

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

| Тема работы |
|--|
| АНАЛИЗ СИСТЕМ МОНИТОРИНГА И УПРАВЛЕНИЯ В ПРОЦЕССЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕХАНИЗИРОВАННЫМ ФОНДОМ СКВАЖИН |

УДК 622.276-047.36

Студент

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|--------------------------------|---------|------|
| 2Б6Д | Гаевой Владислав Александрович | | |

Руководитель

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|-------------------------------|------------------------|---------|------|
| Доцент | Глызина Татьяна Святославовна | К.Х.Н. | | |

Консультант

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------------------|----------------------------|------------------------|---------|------|
| Старший преподаватель | Максимова Юлия Анатольевна | | | |

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|---------------------------|------------------------|---------|------|
| Доцент | Якимова Татьяна Борисовна | К.Э.Н. | | |

По разделу «Социальная ответственность»

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|-----------------------------|------------------------|---------|------|
| Ассистент | Черемискина Мария Сергеевна | | | |

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

| Руководитель ООП | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------------------|----------------------------|------------------------|---------|------|
| Старший преподаватель | Максимова Юлия Анатольевна | | | |

Томск – 2020 г.

Планируемые результаты обучения

| Код результата | Результат обучения (выпускник должен быть готов) | Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон |
|--|---|--|
| В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями | | |
| P1 | Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности | Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А) |
| P2 | Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда | Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15. |
| P3 | Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности | Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3и), ПК-1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23 |
| P4 | Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий | Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3е) |
| в области производственно-технологической деятельности | | |
| P5 | Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов | Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15) |
| P6 | Внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов | Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12) |
| в области организационно-управленческой деятельности | | |
| P7 | Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику | Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d) |
| P8 | Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов | Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК-17, ПК-19, ПК-22) |
| в области экспериментально-исследовательской деятельности | | |
| P9 | Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли | Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26) |
| P10 | Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий | Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b) |
| в области проектной деятельности | | |
| P11 | Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов | Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е) |

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

| |
|--|
| Бакалаврской работы |
| (бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации) |

Студенту:

| Группа | ФИО |
|--------|-----------------------------------|
| 2Б6Д | Гаевому Владиславу Александровичу |

Тема работы:

| | |
|--|----------------------|
| Анализ систем мониторинга и управления в процессе добычи нефти при эксплуатации механизированным фондом скважин | |
| Утверждена приказом директора (дата, номер) | 28.02.2020 №59-123/с |

| | |
|--|------------|
| Срок сдачи студентом выполненной работы: | 18.06.2020 |
|--|------------|

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

| | |
|---|--|
| Исходные данные к работе | Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы. |
| Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов | Развитие и внедрение мониторинга в процессы эксплуатации скважин. Определение критериев и показателей эксплуатации механизированного фонда, их роль в добыче нефти и газа. Анализ возможностей современных систем мониторинга. Разработка структуры управляющего комплекса для скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов. Механизмы работы программных комплексов. Анализ существующих телеметрических систем. |

| | |
|---|--|
| | Математическое обеспечение программного комплекса на примере забойного давления. |
| Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i> | |
| Раздел | Консультант |
| Современные подходы к мониторингу механизированного фонда скважин | Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна |
| Анализ программных систем, направленных на эксплуатацию скважин с установками электроцентробежного насоса | Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна |
| Обоснование применения систем программного обеспечения для мониторинга в процессе добычи нефти | Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна |
| Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение | Доцент, к.э.н. Якимова Татьяна Борисовна |
| Социальная ответственность | Ассистент Черемискина Мария Сергеевна |
| Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: | |
| Современные подходы к мониторингу механизированного фонда скважин | |
| Анализ программных систем, направленных на эксплуатацию скважин с установками электроцентробежного насоса | |
| Обоснование применения систем программного обеспечения для мониторинга в процессе добычи нефти | |
| Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение | |
| Социальная ответственность | |

| | |
|---|------------|
| Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику | 29.02.2020 |
|---|------------|

Задание выдал руководитель / консультант:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------------------|-------------------------------|------------------------|---------|------------|
| Доцент | Глызина Татьяна Святославовна | к.х.н. | | 29.02.2020 |
| Старший преподаватель | Максимова Юлия Анатольевна | | | 29.02.2020 |

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|--------------------------------|---------|------------|
| 2Б6Д | Гаевой Владислав Александрович | | 29.02.2020 |

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Уровень образования: высшее
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения: весенний семестр 2019 /2020 учебного года
 Форма представления работы:

| |
|---------------------|
| Бакалаврская работа |
|---------------------|

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

| | |
|--|------------|
| Срок сдачи студентом выполненной работы: | 18.06.2020 |
|--|------------|

| Дата контроля | Название раздела (модуля) / вид работы (исследования) | Максимальный балл раздела (модуля) |
|---------------|---|------------------------------------|
| 19.03.2020 | Современные подходы к мониторингу механизированного фонда скважин | 25 |
| 02.04.2020 | Анализ программных систем, направленных на эксплуатацию скважин с установками электроцентробежного насоса | 25 |
| 23.04.2020 | Обоснование применения систем программного обеспечения для мониторинга в процессе добычи нефти. | 30 |
| 07.05.2020 | Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. | 10 |
| 21.05.2020 | Социальная ответственность. | 10 |

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|-------------------------------|------------------------|---------|------------|
| Доцент | Глызина Татьяна Святославовна | к.т.н. | | 29.02.2020 |

Консультант

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------------------|----------------------------|------------------------|---------|------------|
| Старший преподаватель | Максимова Юлия Анатольевна | | | 29.02.2020 |

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------------------|----------------------------|------------------------|---------|------------|
| Старший преподаватель | Максимова Юлия Анатольевна | | | 29.02.2020 |

Обозначения, определения и сокращения

- АГЗУ** – автоматическая групповая замерная установка;
- АРМ** – автоматизированное рабочее место;
- АСТУЭ** – автоматизированная система технического учета электроэнергии;
- АСУ** – автоматизированная система управления;
- БД** – база данных;
- БЭТС** – бескабельная эксплуатационная телеметрическая система;
- ГЗ** – гидравлическая защита;
- ГИС** – геофизические исследования скважин;
- ЗП** – защита от перегрузки;
- ЗСП** – защита от срыва подачи;
- ИСУ** – интеллектуальная станция управления;
- НКТ** – насосно-компрессорные трубы;
- ПДК** – предельно допустимая концентрация;
- ПК** – программный комплекс;
- ПЛА** – план ликвидации аварии;
- ПЧ** – преобразователь частоты;
- ПЭД** – погружной электродвигатель;
- СИЗОД** – средства индивидуальной защиты органов дыхания;
- СУ** – станция управления;
- ТМС** – телеметрическая система;
- УГПН** – установка гидравлического поршневого насоса;
- УЭВН** – установка электрического винтового насоса;
- УЭДН** – установка погружного диафрагменного насоса;
- УЭЦН** – установка электроцентробежного насоса;
- ШГН** – штанговый глубинный насос;
- ЧС** – чрезвычайная ситуация;
- ЭВМ** – электронно-вычислительная машина;
- ЭЦН** – электроцентробежный насос.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа включает 89 страниц, в том числе 25 рисунков, 8 таблиц. Список литературы включает 27 источников. Работа содержит 1 приложение.

Ключевые слова: удаленный мониторинг и управление, интеллектуальная скважина, подземная телеметрия, механизированный фонд скважин, автоматизация, станция управления, передача данных, волоконно-оптические датчики, программный комплекс, SCADA-система.

Объектом исследования являются скважины механизированного фонда, оборудованные современными системами мониторинга и управления.

Цель исследования – анализ существующих систем и технологий мониторинга и управления механизированного фонда скважин.

В процессе исследования были подробно рассмотрены структура основных компонентов мониторинга и управления в процессах добычи, а также история развития и современные подходы к мониторингу и управлению в передовых отечественных и зарубежных компаниях. Проведен анализ современных технологий по контролю параметров системы «пласт — скважина — насосная установка» и удаленного управления скважинным оборудованием.

В результате анализа выявлен положительный эффект от применения современных технологий мониторинга и управления в процессах добычи нефти механизированным фондом скважин.

Область применения: механизированный фонд скважин, оборудованных УЭЦН, на месторождениях Западной Сибири.

Потенциальная экономическая эффективность связана с повышением эффективности эксплуатации внутрискважинного оборудования за счет рационализации работы электроцентробежного насоса, а также достижения максимального дебита путем подбора оптимальных параметров работы скважины. Снижение рисков возникновения аварийных ситуаций и возникающих из-за этого экономических, экологических и технологических издержек также является фактором потенциальной эффективности.

ОГЛАВЛЕНИЕ

| | |
|---|----|
| ВВЕДЕНИЕ | 10 |
| 1 СОВРЕМЕННЫЙ ПОДХОД К МОНИТОРИНГУ МЕХАНИЗИРОВАННОГО ФОНДА СКВАЖИН..... | 13 |
| 1.1 Развитие и внедрение мониторинга в процессы эксплуатации скважин.. | 13 |
| 1.1.1 Подходы к организации систем мониторинга и управления в мировой практике..... | 17 |
| 1.2 Определение критериев и показателей эксплуатации механизированного фонда, их роль в добыче нефти и газа | 19 |
| 1.3 Анализ возможностей современных систем мониторинга | 23 |
| 1.3.1 Системы контроля параметров скважины | 24 |
| 1.3.2 Современные системы сбора и передачи информации | 29 |
| 2 АНАЛИЗ ПРОГРАММНЫХ СИСТЕМ, НАПРАВЛЕННЫХ НА ЭКСПЛУАТАЦИЮ СКВАЖИН С УСТАНОВКАМИ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА | 34 |
| 2.1 Разработка структуры управляющего комплекса для скважин, оборудованных установкой электроцентробежного насоса..... | 35 |
| 2.2 Механизм работы программных комплексов..... | 41 |
| 2.2.1 Работа программного комплекса при сборе и анализе первичных данных 41 | |
| 2.2.2 Механизм работы программных комплексов при управлении параметрами скважин..... | 45 |
| 2.3 Анализ существующих телеметрических систем | 47 |
| 2.3.1 Погружная дискретная телеметрия | 47 |
| 2.3.2 Погружная непрерывная телеметрия | 48 |
| 2.3.3 Наземная телеметрическая система | 51 |

| | | |
|-------|--|----|
| 2.3.4 | Бескабельная эксплуатационная телеметрическая система..... | 52 |
| 2.4 | Математическое обеспечение программного комплекса на примере забойного давления | 54 |
| 3 | ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ СИСТЕМ ПРОГРАМНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ДЛЯ МОНИТОРИНГА В ПРОЦЕССЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ.... | 58 |
| 4 | ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ И РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ | 63 |
| 4.1 | Расчет экономической эффективности от увеличения добычи нефти .. | 63 |
| 4.2 | Расчет ресурсосберегающей эффективности | 65 |
| 5 | СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ | 71 |
| 5.1 | Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности..... | 71 |
| 5.1.1 | Правовые нормы трудового законодательства | 71 |
| 5.2 | Производственная безопасность | 73 |
| 5.2.1 | Анализ выявленных вредных факторов при эксплуатации и обслуживании механизированного фонда скважин | 73 |
| 5.2.2 | Анализ выявленных опасных факторов при эксплуатации и обслуживании механизированного фонда скважин | 77 |
| 5.3 | Экологическая безопасность..... | 79 |
| 5.4 | Безопасность в чрезвычайных ситуациях..... | 80 |
| | ЗАКЛЮЧЕНИЕ | 83 |
| | СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ..... | 85 |
| | Приложение А | 89 |

ВВЕДЕНИЕ

Мировая промышленность в настоящее время вошла в стадию так называемой «четвертой технологической революции», с которой связывают возможности кардинальной модернизации производства и экономики в сторону информационных технологий, а также возникновение таких явлений, как: цифровое производство, экономика «совместного использования», коллективное потребление, распределенные сети, децентрализация управления и т.д. Так как нефтегазовая промышленность является основным источником энергии во всем мире, то данное явление также затрагивает эту отрасль. Современные технологии позволяют разрабатывать нетрадиционные запасы нефти и газа, которые раньше было извлекать нецелесообразно.

На сегодняшний момент, основным направлением модернизации нефтегазовой отрасли является создание высокотехнологичных умных скважин и интеллектуальных месторождений. Данные технологии позволяют оптимизировать разработку старых месторождений и значительно сократить издержки на освоение и эксплуатацию месторождений при значительном повышении эффективности. Однако, в связи с тем, что данные технологии позволяют снизить издержки и увеличить конкурентоспособность нефтегазовых предприятий на мировом рынке, развитие данных технологий происходит в каждой компании по разным направлениям, и крупные корпорации не всегда делятся имеющимися у них разработками в этой сфере с другими предприятиями.

Одним из важных составляющих интеллектуальных месторождений является мониторинг и управление механизированным фондом скважин. Мониторинг выполняет несколько организационных функций. Во-первых, он выявляет позволяет определить критические или находящиеся в состоянии изменения явления окружающей среды, в отношении которых необходимо разработать комплекс действий. Во-вторых, организует обратную связь в сфере определенных действий или программ, выявляя причины ранее произошедших положительных и отрицательных результатов, сложившихся в

результате проведения этой программы. В-третьих, мониторинг устанавливает соответствия правилам и контрактным обязательствам.

Процесс управления обычно представляют как последовательные или параллельные действия субъекта, направленные на достижение определённой цели, с возможностью внесения корректировок в процесс работы. Одной из функций управления является сбор и обработка данных о ресурсах и процессах, то есть мониторинг. Кроме того, среди задач управления можно выделить постановку и выбор цели, анализ, систематизацию, синтез информации, оптимизацию этапов и скорости достижения цели, определение способов и последовательности выполнения задач, организацию процессов и контроль способов их выполнения.

Процесс управления может быть как воздействием извне, так и самоуправлением. В первом случае происходит прямое управление объектом в процессе его работы, а самоуправление подразумевает работу объекта в необходимом режиме без прямого вмешательства в этот процесс других объектов. При традиционных способах эксплуатации сбор данных о работе фонда скважин производится вручную при периодическом обходе оператором, что требует значительных трудозатрат и времени.

Современные технологии позволяют производить удаленное управление скважиной, при этом получая всю информацию по ней в реальном времени. Большая часть функций оператора при этом переходит к компьютерным системам. Это позволяет снизить издержки при добыче нефти, а также уменьшить вероятность ошибки, которую может допустить человек.

Актуальность данной работы: переход с традиционных методов мониторинга и управления процессами добычи с помощью механизированного фонда скважин к современным системам с целью увеличения производительности скважин, быстрого реагирования на возникающие проблемы, уменьшения финансовых и временных издержек, а также определения оптимального режима работы скважин.

Целью выпускной квалификационной работы является анализ существующих систем и технологий мониторинга и управления в процессах добычи нефти с помощью механизированного фонда скважин, определение контролируемых параметров, их влияния на добычу флюида и оптимальных способов мониторинга.

Для достижения цели поставлены следующие задачи:

1. Определить критерии и показатели эксплуатации механизированного фонда, их роль в добыче нефти и газа;
2. Проанализировать современные системы мониторинга процессов эксплуатации скважин;
3. Обосновать необходимость применения современных систем мониторинга для скважин, работающих в различных геолого-промысловых условиях на территории России.

1 СОВРЕМЕННЫЙ ПОДХОД К МОНИТОРИНГУ МЕХАНИЗИРОВАННОГО ФОНДА СКВАЖИН

1.1 Развитие и внедрение мониторинга в процессы эксплуатации скважин

Под мониторингом подразумевают наблюдение за изменением параметров объекта во времени, которые происходят под влиянием окружающей среды и деятельности человека, анализ полученной информации и на этой основе прогнозирование дальнейших изменений. Его целью является заблаговременное обнаружение негативных эффектов, предотвращение возникновения аварий и минимизация возможных экономических потерь.

С начала интенсивного развития нефтегазовой отрасли и по сегодняшний день основным способом мониторинга механического фонда скважин является периодический обход и осмотр скважин оператором ДНГ. При этом оператор производит измерение динамического уровня, отбор проб, снимает показания буферного, линейного и затрубного давлений с помощью манометров, а также считывает данные со станции управления. Только после этого оператор отвозит пробы в лабораторию, а остальные данные передает технологу. Данный процесс занимает достаточно длительное время, в результате чего не происходит оперативного управления режимами работы скважин, что приводит к дополнительным потерям добываемого флюида.

Начиная с середины 20 века в нефтегазовую отрасль стали активно внедряться электропогружные центробежные насосные установки (УЭЦН), вытесняя штанговый способ добычи нефти. Так в 1956 году доля нефти, добытой в СССР с применением погружных установок, достигла 15%, а в 1970 году — 24,1%. На сегодняшний день 85% добываемой в России нефти приходится на данные установки.

Кроме самого ЭЦН в комплекс УЭЦН входит и станция управления ЭЦН (СУ ЭЦН). От работы СУ ЭЦН зависит и долговечность оборудования, и правильность работы системы «пласт-скважина-насосная установка». Данные

станции позволяют производить не только управление, но и мониторинг ЭЦН. Основными их функциями являются:

- обеспечение необходимых защит насосной установки;
- организация технологического режима работы скважины;
- сбор и передача информации в системы телеметрии;
- хранение истории работы станции управления.

Основным элементом станции управления является контроллер, способный обеспечить выполнение всех вышеперечисленных функций.

Параллельно с этим в нефтегазовой отрасли началось внедрение автоматизированных компьютерных технологий. По данным компании EY, компании нефтегазового сектора одними из первых начали использовать электронную вычислительную технику. Уже в начале 1960-х годов ЭВМ применялись для моделирования пластов, проведения гравиметрических измерений, мониторинга процессов добычи и прогнозирования.

К 1973 году появились первые большие рабочие станции для обработки промышленных данных, которые, по оценкам экспертов, помогли увеличить объем добычи на 1%.

В начале 1990-х годов конструируемые с помощью компьютера трехмерные сейсмические модели позволили снизить затраты на поиск новых месторождений в среднем на 40%. В результате за короткий период времени объемы прироста доказанных запасов выросли в среднем в 2,5 раза. Естественно, это благотворно сказалось и на темпах роста добычи.

Персональные компьютеры и появившиеся позже меньшие по размеру устройства помогли существенно оптимизировать промышленные работы. Однако сегодня данные разведки, добычи, переработки и сбыта всё чаще обрабатываются с помощью мобильных приложений, которые позволяют воспользоваться преимуществами облачных вычислений и сетей.

Дальнейшее развитие компьютерных технологий позволило расширить объем информации о процессах добычи нефти механизированным способом. Для структурирования полученной информации, выявления общих

закономерностей в определенных процессах, происходящих в определенных условиях, а также прогнозирования дальнейшего развития этих процессов в нефтегазовых компаниях и научно-исследовательских институтах начали создаваться специальные программные комплексы.

В начале 21 столетия накопленный опыт и имеющиеся технологии позволили сделать следующий шаг в развитии систем мониторинга и управления в процессах добычи нефти и газа. Данный этап пришелся на начало так называемой четвертой промышленной революции более известной как «Индустрия 4.0» (рисунок 1). Данный процесс связан с внедрением современных цифровых технологий, искусственного интеллекта и роботизации производства.



