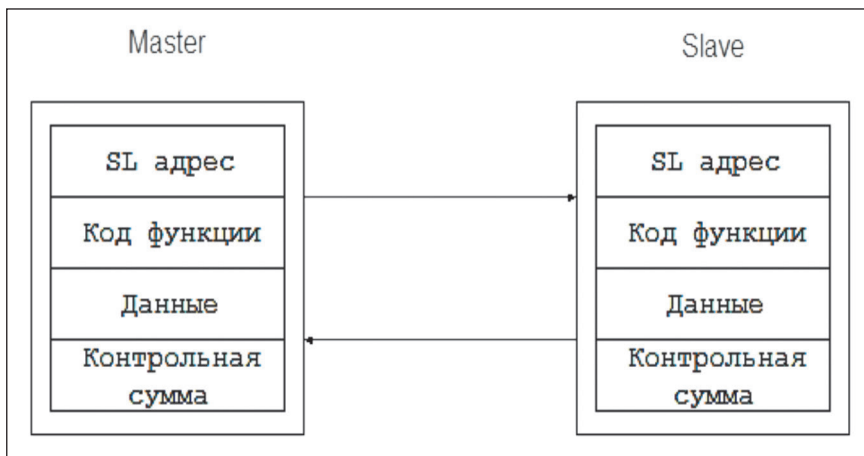


Рисунок 2 – Схема работы протокола Modbus

Только MS может инициировать транзакцию. Транзакции бывают типа «запрос/ответ» (адресуется только один SL), либо широковещательные/без ответа (адресуются все SL). Транзакция содержит один кадр запроса и один кадр ответа, либо один кадр широковещательного запроса.

Некоторые характеристики протокола Modbus фиксированы. К ним относятся: формат кадра, последовательность кадров, обработка ошибок коммуникации и исключительных ситуаций, и выполнение функций.

Другие характеристики выбираются пользователем. К ним относятся: тип средства связи, скорость обмена, проверка на четность, число стоповых бит, и режим передачи ASCII (American Standard Code for Information Interchange) или RTU (Remote Terminal Unit).

Параметры, выбираемые пользователем, устанавливаются (аппаратно или программно) на каждой станции. Эти параметры не могут быть изменены во время работы системы.

При передаче по линиям данных сообщения помещаются в «конверт». «Конверт» покидает устройство через «порт» и «пересылается» по линиям адресуемому устройству [8,9].

Протокол Modbus описывает «конверт» в форме кадров сообщений. Информация в сообщении представляет адрес требуемого получателя, что получатель должен сделать, данные, необходимые для выполнения этого, и механизм контроля достоверности.

Когда сообщение достигает интерфейса SL, оно попадает в адресуемое устройство через похожий «порт». Адресуемое устройство вскрывает конверт, читает сообщение, и, если не возникло ошибок, выполняет требуемую задачу. Затем оно помещает в конверт ответное сообщение и посылает его «отправителю». Информация в ответном сообщении представляет собой адрес адресуемого устройства, выполненную задачу, данные полученные в результате выполнения задачи, и механизм контроля достоверности. Если сообщение было широковещательным (сообщение для всех SL), на что указывает адрес 0, то ответное сообщение не передается. В большинстве случаев, MS посылает следующее сообщение другому SL либо после приема корректного ответного сообщения, либо после прохождения определенного пользователем интервала времени, если ответное сообщение не было получено. Все сообщения могут рассматриваться как запросы, генерирующие ответные сообщения от SL.

Широковещательные сообщения могут рассматриваться как запросы, не требующие ответных сообщений от SL.

Режим передачи определяет структуру отдельных блоков информации в сообщении и системы счисления, используемую для передачи данных. В системе Modbus существуют два режима передачи – ASCII и RTU. Оба режима обеспечивают одинаковую совместимость при связи с SL. Режим выбирается в зависимости от оборудования, используемого как Master Modbus. Для каждой системы Modbus должен использоваться только один режим. Символы ASCII удобнее использовать при отладке, поэтому этот режим удобен для компьютеров, программируемых на языке высокого уровня, например, FORTRAN. Режим RTU подходит для компьютеров, программируемых на машинных языках. Характеристики режимов ASCII и RTU представлены в *таблице 2*.

