

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений  
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

### ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

Тема работы
<b>АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ</b>

УДК622.276:532.5.08(571.1)

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г2	Мандраков Глеб Витальевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Курганова Елена Владимировна			

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Маланина Вероника Анатольевна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович			

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП, должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лукин Алексей Анатольевич	К.Г-М.Н		

**ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ**  
**21.03.01 Нефтегазовое дело**  
**ООП «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»**

Код Компетенции	Наименование компетенции
<b>Универсальные компетенции</b>	
<b>УК(У)-1</b>	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач
<b>УК(У)-2</b>	Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений
<b>УК(У)-3</b>	Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде
<b>УК(У)-4</b>	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(ых) языке(ах)
<b>УК(У)-5</b>	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально-историческом, этическом и философском контекстах
<b>УК(У)-6</b>	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни
<b>УК(У)-7</b>	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
<b>УК(У)-8</b>	Способен создавать и поддерживать в повседневной жизни и в профессиональной деятельности безопасные условия жизнедеятельности для сохранения природной среды, обеспечения устойчивого развития общества, в том числе при угрозе и возникновении чрезвычайных ситуаций и военных конфликтов
<b>УК(У)-9</b>	Способен принимать обоснованные экономические решения в различных областях жизнедеятельности
<b>УК(У)-10</b>	Способен формировать нетерпимое отношение к коррупционному поведению
<b>Общепрофессиональные компетенции</b>	
<b>ОПК(У)-1</b>	Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общеинженерные знания
<b>ОПК(У)-2</b>	Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений
<b>ОПК(У)-3</b>	Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента
<b>ОПК(У)-4</b>	Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные
<b>ОПК(У)-5</b>	Способен понимать принципы работы современных информационных технологий и использовать их для решения задач профессиональной деятельности
<b>ОПК(У)-6</b>	Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии

<b>ОПК(У)-7</b>	Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами
<b>Профессиональные компетенции</b>	
<b>ПК(У)-1</b>	Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-2</b>	Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-3</b>	Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-4</b>	Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-5</b>	Способен обеспечивать и контролировать выполнение показателей разработки месторождений и производственных процессов при эксплуатации скважин
<b>ПК(У)-6</b>	Способен обеспечивать выполнение работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования, проводить организационно-техническое обеспечение процесса добычи углеводородного сырья
<b>ПК(У)-7</b>	Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-8</b>	Способен использовать нормативно-технические требования и принципы производственного проектирования для подготовки предложений по повышению эффективности разработки месторождений и перспективному развитию процессов по добыче углеводородного сырья



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 21.03.01 Нефтегазовое дело  
ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений  
Отделение школы Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
Руководитель ООП  
\_\_\_\_\_  
(Подпись) \_\_\_\_\_ (Дата) А.А. Лукин  
(ФИО)

### ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
3-2Б8Г2	Мандраков Глеб Витальевич

Тема работы:

<b>АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ</b>
<i>Утверждена приказом директора (дата, номер)</i>

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	
--	--

#### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p><b>Исходные данные к работе</b> <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к функционированию (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.)</i></p>	<p>Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы, правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности, производственная безопасность, экологическая безопасность, защита в чрезвычайных ситуациях.</p>
<p><b>Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке</b> <i>(аналитический обзор литературных источников с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе)</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Методы и технологии гидродинамических исследований добывающих скважин.</li> <li>2. Системы гидродинамических исследований месторождений Восточной Сибири.</li> <li>3. Повышение эффективности работы добывающих скважин при помощи гидродинамических исследований.</li> <li>4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.</li> <li>5. Социальная ответственность.</li> </ol>

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

<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> <i>(с указанием разделов)</i>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
<b>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</b>	<b>Доцент, к.э.н. Маланина Вероника Анатольевна</b>
<b>Социальная ответственность</b>	<b>Старший преподаватель, Гуляев Милий Всеволодович</b>
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:</b>	
<b>В работе отсутствуют разделы на иностранном языке</b>	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал руководитель:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Старший преподаватель	Курганова Елена Владимировна			

**Задание принял к исполнению обучающийся:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Б8Г2	Мандраков Глеб Витальевич		

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 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений  
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения \_\_\_\_\_ весенний семестр 2022/2023 учебного года

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН**  
**выполнения выпускной квалификационной работы**

Обучающийся:

Группа	ФИО
3-2Б8Г2	Мандраков Глеб Витальевич

Тема работы:

<b>АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ          ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ</b>
---

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
14.02.2023	<i>Обзор литературы по теме исследования</i>	5
21.02.2023	<i>Введение</i>	10
27.02.2023	<i>Методы и технологии гидродинамических исследований добывающих скважин</i>	15
04.03.2023	<i>Системы гидродинамических исследований месторождений Восточной Сибири.</i>	15
29.03.2023	<i>Повышение эффективности работы добывающих скважин при помощи гидродинамических исследований.</i>	20
20.04.2023	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
05.05.2023	<i>Социальная ответственность</i>	10
20.05.2023	<i>Заключение</i>	5
10.06.2023	<i>Презентация</i>	10
	<i>Итого</i>	100

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Курганова Е.В.			

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лукин А.А.	К.Г.-М.Н		

**Обучающийся**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г2	Мандраков Глеб Витальевич		

## Обозначения, определения и сокращения

- КИН**–коэффициент извлечения нефти;
- НКТ**–насосно-компрессорные трубы;
- ГРП**–гидроразрыв пласта;
- ГДИС** – гидродинамические исследования скважин;
- ТМС**– телеметрическая система;
- ФЕС**–фильтрационно-емкостные свойства;
- ИД**–индикаторная диаграмма;
- КВДу**–кривая восстановления давления на устье скважины;
- КВД** – кривая восстановления давления;
- КСД** – кривая стабилизации давления;
- КПД** – кривая падения давления;
- УКП** – устройство контроля притока;
- ПГИ** – промыслово-геофизические исследования;
- СКО**–соляно-кислотная обработка;
- АСРП**–адаптивная система регулирования притока;
- ГНК**–газонефтяной контакт;
- ГФ**–газовый фактор;
- СПО**–спуско-подъёмные операции;
- ЭЦН** – электроцентробежный насос;
- ПЭД**–погружной электродвигатель;
- КПД**–коэффициент полезного действия насоса;
- СПСК**–система постоянного скважинного контроля;
- ЦДНГ**– цех добычи нефти и газа;
- СУ**–станция управления;
- СНО**–средняя наработка на отказ;
- ТКРС**– текущий и капитальный ремонт скважин.

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа включает 100 страниц, в том числе 36 рисунков, 16 таблиц. Список литературы включает 34 источника.

Ключевые слова: нефть, газ, месторождение, добывающие скважины, термодинамические исследования, горизонтальная скважина, внутрискважинный мониторинг, ГДИС, телеметрические системы.

Объектом исследования являются добывающие скважины в которых проводили гидродинамические исследования.

Целью работы является анализ эффективности проведения гидродинамических исследований в добывающих скважинах Восточной Сибири.

Для достижения цели были поставлены следующие задачи:

1. Провести анализ современных систем и методов гидродинамических исследований;
2. Определить достоинства и недостатки различных методов ГДИС;
3. Разработать пути совершенствования методов исследования скважин с учетом наилучших доступных технологий и ресурсоэффективности.

В результате исследования была подчеркнута значительная роль технологии заканчивания скважин. Интеллектуальные системы заканчивания позволяют не только получать оперативную информацию о параметрах работы скважины, но и удаленно производить их контроль и, следовательно, обеспечивают максимальную производительность.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: пластовая температура, пластовое давление, забойное давление, дебит жидкости, фильтрационно-емкостные свойства пласта.

Областью применения результатов исследований являются месторождения с наращиваемым и постоянным объемами добычи (I и II стадии), так как на данных этапах происходит извлечение основной доли углеводородного сырья.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	11
1 МЕТОДЫ И ТЕХНОЛОГИИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН.....	13
1.1 Метод термометрии .....	14
1.2 Метод механической дебитометрии .....	16
1.3 Метод влагометрии (диэлькометрия).....	18
1.4 Метод термокондуктивной резистивиметрии.....	19
1.5 Метод барометрии.....	21
2 СИСТЕМЫ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ .....	23
2.1 Гидродинамические показатели в системах постоянного внутрискважинного мониторинга.....	23
2.2 Обзор современных систем гидродинамических исследований.....	29
3 ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН ПРИ ПОМОЩИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ .....	41
3.1 Геолого-технические условия Сребнеботуобинского месторождения .....	41
3.2 Трассерные исследования .....	44
3.3 Использование термоманометрической системы на примере Среднеботуобинского месторождения .....	47
3.3.1 Техническое оснащение систем телеметрии.....	47
3.3.2 Гидродинамические исследования скважины 2188 Среднеботуобинского месторождения .....	51
3.3.3 Гидродинамические исследования для выявления разобщенности пласта.....	55
3.4 Использование комбинированных систем мониторинга скважин с возможностью контроля параметров .....	58
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	65
4.1 Оценка коммерческого потенциала объекта, перспективности проведения проектной работы с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения .....	66
4.2 Расчет времени на проведение мероприятия .....	69
4.3 Расчет затрат на оборудование .....	69
4.4 Расчет материальных затрат .....	70
4.5 Расчет заработной платы.....	71

4.6 Отчисления во внебюджетные фонды .....	71
4.7 Формирование бюджета затрат на реализацию проекта.....	72
4.8 Экономическая оценка проекта .....	72
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	75
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	75
5.2 Производственная безопасность .....	78
5.2.1 Анализ выявленных вредных факторов .....	79
5.2.2 Анализ выявленных опасных факторов .....	83
5.3 Экологическая безопасность.....	89
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	92
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	94
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	97

## ВВЕДЕНИЕ

Существуют несколько способов достижения высоких показателей разработки месторождения – ввод в разработку новых скважин и оптимизация добычи нефти и газа в уже имеющихся скважинах.

Гидродинамические исследования в процессе добычи являются более трудоемкой работой, чем работы в необсаженных скважинах. Скважина, введенная в эксплуатацию, требует особого подхода, так как необходимо учесть режим ее работы и условия эксплуатации. В то время как, например, для выполнения геофизических исследований, которые проводятся в скважинах на стадии бурения, не накладывается такое же количество ограничений к технологии и методике анализа данных.

Непрерывный контроль работы скважин позволяет своевременно принять меры по улучшению показателей добычи и предупредить возможную остановку работы скважины.

На сегодняшний день широкое распространение получили горизонтальные скважины, благодаря которым достигаются наиболее высокие показатели дебита и коэффициента охвата пласта разработкой за счет обширной площади контакта скважины с нефтенасыщенным пластом. Однако работа горизонтальных скважин не исключает риск неравномерного профиля притока пластового флюида или образования зон различных перепадов давления в разных частях скважины. Так наибольшим риском обладают области пятки и носка (эффект heel-toe) притока и, как следствие, преждевременного прорыва воды или газа. В связи с этим скважинное оборудование включает различные устройства контроля притока, как пассивные, так и активные. В сочетании с термодинамическими и дебитометрическими исследованиями скважины, устройства контроля притока позволяют поддерживать требуемые показатели добычи углеводородного сырья.

Объектом исследования является процесс добычи нефти и газа из продуктивного пласта. Предметом исследования являются методы и технологии

гидродинамических исследований добывающих скважин Восточной Сибири.

Актуальность работы заключается в необходимости совершенствования системы мониторинга за состоянием скважины, так как на большинстве месторождений по сегодняшний день используют шахматный способ мониторинга. Такой способ применяется с начала добычи углеводородов в России и имеет ряд недостатков, таких как невозможность с высокой степенью достоверности предсказать ход дальнейшей работы скважины, так как учитывает только ее историю. Кроме того, для высокой эффективности процесса добычи необходима разработка, внедрение и использование наилучших доступных технологий.

# 1 МЕТОДЫ И ТЕХНОЛОГИИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН

С развитием нефтегазовой отрасли возник вопрос о разработке системы контроля за добычей нефти и газа, так как было необходимо достижение максимальной производительности нефтегазодобывающей отрасли.

Гидродинамические исследования скважины – это важный этап в процессе разведки и эксплуатации нефтегазовых месторождений. Они позволяют получить информацию о физических свойствах пласта, определить характеристики потока жидкости и газа, а также оценить параметры работы скважины.

Одной из задач гидродинамических исследований является определение проницаемости пласта – важного параметра, который определяет способность породы пропускать жидкость или газ. Для этого проводят испытания на дебите, при которых измеряются объем жидкости или газа, поступающий в скважину за определенное время. На основе полученных данных строят график зависимости давления от дебита, который позволяет оценить проницаемость пласта.

Еще одной задачей гидродинамических исследований является определение структуры потока жидкости или газа в скважине. Для этого проводят испытания на затрубном давлении, при которых измеряются давление и температура в скважине на разных глубинах. На основе полученных данных можно определить скорость потока жидкости или газа, а также оценить характеристики фильтрации в пласте.

Термодинамические и дебитометрические исследования добывающих скважин позволяют осуществлять непрерывный контроль за текущим состоянием скважин, а также делать прогноз возможных изменений в процессе добычи нефти и газа.

Оператор на рабочем месте может наблюдать такие параметры как: пластовая температура, пластовое и забойное давление, дебит скважины и т.д. Значение показателей определяется при помощи системы контрольно-

измерительных приборов, передающих информацию о состоянии скважины и пласта на устройство вывода для оперативной обработки информации и принятию решения для поддержания оптимальных параметров работы скважины. Главной задачей системы мониторинга является получение и обработка оперативной информации по каждой скважине и залежи в целом.

Система мониторинга включает не только датчики, расположенные в скважине, но и систему передачи данных, которая должна обеспечивать бесперебойную работу скважины, а также программное обеспечение для структурирования и обработки поступающей информации.

### **1.1 Метод термометрии**

Температура является одной из главных эксплуатационных характеристик пласта, поэтому термометрия является важной частью комплекса гидродинамических исследований.

Непрерывный контроль за температурой в скважине позволяет:

- определить пластовую температуру  $T_{пл}$  и температуру на забое  $T_{заб}$ ;
- оценивать пластовое давление  $P_{пл}$  и давление насыщения  $P_{нас}$ ;
- выявить отдающие и принимающие интервалы пласта;
- идентифицировать внутриколонные межпластовые перетоки;
- выявить заколонную циркуляцию;
- оценивать дебит жидкости в скважине;
- зафиксировать динамический уровень жидкости и границу нефть-вода в кольцевом пространстве;
- определить положение ВНК и ГВК, тем самым предотвращая нефтегазо-водопритоки;
- выделить обводненные залежи;
- осуществлять управление работой глубинного насоса;
- выявить местоположение мандрелей и глубины спуска НКТ;
- зафиксировать положение утечек в обсадной колонне, насосно-компрессорных трубах или на забое;

- осуществлять контроль за перфорацией колонны;
- осуществлять непрерывный мониторинг процесса гидроразрыва пласта [1].

Термометрия используется в перфорированных пластах для определения интервалов притока отдающих пластов и обводнения. В неперфорированных пластах этот метод помогает проследить температурный фронт закачиваемых вод. Преимущества данного метода включают:

- высокую достоверность результатов по выявлению низкопродуктивных пластов;
- широкую область применения, в том числе в лифтовых колоннах;
- возможность определения обводненных участков;
- эффективность исследования даже в тех случаях, когда другие методы не дают требуемого эффекта (например, в скважинах с электропогружными центробежными насосами).

Метод термометрии с высокой степенью достоверности позволяет определить нижнюю границу отдающего или поглощающего пласта. [1]

Современные датчики температуры обладают высокой чувствительностью к изменению условий измерений, поэтому метод термометрии обладает высокой эффективностью. Однако высокая чувствительность датчиков может стать недостатком при незнании основ метода термометрии и физики пласта.

### ***Физические основы метода***

Для определения эксплуатационных свойств пласта осуществляют замер температуры в остановленной скважине, располагающейся в отдалении от добывающих и нагнетательных скважин. По полученным данным строят кривую значений температуры, снятых через определенные промежутки времени. Данная кривая называется геотермой и является базисной температурной кривой.

Другой важной зависимостью является термограмма, которая отображает изменение температуры в скважине от глубины. Ее сопоставление с геотермой

позволяет обнаружить различия между тепловыми полями базисной и измеренной температурной кривой, на основании которых можно судить о процессах, происходящих в пласте.

Зачастую для месторождения принимается типовая кривая распределения температуры. Это значительно облегчает процесс исследований скважин путем их адаптации с учетом конкретных условий. Так построение геотермы в наклонно направленной скважине осуществляется с поправкой на инклинометрию.

### ***Аппаратура***

Датчики термометрии устанавливаются путем спуска в скважину на геофизическом кабеле как в качестве отдельного инструмента так в составе с другими датчиками ГДИС (чаще всего реализуется второй вариант). Основным оборудованием в термометрии являются датчики из различных материалов, отличающихся проводниковыми свойствами. При этом чем выше температура, тем выше его сопротивление.

Термометры могут быть как высокочувствительными, так и иметь обычную чувствительность менее  $0,3^{\circ}\text{C}$  в зависимости от используемого металла.

## **1.2 Метод механической дебитометрии**

Для точного измерения расходов пластового флюида в скважинах используется механическая дебитометрия, которая осуществляется с помощью специальных датчиков турбинного типа. Эти данные необходимы для ряда целей, таких как:

- выделение отдающих и поглощающих участков добывающей скважины;
- суммирование показателей расхода пластового флюида по пластам, анализ распределения добычи;
- обнаружение в остановленной скважине сообщающихся интервалов перфорации.

Механическая дебитометрия позволяет составить картину распределения коэффициента приемистости по пластам, что в комплексе с анализом профиля является важным инструментом для оптимизации работы скважин и повышения их эффективности. Использование механической дебитометрии позволяет получать точные и надежные данные, что является ключевым фактором для успешной эксплуатации нефтегазовых месторождений.

Недостатком метода механической дебитометрии является низкая эффективность датчиков при малой скорости потока, кроме того значительное влияние на достоверность результатов оказывают механические примеси и условия измерений. Также возникают сложности при наличии нескольких фаз в добываемом флюиде и при конструктивных ограничениях (наличие сужений и пакеров).

#### ***Физические основы метода***

Основной характеристикой в данном методе является кривая зависимости дебита по времени, которая записывается на перфорированных интервалах пласта и прилегающей области ствола. В среднем данная область составляет 15 метров.

В местах сообщения изучаемых пластов производят направленные измерения. Кроме того, точечному измерению подлежат области выше и ниже интервалов перфорации.

Результатом точечных измерений является интегральная и дифференциальная дебитограммы. Первая является зависимостью измеренных значений от глубины, вторая – характеризует расход, приходящийся на различные интервалы приемистости, и представлена в виде гистограммы. Гистограмма строится на основе интегральной дебитограммы.

Наиболее широко применяемым результатом дебитометрии являются индикаторные кривые, которые строятся на установившихся режимах. На индикаторных кривых по оси абсцисс откладывают величины забойного давления, а по оси ординат – дебит в м<sup>3</sup>/сут.

Кроме того, дебитометрия играет важную роль при исследованиях в

период восстановления пластового давления, большое значения имеет кривая зависимости дебита от времени после остановки скважины [2].

### ***Аппаратура***

К механическим дебитомерам относят расходомеры турбинного типа. Многолопастная турбинка вращается вследствие движения пластового флюида, вращение турбины преобразуется в электрический сигнал, на основании которого судят о дебите потока. Расход пластового флюида прямо пропорционален скорости вращения турбины. Кроме того, существуют расходомеры, у которых вместо свободно вращающейся турбинки установлена заторможенная турбинка на струне. О дебите в данном случае судят по углу поворота турбинки.

Наличие в таких расходомерах пакера позволяет управлять направлением потока. Пакер при этом занимает поперечное сечение скважины и направляет флюид к многолопастной турбинке, измеряющей расход. Расходомер с пакером неприменим в добыче газа.

Для эффективности гидродинамических исследований метод применяется в комплексе с другими методами анализа. Целостную картину о дебите пластового флюида можно получить посредством механической и термокондуктивной расходомерии. Помимо этого применяются и другие методы исследования «притока-состава» [2].

