

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 21.04.01. Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ) Нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ СИСТЕМ МОНИТОРИНГА СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ

УДК 622.276.-047.36

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ94	Гинько Виталий Владимирович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Зятиков Павел Николаевич	д.т.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	Романюк Вера Борисовна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Сечин Александр Иванович	д.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Зятиков Павел Николаевич	д.т.н.		

Результаты освоения образовательной программы

Универсальные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Системное и критическое мышление	УК(У)-1. Способность осуществлять поиск, критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий	И.УК(У)-1.1. Анализирует проблемную ситуацию как систему, выявляя ее составляющие и связи между ними
		И. УК(У)-1.2. Определяет пробелы в информации, необходимой для решения проблемной ситуации, и проектирует процессы по их устранению
		И.УК(У)-1.3. Разрабатывает стратегию решения проблемной ситуации на основе системного и других современных междисциплинарных подходов; обосновывает выбор темы исследований на основе анализа явлений и процессов в конкретной области научного знания
		И.УК(У)-1.4. Использует логико-методологический инструментарий для критической оценки современных концепций в своей предметной области
Разработка и реализация проектов	УК(У)-2. Способность управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла	И.УК(У)-2.1. Определяет проблему и способ ее решения через реализацию проектного управления
		И.УК(У)-2.2. Разрабатывает концепцию проекта в рамках обозначенной проблемы: формулирует цель, задачи, обосновывает актуальность, значимость, ожидаемые результаты и возможные сферы их применения
		И.УК(У)-2.3. Осуществляет мониторинг за ходом реализации проекта, корректирует отклонения, вносит дополнительные изменения в план реализации проекта
Командная работа и лидерство	УК(У)-3. Способность организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели	И. УК(У)-3.1. Планирует и корректирует свою социальную и профессиональную деятельность с учетом интересов, особенностей поведения и мнений людей, с которыми работает и взаимодействует
		И.УК(У)-3.2. Организует дискуссии по заданной теме и обсуждение результатов работы команды
		И.УК(У)-3.3. Планирует командную работу, распределяет поручения и делегирует полномочия членам команды
Коммуникация	УК(У)-4. Способность применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия	И.УК(У)-4.1. Решает конкретные задачи профессиональной деятельности на основе академического и профессионального взаимодействия с учетом анализа мнений, предложений, идей отечественных и зарубежных коллег
		И.УК(У)-4.2. Составляет, переводит и редактирует различные академические тексты (рефераты, эссе, обзоры, статьи и т.д.)
		И.УК(У)-4.3. Представляет результаты академической и профессиональной деятельности на различных научных мероприятиях, включая международные
		И.УК(У)-4.4. Планирует и организывает совещания, деловые беседы, дискуссии по заданной теме; аргументированно и конструктивно отстаивает свою точку зрения, позицию, идею в академических и профессиональных дискуссиях на государственном и иностранном языках

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Межкультурное взаимодействие	УК(У)-5. Способность анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия	И.УК(У)-5.1. Осуществляет профессиональную и социальную деятельность с учетом особенностей поведения и мотивации людей различного социального и культурного происхождения, в том числе особенностей деловой и общей культуры представителей других этносов и конфессий
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровье сбережение)	УК(У)-6. Способность определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки	И.УК(У)-6.1. Анализирует использование рабочего времени в широком спектре деятельности: планирование, распределение, постановка целей, делегирование полномочий, анализ временных затрат, мониторинг, организация, составление списков и расстановка приоритетов
		И.УК(У)-6.2. Сочетает выполнение текущих производственных задач с повышением квалификации; корректирует планы в соответствии с имеющимися ресурсами
		И.УК(У)-6.3. Планирует профессиональную траекторию с учетом особенностей как профессиональной, так и других видов деятельности и требований рынка труда

Общепрофессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Применение фундаментальных знаний	ОПК(У)-1. Способность решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области	И.ОПК(У)-1.1. Демонстрирует навыки физического и программного моделирования отдельных фрагментов процесса выбора оптимального варианта для конкретных условий И.ОПК(У)-1.2. Использует фундаментальные знания профессиональной деятельности для решения конкретных задач нефтегазового производства И.ОПК(У)-1.3. Анализирует причины снижения качества технологических процессов и предлагает эффективные способы повышения качества производства работ при выполнении различных технологических операций
Техническое проектирование	ОПК(У)-2. Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства	И.ОПК(У)-2.1. Использует знание алгоритма организации выполнения работ в процессе проектирования объектов нефтегазовой отрасли И.ОПК(У)-2.2. Формулирует цели выполнения работ и предлагает пути их достижения И.ОПК(У)-2.3. Выбирает соответствующие программные продукты или их части для решения конкретных профессиональных задач
	ОПК(У)-3. Способность разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии	И.ОПК(У)-3.1. Анализирует информацию и составляет обзоры, отчеты И.ОПК(У)-3.2. Владеет навыками аналитического обзора при подготовке рефератов, публикаций и не менее 50 источников при подготовке магистерской диссертации

Работа с информацией	ОПК(У)-4. Способность находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности	И.ОПК(У)-4.1. Определяет основные направления развития инновационных технологий в нефтегазовой отрасли И.ОПК(У)-4.2. Обрабатывает результаты научно-исследовательской, практической технической деятельности, используя имеющееся оборудование, приборы и материалы
Исследование	ОПК(У)-5. Способность оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизируя и обобщая достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях	И.ОПК(У)-5.1. Определяет на профессиональном уровне особенности работы различных типов оборудования и выявление недостатков в его работе И.ОПК(У)-5.3. Интерпретирует результаты лабораторных и технологических исследований применительно к конкретным условиям
Интеграция науки и образования	ОПК(У)-6. Способность участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания	И.ОПК(У)-6.1. Демонстрирует знания основ педагогики и психологии И.ОПК(У)-6.2. Демонстрирует умение общаться с аудиторией, заинтересовать слушателей

Профессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта, форсайт	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Тип задач профессиональной деятельности: педагогический				
1 «Образование и наука» (в сфере научных исследований)	1. Разработка методических материалов, для обеспечения подготовки и аттестации специалистов	01.004 Профессиональный стандарт «Педагог профессионального обучения, профессионального образования и дополнительного профессионального образования», утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 8 сентября 2015 г. № 608н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 24 сентября 2015 г., регистрационный № 38993) ОТФ G Научно-методическое и учебно-методическое обеспечение реализации программ профессионального обучения	ПК(У) -1. Способен разрабатывать методическое обеспечение для первичной и периодической подготовки и аттестации специалистов в области добычи углеводородного сырья	И.ПК(У) -1. Участвует в разработке методических документов по вопросам проведения геолого-промысловых работ, проектирования, отчетности, подготовки и аттестации в области промышленной безопасности на опасных производственных объектах в процессах добычи углеводородного сырья

Тип задач профессиональной деятельности:
технологический

19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа	1. Организация и руководство работ по добыче углеводородного сырья.	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н);	ПК(У) -2. Способен анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами добычи углеводородного сырья	И.ПК(У) -2.1. Руководит организационно-техническим сопровождением работ по восстановлению работоспособности нефтегазопромыслового оборудования при эксплуатации объектов добычи нефти и газа
	2. Обеспечение оперативного и инженерного руководства технологическим процессом добычи нефти, газа и газового конденсата.	ОТФ Д «Организация работ по добыче углеводородного сырья»		
	3. Контроль и сопровождение выполнения работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования по добыче углеводородного сырья.	ОТФ Е «Руководство работами по добыче углеводородного сырья»		
4. Организация и контроль за проведением геолого-промысловых работ		19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии» (Утвержден приказом Минтруда России от 10.03. 2015 № 151н);	ПК(У) -3. Способен оценивать эффективность инновационных технологических решений в процессе выполнения производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений углеводородного сырья	И.ПК(У) -3.1. Оценивает повышение эффективности добычи углеводородного сырья и проведения геолого-промысловых работ в процессе выполнения производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений
		ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ»	ПК(У)-4. Способен обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию и работу технологического оборудования нефтегазовой отрасли	И.ПК(У) -4.1. Обеспечивает эффективную эксплуатацию технологического оборудования, конструкций, объектов, агрегатов, механизмов в процессе добычи углеводородного сырья в соответствии с требованиями нормативной документации

			ПК(У)-5. Способен участвовать в управлении технологическими комплексами, принимать решения в условиях неопределенности	И.ПК(У) - 5.1. Руководит персоналом подразделений по добыче углеводородного сырья и геолого-промысловых работ в процессе разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений
Тип задач профессиональной деятельности: научно-исследовательский				
19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа	1. Составление текущих и перспективных планов по проведению геолого-промысловых работ 2. Разработка и контроль выполнения производственных планов и программ научно-исследовательских работ (НИР) 3. Разработка плановой, проектной и методической документации для геолого-промысловых работ	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ Е «Руководство работами по добыче углеводородного сырья» 19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии» (Утвержден приказом Минтруда России от 10.03. 2015 № 151н); ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ» ОТФ С «Разработка и контроль выполнения производственных планов и программ научно-исследовательских работ»	ПК(У)-6. Способен применять полученные знания для разработки и реализации проектов и научно-исследовательских работ различных процессов производственной деятельности на основе методики проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов	И.ПК(У) -6.1. Разрабатывает текущее и перспективные планы по эффективному проведению геолого-промысловых работ и добыче углеводородного сырья на основе методик и требований проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов
			ПК(У)-7. Способен применять современные программные комплексы для научно-исследовательских работ и проектирования технических устройств, аппаратов и механизмов, технологических процессов в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	И.ПК(У)-7.1. Разрабатывает плановую, проектную, научно-исследовательскую и методическую документацию для геолого-промысловых работ и работ по добыче углеводородного сырья с применением современных программных комплексов для проектирования технологических процессов, перевооружений, технических устройств, аппаратов и механизмов в процессе разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

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 21.04.01. Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ) Нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации (бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ94	Гинько Виталию Владимировичу

Тема работы:

Анализ эффективности применения систем мониторинга скважин на месторождениях Восточной Сибири	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	97-4/с от 07.04.2021

Срок сдачи студентом выполненной работы:	07.06.2021
--	------------

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	Обзор существующих систем и методов для мониторинга скважин. Показатели, контролируемые в системах мониторинга скважин. Виды и процесс исследований, осуществляемых системами мониторинга скважин. Роль трассерных исследований в мониторинге данных по скважинам. Опыт применения систем мониторинга скважин в России. Анализ современных технологий мониторинга скважин на месторождениях Восточной Сибири. Анализ геолого-технологических условий на X месторождении. Особенности проведения мониторинга на X месторождении. Проведение и интерпретация результатов исследований скважин. Мониторинг фильтрационно-емкостных свойств пласта с помощью трассерных исследований. Оптимальное решение по выбору системы и технологий мониторинга скважин (выводы и рекомендации).

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы:	
Раздел	Консультант
Современные методы и технологии мониторинга скважин в нефтегазовой отрасли	Максимова Юлия Анатольевна
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.э.н., Романюк Вера Борисовна
Социальная ответственность	Профессор, д.т.н., Сечин Александр Иванович
Английская часть	Доцент, к.ф.н., Болсуновская Людмила Михайловна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Современные методы и технологии мониторинга скважин в нефтегазовой отрасли.	
Анализ современных технологий мониторинга скважин на месторождениях Восточной Сибири	
Оптимальное решение по выбору системы и технологий мониторинга скважин (выводы и рекомендации)	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	15.03.2021
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Зятиков Павел Николаевич	д.т.н.		15.03.2021

Консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			15.03.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ94	Гинько Виталий Владимирович		15.03.2021

Обозначения, определения и сокращения

ТМС – телеметрические системы;

ГДИС – гидродинамические исследования скважин;

ПГИ – промысловые геофизические исследования;

КВД – кривая восстановления давления;

КСД – кривая стабилизация давления;

КВУ – кривая восстановления уровня;

ИД – индикаторная диаграмма;

ГИС – геофизические исследования скважин;

ГТМ – геолого-техническое мероприятие;

ГС – горизонтальные скважины;

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;

КИН – коэффициент извлечения нефти;

МГРП – многостадийный гидравлический разрыв пласта;

ППД – поддержание пластового давления;

ЦДНГ – цех по добыче нефти и газа;

ЭЦН – электроцентробежный насос;

КРС – капитальный ремонт скважин;

РИР – ремонтно-изоляционные работы;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

ГНКТ – гибкие насосно-компрессорные трубы;

ВНК – водонефтяной контакт;

ГНК – газонефтяной контакт;

ТРИЗ – трудноизвлекаемые запасы;

СИИС – стационарная информационно-измерительная система;

СПСК – система постоянного скважинного контроля;

ППП – повышения нефтеотдачи пластов;

НФС – низкое фильтрационное сопротивление;

ГФ – газовый фактор;

ПНГ – попутный нефтяной газ.

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 117 страниц, в том числе 29 рисунков, 15 таблиц и 31 литературный источник. Работа содержит 1 приложение.

Ключевые слова: нефть, газ, месторождение, пласт, горизонтальная скважина, добыча, мониторинг, телеметрия, замер давлений, анализ системы мониторинга, исследования, ГДИС, интенсификация.

Объектом исследования является система мониторинга скважин.

Цель работы – повышение эффективности использования систем мониторинга скважин в процессе разработки нефтяных месторождений Восточной Сибири.

Задачи:

1. Рассмотреть существующие методы и технологии мониторинга скважин;
2. Провести анализ эффективности их применения на современном этапе развития нефтегазовой отрасли;
3. Сформировать рекомендации по созданию и совершенствованию системы мониторинга скважин.

В результате исследования рассмотрены современные методы и технологии ведения мониторинга скважин, геолого-технологические условия для их применения, подходы к обработке промысловой информации, направленные на повышение эффективности системы разработки. Контроль процесса разработки может осуществляться путём реализации системы для мониторинга скважин в режиме реального времени и разработкой методов интерпретации и обработки поступающей информации.

Рассмотрен алгоритм проведения ГДИС по данным ТМС, постоянно поступающих от погружных датчиков со скважин в режиме онлайн. Данный подход к исследованиям позволяет с минимальными потерями получить

информацию о ФЕС пласта и работе скважины в целом, спрогнозировать дальнейшую добычу.

Актуальность работы связана с необходимостью обобщения накопленного опыта при использовании систем мониторинга скважин, формирования единого комплексного подхода к анализу реализуемой системы мониторинга и эффективности её применения.

Личный вклад заключается в постановке цели и задач исследования, в выполнении объёма исследований, изложенных в диссертационной работе, анализе и обобщении существующего теоретического и практического материала промысловых данных по рассматриваемой тематике.

Научная новизна выполненной работы основана на разработке комплексного подхода к ведению контроля и наблюдения за работой скважин в режиме реального времени, а также рекомендаций по совершенствованию системы мониторинга добычи.

Практическую значимость составляют предложенные рекомендации по совершенствованию существующей или созданию новой системы мониторинга скважин в процессе разработки месторождения.

Возможно применение представленного алгоритма для схожих геолого-технологических условий других месторождений, с целью адаптации данного метода на территории других добывающих предприятий.

Область применения: данный алгоритм целесообразно применять на месторождениях, находящихся на первой-второй стадиях разработки. Для выполнения бизнес-плана по добыче и повышения информативности системы разработки в целом.

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ.....	13
1.СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ И ТЕХНОЛОГИИ МОНИТОРИНГА СКВАЖИН В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ	15
1.1 Обзор существующих систем и методов для мониторинга скважин	17
1.2 Показатели, контролируемые в системах мониторинга скважин	24
1.3. Виды и процесс исследований, осуществляемых системами мониторинга скважин	31
1.4. Роль трассерных исследований в мониторинге данных по скважинам	37
1.5 Опыт применения систем мониторинга работы скважин в России.....	39
2.АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ МОНИТОРИНГА СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ.....	48
2.1. Анализ геолого-технологических условий на X месторождении	48
2.2. Особенности проведения мониторинга скважин на X месторождении	54
2.3. Проведение и интерпретация результатов исследований скважин	54
2.4. Мониторинг фильтрационно-емкостных свойств пласта с помощью трассерных исследований	62
3.ОПТИМАЛЬНОЕ РЕШЕНИЕ ПО ВЫБОРУ СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИЙ МОНИТОРИНГА СКВАЖИН (ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ).....	71
4.ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	78
4.1. Техничко-экономическое обоснование.....	78
4.2. Расчёт экономической эффективности	79
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	87
5.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	87
5.2. Производственная безопасность.....	88
5.3. Экологическая безопасность.....	98
5.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	100
5.5. Заключение по разделу	102
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	103
Источники информации:	105
Приложение А.....	108

ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день в нефтегазовой промышленности существует потребность в получении высокоточных данных работы скважин во время эксплуатации месторождения. Современным решением является применение систем мониторинга скважин.

При ведении постоянного мониторинга скважин возможно отслеживать энергетическое состояние продуктивного пласта, а также оценивать гидродинамические показатели скважин, тем самым контролируя процесс разработки месторождения.

Задача по контролю процесса разработки может решаться путём подбора оптимальной системы для дистанционного мониторинга скважин в режиме реального времени и разработкой методов обработки поступающей информации.

В состав системы мониторинга скважин должна входить погружная телеметрия, предназначенная для измерения в процессе добычи давления и температуры флюида в скважине, а также устьевые манометры с возможностью передачи данных в режиме онлайн на пульт управления телемеханикой цеха добычи.

Применение прогрессивного оборудования способствует повышению эффективности системы мониторинга, что в совокупности с современными методами обработки и интерпретации полученных данных увеличивает эффективность системы разработки в целом.

Для обеспечения эффективности системы мониторинга необходимо своевременно отслеживать параметры работы скважин, проводить исследования и обрабатывать промысловую информацию, обозначать проблемные моменты и создавать перечень соответствующих мероприятий, проводимых на скважинах, для улучшения процесса их эксплуатации.

Процесс интеллектуализации нефтедобычи приводит к появлению огромного объема цифровых данных о значениях замеров различных технологических параметров. Постоянно увеличивающийся объем данных

затрудняет их анализ даже высококвалифицированными экспертами. Для обработки такого массива данных необходимо привлечение специальных программных комплексов. Поэтому, разработка методик повышения качества поступающих промысловых данных и автоматизированных алгоритмов их обработки, являются актуальными задачами, стоящими перед инженерами-нефтяниками.

Актуальность работы обусловлена необходимостью обобщения накопленного опыта и информации по применению методов анализа эффективности систем мониторинга, выявления их достоинств и недостатков, формирования комплексного подхода к анализу реализуемой системы мониторинга и эффективности её применения для увеличения и оптимизации процесса добычи нефти и газа.

1. СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ И ТЕХНОЛОГИИ МОНИТОРИНГА СКВАЖИН В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Потребность в контроле за добычей нефти и газа возникла практически сразу, как и сама нефтегазовая промышленность. По мере наращивания темпов добычи и введения новых месторождений в эксплуатацию, появилась нужда в учёте количества добываемой продукции, а также в контроле параметров работы скважин.

По началу это было реализовано с помощью технических манометров на устье, спуска глубинных приборов в фонтанные скважины и замера дебита с помощью ёмкости. Но с развитием технологического прогресса в нефтяную промышленность пришли автоматические замерные групповые установки, электронные устьевые манометры с Wi-Fi датчиками и возможностью непрерывной передачи данных и внутрискважинные телеметрические системы (ТМС). Всё это в совокупности с методами исследования образует систему мониторинга скважин.

Система мониторинга скважин – это комплекс проводимых мероприятий, а также набор оборудования, участвующего в наблюдении за работой эксплуатационных скважин.

Под мониторингом подразумевается комплексное применение диагностических средств, способствующих контролю и наблюдению за процессом эксплуатации скважин, а также формирование электронной базы данных и методов обработки промысловой информации для своевременного принятия оперативных решений в процессе добычи.

Внутрискважинный мониторинг производится с целью контроля параметров работы скважины и включает в себя измерение давления, температуры, а также контроль профиля притока. В зависимости от применяемой системы количество измеряемых параметров может быть разным. Самые современные системы способны измерять температуру, давление, обводнённость и расход одновременно. Внутрискважинные системы передают данные в режиме online, что способствует оперативному принятию решения при

той или иной ситуации, когда нормальная работа скважины нарушается. Основная задача систем мониторинга - отслеживать работу каждой скважины и месторождения в целом [2].

При реализации технологий внутрискважинного мониторинга контроль должен быть оперативным и непрерывным, с функцией передачи информации на поверхность в режиме реального времени, без необходимости проведения внутрискважинных работ и прерывания процесса нормального функционирования промысловой скважины, а также должен быть организован централизованный сбор и формирование электронной базы данных [2].

Первые попытки реализовать концепцию системы мониторинга скважин предприняла норвежская компания Roxar, создав внутрискважинная систему постоянного мониторинга PDMS в 1987 году. Данная система позволяла получать информацию о давлении и температуре пласта.

Позже канадской компанией PioneerPetrotechServicesInc была разработана система внутрискважинного мониторинга PPS227 для насосной эксплуатации. Система производит замер в реальном времени скважинного давления, замеряет полный спектр вибрации насоса по трём осям. Используя величины вибрации в качестве основных показателей состояния насоса, можно составить план его технического обслуживания для предохранения выхода насоса из строя и увеличения срока его службы. Кроме этого, информация о реальной величине скважинного давления позволяет изменять скорость работы насоса таким образом, чтобы обеспечить его максимальную эффективность при поддержании оптимального забойного давления.

С течением времени, системы для мониторинга скважин совершенствовались, росло количество измеряемых параметров, появлялись новые методы исследования скважин и способы получения промысловой информации, которая важна для наиболее качественного регулирования процесса разработки. Обработка данных, полученных во время исследований, дает возможность установить причинно-следственные связи влияния

технологических процессов на работу эксплуатационных скважин. Всё это способствовало развитию мониторинга разработки месторождений.

1.1 Обзор существующих систем и методов для мониторинга скважин

Для анализа разработки месторождения и её регулирования необходимо знать различные параметры, которые можно получить только в процессе исследований скважин и пласта. Существуют различные методы исследования и наблюдения за работой скважин, а также разные системы для ведения мониторинга скважин. В рамках данного обзора рассмотрим некоторые из них.