Таблица 2 – Характеристики режимов ASCII и RTU

Характеристика		RTU(8-бит)
Система кодирования		ASCII (7-бит)
Число бит на символ		Используются ASCII символы 0-9,A-F
Стартовые биты	1	1
Биты данных (LSB вперед)	7	8
Четность	Вкл./Выкл.	Вкл./Выкл.
Стоповые биты	1 или 2	1 или 2
Контрольная сумма	LRC (Longitudinal Redundancy Check). LRC	CRC (Cyclical Redundancy Check). CRC_16

В режиме RTU данные передаются в виде 8-ми разрядных двоичных символов. В режиме ASCII каждый RTU символ сначала делится на две 4-х разрядных части (старший и младший), переводится в свой шестнадцатеричный эквивалент и затем используется в создании сообщения. ASCII режим использует в два раза больше символов, чем RTU режим, но декодирование и управление данными – легче. К тому же, в режиме RTU символы сообщения должны передаваться непрерывным потоком. В режиме ASCII допустима задержка до 1 секунды между двумя соседними символами [10,11,12].

Существует два типа ошибок, которые могут возникать в системах связи: ошибки передачи и программные или оперативные ошибки. Система Modbus имеет способы определения каждого типа ошибок.

Ошибки связи обычно заключаются в изменении бита или бит сообщения. Например, байт 0001...0100 может измениться на 0001...0110. Ошибки связи выявляются при помощи символа кадра, контроля по четности и избыточным кодированием.

Когда обнаруживается ошибка кадрирования, четности и контрольной суммы, обработка сообщения прекращается. SL не должен генерировать ответное сообщение. (Тот же результат достигается, если был использован адрес несуществующего SL).

Если возникает ошибка связи, данные сообщения ненадежны. Устройство SL не может с уверенностью определить, что сообщение было адресовано именно ему. Иначе SL может ответить сообщением, которое не является ответом на исходный запрос. Устройство MS должно программироваться так, чтобы в случае неполучения ответного сообщения в течение определенного времени, MS должен фиксировать ошибку связи. Продолжительность этого времени зависит от скорости обмена, типа сообщения, и времени опроса SL. По истечению этого периода, MS должен быть запрограммирован на ретрансляцию сообщения.

Оба режима передачи, RTU и ASCII, могут включать в формат символа дополнительный бит четности. В режиме RTU это девятый бит в поле данных (8 бит данных и бит четности). В режиме ASCII это восьмой бит данных (7 бит данных и бит четности).

Если контроль четности не используется, бит четности не передается. Все устройства в системе должны быть сконфигурированы одинаково.

Для обеспечения качества передачи данных система Modbus обеспечивает несколько уровней обнаружения ошибок. Для обнаружения множественного изменения битов сообщения система использует избыточный контроль: CRC и LRC. Какой контроль использовать зависит от режима передачи. RTU использует CRC, а ASCII использует LRC. Обнаружение ошибок с помощью CRC и LRC выполняется автоматически.

Сообщение (только биты данных, без учета старт/стоповых бит и бит четности) рассматриваются как одно последовательное двоичное число, у которого старший значащий бит MSB (Most Significant Bit) передается первым. Сообщение умножается на X^{16} (сдвигается влево на 16 бит), а затем делится на $X^{16}+X^{15}+X^2+1$, выражаемое как двоичное число (1100000000000101). Целая часть результата игнорируется, а 16-ти битный остаток (предварительно инициализированный единицами для предотвращения случая, когда все сообщение состоит из нулей) добавляется к сообщению (старшим битом вперед) как два байта контрольной суммы. Полученное сообщение,

включающее CRC, затем в приемнике делится на тот же полином ($X^{16}+X^{15}+X^2+1$). Если ошибок не было, остаток от деления должен получиться нулевым. (Приемное устройство может рассчитать CRC и сравнить ее с переданной). Вся арифметика выполняется по модулю 2 (без переноса).

Устройство, используемое для подготовки данных для передачи, посылает условно самый правый LSB (Least Significant Bit) бит каждого символа первым. При расчете CRC первый передаваемый бит определен как MSB делимого. Порядок бит при расчете полинома должен быть реверсивным [13].

Пошаговая процедура расчета CRC-16 представлена ниже:

1. Загрузить 16-ти разрядный регистр числом FFFFH;
2. Выполнить операцию XOR (исключающее «или») над первым байтом данных и старшим байтом регистра;
3. Поместить результат в регистр;
4. Сдвинуть регистр на один разряд вправо;
5. Если выдвинутый вправо бит единица, выполнить операцию XOR между регистром и полиномом 1010 0000 0000 0001 (A001H);
6. Если выдвинутый бит ноль, вернуться в шаг 3;
7. Повторять шаги 3 и 4 до тех пор, пока не будут выполнены 8 сдвигов регистра;
8. Выполнить операцию XOR над следующим байтом данных и регистром;
9. Повторять шаги 3-7 до тех пор, пока не будут выполнена операция XOR над всеми байтами данных и регистром;
10. Содержимое регистра представляет собой два байта CRC и добавляется к исходному сообщению старшим битом вперед [14,15].