### **1.3 Метод влагометрии (диэлькометрия)**

Область применения метода диэлькометрии:

- изучения состава добываемой жидкости;
- в определенных условиях данный метод позволяет произвести оценку объемного содержания воды в добываемом флюиде;
- установления мест отсутствия герметичности обсадной колонны;
- определение отдающих интервалов и типа поступающей жидкости или газа.

Метод имеет несколько значимых недостатков: в условиях наклонной

скважины без пакеров и центриатора замер показателей осуществляется только у нижней стенки колонны, наличие нескольких фаз в потоке отрицательно влияет на достоверность результатов исследований, а также при высокой обводненности продукции (40-60%) чувствительность прибора значительно снижается, и он практически не фиксирует изменений показаний.

### ***Физические основы метода***

Сущность метода заключается в измерении показаний диэлектрической проницаемости потока. На основании полученных значений можно судить о составе флюида, а именно содержании в нем воды.

На выходе измеренные показатели позволяют построить кривую обводненности углеводородного сырья. Для получения более точных значений необходимо внести в график поправки на температуру и структуру жидкости.

### ***Аппаратура***

Диэлькометрические влагомеры представляют собой генераторы с частотно зависимой цепью в виде колебательного контура (LC- генераторы) или в виде транзистора (RC- генераторы). Кроме того, в состав их схемы обязательно включен конденсатор проточного типа. Исследуемый пластовый флюид движется между пластинами конденсатора, вследствие этого происходит изменение емкости конденсатора, которое преобразуется в электрический сигнал и фиксируется.

Влагомеры выпускаются двух видов: пакерные и беспакерные. Первые применяются для количественного анализа, вторые – для качественного анализа состава смеси. В газовых скважинах используются только беспакерные влагомеры.

## **1.4 Метод термокондуктивной резистивиметрии**

Термокондуктивная резистивиметрия – это метод измерения скорости потока жидкости, основанный на изменении температуры датчика, который перегревается относительно окружающей среды. Этот метод широко применяется в нефтяной и газовой промышленности для измерения объемного расхода жидкости в трубопроводах и скважинах.

Резистивиметрия относится к методам изучения состава и применяется для:

- определения нефте- газо- водопритоков;
- определения динамических уровней (НВР) в скважине;
- установления негерметичности обсадных колонн в работающих скважинах и перетоков между перфорированными пластами в остановленных скважинах;
- для оценки разделов фаз в стволе скважины.

Ограничением применения метода является чувствительность прибора к составу смеси, которая отрицательно сказывается на достоверности результатов. На достоверность показаний также оказывает влияние направление скорости, в частности наличие радиальной составляющей, и ее величина (при больших скоростях потока снижается эффективность прибора). Кроме того, метод чувствителен к температуре потока и мощности нагревателя.

#### ***Физические основы метода***

Основным элементом термокондуктивного резистивиметра является термодатчик, который состоит из резистора, нагреваемого током до температуры, превышающей температуру окружающей среды. Величина приращения температуры термодатчика, позволяющая оценить скорость потока, определяется путем измерения приращения сопротивления датчика либо частоты, когда датчик включен в частотно-зависимую схему. Такой метод измерения скорости потока является одним из наиболее точных и надежных, поскольку он не зависит от свойств среды и не требует калибровки. Кроме того, термодатчики могут использоваться для измерения температуры и других параметров среды, что делает их универсальными инструментами для различных приложений. Однако, для достижения максимальной точности измерений необходимо учитывать такие факторы, как тепловые потери и изменение сопротивления датчика со временем.

Однако, для получения точных результатов необходимо учитывать состав исследуемой жидкости, так как коэффициент теплоотдачи от датчика в воде в 2

раза меньше, чем в нефти. При переходе из воды в нефть происходит разогрев, на термодобитограмме можно увидеть границу перехода воды к нефти.

Кроме того, чувствительность к притокам ослабевает по мере охлаждения, поэтому оптимальный интервал записи не должен превышать 100 м. Для уменьшения ошибок измерения рекомендуется использовать несколько датчиков, расположенных на разных уровнях.

Одним из преимуществ термокондуктивной резистивиметрии является возможность измерения объемного расхода жидкости без применения дополнительных устройств, таких как вихревые счетчики или датчики давления. Кроме того, этот метод не требует калибровки и имеет высокую точность измерений.

Однако, термокондуктивная резистивиметрия имеет и некоторые недостатки. В частности, этот метод не подходит для измерения скорости потока газа, так как теплоотдача от датчика в газе очень мала. Кроме того, при работе с высокотемпературными жидкостями могут возникнуть проблемы с надежностью работы датчика.

### ***Аппаратура***

Термокондуктивный дебитомер представляет собой один из видов термоанемометров – термокондуктивный анемометр, работающий в режиме постоянного тока [1].

В целом, термокондуктивная резистивиметрия – это эффективный метод измерения объемного расхода жидкости в трубопроводах и скважинах, который обладает высокой точностью и не требует калибровки. Однако, при выборе этого метода необходимо учитывать особенности исследуемой жидкости и условия ее эксплуатации.

## **1.5 Метод барометрии**

Метод барометрии – это один из методов гидродинамических исследований скважин, который позволяет определить давление на забое скважины и пласта.

Основными задачами метода являются:

- определение пластового давления, давления на забое и перепада давлений (депрессии);
- определения плотности и состава смеси флюидов при помощи градиента, рассчитанного на основании данных гидростатического давления;
- оценка потери давления на участках сужения ствола, что позволит более точно определить характеристики потока.

Одним из преимуществ метода барометрии является его простота и доступность. Для проведения исследования не требуется специального оборудования или высокой квалификации персонала. Кроме того, этот метод позволяет получить достаточно точные результаты. Значительное влияние на достоверность результатов оказывают изменения температуры измерений, структуры потока и других процессов, не относящихся к установившемуся режиму.

#### ***Физические основы метода***

Сущность метода заключается в проведении анализа значений давления, характера их изменений, а также скорости и направления изменения давления.

#### ***Аппаратура***

Глубинные манометры осуществляют замер таких показателей как абсолютное и дифференциальное давление. Они способны самостоятельно фиксировать показатели и могут управляться с рабочего места оператора. Спуск манометров осуществляется при помощи специальных проволок (при автономной регистрации показателей манометра) или на геофизическом кабеле в качестве самостоятельной единицы или в комплексе с другими методами ГДИС. Кроме того, возможно их применение с пластоиспытателями, в таком случае они спускаются до определенной глубины и их положение фиксируется.

Преобразователи сигнала от манометра имеют различные исполнения и могут быть: пьезокристаллическими (кварцевые, сапфировые), струнными и мембранными.

Прибор барометрии применяют в сборке приборов «притока-состава».

## **2 СИСТЕМЫ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ**

### **2.1 Гидродинамические показатели в системах постоянного внутрискважинного мониторинга**

ГДИС – это традиционные методы, которые применяются при работе со скважинами. Они включают в себя ряд процедур, таких как спуск манометра, гидропрослушивание, замер динамического и статического уровней. Эти методы являются незаменимыми инструментами для любой компании, занимающейся добычей нефти. Их использование позволяет улучшить эффективность работы и снизить вероятность возникновения непредвиденных ситуаций. Поэтому ГДИС – это не просто методы исследования, а необходимость в работе с любой скважиной.

Кроме того, к ГДИС относятся, так сказать, пассивные методы исследования – это внутрискважинный мониторинг. Внутрискважинный мониторинг – это метод, при котором скважины исследуются с помощью обработки информации, получаемой от датчиков глубинной телеметрии, установленных на приемных насосах или в колоннах НКТ. Этот подход позволяет получить подробную информацию о состоянии скважин и их производительности, а также о возможных проблемах, которые могут возникнуть в процессе эксплуатации скважин. Благодаря внутрискважинному мониторингу, можно оперативно реагировать на неполадки и предотвращать серьезные аварии. Таким образом, внутрискважинный мониторинг является незаменимым инструментом для эффективного и безопасного использования скважинных ресурсов.

Многие нефтедобывающие компании страны стремятся к максимальной оснащенности наилучшими доступными технологиями. Так, ПАО «НК «Роснефть» добилась полного оснащения фонда скважин системами погравной телеметрии. Благодаря этому решению, предприятие добилось высоких показателей достоверности результатов и, соответственно, имеет более точную модель пласта с распределением фильтрационно-емкостных свойств.

Большинство месторождений обладает высокой оснащённостью датчиками телеметрии в связи с чем гидродинамические исследования на сегодняшний день проводятся повсеместно. Ещё одним достоинством мониторинга скважин является возможность непрерывного фиксирования показателей, как в работающих, так и в остановленных скважинах, следовательно, нет необходимости в дополнительных остановках работы скважины для проведения исследований. Кроме того, при постоянном мониторинге аккумулируются данные по скважине за большой промежуток времени, и на основании полученных статистических данных можно прогнозировать поведение давления на забое скважины при изменении режима ее работы.

Большая часть компаний на сегодняшний день переходит от «традиционных» методов ГДИС к системам внутрискважинного мониторинга и анализа выборочной информации из базы данных. Такая тенденция связана с тем, что нефтяные компании стремятся к высокой степени оснащённости скважинного фонда наилучшими доступными технологиями, в данном случае высокоточными датчиками телеметрии, которые исключают необходимость остановки скважины для проведения исследований.

Кроме того, такие датчики позволяют своевременно реагировать на результаты исследования и принимать меры по поддержанию уровня добычи. Благодаря современным средствам телеметрии в комплексе со специализированным программным обеспечением возможна не только запись значений показателей, но и интерпретация полученных данных. Внутрискважинный мониторинг может обеспечить выполнение большинства задач контроля разработки, таких как оценка приемистости скважины, энергетического состояния пласта, фильтрационно-емкостных параметров пласта и др. [3].

Согласно аналитическим данным при внедрении системы погружной телеметрии в скважинах, составляющих четверть фонда, коэффициент надежности системы составляет более 75%, при оснащённости скважин

системами внутрискважинного мониторинга 5 % наблюдается более низкое значение коэффициента надежности (порядка 30%), в связи с чем более экономически целесообразно оснащение фонда хотя бы на уровне 20 %.

Основные способы определения характеристик работы скважины включают индикаторные кривые, кривая восстановления давления (КВД) и кривая стабилизации давления (КСД). Определение пластового давления и коэффициента продуктивности необходимо проводить с помощью индикаторных диаграмм и кривых восстановления давления. Гидропроводность, проницаемость и скин-фактор можно вычислить с помощью КВД и КСД.

Индикаторные диаграммы позволяют провести анализ на установившихся режимах работы скважины, при этом для получения достоверного результата необходимо отработка не менее чем на трех режимах. Анализ времени стабилизации забойного давления или установления радиального притока является важной частью гидродинамических исследований и осуществляется при помощи кривой восстановления давления. По данным КВД можно судить о пластовом давлении и коэффициенте продуктивности скважины, однако метод требует остановки скважины. Кривая стабилизации давления подразумевает работу скважины после остановки до формирования радиального притока.

В таблице 2.1 представлены способы определения характеристик работы скважины, необходимая для них входная информация и результаты исследования. Можно отметить, что в основе каждого метода лежит анализ данных по дебиту скважины. Хотя существующие методики онлайн-расчета дебита не всегда соответствуют строгой метрологии, для решения оперативных задач этот подход представляет большой интерес. Кроме того, проведение ГДИС с помощью датчиков телеметрических систем также показывает достаточно неплохую информативность[3].

Таблица 2.1–Методы обработки характеристик работы скважины

Определяемый параметр	Метод обработки	Необходимые исходные данные
$P_{пл}$	КВДу	-
	ИД	Дебит жидкости(история)
$K_{прод}$	КВДу	Дебит жидкости(история)
		ИД
Гидропроводность	КВДу	Дебит жидкости(история)
		КСД
Фазовая проницаемость(нефти и воды)	КВДу	Дебит жидкости(история), обводненность, вязкость нефти и воды, эффективная толщина пласта
		КСД
Абсолютная проницаемость	КВДу	Дебит жидкости(история), обводненность, вязкость нефти и воды, эффективная толщина пласта, относительные фазовые проницаемости
		КСД
Пьезопроводность	КВДу	Дебит жидкости(история), обводненность, эффективная толщина пласта, пористость, сжимаемость нефти воды и породы, относительные фазовые проницаемости
		КСД
Скин-фактор	КВДу	Дебит жидкости(история), обводненность, эффективная толщина пласта, пористость, сжимаемость нефти воды и породы относительные фазовые проницаемости
		КСД

Основными характеристиками, определяемыми в ходе гидродинамических исследований при помощи глубинных датчиков телеметрии, являются:

- текущее пластовое давление;
- проницаемость;
- коэффициент продуктивности;
- степень загрязненности ПЗП или скин-фактор;
- граничные условия [4].

Погружная телеметрия позволяет осуществлять исследования, последовательность которых представлена на рисунке 2.1. Первый этап включает получение сигналов от глубинных датчиков, далее эти сигналы

преобразуются в понятную для восприятия форму и происходит накопление данных. На следующем этапе происходит обработка и анализ данных телеметрии, которые зачастую представляют собой большие массивы. Для удобства работы с такими данными происходит их предварительная подготовка (систематизация, сортировка и т.д.).

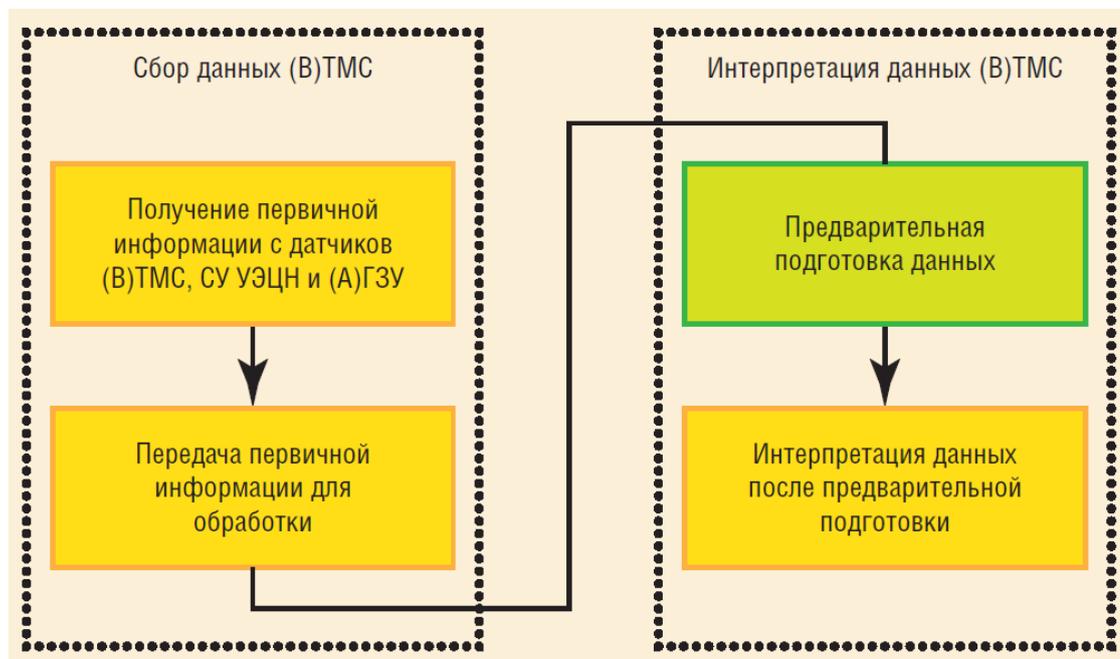


Рисунок 2.1–Схема обработки данных с ТМС

В зависимости от поставленной задачи предприятием задаются собственные критерии и способы сбора и интерпретации данных. Работа с данными является сложным процессом и осуществляется несколькими подразделениями, имеющими свою область ответственности. Структура нефтедобывающих компаний в стране является преимущественно вертикально-интегрированной, в связи с чем можно говорить об универсальной обобщённой системе сбора и интерпретации данных. На рисунке 2.2 представлена приблизительная универсальная схема, учитывающая работу системы погружной телеметрии.

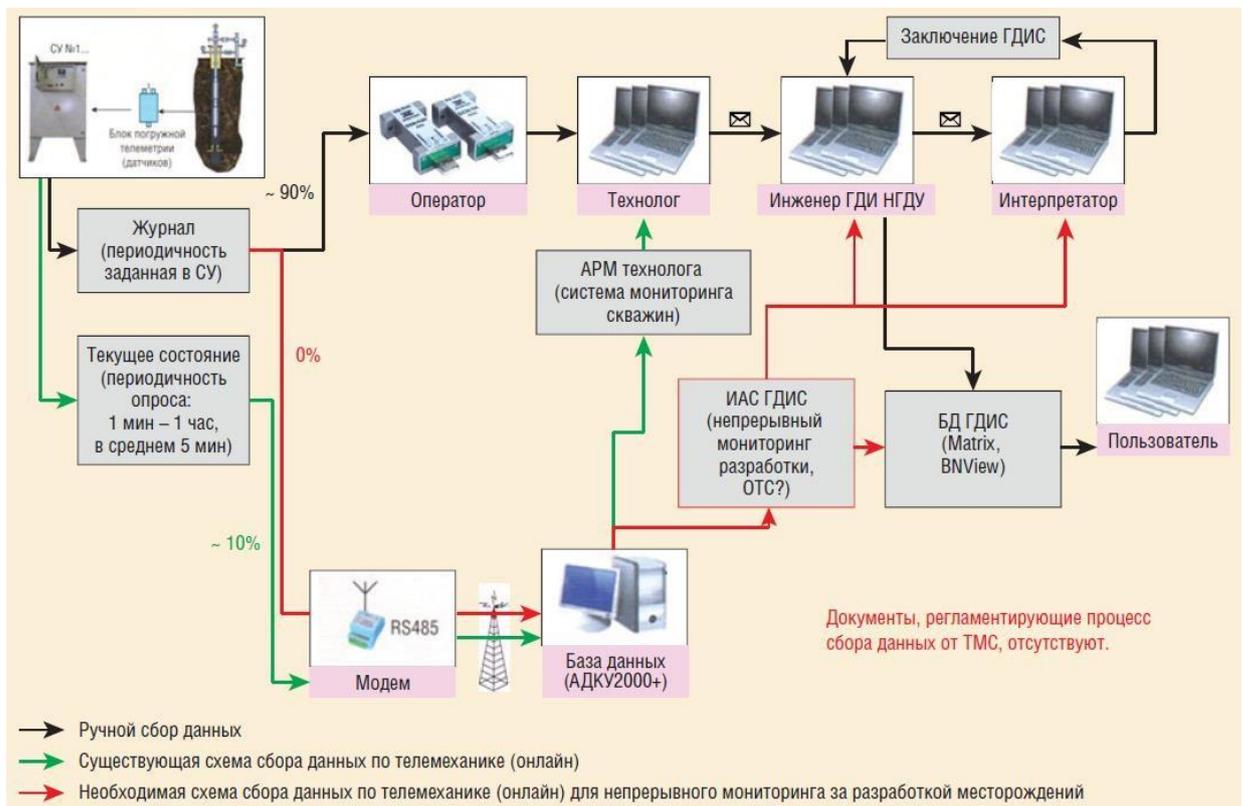


Рисунок 2.2– Отработка технологии непрерывного мониторинга разработки месторождений с помощью телеметрических систем

Рабочее место оператора по добыче нефти и газа оборудовано компьютерами, оснащенными программными комплексами, которые принимают сигналы от станции управления и производят их запись. Далее информация отправляется в отдел телемеханики цеха добычи, где осуществляется ее сбор и хранение на сервере. Доступ к данным сервера имеют не только сотрудники отдела телемеханики, но и ответственные сотрудники из офиса предприятия, которые анализируют данные путем удаленного доступа.

Для обеспечения конфиденциальности информации на предприятии четко прописываются в должностных инструкциях права и обязанности сотрудников по работе с данными погружной телеметрии, а также методология сбора, хранения и интерпретации данных. На рисунке 2.3 представлен пример схемы взаимодействия подразделений по работе с информацией от ТМС.