Дебитометрические исследования. Сущность метода исследований профилей притока и поглощения заключается в измерении расходов жидкостей и газов по толщине пласта. Скважинные приборы, предназначенные для измерения притока жидкости и газа (дебита), называются дебитомерами, а для измерения поглощения (расхода) - расходомерами. Кроме своего основного назначения, скважинные дебитомеры и расходомеры используют и для установления затрубной циркуляции жидкости, негерметичности и мест нарушения эксплуатационной колонны, перетока жидкости между пластами [4].

Термодинамические исследования. Термодинамические исследования основаны на сопоставлении геотермы и термограммы действующей скважины. Геотерма снимается в простаивающей скважине и дает представление о естественном тепловом поле Земли. Термограмма фиксирует изменение температуры в стволе скважины. С помощью данных исследований можно определить интервалы поглощающих и отдающих пластов, а также использовать полученные результаты для: определения затрубной циркуляции; перетока закачиваемой воды и места нарушения колонны; определения высоты подъема цементного раствора за колоннами после их цементирования [4].

Геофизические исследования. Геофизические методы исследования скважин включают в себя различные виды каротажа электрическими, магнитными, радиоактивными акустическими и другими методами с целью

определения характера нефте-, газа- и водонасыщенности пород, а также некоторые способы контроля за техническим состоянием скважин [4].

Метод электрометрических исследований скважин при определенных природных геологофизических условиях позволяет на любой стадии разработки нефтяных залежей с достаточной точностью определять положение ВНК и расчленять разрез пласта на нефтенасыщенные и водонасыщенные или заводненные интервалы по различию их электрических сопротивлений. По залежам, находящимся в поздней стадии разработки, первоочередной задачей электрометрических исследований является установление текущего положения ВНК и определение остаточной нефтенасыщенной и заводненной толщин пласта [5].

Методы радиометрических исследований скважин, разработанные и внедренные в практику позднее методов электрометрии, по сравнению с последними обладают рядом преимуществ. Важнейшее из них заключается в том, что радиометрические исследования могут проводиться в обсаженных колонной скважинах и поэтому позволяют проводить многократные исследования нефтяных пластов, что очень важно для контроля подъема ВНК и характера выработки запасов нефти во времени [5].

В промысловой практике нашли широкое применение следующие модификации радиометрических исследований скважин:

- 1) нейтронно-гамма-метод;
- 2) нейтрон-нейтронный метод;
- 3) импульсный нейтрон-нейтронный метод;
- 4) импульсный нейтронный гамма-метод.

При благоприятных геолого-физических условиях с помощью радиометрических методов определяется текущее положение ВНК и значения остаточной нефтенасыщенной и заводненной толщин пластов на различные даты [5].

Методы гидродинамических исследований скважин (ГДИС) принято разделять на две большие группы. Во-первых, это «традиционные ГДИС»,

включающие спуск глубинного манометра, гидропрослушивание, замеры динамического и статического уровней и прочие операции, то есть все те мероприятия, которые проводятся уже на протяжении многих лет и, как правило, связаны с остановками скважин, потерями в добыче нефти и, соответственно, с существенными капитальными и операционными затратами.

Другой вариант проведения ГДИС – пассивные исследования скважин (мониторинг), основанные на обработке данных датчиков погружной телеметрии, устанавливаемых на приеме электроцентробежных насосов или в колонне НКТ, в случае фонтанной эксплуатации. В последние годы, оснащенность фонда скважин ТМС у многих добывающих предприятий значительно возросло. Сейчас все скважины оснащаются телеметрией. Поэтому возникло логичное предложение – использовать регистрируемые этими ТМС данные (в частности, давление на приеме) для анализа фильтрационно-емкостных свойств пласта, т.е. для проведения ГДИС.

Преимущества у такого подхода весьма существенные. Во-первых, это возможность получения данных на больших временных промежутках, и анализ поведения забойного давления при изменении режима работы скважины. Во-вторых, такие исследования являются по сути бесплатными, поскольку датчики записывают информацию в непрерывном режиме, даже во время остановки насоса, и не требуется проводить никаких специальных операций на скважине.

Проведение пассивных гидродинамических исследований скважин возможно благодаря использованию телеметрических систем (систем телемеханики).

Телеметрические системы (ТМС) используются на всех современных месторождениях нефти и газа, так как это необходимо для контроля за технологическими процессами. Скважины не стали исключением, в них применяются погружные телесистемы. Система погружной телеметрии предназначена для измерения в процессе добычи давления и температуры флюида в скважине. Данная технология может применяться как в фонтанных скважинах, так и в скважинах, оборудованных насосом. При ведении

постоянного мониторинга с помощью систем ТМС возможно отслеживать энергетическое состояние продуктивного пласта, а также оценивать гидродинамические показатели скважин, тем самым контролируя процесс разработки месторождения. При использовании систем ТМС, и ведении постоянного мониторинга, становится возможным получить целостную картину работы скважины и оперативно принимать решения по разработке.

В условиях современности на нефтегазовых месторождениях для измерения параметров скважин применяют телеметрические системы. Финансовые выгоды от применения телеметрии очевидны. ТМС обеспечивают предприятия очень точной и достоверной информацией о параметрах пласта и скважин.

Телеметрическая система состоит из погружного и наземного оборудования. К погружному оборудованию относятся: датчик давления и температуры с защитным контейнером, погружной кабель, протекторы кабеля. Наземное оборудование включает в себя: блок управления с системой резервного питания и поверхностный кабель.

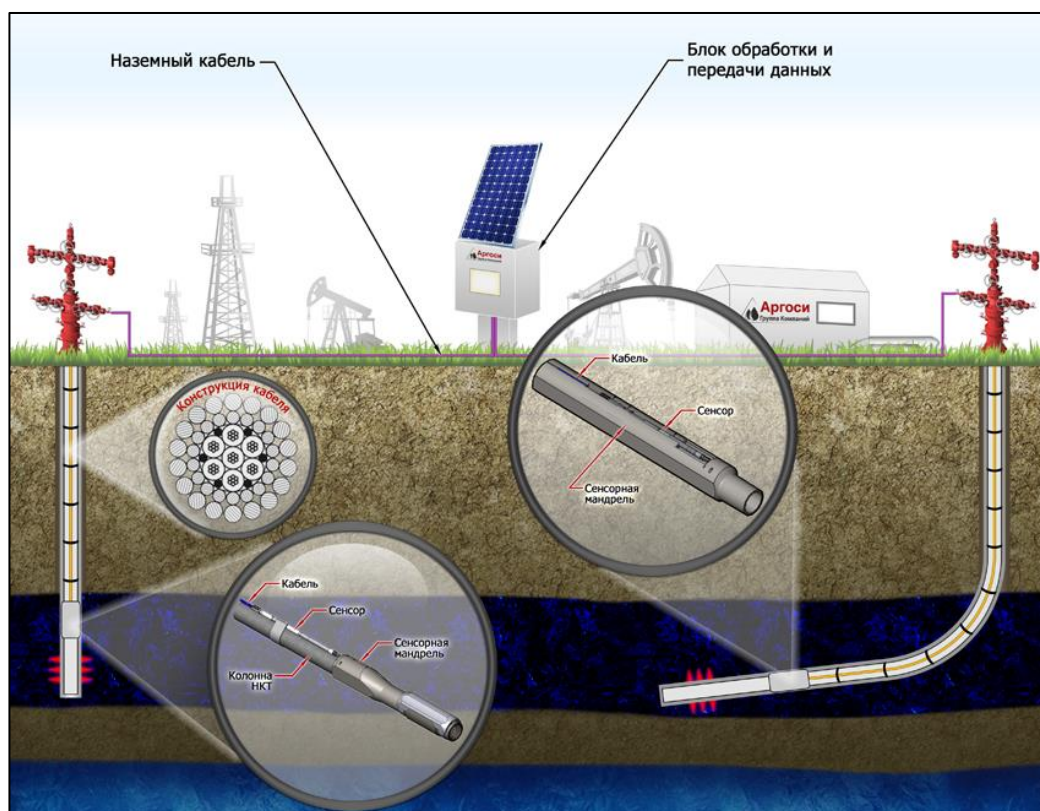


Рисунок 1 - Схема погружной системы мониторинга

Принцип действия телеметрических систем состоит в сборе измерительной информации от первичных преобразователей (погружное оборудование), обработке полученной измерительной информации и хранении результатов обработки (наземное оборудование).

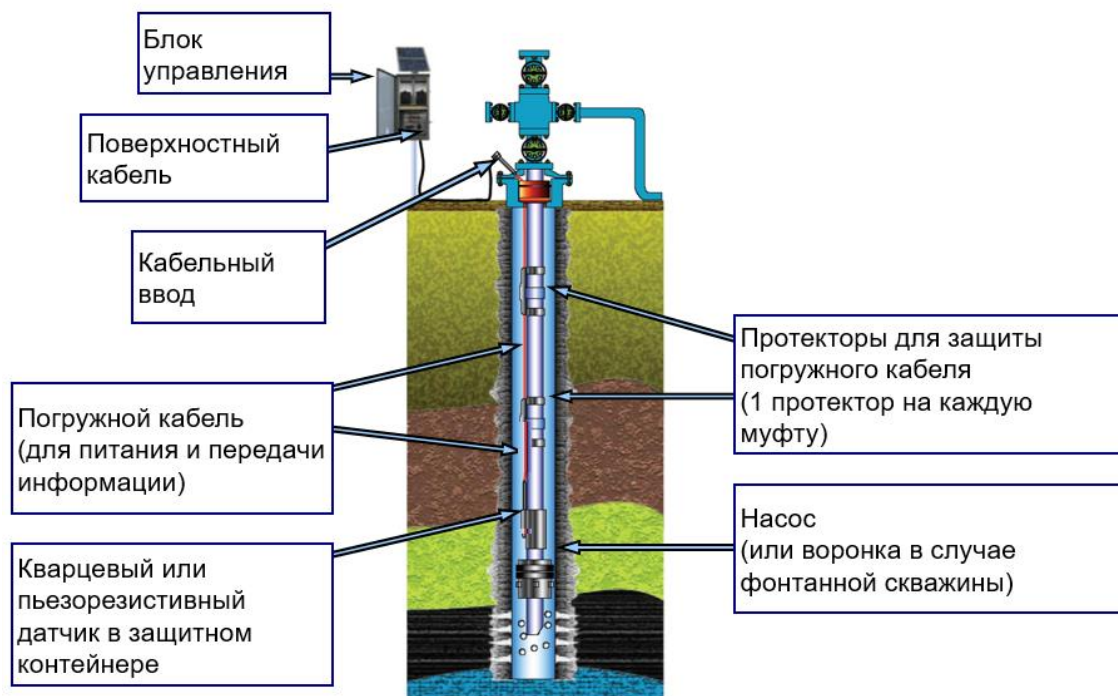


Рисунок 2 – Состав оборудования телеметрической системы

Защитный контейнер для манометра - предназначен для защиты датчика от повреждения в процессе спускоподъемных операций и эксплуатации скважины (вибрации при старте ЭЦН). Устанавливается как составная часть НКТ (внутренний и внешний диаметры соответствуют НКТ). Имеет специальное крепление для датчика. В зависимости от скважинных условий используется 2 типа контейнеров: цельнолитые и сварные. Контейнеры различаются стоимостью и надежностью. Максимальный диаметр контейнера зависит от диаметра НКТ. Длина контейнера – около 3 м.

Манометр-термометр скважинный автономный предназначен для регистрации во времени значений давления и температуры в точке его размещения. Прибор производит измерение давления и температуры и через заданные интервалы времени записывает их в электронную энергозависимую память.



Рисунок 3 - Манометр-термометр скважинный

Погружной кабель - предназначен для передачи информации от датчика до устья скважины и питания датчика. Структура кабеля:

- Медный проводник (диаметр проводника: ~1 мм).
- Изоляция выполнена из фторопласта Nalar.
- Броня кабеля – трубка из нержавеющей стали (SS 316L). Внешний диаметр трубки – 6.35 мм. Толщина стенки – 0.75мм.
- Полипропиленовая оболочка – квадратное сечение 11мм.

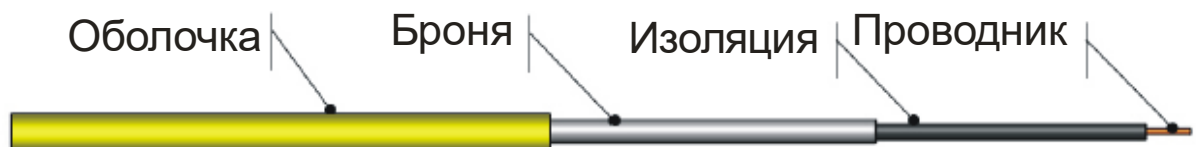


Рисунок 4 – Структура погружного кабеля

Протектор кабеля - предназначен для защиты погружного кабеля при СПО. Обычно используются 2 типа протекторов:

1. облегченный протектор для установки на участках скважины с углом наклона менее 15°
2. усиленный протектор для установки с углом наклона скважины от 15° до 90°.

Протекторы выполнены из углеродистой стали и устанавливаются на муфтах НКТ (по 1 протектору на каждой муфте).

Усиленный протектор



Облегченный протектор



Рисунок 5 – Протектор кабеля двух типов

Поверхностный кабель - предназначен для передачи информации от устья скважины до поверхностного блока управления и питания датчика. Данный кабель может применяться при любой погоде, гарантируется работоспособность при температурах от -60° до $+40^{\circ}$. Усиленная оплетка обеспечивает защиту от повреждения техникой и животными.

Поверхностный блок управления - предназначен для хранения, отображения, передачи исследовательской информации и настройки. Хранение информации в стандартной SD карте памяти. Блок оснащен системой резервного питания. При отключении питания на кусте гарантируется работоспособность в течение 7 дней. Также оснащен системой обогрева. Диапазон рабочих температур: -60° до $+40^{\circ}$.



Рисунок 6 – Поверхностный блок управления

Блок автоматики осуществляет сбор, управление и передачу данных со скважины в ЦДНГ.

1.2 Показатели, контролируемые в системах мониторинга скважин

Мониторинг скважин, совершаемый посредством телеметрических систем, даёт возможность оценивать различные параметры и показатели, в зависимости от выбранных методов исследования.

Для оценки полученных во время мониторинга данных, необходимо определить - какие задачи позволяют решать эти исследования. Например, пластовое давление ($P_{пл}$) и коэффициент продуктивности ($K_{прод}$) определяются по индикаторным диаграммам (ИД) и кривым восстановления давления (КВД) на устье скважины. Гидропроводность, проницаемость, скин-фактор – так же по КВД и кривым стабилизации давления (КСД). Исследования методом ИД предполагают отработку скважины на нескольких установившихся режимах (не менее трех). Регистрация КВД для определения пластового давления и коэффициента продуктивности предполагает остановку скважины до достижения стабилизации забойного давления или режима радиального притока;

КСД – запуск скважины после остановки и ее отработку до достижения режима радиального притока [2].

Современные системы мониторинга подразумевают проведение КСД и КВД по ТМС без спуска прибора, передачу данных со станции управления и последующую обработку с интерпретацией. Такой подход позволяеткратно сократить убытки предприятия и получить положительный экономический эффект благодаря тому, что, проводя исследования по замеру забойного давления не приходится производить остановку скважины и терять в добыче.

В таблице 1, помимо решаемых задач и методов обработки данных, указаны также необходимые исходные данные. Практически в каждом случае необходима история динамики дебита жидкости скважины. И, хотя в настоящее время методики онлайн-расчета дебита не выдерживают критики с точки зрения строгой метрологии (соответствия фактическим данным), для решения оперативных задач это направление представляет большой интерес [2].

Таблица 1 - Виды исследований для определения параметров пласта

Определяемый параметр	Метод обработки	Необходимые исходные данные
R _{пл}	КВД	-
	ИД	Дебит жидкости (история)
K _{прод}	КВД	Дебит жидкости (история)
	ИД	
Гидропроводность	КВД	Дебит жидкости (история)
	КСД	
Фазовая проницаемость (нефти и воды)	КВД	Дебит жидкости (история), обводнённость, вязкость нефти и воды, эффективная толщина пласта
	КСД	
Абсолютная проницаемость	КВД	Дебит жидкости (история), обводнённость, вязкость нефти и воды, эффективная толщина пласта, относительные фазовые проницаемости
	КСД	
Скин-фактор	КВД	Дебит жидкости (история), обводнённость, эффективная толщина пласта, пористость, сжимаемость нефти воды и породы, относительные фазовые проницаемости
	КСД	

Проведение исследований на различных режимах по данным, полученным от ТМС, позволяет получить следующую информацию о продуктивном пласте:

- текущее пластовое давление;
- проницаемость;
- скин-фактор;
- коэффициент продуктивности;
- гидропроводность.

Текущее пластовое давление – это важнейший параметр, характеризующий энергетическую возможность пласта в данной скважине. С его помощью рассчитывается коэффициент продуктивности и оценивается потенциал скважины, то есть планируемый дебит. Также важно учитывать пластовое давление при капитальном ремонте скважин (КРС) в процессе глушения скважины. При уточнении стадии разработки, берутся во внимание депрессии и пластовое давление. Производится сопоставление план/факт в соответствии с расчётами в проектной документации.

В процессе разработки, большое значение имеет проницаемость пласта. В процессе добычи важно оценивать проницаемость с точки зрения работы пласта и возможности реализации его энергетического потенциала. Оценив проницаемость в призабойной зоне конкретной скважины, появляется возможность подобрать наиболее оптимальный технологический режим работы. Также, этот параметр важен для гидродинамического моделирования.

Также важно оценивать скин-фактор, который характеризует фильтрационное сопротивление потоку жидкости в призабойной зоне из пласта в скважину. Он неразрывно связан с проницаемостью и точно также способствует в подборе более корректного режима работы скважины.

Он неразрывно связан с проницаемостью и точно также способствует в подборе более корректного режима работы скважины.

По сути, гидродинамические исследования скважин на неустановившемся режиме являются единственным источником по одновременному определению и эффективной проницаемости, и скин-фактора. Именно эти два параметра

определяют потенциальные технологические показатели эксплуатации скважины, следовательно, объёмы добычи и технико-экономические показатели разработки месторождения. Для получения этих параметров используют КВД, когда в работающей скважине сначала замеряется забойное давление посредством ТМС, а далее скважину останавливают и замеряют восстановление забойного давления по времени, как правило с интервалом 1 замер каждые 10 секунд. Полученную информацию обрабатывают с помощью метода Хорнера, используя линейную зависимость P_{wf} от $\ln\{(t_p+\Delta t)/\Delta t\}$:

$$P_{wf}(\Delta t) = P_i - \frac{9,205qB\mu}{kh} * \left\{ \ln\left(\frac{t_p+\Delta t}{\Delta t}\right) \right\}, \quad (1)$$

Где P_i – начальное пластовое давление, атм; $P_{wf}(\Delta t)$ – забойное давление, замеренное в работающей скважине, атм; μ – динамическая вязкость, спз; B – объёмный коэффициент флюида, м³/м³; q – дебит скважины в пластовых условиях, м³/сут; k – проницаемость, мД; h – толщина пласта, м; t_p – время работы скважины до остановки, в часах; Δt – время после остановки, в часах.

Уравнение представляется в следующем виде:

$$P_{wf}(\Delta t) = P_i - m \cdot \left\{ \ln\left(\frac{t_p+\Delta t}{\Delta t}\right) \right\}, \quad (2)$$

Где m – коэффициент угла наклона прямой линии на графике зависимости P_{wf} от $\ln\{(t_p+\Delta t)/\Delta t\}$, определив который, можно рассчитать произведение проницаемости на толщину:

$$kh = 9,205 \cdot \frac{qB\mu}{m}, \quad (3)$$

Точка пересечения прямой линии с осью координат даёт пластовое давление. Скин-фактор рассчитывается по формуле:

$$S = 0,5 \cdot \left[\frac{P_{wf(\Delta t=1)} - P_{wf(t_p)}}{m} + \ln \frac{t_p+1}{t_p} - \ln \frac{k}{\varphi \mu c_t r_w^2} + 7,12034 \right], \quad (4)$$

Где φ – пористость, %; c_t – общая сжимаемость система, атм⁻¹; r_w – радиус скважины, м; $P_{wf(t_p)}$ – забойное давление, замеренное в работающей скважине до остановки; атм.

Также, зная произведение проницаемости на толщину пласта (kh) можно рассчитать гидропроводность пласта исходя из формулы:

$$\varepsilon = \frac{kh}{\mu}, \quad (5)$$

Где ε – гидропроводность пласта, $\text{м}^3/\text{Н}\cdot\text{с}$.

Помимо произведения kh , проницаемость можно рассчитать исходя из Закона Дарси:

$$V_{\phi} = k \cdot \frac{\Delta P}{\mu L} = \frac{Q}{F}, \quad (6)$$

Где V_{ϕ} – скорость фильтрации, $\text{м}/\text{с}$; ΔP – перепад давления, атм ; L – длина пористой среды, м ; Q – дебит жидкости, $\text{м}^3/\text{с}$; F – поперечное сечение пористой среды, по которой происходит фильтрация, м^2 . В данном уравнении проницаемость является коэффициентом пропорциональности между скоростью фильтрации и градиентом давления.

Владея расчётом такого набора параметров, можно анализировать эффективность системы разработки на определённом временном промежутке.

Наиболее важными для мониторинга скважин являются задачи по оцениванию энергетического состояния пласта, его фильтрационно-емкостных свойств, проведению анализа динамики изменения технологических параметров работы скважин. Системы мониторинга скважин ведут гидродинамические исследования непрерывно и, как правило, помогают решать эти задачи путём обработки, анализа и интерпретации полученных данных. Оценка гидродинамических показателей крайне важна и должна проводиться своевременно. Благодаря этому происходит повышение информативности системы разработки месторождений.

Основная цель мониторинга разработки месторождения - оценка эффективности системы разработки, осуществляемая с помощью расчёта технологических показателей. Совершенствование технологических показателей происходит благодаря внесению изменений в текущую систему разработки, либо путём её модернизации за счёт регулирования работы скважин. Но по большей части, технологические показатели разработки зависят от геолого-физической характеристики залежи, причем определяющим является тип, размер и форма залежи, неоднородность строения продуктивного объекта,

запасы углеводородов в нем и относительная подвижность флюида. Исходя из такого набора показателей проводится анализ разработки месторождения, подбирают программу исследований, систему мониторинга скважин [5].