Рисунок 1 – Основные элементы Индустрии 4.0

Наиболее крупные мировые нефтегазовые компании Shell и ExxonMobil начали первыми разрабатывать и внедрять в свои процессы производства технологии цифрового мониторинга с применением мобильных устройств. Вся информация о качестве работы механизированного фонда скважин и в целом о разработке месторождения обрабатывается и с помощью специальных приложений передается и выводится на экраны мобильных устройств в реальном времени. Мобильность сбора и анализа информации позволяет обеспечивать круглосуточный контроль и оперативность в принятии решений.

В частности, в 2004 компания Shell запустила на одном из своих месторождений программу Smart Fields. Это было большим рывком в создании цифровых систем мониторинга и управления. Идея проекта заключалась в том,

чтобы соединить имеющиеся технологии измерения, мониторинга и управления в режиме реального времени, создать непрерывный поток информации о работе и состоянии месторождения и его отдельных компонентов, который позволит оперативно реагировать на ситуацию и принимать оптимальные решения.

Главные компоненты данной системы – умные или «интеллектуальные» скважины, в основные функции которых входит непрерывный сбор и анализ всех данных о себе и окружающей среде, и на основе этого происходит коррекция технологических режимов работы. По подсчетам экспертов, внедрение таких скважин позволяет уменьшить себестоимость разработки и эксплуатации месторождения приблизительно на 20%. В современных реалиях после обвала мировых цен на нефть такой подход к экономии средств играет архиважную роль в судьбе новых проектов, особенно тех, которые разрабатываются в отдаленных районах и имеющих запасы, относящихся к трудноизвлекаемым.

Принимая данный факт во внимание, все нефтегазовые компании стараются активно разрабатывать и внедрять в практику умных скважин. В итоге, в 2011 году технология применялась только на 800 скважинах во всем мире, а уже к 2017 году только в отечественной нефтегазовой корпорации ПАО «Роснефть» на месторождениях было около 2000 скважин с признаками искусственного интеллекта.



Рисунок 2 – Карта цифровых месторождений России

Кембриджская ассоциация энергетических исследований (CERA) оценивает потенциал оцифровки месторождений в 125 млрд баррелей — на

столько в среднесрочной перспективе можно увеличить отдачу уже открытых месторождений только за счет улучшения организации работ. По экспертным оценкам, комплексное использование IT-технологий позволяет нефтяникам повысить коэффициент извлечения нефти на 2–7 процентных пункта и при этом сократить операционные затраты на четверть.

1.1.1 Подходы к организации систем мониторинга и управления в мировой практике

На сегодняшний день все крупные нефтегазодобывающие компании концентрируются на создании интеллектуальных систем с целью снижения удельных затрат на выработку трудноизвлекаемых запасов нефти и снижению себестоимости добычи путем создания средств и технологий мониторинга и управления, позволяющих получать и обрабатывать информацию о работе погружного оборудования и пластов в реальном времени и на этой основе производить оптимальное воздействие на режим эксплуатации пластов и скважин.

Специалисты компании ПАО «Роснефть» проанализировали существующие мировые системы по удаленному мониторингу и управлению, в результате чего они выявили характерные особенности этих систем и на этой основе определили «идеальную» систему мониторинга. Она включает в себя 5 уровней: нижним является уровень сбора и передачи данных о работе скважин, а в верхнем происходит оптимизация работы всего месторождения.

На рисунке 3 приведена схема пятиуровневой системы мониторинга оснащенных установками погружных электроцентробежных насосов скважин (УЭЦН). На сегодняшний день лучшие мировые системы в автоматизированном режиме обеспечивают решение задач первого, второго и третьего уровней. Также происходит разработка автоматизированных систем для четвертого уровня. Для решения задач более высокого уровня привлекаются проектные группы. Рассмотрим уровни данной системы более подробно.



Рисунок 3 – Модель идеальной системы мониторинга [1]

На первом уровне вся информация, поступающая со станций управления и других источников, таких как погружная и наземная телеметрические системы, а также автоматические групповые замерные установки, собирается и передается по каналам связи на контрольный пункт. Несмотря на эффективность и многофункциональность используемых сегодня ТМС, для анализа и управления часто используется только 30 % от принимаемой информации.

На втором уровне происходит накопление поступающей информации из различных источников в единой базе данных, ее сортировка, формирование на их основе отчетов в виде структурированных таблиц и их графическое представление (например, в виде построения графиков давления). Данные системы подготовки отчетности достаточно распространены в современных нефтегазовых корпорациях. Из-за большого числа систем, решающих определенные локальные задачи по созданию отчетностей и управления, появляются проблемы с их стандартизацией и унификацией. Для нивелирования данного фактора создаются системы более высокого уровня.

На уровне контроля и диагностики разработанные программные комплексы дают возможность определить скважины с отклонившейся от нормы

работой и собрать необходимые данные для их анализа. Для этого происходит обработка поступающей информации для выявления отклонений скважины от нормальной работы. Такие системы являются менее распространёнными, и часто подобный анализ проводят вручную с помощью подручных программ. На данный момент на этом этапе также реализуется возможность удаленного управления оборудованием скважины, такими как электроцентробежный насос, задвижки и штуцера.

На уровне оптимизации добычи происходит анализ всей системы «скважина – насосная установка – пласт». Он позволяет оптимизировать работу скважины, определить оптимальные параметры режима работы для достижения максимальной эффективности добычи нефти. На данном уровне необходима концентрация данных не только о работе оборудования, но и об геофизических исследованиях скважины, а также история ее работы за последние несколько лет. Работа на данном уровне реализуется с участием экспертов и проектных групп и автоматизирована она в незначительной степени.

На самом верхнем уровне происходит оптимизация разработки всего месторождения. На данном уровне реализуется всеобщий анализ факторов, оказывающих влияние на работу месторождения. Оптимизация эксплуатации месторождений в режиме реального времени является сложной задачей, даже с использованием современных систем мониторинга. Программные комплексы для анализа и управлением работы всего месторождения находятся на стадии разработки в различных компаниях. В основном такой анализ выполняется еще на стадии составления проектных документов и его проведение требует значительных временных и экономических затрат [1].

1.2 Определение критериев и показателей эксплуатации механизированного фонда, их роль в добыче нефти и газа

При мониторинге процессов, происходящих в скважинах механизированного фонда, наблюдение ведется не за одним-двумя параметрами, а за целым комплексом показателей, характеризующих работу УЭЦН и свойства

коллектора и флюида как отдельно, так и в целом динамику системы «скважина-пласт».

Для оптимизации добычи нефти и газа необходимо в идеальном случае непрерывно определять показания таких параметров потока, как температура, давление, обводненность, расход, состав и свойства флюида, динамический уровень и т.д. Также необходимо контролировать работу насоса, которую можно оценить по частоте вращения, уровне вибраций, температуре обмоток двигателя, сопротивлению изоляции.

Одним из значимых показателей, оказывающих влияние на процесс добычи, является давление. В ходе эксплуатации необходимо контролировать устьевое, затрубное и забойное давление. Первые два измеряются с помощью наземных манометров, установленных на устьевой арматуре. Забойное давление измеряется с помощью глубинного манометра или вычислением веса столба флюида в стволе скважины. Величину забойного давления необходимо знать для недопущения образования газовой шапки, поддержания оптимального уровня депрессии на пласт и для определения режима работы пласта в целом.

Контроль за температурой необходим в связи с тем, что она значительно влияет на свойства пластовых жидкостей. В ходе эксплуатации на нефтяные пласты могут оказываться различные методы воздействия на пласт для интенсификации притока, такие как теплофизические, термохимические методы или применение заводнения с использованием холодной воды. Все это приводит к изменению пластовой температуры в продуктивной части скважины относительно пластовых геотермических условий, и, как следствие изменяются условия разработки объектов эксплуатации.

При использовании в качестве поддержания пластового давления методов заводнения необходимо систематически производить комплекс температурных исследований, в который входят определение отклонения от геотерм в нефтяных залежах, мониторинг температуры воды, нагнетаемой в пласт и выделение работающих пластов в скважинах. Данная информация позволяет изучать и контролировать работу всего механизированного фонда

скважин. В частности, это позволяет определить техническое состояние обсадной колонны, наличие в ней негерметичности, либо плохой цементации скважины [2]. Измерение температуры в скважине производится с помощью электрических датчиков (термосопротивления, термопары) либо оптических датчиков (волоконно-оптические распределённые линии и точечные брегговские измерители температуры).

Контроль за изменением свойств нефти в ходе разработки осуществляется с помощью различных глубинных пробоотборников. Так, например, плотность пластовой нефти и воды измеряют с помощью глубинного пиктометра, динамическую вязкость определяют глубинным вискозиметром, коэффициент объёмной упругости – глубинным экспансиметром, а давление насыщения – глубинным сатуриметром. Физические свойства нефти в пластовых условиях необходимо учитывать при выборе технологии извлечения нефти из пласта на разных стадиях, а также оборудования для сбора нефти на промыслах [2].

Помимо параметров, характеризующих свойства флюида, необходимо также производить мониторинг работы установки погружного электроцентробежного насоса. От качества контроля и правильности принимаемых решений зависят долговечность работы ЭЦН, продолжительность межремонтного периода скважины, и, как следствие, сокращение текущих и капитальных затрат на обслуживание скважин.

Основными компонентами погружной части УЭЦН являются телеметрическая система (ТМС), электродвигатель (ПЭД), гидрозащита (ГЗ), насос (ЭЦН), силовой кабель. От надёжности каждого компонента зависит общая наработка на отказ всей установки, а следовательно, стоимость ее обслуживания в сутки. Требования к надёжности оборудования погружной части очень высоки, так как в процессе эксплуатации данное оборудование недоступно для обслуживания [3]. Единственный компонент УЭЦН, контролирующей текущие параметры установки, — это станция управления.

Основным компонентом погружной части УЭЦН является его электродвигатель. Для определения эффективности работы погружного электродвигателя необходимо следить за такими параметрами, которые дадут точную оценку его технического состояния, и на основе этих параметров разрабатывать системы диагностики. Наиболее важными параметрами для ПЭД являются его температура и вибрации. Измерение температуры позволяет определить и проанализировать периоды работы остановки двигателя для его охлаждения, так как омывающий электродвигатель флюид обладает низкой теплопроводностью и плохо отводит тепло от корпуса двигателя. Это позволяет определить оптимальные периоды работы и отключения двигателя при достижения максимальных значений температуры, которые прописаны в технической документации. В результате снижается вероятность отказов электродвигателей из-за перегрева и увеличивается эффективность его использования.

Уровень вибрации является одним из ключевых параметров при определении надежности и правильности работы всех электрических машин, в том числе и погружных электродвигателей. При диагностике ПЭД повышение уровня вибрации является признаком определенных дефектов в двигателе. Для обнаружения таких недоработок иногда применяют специальные вибрационные испытания. Мониторинг вибрации погружных электродвигателей перед спуском в скважину обходим для отслеживания стабильности в технологии изготовления машин и получать обобщенную характеристику их качества [4].

Важность контроля за характеристиками УЭЦН и своевременного управления его параметрами становится более видна при рассмотрении статистики по продолжительности межремонтного периода работы. Так, в советские времена межремонтный период скважин составлял около 240 суток, а на сегодняшний момент этот показатель составляет более 500 суток. При этом некоторые скважины непрерывно работают и более 10 лет подряд.

Таким образом, мониторинг всех вышеперечисленных параметров в реальном времени с высокой точностью позволяет адаптировать модели системы

«скважина-пласт» под изменяющиеся условия, и на основе этого подбирать оптимальные (с экономической и технологической стороны) варианты для дальнейшей разработки. Развитие систем мониторинга и управления направлено в первую очередь на более качественное измерение данных параметров и исключении влияния на них человеческого и других факторов.

1.3 Анализ возможностей современных систем мониторинга

Современные системы мониторинга в процессах добычи нефти механизированным фондом скважин представляют сложный комплекс технологий, позволяющий получать точную информацию и оперативно реагировать на возникающие изменения в скважине. Все существующие технологии нацелены на создание скважин, способных постоянно отслеживать все необходимые параметры в режиме онлайн с минимальным участием человека. Такие скважины называют интеллектуальными, их применение на месторождении обусловлено экономической целесообразностью. Данные комплексы являются весьма дорогими, поэтому их используют на текущий момент в основном на сложных объектах разработки.

Интеллектуальные скважины имеют задачи, которые можно разделить на локальные и общие. Общие задачи позволяют отслеживать состояние УЭЦН, контролировать расход электроэнергии и получать актуальные данные о параметрах скважины (дебите, давлении, температуры и тд). Далее следует анализ собранной информации и оперативное управление параметрами работы. После происходят анализ, обработка, хранение информации и дальнейшее принятие решений об изменении параметров работы системы «скважина – насос – пласт», такие как объемы добычи нефти, расходы на электроэнергию, капитальные и эксплуатационные расходы на работу и другим критериям.

Местными задачами являются:

- создание механизмов для дистанционного регулирования рабочих параметров скважины (дебит жидкости, давление, температура, частота

вращения ПЭД и др.) с помощью системы «телеметрическая система – поверхностный внешний прибор – управляющее устройство на объекте разработки»;

- мониторинг работы системы «скважина – насосная установка – пласт» и регулирование этой системы;
- подсчет количества нефти газа и воды, обводненности продукции;
- определение напряжений в колонне НКТ в опасных местах, зависимости потерь в кабеле по стволу скважины;
- мониторинг работы фонда скважин со сложной схемой заканчивания, в которые нельзя погрузить традиционные приборы для геофизических исследований;
- контроль за образованием газогидратных, парафиновых и солевых отложений по длине НКТ, их технического состояния.

1.3.1 Системы контроля параметров скважины

Основой мониторинга любого типа скважины с механизированной добычей (с штанговыми глубиннонасосными, электроцентробежными, винтовыми и другими установками) является оснащение их датчиками для контроля параметров, описанных выше.

Независимо от способа эксплуатации все скважины должны иметь датчики устьевого и затрубного давления, а также температуры жидкости. Желательно оснащение скважин эхолотами для измерения динамического уровня жидкости и расходомерами для контроля дебита.

Эксплуатируемые штанговыми глубинными насосными установками скважины должны дополнительно быть оборудованы датчиками динамо- и ваттметрирования. Скважины с электроцентробежными насосами могут оснащаться системами погружной телеметрии, позволяющими контролировать на глубине подвески насосного агрегата такие параметры, как давление и температуру жидкости, уровень вибрации в подшипниках, температуру обмоток погружного электродвигателя, сопротивление изоляции.

Кроме типового набора датчиков, обусловленного особенностями технологического процесса при данном способе эксплуатации скважин, также может возникнуть необходимость в установке дополнительных датчиков, состав которых продиктован особенностями данного месторождения, состоянием оборудования и другими факторами. Так на месторождениях, где парк станков-качалок сильно изношен, требуется установка защитных датчиков: индикаторов состояния подшипников балансира, срыва шатуна, уровня масла в редукторе, крена, перегрева сальникового узла. Для измерения потребляемой насосным оборудованием электроэнергии, а также контроля электрических параметров, требуется оснащать станции управления датчиками тока и напряжения. Рассмотрим более подробно расположение датчиков на примере скважин ШГН [5].

Схема установки технологических датчиков на ШГН представлена на рисунке 4. Скважина должна иметь датчики давления и температуры на устье, давления в затрубном пространстве и, в идеальном случае, датчик расхода жидкости. Однако, в связи с дороговизной установки расходомера, для измерения дебита жидкости часто используют периодическое подключение выкидного коллектора каждой отдельной скважины к АГЗУ.

Скважина с ШГН также оснащается системами динамометрирования и ваттметрирования. Для изношенного парка станков-качалок устанавливаются дополнительные датчики защиты, такие как датчик индикатора состояния подшипников балансира, крена установки, срыва шатуна, уровня масла в редукторе, перегрева сальникового узла. Один из важнейших параметров – динамический уровень жидкости в скважине, он контролируется автоматизированными эхолотами, позволяющими проводить измерение уровня без участия человека (рисунок 4).

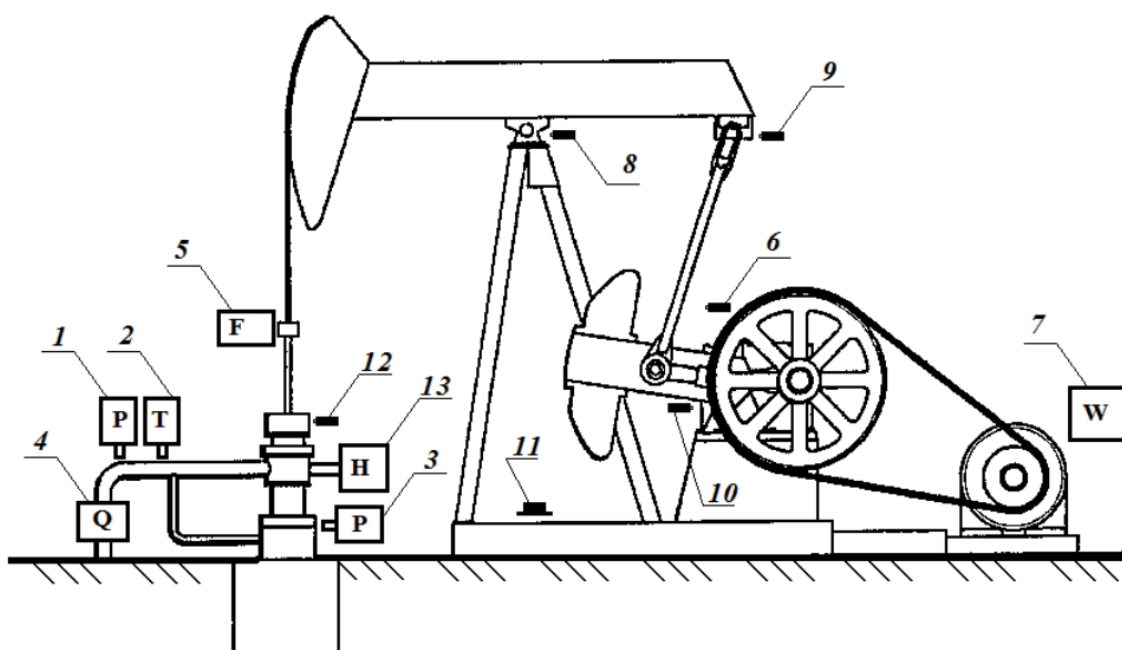


Рисунок 4 – Схема установки технологических датчиков на скважине, эксплуатируемой штанговым глубинным насосом: 1-датчик устьевого давления; 2 – датчик температуры на устье; 3 – датчик затрубного давления; 4 – расходомер; 5 – датчик усилия для динамометрирования; 6 – датчик положения для динамометрирования; 7 – датчики ваттметрирования; 8 – индикатор состояния подшипника балансира; 9 – индикатор срыва шатуна; 10 – датчик уровня масла в редукторе; 11- датчик крена установки; 12 – датчик перегрева сальникового узла; 13 – эхолот [5]

При мониторинге скважин с помощью ЭЦН в первую очередь контролируют глубинные параметры с помощью погружной телеметрии, но при этом параллельно наблюдение ведется и наземной телеметрией. При этом в данном типе скважин существует станция управления, которая выполняет обе функции: и мониторинга параметров насоса, и управления этими параметрами в ручном и автоматическом режиме (рисунок 5).