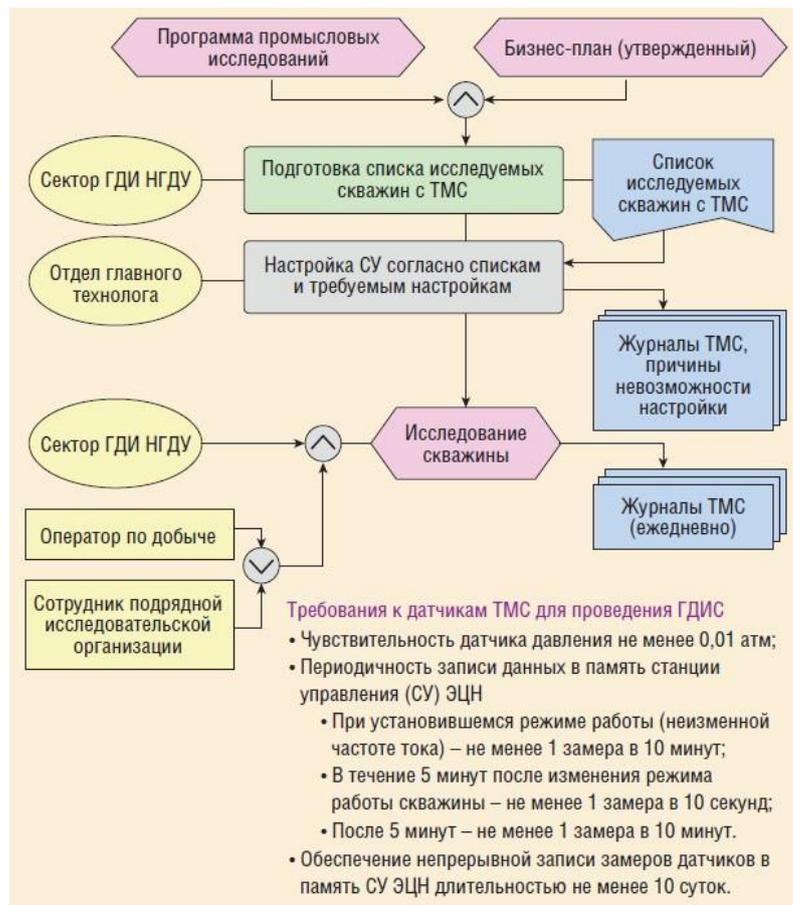


Рисунок 2.3– Схема взаимодействия для повышения эффективности использования данных от телеметрических систем

## 2.2 Обзор современных систем гидродинамических исследований

В настоящее время в нефтегазовой отрасли активно развивается концепция умной скважины, которая заключается в оснащении скважин средствами контроля параметров в режиме реального времени. Таким образом, датчики, используемые в термо- и дебитометрии, объединяются в системы, позволяющие осуществлять сбор и обработку данных о состоянии скважин и месторождения в целом.

Одной из самых первых систем мониторинга была PDMS (PermanentDownholeMonitoringSystems – Внутрискважинная система постоянного мониторинга), разработанная ROXAR (Норвегия).

PDMS-система является надежным решением для мониторинга состояния скважин, обеспечивая круглосуточный доступ к информации из любого офиса. Это позволяет повысить эффективность управления месторождением и

проектирования скважин, а также позволяет поддерживать оптимальный уровень использования ресурсов. Благодаря PDMS, можно быть уверенным в том, что месторождение находится под контролем и сотрудники будут в курсе всех происходящих изменений в режиме реального времени. На рисунке 2.4 представлен вид программного обеспечения системы PDMS.

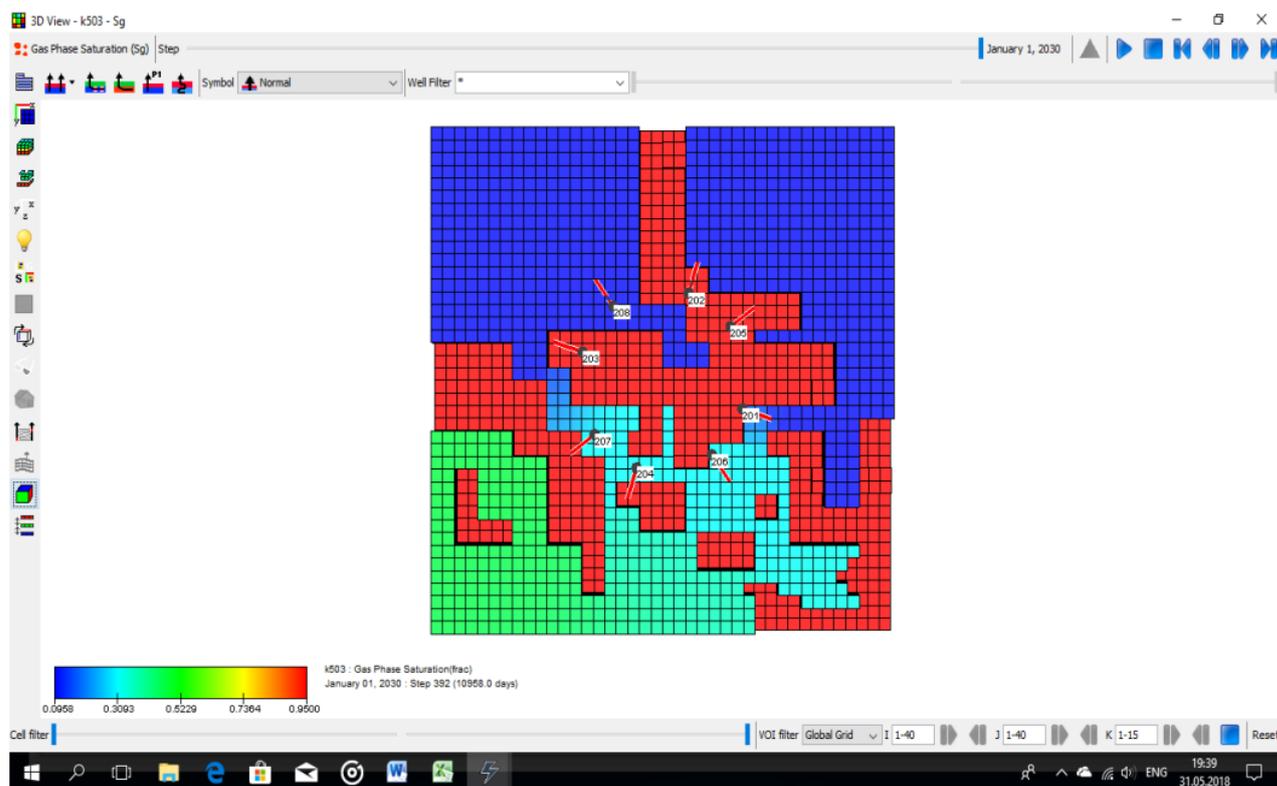


Рисунок 2.4 – Куб текущей газонасыщенности пласта на основании измерений системы PDMS

Специальная технология, используемая в скважинах, позволяет осуществлять непрерывный мониторинг и обеспечивать контроль за качеством работы. Применение PDMS возможно в комплексе с системой мониторинга месторождения и многоствольных скважин. Конструкция погружной системы может включать комплекс PDMS с другими датчиками, например, дистанционно управляемыми клапанами. Интегрированные системы таким образом составляют единую интеллектуальную систему.

PioneerPetrotechServicesInc – это компания, которая занимается разработкой и производством высококачественных скважинных манометров. Компания занимает лидирующие позиции в области систем внутрискважинного

мониторинга пластового давления и температуры в добывающих скважинах. Компания гарантирует высокое качество своей продукции и стремится удовлетворить потребности своих клиентов.

Известным продуктом данной компании является система PPS227, осуществляющая непрерывный контроль за показателями скважины. Имеется несколько вариаций системы, которые выбираются исходя из эксплуатационных условий [5].

Выходная информация представляется в цифровом и графическом виде путем вывода на наземную панель. Панель может обслуживать до четырех скважин и 16 манометров (до 4 на каждую скважину). Наземная панель от компании PioneerPetrotech называется SmartWatcherTouch и отображает данные в реальном времени.

Применение системы решает ряд следующих задач:

- постоянный мониторинг давления на забое скважины;
- замер спектра вибрации насоса с целью анализа эффективности его работы и предупреждения перегрузов и остановок.

Преимуществом работы с показателями, получаемыми в режиме реального времени, является возможность регулировать работу насоса для поддержания требуемой скорости (тем самым продлевая срок эксплуатации насоса) и давления на забое скважины [5].

Выходная информация на панели SmartWatcherTouch одновременно представлена в виде значений и в виде графика для лучшего восприятия оператора. Кроме того, панель имеет сенсорное управление.

Мониторинговая система PPS27XM использующая термопару для измерения скважинной температуры предназначена для использования в скважинах со сверхвысокой температурой, которые бывают при добыче с тепловой обработкой продуктивного пласта (закачка пара, горение и т.д.), а также в геотермальных скважинах. Основными компонентами системы PPS27XM являются датчик давления, датчик(и) термопары, камера давления и наземная панель. Так как при этом никакая электроника не спускается в

скважину, то эта система является очень надёжной, не подвержена влиянию электромагнитного поля и позволяет получать данные с высокой степенью точности.

Эта система PPS для мониторинга работы ЭЦН может замерять скважинные давления и температуру, рабочие параметры мотора ЭЦН, вибрацию по осям x, y, z. Одним из главных преимуществ системы PPS перед аналогичным оборудованием конкурентов является высокий уровень точности и разрешающей способности производимых измерений. Возможность контроля за работой ЭЦН в режиме реального времени обеспечивает достижение его максимальной эффективности. С помощью системы ESPLink оператор может отслеживать величины давления на входе и выходе насоса, задавать параметры для минимального и нормального динамического уровня жидкости, а также величины критической и нормальной температуры мотора насоса. Когда эти параметры заведены в память системы, то остановка насоса и его перезапуск могут производиться автоматически при достижении заданных величин.

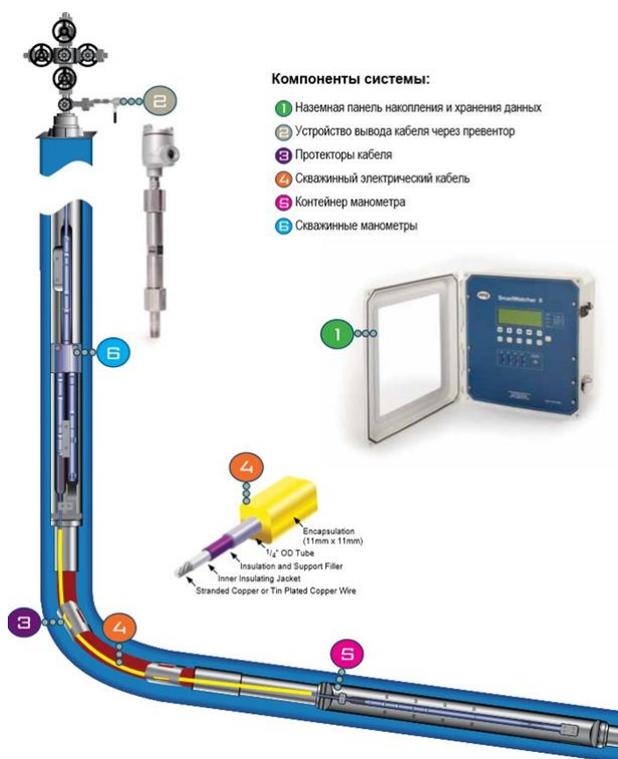


Рисунок 2.5–Схема системы постоянного скважинного мониторинга PPS27

На сегодняшний день широкое распространение получили пассивные устройства контроля притока, которые позволяют не только проводить

измерения параметров в скважине, но и контролировать процесс добычи.

Одной из передовых систем мониторинга в России является устройство контроля притока(УКП)—«Мягкий дроссель» [6]. Устройство представлено трубой с противопесчаным проволочным фильтром и непосредственно камерой УКП. Конструкция камеры представлена на рисунке 2.6. Производится компанией «Вормхолс» на базе завода «Тяжпрессмаш» и является частью системы заканчивания скважин. УКП является пассивной системой, способной изменять направление и скорость поступающего флюида, разделять и объединять смесь.



Рисунок 2.6–Устройство контроля притока «Мягкий дроссель» [6]

Компания «Вормхолс» производит уникальное устройство контроля притока, которое эффективно выравнивает профиль притока или закачки. Этот механизм широко применяется при завершении горизонтальных и вертикальных скважин и имеет множество преимуществ. Он предотвращает прорывы газа и воды в нефтедобывающие скважины, а также ограничивает приток жидкой и/или газообразной фазы на заданном уровне. Более того, устройство подстраивается под условия добычи, которые могут изменяться со временем. Контроль за работой скважины осуществляется путем открытия клапанов устройства контроля притока с учетом условий добычи. Кроме того, путем их закрытия осуществляется изоляция выбранных участков с целью повышения показателей добычи. В общем, устройство контроля притока от компании ВОРМХОЛС – это незаменимый инструмент для эффективной работы на месторождениях.

Оно позволяет предотвращать прорывы газа и воды в скважины, борясь с конусообразованием. Возможно применение конструкции при многостадийном гидравлическом разрыве или в осложненных скважинах (высокая обводненность, высокий газовый фактор).

Устройство контроля притока компании ВОРМХОЛС прошло успешные

опытно-промышленные испытания на Ван-Еганском месторождении Ханты-Мансийского автономного округа. Оно позволяет решать проблему раннего прорыва воды и газа при заканчивании скважин с учетом геолого-реологических свойств пород и технологических особенностей проводки скважин.

Для эффективного функционирования системы внутрискважинного мониторинга осуществляется ее отладка с учетом геолого-технических условий и фильтрационно-емкостных свойств пласта. Важно учитывать динамику изменений в пласте, например, продвижение ГНК и ВНК, изменение траектории фильтрационных потоков и т.д. Кроме того, нужно учесть данные геофизических исследований скважины. Однако, благодаря уникальной конструкции устройства контроля притока от компании «Вормхолс», эти риски могут быть сведены к минимуму, обеспечивая эффективную работу на месторождениях.

Российские инженеры разработали дополнительную опцию к УКП «Мягкий дроссель» – «Адаптивную систему», которая идеально подходит для добычи нефтяных отложений горизонтальными скважинами. Эта система способна настраиваться автоматически в зависимости от скорости, давления флюида и его состава. Приток регулируется специальными клапанами, что позволяет ограничить максимальный расход через каждый фильтр на определенном уровне, независимо от перепада давления. Благодаря этой системе можно не только контролировать основные технологические параметры скважины, но и выравнять профиль притока, ограничивать прорыв газа в скважину и уменьшать расход газа в зоне прорыва, обеспечивая долговременную работу скважины без увеличения газового фактора [6].

Преимущества устройства контроля притока заключаются в:

- устойчивости к ошибкам в интерпретации данных по геологии и геофизике;
- возможности подстраиваться под условия добычи;
- возможности предотвращать прорывы газа и воды в скважины;
- возможности устанавливать оборудование в скважины со сложными траекториями и большими откосами;

- возможности перекрывать многометровые интервалы скважины с помощью одной спуско-подъемной операции;
- простоте и надежности оборудования.

Для заканчивания скважин с использованием устройства контроля притока необходимо разделять горизонтальный ствол на сегменты с помощью разбухающих гидромеханических пакеров с целью предотвращения заколонных перетоков [6].

Для мониторинга параметров скважин можно использовать системы термоманометрической телеметрии, которые обеспечивают предприятия очень точной и достоверной информацией о параметрах пласта и скважин. Ведение постоянного мониторинга с помощью систем ТМС позволяет отслеживать энергетическое состояние продуктивного пласта, а также оценивать гидродинамические показатели скважин.

Телеметрические системы также могут использоваться для измерения параметров скважин в условиях современных нефтегазовых месторождений. Они обеспечивают предприятия очень точной и достоверной информацией о параметрах пласта и скважин, что позволяет избежать убытков и сбоев в работе оборудования.

Согласно исследованиям, изменение содержания газа в нефти не оказывает сильного влияния на величину перепада давления. Как правило с его увеличением на целый порядок изменение газового фактора составляет чуть более 10 % в сторону увеличения. Ранее было проведено аналогичное исследование, результатом которого стало увеличение добычи более чем на 40%, при этом уровень добычигазасепарации снизился на 26%, пластовой воды – на 29% и рабочего газового фактора – на 49%.



Рисунок 2.7 – Датчик термоманометрической системы

Состояние пласта является ключевым фактором для определения потенциала скважин-кандидатов ГТМ и принятия решений по разработке пластов. Для получения актуальных данных о поле давления необходимо проводить гидродинамические исследования, охватывающие большую часть залежи. Однако это может привести к потерям в добыче и высоким затратам. Компания провела оценку практики проведения гидродинамических исследований и изучила возможности применения различных методов.

КВУ. Преимуществом исследования кривой восстановления уровня является низкая стоимость, однако ей соответствует низкая достоверность результатов исследования. Таким образом, для получения актуальной информации о состоянии пласта данный метод не является исчерпывающим и обладает низкой рентабельностью [7]. Таким образом, кривая восстановления уровня имеет высокую степень погрешности, что ставит под сомнение ее целесообразность.

Кривая восстановления давления с манометром имеет высокое качество результатов, но затраты на проведение исследований могут быть ограничивающим фактором. Оптимальным способом получения достоверной информации о пласте является использование высокочувствительных датчиков ТМС, которые позволяют фиксировать незапланированные кривые восстановления давления при остановке подземного оборудования. Выбор

метода в каждом конкретном случае должен осуществляться при сравнении затрат, потерь нефти и качества полученных результатов [7].

Таким образом, КВУ имеет низкие затраты, но высокую степень погрешности результатов. КВД с манометром обеспечивает высокое качество результатов, но может быть ограничен высокими затратами на привлечение бригады ТРС и исследовательской партии, а также потерями в добыче. Оптимальным вариантом являются высокочувствительные ТМС, которые позволяют фиксировать даже незапланированные КВД при остановке подземного оборудования.

В настоящее время, системы погружной телеметрии применяются большинством отечественных нефтегазодобывающих предприятий.

ОАО «Сургутнефтегаз» использует систему погружной телеметрии для решения промысловых задач, включая защиту УЭЦН и разработку методики, позволяющей в автоматическом режиме осуществлять вывод скважин на режим. При этом нет необходимости останавливать погружной электродвигатель для охлаждения. Главной задачей, выполняемой системой ТМС по защите УЭЦН, является защита по минимальному давлению на приеме насоса. Кроме того, контролируются такие параметры как: температура обмотки ПЭД, которая не должна превышать максимально допустимое значение, а также контролируются вибрации УЭЦН. Использование «интеллектуальной» системы позволяет осуществлять автоматический вывод скважин на режим. Системы при этом работают на основе частотно-регулируемого привода и не требуют остановки погружного электродвигателя для охлаждения. Ограничением в данном случае является достижение ПЭД критических температур.

ТМС поставляются тремя предприятиями-изготовителями: ООО «ПК «Борец», ЗАО «Электрон» и ООО «ИРЗ ТЭК» [8].

Компания «Сургутнефтегаз» в числе первых обеспечила высокую оснащенность скважинного фонда ТМС, модифицируя используемое погружное оборудование датчиками телеметрии.

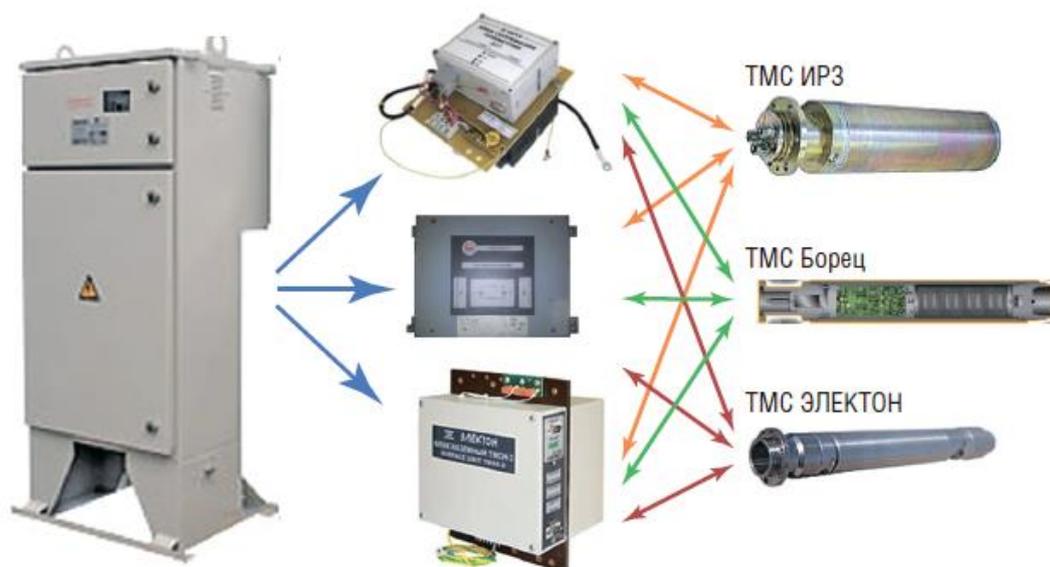


Рисунок 2.8 – Унифицированный протокол обмена данными между блоками ТМС

Для решения этой проблемы была разработана новая система мониторинга сопротивления изоляции, которая позволяет оперативно выявлять и устранять неполадки. Кроме того, были внедрены инновационные методы обработки данных, которые позволяют более точно определять состояние призабойной зоны пласта и пластовое давление.