Таким образом, станция управления минимизирует или исключает ошибки при передаче информации от скважинной насосной установки, что может быть чревато принятием ошибочных решений оперативным персоналом.

Результаты и обсуждение. Эта программа и станция управления успешно апробирована как в стендовых, так и в промышленных условиях для удаленного мониторинга и отслеживания работы винтовых насосных систем на месторождении «Каражанбас» предприятия АО «Каражанбасмунай». Результаты испытаний подтвердили работоспособность и надежность станции управления, удобство и оперативность представления визуальной информации для дистанционного контроля за режимами работы скважинных насосных установок и принятия оперативного реагирования на отклонения в работе.

На *рисунке 3* показана электроприводная ВНУ на месторождении, оснащенная подобной станцией управления. А на *рисунках 4 и 5* приведены рабочие окна данной программы.

Применение данной системы на опытных скважинах позволило в режиме удаленного доступа иметь информацию о режиме работы и параметрах насосной установки и принимать оперативные решения по оптимизации режимов ее работы, что послужило причиной снижения аварийности винтовых насосных установок на 22% и повысить межремонтный период скважин. При испытаниях в отдельные периоды времени наблюдалась недостаточная скорость в передаче данных, что связано со слабым покрытием зоны скважин устойчивой связью.



Рисунок 3 – Скважина №80, оснащенная интеллектуальной станцией управления со SCADA – пакетом