Мониторинг скважин – процесс, результаты которого обобщаются к текущему моменту при формировании какого-либо проектного документа на разработку месторождения. Поэтому, присутствует нужда в единоначалии собираемой информации касательно аналитики разрабатываемого месторождения. Необходимо это для понимания эффективности выработки запасов и применяемых решений на том или ином месторождении. Наиболее приоритетными для мониторинга разработки задачами, являются выявление соответствия принимаемых проектных решений конкретным производственным и геологическим условиям, определение их актуальности, а также оценка полноты их выполнения. В рамках решения этой задачи выполняются:

- оценка энергетического состояния залежей;
- динамика изменения обводненности добываемой продукции;
- оценка характера и степени выработки запасов нефти;
- оценка эффективности методов повышения продуктивности скважин и увеличения нефтеотдачи пластов [5].

Энергетическая характеристика месторождения определяется при пробной эксплуатации, но в силу непродолжительности этого периода, уточнение энергетической характеристики проводится в процессе разработки месторождения во время скважинного мониторинга. В процессе мониторинга скважин, исследователи обрабатывают значительный объём данных по замерам давлений, динамике их изменения, информацию о взаимодействии зоны отбора с газовой шапкой и учёт добываемого попутного нефтяного газа, изменению газового фактора [5].

Как правило, энергетическая характеристика подразумевает определение режима залежи и расход энергетического потенциала, а также состояние забойных и пластовых давлений на текущий момент [5].

В связи с этим одной из задач мониторинга скважин является подтверждение заданного проектным документом режима работы месторождения, для этого рассматривается динамика среднего пластового давления в зоне отбора и состояние текущего пластового и забойного давлений и газового фактора по площади пласта на дату анализа. Если выявляется, что значение среднего пластового давления в зоне отбора ниже давления насыщения, а забойное давление в добывающих скважинах снизилось по отношению к давлению насыщения более чем на 25% при значительном повышении газового фактора, то водонапорный режим на месторождении отсутствует и разработка его ведется на режиме растворенного газа. Важно отметить, что на современном уровне развития нефтегазового дела такое положение наблюдается исключительно редко [5].

При не своевременном введении системы поддержания пластового давления (ППД) в эксплуатацию, а также для подтверждения существования упруговодонапорного режима определяется запас упругой энергии или объем нефти, добываемой из залежи за счет упругой энергии жидкости и пласта:

$$\Delta V_3 = \beta^* \cdot \Delta V_0 \cdot \Delta P, \quad (7)$$

где ΔV_3 - запас упругой энергии залежи; β^* - коэффициент упругоёмкости пласта;

$$\beta^* = m \cdot \beta_{ж} + \beta_{с}, \quad (8)$$

m - пористость; $\beta_{ж}$ - коэффициент сжимаемости жидкости (нефти); $\beta_{с}$ - коэффициент сжимаемости среды (породы); V_0 - объем пласта; ΔP - снижение давления, $\Delta P = P_{нач} - P_{пл}$ ($P_{нач}$ - начальное среднее пластовое давление; $P_{пл} = P_{нас}$ - давление насыщения нефти газом).

Обладая информацией о значениях накопленной добычи нефти и воды, представляется возможным определить наличие упругой энергии в залежи и целесообразность системы ППД [5].

Получение наиболее важной информации происходит при вводе в работу новых скважин. Проведение исследований на этапе ввода в эксплуатацию даёт так называемые «начальные условия». На первых стадиях жизни месторождения

в процессе мониторинга проводится уточнение начального пластового давления по залежи и ее участкам и пластам. Среднее начальное (или текущее) пластовое давление определяют по картам изобар как средневзвешенное по площади с помощью формулы:

$$P_{\text{пл.ср}} = \frac{(P_1+P_2) \cdot F_1 + (P_2+P_3) \cdot F_2 + \dots + (P_n+P_{n+1}) \cdot F_n}{2 \cdot (F_1+F_2+\dots+F_n)}, \quad (9)$$

где $P_1; P_2, \dots, P_n$ - величина давления на изобарах; F_1, F_2, \dots, F_n - площади между смежными изобарами. Энергетическое состояние залежи представляется динамикой и текущими значениями давлений. В динамике с начала разработки дается среднее пластовое давление в зоне отбора [5].

Следует отметить, что эффективность системы мониторинга скважин, и, соответственно качество мониторинга процесса разработки месторождения будет зависеть от выполнения объёмов исследований скважин с периодичностью, определённой проектной документацией. Также это будет зависеть от оперативности получения информации, правильной интерпретации данных и своевременности принятия решений в процессе добычи.

1.3. Виды и процесс исследований, осуществляемых системами мониторинга скважин

При использовании систем ТМС, и ведении постоянного мониторинга, становится возможным получить целостную картину работы скважины и оперативно принимать решения по разработке. ТМС обеспечивают недропользователя очень точной и достоверной информацией о параметрах работы скважин.

Учитывая объём фонда скважин, необходимо выработать алгоритмы сбора и обработки промысловых данных с учетом особенностей взаимодействия подразделений предприятия. У большинства компаний России структуры подразделений в значительной мере схожи и на основе этого утверждения можно смоделировать процесс взаимодействия служб предприятия. На рисунке 7

показана предполагаемая схема сбора и обработки данных, которая включает в себя систему постоянного мониторинга добычи нефти с помощью ТМС.

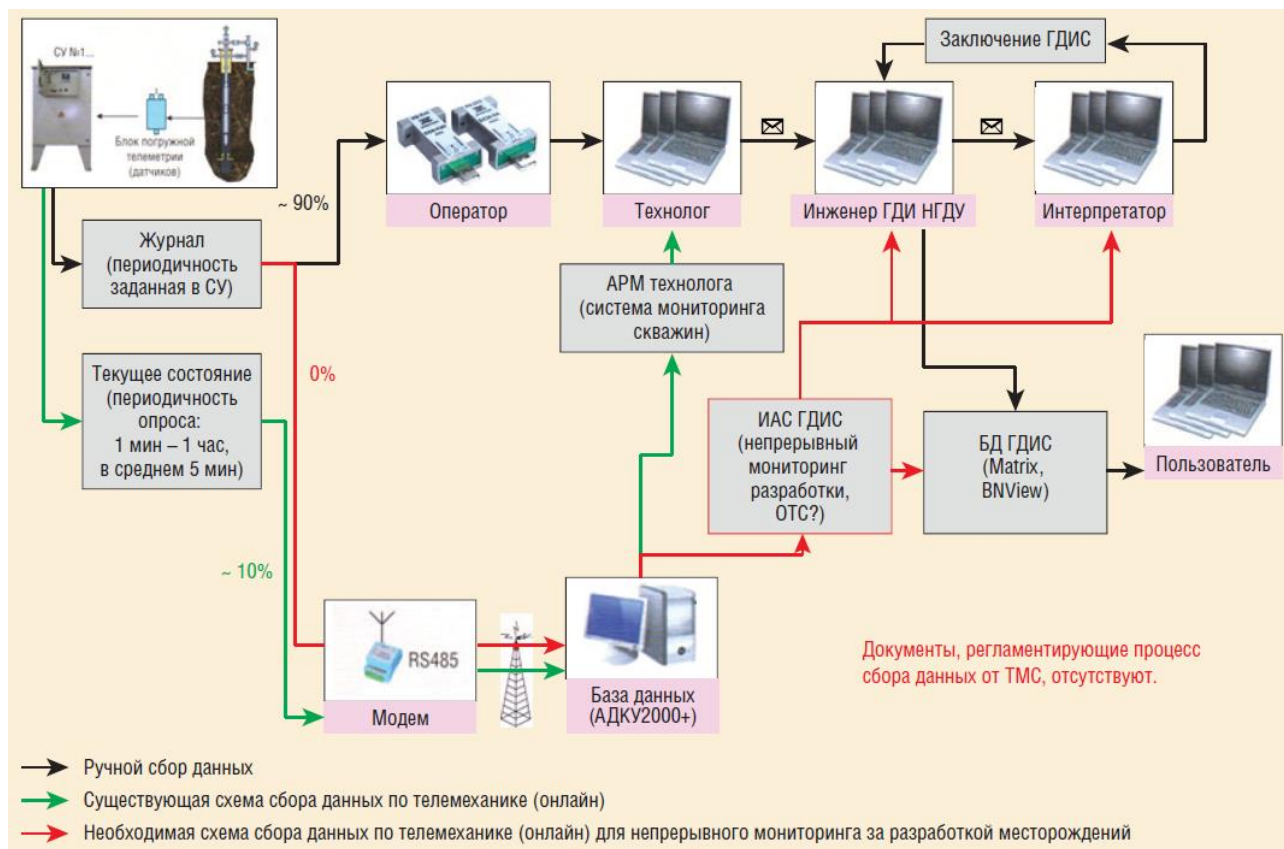


Рисунок 7 - Отработка технологии непрерывного мониторинга разработки месторождений с помощью телеметрических систем [7]

Поступающая от станции управления ЭЦН промысла информация передается для просмотра на рабочее место диспетчера цеха добычи нефти и газа, а затем – на сервер системы телемеханики ЦДНГ последующего хранения, откуда средствами удаленного доступа по корпоративным каналам связи передается на автоматизированные рабочие места специалистов обслуживающей ЭЦН организации. Параллельно необходимо формировать нормативную базу, которая должна четко регламентировать служебные обязанности каждого участника процесса непрерывного мониторинга добычи [7].

В общем случае процесс ГДИС с помощью систем внутрискважинного мониторинга состоит из двух больших блоков (рисунок 8). Во-первых, это сбор данных, включающий собственно получение первичных данных от ТМС и их передачу через специальные каналы связи потребителю. Второй блок – это

интерпретация данных. Важной частью этого блока является предварительная подготовка данных для интерпретации. Этот этап необходим для того, чтобы интерпретаторам не пришлось работать с громадными массивами данных, основная часть которых им не пригодится [7].

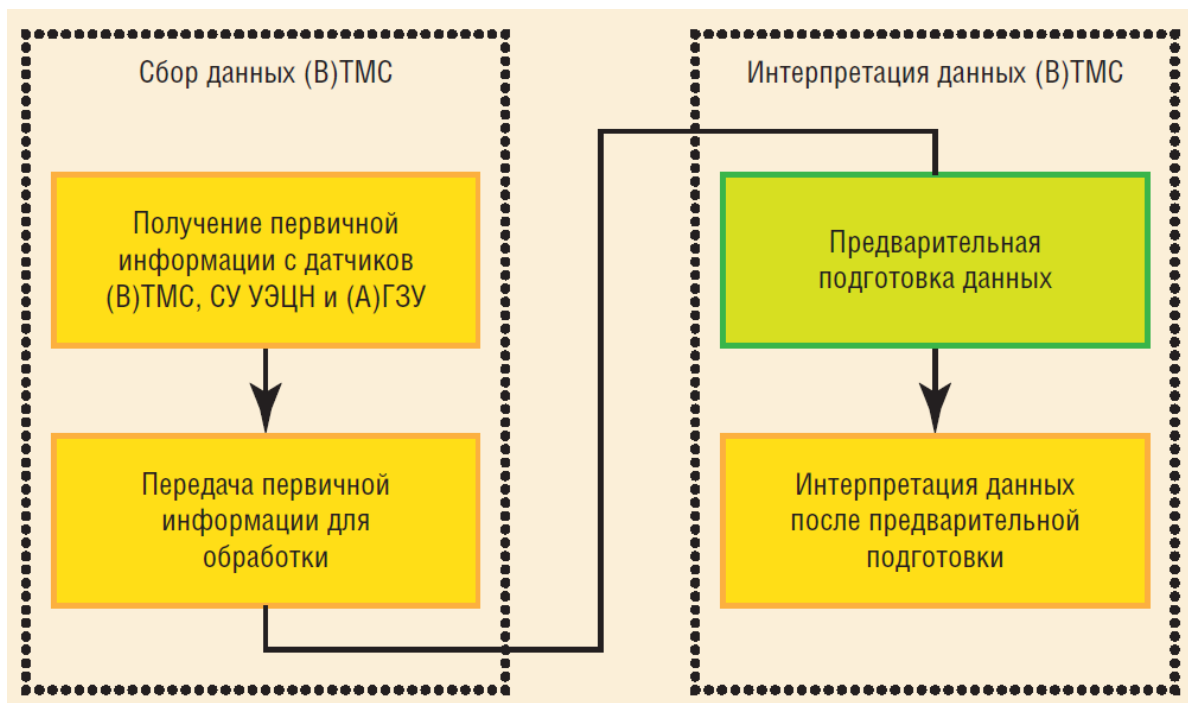


Рисунок 8 - Подготовка данных для интерпретации [7]

Предварительная подготовка получаемых от ТМС данных для интерпретации включает в себя четыре этапа: классификацию (оценку пригодности данных для интерпретации), фильтрацию (сглаживание и редукцию), выделение информативных интервалов (например, КВД/КПД) и восстановление дебита (на основе косвенных показателей).

Под процессом классификации подразумевается отделение кондиционных данных от некондиционных. Кондиционные данные – это данные ТМС по забойному давлению (полученные с помощью пересчета из давления на приеме насоса), которые теоретически допускают интерпретацию с точки зрения ГДИС.

К некондиционным данным относятся те интервалы изменения давления, которые интерпретировать невозможно в принципе: постоянные или нулевые значения, разрывы во времени (рисунок 9), а также участки кривых, обработка которых вносит большую долю субъективизма: зашумленность, низкое

разрешение, влияние технологических работ, работа скважины в периодическом режиме (условно некондиционные) [7].

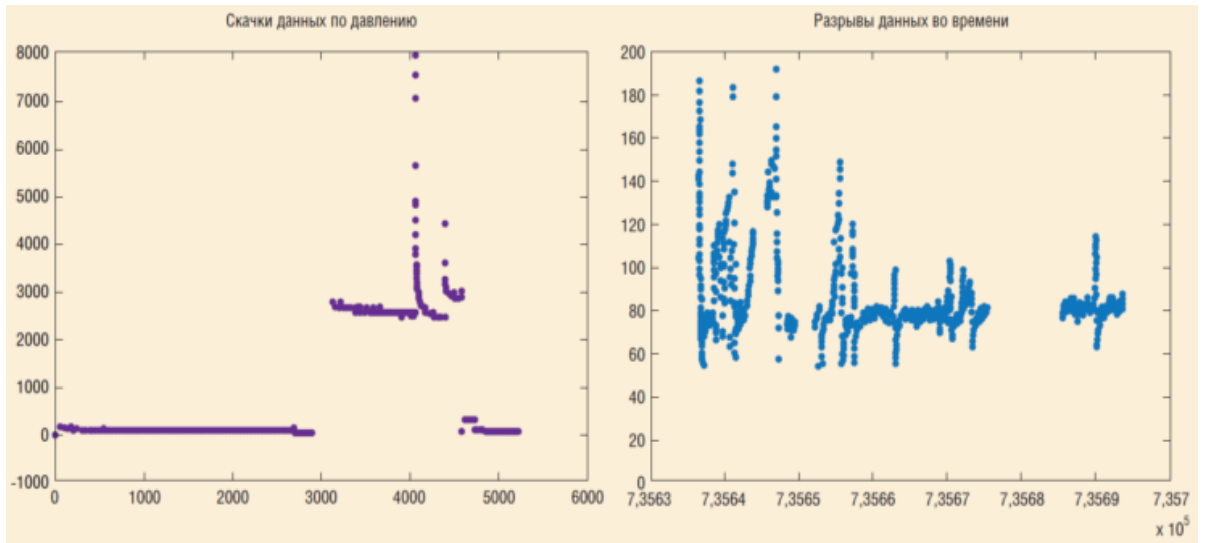


Рисунок 9 - Примеры временных рядов «некондиционных» данных [7]

На этапе фильтрации данных проводится их математическая обработка с целью получения из большого массива данных более компактной, удобной для интерпретации выборки, без потери исходной информации. Процесс фильтрации данных состоит из процедур сглаживания и редукции (рисунок 10).

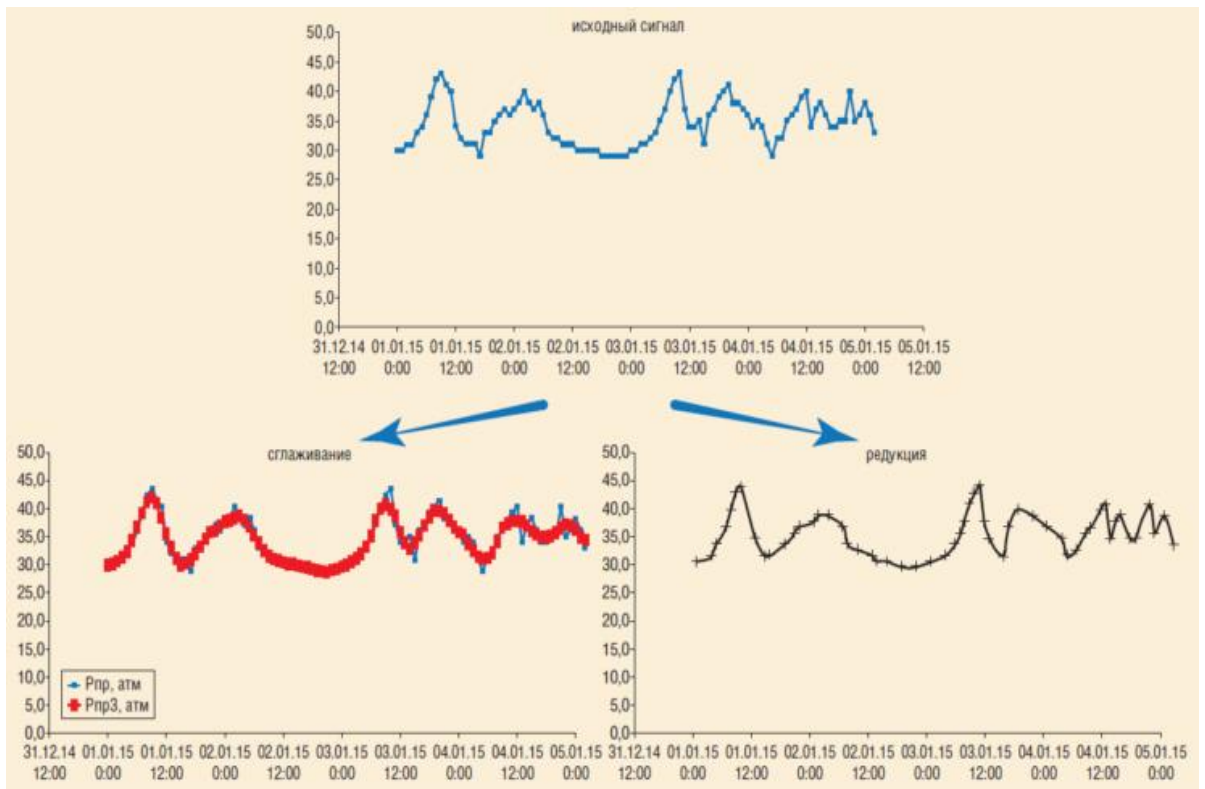


Рисунок 10 - Фильтрация кондиционных данных [7]

Сглаживание кривой давления на этапе фильтрации – это удаление выбросов и скачков. Редукция представляет собой прореживание данных с целью уменьшения их объема для последующей интерпретации. При этом редукция должна проводиться таким образом, чтобы вся важная информация сохранялась [7].

Для анализа данных ГДИС в случае исследования скважины на неустановившемся режиме интервалы постоянной работы ЭЦН не представляют интереса. Поэтому при подготовке данных для интерпретации важно выделить только информативные интервалы, которые в данном случае связаны с запуском или остановкой насоса (КПД/КВД, рисунок 11) [7].

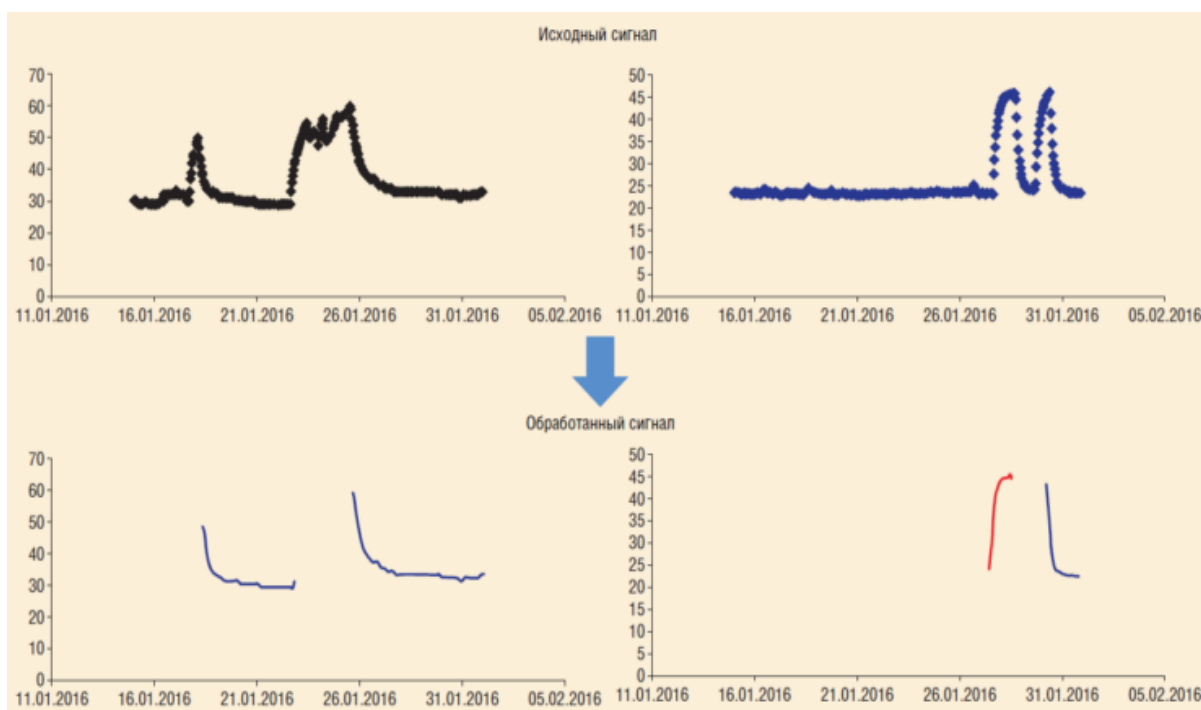


Рисунок 11 - Выделение информативных интервалов [7]

Во многих случаях для интерпретации ГДИС необходимо знать не только динамику давления, но и то, как при этом изменяется дебит скважины. Однако замеры последнего в большинстве случаев не удовлетворяют интерпретатора ни по качеству, ни по дискретности. Тогда на помощь приходит «виртуальный расходомер» – набор методик и алгоритмов, позволяющих рассчитывать дебит жидкости скважины на основе косвенных параметров (замеры давления ТМС, параметры ЭЦН) [7].