С использованием усовершенствованных ТМС удалось значительно повысить эффективность эксплуатации скважин, сократить потери в добыче и снизить затраты на проведение гидродинамических исследований. Кроме того, ОАО «Сургутнефтегаз» продолжает работать над улучшением технологий и методов исследований для повышения эффективности производства нефти и газа. В 2013 году по причине снижения сопротивления изоляции эксплуатация УЭЦН прерывалась 401 раз, а в 2014 году – 159 раз, на сегодняшний день показатели снизились более чем в 4 раза [8].

В таблице 2.2 приведены измеряемые параметры и состав аппаратуры некоторых отечественных комплексных измерительных систем.

Таблица 2.2 – Отечественные измерительные системы[1]

Название	Назначение, решаемые задачи	Состав аппаратуры
ГРАНИТ(НПО«Союзпромгео-физика»г.Тверь )	Комплекс информационного обеспечения испытаний скважин и контроля эксплуатации нефтяных и газовых скважин. 1,2,3,4,5,6,7,12	Наземный компьютеризированный блок, набор совместимых скважинных модулей: термометр; расходомер; индикаторГМ; индикаторминерализации
ПРИТОК-2ВНИГИСОЗГ Аг.Октябрьский )	Аппаратурно-методический комплекс для контроля, испытания и контроля за разработкой месторождений на базе аппаратуры ПРИТОК-2. 2,3,6,7,9,11,12	Наземный пульт ТЕСТ и скважинный прибор, состоящий из модулей: ЛМ, термометра, манометра, индикаторов притока, влажности, шума. Аппаратура совместима с аналоговой цифровой и компьютеризированной рабочими станциями. Компьютеризированная станция представляет собой станцию, состоящую из нескольких компьютеров, оснащенных программами, позволяющими осуществлять дистанционный контроль за состоянием аппаратов, а также обрабатывает поступающую от них информацию.
АГДК(АО«Газпромгеофизика»г.Кимры)	Информационно-измерительная система для газовых месторождений и ПХГ 1,2,9,10	Пульт оператора и комплексный скважинный прибор, состоящий из модулей: 1- телесистемы; 2- газодинамический каротаж; 3- гамма-каротаж; 4- измерителя скорости газового потока.
К2-321М(Тюменское СКТЬ)	Гидродинамико-геофизические исследования наблюдательных и эксплуатационных скважин. 1,2,3,6,7,8,9,10	Скважинный прибор включает методы: - термометрию, - гамма-метод, - термокондуктивную расходомерию, - диэлькометрическую влагомерию. Аппаратура допускает подключение дополнительных модулей.

Продолжение таблицы 2.2

<p>НАПОР (КСА-Р5-36-120/60)(ВНИИ Нефтепромгео-физики)</p>	<p>Гидродинамико-геофизические исследования газлифтных скважин. 1,2,3,6,7,8,9,10</p>	<p>Скважинный прибор включает методы:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- механическую расходомерию,</li> <li>- термометрию,</li> <li>- барометрию,</li> <li>- диэлькометрическую влагомерию,</li> <li>- термокондуктивную расходомерию,</li> <li>- локатормуфт.</li> </ul> <p>Прибор оснащен стыковочным устройством для пакерных расходомеров.</p>
---	--	---

Условные обозначения – коды решаемых задач: 1 – привязка к разрезу; 2 – измерение давления и температуры в стволе; 3 – интервалы нарушения колонн, уточнение зон перфорации; 4 – выявление негерметичности колонн, пакеров; 5 – оценка коллекторских свойств и качества вскрытия пластов; 6 – определение интервалов притока; 7 – определение дебитов (дифференциальных и суммарного); 8 – измерения индикаторных кривых; 9 – отбивка уровней воды/нефти/газа; 10 – оценка состава флюида в стволе скважины; 11 – выявление интервалов притока воды в ствол; 12 – выявление заколонных перетоков.

### 3 ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН ПРИ ПОМОЩИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

#### 3.1 Геолого-технические условия Среднеботуобинского месторождения

Месторождение находится в Республике Саха (Якутия) в 140 км к северо-западу от г. Ленска. Введено в промышленную разработку в октябре 2013 г. Фонд скважин – 91 скважина, из них 45 поисково-разведочных, 45 эксплуатационных и 1 поглощающая.

Основными методами гидродинамических исследований скважин являются кривые восстановления давления и индикаторные кривые. В таблице 3.1 приведены некоторые данные по изученности продуктивных пластов месторождения.

Таблица 3.1 – Состояние изученности месторождения

Параметр		Ед. изм.	Б <sub>г</sub>	О-И+П
Изученность глубоким бурением				
поисково-разведочное		скв.	62	62
эксплуатационное		скв.	45	-
Количество испытаний		испыт./скв.	97 / 50 (47)	103 / 55 (30)
Вынос керна		м	1 141	525
		%	70	73
Стандартные исследования керна				
пористость		опр./скв.	1911 / 41	493 / 31
проницаемость		опр./скв.	1905 / 41	679 / 29
Специальные исследования керна				
ОФП	«нефть – вода»	опр./скв.	29 / 6	-
	«нефть – газ»	опр./скв.	18 / 6	-
K <sub>выт</sub>		опр.	53	-
Капилляриметрические исследования		опр./скв.	155 / 5	-
Смачиваемость		опр./скв.	50 / 1	-
Изученность методами ГДИ нефтяных оторочек				
КВД		иссл./скв.	33 / 29	-
ИК		иссл./скв.	22 / 21	16 / 11

В процессе разведки Среднеботуобинского месторождения его центральный тектонический блок был разделен на пять более мелких структур(подблоков) в каждой из которых ботуобинский горизонт является гидродинамически самостоятельным. На рисунке 3.1 приведен геологический разрез основных горизонтов месторождения.

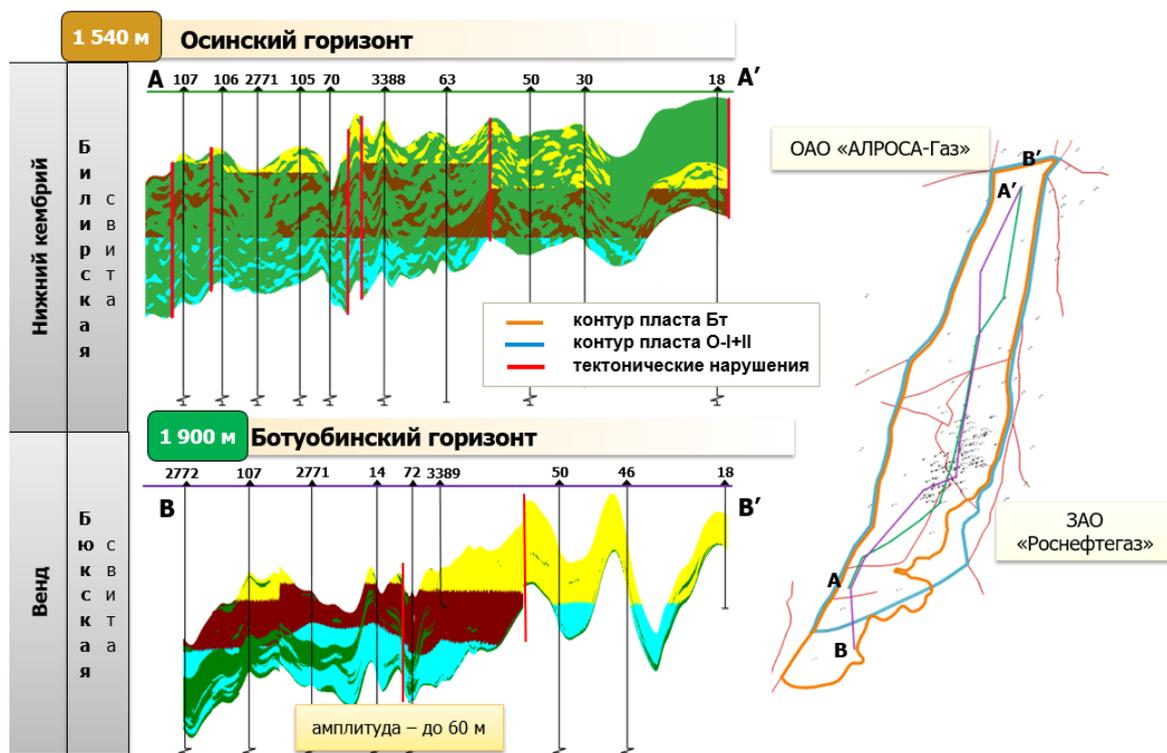


Рисунок 3.1 – Геологический разрез Осинского и Ботуобинского горизонта

До начала промышленной эксплуатации месторождения выполнено 108 замеров пластового давления, 41 исследование КВД и 22 исследования на установившихся режимах (ИД). Средний коэффициент продуктивности скважин -  $2,4 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{атм})$ .

Форма диагностических графиков КВД осложняется наличием аномалий перераспределения фаз и влиянием газовой шапки (граница постоянного давления).

На рисунке 3.2 представлена индикаторная диаграмма по скважине 1012 (ППР, 20.02 – 02.03.2009 г, интервал перфорации: 1896 – 1909 м). Можно отметить, что отклонений от линейного режима течения не наблюдается, коэффициент продуктивности скважины составляет  $K_{\text{прод}} = 2,38 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{атм})$ .

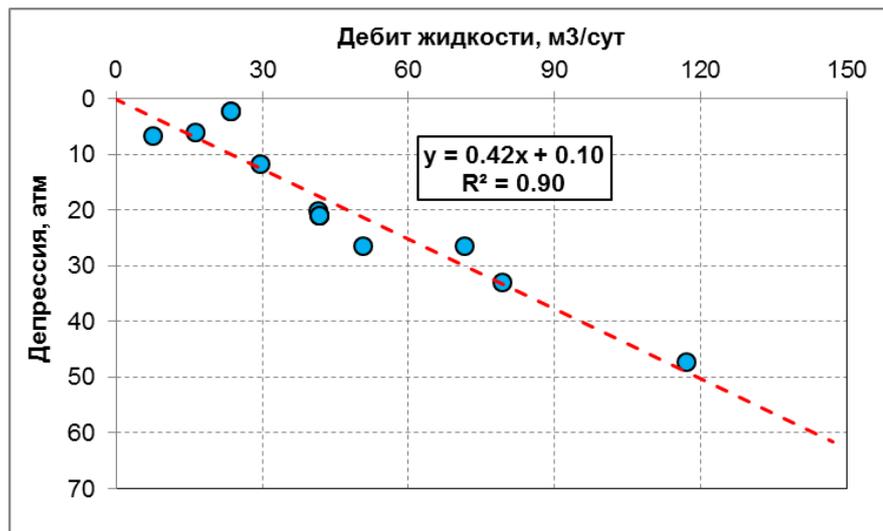


Рисунок 3.2 – Индикаторная диаграмма по скважине 1012

Рассмотрим диагностический график КВД по скважине 1017(09.09.2013 – 14.05.2014 гг) (рисунок 3.3). Можно отметить наличие на диагностическом графике границы постоянного давления. Эффект границы постоянного давления может наблюдаться в течение ГДИС в нескольких случаях, когда:

- зона сжимаемости достигает газовой шапки;
- зона сжимаемости достигает законтурной области, причем мобильность воды в ЗО намного больше мобильности нефти в пласте.

Присутствие границы постоянного давления характеризуется стабилизацией давления поэтому производная давления обращается в нуль и характерным признаком границы постоянного давления является резкое снижение кривой производной.

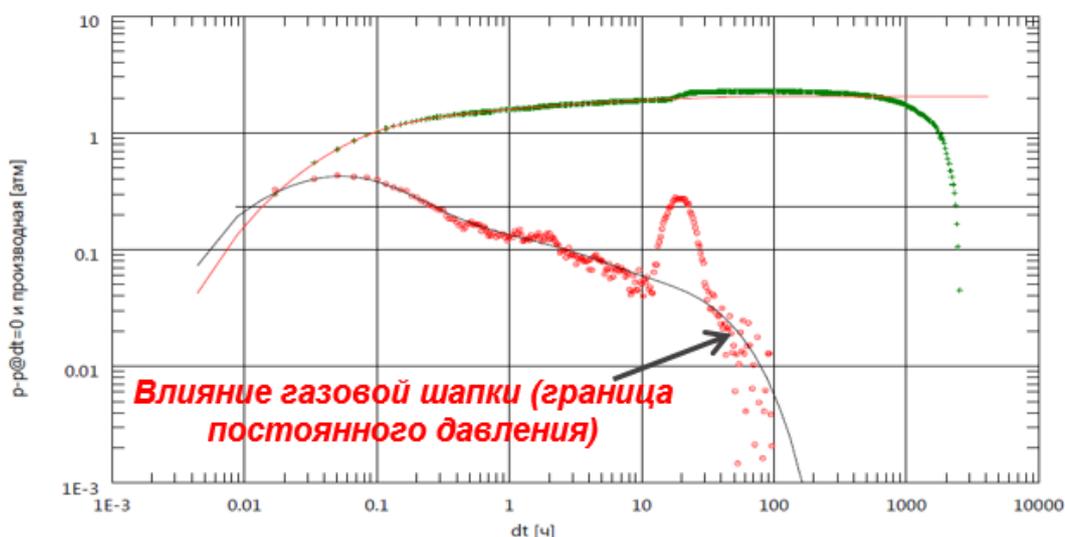


Рисунок 3.3 – Диагностический график КВД по скважине 1017

### 3.2 Трассерные исследования

Помимо гидродинамических исследований на Среднеботуобинском месторождении проводились трассерные исследования, которые являются способом получения дополнительной информации о гидродинамических характеристиках пласта.

Трассерные исследования пласта – это метод гидродинамических исследований скважин, который позволяет определить скорость потока жидкости в пласте и оценить его гидравлические свойства. Этот метод основан на использовании трассеров – веществ, которые добавляются в закачиваемую в скважину жидкость и позволяют отслеживать ее движение в пласте.

Для проведения трассерных исследований необходимо выбрать подходящий трассер и добавить его в закачиваемую в скважину жидкость. Затем производится закачка жидкости в скважину и измерение ее концентрации в различных точках пласта с помощью специальных датчиков. Изменение концентрации трассера во времени позволяет определить скорость потока жидкости в пласте и оценить его гидравлические свойства.

Одним из преимуществ трассерных исследований является их высокая точность и информативность. Этот метод позволяет получить детальную информацию о скорости потока жидкости в пласте и его гидравлических свойствах, что позволяет оптимизировать процесс добычи нефти и газа. Кроме того, трассерные исследования могут быть проведены как на новых, так и на действующих скважинах, что позволяет оценить эффективность уже действующих скважин.

Однако, метод трассерных исследований имеет и некоторые недостатки. В частности, выбор подходящего трассера может быть сложным и требует определенной экспертизы. Кроме того, проведение трассерных исследований может быть дорогостоящим процессом, особенно если требуется использование специального оборудования.

Проведению индикаторных исследований предшествует выбор объектов анализа: нагнетательных и добывающих скважин. На следующем этапе

определяется необходимое количество трассерных веществ для закачки в каждую конкретную нагнетательную скважину, после чего происходит закачка меченой жидкости в пласт.

Заключительный этап включает отбор и анализ проб пластовой воды на содержание индикатора, а затем интерпретацию полученных данных. Таким образом, технология проведения индикаторных исследований представляет собой сложный и многоэтапный процесс, который требует профессионального подхода и точности в выполнении каждого шага.

Для уменьшения ошибок измерения рекомендуется проводить исследования в разное время суток и в различных условиях работы скважины. Кроме того, для повышения точности результатов можно использовать несколько различных трассеров и проводить повторные исследования.

Трассерные исследования позволяют определить множество параметров, таких как:

- гидродинамическая 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;
- 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 и др.

В августе 2016 года были проведены трассерные исследования на участке нагнетательной скважины № 3357 (рисунок 3.4). В таблице 3.2 представлены результаты исследования.

Среднегодовая приемистость по скважине составляет 225 м<sup>3</sup>/сут.

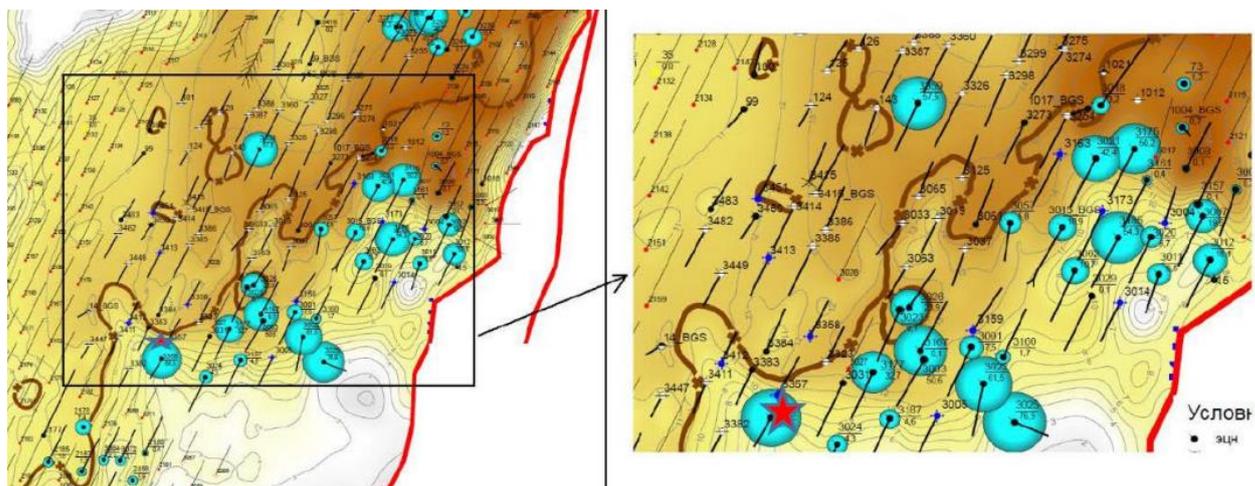


Рисунок 3.4 – Карта проведения работ на скважине № 3357

На основании полученных результатов была построена карта распределений фильтрационных потоков по результатам закачиваемой жидкости в нагнетательную скважину №3357.