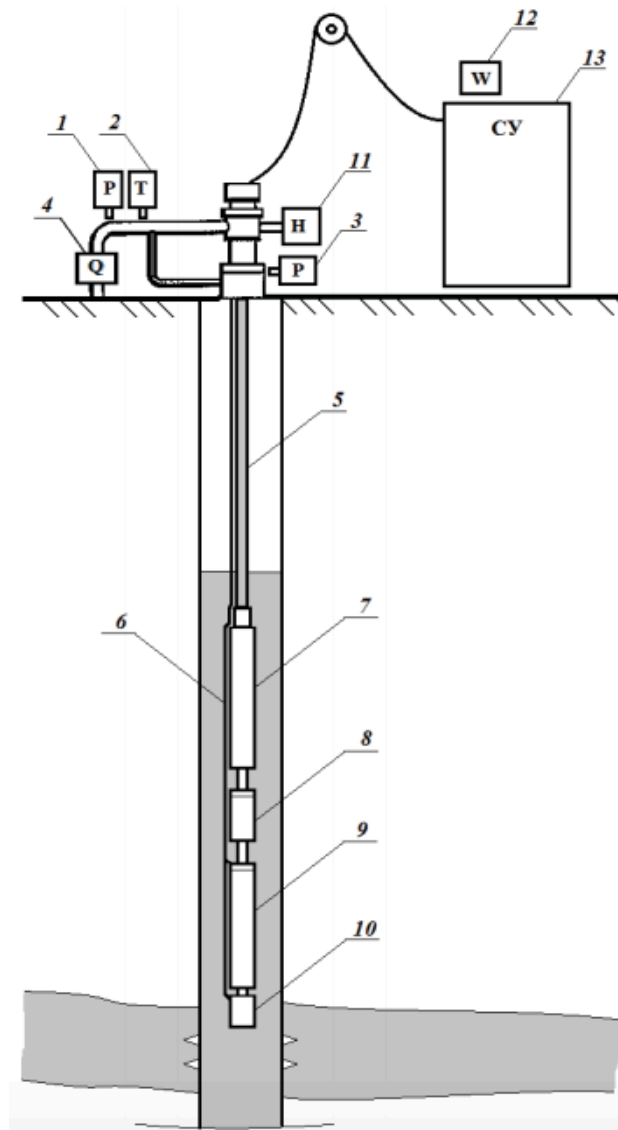


Рисунок 5 – Технологическая схема скважины с электроцентробежным насосом: 1 - датчик устьевого давления; 2 – датчик температуры на устье; 3 – датчик затрубного давления; 4 – расходомер; 5 – колонна НКТ; 6 – силовой кабель; 7 – ЭЦН; 8 – блок гидрозащиты; 9 – погружной электродвигатель; 10 – блок погружной телеметрии; 11 – эхолот; 12 – датчики ваттметрирования; 13 – станция управления [5]

Важной компонентой в мониторинге и управлении скважин с УЭЦН является станция управления. На сегодняшний момент создаются интеллектуальные станции управления (ИСУ), способные управлять работой насоса без участия человека. Основной функцией интеллектуальной станции управления насосной установкой является обеспечение наибольшего дебита

нефти в автономном режиме при оптимальных режимах работы насосного и скважинного оборудования и с выполнением иных целевых показателей. В качестве примера существующих в данный момент таких станции можно привести АСПЭД (автоматизированная система повышения эффективности добычи) Триол АК06. Данная станция управления позволяет реализовать множество автоматизированных режимов работы, за счет наличия алгоритмов адаптации. Всю информацию для работы станция получает от телеметрических систем и других всевозможных датчиков. ИСУ анализирует поступающие данные и на их основе выбирает алгоритмы действий, наиболее подходящих для той или иной ситуации. Внедрение АСПЭД позволяет увеличить дебит нефти, уменьшить затраты на ее добычу, сэкономить на ремонте оборудования скважины за счет оптимизации режима работы погружного электродвигателя.

Характерными особенностями интеллектуальных станций управления являются:

- упрощение управления добычей за счет интеграции станции в АСУ верхнего уровня и АСТУЭ: учет и передача телеметрии данных о потреблении электроэнергии в систему кустовой телемеханики;
- самостоятельный вывод скважины на режим и минимизация человеческого фактора при выводе на режим и эксплуатации насосной установки;
- возможность выбора режима работы насосной установки для максимизации дебита;
- автоматическая работа в периодическом режиме, включая мониторинг работы пласта и подбор оптимального времени работы;
- предупреждение аварий, определение их причин и оценка возможности ухода по ЗП, ЗСП, осуществление безопасного запуска насосной установки и, как следствие, уменьшение потерь от простоя скважин из-за аварийных отключений [6].

Возможности мониторинга интеллектуальных скважин не ограничиваются лишь параметрами, измеряемыми на устье скважины и в ней самой. Для возможности быстрого реагирования на возникающие проблемы важна не только информация по технологическим параметрам, но и визуальная информация. Для этого на современных скважинах имеются камеры для видео мониторинга. В некоторых случаях устанавливают несколько камер для более полного визуального восприятия.

1.3.2 Современные системы сбора и передачи информации

Еще одним важным критерием современного мониторинга скважин является быстрый сбор и передача информации со скважин непосредственно на рабочий стол операторам и технологам ДНГ. Существует множество систем сбора и передачи информации, имеющие свои особенности для каждой нефтегазовой компании, но все их можно разделить на два класса: системы на основе технологии SCADA и спутниковые системы передачи информации.

SCADA (supervisory control and data acquisition, диспетчерское управление и сбор данных) является программным пакетом, который необходим для разработки или обеспечения работы в реальном времени систем сбора, обработки, отображения и архивирования информации об объекте мониторинга или управления [7].

Данное программное обеспечение устанавливается на компьютеры и, для связи с объектом, использует драйверы ввода-вывода или OPC / DDE-серверы (семейство программных технологий, предоставляющих единый интерфейс для управления объектами автоматизации и технологическими процессами). Программный код может быть как написан на языке программирования (например, на C++), так и сгенерирован в среде автоматизированного проектирования.

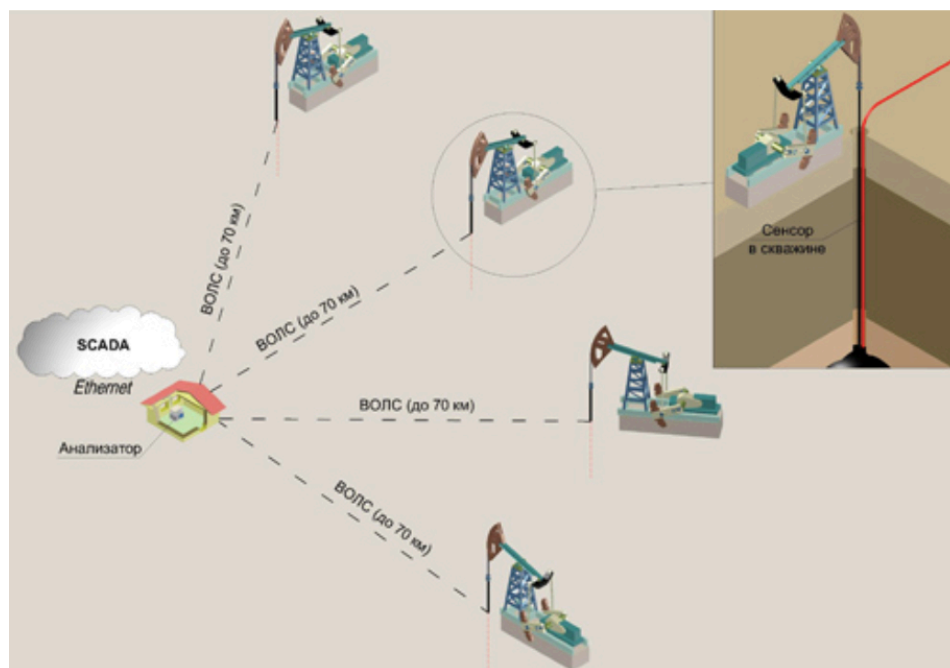


Рисунок 6 – Схема организации мониторинга нефтяных скважин, оборудованных УШГН, с использованием волоконно-оптических линий связи и SCADA - системы

Большинство SCADA-систем состоит из следующих подсистем:

- Драйверы или серверы ввода-вывода – программы, обеспечивающие связь SCADA с промышленными контроллерами, счётчиками, датчиками и другими устройствами ввода-вывода информации.
- Система реального времени – программа, обеспечивающая обработку данных в пределах заданного временного цикла с учетом приоритетов.
 - База данных реального времени – программа, обеспечивающая сохранение истории процесса в режиме реального времени.
 - Человеко-машинный интерфейс (HMI) – инструмент, который представляет данные о ходе процесса человеку оператору, что позволяет оператору контролировать процесс и управлять им.
 - Система логического управления – программа, обеспечивающая исполнение пользовательских программ логического управления в SCADA-системе.

- Система управления тревогами – программа, обеспечивающая автоматический контроль технологических событий, отнесение их к категории нормальных, предупреждающих или аварийных, а также обработку событий оператором или компьютером.

- Генератор отчетов – программа, обеспечивающая создание пользовательских отчетов о технологических событиях. Набор редакторов для их разработки.

- Внешние интерфейсы – стандартные интерфейсы обмена данными между SCADA и другими приложениями [7].

В настоящее время наиболее распространенными отечественными универсальными SCADA являются MasterSCADA, Trace Mode, САРГОН и другие. Все системы удовлетворяют основным свойствами SCADA, описанным выше, и успешно конкурируют с зарубежными аналогами.



Рисунок 7 – Пример системы контроля параметров скважины, оборудованной ЭЦН в программе MasterSCADA компании ОАО «Ульяновскнефть»

Общим недостатком универсальных SCADA-систем является их низкая экономическая эффективность при использовании для решения простых задач. Несмотря на то, что цена SCADA-пакетов существенно снижается при уменьшении количества доступных пользователю набора модулей, остается высокой цена технической поддержки. Еще одним недостатком является уязвимость данных систем для хакерских атак.

При отсутствии подключения к SCADA (например, при эксплуатации единичных, удаленных скважин) связь с контроллерами осуществляется через спутниковый канал посредством специализированных систем. Данный способ позволяет достаточно быстро передавать большой объем информации о работе скважины.

Использование спутниковой сети позволяет добиться устойчивой передачи данных практически в любом регионе мира, при этом для бесперебойной передачи данных на базе 3G и 4G модемов необходима наличие устойчивого сигнала сотовой сети. Для удобства работы технолога данные, получаемые по спутниковой связи, интегрируются в существующую SCADA-систему.

Недостатками данного способа передачи информации является необходимость наличия модемов для каждой скважины, их высокая стоимость, а также нестабильная работа спутниковой связи на территории России. Так, например, одним из лидеров беспроводного сбора и передачи данных является система LiftWatcher компании «Шлюмберже». При этом, если посмотреть на зону покрытия спутниковой связи для данной системы (рисунок 8), то видно, что северные территории Сибири, где расположено множество нефтяных месторождений, не покрываются спутниковой связью.

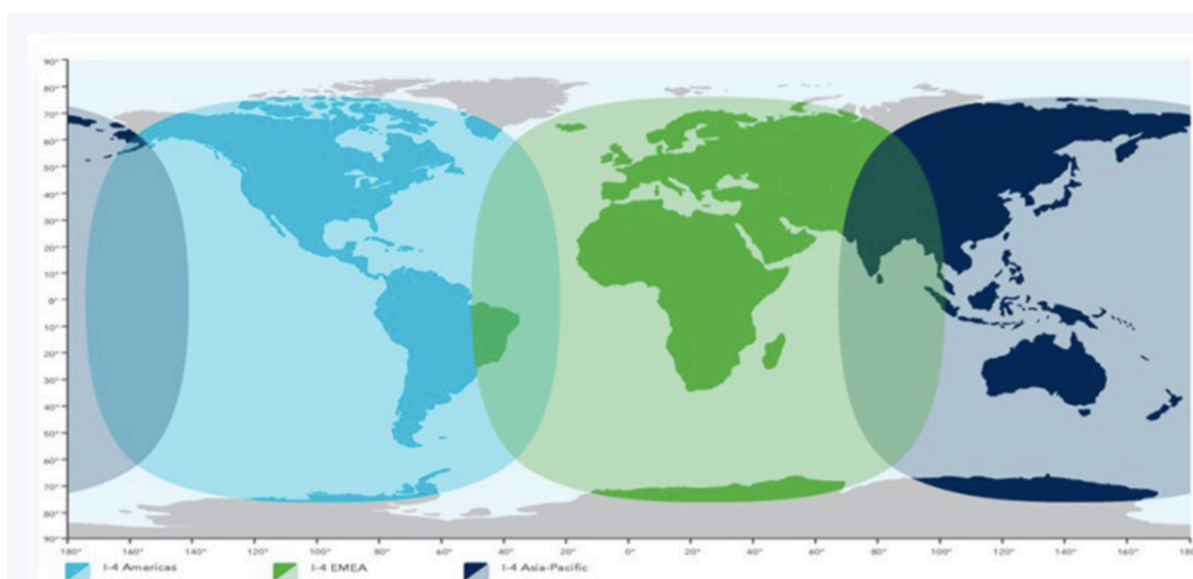


Рисунок 8 – Зона покрытия сервиса LiftWatcher компании Шлюмберже

Однако, развитие спутниковой связи в России и по всему миру происходит стремительно, поэтому данная проблема ближайшее десятилетие должна быть решена.

Таким образом, оснащение удаленных кустов скважин системами скважинного автоматизированного мониторинга позволяет контролировать работу промысла дистанционно в автоматическом режиме. Такой контроль обеспечивает своевременное обнаружение неполадок оборудования, отклонения режимов, предотвращает аварийные повреждения и разливы нефти.

При этом главными недостатками таких систем на сегодняшний момент являются слабая отточенность технологий и, как следствие, их высокая стоимость. Нерациональное повсеместное внедрение современных систем мониторинга на всех скважинах может не только не показать должного экономического эффекта, но и стать экономически невыгодным по сравнению с традиционными методами мониторинга.

2 АНАЛИЗ ПРОГРАММНЫХ СИСТЕМ, НАПРАВЛЕННЫХ НА ЭКСПЛУАТАЦИЮ СКВАЖИН С УСТАНОВКАМИ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА

Скважины на современных нефтяных месторождениях на территории России и, в частности, Западной Сибири, оборудованы в большинстве своем бесштанговыми насосными установками (УЭЦН, УЭВН, УГПН, УЭДН), при этом самой распространенной является установка электроцентробежных насосов, которые основаны на использовании электропривода (ПЭД или ПВЭД). УЭЦН оснащена большая часть российского фонда нефтяных скважин — 66,4% по состоянию на 2017 год; этот показатель в последние годы демонстрирует стабильный рост. Сегодня УЭЦН добывается 81 % нефти от общего объема добычи [8]. На рисунке 9 представлен график добычи нефти в России по которому отчетливо прослеживается динамика увеличения фонда скважин, оборудованных УЭЦН.

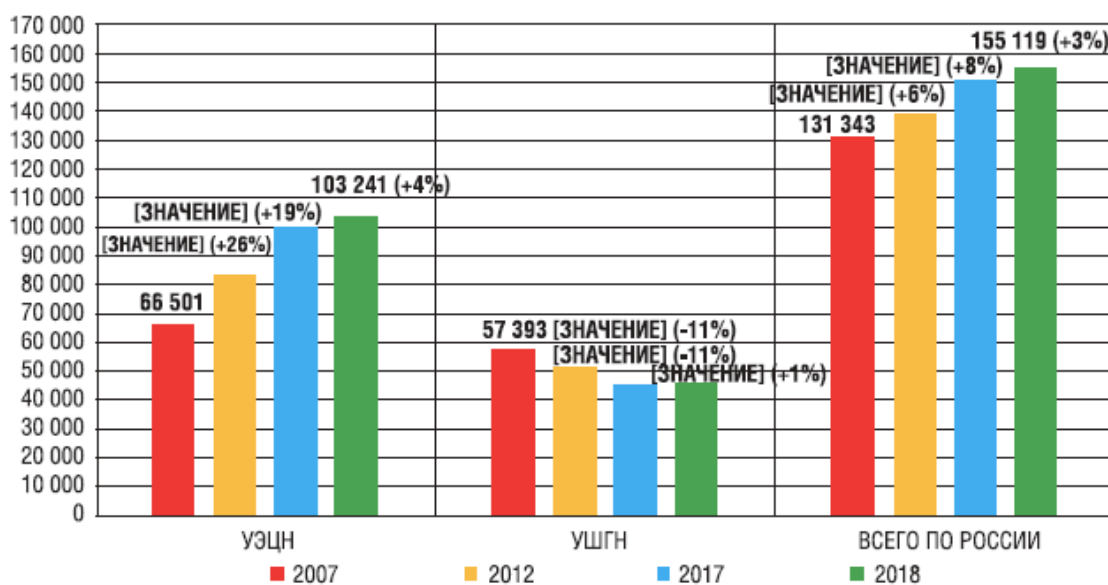


Рисунок 9 – Добыча нефти российскими компаниями в 2014-2018 годах, тыс. тонн [8]

Основные преимущества УЭЦН заключаются в наилучшей приспособленности к российским условиям добычи нефти, в возможности подбора установок и выборе эффективной технологии добычи нефти в широком диапазоне осложняющих факторов пластово-скважинных характеристик [9].

Таким образом, современные технологии по мониторингу и управлению механизированного фонда скважин следует более подробно рассматривать на примере скважин, оборудованных УЭЦН для условий, характерных месторождениям Западной Сибири.

2.1 Разработка структуры управляющего комплекса для скважин, оборудованных установкой электроцентробежного насоса

Управляющий комплекс любого устройства состоит из задающего элемента и исполнительного элемента. На протяжении многого времени регулирующим элементом в управлении скважины УЭЦН была станция управления, работа которой в основном задавалась оператором лично на кустовой площадке. При этом часть функций станция в зависимости от ее модернизации могла выполнять автоматически. Также к таким регулирующим элементам относятся задвижки и штуцера, находящиеся на устье скважины, так как оператор вручную должен изменять положение их работы. Исполнительным элементом является ПЭД установки центробежного насоса, чьи параметры работы задаются на станции управления.