Основных задач у «виртуального расходомера» две. Во-первых, это определение дебита газожидкостной смеси скважин, где отсутствует возможность проведения прямого замера, во-вторых, определение дебита скважин, дискретность прямых замеров в которых (например, раз в неделю) недостаточна для качественной интерпретации [7].

Дебит скважины определяется из условия равенства полезной мощности ПЭД (N_{mot}) и потребляемой мощности ЭЦН (N_{pump}):

$$N_{pump} = N_{mot}, \quad N_{pump} = \frac{(P_{out} - P_{in}) * (Q_{liq} + Q_{gas})}{\eta_{pump}}, \quad N_{mot} = M\omega, \quad (10)$$

где P_{in} и P_{out} – давления на приеме и выкиде ЭЦН, Q_{liq} и Q_{gas} – расход жидкости (пересчитанный из дебита жидкости в поверхностных условиях) и газа через насос, M и ω – момент на валу, зависящий от силы и напряжения тока, и угловая скорость вращения вала ПЭД, η_{pump} – КПД насоса. Если есть возможность нормирования дебита по замерным значениям, то КПД насоса определяется из этой нормировки. Если такой возможности нет, то используется расходно-напорная характеристика ЭЦН:

$$\eta_{pump} = K_{degr} \eta(F, Q_{liq} + Q_{gas}), \quad (11)$$

$$P_{in} - P_{out} = \rho_{wat} g K_{degr} H(F, Q_{liq} + Q_{gas}), \quad (12)$$

где η и H – паспортные зависимости соответственно КПД и напора насоса от частоты F и дебита смеси $Q_{liq} + Q_{gas}$, $\rho_{wat} = 1000 \text{ кг/м}^3$, $g = 9,81 \text{ м/с}^2$, K_{degr} – коэффициент деградации напора насоса (при отсутствии информации берется равным единице) [7].

Таким образом, зная характеристики глубинно-насосного оборудования, а также показания силы, напряжения и частоты рабочего тока ЭЦН, мы можем, решив обратную задачу, вычислить дебит скважины и пересчитать полученное для ЭЦН значение для поверхностных условий. Получив все необходимые данные, интерпретатор готов проводить дальнейший анализ, с помощью которого, в дальнейшем, удастся подобрать оптимальный режим работы скважины [7].

1.4. Роль трассерных исследований в мониторинге данных по скважинам

Одна из главных задач, решаемая любой нефтедобывающей компанией – повышение эффективности выработки нефтяных пластов и увеличение нефтеотдачи. Важной составляющей выполнения этой задачи является получение точных оценочных характеристик разрабатываемого пласта при проведении мониторинга разработки месторождения.

Для уточнения параметров разрабатываемого пласта, необходимо проведение трассерных исследований, что в комплексе будет являться мониторингом скважин и месторождения в целом.

С точки зрения контроля за процессом заводнения, этот метод является наиболее информативным. Трассерные исследования позволяют дать количественную оценку фильтрационно-емкостным свойствам пород-коллекторов.

Индикаторные исследования – это исследования фильтрационных потоков продуктивного пласта. Суть метода заключается в добавке индикаторных веществ (меченой жидкости) в вытесняющий агент, закачиваемый в пласт через водонагнетательные скважины, отборе проб с контрольных (добывающих) скважин и лабораторного анализа с интерпретацией полученных данных.

Цели трассерных исследований: на стадии организации заводнения и ввода новых скважин – установление направления и динамики продвижения фронта заводнения по площади пласта, а на стадии разработки заводненных пластов – установление гидродинамической связи между нагнетательными и добывающими скважинами, определение скоростей движения воды, ФЕС и активности трассируемых зон пласта [6].

Индикаторный метод предназначен для изучения геологического строения нефтяных пластов и фильтрационных потоков жидкости в них [6].

С точки зрения проведения мониторинга скважин, трассерные исследования позволяют определить:

- гидродинамическую связь между нагнетательной и добывающими скважинами;
- межпластовые перетоки;
- скорость фильтрации меченой жидкости по пласту;
- распределение фильтрационных потоков в пласте;
- проницаемость зон пласта, по которым фильтруется меченая жидкость;
- объем пласта, через который фильтруется меченая жидкость;
- вклад нагнетаемой воды в обводненность продукции конкретной добывающей скважины;
- непроизводительную закачку нагнетаемой в пласт воды;
- влияние мероприятий по выравниванию профиля приёмистости нагнетательных скважин на изменение фильтрационных потоков в пласте;
- эффективность различных методов повышения нефтеотдачи пласта путём проведения исследований до и после воздействия [6].

Трассерные исследования обладают наибольшей информативностью из всех известных гидродинамических методов изучения пластов и позволяют разделять влияние каждой нагнетательной скважины на работу окружающих добывающих скважин (перекрестное трассирование) в режиме реального времени без каких-либо дополнительных изменений в режимах их работы. Метод трассерных исследований позволяет с достаточной точностью определить параметры для характеристики эффективности применяемых методов повышения нефтеотдачи пластов (ПНП), способов изоляции водопритока, введения в эксплуатацию новых скважин и регулирования технологических режимов работы, а также других существующих геолого-технологических мероприятий [6].

Реализуются индикаторные исследования следующим образом. Первым этапом подбираются скважины для закачки трассеров и первоначальный выбор (контрольных) добывающих скважин (на участке исследования, в зоне возможных каналов фильтрации). Далее производят фоновый отбор проб жидкости. На третьем этапе определяют необходимое количество трассерных

веществ для закачки в каждую конкретную нагнетательную скважину и осуществляют закачку меченой жидкости в пласт. На заключительном этапе производят отбор и анализ проб пластовой воды на содержание индикатора, а затем интерпретируют полученные данные [6].

Жидкость в пластах движется с небольшой скоростью по мельчайшим каналам, образованным системами пор или трещин, контактируя с огромной площадью поверхности породы. Горная порода имеет минералогический состав и часто содержит элементы, способствующие задержке индикатора. Давление и температура в глубоко залегающих нефтяных горизонтах высокие. Насыщены они разнообразными флюидами, причём пластовые воды обычно высокоминерализованные.

1.5 Опыт применения систем мониторинга работы скважин в России

До недавнего времени у нефтяных компаний не было оперативной, надёжной, дешевой универсальной цифровой технологии эффективного контроля эксплуатации и мониторинга добывающих нефтяных скважин. Особые трудности в этом направлении возникли в последние годы, когда нефтяные компании перешли на массовое применение бурения горизонтальных скважин (ГС), проведение объёмных многостадийных гидроразрывов пласта (МГРП), разработку низкопроницаемых коллекторов с трудноизвлекаемыми запасами (ТРИЗ), составляющих в настоящее время большую часть запасов углеводородного сырья [1].

В России, каждое нефтегазодобывающее предприятие пытается решать задачу повышения эффективности гидродинамического и геофизического контроля разработки и мониторинга добычи путём применения различных технических средств, опираясь на общеизвестные методики интерпретации и анализа, не предназначенные для систем внутрискважинного мониторинга и не адаптированные под современные реалии [1].

Наиболее актуальным это направление стало для ПАО «Газпром нефть» в связи с переходом компании на разработку активов с низкопроницаемыми

коллекторами с ТРИЗ, где традиционные комплексы ПГИ и ГДИС недостаточно эффективны. Необходимость перехода от традиционных ПГИ и ГДИС на системы мониторинга скважин в процессе разработки (т.е. дистанционную гидродинамическую и геофизическую мониторинговую систему на основе модулей СИИС – стационарных информационно-измерительных систем). Решение данной задачи на объектах ПАО «Газпром нефть» на первом этапе (до 2014 г.) было реализовано путем модернизации стационарных датчиков давления и температуры (датчиков телеметрических систем насосов), изначально устанавливаемых с целью контроля чисто эксплуатационных параметров. Меры, принятые в компании ПАО «Газпром нефть» для перехода от датчиков-индикаторов на сертифицированные высокочувствительные средства измерения давления и температуры, а также направленные на расширение памяти регистрирующих устройств, позволили обеспечить прямой способ дистанционной регистрации забойного давления и беспроводную передачу этих данных в обрабатывающие центры [1].

Работы по внедрению комплексной системы гидродинамического и геофизического мониторинга включали в себя следующие аспекты:

а) разработку концепции, теории и методики выполнения исследований на этапах создания мониторинговой стационарной дистанционной системы и ее применения для оптимизации эксплуатации месторождений;

б) формулировку задач, решение которых позволит создать эффективную систему мониторинга добывающих нефтяных скважин;

в) разработку нормативно-методического, методико-алгоритмического и программного обеспечения для проведения, обработки, количественной интерпретации, документирования и анализа результатов цифрового непрерывного мониторинга (в том числе, алгоритмов обработки больших массивов данных);

г) разработку технологии применения стационарных комплексов СИИС, а также требований к охвату и созданию опорных сетей наблюдения;

д) модернизацию оборудования и измерительных средств СИИС;

ж) опытно-промышленную апробацию оборудования, технологий и аппаратурных средств СИИС при работе в различных типах добывающих скважин (вертикальных, горизонтальных, с МГРП и др.);

з) разработку технологии оценки информативности получаемых записей, алгоритмов их интерпретации применительно к основным типам СИИС [1].

На первом этапе внедрения на объектах ПАО «Газпром нефть» была модернизирована и повсеместно реализована система точечных СИИС, устанавливаемых на серийном насосном оборудовании. Благодаря модернизации удалось наладить ведение мониторинга забойных давлений и транслировать эту информацию потребителям (обрабатывающие центры). Программа исследований была полностью изменена в силу технических возможностей нового оборудования – более высокой чувствительности измерений давления (0,0001–0,001 МПа). В результате регламентные ГДИС в добывающих скважинах проводятся без привлечения геофизических сервисов и длительных остановок скважин на замеры КВД и КВУ [1].

Используя СИИС и ведение мониторинга, удалось избежать долговременных остановок скважин, а вместе с тем и потерь по добыче сырья (рисунок 12).

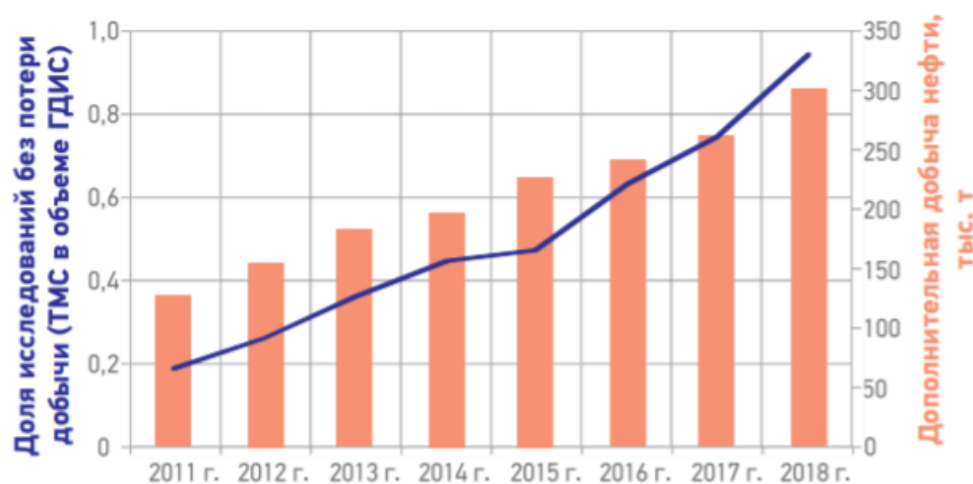


Рисунок 12 – Дополнительная добыча нефти после перехода на проведение гидродинамических исследований скважин по показаниям систем мониторинга [1]

В качестве полигона было выбрано Южно-Приобское месторождение. При достижении 100%-ого охвата фонда оснащением СИИС удалось добиться качественной оценки пластового давления, скин-фактора, оценки интерференции скважин (взаимовлияние) и исключить некорректные замеры забойных давлений с помощью пересчёта по динамическому уровню. Была разработана методика (оформлен патент), позволяющая отказаться от долговременных КВУ и КВД и обходиться лишь записью КСД с кратковременными КВУ (технологические интервалы простоя ЭЦН). На примере Южно-Приобского месторождения (годовая добыча в 2018 г. составила более 11 409 тысяч тонн нефти), где ежегодный эффект от внедрения точечных СИИС оценивается на уровне 880 тысяч тонн дополнительно добытой нефти, можно сделать вывод, что оптимизация добычи за счет уже внедренных средств СИИС дает совокупный эффект 7,7 % уровня добычи месторождения. Составляющие экономического эффекта: оптимизация работы насосов, выравнивание профиля приемистости с перераспределением закачки воды, снижение прямых потерь добычи нефти вследствие замены комплексов ГДИС (с записью КВД и КВУ) на СИИС с регистрацией КСД в режиме реального времени. На указанном этапе помимо точечных СИИС, обеспечивающих замеры ГДИС, применялись и многоточечные СИИС с автономными и дистанционными комплексами датчиков ПГИ (расходомер, влагомер, термометр, манометр), устанавливаемых на разных глубинах в вертикальных и наклонно-направленных скважинах (обычно – в кровле совместно разрабатываемых нефтяных пластов или в интервале перфорации) [1].

Выполнение бизнес-плана по добыче и снижению капиталовложений на эксплуатацию – является приоритетными задачами для большинства российских нефтяных компаний. Интеллектуализация и применение высокотехнологичного оборудования оказывают положительный эффект на разработку ТРИЗ, а потому представляют собой перспективное направление для развития. Дальнейшее повышение эффективности ПГИ и ГДИС в высокотехнологичных ГС, а также повышение эффективности самой разработки активов с ТРИЗ связано с

переходом от разовых исследований к долговременным мониторинговым наблюдениям распределенными по всему стволу СИИС. В настоящее время наиболее перспективными из них являются оптоволоконные СИИС, адаптированные для удаленного измерения по всему профилю скважины температуры, а также точечно-распределенные оптоволоконные системы (на основе решеток Брэгга) [1].

Далее рассмотрим применение систем мониторинга на примере газовых скважин Харвутинской площади Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения ООО «Газпром добыча Ямбург».

Для данного месторождения был сформирован метод диагностики причин нарушения работы скважин для оперативного решения проблем и нештатных ситуаций. Реализовали этот метод при помощи имеющихся телеметрических систем и диспетчерской системы управления. Это способствовало уменьшению потерь времени и материальных затрат на воссоздание с нуля системы непрерывного, оперативного наблюдения и контроля за работой скважин. Одновременно проводятся газодинамические исследования скважин (измерение забойного давления) и с помощью системы телеметрии с заданной дискретностью измеряются дебит скважины, давление и температура газа на ее устье, расчетным путем определяется значение забойного давления. Вместе с тем проводится сопоставление плановых расчётных значений забойного давления фактически измеренным. Параллельно идёт уточнение эмпирических коэффициентов в формуле расчёта давления, определяется точность измерения. Со станции управления телеметрии в режиме онлайн информация транслируется на пульт диспетчерского управления. Ведётся анализ изменения динамики давления и сопоставление со значениями при нормальной работе скважин. Автоматизированная система оперативного контроля технического состояния газовых и газоконденсатных скважин реализована на базе действующей информационно-управляющей системы диспетчерского управления ООО «Газпром добыча Ямбург» [3].

Предложен и разработан метод оперативного контроля изменения технического состояния скважин, проводимый между стандартными плановыми ГДИС. Удаётся повысить безопасность при добыче газа за счёт тщательного контроля за изменением устьевых параметров, отслеживаемых посредством устьевых ТМС. Непрерывный мониторинг разработки месторождения ведётся на основе результатов, получаемых в режиме реального времени при анализе отклонений от заданного проектом технологического режима работы скважин [3].

При традиционных гидродинамических исследованиях на закрытой скважине проводят замер пластового давления (до момента стабилизации на одном значении) и на работающей скважине – замер забойного давления, а также температуру на забое. Эти данные получают посредством спуска в скважину глубинного прибора. Данный вид исследований производят не реже одного раза в год. Помимо всего прочего, на поверхности делают замер дебита, устьевых давлений и температуру скважинной продукции. Замеры осуществляют за счёт телеметрической системы, являющейся одной из подсистем в структуре информационно-управляющей системы диспетчерского управления предприятия [3].

Оперативное моделирование зависимости величины забойного давления от расхода газа определяют из результатов фактических измерений давления на устье скважины, ее характеристик и текущих параметров добываемого флюида по формуле:

$$p_3 = \sqrt{p_y^2 e^{2S} + \theta Q^2}, \quad (13)$$

при этом,

$$2S = 0,0683 \frac{\rho L}{Z_{cp} t_{cp}}, \quad (14)$$

$$\theta = 0,01413 * 10^{-10} \frac{z_{cp}^2 t_{cp}^2 (e^{2S} - 1) \lambda}{D^5}, \quad (15)$$

где p_3 – давление на забое скважины, МПа; p_y – давление на устье фонтанных труб, МПа; Q – дебит скважины, тыс. м³/сут; ρ – средняя по стволу

скважины плотность газа, кг/м^3 ; L – расстояние от устья до забоя скважины, м; $z_{\text{ср}}$ – средний коэффициент сжимаемости газа, безмерная величина; $t_{\text{ср}}$ – средняя по стволу скважины температура газа, К; λ – коэффициент гидравлического сопротивления, зависящий от числа Рейнольдса, средней скорости потока и вязкости газа, безмерная величина; D – внутренний диаметр фонтанных труб, м [3].

По итогу традиционных гидродинамических исследований проводится уточнение и сопоставление коэффициентов, чтобы фактически замеренные на забое скважины значения более точно соответствовали первоначальным расчётным. Полученные значения коэффициентов фиксируются и используются при моделировании указанных процессов до следующего ГДИС [3].

В период между традиционными ГДИС в реальном масштабе времени и с заданным шагом дискретизации, используя средства телеметрии, измеряют устьевую температуру и устьевое давление газа на устье скважины, а также дебит скважины. По формуле определяют расчетное значение забойного давления p_3 . На основе полученных значений p_3 строят график зависимости давления от временной функции (рисунок 13). На этот же график наносят значение забойного давления $p_{3\text{ГДИС}}$, определенного в процессе гидродинамических исследований, при этом учитывают значение поправки на снижение пластового давления Δp_3 , связанное с эксплуатацией скважин [3].

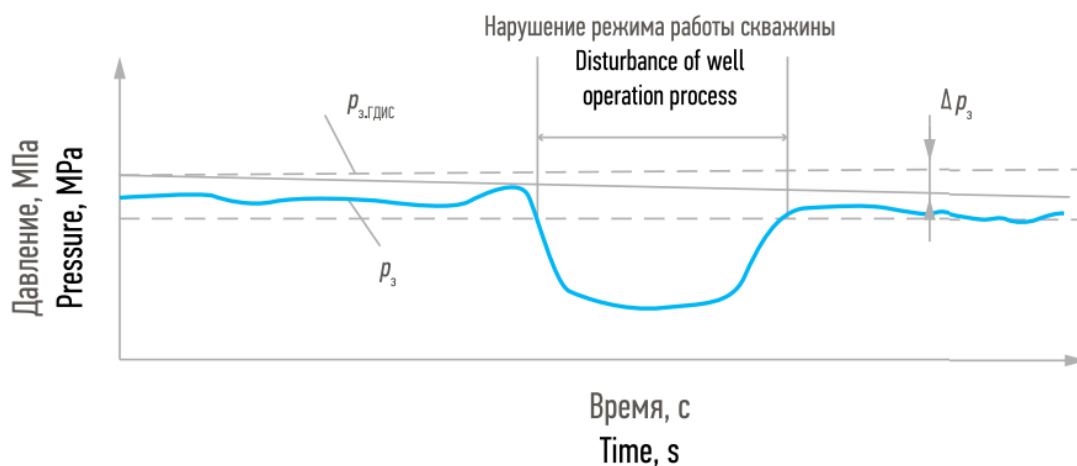


Рисунок 13 – Динамика синхронного изменения значений забойного давления [3]

Если динамика графика расчетного значения забойного давления p_z совпадает или идет параллельно значению забойного давления $p_{z\text{ГДИС}}$, т.е. разность давлений $(p_z - p_{z\text{ГДИС}})$ постоянна, то можно уверенно сделать вывод, что технологический процесс в скважине протекает нормально. Как только динамика разности $(p_z - p_{z\text{ГДИС}})$ начинает изменяться во времени и пересекает заранее определенную границу (на рисунке 13 - область нарушения режима работы скважины), об этом сразу сообщается оператору [3].

При выявлении нарушений на практике возможны различные случаи. Если при текущем расходе величина забойного давления постепенно снижается и становится меньше показателя, определяемого построенной по результатам ГДИС зависимостью, то система мониторинга выдает сообщение оператору о том, что продуктивность скважины снижается по причине формирования песчаной пробки на забое и требуется снизить расход газа. Если величина потери давления в стволе скважины, определяемая как разность величин забойного и устьевого давлений, растет и становится выше показателя при ГДИС, то выдается сообщение обслуживающему персоналу о том, что увеличилось количество воды в продукции скважины и требуется проведение геофизических и специальных исследований скважины. И наконец, если температура на устье скважины опускается ниже температуры гидратообразования при текущем устьевом давлении, наблюдается рост забойного давления с одновременным снижением устьевого давления и (или) расхода газа, то выдается сообщение об образовании в стволе скважины газовых гидратов и необходимости немедленной подачи на забой ингибитора гидратообразования [3].

Такая методика даёт возможность оперативно выявить осложнения и отклонения от нормального технологического режима работы скважины, своевременно устранить причины нарушения функционирования скважины и в сжатые сроки предотвратить потери по добыче, путём восстановления начального режима эксплуатации [3].