Таблица 3.2 – Результаты трассерных исследований

№ реагирующих скважин	Расстояние до скважины №3357, м
14	1814
3003	2189
3021	5800
3022	2996
3025	3465
3175	6336
3185	5471
3275	6579
3356	352
3369	4796
3450	2675

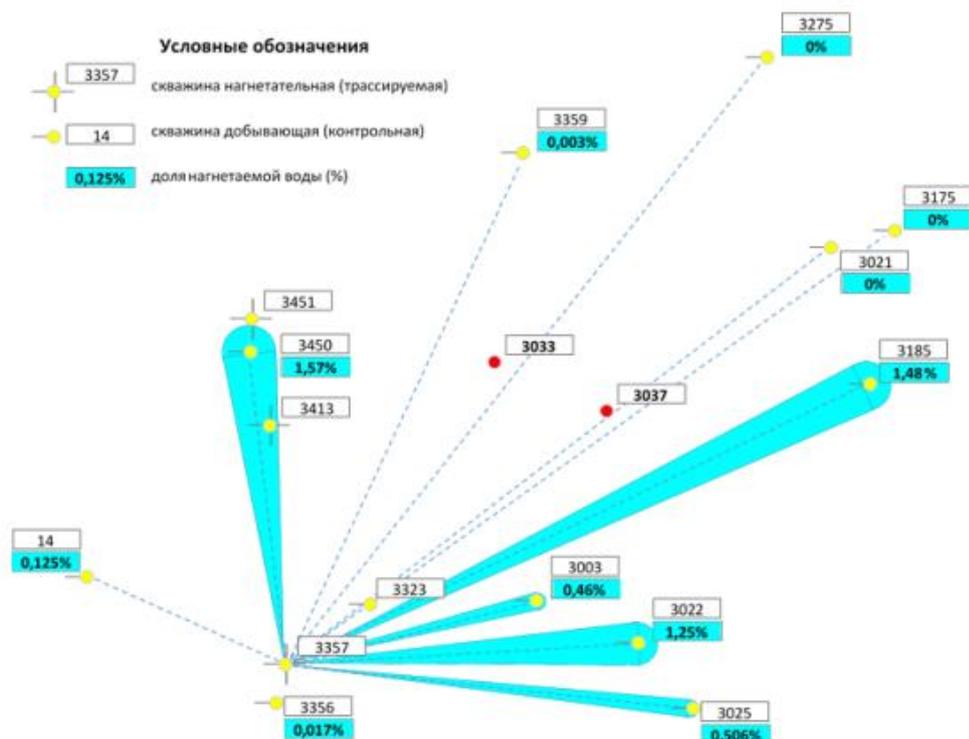


Рисунок 3.5 – Распределение фильтрационных потоков по результатам трассерных исследований в скважине №3357

Анализ фильтрационных потоков показал отсутствие потока от нагнетательной скважины к скважине № 3359. По данным ГДИС так же отмечается отсутствие влияния фильтрационных каналов в данном направлении, что дополнительно подтверждает наличие геологической неоднородности в виде глинистой перемычки между скважинами. В ходе исследования было определено, что наибольшее сообщение с нагнетательной скважиной имеет скважина № 3185, в которой отмечена значительная доля закаченного трассера. При этом, скважина 3185 находится на большем отдалении от скважины №3357. Расстояние между скважинами 3357 и 3059 составляет 4796 м, расстояние между скважинами 3357 и 3185 составляет 5471 м.

### 3.3 Использование термоманометрической системы на примере Среднеботуобинского месторождения

#### 3.3.1 Техническое оснащение систем телеметрии

Телеметрическая система для мониторинга скважин состоит из двух частей – погружного и наземного оборудования. Погружное оборудование

включает датчик давления и температуры, защищенный контейнером, погружной кабель и протекторы кабеля. Наземное оборудование состоит из блока управления, поверхностного кабеля и системы резервного питания.

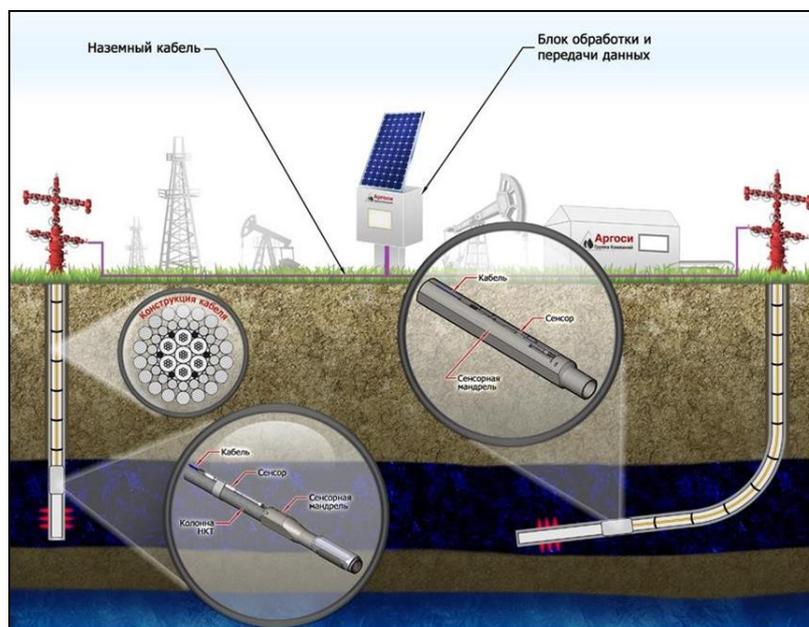


Рисунок 3.6– Схема погружной системы мониторинга

Принцип работы телеметрических систем заключается в сборе информации от первичных преобразователей, ее обработке и хранении результатов на наземном оборудовании.

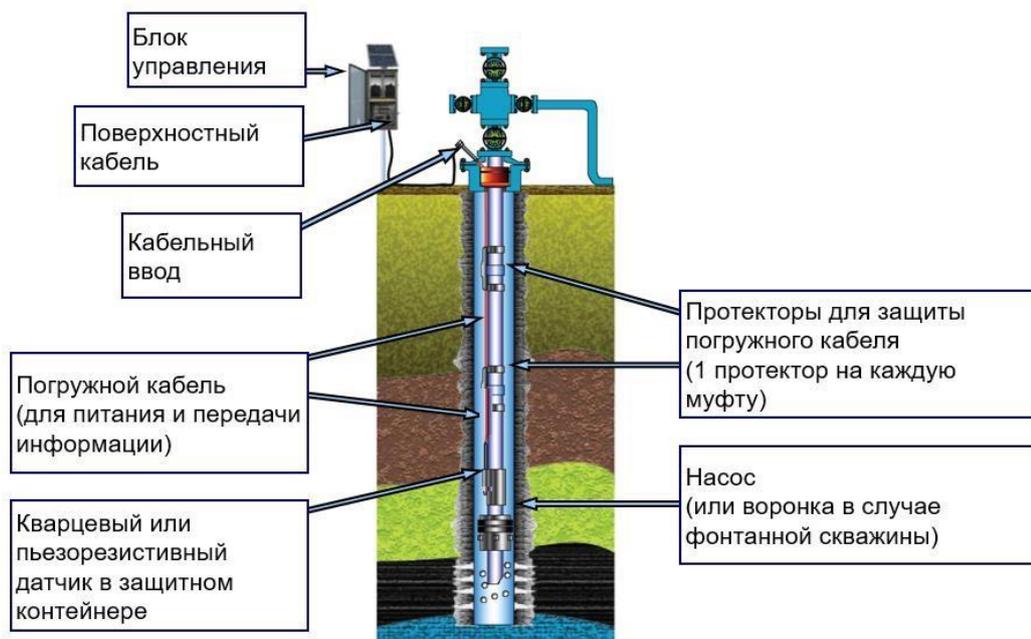


Рисунок 3.7 – Состав оборудования

При запуске ЭЦН датчик подвергается сильным вибрациям, для защиты

от которой был разработан специальный контейнер, входящий в состав НКТ (внутренний и внешний диаметры соответствуют НКТ). Защитный контейнер для манометра предназначен для защиты датчика от повреждения в процессе эксплуатации скважины.

Имеет специальное крепление для датчика. В зависимости от скважинных условий используется 2 типа контейнеров: цельнолитые и сварные. Контейнеры различаются стоимостью и надежностью. Контейнеры различаются по стоимости и надежности и изготавливаются из марок стали L80 или N80. Габаритная длина контейнера составляет 3 м.

Манометр-термометр скважинный автономный служит для регистрации давления и температуры в точке его размещения. Датчик служит для непрерывной записи параметров скважины, сбора и передачи информации в систему хранения.



Рисунок 3.8– Манометр-термометр скважинный

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

- Медным проводником с диаметром сечения около 1 мм;
- Изоляционным фторопластовым покрытием Nalar;
- Защитным покрытием в виде трубки из нержавеющей стали (SS 316L). Внешний диаметр трубки – 6.35 мм. Толщина стенки – 0.75мм;
- Полипропиленовой оболочкой с квадратным поперечным сечением  $\delta = 11$  мм.

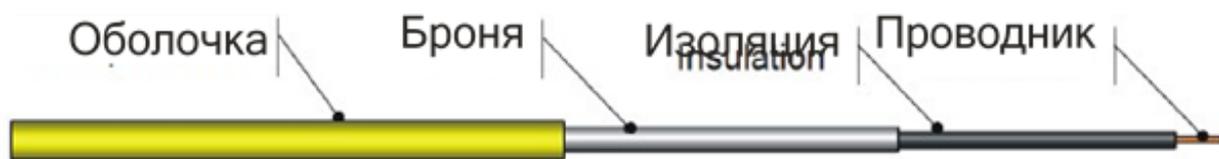


Рисунок 3.9 – Структура погружного кабеля

Протектор кабеля (устанавливаются в НКТ по 1 на муфту) защищает погружной кабель при СПО, а поверхностный кабель передает информацию от устья скважины до поверхностного блока управления и питания датчика. Материал протектора представлен углеродистой сталью.

В роли передатчика информации с глубинного прибора на наземный блок управления представлен поверхностный кабель. Кроме того, он служит для питания датчика и имеет широкий диапазон рабочих температур от - 60 до + 40 градусов. В заданном диапазоне кабель обеспечивает гарантированную эффективность работы. Уплотненное покрытие позволяет кабелю работать в любых погодных условиях и защищает его от механического воздействия различной природы.

Система постоянного скважинного контроля (СПСК) оснащена блоком управления, находящимся на поверхности и осуществляющим сбор, хранение и обмен информацией, кроме того блок можно настраивать под конкретные условия. В состав системы также входит запорно-регулирующая арматура и блок автоматики. Клапан, устанавливаемый на устье и входящий в состав системы осуществляет не только регулировку работы скважины, но и фиксирует значения показателей.



Рисунок 3.10 – Поверхностный блок управления

Запорно-регулируемый клапан на устье скважины осуществляет фиксацию параметров извлекаемого углеводородного сырья, таких как давление и температура. Кроме того, благодаря работе клапана осуществляется автоматический контроль расхода флюида или давления на забое (депрессии).

### **3.3.2 Гидродинамические исследования скважины 2188 Среднеботуобинского месторождения**

Гидродинамические исследования проводились в скважине 2188 Среднеботуобинского месторождения в период с 24 февраля по 3 марта. В течение этого времени осуществлялась остановка работы скважины согласно плану, а также произведен замер данных для построения кривой восстановления давления (КВД). Построение кривой осуществлялось с учетом отметки кровли по гидростатическому давлению, а также содержанию воды в смеси. Инструментальный замер представлен на графике.

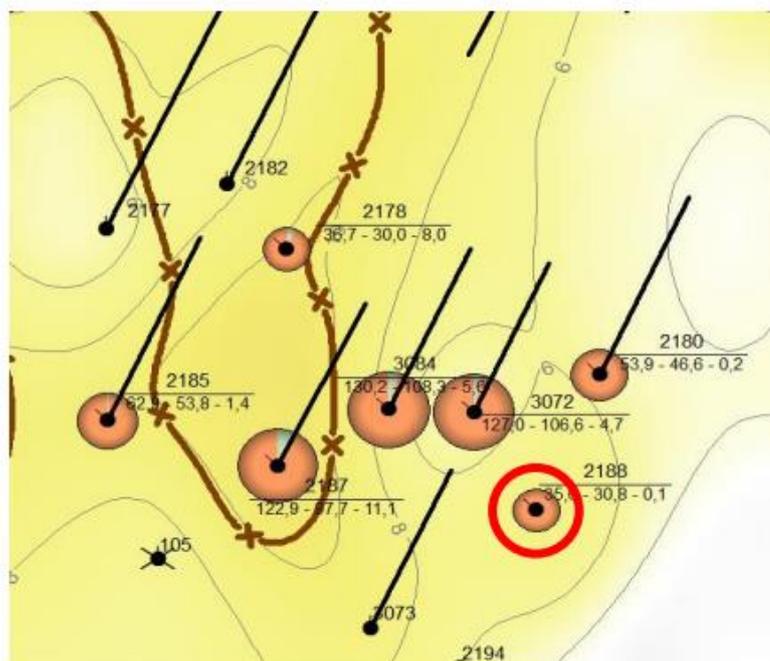


Рисунок 3.11 – Расположение скважины 2188 на карте

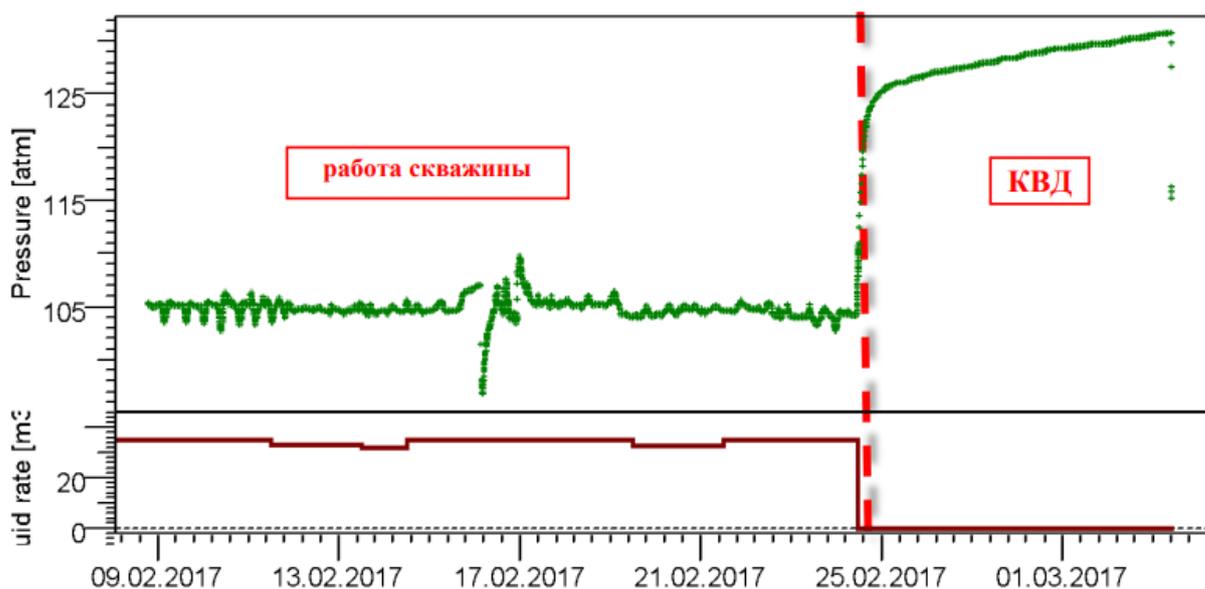


Рисунок 3.12 – Инструментальный замер по скважине 2188

Построение КВД осуществлялось с учетом того, что пласт имеет радиальную однородность. Исследуемая скважина является вертикальной, исходные данные для анализа представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Исходные параметры для КВД по скважине 2188

Параметр	Значение
Вязкость пластовой жидкости, сПз	6,49
Объёмный коэффициент жидкости, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	1,12
Общая сжимаемость, 1/атм	1,6*10 <sup>-4</sup>

Продолжение таблицы 3.3

Пористость, доли ед.	0,163
Средняя эффективная мощность нефтенасыщенной части, м	7

Анализируя полученный график можно отметить наличие проявления граничных условий спустя 30 часов после остановки скважины. Ввиду этого на графике не выражается четко выход скважины на радиальный режим притока (рисунок 3.13).

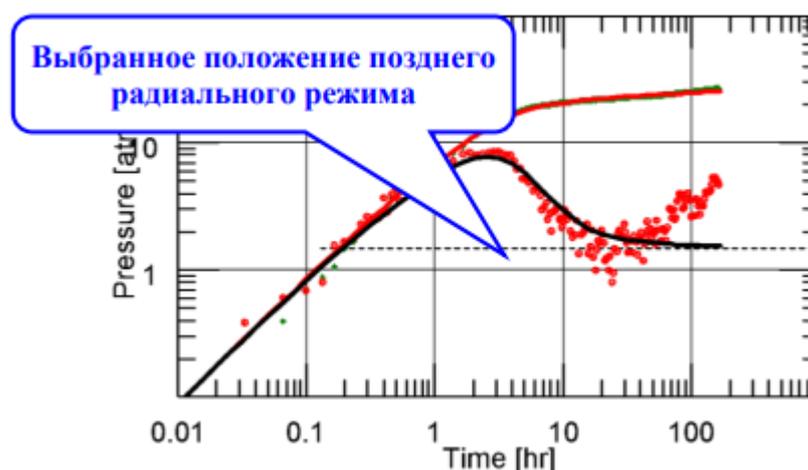


Рисунок 3.13 – Билогарифмический график по скважине 2188

Таблица 3.4 – Результаты интерпретации КВД по скважине 2188

Параметр	Значение
Проницаемость (эфф. по нефти), мД	225
Механический скин-фактор	0,1
$K_{\text{прод}}$ , м <sup>3</sup> /сут/атм	1,2
Пластовое давление, атм	132,8

Рост производной мог быть вызван одним из возможных факторов влияния, перечисленных ниже.

1. Наличие в районе скважины непроницаемой границы (тектонического разлома), в данном случае диагностический график имеет вид, представленный на (рисунок 3.14). По результатам интерпретации расстояние до границы порядка 200 м. Но данная теория не подтверждается сейсмоданными, т.к. на разрезах 3D сеймики нарушений вблизи скважины не обнаружено (рисунок 3.15)

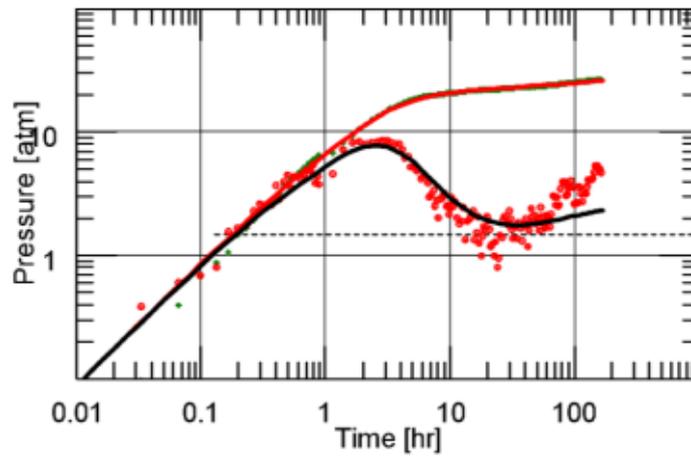


Рисунок 3.14 – Билогарифмический график по скважине 2188 с учётом наличия разлома

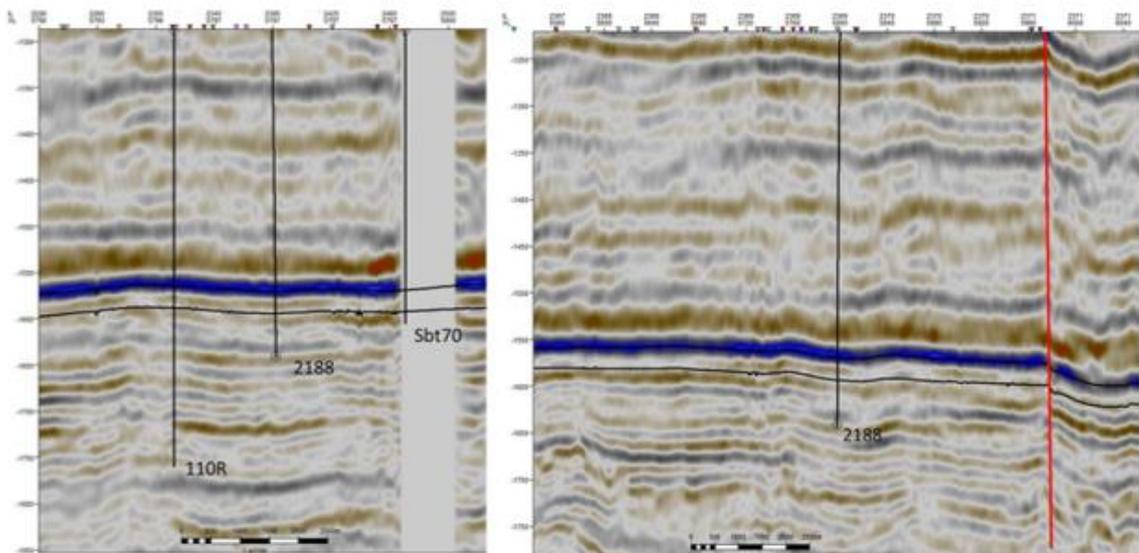
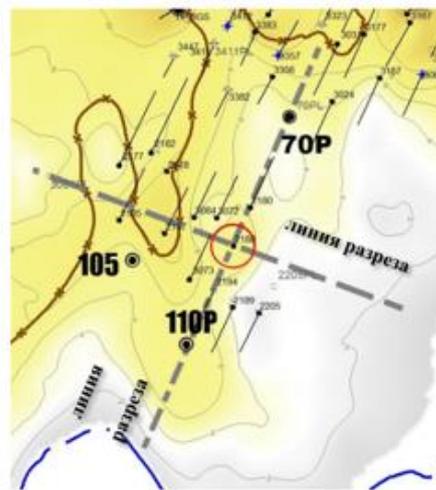


Рисунок 3.15 – Сейсмические разрезы в районе скважины 2188с юга на север и с запада на восток

2. Наличие в районе скважины значительных неоднородностей по фильтрационно-емкостным свойствам, нефтенасыщенной толщине либо

свойствам пластового флюида, в данном случае диагностический график имеет вид, представленный на (рисунок 3.16). Данный график соответствует уменьшению гидропроводности в районе скважины 2188 в 15 раз.