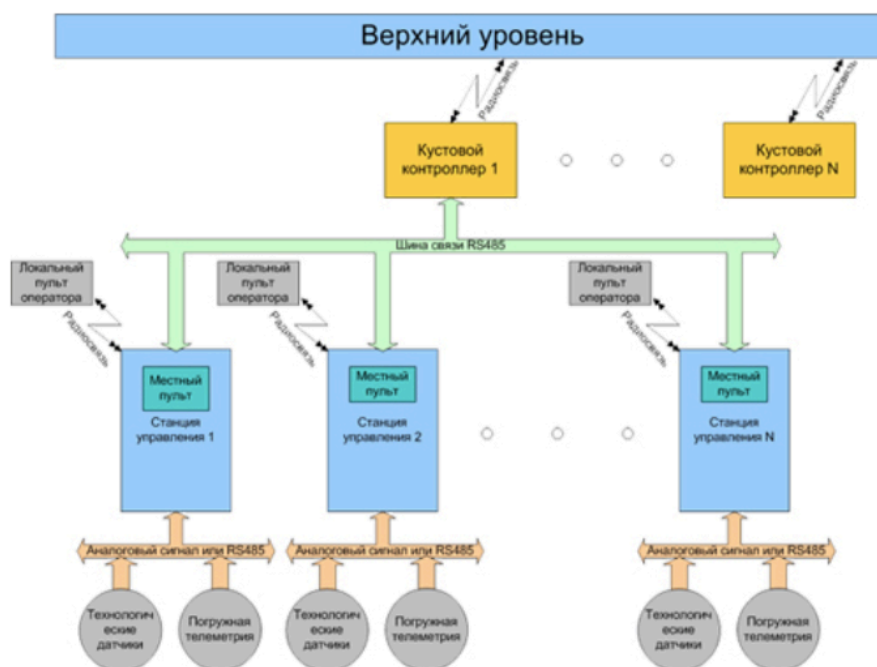


Рисунок 10 – Схема современного управляющего комплекса на месторождениях с механизированной добычей [11]

Современные системы управления нацелены в первую очередь на быстроту реагирования и минимизацию человеческого фактора. Интеграция искусственного интеллекта в системы управления процессами добычи нефти отвечает этим критериям. Оператору или технологу в данном случае остается лишь контролировать корректность работы системы и в случае нештатных аварийных ситуаций самостоятельно принимать решения.

Для удаленного управления работой скважины и насосной установкой необходимо наличие следующих устройств и систем:

- Программно-аппаратный комплекс (АСУ ТП);
- Программируемый кустовой контроллер;
- Интеллектуальная станция управления (ИСУ);
- Система задвижек и дросселей с электроприводами.

Программно-аппаратный комплекс

Программно-аппаратный комплекс должен разрабатываться на основе SCADA-систем и являться составной частью более крупных информационных систем контроля и управления. Такими системами являются, например, проект «Цифровое месторождение» компании Роснефть или проект «ЭРА: Мехфонд» предприятия ПАО «Газпром». Как уже говорилось ранее, данные системы позволяют контролировать все параметры скважины в реальном времени. Параллельно с этим технолог или оператор имеет возможность удаленного управления скважиной через компьютер либо мобильное устройство.

В компании ПАО «Роснефть» уже существуют автоматизированные рабочие места (АРМ) оператора, с помощью которых производится контроль, анализ данных и удаленное управление скважиной. Однако, такая система не имеет возможности самостоятельного регулирования параметров для оптимизации добычи.

Кустовой программируемый контроллер

КПК применяется для дистанционного мониторинга и управления технологическими параметрами нефтяных скважин механизированного фонда. Данное устройство получает информацию от телеметрических систем и станции

управления насосной установкой. При этом обеспечивается сбор и первичная обработка данных от датчиков, и формируются управляющие сигналы, поступающие от инженера, либо создающиеся автоматически.

Контролер выполняет следующие задачи:

- удаленное управление насосными установками;
- мониторинг состояния и параметров насосных агрегатов скважин;
- определение дебита жидкости, поступающих из скважин;
- измерение и контроль параметров устьевой арматуры.

Для выполнения поставленных задач на КПК имеется современное программное обеспечение, которое осуществляет первичную и специальную обработку информации, управление приводами, защиту оборудования, блокировку и другие функции [10].

Интеллектуальные станции управления

Основной функцией интеллектуальной станции управления насосной установкой является обеспечение наибольшего дебита нефти в автономном режиме при оптимальных режимах работы насосного и скважинного оборудования и с выполнением иных целевых показателей. ИСУ позволяет в автоматическом режиме управлять режимом работы скважины, исходя из поступающей к ней поточной информации.

Главным элементом станции управления является программируемый контроллер, который обеспечивает выполнение всех его функций, таких как обеспечение необходимых защит ЭЦН и технологического режима работы скважины, передачи информации в системы телеметрии, хранение истории работы СУ. Если ранее основной функцией контроллера СУ было обеспечение только защит, то современные контроллеры позволяют производить обработку данных, приходящих с разнообразных датчиков (эхолоты, погружная телеметрия) непосредственно на скважине, передавать эти, уже обработанные, данные на «верхний уровень», и на основании этих данных принимать собственные решения о режиме работы ЭЦН.

Изучая современные контроллеры, можно выделить следующие основные тенденции к их модернизации:

- повышение производительности контроллеров СУ ЭЦН;
- увеличение количества интерфейсов для связи с внешними источниками информации о скважине (разнообразные датчики);
- возможность хранения и обработки больших массивов информации;
- увеличение количества и сложности алгоритмов управления ЭЦН [11].

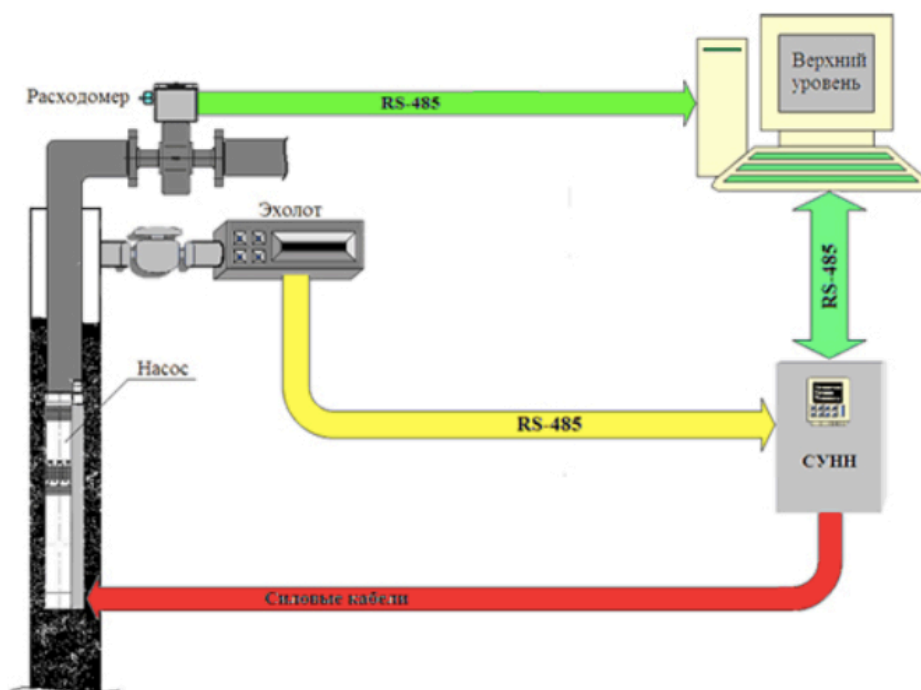


Рисунок 11 – Принципиальная схема системы мониторинга и управления через станцию управления [11]

Еще одним элементом современных станций управления является преобразователь частоты (ПЧ). Ранее воздействовать на электродвигатель насоса можно было только по принципу «пуск/остановка», что делало практически невозможным реализацию каких бы то ни было законов управления.

ПЧ применяют для регулирования частоты вращения электродвигателей переменного тока, приводящих во вращение различные рабочие механизмы. Регулирование частоты электродвигателя ЭЦН позволяет изменять и производительность самого насоса. Причём регулирование это происходит

очень плавно, так как современные ПЧ позволяют регулировать частоту с дискретностью 0,1 Гц.

Кроме регулирования частоты применение ПЧ позволяет осуществлять плавный разгон и остановку практически без превышения номинального тока при разгоне, а также осуществлять быстродействующие максимальные защиты (например, по максимальному току).

Кроме всех вышеперечисленных плюсов СУ с ПЧ имеет уникальные возможности:

- Плавный пуск/остановка. Преобразователь частоты плавно разгоняет двигатель до номинального режима работы и плавно его останавливает. Это исключают биения механизма, а значит, уменьшают механический и электрический износ оборудования.

- Пуск ЭЦН при турбинном вращении. При остановке насоса нефть начинает стекать, возникает турбинное вращение, то есть разворот двигателя в противоположенном направлении. Повторный запуск в случае турбинного вращения возможен только по его окончании, продолжительность которого может составлять от 20 до 60 минут. Используя СУ с ПЧ можно запустить двигатель в любой момент, игнорируя турбинное вращение [11].

Задвижки с электроприводом

Запорная арматура позволяет перекрывать поток нефти, поступающий из НКТ. Рабочий орган такого устройства (клин, шибер) движется перпендикулярно потоку, перекрывая просвет трубы. Задача управления задвижкой – максимально быстро, но плавно опустить или поднять этот элемент.

Классическим управляющим элементом задвижки является маховик. При его вращении усилие передается на шпindelь арматуры, который поднимается или опускается и, соответственно, поднимает или опускает затвор. Шпindelь у задвижки может быть выдвижным или не выдвижным. В первом случае он поднимается над маховиком настолько, насколько поднят клин. У задвижек с не выдвижным шпинделем эти перемещения происходят внутри корпуса.

Приводные механизмы позволяют организовать дистанционное управление задвижкой или автоматизировать процесс открывания и закрывания устройства, связав его с любыми рабочими параметрами системы (давлением, температурой, расходом среды, состоянием насосов и пр.). Чаще всего при автоматизации задвижек используют электропривод (рисунок 12), так как он проще в установке и управлении.



Рисунок 12 – Клиновая задвижка с электроприводом

Электроприводом задвижки можно управлять как в дистанционном режиме, так и в автоматическом.

При дистанционном режиме управление происходит через диспетчерскую, нажатием кнопки открытия или закрытия. После нажатия кнопки включается реле, замыкается цепь питания катушки пускателя, пускатель включается и запускает электродвигатель.

Механизм работы электропривода в автоматическом режиме похож на таковой при дистанционном управлении. Только замыкание контактов происходит не при нажатии кнопки, а через подачу соответствующей команды со схемы контроля. Далее включается пускатель ПО (при открытии задвижки) или ПЗ (при закрытии) и запускается работа электродвигателя. Результат выполнения команды отображается загоранием сигнальных лампочек.

Основными преимуществами задвижек с электродвигателем над ручными является быстрота открытия и закрытия, возможность программирования их на реагирование при чрезвычайных ситуациях, при этом недостатком является более высокая цена и необходимость более тщательного технического обслуживания.

2.2 Механизм работы программных комплексов

Основой работы всех современных систем управления является программный комплекс, на который поступает информация с телеметрических систем скважин и откуда оператор или технолог регулируют режим работы скважины. Механизм работы основан на приеме информации, ее анализе и оповещении инженера об адекватности работы системы «скважина – насосная установка – пласт».

2.2.1 Работа программного комплекса при сборе и анализе первичных данных

Первоначальные данные от внешних устройств передаются через кабельные или беспроводные системы передач на компьютерные устройства. Входящий массив данных на первом этапе проходит проверку на качество. Это означает, что для каждого параметра, используемого при анализе, существуют минимальные и максимальные допустимые значения. Данные значения устанавливаются по результатам истории работы скважины, а также с учетом конструкторских требований и требований безопасности. Система автоматически исключает из анализа значения выше и ниже границ установленного диапазона. Если поступление некорректных значений продолжается на протяжении заданного промежутка времени, система подает оповещение пользователю, на которое он должен так или иначе среагировать. Данный подход позволит существенно оптимизировать рабочее время и повысить эффективность инженеров, ответственных за эксплуатацию фонда добывающих скважин, и в результате поступление так называемых «ложных» оповещений будет практически исключено.

В отличие от базовых уставок и защит, реализуемых на уровне контроллера СУ и обеспечивающих отключение оборудования при достижении заданных пороговых значений контрольных параметров, удаленный экспертный контроль нацелен на своевременное обнаружение проблем и по возможности превентивное устранение причин, либо снижение негативного эффекта [12].

При выявлении нежелательных или потенциально аварийных режимов эксплуатации оборудования создаются три уровня оповещений с уведомлением по телефону, СМС или электронной почте согласно установленному регламенту взаимодействия с заказчиком. Первый уровень (незначительное событие, зеленый код) – это минимальный риск отказа УЭЦН (существует потенциал оптимизации, требуется разработка корректирующих мероприятий). Второй уровень (серьезное событие, желтый код) – потенциально опасный режим эксплуатации, требующий принятия действий для стабилизации работы УЭЦН. И третий уровень (критическое событие, красный код) подразумевает высокий риск отказа УЭЦН, который требует немедленного вмешательства (рисунок 13).

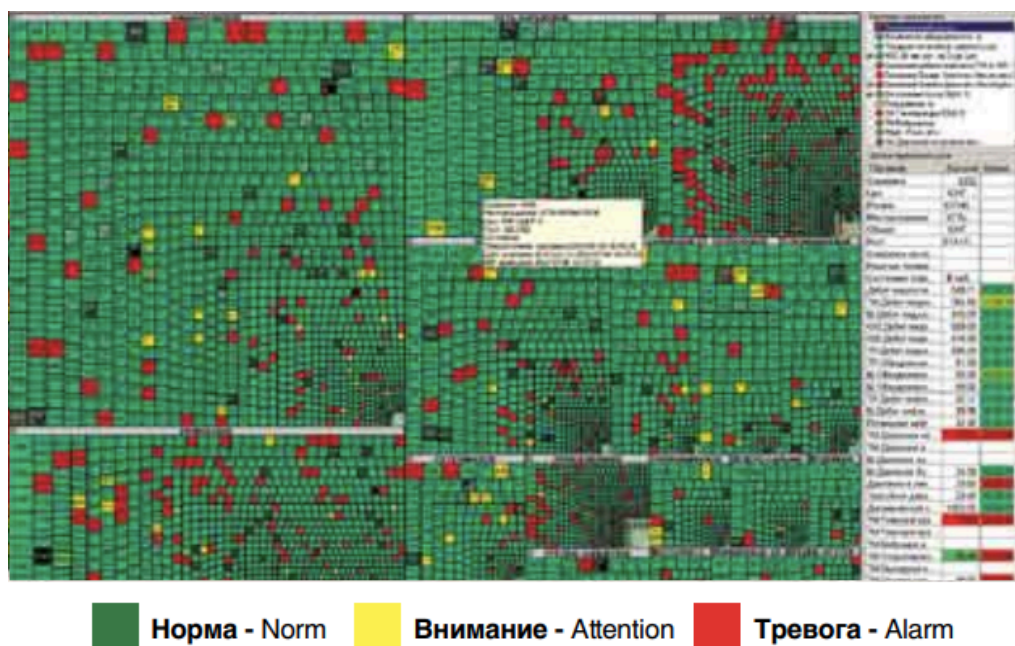


Рисунок 13 – Визуализация данных работы механизированного фонда скважин в программных комплексах [1]

Система позволяет ранжировать скважины по уровню отклонения от базовых рабочих параметров, предоставляя оператору возможность

моментаальной визуальной оценки состояния фонда и отбора скважин кандидатов для последующей оптимизации.

После входного контроля качества данные проходят мгновенный, трендовый и специальный анализ, в ходе которых осуществляется проверка работы системы «пласт-скважина-УЭЦН» по заложенным в них аналитическим алгоритмам, и в случае наличия отклонений от нормальных показателей работы система выводит на экран извещения, в которых указываются время, тип проблемы и рекомендация по дальнейшей эксплуатации УЭЦН (рисунок 14).

Выбрав любую из скважин в окне программы, оператор переходит к окну извещений, в котором отображаются время срабатывания оповещения; название и вид оповещения (мгновенный, трендовый, специальный); отреагировавшие параметры; рекомендация программы; текущий статус; время отсрочки сигнала и комментарий инженера-аналитика.



Рисунок 14 – Схема работы программного комплекса по мониторингу работы механизированного фонда

Мгновенный анализ направлен в первую очередь на выявление резких изменений параметров в работе скважины. В случае превышения или

уменьшения контролируемого параметра над заданными критическими значениями система идентифицирует скважину как проблемную и подает сигнал на экран инженера. Далее инженер принимает решение по эксплуатации скважины, например изменит рабочую частоту ПЭД или укажет о необходимости проведения дополнительных мероприятий на скважине. Также для удобства инженеру должна выводиться карта типовых решений по соответствующим осложнениям. Основной целью данного вида анализа является исключение аварийных остановок фонда по причинам, которые можно предотвратить за счет изменения режима работы скважин. К таким причинам относятся низкое давление на приеме, температура ПЭД, ЗП, ЗСП и т.д.

При мгновенном анализе также происходит проверка корректности уставок (ЗП, ЗСП, минимальное давление на приеме и т.д.). Так, например, если инженер примет решение снизить частоту ПЭД (рисунок 15), но не скорректирует значение уставки по ЗСП, то система должна вывести на экран уведомление, в котором рекомендуется изменить уставку по ЗСП в SCADA.

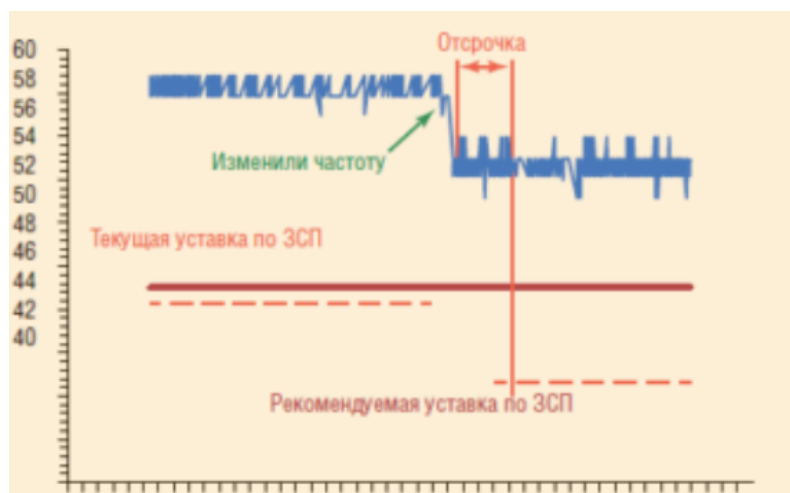


Рисунок 15 – Контроль корректности уставок при мгновенном анализе

Основой трендового анализа является история работы фонда скважин, которые должны быть сформированы в базе данных компании и корневые причины отказов УЭЦН. Так, шаблоны отклонений для трендового анализа реализовываются на накопленных за последние несколько лет исторических данных работы скважин. Трендовый анализ предполагает отслеживание изменения параметра или группы параметров за промежуток времени. В случае,

если поведение параметра или группы параметров УЭЦН накладывается на один из применяемых шаблонов трендового анализа, программный комплекс выдает оповещение, описывающее проблему, и возможные пути решений по дальнейшей эксплуатации. Таким образом, трендовый анализ необходим для своевременной реакции на отклонение рабочих параметров УЭЦН и принятия мер по их устранению [12].

Специальный анализ проводится для скважин, работающих в периодическом режиме. В его основу также заложено сопоставление данных работы скважин УЭЦН с трендами, основанными на истории наблюдения за определенное количество времени. Данный анализ выносится отдельно потому, что остановка ПЭД является запрограммированной и все параметры скважины не являются статичными, а изменяются в соответствии с работой или остановкой вращения ЭЦН. Следовательно, специальный анализ, как и анализ трендов предназначен за контролем и реагированием на изменения рабочих характеристик периодического фонда скважин УЭЦН.