На основе изложенных идей и принципов, компаний ООО «Газпром добыча Ямбург» разработана и внедрена автоматизированная система

оперативного контроля технического состояния газовых и газоконденсатных скважин (АСОКТС Г и ГС), позволяющая отслеживать и выявлять отклонения от технологического режима работы скважин при непрерывной эксплуатации. Апробация системы проведена на газовых скважинах Харвутинской площади Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) в Ямало-Ненецком автономном округе (ЯНАО) России. Это месторождение было выбрано в силу своего современного технического оснащения, а также типичности климатических условий. Данная система реализована на базе резервной мощности ИУС ДУ ООО «Газпром добыча Ямбург», что исключило затраты на приобретение дополнительного оборудования и значительно сократило время на внедрение системы, существенно повышая ее экономическую эффективность [3].

Взяв во внимание полученные положительные результаты внедрения данной инновационной системы мониторинга скважин, целесообразно будет применить её и на других газопромысловых объектах ООО «Газпром добыча Ямбург» [3].

2. АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ МОНИТОРИНГА СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ

2.1. Анализ геолого-технологических условий на X месторождении

X месторождение отличается высокой сложностью геологического разреза, значительной неоднородностью свойств карбонатного коллектора с чередованием различных типов пустотного пространства со специфическими фильтрационными свойствами, обеспечивающими продуктивность скважин.

Основная нефтегазоносность связана с X карбонатными отложениями. Коллекторами являются кавернозно-трещиноватые доломиты верхней части X комплекса.

Запасы углеводородов сосредоточены в кавернах, пустотах вдоль трещин, трещинах, микротрещинах, микрокавернах.



Рисунок 14 – Концептуальная модель карбонатного коллектора X месторождения

Типы пустотного пространства:

- **Трещины** – основной фильтрующий компонент пустотного пространства. Средняя плотность трещин в пределах залежи – 2-3 тр/м.
- **Каверны и зоны выщелачивания** – в случае высокой гидродинамической связи между кавернами данные зоны наряду с трещинами будут обеспечивать хорошую продуктивность. Зоны выщелачивания широко распространены в пределах X залежи на X ЛУ и в меньшей степени на востоке X лицензионном участке.

- **Микропустотность** – пустотность составлена микрокавернами и микротрещинами.
- **Матрица** – представлена тупиковыми порами, микропустотами, заполненными остаточной водой, не проницаема.

Выделена отдельная составляющая пустотного пространства: зоны выщелачивания.



Рисунок 15 – Распределение типов пустотного пространства коллектора X месторождения

Для подсчёта запасов использовалась только эффективная пористость. Среднее значение эффективной пористости по X залежи – по нефти 1,5 %, по газу 1,9 %.

Достоверность определения пористости по ГИС подтверждается лабораторными исследованиями керна и данными ЯМК:

- В скважинах старого фонда достоверность определения коэффициента пористости подтверждается на статистическом уровне;
- В скважинах нового фонда достоверность определения коэффициента пористости дополнительно подтверждается данными разномасштабных исследований (томография, образцы увеличенного диаметра, ЯМК).
- Проводился контроль достоверности оценки доли карбонатности пород

Основные осложняющие факторы – карбонатный каверново-трещинный коллектор, наличие газовой шапки и подстилающей воды при значительной вертикальной анизотропии проницаемости. Всё это весьма усложняет геологическое строение и, соответственно, процесс добычи нефти.



Рисунок 15 – Фрагмент керна карбонатного коллектора X месторождения
(порода доломит)



Рисунок 16 – Коридоры трещин в кернах коллектора X месторождения

При оценке достоверности определения общей пористости пород использовались результаты современных исследований керна (томография, точные гелиевые пикнометры и др.) и ЯМК, а также уточнялся состав и параметры глинистых минералов.

При оценке проницаемости, следует отметить, что основная нефтегазоносность заключается в кавернах и трещинах, а, следовательно, и фильтрация в пласте идёт по разветвлённой сети каналов и трещин внутри доломитов. Средняя эффективная нефтегазонасыщенная толщина в пределах X составляет 92,4 м (в том числе по газонасыщенная 45,6 м, нефтенасыщенная 46,8

м). Коэффициент начальной нефтенасыщенности (газонасыщенности) принят константой на уровне 90%, характерной для коллекторов с трещинно-каверновым типом пустотного пространства. Более детально параметры продуктивного пласта представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Геолого-физическая характеристика X пласта

Параметры	Единицы измерения	Пласт X
Средняя глубина залегания (абс. отметка)	м	-1995
Тип залежи		Массивная
Тип коллектора		Каверново-трещинный
Площадь нефтеносности, С1/С2	тыс. м ²	657330 / 464560
Средняя нефтенасыщенная толщина	м	46,8
Средняя газонасыщенная толщина	м	45,6
Пустотность нефтенасыщенная /газонасыщенная часть	доли ед.	0,017 / 0,018
Средняя нефтенасыщенность	доли ед.	0,9
Средняя газонасыщенность	доли ед.	0,9
Проницаемость,	мкм ² *10 ⁻³	49
Начальная пластовая температура	⁰ С	26,6
Начальное пластовое давление (на ГНК)	МПа	21,9
Вязкость нефти в пластовых условиях,	МПа*с	1,35
Вязкость нефти в поверхностных условиях	МПа*с	8,45
Плотность нефти в пластовых условиях	кг/м ³	0,699
Плотность нефти в поверхностных условиях	кг/м ³	0,812
Абсолютная отметка ГНК	м	2023
Абсолютная отметка ВНК	м	2072
Объемный коэффициент нефти	доли ед.	1,38
Содержание серы в нефти	%	0,23
Содержание парафина в нефти	%	1,88
Давление насыщения нефти газом	МПа	21,19
Газосодержание	м ³ /т	194
Плотность воды в пластовых условиях	т/м ³	1,17
Плотность воды в поверхностных условиях	т/м ³	1,167
Вязкость воды в пластовых условиях	мПа*с	1,73
Вязкость воды в поверхностных условиях	мПа*с	1,76
Сжимаемость	1/МПа*10 ⁻⁴	
- нефти		18,64
- воды		4,37

Таблица 3 – Физико-химические свойства нефти X месторождения

Показатель	Значение нефти
Плотность при 20°C, кг/м ³	812,0
Содержание хлористых солей, мг/дм ³	От 2 до 60
Кинематическая вязкость, мм ² /с: - при температуре 20°C - при температуре 50°C	6,38 3,82
Температура застывания, °C	< -48
Давление насыщенный паров, кПа	53,4
Содержание, % масс: парафина серы воды	0,84 0,197 следы
Содержание механических примесей, % масс	От 0,0050 до 0,0070
Содержание хлорорганических соединений во фракции н.к.-204°C, ppm	<5,0
Массовая доля, ppm: сероводорода метил-, этилмеркаптанов	<2,0 <2,0

Исследованиями установлено, что нефть X месторождения в соответствии с ГОСТ Р 58518 относится:

- к 1-му классу малосернистых нефтей;
- к типу «0» особо легкая;
- к 1-й группе: давление насыщенных паров не более 66,7 кПа, концентрация хлористых солей не более 100 мг/дм³, массовая доля воды не более 0,5% масс;
- к 1-му виду: содержание сероводорода и метил-, этилмеркаптанов в сумме не более 20 и 40 ppm соответственно.

Объект разработки – залежь пласта X, система разработки залежи горизонтальными скважинами по прямоугольной сетке 1600x1400 м, с возвратной закачкой газа в газовую шапку и попутно добываемой воды ниже ВНК в рифейские отложения. Длина горизонтального ствола – 1000 м по пласту, система блоковая трехрядная. Система заводнения - площадная 9-ти точечная. Проектный коэффициент извлечения нефти (КИН) – 0,393.

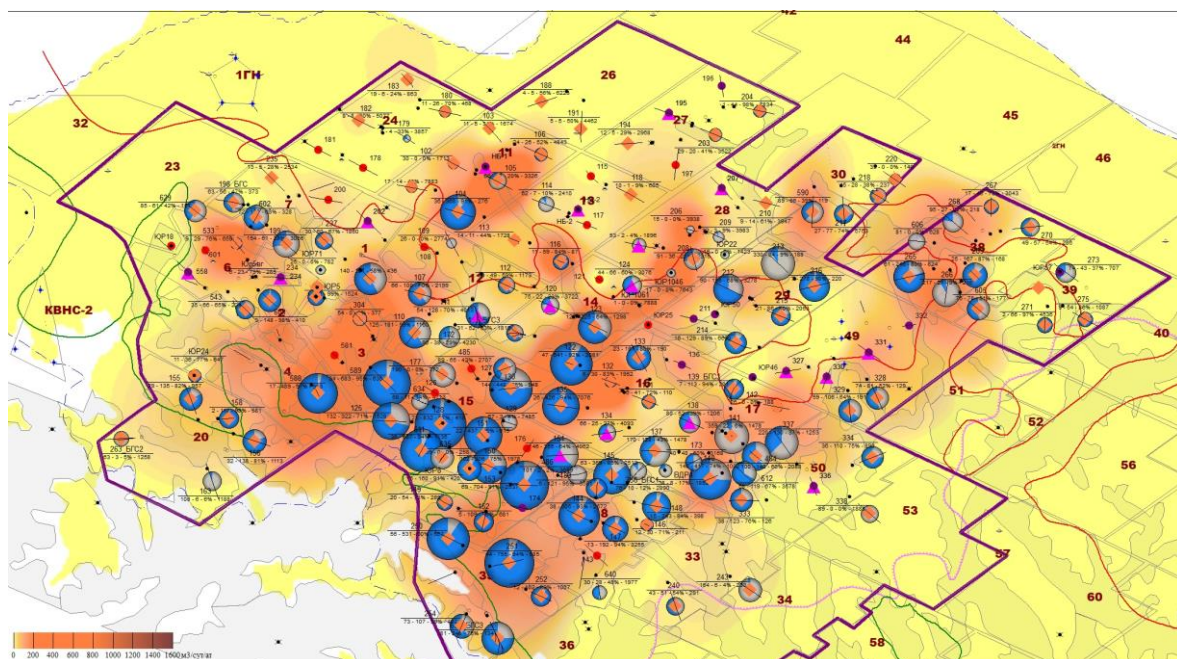


Рисунок 17 – Карта разработки X месторождения

На данный момент к 2021 году, эксплуатационный фонд составляет 180 скважин, из них 145 добывающие (108 – механизированная добыча с применением ЭЦН, 37 – фонтанный способ), 13 нагнетательных скважин системы ППД (8 водонагнетательных и 5 газонагнетательных), 17 пьезометрических, 4 утилизирующие, а также 1 водозаборная.

Для оценки фонда, в качестве примера рассмотрим добывающие скважины кустовой площадки №X. Продуктивные характеристики данного объекта приведены ниже в таблице 4:

Таблица 4 – Оценка продуктивных характеристик скважин одной из кустовых площадки X месторождения

Параметр	ед. изм.	КП №X					
		1	2	3	4	5	6
Проницаемость	мД	500	429	н/д	4490	1120	304
Скин-фактор	д. ед.	22,8	3,7	н/д	0,4	1,2	43
Дебит жидкости	м ³ /сут	362	366	214	451	544	250
Дебит нефти	м ³ /сут	276	351	116	384	481	146
Обводненность	%	24	4	46	15	12	42
Газовый фактор	м ³ /м ³	1058	647	1345	122	114	125
Средняя продуктивность по жидкости	м ³ /сут/ кгс/см ²	24	14,9	3,2	971	469	8,2

Механизированный фонд на 100% оснащён ТМС для контроля параметров работы ЭЦН и замера забойного давления и температур. Часть скважин фонтанного фонда (13 скважин из 37, то есть около 35 %) также оснащены погружной телеметрией, размещаемой на лифтовой колонне. Такими же системами оснащены пьезометрические и наблюдательные скважины. Их общая численность составляет 22 единицы. Актуальность применения ТМС в фонтанных и пьезометрических скважинах описана в следующем разделе.

2.2. Особенности проведения мониторинга скважин на X месторождении

Информация подраздела 2.2. скрыта (стр. 54 - 59), так как содержит коммерческую тайну.

2.3. Проведение и интерпретация результатов исследований скважин

При ведении мониторинга исследуются как новые скважины, так и те, что уже длительный срок находятся в эксплуатации.

Типовая программа проведения гидродинамических исследования новых эксплуатационных скважин включает в себя очистку на штуцере 18 мм, исследования на режимах 8, 10, 12 и 18 мм по трубному пространству НКТ, регистрацию КВД, исследование на режиме 18 мм по трубному пространству НКТ.

Проведение комплекса ГДИС необходимо для получения следующих результатов:

- Оценка забойного давления;
- Оценка энергетического состояния залежи;
- Оценка коэффициента продуктивности и фильтрационных параметров пласта;

– Оценка потенциала работы скважин: анализ динамики изменения ГФ и процента обводнённости при смене режимов;

– Оценка эффективности ГТМ.

По всем проведенным исследованиям подготавливается отчетная документация с результатами анализа и интерпретацией полученных данных. Такой набор результатов достигается благодаря выполнению программы и объёмов по исследованиям, которые планируются на год вперёд по каждому месяцу.

Для получения достоверной картины, исследования методом установившихся отборов (индикаторная диаграмма) проводятся на оптимальном количестве режимов и с достаточной длительностью. Регистрация КВД и замер пластового давления выполняются с определенной периодичностью, благодаря которой удаётся отслеживать динамику изменения энергетического состояния залежи. Данная информация необходима для рекомендаций по подбору оптимального режима работы скважин. Существует ряд причин, по которым снижается достоверность информации, получаемой в процессе ГДИС, к примеру: нестабильная работа скважины; влияние газа, интерференция; неопределенность в пересчёте давления на глубину пласта; недостоверный замер дебита.

Помимо ГДИС, в рамках мониторинга проводятся промысловые геофизические исследования скважин как новых, так и действующих.

Концептуальные задачи геофизических исследования новых скважин:

- Уточнение общей пористости
- Разделение эффективного пустотного пространства на составляющие
- Петрофизическое обоснование интерпретации специальных методов ГИС
- Обоснование доли и фильтрационных свойств для различных типов пустотного пространства
- Изучение геомеханических свойств.

Особую актуальность приобретает проведение ПГИ до и после различных ГТМ. На месторождениях с карбонатным коллектором чаще всего это

проведение соляно-кислотных обработок. На горизонтальных скважинах X проводят СКО на гибких НКТ (ГНКТ) с закачкой кислоты по всему интервалу горизонтального ствола, для того чтобы разрушить скелет породы и очистить трещины, тем самым повысить проницаемость.

Рассмотрим проведение комплекса ПГИ на скважине №25. В состав методов исследования входили: метод регистрации тока (ТМ), спектральная шумометрия (SNM), влагометрия дизелькометрическая (ВГД), расходомер механический (РГД). Данный комплекс позволяет получить максимальный объем информации от исследования.

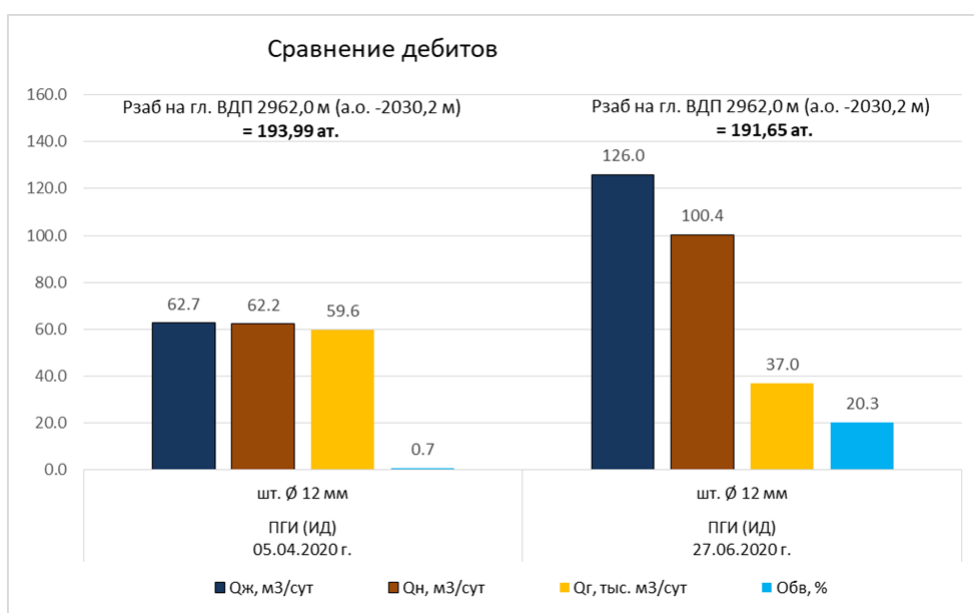


Рисунок 20 – Проведение промысловых геофизических исследований на скважине №2 кустовой площадки №3

После проведенных ГТМ изменения коснулись, в основном, дебита и состава притока, большая часть границ работающих зон, относительно исследований от апреля 2020, осталась постоянной. Поступление воды в ствол скважины носит локальный характер и располагается в зоне 3159,3 – 3162,2 м. Из интервала 3406,0 – 3411,0м отмечается активное поступление нефти, однако данный интервал не прослеживается по данным спектральной шумометрии. Данный факт может обосновываться движением флюида по пространству достаточно большого диаметра типа каверны. Таким образом, возможно предположить, что в работе горизонтального ствола принимают участие как

трещины, так и каверны. Исследования проводились с помощью аппаратного комплекса СОВА-С9-42ТУ-80, спектрального шумомера SNM, а также автономного комплекса САФ Кама 7 с использованием ГНКТ с кабелем в качестве средства доставки комплекса в интервал исследования.

Таблица 8 – Рекомендованные геолого-технические мероприятия, разработанные на основе промысловых геофизических исследований

Скважина	Режим			Причина простоя	Рекомендованные мероприятия (по результатам ПГИ)
	Qж, м3/сут	Qн, т/сут	Обв, %		
5	295	194	20	Прекращение фонтанирования	РИР водопритока, селективная СКО
1	23	8,3	56	Прекращение фонтанирования	РИР водо/газопритока
2	80	39,4	40	Остановка – высокий ГФ	РИР газопритока
20	66	19,7	64	Остановка – высокая обводнённость	РИР водопритока,
11	165	76	44	Прекращение фонтанирования	СКО на ГНКТ
18	61	25,9	48,2	Прекращение фонтанирования	РИР водопритока, селективная СКО, перевод в механизированную добычу
14	138	55,8	50,6	Прекращение фонтанирования	СКО, перевод в механизированную добычу
17	38	30,8	0,9	Прекращение фонтанирования	РИР водопритока, СКО
21	16	10,5	21,7	Остановка – высокий ГФ	РИР газопритока
19	30	24,5	0,6	Прекращение фонтанирования	РИР газопритока, СКО, Ограничение депрессии
15	170	97,7	30	Прекращение фонтанирования	Азотирование, подбор оптимального режима
8	59	27,7	43	Прекращение фонтанирования	Подбор оптимального режима

По данным ПГИ выдаются рекомендации по дальнейшим мероприятиям на скважинах с учётом полученной информации и её интерпретации. По данным исследований профиля притока на скважинах определяются интервалы, где необходимо произвести ремонтно-изоляционные работы водопритока или газопритока, либо перевести скважину в механизированную добычу, ввиду снижения продуктивности. Также подбираются кандидаты под СКО на ГНКТ.

2.4. Мониторинг фильтрационно-емкостных свойств пласта с помощью трассерных исследований

Информация подраздела 2.4. скрыта (стр. 62 - 70), так как содержит коммерческую тайну.

3. ОПТИМАЛЬНОЕ РЕШЕНИЕ ПО ВЫБОРУ СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИЙ МОНИТОРИНГА СКВАЖИН (ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ)

В текущих условиях освоения недр, в связи с переходом большого числа месторождений на строительство горизонтальных скважин, и, соответственно, большими капиталовложениями, особое внимание уделяется контролю эксплуатации и повышению эффективности разработки запасов. Для этого применяются актуальные решения и самые современные технологии. К таким технологиям относятся системы мониторинга скважин, включающие в себя комплексные внутрискважинные системы мониторинга и различные методы исследования скважин, обработки их результатов и последующей интерпретации данных.

Цель ведения скважинного мониторинга заключается в том, чтобы контролировать работу скважин, оценивать параметры залежи в процессе разработки, оптимизировать добычу и обеспечить достижение проектного КИН. К настоящему времени получение своевременной корректной информации о пластовом и забойном давлении стало важнейшей задачей при разработке нефтяных месторождений. Комплексное применение диагностических средств, способствует контролю и наблюдению за процессом эксплуатации скважин, а также формированию электронной базы данных и методов обработки промышленной информации для своевременного принятия оперативных решений в процессе добычи.

В результате проведённой работы сформулированы следующие рекомендации по совершенствованию существующей или созданию новой системы мониторинга скважин:

1. Оснащение фонда телеметрией.

Для того чтобы реализовать концепцию системы мониторинга нужно оснастить скважины техническими средствами телеметрии. Телеметрия условно разделяется на два типа: наземная и погружная.

Наземная часть представляет собой датчики давления, устанавливаемые на фонтанной арматуре для измерения трубного, затрубного и линейного давления. Также наземная часть не обходится без автоматической групповой замерной установки, чтобы в совокупности с устьевыми давлениями фиксировать дебит скважиной продукции, выявлять закономерности изменения параметров.

Погружная телеметрия в скважине (забойная), как правило, представляет собой датчик, который измеряет давление и температуру флюида на забое скважины. Как правило, размещается на конце колонны НКТ или в низу установки электроцентробежного насоса и реализуется с функцией передачи информации на поверхность в режиме реального времени, поэтому замер получают без необходимости проведения внутрискважинных работ и прерывания процесса нормального функционирования промышленной скважины. Зная глубину замера, можно его пересчитать на глубину верхних или нижних дыр интервала перфорации.

Минимальная доля охвата фонда скважин, в которых должна устанавливаться система внутрискважинного мониторинга (забойная телеметрия) составляет не менее 20%. При строительстве современных скважин в данный момент, практически 100% фонда оснащается телеметрией, особенно на месторождениях, находящихся на первой-второй стадиях разработки. Благодаря этому происходит повышение информативности системы разработки месторождения в целом, ввиду чего целесообразность постоянного мониторинга и, соответственно, эффективность затрат на оснащение фонда ТМС вопросов не вызывают.