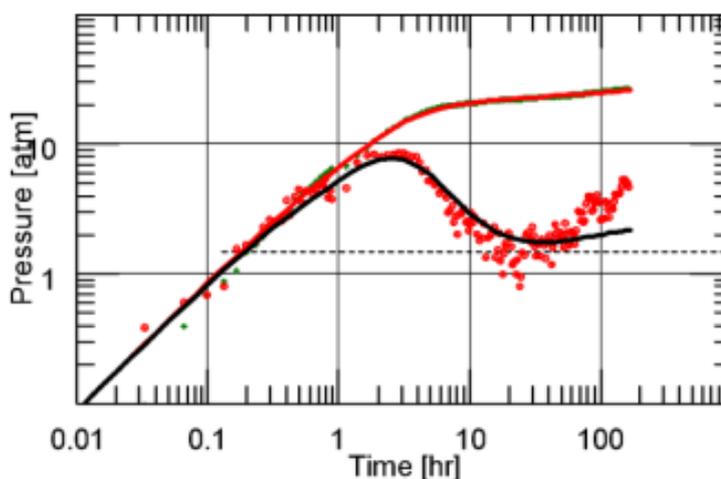


Рисунок 3.16 – Билогарифмический график по скважине 2188 с учетом наличия композитной зоны

По билогарифмическому графику было определено давление в пласте, которое составляет 133 атм без влияния граничных условий и 136 атм с их учётом. Определенное пластовое давление носит аномально высокий характер. По скважине 2178, находящейся примерно на равном расстоянии от зоны активных отборов КП 53, зафиксировано  $P_{пл}$  на уровне 125 атм., что является признаком наличия геологической неоднородности в виде глинистой перемычки между скважинами.

### 3.3.3 Гидродинамические исследования для выявления разобщенности пласта

С 2017 по 2018 годы в скважинах № 3358 – 3357 и № 3418 – 3419 Среднеботуобинского месторождения были проведены гидродинамические исследования, согласно которым выявлено, что между скважиной 3358 и соседней 3357 (рисунок 3.17) на билогарифмическом графике отсутствует взаимовлияние, хотя по результатам моделирования в ПО Saphir оно должно присутствовать (рисунок 3.18).

Предполагается, что на границе ВНК присутствует глинистая перемычка,

ввиду которой пласт является разобщенным и скважины имеют разные цели закачки. Также этот факт дополнительно подтверждает уход воды не в целевую часть пласта ботубинского горизонта Б<sub>т</sub>.

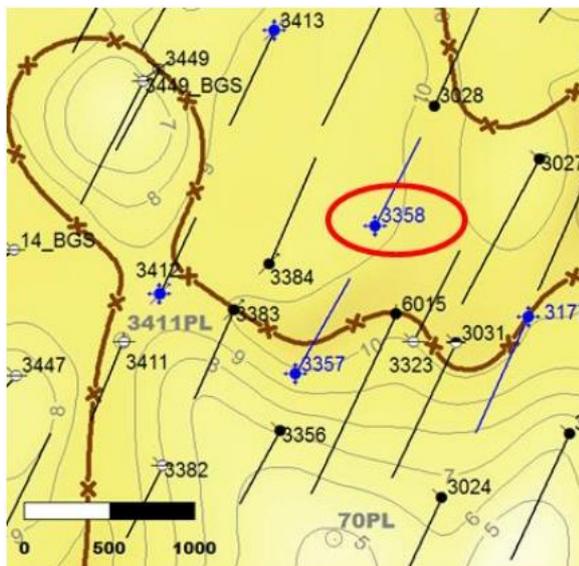
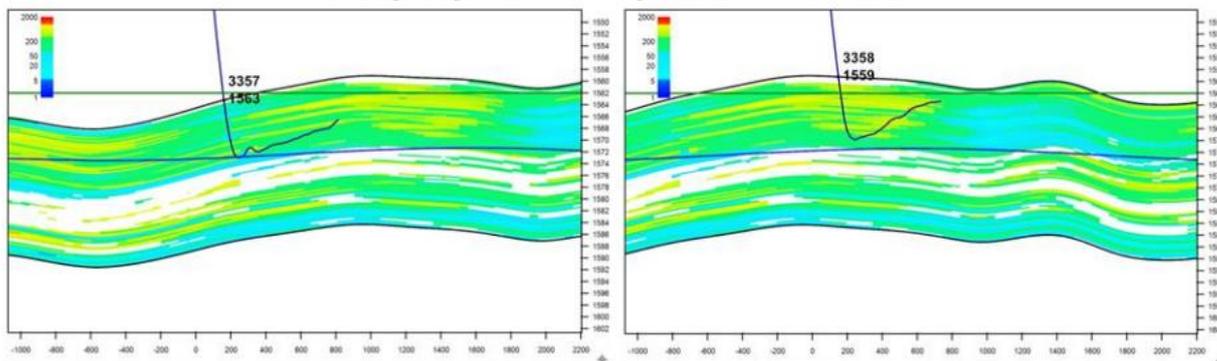


Рисунок 3.17 – Карта расположения скважин

### Георазрезы по проницаемости



### Диагностические графики

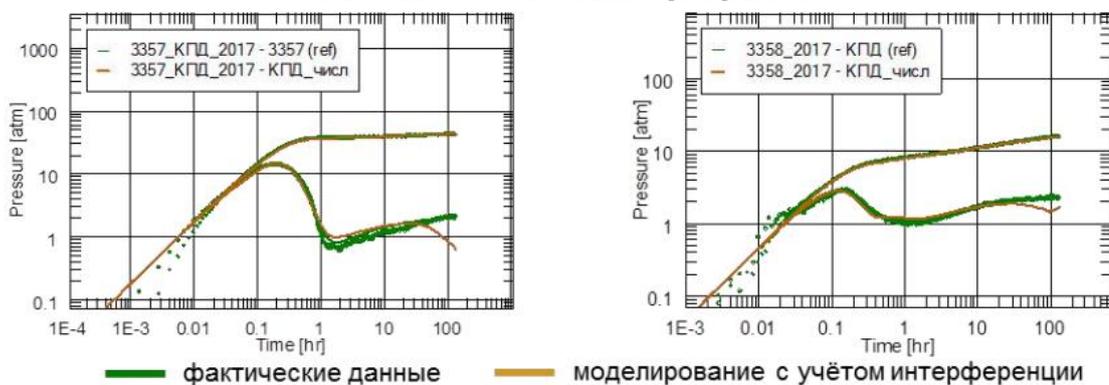


Рисунок 3.18 – Оценка взаимовлияния скважин 3358 и 3357

Таблица 3.5 – Результаты гидродинамических исследований в скважинах № 3357, 3358

№ скв.	Начало ГДИ	Приёмистость, м <sup>3</sup> /сут	Нэфф, м	Лэфф, м	Рзаб, атм	Рпл, атм	Кприём, (м <sup>3</sup> /сут)/атм	k, мД	Sмех
3357	02.07.2016	243	10	450	177	118	4,1	125	8,7
3357	08.07.2017	195	10	450	179	136	4,5	120	8,2
3358	11.08.2016	370	9,2	550	170	123	7,9	110	0,8
3358	02.06.2017	340	9,2	550	150	134	21,3	200	1,2

Как видно из рисунка 3.18, диагностические графики по фактическим данным и с учетом интерференции скважин совпадают, следовательно, взаимовлияние между скважинами 3358 и 3357 отсутствует.

Аналогичный случай со значительным различием фазовой проницаемости отмечается на соседних скважинах 3418 и 3419. Отличие в том, что здесь наблюдается одностороннее влияние скважины 3418 на 3419 (рисунок 3.19).

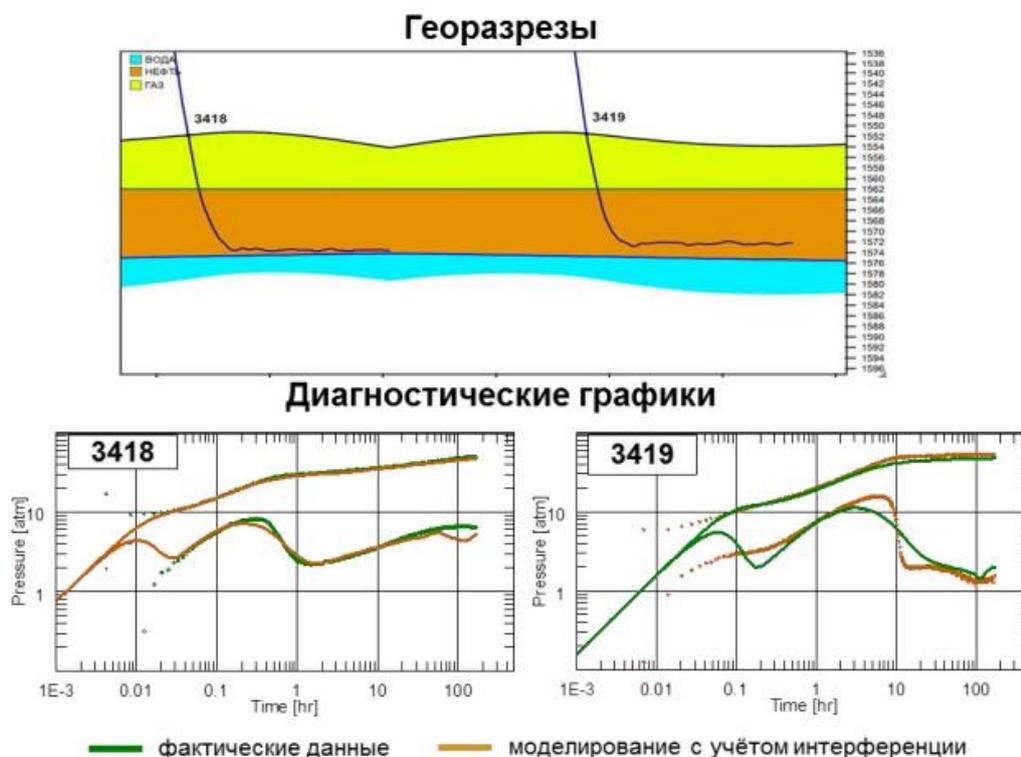


Рисунок 3.19 – Оценка взаимовлияния скважин 3418 и 3419

Одностороннее влияние скважины 3418 на 3419 можно видеть на диагностическом графике скважины 3419 в виде наличия расхождений диагностического графика по фактическим данным и с учетом интерференции.

Таким образом, на основании ГДИС по данным скважинам можно сделать вывод о вскрытии скважин различных по насыщению частей пласта ботубинского горизонта Б<sub>т</sub> и наличии глинистой перемычки.

### 3.4 Использование комбинированных систем мониторинга скважин с возможностью контроля параметров

На Среднеботубинском месторождении была успешно внедрена система автономных устройств контроля притока (АУКП) типа LIFT, которая является единственным способом ограничения притока газа в скважину и получившая достаточно широкое применение (рисунок 3.20).

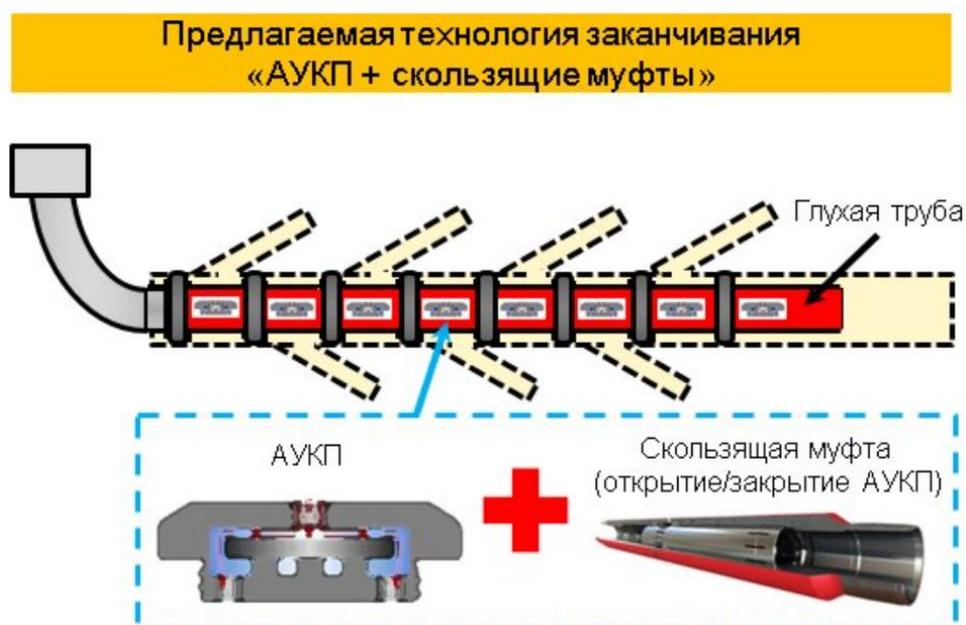


Рисунок 3.20 – АУКП типа LIFT[9]

Эти системы представляют собой противопесочные фильтры, в которых установлены устройства контроля притока, создающие дополнительные перепады давления вдоль скважины. Устройства устанавливаются один раз на все время работы скважины и не могут заменяться в процессе ее эксплуатации [9]. Таким образом, в различных участках скважины можно установить различные сопротивления потоку из пласта в скважину. С помощью разделения скважины заколонными пакерами на сегменты стараются добиться отсутствия перетоков между ними.

При разработке месторождений горизонтальными скважинами большой

длины и значительных дебитах становится существенным влияние перепада давления в стволе скважины. Потери давления за счет трения могут достигать значения депрессии, что может ограничивать оптимальную длину горизонтального участка и приводить к значительной разнице в депрессии на пласт в зонах пятки и носка скважины.

Ввиду этого растет вероятность прорыва подошвенной воды в зонах пятки скважины при водоплавающей залежи, или газа и при разработке подгазовой зоны. Системы заканчивания с УКП позволяют уравновесить перепады давления в стволе скважины, благодаря чему происходит выравнивание профиля притока. Наличие неоднородности пласта по фильтрационно-емкостным свойствам может привести к прорыву пластовой воды и газа по более проницаемым участкам.

Наиболее простая конструкция системы регулирования притока (рисунок 3.21) включает несколько клапанов, находящихся в установленном положении (открытый или закрытый затвор) и изготавливаемых в зависимости от требуемых характеристик системы. Изменение технических характеристик АСРП происходит благодаря изменению проходного сечения седла клапана и возвращающей силы затвора. Затвор при этом обеспечивает требуемое давление, на которое затем срабатывает клапан способствуя или препятствуя движению флюида. Кроме того, в состав входят кольца дроссельные, имеющие заданные гидравлические характеристики.

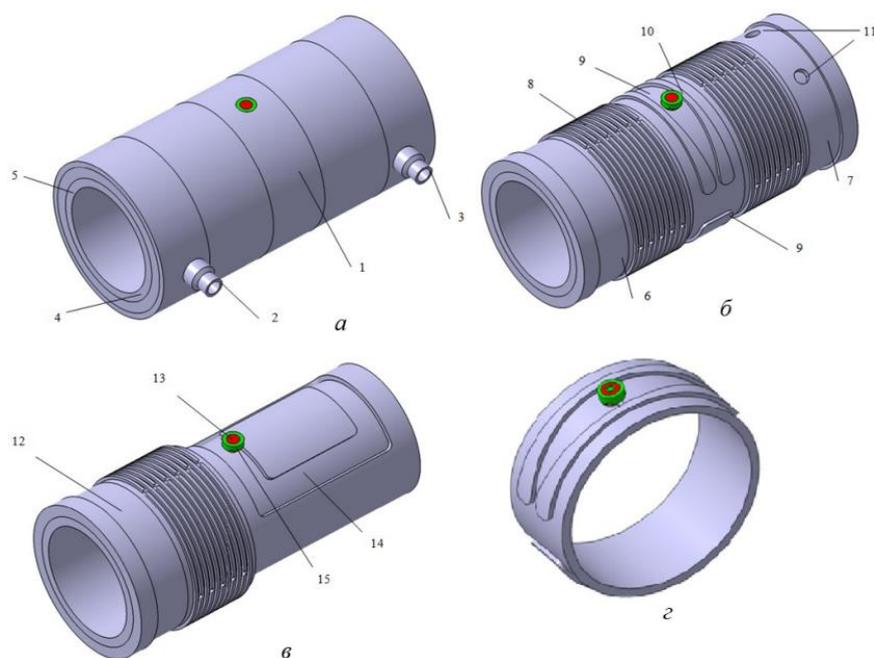


Рисунок 3.21 – Схема адаптивной системы регулирования притока: 1 – наружный кожух; 2 и 3 – входной и выходной штуцеры; 4 и 5 – внутренняя и внешняя трубы; 6 и 7 – входная и выходная камеры; 8 – дроссель; 9 – вытеснители; 10 – магнитный клапан; 11 – отверстия сливного клапана 14; 12 – входная камера; 13 – постоянный магнит; 15 – пробка[10]

Движение флюида происходит следующим образом: жидкость, поступающая через входной штуцер 2 (рисунок 3.21) направляется в секцию магнитного клапана (рисунок 3.22) минуя входную камеру 6 и дроссель 8. В состав системы также входят вытеснители 9, расположенные в области магнитного клапана. Они обеспечивают надежную работу клапана и оказывают влияние на движение поступающего флюида. Вытеснители служат для обеспечения компенсации сил, оказывающих влияние на затвор в поперечном направлении относительно перемещения затвора.

Конструкции АСРП соответствует номинальное значение расхода флюида, превышение которого приводит к срабатыванию клапана и закрытию затвора. После закрытия клапана смесь движется в дроссель, где происходит увеличение общего гидравлического сопротивления системы, которое приводит к уменьшению дебита жидкости. При этом депрессия между пластом и сборной трубой не должна изменяться. Когда скорость потока меньше номинальной,

коэрцитивная сила постоянного магнита удерживает клапан в открытом положении [10].

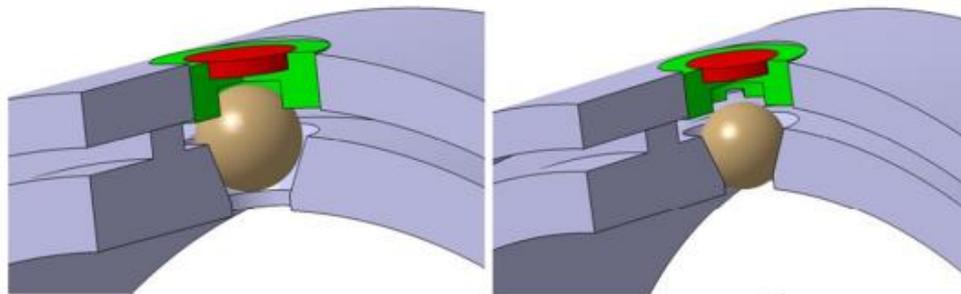


Рисунок 3.22 – Магнитный клапан в открытом и закрытом состоянии[10]

Наличие неоднородностей пласта по проницаемости приводит к неравномерному профилю притока, что в свою очередь, не только приводит к росту расхода воды в данном интервале, но и ухудшает работу других участков.