2.2.2 Механизм работы программных комплексов при управлении параметрами скважин

Процессы управления в программных комплексах могут происходить как при непосредственном участии человека, так и самостоятельно в автоматическом режиме, в таком случае инженер выполняет контролируемую функцию и при необходимости самостоятельно меняет управляющее воздействие.

Для интеллектуального управления работой системы «скважина – насосная установка – пласт» в программных комплексах закладываются основные стратегии действий в случае возникновения различных внештатных ситуаций. Оптимальная стратегия выбирается на основе расчетов, планирования и прогнозирования последствий от воздействия.

Далее на основе имеющихся расчетов имеющиеся знания и результаты представляются в виде продукционных правил - средств представления знаний в технических системах. Это правила, имеющие форму: ЕСЛИ «Условие» – ТО

«Событие». Продукционные правила описывают знания в виде взаимосвязей типа: «причина» – «следствие», «явление» – «реакция», «признак» – «факт» и т.п. Конкретизация продукционных правил меняется в зависимости от сущности представляемых знаний. Отличительной чертой и основным преимуществом продукционной базы знаний является простота анализа, дополнения, модификации и аннулирования определенных продукционных правил. Помимо этого, представление знаний в таком однотипном виде существенно облегчает техническую реализацию системы использования знаний.



Рисунок 16 – Схема работы программного комплекса по управлению механизированным фондом

После создания продукционных правил происходит непосредственное управление системой «скважина – насосная установка – пласт» путем передачи сигнала на управляющий объект. В результате чего система изменяет

первоначальные параметры на новые. Данные изменения фиксируются телеметрической системой и вновь передаются через кабельные и беспроводные системы на компьютерные носители, и далее происходит повторный анализ данных. Тем самым обеспечивается замкнутость системы мониторинга и управления механизированным фондом скважин.

2.3 Анализ существующих телеметрических систем

Современный мониторинг скважин УЭЦН включает в себя целый комплекс различных датчиков, которые контролируют все параметры работы системы «скважина - насосная установка - пласт». Весь этот набор датчиков объединен в общую телеметрическую систему мониторинга, позволяющую собирать информацию по скважине и передавать ее пульту оператора.

На нефтяных промыслах применяется погружная дискретная, погружная непрерывная или наземная телеметрическая системы, а также разрабатываются альтернативные методы подземного мониторинга параметров скважины и ЭЦН.

2.3.1 Погружная дискретная телеметрия

Данная телеметрическая система является наиболее распространённой на сегодняшний день. Она позволяет контролировать такие параметры как сопротивление изоляции, давление и температура на входе в насос и выходе из него, температура обмоток двигателя и вибрация. Помимо этого, она позволяет определять расход жидкости на выходе насоса. Такие системы устанавливаются на забое скважины, на головке погружных электродвигателей или под ней. Информация от прибора в виде сигнала передается через защищенные кабельные линии по силовому электрическому кабелю, обеспечивающий энергией двигатель.

К достоинствам погружной дискретной телеметрии можно отнести непосредственный замер параметров системы «скважина – насосная установка – пласт». Высокоточные датчики обеспечивают надежную передачу данных с высокой разрешающей способностью.

Недостатками такой системы является ограниченность замеров в зоне работы ЭЦН и малая информативность по всей глубине скважины. Для определения параметров на другой глубине приходится применять перерасчеты, что нередко ведет к погрешности значений.

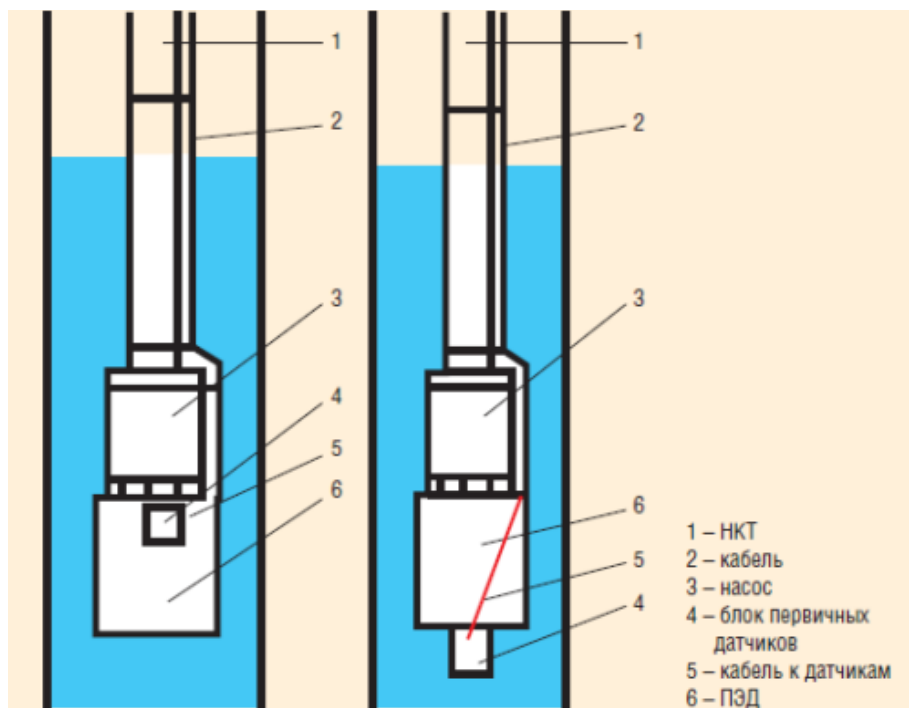


Рисунок 17 – Система погружной дискретной телеметрии [13]

Помимо этого, срок эксплуатации погружных дискретных ТМС является небольшим – примерно 3-6 месяцев работы, поэтому данные комплексы являются недостаточно надежными и относительно более дорогими. Проверка точности измерений датчиков также является затруднительной. Нередко возникает проблема и с проверкой точности работы датчиков.

2.3.2 Погружная непрерывная телеметрия

Данная телеметрическая система производит замеры температуры давления и других величин с помощью волоконно-оптического кабеля, что позволяет производить прямой постоянный замер параметров по всей длине скважины. Из этого основным плюсом системы является точность собираемой информации и ее полнота.

К минусам таких систем их высокую стоимость, невозможность восстановления поврежденного волоконно-оптического кабеля, а также слабую

развитость технологии в плане вариативности измерений параметров и необходимость их косвенных перерасчетов.

Оптоволоконный кабель может доходить до установки насоса или до забоя скважины (рисунок 18). Вместо груза, который традиционно обеспечивает определенное натяжение оптоволоконного кабеля, может применяться видеосистема, и такие разработки в настоящее время активно ведутся. Внедрение видеосистем облегчает принятие решений при проведении ПРС и КРС.

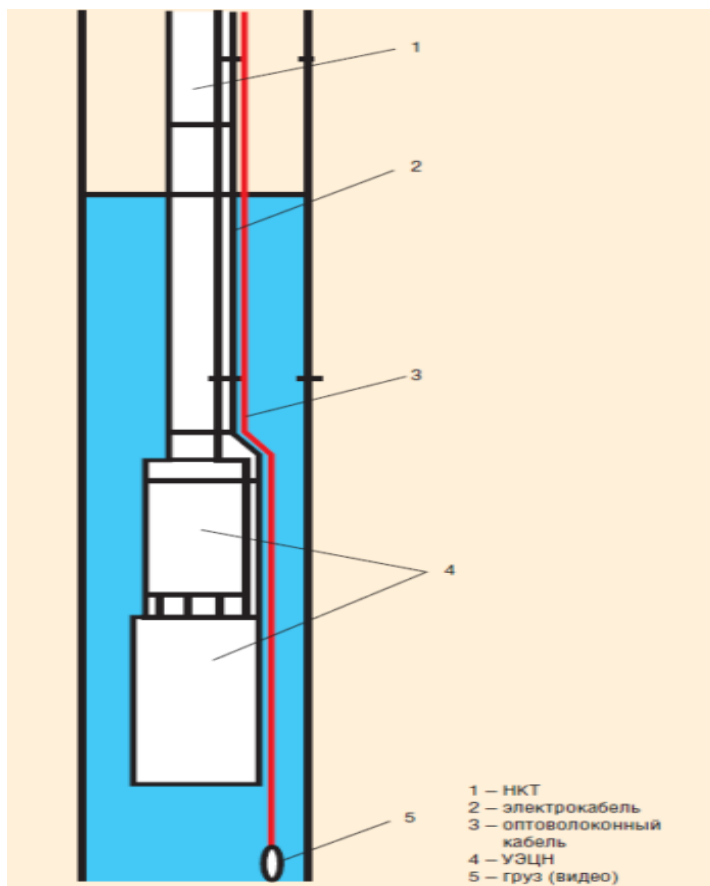


Рисунок 18 – Схема погружной непрерывной телеметрии [13]

Работа погружной непрерывной ТМС основана на преобразовании сигналов, идущих по волоконно-оптическому кабелю. В ходе движения импульса происходит рамановское обратное рассеяние, создающее стоксовскую и антистоксовскую компоненты (рисунок 19). Импульс (зондирующий сигнал) посылается лазером через разветвитель и изменяется за счет внешних сил, таких как давление, температура и вибрация. Преобразованный сигнал поступает обратно на разветвитель и далее в приемный преобразователь. После чего сигнал

поступает на блок обработки данных, который преобразует сигнал для визуального представления, и передает его на дисплей. В блоке обработки данных также происходит сравнение излучаемого из блока управления и отраженного, приходящего из приемного преобразователя сигналов. [13].

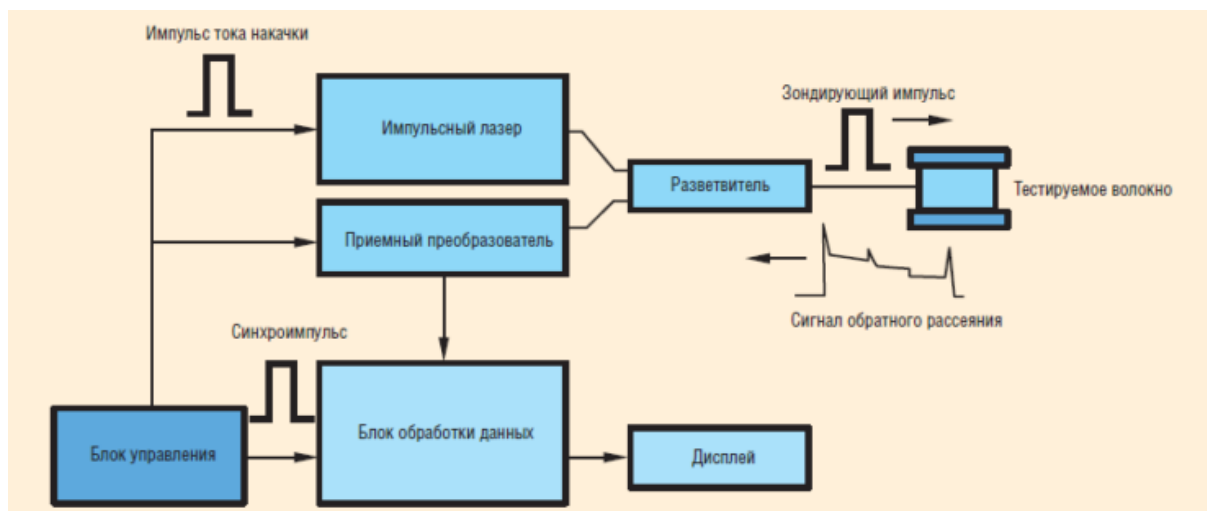


Рисунок 19 – Схема работы измерителя рамановского рассеяния [13]

В состав волоконно-оптической системы термометрии входят электронный блок, оптоволоконный кабель и компьютер со встроенной программой распознавания образов. Погрешность измерения температуры составляет плюс-минус один градус, однако на практике можно отслеживать и меньшие диапазоны колебания температур.

В составе оптического кабеля используется сенсорное волокно, которое может пропускать до 16 тысяч различных сигналов. Оптический кабель характеризуется малыми потерями сенсорного волокна (0,6 дБ/км), высокой гибкостью (радиус изгиба до 50 мм), значительной механической прочностью, широким температурным диапазоном работы, высокой коррозионной стойкостью. Такой комплекс обеспечивает измерение температуры вдоль проложенного кабеля-сенсора и оповещение оператора о превышении заданной температуры с указанием расстояния до того или иного явления или события. Кроме того, эксплуатация комплекса позволяет вести непрерывный мониторинг целостности волокна, хранения и систематизации данных, работать в режиме полноценного рефлектометра с высоким динамическим диапазоном и в системе удаленного мониторинга.

Наружный диаметр кабеля-сенсора не превышает 4 мм, что обуславливает необходимость пропускать его внутри стандартного энергонесущего кабеля. При небольшой массе кабель-сенсор характеризуется значительной величиной растягивающей нагрузки, что позволяет спускать на нем дорогостоящую аппаратуру без риска потерять ее в скважине.

Непрерывный мониторинг скважины с использованием волоконно-оптической системы подразумевает использование многовариантной системы передачи информации (с использованием оптоволоконного кабеля, кабеля УЭЦН, гидроакустического канала и т.д.) для приема-передачи и обратной командной связи для системы «пласт – скважина – насосная установка». Такая необходимость продиктована невозможностью восстановления работоспособности оптоволоконного кабеля в случае его повреждения.

2.3.3 Наземная телеметрическая система

Третий вариант решения задачи по интеллектуализации добычи нефти скважинами с УЭЦН – использование наземной телеметрии. К ее главным плюсам относятся возможность замены и поверки ее элементов, а также относительно невысокая стоимость, к минусам – косвенные замеры параметров и, соответственно, необходимость их дальнейшего пересчета (рисунок 20).

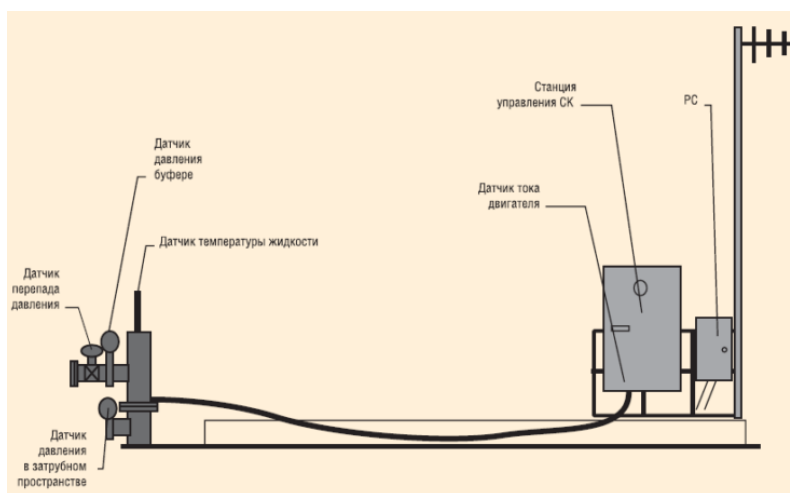


Рисунок 20 – Вариант размещения первичных приборов на скважине с установкой электроцентробежного насоса [13]

Интеллектуальная станция управления может сама принять решение об изменении условий эксплуатации скважины по выбранному критерию,

например, по восстановлению максимального дебита скважины. Оптимизация возможна и по другим критериям, таким как минимальные затраты энергии и прочим.

В случае, если насосная установка перешла от одной характеристики к другой в результате, например, износа, изменения вязкости добываемой жидкости или повышения газового фактора, то станция управления увеличивает частоту вращения вала погружной установки до уровня, необходимого для возвращения в рабочую точку [13].

2.3.4 Бескабельная эксплуатационная телеметрическая система

Рассмотренный вариант создания интеллектуальной скважины на основе использования оптоволоконных датчиков и приборов не является единственным.

Специалистами РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина (В.В Кульчицкий, К.С. Басниев с сотрудниками) предлагается бескабельная эксплуатационная телеметрическая система (БЭТС) с комплексом непрерывного контроля технологической, геофизической и технической информации в скважине и околоскважинном пространстве. БЭТС передает информацию на поверхность посредством электромагнитного канала связи (рисунок 21). Конструктивно БЭТС включает скважинный прибор 1 с блоком питания, измерительный и передающий модули, обсадную трубу 13 с нижним электрическим разделителем 3 и стопорным кольцом 20, обсадную трубу 4 с верхним электрическим разделителем 2 и стопорным кольцом 5 в составе эксплуатационной колонны 6.

После цементирования и перфорации эксплуатационной колонны 6 спускают скважинный прибор 1. Овершотом 7 доставляют или извлекают скважинный прибор, упругими центраторами 8 и 9 его центрируют и обеспечивают контакт скважинного диполя из 2 электрически разъединенных частей эксплуатационной колонны 10 с ее стенками 11. От модуля устройства в точках А и Б напряжение передается на элементы 10 и 11 внешнего излучающего диполя и далее в горную породу. Наземное оборудование 12 принимает и обрабатывает глубинную информацию [14].

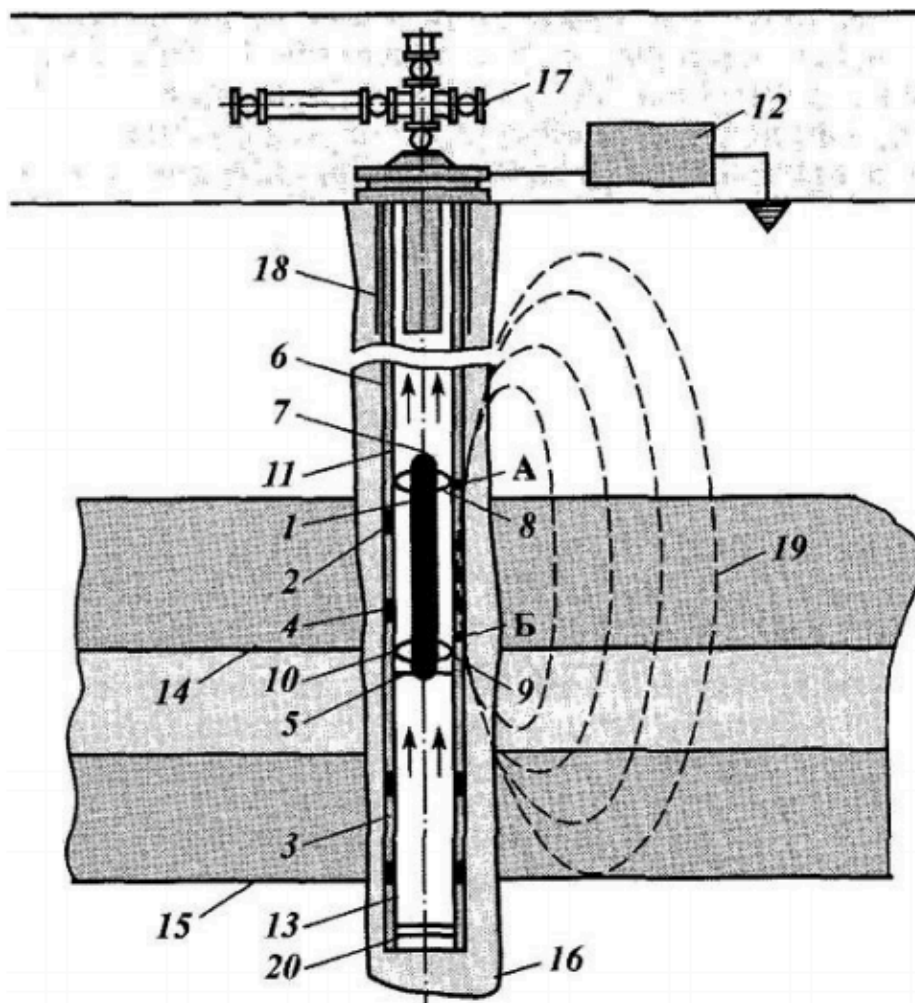


Рисунок 21 – Бескабельная эксплуатационная телеметрическая система [14]

К достоинству такой системы можно отнести ее низкую металлоемкость, высокую степень надежности и более низкую стоимость по сравнению с волоконно-оптическими датчиками. Однако, эффективность применения данной системы ограничено глубиной погружения, так как точность передачи уменьшается с увеличением глубины. Также наличие экранирующих пластов с высокой проводимостью создаст дополнительные помехи и, как следствие, приведет к снижению точности передаваемой информации.