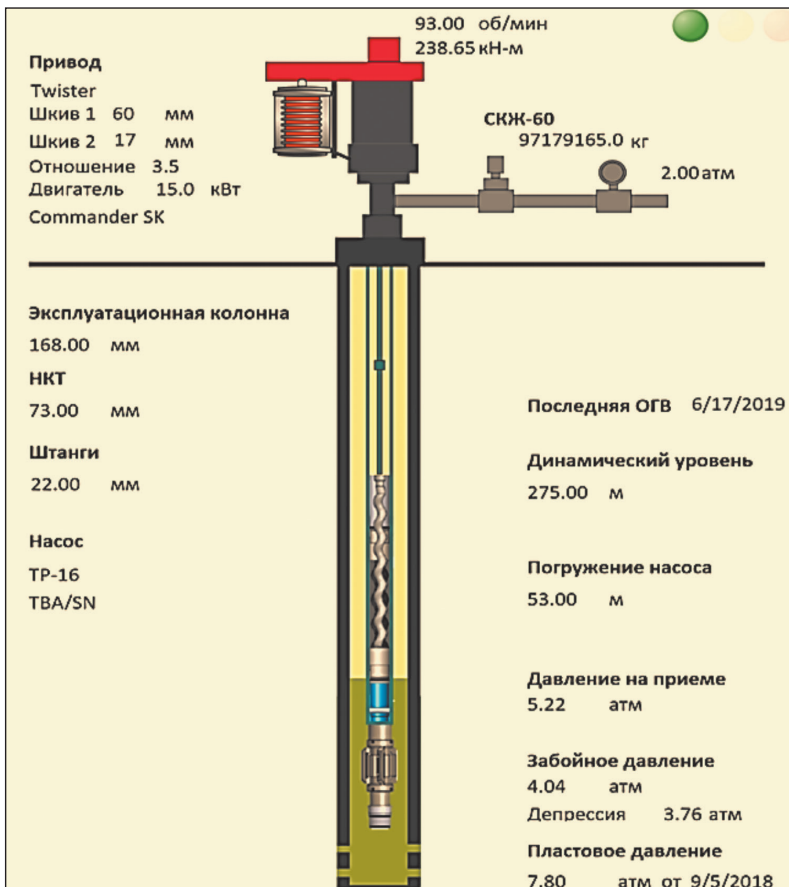


Рисунок 4 – Статус скважины в режиме реального времени

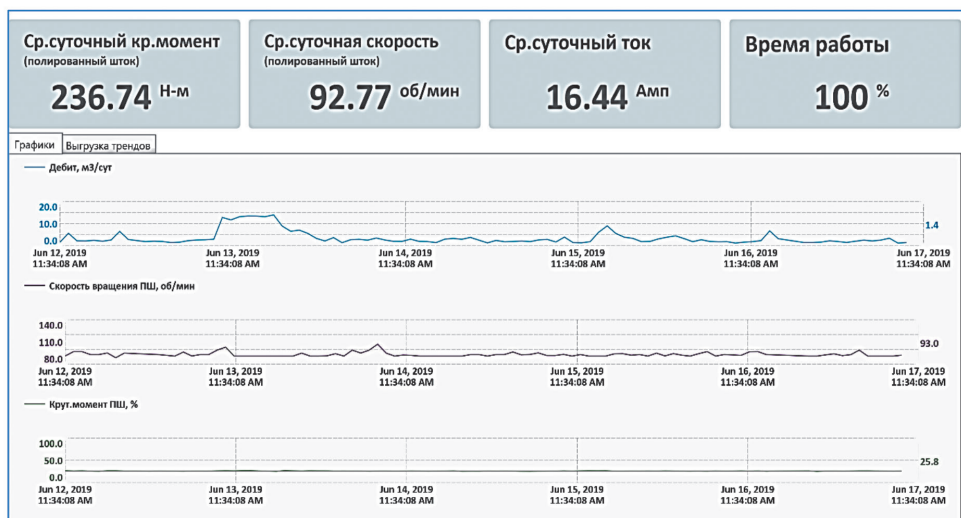
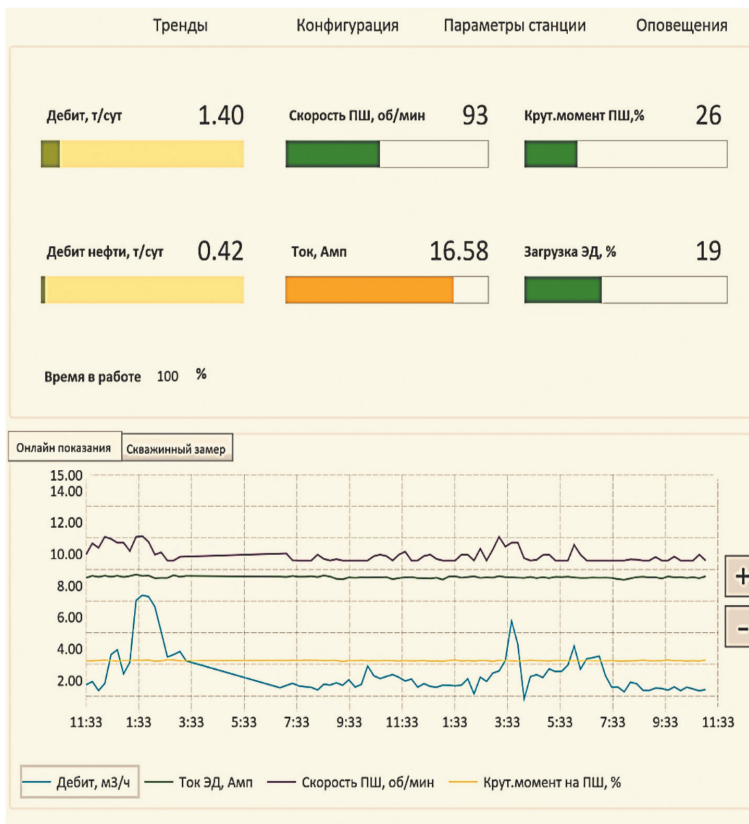



Рисунок 5 – Параметры работы винтового насоса в режиме реального времени

В связи с появлением на рынке глобальной спутниковой системы Starlink компании SpaceX, позволяющей обеспечить недорогой и надежный высокоскоростной широкополосный спутниковый доступ в Интернет, это проблема может быть полностью исключена [16].

Заключение и выводы.

1) Станция управления позволяет в режиме удаленного доступа иметь информацию о режиме работы насосной установки и принимать оперативные решения по оптимизации режимов ее работы;

2) Система позволяет своевременно выявлять возможные неисправности системы, тем самым снижая риск отказа оборудования;

3) Аналитический функционал системы ориентирован на три уровня управления компанией: топ-менеджменту будут выводиться суммарные параметры эксплуатации всех скважин месторождения, инженерному составу – возможность продвинутого анализа режимов работы скважин, диспетчерский уровень – оперативная сигнализация тревог и остановок скважин. 