2. Обеспечение вывода информации и её наглядности.

После того как датчики давления считали информацию, её необходимо преобразовать в наглядный цифровой (графический) вид и вывести на экран пульта управления телемеханикой цеха добычи. Это обязательное условие для того, чтобы оперативный персонал мог её понимать и использовать для принятия своевременных решений в процессе работы с целью поддержания высокого уровня добычи нефти и безопасности в процессе эксплуатации месторождения.

3. Формирование базы данных (хранение, передача)

Когда информация представляется в наглядном виде, она начинает естественным образом накапливаться с течением времени, для этого её необходимо хранить. Для хранения и передачи промысловой информации нужно организовать формирование электронной базы данных, с достаточной памятью хранилища и возможностью оперативной передачи соответствующим потребителям. Также следует определить периодичность проведения замеров и регулировать её с учётом текущей обстановки эксплуатации скважин. Кроме всего прочего, важно обеспечить хранение данных на большом временном промежутке с целью накопления истории работы скважин и месторождения в целом.

4. Использование информации для проведения исследований (ГДИС посредством ТМС)

Когда образуется большой массив промысловых данных – целесообразно его исследовать и анализировать, тем самым извлекая полезную информацию. В процессе разработки залежи, логичным является использование такой информации для анализа ФЕС, то есть для проведения гидродинамических исследований скважин. Алгоритмы обработки ГДИС с использованием непрерывных замеров забойного давления датчиками ТМС позволяют выделять КВД, ИД, КСД.

Таким образом, ГДИС по ТМС – пассивные исследования скважин, основанные на обработке данных, регистрируемых датчиками погружной телеметрии. Эти исследования являются, по сути, бесплатными, так как не требуют остановки скважин и каких-то ещё дополнительных действий, и, тем самым, обеспечивают непрерывный мониторинг и выборочную интерпретацию данных, получаемых от скважин в постоянном режиме. Так как нет необходимости в остановках скважин, то удаётся избежать потерь по добыче нефти.

5. Алгоритм ГДИС по ТМС

К основным задачам исследований такого рода относятся оценка энергетического состояния продуктивного пласта, продуктивности скважин и ФЕС пласта, тем самым обеспечивая контроль разработки месторождения. Оценка гидродинамических показателей крайне важна и должна проводиться своевременно. Процесс ГДИС с помощью систем скважинного мониторинга состоит из двух этапов. Первый заключается в сборе, подготовке и передаче данных. Второй этап – интерпретация данных традиционными методами ГДИС.

Алгоритм проведения ГДИС с помощью систем скважинного мониторинга состоит из следующих пунктов:

- 1) Получение первичной информации с датчиков ТМС;
- 2) Передача первичной информации для обработки;
- 3) Предварительная подготовка данных;
- 4) Интерпретация данных после предварительной подготовки традиционными методами ГДИС.

Важной частью является предварительная подготовка данных для интерпретации. Этот процесс необходим для того, чтобы интерпретаторам не пришлось работать с огромным количеством данных и отсеять некоторую часть, которая им не пригодится. Предварительная подготовка включает в себя: оценку пригодности данных для интерпретации, фильтрацию, выделение информативных интервалов (например, КВД или КПД) и восстановление дебита (на основе косвенных показателей).

6. Программное обеспечение (для оперативного реагирования, для отслеживания динамики изменения параметров)

Для качественного представления и систематизации получаемой информации необходимо использование программного обеспечения, с помощью которого будет формироваться единая база данных по эксплуатации со всеми параметрами технологического режима работы скважин, параметров ЭЦН и отображением актуального состояния скважины и проводимых на ней мероприятий. Для актуализации состояния скважины и её параметров, частота

обновления данных поступающих с телеметрии должна быть не реже чем 1 раз в 5 минут.

Более востребован будет такой программный продукт, который позволил бы не только накапливать историю и наблюдать за изменением параметров, но и обладал бы инструментами для анализа и выявления отклонений в работе скважин. Обязательно должна присутствовать функция построения тренда как по отдельно взятому параметру, так и по нескольким параметрам, отображаемым на одном графике. Временные интервалы построения трендов могут быть текущие сутки, прошедшая неделя, месяц, квартал или год, в зависимости от того какой требуется провести анализ. Это позволит отслеживать динамику изменения параметров, закономерность их влияния друг на друга.

Кроме того, целесообразно будет создать: вкладку с паспортной информацией по каждой скважине, где будут отображаться конструкция скважины с указанием всех диаметров и глубин спуска обсадных колонн; вкладку с историей проведения геолого-технических мероприятий начиная от освоения скважины, заканчивая всевозможными КРС по смене погружного оборудования, проведения РИР или нормализации забоя; вкладку с актуальным погружным оборудованием, где будет указан тип насоса, его состав, производительность, напор, глубина спуска либо если скважина эксплуатируется фонтанным способом, то данные по лифтовой колонне и телеметрической системе.

Отдельную нишу в составе программного обеспечения должна занимать база данных по исследованиям скважин, где будет указываться дата и тип проведения исследования, результаты их обработки. Её необходимо связать с основной базой данных по скважинам и организовать загрузку данных по исследованиям к актуальному состоянию скважины.

При наличии данных по работе скважины за месяц, проведённым технологическим мероприятиям и исследованиям можно будет формировать технологический режим работы скважины на следующий месяц с учётом всех

особенностей эксплуатации за предыдущий. Данная функция облегчит и автоматизирует работу технологической и геологической службы промысла.

7. Единая система

Все вышеперечисленные аспекты безусловно играют значимую роль, но не менее важным является фактор взаимодействия и единства работы всех служб промысла нефтегазодобывающего предприятия.

Информация, поступающая с устьевых датчиков, со станции управления ЭЦН или наземного блока управления ТМС, должна передаваться на рабочее место диспетчера или оператора ЦДНГ, а после чего сохраняться на сервере телемеханики, откуда она будет загружаться в программное обеспечение с базой данных по скважинам. Видя информацию с первоисточника, сотрудники ЦДНГ смогут своевременно принимать меры, передавать команды операторам ДНГ, докладывать вышестоящему руководству о наличии осложнений. А наличие программного обеспечения позволит посредством удалённого доступа воспользоваться информацией и другим службам, в частности интерпретаторам, кто в свою очередь будет формировать рекомендации на основе полученных исследований, тем самым ведя непрерывный мониторинг разработки месторождения. Таким образом система мониторинга скважин даёт прогноз на будущее, а благодаря скорости принятия решений и своевременному взаимодействию служб, будет обеспечиваться оптимизация добычи.

Данная концепция позволит не только отслеживать работу каждой скважины и месторождения в целом, но и поддерживать добычу на высоком уровне в осложнённых условиях при разработке трудноизвлекаемых запасов нефти и газа.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ94	Гинько Виталию Владимировичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Магистр	Направление/специальность	«Нефтегазовое дело» 21.04.01

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

Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Представлены необходимые данные и расчет экономической эффективности от внедрения адаптивной системы регулирования притока флюида в скважину
Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы затрат на 1 работу бригады КРС, стоимость оборудования определена с помощью сайтов заводов-изготовителей и предоставления услуг

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

Обоснование внедрения данной технологии с экономической точки зрения	Проведено обоснование внедрения адаптивной системы регулирования притока с точки зрения экономической эффективности
Расчет экономической эффективности	Выполнены расчеты экономической эффективности внедрения адаптивной системы регулирования притока

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	05.03.2021
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк В.Б.	к.э.н, доцент		26.03.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ94	Гинько Виталий Владимирович		26.03.2021

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1. Техничко-экономическое обоснование

В настоящее время перспективность научного исследования определяется не столько масштабом открытия, оценить которое на первых этапах жизненного цикла высокотехнологического и ресурсоэффективного продукта бывает достаточно трудно, сколько коммерческой ценностью разработки. Оценка коммерческой ценности разработки является необходимым условием при поиске источников финансирования для проведения научного исследования и коммерциализации его результатов. Это важно для разработчиков, которые должны представлять состояние и перспективы проводимых научных исследований.

Необходимо понимать, что коммерческая привлекательность научного исследования определяется не только превышением технических параметров над предыдущими разработками, но и тем, насколько быстро разработчик сумеет найти ответы на такие вопросы – будет ли продукт востребован рынком, какова будет его цена, каков бюджет научного проекта, какой срок потребуется для выхода на рынок и т.д.

Таким образом, целью раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» является проектирование и создание конкурентоспособных разработок, технологий, отвечающих современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

Достижение цели обеспечивается решением задач:

- оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований;
- определение возможных альтернатив проведения научных исследований, отвечающих современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения;

- планирование научно-исследовательских работ;
- определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.

С учетом решения данных задач была сформирована структура и содержание раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение».

4.2. Расчёт экономической эффективности

В настоящее время большинство нефтегазодобывающих компаний ведут жёсткую экономическую политику, которая заключается в максимальном увеличении прибыли за счет снижения расходов на применяемые технологии. Для данной выпускной квалификационной работы будет являться актуальным расчет экономической эффективности. Эффективность заключается во внедрении нового оборудования на месторождении, увеличении прибыли и уменьшении издержек. В диссертации был проведен анализ систем мониторинга и оборудования, обеспечивающего стабильную работу скважины в условиях высоких значений газового фактора и обводнённости. Ещё одной разновидностью мониторинга скважин является контроль притока.

Рассмотрим экономическую эффективность по внедрению адаптивной системы регулирования притока (АСРП) на фонде добывающих скважин ОАО «Х». На примере одной из среднестатистических добывающих скважин можно провести экономический расчет по внедрению адаптивной системы регулирования притока в компоновке подземного оборудования скважины. АСРП способна ограничивать расход газа без снижения дебита нефти. Таким образом, система обеспечивает долговременную работу скважины без значительного увеличения газового фактора. С помощью внедрения данного устройства удалось нарастить добычу по нефти.

На рисунке 26 показана динамика добывающего фонда, оборудованного АСРП.

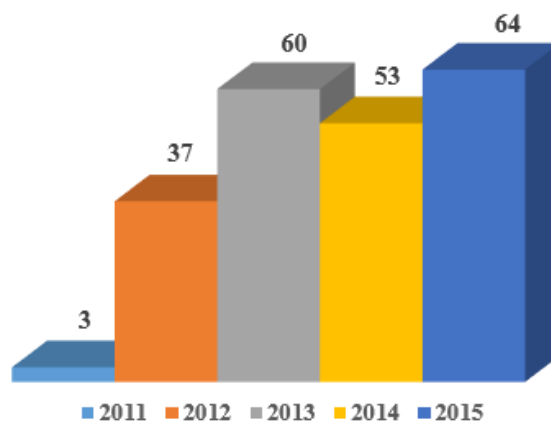


Рисунок 26 - Добывающий фонд скважин ОАО «Х», оборудованный АСРП

В течение пяти лет фонд добывающих скважин был оснащён новым оборудованием. Применение АСРП положительно отразилось на динамике отказов по негативному влиянию газа. Динамика отказов представлена на рисунке 27.

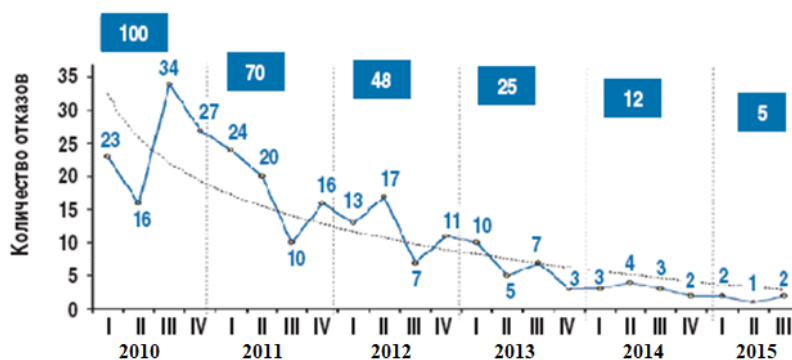


Рисунок 27 - Динамика отказов по влиянию газа

На рисунке 27 видно, что в 2010 году на фонде, необорудованном АСРП было 100 отказов оборудования из-за вредного влияния газа. К 2015 году удалось оборудовать добывающий фонд скважин новым оборудованием, стабилизировать их работу и наладить процесс подбора погружного оборудования. Количество отказов снизилось на 95% и в 2015 году составила всего 5 отказов. Это в 20 раз меньше, чем было до внедрения. Средняя наработка на отказ увеличилась с 173 до 318 суток.

Целью данного раздела является экономический расчет по стоимости внедрения АСРП на одну скважину и оценка снижения затрат на ремонт и

обслуживание скважинного оборудования, а также подсчет выгоды от дополнительно добытой нефти.

Затраты на внедрение адаптивной системы регулирования притока включают в себя стоимость данного оборудования, оплата найма бригады КРС, которая включает в себя затраты на логистику, спускоподъемные операции, монтаж оборудования. Средняя стоимость АСРП составляет 1300 тыс. руб. Стоимость найма бригады КРС составляет 200 тыс. руб. Итого для внедрения нового оборудования на одну среднестатистическую скважину требуется 1500 тыс. руб.

Произведем подсчет затрат на ремонт погружного оборудования до внедрения и после внедрения АСРП. В 2010 году на фонде ОАО «Х» было 100 отказов оборудования. Из рисунка 17 можно увидеть, что к 2015 году было установлено 64 АСРП. То есть за 5 лет полностью оснастили весь фонд новым оборудованием. На переоборудованном фонде уже за 2015 год было всего 5 отказов. Можно сделать вывод о том, что до оснащения фонда новыми системами, каждая скважина за год выходила из строя в среднем 1,5 раза. Возьмем эту цифру за период двух лет – 3 отказа за 2 года. После оснащения эта цифра изменилась в 20 раз. Соответственно, отношение отказов установки к сроку эксплуатации будет меньше в 20 раз.

Таблица 11 – Исходные данные для расчета экономической эффективности от внедрения адаптивной системы регулирования притока

Параметры	Обозначение	До внедрения	После внедрения
Количество ремонтов	P_1, P_2	3	0
Количество дней ремонта	T_p	5	5
Количество часов простоя скважины по причине срыва	T_2	250	20
Стоимость работы одной бригады КРС, тыс. р.	C_1	200	200
Стоимость перемещения одной бригады КРС, тыс. р.	C_2	45	45

Стоимость АСРП, тыс. р.	C_M	-	1300
Стоимость 1 тонны нефти	C_H	37,178	37,178

Расчет до внедрения

1. Рассчитаем количество часов простоя скважины в год по причине ремонта:

$$T_1 = P_1 \cdot T_p \cdot 24 = 3 \cdot 5 \cdot 24 = 360 \text{ ч.} \quad (16)$$

где P_1 – количество ремонтов;

T_p – время ремонта (5 дней)

2. Рассчитаем общее количество часов простоя по формуле:

$$T = T_1 + T_2 = 360 + 250 = 610 \text{ ч.} \quad (17)$$

где T_2 – количество часов простоя скважины по причине срыва подачи по газу

3. Рассчитаем затраты на работу бригады КРС по формуле:

$$C = P_1 \cdot C_1 = 3 \cdot 200 = 600 \text{ тыс. р.} \quad (18)$$

где C_1 – стоимость работы одной бригады КРС

4. Рассчитаем затраты на логистику по формуле:

$$L_1 = P_1 \cdot C_2 = 3 \cdot 45 = 135 \text{ тыс. р.} \quad (19)$$

где C_2 – стоимость перемещения одной бригады КРС один раз, тыс. р.

5. Рассчитаем общее количество затрат по формуле:

$$M_1 = C + L_1 = 600 + 135 = 735 \text{ тыс. р.}$$

6. Рассчитаем потери по причине простоя скважины по формуле:

$$N_1 = \frac{T}{24} \cdot Q_{\text{ж}}(1 - B) \cdot C_H = \frac{610}{24} \cdot 200(1 - 0,8) \cdot 37,178 = 37797,6 \text{ тыс. р.} \quad (20)$$

где $Q_{\text{ж}}$ – средний дебит жидкости скважины (200т/сут);

B – обводненность добываемой продукции ($B=80\%$);

C_H – стоимость тонны нефти (при курсе 1 баррель нефти – 67\$ (1\$ - 75,3руб) C_H – 37178руб.).

7. Рассчитаем общие потери по формуле:

$$\Sigma = M_1 + N_1 = 735 + 37797,6 = 38532,6 \text{ тыс. р.} \quad (21)$$

Расчет после внедрения АСРП

1. Количество часов простоя скважины в год по причине ремонта:

$$T_2 = P_2 \cdot T_p \cdot 24 = 0 \cdot 5 \cdot 24 = 0 \text{ ч.} \quad (22)$$

2. Общее количество часов простоя:

$$T = T_1 + T_2 = 0 + 20 = 20 \text{ ч.} \quad (23)$$

3. Затраты на работу бригады КРС:

$$C = P_1 \cdot C_1 = 1 \cdot 200 = 200 \text{ тыс. р.} \quad (24)$$

4. Затраты на логистику:

$$L_2 = P_1 \cdot C_2 = 1 \cdot 45 = 45 \text{ тыс. р.} \quad (25)$$

5. Общее количество затрат:

$$M_2 = C + L_2 + C_m = 200 + 45 + 1300 = 1545 \text{ тыс. р.} \quad (26)$$

где C_m – средняя стоимость АСРП, тыс. р.

6. Потери по причине простоя скважины:

$$N_2 = \frac{T}{24} \cdot Q_{\text{ж}}(1 - B) \cdot C_n = \frac{20}{24} \cdot 200(1 - 0,8) \cdot 37,178 = 1239 \text{ тыс. р.} \quad (27)$$

7. Общие потери:

$$\Sigma = M_2 + N_2 = 1545 + 1239 = 2784 \text{ тыс. р.} \quad (28)$$

Таблица 12 – Сравнение затрат на ремонт оборудования до и после внедрения АСРП на одну скважину

	До внедрения	После внедрения
Количество отказов оборудования в год по причине выхода из строя	3	0
Количество часов простоя скважины в год по причине ремонта	360	0
Количество часов простоя скважины в год по причине срыва подачи	250	20
Общее количество часов простоя скважины в год	610	20
Затраты на работу бригады КРС, тыс. р.	600	200
Затраты на логистику бригад КРС, тыс. р.	135	45
Затраты на установку АСРП, тыс. р.	-	1300
Общее количество затрат, тыс. р.	735	1545

Потери по причине простоя скважины, тыс. р.	37797,6	1239
ИТОГО, тыс. р.:	38532,6	2784

Таким образом, из таблицы 12 видно, что применение адаптивных систем регулирования притока будет экономически эффективно. Главным фактором экономической эффективности будет являться уменьшение простоев скважины по причине ремонта погружного оборудования и срывов подачи. За счет уменьшения числа отказов и увеличения наработки на отказ увеличивается общее время работы скважины и соответственно накопленная добыча нефти. Также, внедрение адаптивных систем и предотвращение прорывов газа приобретает актуальность в связи с определенными рисками. При разработке месторождений с контактными запасами с применением горизонтальных скважин, опасны ранние прорывы газа или воды, которые практически невозможно предотвратить, удастся лишь отсрочить время прорыва на определенный период. Впоследствии приходится уменьшать депрессию на пласт либо периодически останавливать скважину или выводить ее из добывающего фонда, что влечёт за собой потери в добыче нефти либо простой скважины на неопределённый срок.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ94	Гинько Виталию Владимировичу

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Нефтегазовое дело (21.04.01)

Тема ВКР: **АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ СИСТЕМ МОНИТОРИНГА СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ**

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	Трудовой Кодекс РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»; Оборудование производственное. Общие требования безопасности: ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ; Естественное и искусственное освещение: СП 52.13330.2011; Требования безопасности к уровню шума: ГОСТ 12.1.003-83; Требования безопасности к уровню вибрации: ГОСТ 12.1.012-2004; Защитное заземление, зануление: ГОСТ 12.1.030-81; Оборудование производственное. Ограждения защитные: ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Производственная безопасность:	Вредные производственные факторы: Загазованность воздуха рабочей зоны. Повышенный шум; Превышение уровня вибрации; Недостаточная освещенность; Опасные производственные факторы: Пожаровзрывобезопасность; Электрический ток; Давление (разрушение оборудования, работающего под давлением).
2. Экологическая безопасность:	Загрязнение атмосферы; Загрязнение гидросферы; Загрязнение литосферы.

3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Основные типы антропогенных воздействий на природу при эксплуатации месторождений с газовым фактором Комплекс мер по охране окружающей среды.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	Перечень НТД, используемых в данном разделе; Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 глава 47 статья 302.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	26.02.2021
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Сечин Александр Иванович	д.т.н.		26.02.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ94	Гинько Виталий Владимирович		26.02.2021

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Целью данной выпускной работы является анализ эффективности применения технологий мониторинга скважин месторождений Восточной Сибири. Добыча нефти на этих месторождениях, характеризуется высокими значениями газового фактора и обводненности. Высокие значения газового фактора на месторождении могут способствовать появлению газонефтеводопроявлений, присутствует загазованность атмосферного воздуха на территории. Вредное влияние газа ухудшает эксплуатацию скважин и проявляется в следующем: перегрев погружного оборудования, обеспечивающего добычу нефти, невозможность полной выработки запасов углеводородов, гидратообразование и др. Скважины располагаются на кустовых площадках на открытом воздухе и все технологические операции, связанные с добычей, происходят непосредственно там.

Все процессы, происходящие на кустовых площадках, требуют постоянного контроля за состоянием оборудования и рабочими параметрами, так как отклонение их от нормы может привести к неблагоприятному воздействию на окружающую среду, а также нанести вред здоровью рабочего персонала. Именно поэтому раздел «социальная ответственность» является обязательным к рассмотрению.

5.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Работы по обслуживанию эксплуатационного фонда скважин проводятся силами цеха добычи нефти и газа (ЦДНГ), а именно операторами по добыче нефти и газа (ДНГ). Рабочее место оператора ДНГ – кустовые площадки месторождения. Как правило, данный вид деятельности подразумевает вахтовый метод. Вахтовый метод работ регулируется Трудовым Кодексом РФ [11]. Вахтовый метод – особая форма осуществления трудового процесса вне места постоянного проживания работников, когда не может быть обеспечено ежедневное их возвращение к месту постоянного проживания.