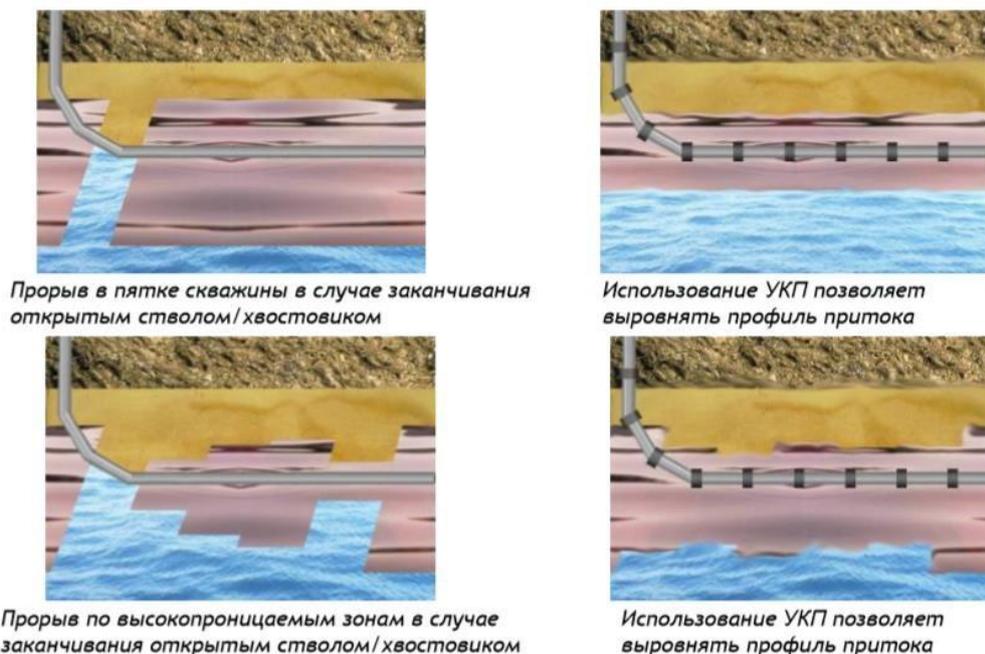


Рисунок 3.23–Действие устройства контроля притока при прорывах[11]

Устройство направленно работает на места прорыва, увеличивая сопротивления именно на этих участках. При резком росте дебита в области прорыва УКП идентифицирует проблемную зону и изолирует ее, оптимизируя работу остальных участков [11]. Близкие значения вязкости нефти и воды не представляют для УКП проблемы, так как одна из модификаций конструкции имеет фильтр со специальным покрытием, которое на физико-химическом уровне оказывает влияние на поток, увеличивая гидравлическое сопротивление

для высокообводненного флюида. За счет этого покрытия уменьшается перепад давления на обводненных участках.

Преимуществами адаптивной системы регулирования притока являются:

- плавное понижение давления при небольшой скорости потока;
- применимость в условиях нагнетательных скважин;
- вероятность закупорки устройства снижается;
- уменьшение риска образования АСПО;
- возможность изменение конфигурации системы в скважине;
- большой срок эксплуатации системы;
- возможна циркуляция через оборудование во время операции спуска;
- единственное УКП, которое работает с газом (паром), жидкостью и смесью(пароводяной смесью).

Работа АСРП зависит от значений дебита и перепада давления, поэтому управление системой осуществляется путем изменения данным параметров. При этом новые условия работы скважины не создают необходимости в дополнительном управлении.

Испытания камеры системы регулирования притока проводились с флюидами, различными по составу и агрегатному состоянию (вода, дизельное топливо, газ, буровой раствор и т.д.). Оценивалось изменение гидравлических характеристик и дебита флюида при изменении входного давления при помощи насоса.

Исследования показали, что использование АСРП для разработки месторождений с контактными запасами позволяет не только предотвратить прорыв газа (снижение газового фактора за первый год составило до 40%), но и значительно увеличить добычу нефти (рисунок 3.24). Это дает возможность не только сразу же окупить затраты на новую систему заканчивания, но и значительно увеличить срок службы скважины, что позволит улучшить экономические показатели разработки месторождения.

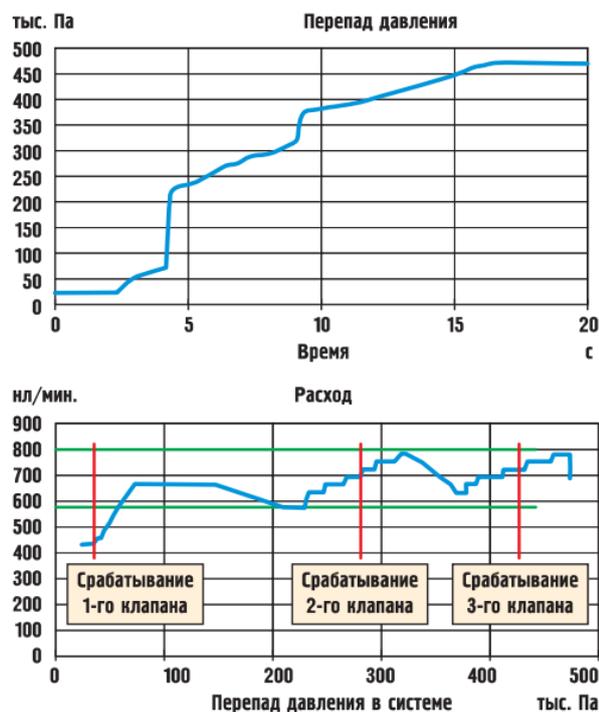


Рисунок 3.24 – Зависимость перепада давления в системе от времени

Успешное окончание опытно-промышленных работ на скважинах Среднеботуобинского месторождения подтвердило высокую эффективность системы контроля притока и также подтвердило корректный подбор типа системы для технических условий месторождения. Испытания проводились в период с 2019 по 2020 год на четырех скважинах. Применение АСРП оказало положительное влияние на добычу во всех скважинах: дебит нефти увеличился, дебит по газу – уменьшился. Было принято решение об увеличении оснащенности фонда скважин системами АСРП не только на месторождении, но и на залежах со сходными геолого-техническими условиями. Согласно экспертной оценке данное решение может привести к увеличению добычи более чем на 3 млн.т, при этом прогнозируемое увеличение накопленной добычи на скважине составляет до 20 %. Прирост чистого дисконтированного дохода оценивается на сумму около 3,5 млрд.руб.

Таким образом, использование адаптивной системы контроля притока позволит не только проводить термодинамические и дебитометрические исследования, но и осуществлять непрерывный контроль за показателями работы скважины.

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б8Г2	Мандраков Глеб Витальевич

<b>Школа</b>	Инженерная школа природных ресурсов	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	Отделение нефтегазового дела
<b>Уровень образования</b>	Бакалавр	<b>Направление/специальность</b>	Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти и газа

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

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Оценка стоимости материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих ресурсов при усовершенствовании системы мониторинга объектов добычи
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы. Общая часть. Сборник Е5; Сборник Е22 [12].
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Налоговый кодекс Российской Федерации Ф3 №67 от 24.07.2009 в ред. от 26.03.2022

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

<i>1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	Обоснование экономической перспективности модернизации системы мониторинга за скважинами
<i>2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	Расчет эксплуатационных затрат при внедрении новой системы мониторинга и потенциального эффекта
<i>3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности усовершенствования системы исследования скважин

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):**

<i>Таблицы:</i>
<i>1. Время на монтаж АСРП в одной скважине;</i>
<i>2. Расчет затрат на оборудование;</i>
<i>3. Расчет материальных затрат;</i>
<i>4. Расчет заработной платы;</i>
<i>5. Расчет страховых отчислений;</i>
<i>6. Затраты на проведение организационно-технического мероприятия.</i>

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент ОСГН ШБИП	Маланина Вероника Анатольевна	канд. экон. наук		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Б8Г2	Мандраков Г.В.		

#### 4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе проанализирована эффективность гидродинамических исследований добывающих скважин Восточной Сибири. Рассмотрены действующие системы мониторинга и предложены варианты совершенствования термодобитометрических систем.

Целью раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» является проектирование и создание конкурентоспособных разработок, технологий, отвечающих современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения. В данном разделе произведены расчеты эксплуатационных затрат на разработку и внедрение нового способа исполнения системы гидродинамических исследований и управления процессом добычи.

В работе рассмотрены результаты по внедрению адаптивной системы регулирования притока (АСРП) в компоновке подземного оборудования скважины.

АСРП является наилучшей доступной технологией исследования состояния и контроля добычи в горизонтальных скважинах. Адаптивность системы заключается в автоматическом срабатывании клапанов при достижении определенной скорости потока, установлении заданного перепада давления или значения газового фактора.

Экономический эффект внедрения системы заключается в предотвращении прорывов газа и воды и, как следствие, снижении числа отказов работы скважин. Кроме того, снижаются затраты на ремонт и техническое обслуживание скважин, увеличивается срок эксплуатации скважины и растет значение КИН.

Эксплуатационные затраты на модернизацию системы исследования и контроля скважин включают:

- материальные затраты;
- затраты на оплату труда;

- страховые отчисления;
- амортизация;
- прочие затраты.

По таким экономическим показателям как показатель экономического эффекта, прибыль от реализации продукции, период окупаемости можно судить об экономической эффективности мероприятия. Численные значения этих показателей дают нам полное представление об экономической эффективности предлагаемых мероприятий, позволяют определить превышение стоимостной оценки результатов над стоимостной оценкой затрат, совокупный доход предприятия, уменьшенный на величину эксплуатационных затрат, определить период окупаемости проекта.

#### **4.1 Оценка коммерческого потенциала объекта, перспективности проведения проектной работы с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения**

Планируется, что в результате проведения мероприятия будет получен дополнительный объем нефти за счет предупреждения прорывов по газу и воде и уменьшения числа отказов. Дополнительный объем добычи нефти рассчитывается по формуле (4.1):

$$Q_{\text{н.д.}} = Q_1 - Q_2 \quad (4.1)$$

где  $Q_1$  – объем добычи нефти до внедрения системы регулирования притока;

$Q_2$  – объем добычи нефти после внедрения АСРП.

$$Q_1 = q_1 \cdot N_1 \cdot T \cdot K_{\text{э}1} \quad (4.2)$$

$$Q_2 = q_2 \cdot N_2 \cdot T \cdot K_{\text{э}2} \quad (4.3)$$

где  $q_1$  и  $q_2$  – среднесуточный дебит, соответственно до и после модернизации, т/сут;

$N$  – количество скважин;

$T$  – продолжительность анализируемого периода, сут;

$K_{\text{э}}$  – коэффициент эксплуатации.

Рассмотрим эффект от внедрения технологии в одной скважине за два года  $T = 730$  суток.

Коэффициент эксплуатации скважин – это отношение времени фактической работы скважин к их общему календарному времени. В процессе эксплуатации любая скважина нуждается в периодическом текущем ремонте. Плановые работы проводятся примерно раз в 2 года и составляют  $t_{пл} \approx 20$  суток. Кроме того, скважины останавливают для проведения исследований (например, КВУ) или работ по оптимизации оборудования и т. п. Исследования проводятся ежегодно, их длительность составляет в среднем двое суток, итого  $t_{иссл} = 4$  суток.

В условиях месторождений Восточной Сибири при высоком газовом факторе и наличии неравномерностей профиля притока на одну скважину приходится от 2 до 5 остановок ввиду прорыва. Для анализа примем  $n = 3$ .

Тогда коэффициент эксплуатации можно рассчитать по формуле:

$$K_{э} = \frac{t_{раб}}{T} = \frac{T - (t_{пл} + t_{иссл} + t_{вн})}{T} = \frac{730 - (20 + 4 + 3)}{730} \approx 0,96 \quad (4.4)$$

$$Q_1 = 40 \cdot 1 \cdot 730 \cdot 0,96 = 28\,032 \text{ тонн}$$

Внедрение системы АСРП позволяет снизить газовый фактор добываемой нефти на 40%. Объем добычи нефти до внедрения составляет  $Q_n = 28032$  тонн. При снижении газового фактора дебит нефти увеличивается.

При помощи данных изменения дебита нефти при изменении газового фактора Ватьеганского месторождения определим приблизительное значение прироста добычи для схожих геолого-физических условий.

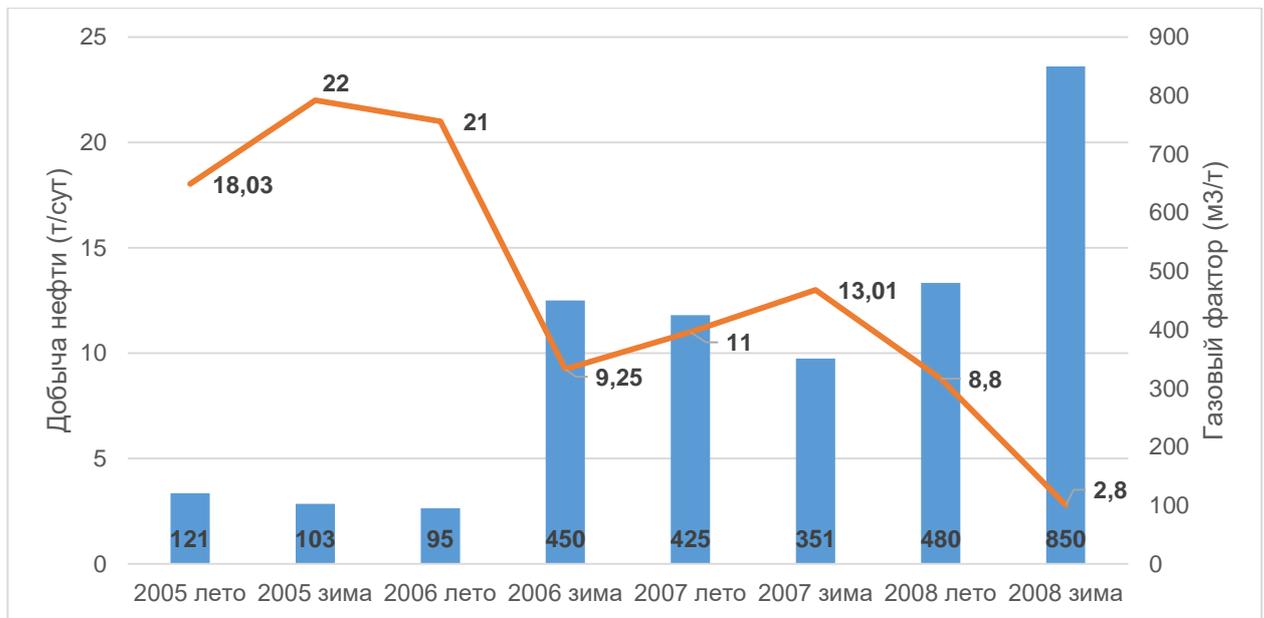


Рисунок 4.1 – График изменения дебита нефти и газового фактора Ватьеганского месторождения за 2005 – 2008 гг

Анализируя имеющиеся данные при помощи метода линейной интерполяции определяем, что при уменьшении газового фактора на 40%, дебит нефти увеличивается на 35%. Принятая зависимость является сложной, поэтому принятое значение является приближенным и взято для наглядности расчетов. Среднесуточный дебит составит  $q_2 = 40 \cdot (1 + 0,35) = 54$  тонн/сут.

Коэффициент эксплуатации после внедрения технологии с учетом отсутствия отказов:

$$K_э = \frac{t_{\text{раб}}}{T} = \frac{T - (t_{\text{пл}} + t_{\text{иссл}} + t_{\text{вн}})}{T} = \frac{730 - (20 + 4 + 0)}{730} \approx 0,97 \quad (4.4)$$

Объем добычи нефти по скважине после модернизации:

$$Q_2 = 54 \cdot 1 \cdot 730 \cdot 0,97 = 38\,237,4 \text{ т}$$

Таким образом объем дополнительно добытой нефти по скважине составляет:

$$\Delta Q_{\text{н.д.}} = Q_2 - Q_1 = 10\,205,4 \text{ т}$$

Тогда выручка от реализации дополнительно добытой нефти:

$$P_t = C \cdot \Delta Q_{\text{н.д.}} \quad (4.5)$$

где  $C$  – цена реализации за 1 тонну нефти, руб. Цена реализации нефти марки Brent по состоянию на 22.02.2023 составляет 82,20 долл/барр согласно данным

сайта *Investing.com*[13]. Пересчитав цену реализации с учетом курса доллара (1 долл = 75,05 руб) на тонну нефти получаем выручку:

$$P_t = 46823,54 \cdot 10205,4 = 4\,778\,530\,005 \text{ руб}$$

#### 4.2 Расчет времени на проведение мероприятия

Время на проведение мероприятия включает в себя время на монтаж и демонтаж автоматизированной системы регулирования притока.

Таблица 4.1 – Время на монтаж АСРП в одной скважине

Операция	Общее время, ч
Глушение скважины	7
Монтаж подъемного агрегата и расстановку бригадного оборудования	13
Подъем подземного оборудования	10
Проведение комплекса ГИС	9
Спуск, посадка, опрессовка	12
<b>Итого:</b>	<b>51</b>

Таким образом, общее время на проведение подготовительного мероприятия будет равно 51 ч.

#### 4.3 Расчет затрат на оборудование

Затраты определяются, исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов, и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части. Нормы амортизации для техники выбираем согласно классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы (утв. Постановлением Правительства РФ от 07 июля 2016 г. N 640 [14]).

Для перевооружения скважины улучшенной системой мониторинга используется следующая техника (таблица 4.2) ( $N_a$  – норма амортизации). Срок эксплуатации для всего перечня оборудования принимается равным рабочему времени проведения установки АСРП (51 час).

Таблица 4.2 – Расчет затрат на оборудование

Наименование	Ед	Стоимость, руб	N <sub>а</sub> , %	N <sub>а</sub> в год, руб	N <sub>ав</sub> час, руб	t <sub>раб</sub> , час	Сумма амортизации, руб
Насосный агрегат 4АН-700	4	3426410	10	342641	39,1	51	1994,8
Автокран на базе Камаз-6560	1	2628790	10	262879	30,0	51	1530,5
Камаз 43114 Э «Вахтовка»	1	2098390	10	209839	23,9	51	1221,7
Станция управления на базе Камаз-5350	1	2891400	10	289140	33,0	51	1683,3
Блок манифольд	1	278000	20	55600	6,3	51	323,7
Колонная головка Cameron 15000 PSI	1	250000	20	50000	5,7	51	291,1
Адаптивная система регулирования притока «ВОРМХОЛС»	1	1787110	-	-	-	51	1787110,0
Скрепер	1	127000	20	25400	2,9	51	147,9
<b>Итого:</b>							<b>1 794 303</b>

#### 4.4 Расчет материальных затрат

При установке автоматизированной системы регулирования притока используется крупногабаритная техника, работающая на топливе. Расчет топлива осуществляется исходя из того, что а/м Камаз 43114 был в пути 340 км за все время работ, следовательно, при расходе топлива 38л/100 км было потрачено 131 литров топлива. Для оставшейся автомобильной техники было аналогично посчитано ГСМ руководствуясь технической характеристикой ТС (таблица 4.3). В расчетах стоимость ГСМ принята 40 рублей за литр.

Таблица 4.3 – Расчет материальных затрат

Техника	Количество	Расход, л	Стоимость ГСМ, руб
4АН-700	4	164	26240
Камаз 6560	1	125	5000
Камаз 5350	1	140	5600
Камаз 43114 Э	1	131	5240
<b>Итого:</b>			<b>42080</b>

#### 4.5 Расчет заработной платы

Персонал для проведения монтажа включает ведущего инженера, оператора ДНГ, механика, 2 водителей специальной техники и операторов насосных установок. Расчет суммы, начисленной по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) был произведен в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда.