Не смотря на определенные достоинства и недостатки каждой телеметрической системы, самым надежным и перспективным вариантом систем мониторинга, диагностики и интеллектуализации нефтяных и газовых скважин оказывается применение нескольких способов получения информации с возможностью перекрестного контроля и проверки данных как от наземных, так и от скважинных первичных приборов. Естественно, что такая система

должна иметь и математическое обеспечение для обработки, хранения и анализа полученной информации, которое, в идеале, должно обеспечивать обратную связь (функции управления) со скважинным оборудованием.

2.4 Математическое обеспечение программного комплекса на примере забойного давления

Программное обеспечение состоит из нескольких программ, которые, решая множество задачи, выполняют анализ и обработку поступающих данных и задают функции для управления параметрами скважины. Таким образом регулируются все основные параметры и для каждого из них имеется свой комплекс алгоритмов и математического описания. Далее рассмотрим данные алгоритмы на примере регулирования забойного давления в скважине.

Режим работы динамической системы «пласт — скважина — насосная установка» устанавливаются и поддерживаются путем изменения производительности центробежного насоса с помощью преобразователя частоты в функции забойного давления $P_{\text{заб}}(t)$, соответствующей условию согласования характеристики истечения, определяемой производительностью насоса, и характеристики притока (реальной индикаторной диаграммы скважины) в заданной рабочей точке. Обеспечиваются следующие функции управления: снятие индикаторной диаграммы (кривой притока), вывод на заданное забойное давление, поддержание (автоматическое регулирование) установленной величины забойного давления по заданной функции регулирования, установка предельных допускаемых значений электрических, тепловых и гидромеханических параметров, а также осуществляется оптимизация эксплуатационного режима скважины (равновесного режима системы «пласт — скважина — насосная установка»), путем вывода скважины на оптимальный режим добычи за счет регулирования частоты вращения ротора погружного электродвигателя [15].

Забойное давление, характеризующей давление флюида на забое нефтяной скважины, является определяющим эффективностью работы параметром. Оно определяет энергию пласта, с помощью которой происходит

подъем жидкости по колонне НКТ. Управляющим параметром забойного давления является производительность насосной установки, которая регулируется путем изменения выходной частоты из станции управления. Этим достигается непрерывное поддержание баланса между объемами откачиваемой жидкости из скважины и количеством флюида, поступающим в пласт (притоком). Таким образом достигается необходимое значение забойного давления.

В описываемой системе забойное давление определяется на основе информации, поступающей от погружного блока телеметрии:

$$P_z = \rho g(H_c - H_n) + P_{пр} \quad (1)$$

где ρ — плотность флюида;

g — ускорение силы тяжести;

H_c — высота столба жидкости в скважине;

H_n — погружение приемных отверстий трубы;

$P_{пр}$ — давление на приеме насоса.

В результате детализации приведенного выше выражения с учетом технических характеристик элементов скважины получают расчетное выражение для забойного давления:

$$P_z = \left[H_{вд} \left(1 - \frac{X_{длвд}}{H_{вд}} \right) - H_{сп} \left(1 - \frac{X_{длвд}}{H_{вд}} \right) \right] \cdot 2\rho(1 - B) + P_{пр} \quad (2)$$

где $H_{вд}$ — глубина погружения приемника насоса;

$H_{сп}$ — глубина спуска насоса;

$X_{длвд}$ — удлинение приемных отверстий трубы;

$\rho_{нп}$ — плотность нефти;

B — обводненность нефти;

$P_{пр}$ — давление на приеме насоса.

Таким образом, важнейший контур регулирования забойного давления системы управления скважиной не может быть построен с использованием традиционного ПИД-регулятора и должен включать алгоритм вычисления забойного давления. Функциональная схема контура регулирования забойного

давления для АСУ ТП скважины приведена на рисунке 22 ($P_{зз}$ – заданное значение забойного давления).

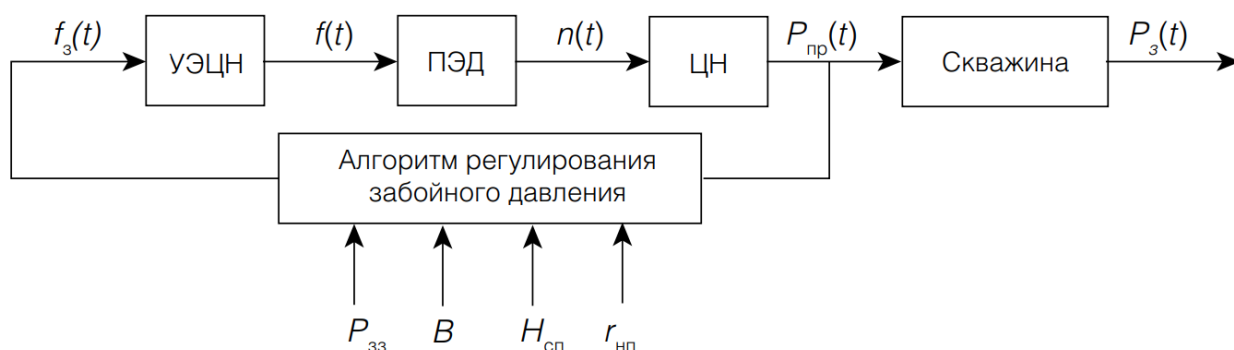


Рисунок 22 - Функциональная схема контура регулирования забойного давления [15]

Для вычисления забойного давления используется телеметрическая информация о давлении $P_{пр}(t)$ на приеме центробежного насоса (это давление зависит от производительности насоса) и информация о содержании воды в нефти (обводненность B), уровне нефти в скважине $H_{сп}$ и плотности нефти $\rho_{нп}$. Эта информация накапливается в системе на основе данных телеметрии и лабораторных анализов. На основании вычислений формируется уставка для частотно-регулируемого привода (ЧРП) в составе УЭЦН и устанавливается производительность погружного насоса, соответствующая требуемой величине забойного давления в конкретных условиях функционирования скважины.

Схема разработанного алгоритма регулирования забойного давления приведена на рисунке 25 приложение А. Блок 1 алгоритма обеспечивает получение телеметрической информации о состоянии процесса. При этом осуществляется контроль времени (блоки 2, 3 и 6) для выявления отказов телеметрии. На основе полученных данных проверяется допустимость текущего технологического режима (блоки 4, 5, 7, 8). Если текущий режим находится в допустимых пределах, то выполняется расчет забойного давления и величины его отклонения (ошибка) от заданного значения (блоки 9, 10). Полученная величина ошибки используется алгоритмом ПИ-регулирования (блоки 11, 12) для вычисления требуемого значения частоты питания f_p привода погружного насоса. Вычисленное значение корректируется

$$f = f_p + \frac{(f_p - f)dt}{t_{дф}} \quad (3)$$

и проверяется его соответствие допустимым границам (блоки 13, 14, 15, 16). Параметры текущего режима индицируются (блок 17), а уставка выводится на контроллер УЭЦН (блок 18). Процесс регулирования продолжается до тех пор, пока не будет инициирован выход из автоматического режима (блок 19) [15].

Описанный выше на примере задачи регулирования забойного давления подход положен в основу разработки и других компонентов программного обеспечения.

3 ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ СИСТЕМ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ДЛЯ МОНИТОРИНГА В ПРОЦЕССЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ

В современных реалиях конъюнктура, сложившаяся на мировом рынке нефти, подталкивает нефтедобывающие компании внедрять новые технологии во все сферы отрасли, в том числе применять адаптивные технологии по мониторингу и управлению при добыче нефти механизированным фондом скважин. Из совокупности таких технологий была разработана концепция интеллектуальной скважины.

Применение систем мониторинга и управления на месторождениях обусловлено в первую очередь экономической эффективностью

Экономический эффект, достигаемый при интеллектуализации разработки месторождений, обусловлен следующим:

- экономией миллионов долларов на дорогостоящих ремонтах ЭЦН (например, благодаря обнаружению связи в стволе скважины между двумя скважинами, которые привели к событиям перетока в ЭЦН);
- ранним обнаружением ухудшения работы скважины (позволяет быстрее предпринять коррективные действия, сокращая падение добычи на скважине);
- ранним обнаружением нестабильности (закупоривания) и возвратом к нормальным условиям работы;
- незамедлительным откликом на действия по оптимизации (изменениями в работе штуцеров, настройкой газлифта);
- обнаружением узких мест на пути потока скважины и возможностью увеличения ее производительности на 1000 баррелей/сутки;
- уменьшением вероятности возникновения аварийных ситуаций (например, разлива нефти), приводящих к ухудшению экологической обстановки, и, соответственно, минимизацией финансовых и репутационных потерь.

Однако достижение максимального экономического потенциала возможно лишь при внедрении технологий в соответствии с геолого-промысловыми особенностями месторождения.

Так, например, внедрение на месторождении систем беспроводной передачи информации со скважин несомненно имеет ряд преимуществ, такие как:

- возможность избежать дорогостоящей и длительной «обвязки» всего куста эстакадами для прокладки кабелей от контроллера RTU до проводных датчиков (экономия по стоимости особенно существенна, если скважины находятся далеко друг от друга) (рисунок 23);
- сокращение времени установки приборов, так как нет необходимости ждать окончания строительства эстакад и прокладки кабеля.



Рисунок 23 – Беспроводная система сбора и передачи информации

При этом необходимо понимать, что применение данной технологии на территории районов Крайнего Севера будет малоэффективным в связи с плохим покрытием спутниковой связью данной зоны.

В свою очередь, выбор установки телеметрической системы обусловлен другими факторами. На месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами нефти применение волоконно-оптической системы непрерывного мониторинга

позволяет получить больший эффект, чем при применении наземной или погружной дискретной телеметрических систем. Для малодебитных скважин на месторождениях с небольшими запасами использование дискретной погружной ТМС в совокупности с наземной ТМС будет наиболее эффективным вариантом мониторинга.

Применение бескабельных телеметрических систем будет более выгодно благодаря ресурсоемкости, но при этом их использование ограничено небольшой глубиной расположения продуктивного пласта, а также отсутствием экранирующих пластов с высокой проводимостью, которые могут вызвать сильные помехи при передачи информации.

Оснащение механизированного фонда скважин современными технологиями по их управлению, такими как электрозадвижки, позволяет увеличить скорость регулирования режимов работы скважины, а также повысить производительность труда за счет уменьшения количества рабочего персонала, присутствующего на кустовых площадках. В некоторых случаях применение таких технологий позволяет сделать месторождение безлюдным, каким, например, является Северо-Ханчейское газоконденсатное месторождение на территории Красноярского края. Однако, современные технологии в данный момент не имеют возможности полностью вытеснить человека, поэтому данный пример является скорее исключением.

Технология дистанционного управления, которая включает в себя программный комплекс, интеллектуальные станции управления и задвижки/штуцера с дистанционным управлением, является достаточно дорогой. Поэтому максимальную эффективность она имеет в случае массового внедрения технологии на весь фонд скважин и при удаленном расположении кустовых площадок и месторождения. Также данная технология зарекомендовала себя в случаях, когда инфраструктура отсутствует (передвижение осуществляется по зимникам, либо по вертолетам летом) либо она слаборазвита. В таком случае удаленное управление с помощью программного обеспечения помогает не

только оптимизировать работу фонда скважин, но и быстро реагировать на чрезвычайные ситуации, минимизируя экологические и экономические потери.

В целом, вопрос о внедрении современных программных комплексов и технологий остро стоит на старых истощающихся месторождениях, а также на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами нефти. Такой подход позволит увеличить объемы добычи на объектах до 30% от первоначального уровня. С учетом того, что традиционные запасы нефти на территории России исчерпываются и большинство новых месторождений имеют трудноизвлекаемые запасы, важно развивать и внедрять цифровые технологии в процессы добычи, в том числе применять и их к скважинам механизированного фонда. Дальнейшее развитие технологий позволит снизить их стоимость и внедрить на месторождениях повсеместно.

Таким образом, необходимость применения инновационных технологий при мониторинге и управлении процессах добычи нефти не вызывает сомнения, однако комплектация телеметрических систем, способ передачи информации, уровень качества управления должны подбираться исходя из конкретных геолого-промысловых условий месторождения.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

| | |
|--------|-----------------------------------|
| Группа | ФИО |
| 2Б6Д | Гаевому Владиславу Александровичу |

| | | | |
|---------------------|-------------|---------------------------|---|
| Школа | ИШПР | Отделение школы (НОЦ) | ОНД |
| Уровень образования | Бакалавриат | Направление/специальность | 21.03.01 Нефтегазовое дело, эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти |

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

| | |
|---|---|
| 1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i> | Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами. |
| 2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i> | Норма рентабельности 20% |
| 3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i> | Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18% |

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

| | |
|---|---|
| 1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i> | Оценка эффективности использования технологии интеллектуальной скважины на скважинах, оборудованных установками электроцентробежными насосами |
| 2. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i> | Определение финансовой эффективности предложенных мероприятий |

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

| |
|---|
| 1. <i>Динамика дисконтированного притока денежного потока и чистой приведенной стоимости за счет снижения издержек за пять лет эксплуатации</i> |
|---|

| | |
|---|------------|
| Дата выдачи задания для раздела по линейному графику | 29.02.2020 |
|---|------------|

Задание выдал консультант:

| | | | | |
|-----------|---------------------------|------------------------|---------|------------|
| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
| Доцент | Якимова Татьяна Борисовна | к.э.н. | | 29.02.2020 |

Задание принял к исполнению студент:

| | | | |
|--------|--------------------------------|---------|------------|
| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
| 2Б6Д | Гаевой Владислав Александрович | | 29.02.2020 |

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ И РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ

Целью раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» является анализ представленных в бакалаврской работе отвечающих современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения технологий по современному мониторингу и управлению механизированным фондом (интеллектуальной скважины) с точки зрения коммерческой привлекательности и конкурентоспособности.

Для достижения поставленной цели в данном разделе будут рассмотрены экономические эффекты и представлены расчеты от внедрения технологий интеллектуальной скважины за счет увеличения добычи нефти и экономии ресурсов от снижения плановых замен ЭЦН.

4.1 Расчет экономической эффективности от увеличения добычи нефти

Рассмотрим экономическую эффективность в результате внедрения современных систем мониторинга и управления на фонде добывающих скважин ОАО «Х». На примере одной из среднестатистических эксплуатационных скважин можно провести экономический расчет по использованию технологии «интеллектуальной скважины» в компоновке подземного оборудования скважины.

Согласно источникам, при внедрении технологии интеллектуальной скважины в механизированный фонд добыча увеличивается в среднем на 30%, увеличивается межремонтный период работы и уменьшается время простоя скважин примерно на 10%. Исходя из этих данных произведем расчет экономической эффективности данной технологии.

Стоимость установки современных систем мониторинга и управления варьируется в большом диапазоне, в зависимости от качества мониторинга и скорости управления, а также других факторов. Для расчетов примем среднюю стоимость в 15 млн рублей, а цены на нефть и курс доллара актуальные на май 2020 года. Эти и другие исходные данные представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Исходные данные для расчета

| Наименование показателя | Значение | Единицы измерения |
|--|----------|-------------------|
| Курс доллара к рублю от Центрального Банка РФ | 73 | руб./долл. |
| Цена реализации нефти | 35 | \$ за баррель |
| Коэффициент пересчёта баррель в тонны | 7,2 | |
| Количество дней работы скважины в год | 345 | дни |
| Норма рентабельности | 20 | % |
| Налог на прибыль | 20 | % |
| Среднесуточный дебит нефти скважины до внедрения технологии | 200 | т/сут |
| Среднесуточный дебит нефти скважины после внедрения технологии | 260 | т/сут |
| Объём дополнительных капитальных вложений | 15 | млн. руб. |
| Стоимость базовой скважины | 40 | млн. руб. |

Для определения прибыли и увеличения рентабельности за счет внедрения технологии интеллектуальной скважины произведем расчет в течение пяти первых лет эксплуатации данной технологии. Основные результаты расчета представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Результаты расчета экономической эффективности от увеличения добычи

| Наименование показателя | Проект | | |
|---|--------------|-----------------|-----------|
| | До внедрения | После внедрения | Изменения |
| Капитальные затраты на мероприятие, млн. руб. | 40 | 55 | 15 |
| Выручка от реализации, млн. руб. | 832 | 1249 | 417 |
| Себестоимость добычи, млн. руб. | 665 | 665 | 0 |
| Прибыль, млн. руб. | 167 | 584 | 417 |

| | | | |
|---------------------------------------|------|------|-----------|
| Рентабельность, % | 20,0 | 46,6 | 26,6 |
| Срок окупаемости капитальных вложений | | 0,08 | 5 месяцев |

Как видно из таблицы внедрение современных технологий по мониторингу и управлению позволяет увеличить рентабельность добычи более чем в два раза с 20% до 46,6% за счет увеличения добычи снижения простоя скважины. Срок окупаемости при затратах в 15 млн рублей составит около пяти месяцев, что является показателем эффективности внедряемой технологии.

4.2 Расчет ресурсосберегающей эффективности

Одним из факторов экономии при применении технологий интеллектуальных скважин, является удаленный контроль и упреждающие операции, которые приводят к меньшему числу аварий и быстрому устранению поломок на скважинном фонде, что способствует уменьшению времени простоя скважины и снижению затрат на спускоподъёмные работы и работы по повторному запуску скважин. Кроме того, автоматизация процессов в нефтедобыче позволяет увеличивать нефтеотдачу за счёт оптимизации режимов отбора нефти.

В целях исследования потенциала экономической эффективности элементов цифровых месторождений рассмотрим опыт компании SalymPetroleum на месторождении У. Значительная часть механизированного скважинного фонда данного нефтяного месторождения оснащена интеллектуальными технологиями, позволяющими автоматизировать контроль режимов работы электроцентробежных насосов (ЭЦН). Актуальность технологических преимуществ цифровых технологий в этой сфере подтверждается большой долей механизации скважинного фонда, как в России, так и за рубежом – США, Канаде, Венесуэле и т.д. [16].