Вахтой считается общий период, включающий время выполнения работ на объекте и время междусменного отдыха. Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца. Рабочее время и время отдыха в пределах учетного периода регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем. Рабочие смены оператора делятся на две, по 12 часов каждая, так как необходим постоянный контроль за состоянием скважин. Контроль за работой оборудования должен происходить всегда, то есть работы проводятся в две смены. Запрещен допуск к работе женщин и подростков, также сотрудников, не имеющих допуск к работе с сосудами под давлением. Согласно коллективному договору общества.

Работникам, выполняющим работы вахтовым методом, предоставляются надбавки и коэффициенты к заработной плате, а также социальные пакеты. Каждому работнику в обязательном порядке выдается 2 комплекта спецодежды. За работу в ночное время и работу вахтовым методом работнику полагается надбавка согласно его месячному окладу. Также работникам предоставляется горячее питание на промысле.

Рабочая зона проектируется для удобного выполнения трудовых обязанностей оператора, согласно [12]. Основная рабочая зона оператора – это кустовая площадка, расположение объектов на ней должно соответствовать утверждённой принципиальной схеме, разработанной с учётом особенностей производственных условий и удобства работы с оборудованием, входящим в неё.

5.2. Производственная безопасность

Работа на нефтяных месторождениях с высоким значением газового фактора несет в себе ряд опасностей для жизни и здоровья рабочего персонала и для окружающей среды, а также возможность возникновения чрезвычайных ситуаций.

На оператора ДНГ действует множество опасных и вредных производственных факторов. Для месторождений, характеризующихся высокими значениями газового фактора, на кустовых площадках возможна загазованность продукцией скважины (газ, выделяющийся из нефти),

химические факторы. Опасным производственным фактором при высоком содержании свободного газа может являться пожаровзрывоопасность. В таблице 13 представлены основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы.

Таблица 13 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ на кустовых площадках

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015.)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
1) Монтаж/демонтаж оборудования; 2) Работа с оборудованием, работающим под высоким давлением; 3) Техническое обслуживание коммуникаций газлифтных скважин; 4) Отбор проб с нефтяных скважин; 5) Работа в темное время суток	Химические		
	Загазованность воздуха рабочей зоны, запылённость		ГОСТ 12.1.007-76 ГОСТ 12.1.005-88
	Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ		ГОСТ 32419-2013
	Физические		
	Повышенные уровни вибрации, шума	Пожаровзрывоопасность на рабочем месте	ГОСТ 12.1.012–2004 ГОСТ 12.1.003–2014
			ГОСТ 12.1.010-76 ФЗ №123 от 22.07.2013 г
	Недостаточная освещенность;	Давление (разрушение оборудования, работающего под давлением)	СП 52.13330.2011
ГОСТ 12.2.062-81			

Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Загазованность воздуха рабочей зоны. Одна из главных особенностей условий труда операторов по добыче нефти – это работа, в основном, на

открытом воздухе (на кустовых площадках), а также работа, связанная с перемещениями на территории объекта и между объектами, частыми подъемами на специальные площадки обслуживания скважин, находящиеся на высоте.

Для контроля за уровнем взрывоопасности устанавливаются системы обнаружения утечек горючих газов и паров. Основным назначением системы обнаружения утечек горючих газов и паров является непрерывный автоматический контроль за уровнем взрывоопасности воздушной среды в производственных помещениях и на наружных установках с целью оповещения персонала объекта обустройства нефтяных и газовых месторождений о возникновении пожароопасных аварийных ситуаций и обеспечения включения устройств, применяемых для их локализации и ликвидации.

Система обнаружения обеспечивает выполнение следующих функций:

- непрерывного мониторинга мест возможного скопления горючих газов и паров;
- сигнализации о наличии, месте расположения и характере загазованности;
- оповещения персонала о возникшей опасности по внутренней трансляционной системе или по системе аварийной сигнализации [20].

К работам на производственных объектах, где возможна загазованность воздуха выше ПДК (в аварийных ситуациях), допускаются лица не моложе 18 лет, не имеющие медицинских противопоказаний для работы в изолирующих противогазах или дыхательных аппаратах и прошедшие соответствующее обучение, инструктаж и проверку знаний по безопасному ведению работ.

При повышенной загазованности воздуха рабочей зоны применяются газозащитные средства (изолирующие респираторы, шланговые и фильтрующие противогазы). До начала работ необходимо проверить исправность противогаза и шлангов. Анализ воздушной среды рабочей зоны производится с помощью газоанализатора перед входом на кустовую площадку и проведением газоопасных работ [21].

Предельно допустимые концентрации вещества согласно ГОСТ 12.1.005-88: диоксид азота – 2мг/м³, бензол – 10мг/м³, оксид углерода – 20мг/м³.

Повышенный шум. На рабочем месте оператора ДНГ источниками шума являются звуки, вызванные в результате производственной деятельности машин, используемых при монтаже и спускоподъемных операций установок электроцентробежных насосов (агрегат ЦА-320, подъемный агрегат А60-80, передвижная паровая установка, автокран). Действие шума на человека определяется влиянием на слуховой аппарат и многие другие органы и системы организма, в том числе и нервную систему. Громкость ниже 80 дБ обычно не влияет на органы слуха. Длительное действие шума >85 дБ в соответствии с нормативными документами СН 2.2.4/2.1.8.562-96 и ГОСТ 12.1.003-83, приводит к постоянному повышению порога слуха, к повышению кровяного давления. К основным методам борьбы с шумом являются средства индивидуальной защиты (наушники).

Превышение уровня вибрации.

Уровень вибрации на рабочем месте оператора ДНГ составляет около 30 дБ, что не превышает норму. Вибрация с таким значением может быть обусловлена при осуществлении работ на спецтехнике, при спуске и подъеме труб. Из-за действия вибрации на организм человека, могут быть нарушены его физиологические функции, что может повлечь снижение работоспособности, нарушения сердечной деятельности. В таблице 8 приведены нормы уровней вибрации по ГОСТ 12.1.012-90 [15].

Таблица 14 – Гигиенические нормы уровней вибрации [15]

Вид вибрации	Допустимый уровень колебательных скоростей, дБ										
	Общая	-	108	99	93	92	92	92	-	-	-
Локальная	-	-	-	115	109	109	109	109	109	109	109

К методам защиты от вибрации относятся: усовершенствование техники и оборудования, виброизоляция машин и поиск наилучших материалов, поглощающих вибрационное воздействие. Для индивидуальной защиты

работника от воздействия вибрации предусмотрены антивибрационные рукавицы и сапоги с толстой резиновой подошвой [22].

Недостаточная освещённость рабочей зоны. При работе в темное время суток объект должен быть освещен, во избежание травматизма. В качестве осветительных приборов применяются фонари и прожектора. Норма освещенности не ниже 10 люксов (СП 52.13330.2011) [16]. Мероприятия по улучшению освещенности не требуются.

Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Пожаровзрывобезопасность. Для месторождений, характеризующихся высоким значением газового фактора, пожаровзрывоопасность будет одним из ключевых опасных производственных факторов. Наиболее вероятными факторами пожара, помимо открытого пламени, повышенной температуры, являются также токсические продукты горения и термического разложения, взрыв. Пожарная профилактика на производстве достигается правильным проектированием, эксплуатации и обеспечением средствами пожаротушения.

В зависимости от количества и пожароопасных свойств веществ и материалов, находящихся (обращающихся) в зданиях, помещениях и на наружных установках, с учетом особенностей технологических процессов производственные и складские помещения по взрывопожарной и пожарной опасности делятся на категории А, Б, В1-В4, Г и Д, здания - на категории А, Б, В, Г и Д, а наружные установки - на категории АН, БН, ВН, ГН и ДН [10].

В связи с тем, что при ликвидации возникших осложнений при добыче нефти в условиях высоких значений газового фактора, могут выделяться взрывоопасные, пожароопасные и вредные вещества (попутный газ, нефть и т.д.) в соответствии со СНиП 2.09.04.87 данное производство отнесено к классу В-1Г и В-1. Кустовая площадка огорожена насыпью песка со всех сторон с целью предотвращения распространения лесного пожара.

Кустовые площадки спроектированы с соблюдением действующих норм и правил. Пожаробезопасность кустовых площадок обеспечивается рядом противопожарных мероприятий [23]:

- сооружения размещены на площадке с соблюдением противопожарных расстояний между ними;
- ведется контроль воздушной среды в помещении замерной установки с сигнализацией загазованности и включением аварийной вентиляции при необходимости;
- на кустовых площадках предусмотрен контроль воздушной среды газоанализаторами;

Работники допускаются к работе на объекте только после прохождения обучения мерам пожарной безопасности. Обучение работников мерам пожарной безопасности осуществляется путём проведения противопожарного инструктажа и прохождения пожарно – технического минимума.

Средства первичного пожаротушения предназначены для ликвидации начинающихся очагов загорания собственными силами.

Пожарный инвентарь и ящик с песком окрашивают в красный цвет. Пожарный щит в красный или белый с красной окантовкой по периметру, шириной 10см. На пожарном щите должен быть перечень пожарного инвентаря с указанием его количества и указан ответственный за противопожарное состояние объекта. Огнетушители должны быть всегда в исправном состоянии и подвешиваться не выше 1,5 м до верхней ручки, на видном месте со свободным доступом к ним и в отдалении от отопительных приборов [20].

Удар молнии. Одним из возможных факторов, приводящих к ЧС на кустовой площадке, является удар молнии. Это явление можно трактовать как атмосферное электричество, поэтому с целью защиты сооружений, сохранности и стойкости от возможных возгораний, взрыва или разрушений технологических установок, находящихся на кустовой площадке, а также для защиты от гибели и травмирования людей - применяется молниезащита.

Существует два типа молниезащиты – пассивная и активная. Принципиальное их отличие лишь в виде молниеприемника и размере защищаемой территории. Основной вид пассивной молниезащиты, применяемый на кустовых площадках это – стержневой молниеприемник, Стержневой молниеприемник представляет собой металлический штырь, возвышающийся над объектом защиты, который способен принять удар молнии на себя и отвести его в грунт. Стержневые молниеприемники выполняют сечением 50-100 мм². Категория молниезащиты зданий на предприятии – II. Тип молниеотвода – стержневой (допускается сопротивление 300 Ом).

Для расчёта молниезащиты кустовой площадки необходимы следующие величины:

h_0 – высота вершины конуса стержневого молниеотвода, м;

h – полная высота молниеотвода, м;

r_0 – радиус на уровне земли, м

r_x – радиус на уровне защищаемого объекта, м;

h_x – наибольшая высота защищаемого объекта, м;

S – ширина защищаемого объекта, м;

L – длина защищаемого объекта, м;

При ширине кустовой площадке $S = 20$ м, горизонтальное сечение зоны защиты на высоте защищаемого объекта представляет собой круг радиусом r_x

$$r_x = \frac{S}{2} = \frac{20}{2} = 10 \text{ м}; \quad (29)$$

Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода высотой h представляет собой круговой конус (рисунок 28), вершина которого находится на высоте $h_0 < h$. На уровне земли зона защиты образует круг радиусом r_0 . Горизонтальное сечение зоны защиты на высоте защищаемого объекта h_x представляет собой круг радиусом r_x . Степень надёжности защиты принимается 95-99,5 %, и применяются соответственные формулы [31].

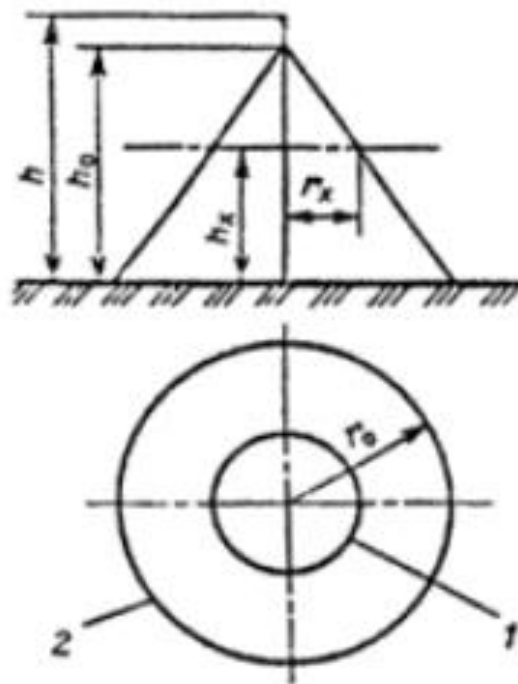


Рисунок 28 – Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода, 1 – граница зоны защиты на уровне h_x , 2 – граница зоны защиты на уровне земли

Тогда высота одиночного стержневого молниеотвода при известных значениях $h_x = 4$ м (АГЗУ) и $r_x = 10$ м, определяется по формуле:

$$h = \frac{r_x + 1,63h_x}{1,5} = \frac{(20 + 6,52)}{1,5} = 17,68 \text{ м}; \quad (30)$$

Зона защиты одиночного молниеотвода характеризуется радиусом r_0

$$r_0 = 1,5h = 26,52 \text{ м}; \quad (31)$$

Отсюда следует, что зона защиты на уровне земли образует круг радиусом $r_0 = 26,52$ м. Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода высотой $h = 17,68$ м представляет собой круговой конус (рисунок 28), вершина которого находится на высоте $h_0 < h$ [31].

$$h_0 = 0,92h = 16,26 \text{ м}; \quad (32)$$

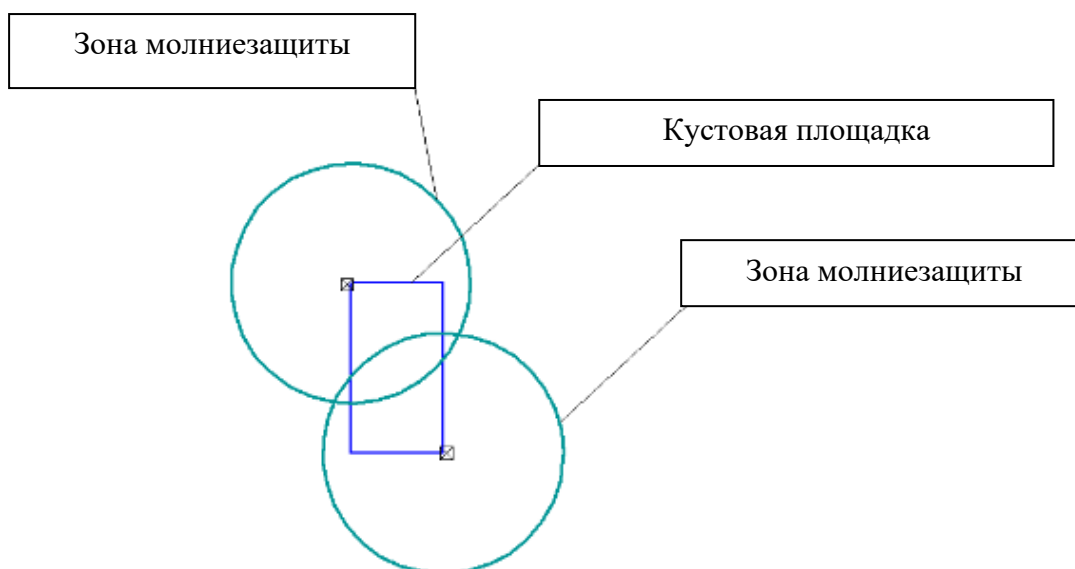


Рисунок 29 – Схема расстановки одиночных стержневых молниеотводов на кустовой площадке нефтяного месторождения

При использовании пассивного молниеприемника на кустовой площадке (длина $L=60$ м), необходимо установить, как минимум два одиночных стержневых молниеотвода, для эффективной защиты от ударов молний автоматической групповой замерной установки, блока местной автоматики, а также станций управления электроцентробежных насосов, спущенных в скважины.

Электрический ток. Электроснабжение кустов осуществляется посредством воздушных ЛЭП с переменным током, имеющим напряжение 320/220В. На месторождении используется осветительная сеть с напряжением 220В, для освещения бытовых, складских, конторских и промышленных объектов. Помещения, где возможно одновременное прикосновение с заземленными металлическими частями электрооборудования. Электроустановки относятся к IV классу. По величине напряжения – ко II классу. К источникам опасности электрооборудования относятся все металлические токоведущие части оборудования.

В связи с наличием опасности рекомендуются следующие защиты людей:

- обеспечение недоступности токоведущих частей (кожухов, камеры);
- средства индивидуальной защиты (диэлектрические перчатки, коврики);

- заземление электрооборудования, контур выполняется из металлической проводки диаметром 6мм.

Сооружения при исследовании скважин по классу опасности поражения электрическим током относятся к сооружениям с повышенной огнеопасностью. Известно, что поражение человека электрическим током возможно лишь при замыкании электрической цепи через тело человека, т.е. при прикосновении человека к сети не менее чем в двух точках. Эксплуатация скважин с ЭЦН, характеризуется наличием высокого напряжения в силовом кабеле. Станция управления и скважина оборудования ЭЦН обычно не находятся рядом друг от друга и часть кабеля проходит по поверхности, что увеличивает зону поражения электрическим током и вероятность несчастного случая.

К монтажу (демонтажу) погружного агрегата ЭЦН и его обслуживанию допускается электротехнический персонал, знающий схемы, применяемые станций управления, трансформаторов, подстанций погружных насосов, конструкции по их эксплуатации, прошедший производственное обучение и стажировку на рабочем месте, а также проверку знаний с присвоением квалификационной группы по электробезопасности.

Для предотвращения негативного воздействия электрического тока на рабочих используются средства коллективной и индивидуальной защиты (ГОСТ Р 12.1.019-2009).

Коллективные средства электрозащиты: изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль, установка оградительных устройств, предупредительная сигнализация и блокировка, использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов, применение малых напряжений, защитное заземление, зануление, защитное отключение.

Индивидуальные средства защиты: диэлектрические перчатки, инструменты с изолированными рукоятками, диэлектрические боты, изолирующие подставки [17].

Давление (разрушение оборудования, работающего под давлением). Особенность условий эксплуатации нефтяных скважин – высокое давление на

устье, которое доходит до 30 МПа. В связи с этим любое ошибочное действие оператора при выполнении работ на устье скважины может привести к опасной аварии. Для измерения буферного давления и давления в затрубном пространстве на скважинах, оборудованных ЭЦН устанавливаются стационарные манометры с трехходовыми кранами. Для предотвращения возникновения инцидентов на производстве применяют средства измерения КИПиА и предохранительную арматуру. Конструкция устьевого оборудования обеспечивает возможность снижения давления в затрубном пространстве, а также закачку жидкости для глушения скважину. На случай превышения давления сверх предусмотренного технологическим режимом, оборудование оснащено предохранительными клапанами. Вся принятая запорная арматура, устанавливаемая на трубопроводах, транспортирующих газ, конденсат, метанол соответствует 1 классу герметичности затвора, а предохранительная аппаратура по 1 классу [19].

Перемещение жидкости и газа по промышленному трубопроводу, коллекторам осуществляется под большими давлениями, обеспечиваемыми функционированием насосных станций. При срыве запорной арматуры либо обнаружении негерметичности емкостей и трубопроводов есть вероятность получения механических повреждений от оборудования, либо выходящей струей жидкости (газа).

5.3. Экологическая безопасность

Основными типами антропогенных воздействий на природу при эксплуатации месторождений с газовым фактором являются: загрязнения окружающей среды вследствие газонефтеводопроявлений и загрязнение атмосферы при сгорании попутного газа на факелах.

Загрязнение атмосферы. Большая часть выбросов на нефтегазовых промыслах, порядка 70-75%, приходится на атмосферу. Одним из основных источников выбросов загрязняющих веществ являются факельное хозяйство, предназначенное для сжигания газа при работе оборудования. Также влияние на загрязнение атмосферы оказывают выхлопные газы двигателей внутреннего

сгорания автомобилей промысла, и различных технологических установок, буровые установки, газопроявление и выбросы попутного нефтяного газа, прорывы выкидных линий и прочие аварии, причинами которых обычно являются некачественное строительство; механические повреждения; коррозия трубопроводов; изменение проектных решений в процессе строительства.

Чистота атмосферного воздуха обеспечивается путем сокращения абсолютных выбросов газов и обезвреживанием выбросов, содержащих вредные вещества при помощи фильтров и рассеиванием в высоких трубах.

Для предотвращения неконтролируемых выбросов в атмосферу проводят полную герметизацию оборудования для сбора и транспортировки нефти и газа, осуществляют контроль швов сварных соединений трубопроводов, проводят защиту оборудования от коррозии, утилизируют попутный газ. Чистота атмосферного воздуха обеспечивается путем сокращения абсолютных выбросов газов и обезвреживанием выбросов, содержащих вредные вещества при помощи фильтров и рассеиванием в высоких трубах. ПДК некоторых вредных веществ в воздухе рабочей зоны представлены в таблице 15.

Таблица 15 – ПДК вредных веществ в рабочей зоне

Наименование загрязняющих веществ	ПДК в воздухе, мг/м³	Класс опасности
Углеводороды	5	4
Окись углерода	5	4
Сажа	0,15	3
Двуокись азота	0,085	2
Метанол	1	3
Бензин	100	4
Диоксид серы	10	3

Загрязнение гидросферы. Порядка 20% всех углеводородных выбросов на нефтегазовых промыслах приходится на гидросферу. Помимо углеводородов в различные водные источники так же попадают соединения серы, азота, кислорода, которые также негативно влияют на водные ресурсы. Для предотвращения выбросов нефти и нефтепродуктов в водоёмы необходимо проведение целого ряда различных мероприятий. В первую очередь запрещается

сброс сточных вод в водные объекты. Необходимо вынесение объектов из экологически уязвимых зон. Система сбора и транспорта продукции скважин должна быть надёжно герметизирована. Переходы трубопроводов через водные преграды должны осуществляться подземно. Отсыпка кустовых площадок осуществляется с учетом поверхностной системы стока. Сбор разлившихся нефтепродуктов необходимо проводить в аварийную емкость с последующей перекачкой на УПН. Необходимо осуществлять биологическую очистку хозяйственно-бытовых стоков, при ремонтах скважин сбор нефтяной эмульсии осуществлять в коллектор.