ЛИТЕРАТУРА

- 1 Дмитриевский А.Н., Еремин Н.А., Филиппова Д.С., Сафарова Е.А. Цифровой нефтегазовый комплекс России // Поиск, разведка и разработка нефтяных, газовых и нефтегазовых месторождений. – 2020. – 32-36 с. [Dmitrievskii A.N., Eremin N.A., Filippova D.S., Safarova E.A. Tsifrovoy neftegazovyi kompleks Rossii // Poisk, razvedka i razrabotka neftyanykh, gazovykh i neftegazovykh mestorozhdenii. – 2020. – 32-36 s.] <https://doi.org/10.18599/grs.2020.SI.32–35>
- 2 Д.С. Черняев, Д.Е.Намиот. Роль цифровых технологий в разведке, добыче и транспортировке нефтегазовых продуктов // International Journal of Open Information Technologies. – 2019. – №7 (11) – 79-85 с. [D.S. Chernyaev, D.E.Namiot. Rol' tsifrovyykh tekhnologii v razvedke, dobyche i transportirovke neftegazovykh produktov // International Journal of Open Information Technologies. – 2019. – №7 (11) – 79-85 s.]
- 3 Лысенков М.С. Преимущества внедрения цифровых технологий в нефтедобыче // Молодой ученый. – 2020. – №37 (327) – 96-98 с. [Lysenkov M.S. Preimushchestva vnedreniya tsifrovyykh tekhnologii v nefte dobyche. // Molodoi uchenyi. – 2020. – №37 (327) – 96-98 s.]
- 4 Miguel Ferraz. Oil and Gas Drilling Guide // CreateSpace Independent Publishing Platform. – 2016. – P. 28.
- 5 J.J. Azar, G. Robello Samuel. Drilling Engineering // PennWell Corporation. – 2007. – P. 491.
- 6 Robello Samuel. Formulas and Calculations for Drilling Operations 1st Edition // Wiley-Scrivener 1st edition. – 2010. – P. 406.
- 7 Akhymbayeva B. Employment of mud-pulse generator for improvement of efficiency of a wellbore producing in complex mining and geological conditions // Petroleum Research. – 2023.
- 8 Akhymbayeva B., Naurzybayeva D., Mauletbekova B., Ismailova J. Peculiarities of drilling hard rocks using hydraulic shock technology // Особливості буріння твердих порід із застосуванням гідродударної технології // Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu. – 2022. – №5 – P. 20-25
- 9 Akhymbayeva B.S., Akhymbayev D.G., Naurzybayeva D.K., Mauletbekova, B.K. The process of crack propagation during rotary percussion drilling of hard rocks // Periodicals of Engineering and Natural Sciences. – 2021. – №9 (4) – P. 392-416

- 10 Ismailova J.A., Delikesheva D.N., Akhymbayeva B.S., Logvinenko A., Narikov K.A. Improvement of Sweep Efficiency in a Heterogeneous Reservoir // Smart Science. – 2021. – №9 (1). – P.51-59. <https://doi.org/10.1080/23080477.2021.1889259>
- 11 Kenzhetaev Z.S., Kuandykov T.A., Togizov K.S., Abdraimova M.R., Nurbekova M.A. Selection of rational parameters for opening and drilling of technological wells underground uranium leaching // News of the National Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan, Series of Geology and Technical Sciences. – 2022. – №3. – P. 115-127
- 12 Kuandykov T., Nauryzbayeva D., Yelemessov K., Kakimov U., Kolga A. Development and justification of a hydro-impulse method for increasing ore permeability in conditions of uranium borehole production // News of the National Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan, Series of Geology and Technical Sciences. – 2020. – №6 (444). – P. 126-133
- 13 Myrzakhmetov B., Sultabayev A., Toktamissova S. Substantiation of the methodology for modeling and calculating the optimal operating modes of a tandem pumping installation when mining uranium // Mining of Mineral Deposits. – 2020. – №14 (4). – P. 59-65
- 14 Myrzakhmetov B.A., Nurkas Z.B., Toktamissova S.M., Krupnik, L.A. Sand valves to protect downhole pumping equipment in the conditions of high sand production // Противопесочные клапаны для защиты скважинного насосного оборудования в условиях высокого пескопроявления // Mining Informational and Analytical Bulletin. – 2020. – №12. – P. 125-136
- 15 Myrzakhmetov B.A., Krupnik L.A., Sultabayev A.E., Toktamissova S.M. Mathematical model of jet pump operation in tandem oil well pumping unit // Mining Informational and Analytical Bulletin. – 2019. – №8. – P. 123-135
- 16 Myrzahmetov B.A., Krupnik L.A., Beysenov B.S., Toktamissova S.M. Use of jet pumps and means of protection against sand ingress when pumping product uranium solutions // Bezopasnost' Truda v Promyshlennosti. – 2018 – №7. – P. 74-80