Опыт компании SalymPetroleum позволяет заключить, что внедрение автоматизированных цифровых систем управления ЭЦН позволяет обеспечить продление рабочего ресурса погружных насосов, что на 80% [17] сокращает

число необходимых замен скважинных насосов в течение года. Источником экономической эффективности в данном случае выступает снижение затрат на спускоподъёмные операции. Технологическая эффективность выражается снижением износа ЭЦН за счёт регулирования режимов работы погружного оборудования с учётом динамики промысловых характеристик, детектируемых цифровыми датчиками в забое скважины. Единая станция сбора и передачи информации агрегирует оцифрованные данные, полученные в скважине, и передаёт в единый центр мониторинга нефтедобычи, где на основе специальных алгоритмов в режиме реального времени корректируется работа промыслового оборудования, в том числе, погружных насосов.

Для оценки экономической эффективности данной технологии были использованы данные, представленные в таблице 3.

Таблица 3 – Исходные данные для расчета ресурсосберегающей эффективности

| Показатель | Значение | Единицы измерения |
|--|-----------------|--------------------------|
| Плановое число замен погружных насосов | 25 | шт |
| Снижение числа замен ЭЦН при цифровом управлении режимами работы | 80% | |
| Стоимость остановки скважины | 3 600 000 | руб./скв. оп. |
| Стоимость повторного запуска | 7 200 000 | руб./скв. оп. |
| Стоимость ЭЦН | 2 500 000 | руб./ед. |
| Сокращение скважинных операций | 19 | скв./г. |
| Ставка дисконтирования | 10% | |
| Налог на прибыль | 20% | |
| Стоимость станций управления ЭЦН | 160 000 000 | руб. |

На основе данных таблицы 3 проведен расчёт приростного денежного потока, характеризующего экономическую эффективность применения цифровых решений для оптимизации работы механизированного скважинного

фонда (таблица 4). На рисунке 24 представлена динамика приростного дисконтированного денежного потока.

Таблица 4 – Расчёт денежных потоков

| Показатель | Годы эксплуатации | | | | |
|---|-------------------|-----|-----|-----|-----|
| | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 |
| Объём капитальных вложений, млн. руб. | 160 | | | | |
| Снижение числа рейсов замены ЭЦН, шт. | | 20 | 20 | 20 | 20 |
| Снижение стоимости замещения выбывающих основных средств, млн. руб. | 0 | 50 | 50 | 50 | 50 |
| Снижение затрат на спускоподъёмные работы и работы по повторному запуску скважин, млн. руб. | 0 | 216 | 216 | 216 | 216 |
| Налог на прибыль, млн. руб. | 0 | 53 | 53 | 53 | 53 |
| Приростной денежный поток, млн. руб. | -160 | 213 | 213 | 213 | 213 |
| Дисконтированный приростной денежный поток, млн. руб. | -160 | 194 | 176 | 160 | 145 |
| Чистая приведенная стоимость, млн. руб. | -160 | 34 | 210 | 370 | 515 |
| Приростной ЧДД, млн. руб. | 266 | | | | |
| Внутренняя норма рентабельности, % | 53% | | | | |

Проведенный расчет характеризует высокую экономическую эффективность применения цифровых технологий в сфере управления скважинным фондом компании SalymPetroleum. В частности, суммарный чистый дисконтированный доход от применения цифровой технологии составил 266 млн. руб., при ставке дисконтирования 10%; индекс внутренней нормы рентабельности – 53%; срок окупаемости менее одного года.

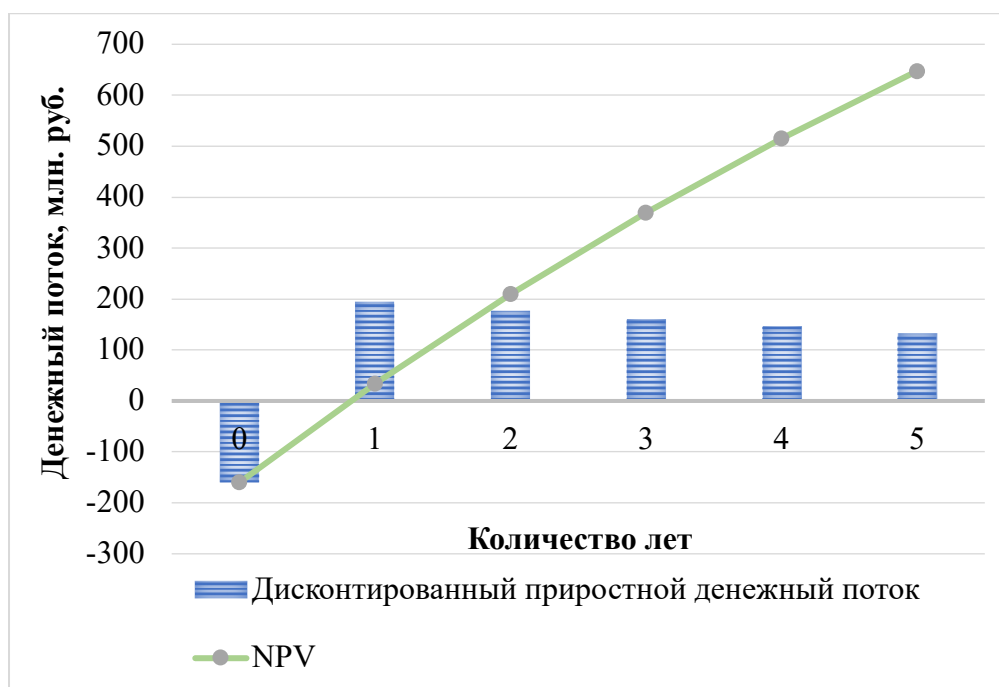


Рисунок 24 – Динамика дисконтированного приростного денежного потока и чистой приведенной стоимости за счет снижения издержек за пять лет эксплуатации

В рассмотренном примере цифровые технологии не приводят к кардинальной перестройке технологической инфраструктуры месторождения. Добавляется только инструмент мониторинга геофизических данных и механизм дистанционного регулирования режимов работы традиционных элементов инфраструктуры. При этом достигается цель значительного сокращения эксплуатационных затрат на действующих нефтепромыслах.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

| | |
|---------------|-----------------------------------|
| Группа | ФИО |
| 2Б6Д | Гаевому Владиславу Александровичу |

| | | | |
|---------------------|-------------|---------------------------|---|
| Школа | ИШПР | Отделение (НОЦ) | ОНД |
| Уровень образования | Бакалавриат | Направление/специальность | 21.03.01 Нефтегазовое дело, эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти |

Тема ВКР:

| | |
|--|---|
| Анализ систем мониторинга и управления в процессе добычи нефти при эксплуатации механизированным фондом скважин | |
| Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»: | |
| 1. Характеристика объекта исследования и области его применения | Объект исследования: современные системы мониторинга и управления в процессах добычи Область применения: механизированный фонд скважин, в частности скважины, оборудованные УЭЦН |
| Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке: | |
| <p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. | <p>ТК РФ: глава 47 «Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом» ТК РФ: глава 50 «Особенности регулирования труда лиц, работающих в районах крайнего севера и приравненных к ним местностям» ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования. ГОСТ 22269-76. Система «человек-машина». Рабочее место оператора. Взаимное расположение элементов рабочего места. Общие эргономические требования СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03. Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы</p> |
| <p>2. Производственная безопасность:</p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p> | <p>Вредные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Повышенный уровень загазованности и запыленности рабочей зоны 2. Повышенный уровень шума. 3. Неудовлетворительные метеорологические условия. 4. Отсутствие или недостаток освещенности. <p>Опасные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Механические опасности 2. Электробезопасность. 3. Давление в системах работающих механизмов |

| | |
|--|---|
| 3. Экологическая безопасность: | <p>Атмосфера: выброс загрязняющих веществ Гидросфера: розлив нефти на воде, загрязнение воды вредными веществами Литосфера: уничтожение почвенного покрова, розлив нефти, засорение бытовыми отходами</p> |
| 4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: | <p>Возможные ЧС: аварии в результате ГНВП на кустовой площадке добывающих скважин; аварии в результате разгерметизации оборудования, нефтесборных трубопроводов, выкидных линий; аварии в результате выхода из строя автоматизированного оборудования, в связи с повреждением кабеля линии электропередач.</p> <p>Наиболее типичная ЧС техногенного характера на объекте - розлив нефтепродуктов при разгерметизации выкидного коллектора скважины</p> |

| | |
|---|------------|
| Дата выдачи задания для раздела по линейному графику | 29.02.2020 |
|---|------------|

Задание выдал консультант:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|-----------------------------|------------------------|---------|------------|
| Ассистент | Черемискина Мария Сергеевна | | | 29.02.2020 |

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|--------------------------------|---------|------------|
| 2Б6Д | Гаевой Владислав Александрович | | 29.02.2020 |

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Современные методы мониторинга и управления в процессах добычи направлены в первую очередь получение максимального дебита скважины при минимизации затрат. Но еще одной не менее важной задачей является уменьшение рисков возникновения производственных аварий, их предупреждение и, на основе этого, сохранение здоровья рабочего персонала и целостности окружающей среды.

Данный раздел бакалаврской работы посвящен изучению и исследованию опасных и вредных производственных факторов, присутствующих при выполнении работ на объектах, исследуемых в выпускной квалификационной работе.

При выполнении работ по эксплуатации и обслуживанию скважин оборудованных УЭЦН, рабочий персонал находится на территории кустовой площадки или территории отдельно стоящей скважины.

Территории кустовых площадок являются объектом размещения не только скважин, но и сопутствующего оборудования (АГЗУ, БКНС, трубопроводы), большая часть из которого находится под избыточным давлением и имеет в своём составе электрифицированное оборудование, что несет в себе большое количество возможных опасностей.

Таким образом, цель данного раздела – анализ возможных опасных и вредных факторов и разработка комплекса мер для безопасного обеспечения работ по эксплуатации и обслуживанию кустовых площадок и скважин оборудованных УЭЦН.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.1.1 Правовые нормы трудового законодательства

Время отдыха и рабочее время регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации в порядке, установленном статьей 372 ТК

РФ для принятия локальных нормативных актов, и доводится до сведения работников не позднее чем за два месяца до введения его в действие.

В данном графике предусматривается время, необходимое для доставки работников на вахту и обратно. Дни заезда и выезда к месту работы и обратно в рабочее время не включаются.

Режим труда и отдыха персонала объектов устанавливаются правилами внутреннего распорядка, разработанных в соответствии с Трудовым кодексом РФ и нормативными правовыми актами, утверждаемыми руководителем организации, по согласованию с профсоюзным органом.

Режим труда и отдыха, включающий регламентированные перерывы, устанавливаются с учетом конкретных условий труда, специфики производства и местных условий объекта [18].

Также ранее работа оператора ДНГ относилась к категории работы во вредных условиях труда и операторам полагались соответствующие материальные компенсации. Однако, на сегодняшний момент во многих крупных отечественных нефтегазовых компаниях работа оператора уже не является вредной и надбавки не выплачиваются. Это происходит по двум причинам:

- Совершенствование технологий и производственного процесса, благодаря которым минимизируется влияние вредных факторов на работу человека;
- Желание компаний сократить издержки за счет уменьшения дополнительных выплат работникам из-за экономической ситуации на нефтяном рынке.

6.1.2 Требования и компоновка рабочего места оператора добычи нефти и газа

Рабочее место – первичное звено производственно-технологической структуры предприятия, в которой осуществляется процесс производства, его управление и обслуживание. От качества организованности рабочих мест, во многом зависит эффективность выполняемого труда, производительность труда,

себестоимость выпускаемой продукции, ее качество и многие другие экономические показатели функционирования компании. Каждое рабочее место имеет свои специфические особенности, связанные с тонкостями организации производственного процесса.

При организации рабочих мест операторов обязательно их обеспечение инструментами и расходными материалами, необходимыми для выполнения конкретных работ с соблюдением требований действующих санитарных норм. К такой оснастке относятся слесарный инструмент, переносные приборы, техническая документация и другое в зависимости от поставленных задач.

Подготовка рабочего места – выполнение до начала работ технических мероприятий для предотвращения воздействия на работающих опасных производственных факторов на рабочем месте. Подготовка рабочего места и допуск персонала к работе осуществляется только после получения разрешения от руководителя, в управлении и ведении которого находится объект и оборудование.

Допускающий перед допуском к работе должен убедиться в выполнении технических мероприятий по подготовке рабочего места – личным осмотром, по записям в оперативном журнале, по оперативной схеме и по сообщениям персонала оперативного и оперативно – ремонтного других задействованных организаций.

Ответственный руководитель перед допуском к работе должен выяснить, какие меры безопасности приняты при подготовке рабочего места, и проверить подготовку рабочего места личным осмотром в пределах рабочего места.

5.2 Производственная безопасность

5.2.1 Анализ выявленных вредных факторов при эксплуатации и обслуживании механизированного фонда скважин

Выполнение любого вида работ на установках комплексной подготовки газа сопряжены со следующими потенциально опасными и вредными производственными факторами (таблица 5).

Таблица 5 – Возможные опасные и вредные факторы [19]

| Факторы (согласно ГОСТ 12.0.003-2015) | | Этапы работ | | | Нормативные документы |
|---------------------------------------|--|-------------|--------------|--------------|--|
| | | Разработка | Изготовление | Эксплуатация | |
| Вредные факторы | 1. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны | | + | + | ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ ГОСТ 12.1.005-88 [23] ГОСТ 12.1.003-2014 СН 2.2.4/2.1.8.562-96 [22] ГОСТ 12.1.029-80 СП 2.2.2.1327-03 ГОСТ 12.1.019-2017 |
| | 2. Повышенный уровень шума | | + | + | |
| | 3. Неудовлетворительные метеорологические условия | | + | + | |
| | 4. Отсутствие или недостаток освещенности | | + | + | |
| Опасные факторы | 1. Механические опасности | | + | + | СанПиН 2.2.4.3359-16 ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ РД 39-22-113-78 [25] ПБ 03-576-03 [26] |
| | 2. Электробезопасность | | + | + | |
| | 3. Давление в системах работающих механизмов | | | + | |

Повышенная загазованность и запыленность воздуха рабочей зоны

При работе в местах, где возможно образование концентрации вредных газов, паров и пыли в воздухе выше допустимых санитарных норм, работники обеспечиваются соответствующими средствами индивидуальной защиты органов дыхания. Они подбираются по размерам и хранятся на рабочих местах в шкафах, каждые в своей ячейке. На каждой ячейке и на сумке противогаза должна быть укреплен бирка с указанием фамилии владельца, марки и размера маски. СИЗОД проверяются и заменяются в сроки, указанные в их технических паспортах и заводских инструкциях по эксплуатации. В газоопасных местах вывешиваются предупредительные надписи и знаки.

Согласно ГОСТ 12.1.005-88 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» установлены следующие предельно допустимые концентрации вредных веществ (таблица 6).

Таблица 6 – Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны [20]

| Наименование вещества | ПДК, мг\м ³ (Рабочей зоны) | Класс опасности |
|---|--|--------------------|
| Окислы азота (в перерасчете на O ₂) | 5 | 2 |
| Окись углерода | 20 | 4 |
| Углеводороды предельные C1-C10 | 300 | 4 |
| Пентан | 200 | 4 |
| Соляная кислота | 5 | 2 |
| Метанол | 5 | 3 |

К газоопасным работам допускаются только после проведения инструктажа, получения наряда–допуска, а также утвержденного плана ведения газоопасных работ. При газоопасных работах необходимо пользоваться газозащитными средствами, такими как противогазы и респираторы.

Повышенный уровень шума

Многие производственные процессы (использование эхолота, бензоинструмента, работа станций управления УЭЦН) сопровождаются значительным уровнем шума, которые оказывают отрицательное воздействие как на органы слуха, так и на центральную нервную систему человека.

Допустимый уровень шума на рабочем месте не должен превышать 80 дБ [21]. Колебание более низкой частоты (меньше 16 Гц - инфразвук) и более высокой частоты (выше 20000 Гц - ультразвук) воспринимаются человеком не как звук, а как вибрация (сотрясения). Непосредственное действие вибрации имеет место при работе с ручным инструментом.

Таблица 7 – Предельно допустимые уровни звукового давления [22]

| Вид трудовой деятельности, рабочее место | Уровни звукового давления (дБ) в октавных полосах с частотами, Гц | | | | | | | | | Уровни звука и эквивалентные уровни звука (дБА) |
|--|---|----|------|----|-----|------|------|------|------|---|
| | 1,5 | 3 | 12,5 | 50 | 500 | 1000 | 2000 | 4000 | 8000 | |
| Выполнение работ производственных помещениях и на территории предприятий | 107 | 95 | 87 | 82 | 78 | 75 | 73 | 71 | 69 | 80 |

Для защиты органов слуха применяют средства индивидуальной защиты (СИЗ): наушники, противошумовые вкладыши (беруши).

Неудовлетворительные метеорологические условия

Температура и влажность воздуха в помещении оказывают существенное влияние на работоспособность и здоровье человека. Оптимальные микроклиматические условия – это сочетание параметров микроклимата, которое при длительном и систематическом воздействии на человека обеспечивает ощущение теплового комфорта и создает предпосылки для высокой работоспособности. Ниже в таблице 8 приведены оптимальные значения микроклимата для работы на установке регенерации метанола.

Таблица 8 – Оптимальные показатели микроклимата [23]

| Период года | Температура воздуха, °С | Температура поверхностей, °С | Относительная влажность, % | Скорость воздуха, м/с |
|-------------|-------------------------|------------------------------|----------------------------|-----------------------|
| холодный | 19-21 | 18-22 | 40-60 | 0,2 |
| теплый | 20-22 | 19-23 | 40-60 | 0,2 |

Длительное воздействие высокой температуры на рабочем месте, особенно в сочетании с повышенной влажностью, может привести к значительному накоплению тепла в организме, что приводит к снижению работоспособности, накоплению усталости, обезвоживанию.

При работах в необогреваемых закрытых помещениях работы прекращаются при температуре - 36 °С и ниже. При температуре окружающего воздуха - 11 °С и ниже лица, работающие на открытом воздухе и в необогреваемых закрытых помещениях, предоставляются перерывы для обогрева в специально отведенных помещениях. Низкие температуры воздействуют также и на внутренние органы, приводя к заболеваниям.

Недостаток освещенности

Освещенность рабочих мест операторов ДНГ должна быть равномерной и исключать возникновение слепящего действия осветительных приспособлений на работающих. Производство работ в неосвещенных местах не разрешается.

Во всех производственных помещениях, находящихся на кустовой площадке (АГЗУ, БГ и других) кроме рабочего, необходимо предусматривать аварийное освещение, а в зонах работ в ночное время на открытых площадках - аварийное или эвакуационное освещение.

Светильники аварийного и эвакуационного освещения должны питаться от независимого источника. Вместо устройства стационарного аварийного и эвакуационного освещения разрешается применение ручных светильников с аккумуляторами.

Выбор вида освещения участков, цехов и вспомогательных помещений опасных производственных объектов должен производиться с учетом максимального использования естественного освещения [24].

5.2.2 Анализ выявленных опасных факторов при эксплуатации и обслуживании механизированного фонда скважин

Механические опасности

Механические опасности на территории кустовой площадки представляют собой движущиеся механизмы и машины, незащищенные подвижные элементы производственного оборудования; заготовки, материалы, разрушающиеся конструкции, острые кромки, а также падение предметов с высоты.