Загрязнение литосферы. В период эксплуатации нефтяного месторождения может осуществляться негативное влияние на литосферу, источником которого могут являться отходы при производстве и при окончании срока эксплуатации оборудования. Во избежание этого все отходы необходимо подвергать селективному сбору, временному хранению на специально отведенных площадках и передаче на утилизацию специализированным организациям. Места временного хранения и накопления отходов должны соответствовать требованиям техники безопасности и санитарно-гигиеническим нормам.

5.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

В случае нарушения технологического процесса добычи нефти и газа возникает опасность неконтролируемых выбросов продуктов из технологических систем и, как следствие, появляется реальная угроза возникновения чрезвычайной ситуации на объекте. Наиболее опасным источником ЧС является емкостное оборудование и добывающие скважины.

К одним из основных источников ЧС относятся:

- аварии в результате ГНВП на кустовой площадке добывающих скважин;
- аварии в результате разгерметизации (порыв/прокол) нефтесборных трубопроводов, выкидных линий и магистрального нефтепровода.

Для исключения разгерметизации оборудования, предупреждения аварийных выбросов и разливов опасных веществ, обеспечения максимальных условий безопасности производства и обслуживающего персонала, снижения вредности производства в проекте предусмотрены следующие технические решения:

- технологическое оборудование оснащено необходимыми предохранительными клапанами для защиты оборудования от превышения давления;
- технологические процессы ведутся в закрытых аппаратах, исключающих возможность образования взрывоопасной смеси;
- полная герметизация технологического процесса подачи и перекачки нефтепродуктов;
- емкостная аппаратура с нефтепродуктами оснащена дыхательными и предохранительными клапанами, арматурой с ручным и дистанционным приводом и сигнализаторами предельного верхнего уровня.

При эксплуатации технологического оборудования, трубопроводов и запорной арматуры предусматривается постоянный контроль и ревизия согласно составленным графикам. Технологические процессы, идущие под высоким давлением, и оборудование, находящееся под большими нагрузками, в определенных условиях представляют наибольшую опасность для здоровья и жизни персонала. В виду большого износа или не соблюдения мер безопасности, эксплуатация оборудования, работающего под избыточным давлением, может приводить к взрыву, который в свою очередь провоцирует появление большого количества механических осколков и ударные волны. Их разрушительное воздействие может быть крайне значительным и опасным для людей, находящихся рядом во время аварии. Из этого следует, что оборудование, функционирующее в условиях избыточного давления, должно обладать высокой степенью эксплуатационной надежности.

5.5. Заключение по разделу

Было проведено исследование на наличие опасных и вредных факторов, которые могут возникнуть на рабочем месте оператора по добыче нефти и газа, обслуживающего эксплуатационный фонд скважин, а также проведен анализ вредного воздействия на окружающую среду. Были рассмотрены меры производственной безопасности при выполнении работ на скважинах, характеризующихся высоким значением газового фактора, и проанализированы вредные и опасные производственные факторы, рекомендованы мероприятия по их устранению. Наиболее вероятной чрезвычайной ситуацией признаны аварии в результате ГНВП, разгерметизации нефтесборных коллекторов, выкидных линий.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе были рассмотрены и проанализированы существующие методы и технологии мониторинга скважин, эффективность их применения на современном этапе развития нефтегазовой отрасли.

Были рассмотрены особенности ведения мониторинга работы скважин на примере X месторождения, при добыче нефти из карбонатного коллектора.

В результате анализа были выявлены особенности ведения мониторинга, на основании которых были предложены рекомендации по совершенствованию существующей или созданию новой системы мониторинга скважин.

Помимо этого, в ходе работы определено, что основными стратегическими задачами большинства нефтедобывающих предприятий в настоящее время является своевременное получение информации о работе скважин, возникающих осложнениях, параметрах разрабатываемого продуктивного пласта, и оптимизация реализуемой системы разработки, а также достижение проектного коэффициента извлечения нефти.

Все эти задачи решаются посредством внедрения современных технологий, новых методов проведения исследований и последующей обработки их результатов. Рассмотрен алгоритм проведения ГДИС по ТМС, в случае непрерывно поступающих данных от телеметрических систем в режиме реального времени. Данный подход к исследованиям позволяет ускорить процесс получения информации о продуктивных характеристиках пласта с наименьшими потерями по добыче, в виду минимизации остановок скважин.

Возможно применение представленного алгоритма для схожих геолого-технологических условий других месторождений, с целью адаптации данного метода на территории других добывающих предприятий.

Также было определено, что внедрение систем скважинного мониторинга обеспечивает длительный, положительный эффект на управление разработкой месторождения. Развитие технологий интеллектуальных скважин и проведение

ГДИС по результатам замеров ТМС – это перспективное направление, которое, безусловно, будет развиваться и в будущем, в силу своих преимуществ. Качественно реализованный комплексный скважинный мониторинг демонстрирует технологическую эффективность и экономическую рентабельность. Полученный экономический эффект может многократно превзойти затраты на внедрение такого инструмента, способного стать в руках служб главного геолога и специалистов по разработке месторождения незаменимым источником ценной информации.

Проанализированы опасные производственные факторы влияния на человека при выполнении работ на кустовой площадке, а также меры безопасности и мероприятия по уменьшению вредного воздействия.

Источники информации:

1. Ипатов А.И., Кременецкий М.И., А.А. Пустовских А.А. и др. Разработка и внедрение дистанционной системы интеллектуального глубинного гидродинамико-геофизического мониторинга эксплуатационного фонда скважин // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. № 4. 2019. С. 38-47.
2. Гинько В.В. Анализ эффективности применения систем внутрискважинного мониторинга // Томск, НИ ТПУ, УДК 622.24-024.61-047.36(571.5). 2019.
3. Арно О.Б., Николаев О.А., Арабский А.В. и др. Автоматизированная система оперативного контроля технического состояния газовых и газоконденсатных скважин по данным эксплуатации // Газовая промышленность №4. 2018.
4. Захаров И.В. Создание метода определения слабодренлируемых и застойных зон нефтяных залежей и технологии вовлечения их в активную разработку: Дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17 Москва, 2007. – 167 с.
5. РД 153-39.0-110-01 Методические указания по геолого-промысловому анализу разработки нефтяных и газонефтяных месторождений.
6. Конев Д.А. Исследование нефтяных пластов с помощью индикаторного метода // Современные наукоемкие технологии. – 2014. – № 7-2. – С. 23-26.
7. Топольников А.В. Интеллектуальная обработка данных ТМС для интерпретации при проведении АВТО-ГДИС // Инженерная практика №10-11. 2016.
8. Баженов В.В., Имаев А.И., Дубровский В.С., Киргизов Д.И., Исследования действующих скважин в процессе эксплуатации по новым технологиям в ООО «ТНГ-Групп», Бурение и нефть №7-8. 2011.
9. Ломухин А.Ю., Черемисин А.Н., Торопецкий К.В., Рязанцев А.Э., Интеллектуальная система распределённого мониторинга продуктивных параметров добывающих скважин // Вестник ЦКР, Роснедра №4. 2013.

10. Черемисин А. Н., Костюченко С. В., Торопецкий К. В., Рязанцев А. Э., Лукьянов Э. Е., Загоруйко Н. Г. Алгоритмы обработки результатов многофазной расходомерии в информационном обеспечении интеллектуального месторождения, Нефтяное хозяйство 6, 98 — 101. 2013.
11. Трудовой Кодекс – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом.
12. ВСН 39.1.06-84 «Перечень технологического оборудования объектов основного производства обустройства нефтяных месторождений, подлежащего размещению на открытых площадках».
13. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
14. ГОСТ 12.1.003-2014 (2015) ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. Стандартиформ, 2015. – 25 с.
15. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. Стандартиформ, 1990. – 20 с.
16. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.
17. ГОСТ Р 12.1.019-2009. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
18. ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные.
19. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
20. СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности.
21. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
22. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.

23. Проектная документация: «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности», ПД.ОБ. – 2014 – 08 – 09ПБ, 2014г.;
24. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Серия 08. Выпуск 19. — М.: Закрытое акционерное общество «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2013. – 288 с.
25. СанПиН 2.2.4.3359-16. Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах.
26. ГН 2.1.7.2041-06 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в почве. Гигиенические нормативы».
27. СП 51.13330.2011. Защита от шума.
28. ГОСТ Р ИСО 26000-2012. Руководство по социальной ответственности. — М: Стандартинформ, 2014. – 23 с.
29. Муслимов Р.Х., Сулейманов Э.И., Абдулмазитов Р.Г., Фазлыев Р.Т., Абдулмазитов Г.С. Совершенствование систем разработки залежей нефти в трещиноватых карбонатных коллекторах // НТЖ «Нефтяное хозяйство» № 10. 1996. С. 25-28.
30. РД 39-01/06-0001-89 Методические рекомендации по комплексной оценке эффективности мероприятий, направленных на ускорение научно-технического прогресса в нефтяной промышленности.
31. А.В. Кабышев Молниезащита электроустановок систем электроснабжения // Учебное пособие, Издательство ТПУ, 2006.

Приложение А
(справочное)

ANALYZING EFFECTIVENESS OF WELL MONITORING SYSTEMS ON
EASTERN SIBERIA FIELDS

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ94	Гинько Виталий Владимирович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Зятиков Павел Николаевич	д.т.н.		

Консультант

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

Консультант – лингвист отделения иностранных языков ШБИП:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Болсуновская Людмила Михайловна	к.ф.н.		

Introduction

When the oil and gas industry appeared, there was a need for oil production control. In the process of developing the field operation, it became necessary to control the parameters of the well operation and count the amount of oil produced.

At first, this was implemented by technical pressure gauges at the well-head, bottom hole pressure gauge in gusher wells and flow rate measurement using a tank. With the development of technological progress in the oil industry came automatic group metering station electronic wellhead pressure gauges with Wi-Fi sensors and the ability to transmit data, and downhole telemetry systems. All this, together with the research methods, forms a well monitoring system.

A well monitoring system - is a set of measures and a set of equipment involved in monitoring the operation of production wells.

Monitoring is a comprehensive application of diagnostic tools that facilitate monitoring of the well operation process, as well as the formation of an electronic database and information processing methods for timely operational decision-making in the production process.

Downhole monitoring is done to control the parameters of the well operation and includes measuring the pressure and temperature. Depending on the system used, the number of measured parameters may vary. Modern systems are able to measure temperature, pressure, water cut and flow rate. Downhole systems transmit data online, and help quickly make decisions in different situations when the normal operation of the well is disrupted. The main task of monitoring systems is to oversee the operation of each well and the entire field as a whole.

Technologies of downhole monitoring control should be operational and continuous, with the function of transmitting information online, without stopping the well. There should also be a centralized collection and formation of an electronic database.

The first attempts to implement the concept of a well monitoring system were made by the Norwegian company Roxar, creating a bottom hole monitoring system

PDMS in 1987. This system made it possible to obtain information about the pressure and temperature of the reservoir.

Later, the Canadian company Pioneer Petrotech Services Inc developed the PPS227 downhole monitoring system for pump operation. The system measures the downhole pressure online and measures the full range of pump vibration along three axes. Using the vibration values as the main indicators of the pump condition, you can create a maintenance plan to prevent the pump from failing and increase its service life. In addition, information about the actual value of the downhole pressure allows you to change the speed of the pump in such a way as to ensure its maximum efficiency while maintaining the optimal downhole pressure [3].

Over time, well monitoring systems have improved, the number of measured parameters has increased, and new methods of well research and information interpretation have emerged. Processing of research data makes it possible to establish cause-and-effect relationships of the influence of technological processes on the operation of production wells. All this contributed to the development of field development monitoring.

Review of current systems and methods for well monitoring

To analyze the development of the field and its regulation, it is necessary to know various parameters that can only be obtained in the process of well and reservoir studies. There are different methods for investigating and monitoring the operation of wells, as well as different systems for monitoring wells. In this review, we will consider some of them.

Flow measurement. The essence of the method of studying the inflow and absorption profiles is to measure the flow rates of liquids and gases over the thickness of the reservoir. Downhole instruments designed to measure the inflow of liquid and gas (flow rate) are called debtors, and for measuring absorption – flow gauge. According to the principle of operation, borehole remote flow meters and flow meters are turbine, spring-float and with a braked turbine on a string suspension. In addition to their main purpose, downhole flow meters and flowmeters are used to establish

annular fluid circulation, leakage and places of violation of the production string, fluid flow between reservoirs [1].

Thermodynamic studies. Thermodynamic studies are based on the comparison of the geotherm and the thermogram of the operating well. The geotherm is taken in a stopped well and provides information about the Earth's natural thermal field. The thermogram records the temperature change in the wellbore. This study makes it possible to determine the intervals of absorbing and productive reservoir, as well as to use the results obtained for: determining the annular circulation; the flow of injected water and the place of violation of the column; determining the height of the cement mortar behind the columns after their cementation [1].

Geophysical research. Geophysical methods of well research include various types of logging by electric, magnetic, radioactive acoustic and other methods in order to determine the nature of oil, gas and water saturation of rocks, as well as some methods of monitoring the technical condition of wells [1].

Electrometric survey makes it possible to determine the position of the oil-water contact with sufficient accuracy at any stage of the development of oil reservoirs and to divide the section of the reservoir into oil-saturated and water-saturated or water-flooded intervals by the difference in their electrical resistances. In reservoirs, at the late stage of development, the main task of electrometric studies is to establish the current position of the water-oil contact and determine the residual oil-saturated and water-filled thickness of the reservoir [2].

Methods of radiometric studies of wells developed and put into practice later than electrometry methods, in comparison with the latter have a number of advantages. The most important of them is that radiometric studies can be carried out in well-cased wells and therefore allow for multiple studies of oil reservoirs, which is very important for monitoring changes in water-oil contact and the nature of the development of geological resources over time [2].

The following modifications of radiometric studies of wells have been used in field practice:

- 1) neutron-gamma method;

- 2) neutron- neutron method;
- 3) impulsive neutron- neutron method;
- 4) impulsive neutron-gamma method.

Under favorable geological and physical conditions, radiometric methods are used to determine the current position of the oil-water contact and the values of the residual oil-saturated and waterlogged reservoir thicknesses for various dates [2].

Well testing (pressure transient analysis) is divided into two groups. First, there are "traditional well testing", which include the tripping operation of bottom hole pressure gauge, well interference testing, measurements of dynamic and static levels, and other operations, that is, all those activities that have been carried out for many years and, as a rule, are associated with well stoppages, losses of oil production and significant costs. Another alternative to well testing is passive well testing (monitoring), based on the processing of data from downhole telemetry sensors installed at the intake pressure of electric submersible pump (ESP) or in the production string, in gusher operation. In recent years, the equipment of the wells with telemetry systems has increased for many oil companies. Now all new wells are equipped with telemetry. Therefore, a logical suggestion is to use the recorded data (intake pressure) to analyze the reservoir properties, for well testing.

The advantages of this approach are very significant. First, it is possible to obtain data over long time intervals, and analyze changes in downhole pressure when the well operation mode changes. Secondly, such studies are free of charge, because the sensors record information in a continuous mode, during the pump stop, and no special operations are required on the well. Well testing can be done using telemetric systems (telemechanic systems).

Telemetric systems (telemetry) are used in all modern oil and gas fields, as this is necessary for monitoring technological processes. As a rule, submersible telemetric systems are used in wells. The submersible telemetry system is designed to measure the pressure and temperature of the fluid in the well during production. This technology can be used both in gusher wells and in wells equipped with a pump. When conducting continuous monitoring with the help of telemetry systems, it is possible to track the

energy state of the productive reservoir, as well as to evaluate the hydrodynamic parameters of wells and controlling the development process of the field. When using telemetry, and conducting continuous monitoring, it becomes possible to get a complete picture of the well operation and quickly make decisions for development.

In modern conditions, telemetric systems are used to measure the parameters of wells in oil and gas fields. The financial benefits of using telemetry are obvious. Telemetry provides very accurate and reliable information about the parameters of the reservoir and wells.

The telemetric system consists of submersible and surface equipment. Submersible equipment includes pressure and temperature sensor with protective container, submersible cable, cable protectors. The ground equipment includes a control unit with a backup power system and a surface cable.

The principle of operation of telemetry systems is to collect measurement information from primary transducers (submersible equipment), process the received measurement information and store the processing results (surface equipment).

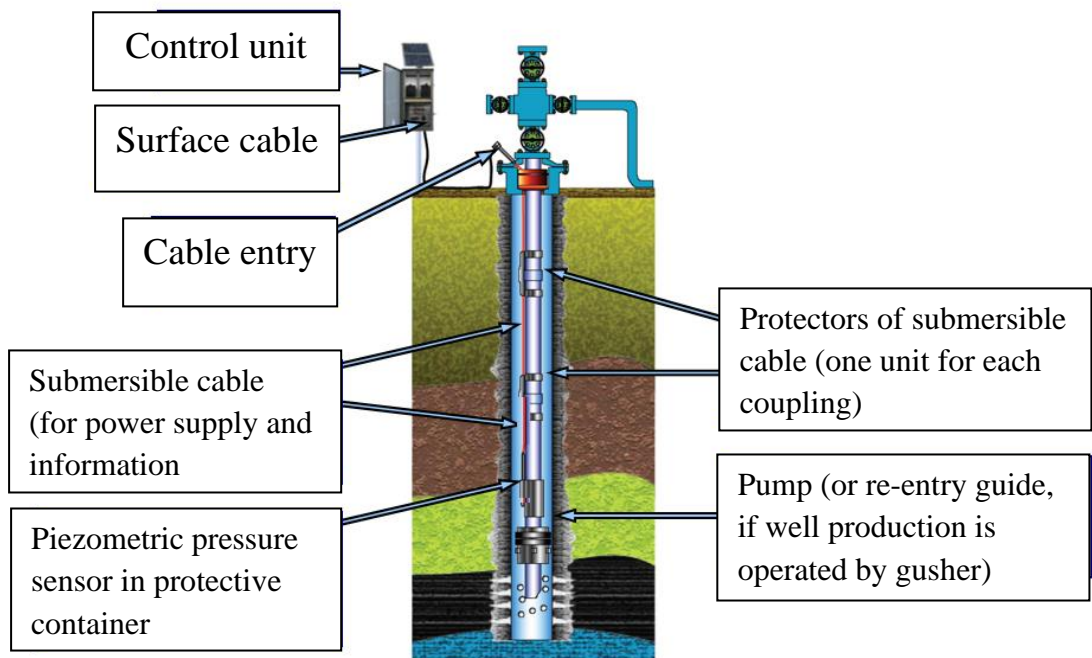


Figure 1 – The composition of the telemetry system equipment

Protective container for the pressure gauge—designed to protect the sensor from damage during the tripping operation and operation of the well (vibration at the start of the ESP). Set as part of the production string. It has a special mount for the sensor.

Depending on the downhole conditions, two types of containers are used: solid-cast and welded. Containers vary in cost and reliability. The maximum container diameter depends on the diameter of the production string. The length of container is about 3 meters.

Manometer-thermometer downhole (pressure sensor) stand-alone is designed to record in time the values of pressure and temperature. The device measures pressure and temperature and records them in an electronic energy-dependent memory at specified time intervals.



Figure 2 –Downhole pressure sensor (submersible)

Submersible cable designed to transmit information from the sensor to the wellhead and power the sensor. Cable structure:

- Copper conductor (diameter ~1 mm).
- The insulation is made of fluoropolymer «Halar».
- Armor of cable – is a stainless steel pipe (SS 316L). The outer diameter of pipe – 6.35 mm. The wall thickness is 0.75 mm.
- Polypropylene sheath – square section 11 mm.

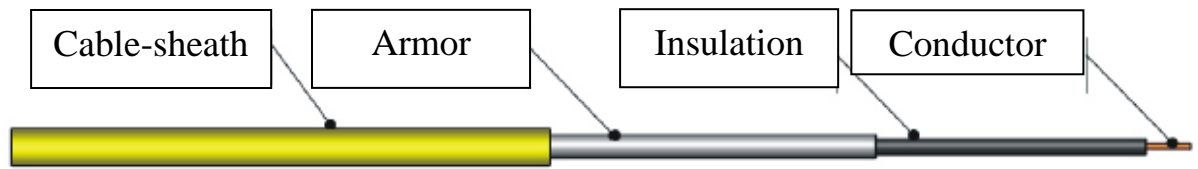


Figure 3 – Structure of submersible cable

Protector of submersible cable – designed to protect the submersible cable during tripping operation. There are usually two types used:

3. Lightweight protector for installation in areas of the well with an angle of inclination less than 15°
4. Braced protector for installation in areas of the well with an angle of inclination from 15° to 90°

The protectors are made of carbon steel and installed on the couplings of production string (one unit for each coupling).



Figure 4 – Protector of submersible cable

Surface cable-designed for transmitting information from the wellhead to the surface control unit and sensor power supply. This cable can be used in any weather, it is guaranteed to work at temperatures from -60° to $+40^\circ$. Cable sheath provides protection from damage by machinery and animals.

Surface control unit-designed for storage, display, transmission of research information and configuration. Storage of information in a standard SD memory card. The unit is equipped with a backup power supply system. It is guaranteed to work for

7 days when the power is turned off on the well pad. It is also equipped with a heating system. Operating temperature range from -60° to $+40^{\circ}$.



Figure 5 – Surface control unit

The shut-off valve measures the main parameters of the extracted fluid at the wellhead (pressure, temperature), and also regulates the operation of the well by automatically monitoring the flow rate or bottom-hole pressure. The automation unit collects, controls, and transmits data from the well to the oil and gas production department.

Conclusion

The use of downhole monitoring systems provides a positive effect on the management of field development. The development of smart well technologies and well testing based on the results of telemetry measurements is a promising direction that will continue to develop in the future, due to its advantages. High-quality integrated well monitoring provides technological efficiency and economic profitability. Such a method can become an irreplaceable source of valuable information in the hands of field development specialists.

REFERENCES

1. Thiele, M.R., Batycky R.P., Fenwick D.H. Streamline Simulation for Modern Reservoir-Engineering Workflows // Society of Petroleum Engineers. – 2010. – № 1. – P. 64-70.
2. Moen T., Asheim H. Inflow Control Device and Near-Wellbore Interaction // Paper SPE 112471, 2008
3. Glandt, Carlos A., Shell International E&P: “Reservoir Aspects of Smart Wells” // SPE paper 81107 // 2003