Для защиты человека применяют средства индивидуальной защиты – спецодежда, обувь с металлическим наконечником, каска, перчатки, очки. На опасных местах устанавливают козырьки, щиты, кожухи, барьеры, предупреждающие знаки, предохранительные устройства, сигнализации. Также для исключения получения травм требуется регулярная проверка состояния оборудования и проведение инструктажей персоналу по технике безопасности.

Поражение электрическим током

Автоматизированные технологии так или иначе связаны с электричеством, будь то персональный компьютер, задвижки с электродвигателем или станции управления УЭЦН. Поэтому вероятность поражения электрическим током остается актуальной.

Опасность действия статического электричества устраняется путем создания утечки электрических зарядов, предотвращающих накопление энергии заряда выше уровня $0,4 \text{ А} \cdot \text{мин}$ [25].

Все металлические и электропроводные неметаллические части технологического оборудования должны быть заземлены. Заземляющее устройство для защиты от статического электричества объединены с заземляющими устройствами электрооборудования. Проверка заземления должна проводиться рабочим персоналом регулярно.

Давление в системах работающих механизмов

На территории кустовой площадки располагаются групповые или индивидуальные замерные установки, оборудованные сепарационными ёмкостями, которые относятся к категории сосудов, работающих под давлением.

Персонал, обслуживающий сосуды, должен быть ознакомлен под роспись с руководством по эксплуатации сосудов предприятий изготовителей, так же со схемами включения сосудов с указанием источника давления, параметров, рабочей среды арматуры, контрольно-измерительных приборов, средств автоматического управления, предохранительных и блокирующих устройств.

Операторы ДНГ обязаны периодически в течение смены:

- следить за давлением в сосуде, заметив опасность, угрожающую работникам, необходимо принять меры по ее незамедлительному устранению;
- осматривать закрепленные за ними сосуды, обращать внимание на состояние сварных заклепочных соединений, запорной и запорно-регулируемой арматуры, кранов слива конденсата;
- осматривать контрольно-измерительные приборы, предохранительные устройства и указания уровня жидкости, убедиться в их исправности [26].

5.3 Экологическая безопасность

Загрязнение атмосферы

Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу бывают неорганизованные и организованные. Как правило, такие выбросы происходят вследствие присутствия на месторождении факельных стояков, дымовых и выхлопных труб, вентиляционных воздуховодов, фланцевых соединений и запорно-регулирующей арматуры.

Для снижения негативного воздействия при эксплуатации месторождений механизированным фондом скважин должны быть предусмотрены следующие решения:

- Постоянный мониторинг воздушной обстановки у скважин, а также в замкнутых газоопасных помещениях;
- Автоматическое определение превышения ПДК загрязняющих веществ в рабочей зоне датчиками и оповещение рабочего персонала;
- Возможность автоматического проветривания замкнутых помещений при превышении ПДК.

Загрязнение гидросферы

Объекты на кустовых площадках представляют потенциальную угрозу загрязнения поверхностных вод, поэтому должны быть разработаны план мероприятий и инструкции по предотвращению аварий на этих объектах [27].

Мероприятия, проводимые для защиты гидросферы от загрязнения, включают:

- своевременное предотвращение утечек через неплотные фланцевые соединения в водяных линиях;
- обеспечение полной утилизации промышленной сточной воды, сброс промывочных стоков и других объектов в коллектор или в специальные дренажные ёмкости;
- постоянная проверка состояния обвалования вокруг эксплуатационных и нагнетательных скважин;
- осуществление сбора разлитой при эксплуатации и капитальном ремонте скважин в коллектор или закрытую ёмкость.

Загрязнение литосферы

При разработке и эксплуатации месторождений на земельный покров оказывается очень большое механическое, физическое и химическое влияние.

Деградация почв происходит как от прямого попадания нефти на нее, так и от косвенного влияния на почвенные условия. Мероприятия, направленные на восстановление почв, должны создавать условия для самовосстановления литосферного слоя.

Для этого необходимо еще при проектировании учесть негативное влияние на окружающую среду, применять современные технологии при строительстве нефтегазовых сооружений и минимизировать их количество. Объекты должны располагаться строго в пределах лицензионной территории вне природоохранных зон.

Современные технологии мониторинга должны быть направлены в первую очередь на предотвращения разлива нефти, а также на быстрое устранение аварийных ситуаций.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

В случае нарушения технологического процесса добычи нефти и газа возникает опасность неконтролируемых выбросов продуктов из технологических систем и появляется реальная угроза возникновения

чрезвычайной ситуации на объекте. Наиболее опасным источником ЧС является емкостное оборудование и добывающие скважины.

Основными источниками ЧС на территории кустовой площадки нефтяного месторождения являются:

- аварии в результате ГНВП на кустовой площадке;
- аварии в результате разгерметизации (порыв/прокол) оборудования, нефтесборных трубопроводов, выкидных линий;
- аварии в результате выхода из строя автоматизированного оборудования, в связи с повреждением кабеля линии электропередач.

Для исключения разгерметизации оборудования, предупреждения аварийных выбросов и разливов опасных веществ, обеспечения максимальных условий безопасности производства и обслуживающего персонала на кустовых площадках должны быть предусмотрены следующие технические решения:

- технологическое оборудование оснащено необходимыми предохранительными клапанами для защиты оборудования от превышения давления;
- предусмотрены дренажные емкости, для опорожнения технологических аппаратов и трубопроводов;
- технологические процессы ведутся в закрытых аппаратах, исключающих возможность образования взрывоопасной смеси;
- арматура фонтанных скважин должна соответствовать ГОСТ 13846 – 89 и проходить обслуживание и ревизии;
- запорная арматура допускается к установке на ФА скважины только при наличии сертификатов и паспорта завода изготовителя.

Наиболее вероятной ЧС на территории кустовой площадки является розлив нефтепродуктов при разгерметизации выкидного коллектора скважины.

Для ликвидации аварии необходимо остановить скважину, на которой произошла разгерметизация выкидного коллектора, и вывести коллектор из работы. Сбросить избыточное давление из коллектора не дренажную ёмкость.

Для ликвидации последствий разлива необходимо «накрыть» пятно разлива пенными составами для снижения загазованности территории. Далее сделать приямки для сбора нефтепродуктов и собирать нефтепродукты с приямков при помощи специальной техники (АКН). Затем собрать грунт с остатками нефтепродуктов и вывезти в шламовый накопитель. Место разлива засыпать свежим грунтом.

Для ликвидации последствий аварий на предприятии разрабатывается план ликвидации аварии (ПЛА) для всех объектов нефтегазового промысла.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Выпускная квалификационная работа посвящена анализу эффективности применения современных систем мониторинга и управления в процессах добычи нефти при эксплуатации механизированного фонда скважин.

В работе определены основные параметры системы «скважина – насосная установка – пласт», которые необходимо контролировать, способы их мониторинга, а также методы воздействия и управления данными параметрами.

Помимо этого, рассмотрены и проанализированы используемые на данный момент на интеллектуальных месторождениях различные типы телеметрических систем, систем сбора и передачи данных со скважин, системы дистанционного и автоматического управления, а также программные комплексы, позволяющие объединить процессы мониторинга и управления в единый замкнутый непрерывный цикл. Приведена технология работы программного комплекса и его математическое обеспечение на примере расчета забойного давления.

Обоснована необходимость применения данных технологий на месторождениях России с учетом индивидуальных геолого-промысловых условий объектов.

Также проведена оценка экономической эффективности от внедрения современных технологий мониторинга и управления за счет увеличения добычи нефти и экономии средств от увеличения срока межремонтного периода скважин.

Внедрение современных технологий по мониторингу и управлению в механизированный фонд скважин, т.е. создание интеллектуальных скважин, позволяет увеличить экономическую и ресурсосберегающую эффективность от работы скважин. Однако, помимо рассмотренных выше примеров внедрение таких технологий коммерчески привлекательно еще и за счет увеличения производительности труда, снижения издержек за счет быстрого реагирования на возникающие изменения и уменьшения затрат на исследования скважин.

Также необходимо учесть фактор минимизации рисков возникновения чрезвычайных и аварийных ситуаций, которые могут возникнуть при эксплуатации механизированного фонда. Положительный эффект трудно оценить с экономической точки зрения, так как в данном случае немало важную роль играет экологическая составляющая, а также репутационные риски компании. Поэтому при выборе технологий необходимо в первую очередь опираться на данный фактор.

Были рассмотрены меры промышленной безопасности при выполнении работ по эксплуатации и обслуживанию скважин, оборудованных УЭЦН, и в рамках этого вопроса проанализированы вредные и опасные производственные факторы и рекомендованы мероприятия по минимизации их воздействия на работника.

Современные методы мониторинга помогают минимизировать возможность возникновения чрезвычайных ситуаций, однако не исключают их, поэтому необходимо заранее предусматривать комплекс мер по оперативному реагированию их возникновении.

Внедрение представленных в работе систем и технологий является ключевым фактором в развитии и повышении конкурентоспособности на мировой арене всей отечественной нефтегазовой отрасли, что является особо актуальным в условиях наращивания добычи сланцевой нефти в США, а также нефтяной войны между Саудовской Аравией и России.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Малышев А.С., Пашали А.А., Здольник С.Е., Волков М.Г. Удалённый мониторинг механизированного фонда скважин в ОАО «НК «Роснефть» // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2009. – №1. – С. 23-28
2. Геологические основы разработки нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие / Пулькина Н.Э., Зими́на С.В.; Национальный исследовательский Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 203 с
3. Крец, В. Г. Машины и оборудование газонефтепроводов [Текст]: учеб. пособие / А. В. Рудаченко, В. А. Шмурыгин, Томский политехн. ун-т, В. Г. Крец. — Томск: Изд-во ТПУ, 2013. — 376 с.
4. Китабов А. Н. Система измерения вибрации и температуры погружного электродвигателя // Мавлютовские чтения: сб.тр. в 5 т. Т. 2 / Уфимск. гос. авиац. техн. ун-т; под ред. Р. А. Бадамшина. Уфа: УГАТУ, 2009. С. 106–108.
5. Шагиев, В. Р. Системы измерения технологических параметров механизированных нефтедобывающих скважин [Текст] / В. Р. Шагиев, М. И. Хакимьянов // Вестник молодого ученого УГНТУ – 2015. – №2. – С. 5-9
6. Интеллектуальные станции управления для оптимизации добычи нефти [Электронный ресурс] // TRIOL – робототехника, силовая электроника, искусственный интеллект. – URL:<https://triolcorp.ru/news/post/intellektualnye-stantsii-upravleniya-dlya-optimizatsii-dobychi-nefti>
7. SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) [Электронный ресурс] // Национальная библиотека имени Н. Э. Баумана – URL:[https://ru.bmstu.wiki/index.php?title=SCADA_\(Supervisory_Control_And_Data_Acquisition\)&mobileaction=toggle_view_desktop](https://ru.bmstu.wiki/index.php?title=SCADA_(Supervisory_Control_And_Data_Acquisition)&mobileaction=toggle_view_desktop)
8. Павлихина, А. Н. Экспертный подход к механизированной добыче [Электронный ресурс] // Деловой Журнал Neftegaz.Ru. – 2016. — №4. — URL:

<https://magazine.neftegaz.ru/articles/nefteservis/504501-ekspertnyy-podkhod-k-mekhanizirovannoy-dobyche/>

9. Пармухина, Е. Некуда расти? Обзор российского рынка УЭЦН [Электронный ресурс] // Нефть и Капитал. – 2018. – №10. – С. 34-37. – URL: https://techart.ru/files/publications/electric_centrifugal-pumps-10-18.pdf

10. Решения и развитие интеллектуальной технологии мониторинга и управления механизированным фондом скважин [Текст] / В. В. Жильцов, А. В. Дударев, Г. В. Шитов, В. В. Чувикова // Нефтяное хозяйство. 2006. №10. С. 128–130.

11. Шершнева А., Радевич А. Станции управления насосами нефтедобычи интеллект нарастает [Электронный ресурс] // "Электронмаш". – 2009. – URL: <http://www.electronmash.ru/stancii-upravleniya-nasosami-neftedobychi>

12. Ермолович, Е. М. Современное решение для мониторинга и анализа работы УЭЦН с целью максимизации добычи нефти и увеличения наработки на отказ погружного оборудования [Электронный ресурс] // Производственно-технический нефтегазовый журнал «Инженерная практика» – 2018. – № 09. – URL: <https://glavteh.ru/мониторинг-анализ-работы-уэцн-спд/>

13. Ивановский В.Н. Системы мониторинга + системы управления = интеллектуальная скважина? [Электронный ресурс] // Производственно-технический нефтегазовый журнал «Инженерная практика» – 2010. – № 09. – URL: <https://glavteh.ru/системы-мониторинга-системы-управле/>

14. Васильев, В. А. Управление разработкой интеллектуальных месторождений / В.А. Васильев, Т.А. Гунькина, М.Д. Полтавская; Северо-Кавказский федеральный университет. – Ставрополь: Северо-Кавказский Федеральный университет (СКФУ), 2015. – 94 с. – URL: <http://biblioclub.ru/index.php?page=book&id=458380>

15. Жильцов В. В. Информационные технологии в проектировании «интеллектуальной» скважины [Электронный ресурс] / Жильцов, Федотов, Хомченко // Прикладная информатика. – 2013. – №6. – С. 15-23. – URL:

<https://cyberleninka.ru/article/n/informatsionnye-tehnologii-v-proektirovanii-intellektualnoy-skvazhiny/viewer>

16. Гулулян А. Г. Оценка экономической эффективности использования технологий цифровых месторождений при принятии управленческих решений в нефтегазовом производстве: дисс. ... канд. эк. наук: 08.00.05 / РГУ имени И.М. Губкина. – М., 2017. – 163 с. – Режим доступа: https://gubkin.ru/diss2/files/Dissertation_Gululyan_AG.pdf

17. Коробейников О. П. Роль инноваций в процессе формирования стратегии предприятий [Электронный ресурс] / О.П. Коробейников, А. А. Трифилова, И. А. 152 Коршунов // Менеджмент в России и за рубежом, 2000, №3. Режим доступа: <http://www.cfin.ru/press/management/2000-3/04.shtml>

18. "Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 24.04.2020) Глава 50. Особенности регулирования труда лиц, работающих в районах крайнего севера и приравненных к ним местностях. [Электронный ресурс] // Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_34683/

19. ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. [Электронный ресурс] // URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200136071>

20. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [Электронный ресурс] // URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200003608>

21. СанПиН 2.2.4.3359-16 Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах. [Электронный ресурс] // URL: <http://docs.cntd.ru/document/420362948/>

22. СН 2.2.4/2.1.8.562-96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. Санитарные нормы. [Электронный ресурс] // URL: <http://docs.cntd.ru/document/901703278>

23. ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности (с Изменением N1). [Электронный ресурс] // URL: <http://docs.cntd.ru/document/5200291>

24. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95

25. РД 39-22-113-78. Временные правила защиты от статического электричества на производственных установках и сооружениях нефтяной и газовой промышленности

26. ПБ 03-576-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением. [Электронный ресурс] URL: <http://www.gosthelp.ru/text/PB0357603Pravilaustrojstv.html>

27. ГОСТ 17.1.3.13-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений. [Электронный ресурс] URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200003200>

Приложение А

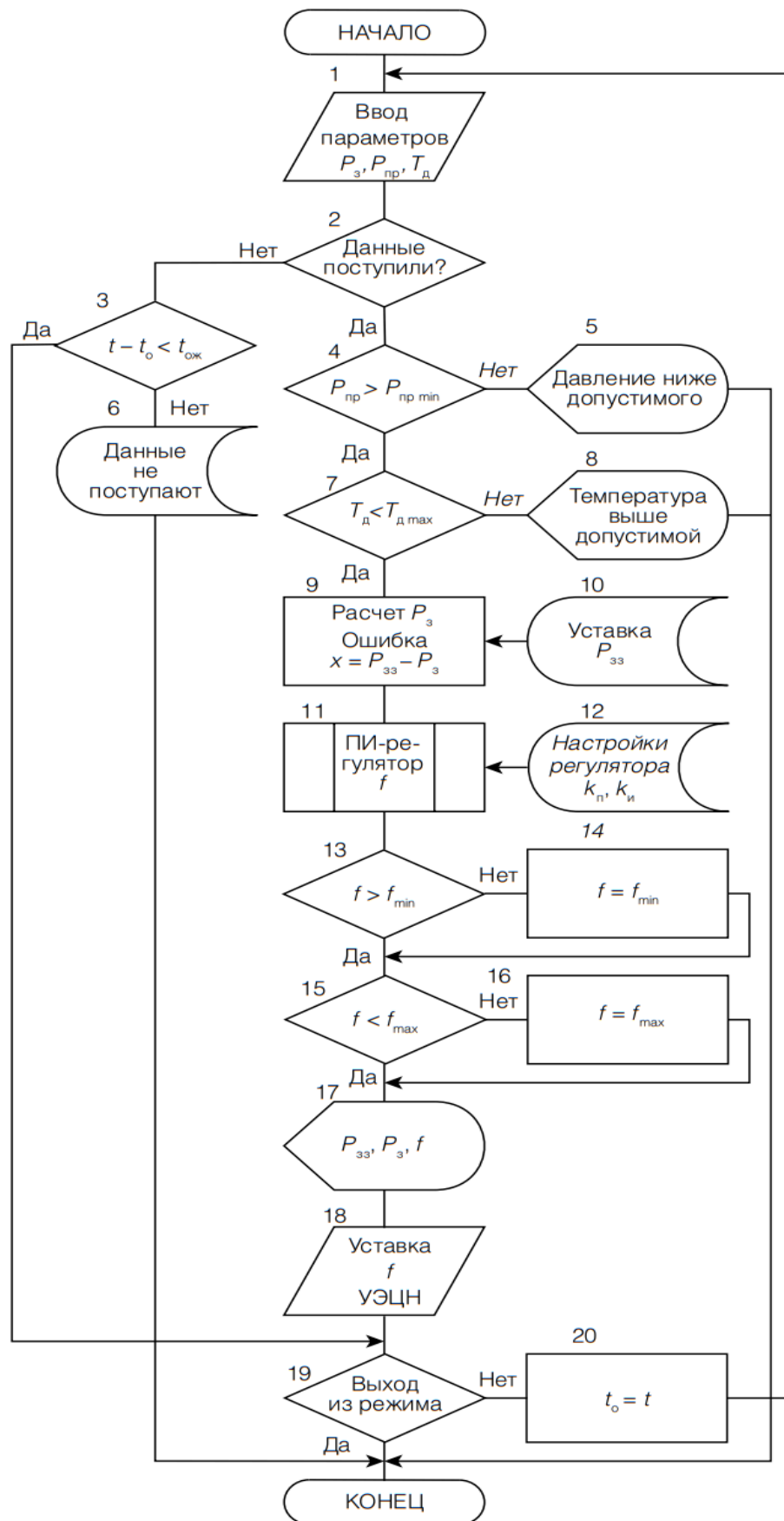


Рисунок 25 - Алгоритм регулирования забойного давления