Таблица 4.4 – Расчет заработной платы

Должность	Количество	Часовая тарифная ставка, руб	Районный коэффициент, руб	Премия, руб	Компенсация за вахтовый метод работы, руб	Доплата за вредные условия, руб	Итого за 51 ч
Ведущий инженер	1	124,52	62,26	62,26	12,45	7,47	13716,96
Геолог	1	88,88	44,44	44,44	8,89	5,33	9790,98
Оператор ДНГ	2	90,97	45,49	45,49	9,10	5,46	20044,02
Механик	1	60,28	30,14	30,14	6,03	3,62	6640,71
Водитель	2	60,28	30,14	30,14	6,03	3,62	13281,42
Оператор насосных агрегатов	4	62,26	31,13	31,13	6,23	3,74	27435,96
<b>Итого:</b>							90910,1

#### 4.6 Отчисления во внебюджетные фонды

В таблице 4.5 представлен расчет страховых отчислений во внебюджетные фонды.

Таблица 4.5 – Расчет страховых отчислений

Должность	Заработная плата за проведения мероприятия, руб	Страховые отчисления, руб			
		Страх. взн. (0,2%)	ПФР (22%)	ФСС (2,9%)	ФОМС (5,1%)
Ведущий инженер	13717	27,4	3017,7	397,8	699,6
Геолог	9790,98	19,6	2154,0	283,9	499,3
Оператор ДНГ	20044	40,1	4409,7	581,3	1022,2
Механик	6640,71	13,3	1461,0	192,6	338,7
Водитель	13281,4	26,6	2921,9	385,2	677,4

#### Продолжение таблицы 4.5

Оператор насосных агрегатов	27436	54,9	6035,9	795,6	1399,2
<b>Итого:</b>		<b>27454,8</b>			

#### 4.7 Формирование бюджета затрат на реализацию проекта

Общие затраты на монтаж адаптированной системы регулирования притока представлены в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Затраты на проведение организационно-технического мероприятия

№	Состав затрат	Сумма затрат, руб
1	Материальные затраты	42 080
2	Затраты на оборудование	1 794 303
3	Заработная плата	90 910,1
4	Отчисления во внебюджетные фонды	27 454,8
5	Итого основные расходы	1 954 747,9
6	Накладные расходы (20%)	390 949,58
7	Всего затраты на мероприятие	<b>2 345 697,5</b>

#### 4.8 Экономическая оценка проекта

До оснащения фонда новыми системами мониторинга, каждая установка электроцентробежного насоса за два года выходила из строя в среднем 3 раза. Введение адаптивной системы регулирования притока позволяет снизить число отказов, увеличить приток нефти за счет высокой эффективности системы мониторинга и возможностью дистанционного управления.

Таким образом, за два года использования АСРП можно получить дополнительную прибыль в размере  $P_t = 4\,778\,530\,005$  руб. Затраты на внедрение системы в одну скважину составляют  $Z = 2\,345\,697,5$  руб. Таким образом, внедрение системы окупается достаточно быстро и является экономически обоснованным.

## ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Обучающемуся:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б8Г2	Мандраков Глеб Витальевич

<b>Школа</b>	<b>Инженерная школа природных ресурсов</b>	<b>Отделение (НОЦ)</b>	<b>Отделение нефтегазового дела</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/ООП/ОПОП</b>	21.03.01 Нефтегазовое дело

### Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</p>	<p><i>Объект исследования:</i> технологии проведения и методы интерпретации комплекса гидродинамических исследований скважин.</p> <p><i>Область применения:</i> добывающие, наблюдательные и пьезометрические скважины</p> <p><i>Рабочая зона:</i> полевые условия.</p> <p><i>Климатическая зона:</i> климат в районе работ резко-континентальный с суровой зимой и жарким летом.</p> <p><i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> глубинные датчики, измеряющие температуру, давление и расход добываемой жидкости.</p> <p><i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</i> добыча углеводородного сырья из пласта.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p><b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<p>Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022)</p> <p>ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования;</p> <p>ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.</p>
<p><b>2. Производственная безопасность:</b></p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p><b>Вредные факторы:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Повышенный уровень шума;</li> <li>– Повышенный уровень общей вибрации;</li> <li>– Аномальные микроклиматические параметры воздушной среды на местонахождении работающего;</li> <li>– Чрезмерное загрязнение воздушной среды в зоне дыхания.</li> </ul> <p><b>Опасные факторы:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего (в том числе движущиеся машины и механизмы);</li> <li>– Сосуды, работающие под избыточным давлением;</li> <li>– Пожароопасность и взрывоопасность.</li> </ul> <p><b>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных</b></p>

	<p><b>факторов:</b> нормирование рабочего времени на открытом воздухе, система обогрева и мероприятий по обеспечению обогрева, использование средств защиты органов дыхания и кожных покровов (перчатки, очки, спецодежда), предупредительные вывески и сигналы при работе оборудования, соблюдения условий и правил эксплуатации оборудования и электрических приборов</p> <p><b>Расчет:</b> расчет устройства защитного заземления</p>
<b>3. Экологическая безопасность:</b>	<p>Воздействие на селитебную зону:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• учет санитарно-защитной зоны при строительстве скважин</li> </ul> <p>Воздействие на литосферу:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• твердые бытовые отходы при техническом обслуживании и ремонте;</li> </ul> <p>Воздействие на гидросферу:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• возможный разлив при аварии.</li> </ul> <p>Воздействие на атмосферу:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• выброс вредных паров.</li> </ul>
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	<p><b>Возможные ЧС:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• разгерметизация фонтанной арматуры скважины;</li> <li>• нарушение герметичности оборудования для гидродинамических исследований скважин.</li> </ul> <p><b>Наиболее типичная ЧС:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• разгерметизация фонтанной арматуры скважины.</li> </ul>
Дата выдачи задания к разделу в соответствии с календарным учебным графиком	

**Задание выдал консультант по разделу «Социальная ответственность»:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович			

**Задание принял к исполнению обучающийся:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г2	Мандраков Глеб Витальевич		

## **5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

Основной целью раздела является рассмотрение оптимальных норм для улучшения условий труда, обеспечения производственной безопасности человека, повышения его производительности, сохранения работоспособности в процессе деятельности.

Социальная ответственность – ответственность организации перед сотрудниками, учитывающая их интересы и вопросы безопасности, а также перед обществом – в вопросах экологии.

Объектом исследования являются современные системы гидродинамических исследований добывающих скважин Восточной Сибири.

В работе проведен анализ термодинамических и дебитометрических систем каждой скважины и месторождения в целом, а также рассмотрен вариант совершенствования системы ГДИС путем использования автоматизированной системы регулирования притока (АСРП). С помощью АСРП можно не только непрерывно производить замеры и гидродинамические исследования, но и осуществлять контроль за работой скважин.

### **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. Метод работы преимущественно вахтовый.

Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов согласно Трудовому кодексу Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022) [15]: устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях; предоставляется ежегодный

дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих:

- в районах Крайнего Севера – 24 календарных дня;
- в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера – 16 календарных дней [15].

Оператор добычи ежедневно контактирует с нефтегазопромысловым оборудованием, соответствующим определенным требованиям. С целью обеспечения безопасных условий труда рабочее место компоуется в соответствии с требованиями [16], которые учитывают удобное выполнение работ в положении сидя или стоя или в обоих положениях.

Рабочее пространство и рабочее место проектируются в соответствии с [17]:

1. Средняя высота расположения средств отображения информации должна соответствовать значениям, приведенным в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Высота расположения средств отображения информации

Пол	Средняя высота, мм
Женщины	1320
Мужчины	1410
Женщины и мужчины	1365

Очень часто используемые средства отображения информации, требующие точного и быстрого считывания показаний, следует располагать в вертикальной плоскости под углом  $\pm 15^\circ$  от нормальной линии взгляда и горизонтальной плоскости под углом  $\pm 15^\circ$  от сагиттальной плоскости (рисунок 5.1, 5.2).

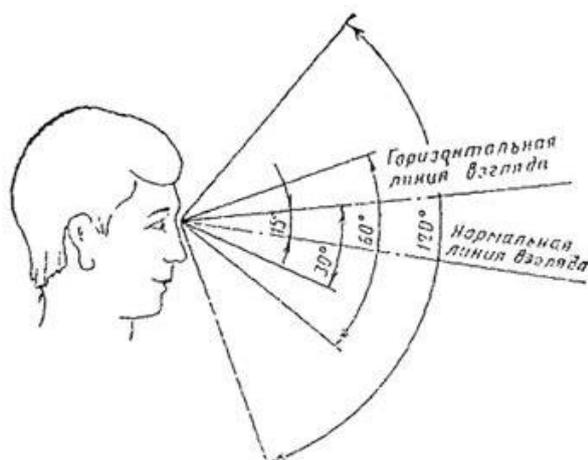


Рисунок 5.1 – Зоны зрительного наблюдения в вертикальной плоскости

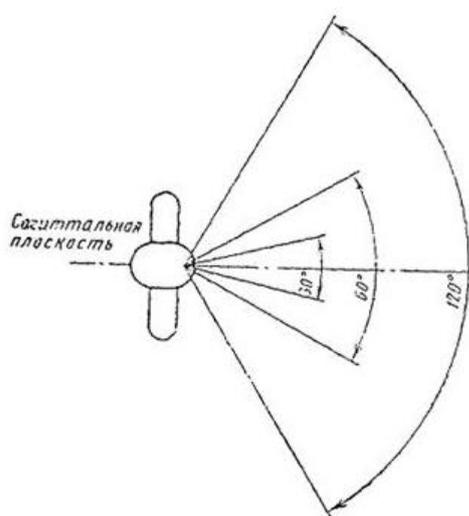


Рисунок 5.2 – Зоны зрительного наблюдения в горизонтальной плоскости

2. Часто используемые средства отображения информации, требующие менее точного и быстрого считывания показаний, допускается располагать в вертикальной плоскости под углом  $\pm 30^\circ$  от нормальной линии взгляда и в горизонтальной плоскости под углом  $\pm 30^\circ$  от сагиттальной плоскости. Для стрелочных индикаторов допускаемый угол отклонения от нормальной линии взгляда - не более  $25^\circ$ .

3. Редко используемые средства отображения информации допускается располагать в вертикальной плоскости под углом  $\pm 60^\circ$  от нормальной линии взгляда и в горизонтальной плоскости под углом  $\pm 60^\circ$  от сагиттальной плоскости (при движении глаз и повороте головы).

Рабочее место оператора ДНГ представлено на рисунке 5.3



Рисунок 5.3 – Рабочее место оператора ДНГ

Проектирование учитывает стабильность рабочих поз трудящихся и их мобильность. Оборудование является легкодоступным и безопасным. Рабочее пространство спроектировано таким образом, чтобы трудящийся не утомлялся в следствие продолжительного мускульного напряжения.

## 5.2 Производственная безопасность

В процессе трудовой деятельности на человека могут влиять вредные и опасные производственные факторы. К вредным относят факторы, вызывающие заболевания, к опасным – травмы.

В таблице 5.2 представлены опасные и вредные факторы, которым подвергается оператор добычи. На 1 этапе выполняется монтаж необходимого оборудования для гидродинамических исследований скважин (ГДИС), на 2 этапе – эксплуатация системы, получение и обработка оперативной информации.

Идентификация потенциальных опасных и вредных производственных факторов (ОВПФ) проводилась с использованием ГОСТ 12.0.003-2015 [18].

Таблица 5.2 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ		Нормативные документы
	Монтаж	Обработка информации	

Продолжение таблицы 5.2

1. Повышенный уровень шума;	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [19]
2. Повышенный уровень общей вибрации;	+	+	ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования [20]
3. Аномальные микроклиматические параметры воздушной среды на местонахождении работающего;	+	-	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [21]
4. Чрезмерное загрязнение воздушной среды в зоне дыхания;	+	+	ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности [22]
5. Движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего;	+	-	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности [23]
6. Сосуды, работающие под избыточным давлением;	+	-	ГОСТ 34347-2017. Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия [24]
7. Электрический ток	+	-	ГОСТ 12.1.044-2018. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов [25]

### 5.2.1 Анализ выявленных вредных факторов

#### 1. Повышенный уровень шума

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).

Беспорядочные звуковые колебания снижают слух и ухудшают работоспособность человека, ослабляют память и внимание, а также нарушают артериальное давление и ритм сердца, вызывает раздражение, нарушение сна, утомление, агрессивность, способствует психическим заболеваниям.

В соответствии с ГОСТ 12.1.003-2014 [19] устанавливается эквивалентный уровень звука равный 80 дБА. Запрещается даже

кратковременное пребывание в зонах с октавными уровнями звукового давления свыше 135 дБ в любой октавной полосе.

В соответствии с [20] к коллективным средствам и методам защиты от шума на производственной площадке цеха добычи нефти можно отнести:

- звукоизолирующие кожухи;
- рациональное размещение технологического оборудования, машин и механизмов;
- рациональное размещение рабочих мест;
- оснащение шумных машин средствами дистанционного управления и автоматического контроля;
- совершенствование технологии ремонта и обслуживания машин;
- использование рациональных режимов труда и отдыха работников на шумных предприятиях.

К средствам индивидуальной защиты относятся:

- противошумные наушники, закрывающие ушную раковину снаружи;
- противошумные вкладыши, перекрывающие наружный слуховой проход или прилегающие к нему;
- противошумные шлемы и каски;
- противошумные костюмы.

На рабочем месте оператора ДНГ имеются все перечисленные коллективные и индивидуальные средства защиты от повышенного уровня шума.

## *2. Повышенный уровень общей вибрации*

Источниками вибраций при работе оператора ДНГ являются центробежные насосы. Согласно ГОСТ 12.1.012-2014 [21] гигиеническая норма уровня виброскорости составляет 92 дБ, при частоте 63 Гц. На рабочем месте оператора по добычи нефти и газа уровень вибрации – 30 дБ, что не превышает норму, согласно требованиям.

Длительное воздействие вибрации высоких уровней на организм человека приводит к развитию преждевременного утомления, снижению производительности труда, росту заболеваемости и нередко к возникновению профессиональной патологии – вибрационной болезни.

Методами защиты от вибрации являются мероприятия по усовершенствованию техники, установка прокладок под работающим оборудованием. К индивидуальным средствам защиты относится использование виброгасящих ковриков, обуви на резиновой подошве, специальных резиновых перчаток, снижающих воздействие вибрации.

На рабочем месте оператора ДНГ имеются все перечисленные коллективные и индивидуальные средства защиты от повышенного уровня вибраций.

### *3. Аномальные микроклиматические параметры воздушной среды на местонахождении работающего*

Установка глубинного оборудования подразумевает работу в полевых условиях. При длительном нахождении на открытом воздухе при отрицательной температуре возможно переохлаждение, которое может стать причиной ухудшения здоровья человека, в связи с этим необходимо осуществлять контроль за временем работы на открытом воздухе (таблица 5.3).

Таблица 5.3 – Допустимая продолжительность (ч) однократного за рабочую смену пребывания на открытой территории в условиях крайнего севера в зависимости от температуры воздуха и уровня энергозатрат\* [22]

Температура воздуха, °С	Энергозатраты, Вт/м <sup>2</sup> (категория работ)		
	88 (Iб)	113 (IIа)	145 (IIб)
– 10	охлаждение через 1,7	охлаждение через 4,6	охлаждение поверхности тела отсутствует
– 15	1,2	2,2	охлаждение поверхности тела отсутствует
– 20	0,9	1,5	охлаждение через 5,5
– 25	0,8	1,1	2,4
– 30	0,7	0,9	1,6

Продолжение таблицы 5.3

– 35	0,6	0,7	1,1
------	-----	-----	-----

– 40	0,5	0,6	0,9
------	-----	-----	-----

\* При наиболее вероятной скорости ветра ( $v = 3,6$  м/с).

В условиях Севера среди факторов производственной среды, действующих на организм человека при выполнении различных видов работ в холодное время года, ведущая роль принадлежит метеорологическим условиям, вызывающим охлаждение. Охлаждающее воздействие метеорологических условий на человека зависит от показателей атмосферной температуры и скорости ветра. Температура воздуха ниже  $-45^{\circ}\text{C}$  даже при незначительной скорости ветра 2 м/с служит основанием для прекращения работ. При скорости более 15 м/с все виды работ на открытом воздухе прекращаются при любых, даже небольших отрицательных атмосферных температурах в связи с опасностью нарушения функции дыхания, нарушений целостности слизистых оболочек глаз, носа, верхних дыхательных путей, возможности быстрого отморожения кожных покровов, незащищенных одеждой участков тела [22].

Расстояние от рабочего места до помещения для обогрева должно быть не более 150 м для открытых территорий и 75 м – для необогреваемых помещений [22].

Помимо этого, необходимо обеспечивать сотрудника специальной формой (рукавицы, обувь, головные уборы, которые имеют высокие теплозащитные свойства, воздухо непроницаемости, малую влагоемкость и нефтенепроницаемость), местами для отдыха, а также иметь поблизости врачебный персонал, способный оказать первую медицинскую помощь.

При работе оператора ДНГ соблюдаются режимы нормирования рабочего времени при работе на открытом воздухе, оператор обеспечен всей необходимой специальной одеждой.

#### *4. Чрезмерное загрязнение воздушной среды в зоне дыхания*

Согласно ГОСТ 12.1.007-76 [23] нефть относится к 3 классу опасности. 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.

Для веществ, принадлежащих 3-му классу, установлены значения:

- ПДК вредных веществ в воздухе рабочей зоны – 1,1-10,0 мг/м<sup>3</sup>;
- смертельная доза при введении в желудок – 151-5000 мг/кг;
- смертельная доза при нанесении на кожу – 501-2500 мг/кг;
- смертельная концентрация в воздухе – 5001-50000 мг/м<sup>3</sup>.

В работе оператора ДНГ основной вред наносится парами нефти в воздухе рабочей зоны. Углеводороды в больших концентрациях могут вызвать паралич дыхательных центров центральной нервной системы и практически мгновенную смерть, в меньших концентрациях они оказывают выраженное наркотическое действие.

В качестве средств индивидуальной защиты необходимо использовать респираторы и другие средства защиты органов дыхания. При работе в местах, где концентрация вредных веществ в воздухе может превышать ПДК, работников должны обеспечивать соответствующими противогазами. Коллективная защита предусматривает использование герметичного оборудования, контроль его технического состояния, а также контроль качества воздуха газоанализаторами.

### **5.2.2 Анализ выявленных опасных факторов**

*1. Движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего*

При интеллектуальном заканчивании скважины и установке глубинных датчиков существует вероятность получения травм при спуске оборудования и трубопроводной обвязки. Кроме того, для проведения операции используются автокраны и крупногабаритная техника.

Для предупреждения травмоопасности с персоналом, проводящим работы проводится инструктаж. Кроме того, источники повышенной опасности имеют защитные ограждения и предупреждающие таблички. Устанавливают их

так, чтобы полностью исключить доступ человека в зону опасности. Работа категорически запрещается при неисправных ограждениях.

Агрегаты, необходимые для осуществления операций, по технике безопасности [23] устанавливаются на расстоянии не менее 10 м от устья скважины. Между самими агрегатами должно быть не менее 1 м, кабины должны быть обращены в сторону от устья скважины.

Для профилактики систематически проверяют наличие всей необходимой защиты. Также проводят плановую и внеплановую проверку тормозных и пусковых устройств, состояния оборудования и своевременное устранение дефектов согласно ГОСТ 12.2003-91 [24].

На рабочем месте оператора ДНГ при осуществлении работ по спуску измерительных датчиков в районе работ устанавливаются предупреждающие таблички и устанавливаются ограждения. Кроме того, оборудование оснащено системой аварийной остановки.

## *2. Сосуды, работающие под избыточным 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 контроля за буферным давлением и давлением 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 закачки жидкости для глушения скважину.

На случай превышения давления сверх предусмотренного технологическим режимом, оборудование оснащено предохранительными клапанами. Вся принятая запорная арматура соответствует 1 классу герметичности затвора, предохранительная аппаратура – 1 классу [24].

Согласно ГОСТ 34347-2017 [25] конструкция сосудов должна обеспечивать надежность и безопасность эксплуатации в течение расчетного срока службы и предусматривать возможность проведения технического освидетельствования, очистки, промывки, полного опорожнения, продувки, ремонта, эксплуатационного контроля металла и соединений.

С целью создания безопасных и здоровых условий труда на производстве необходимо соблюдение трудовой и производственной дисциплины, выполнение инструкций по охране труда. Для работы с сосудами под давлением также необходимо иметь допуск и проходить периодическую проверку знаний ПБ.

### *3. Электрический ток*

Оборудование, находящееся в пределах рабочей площадки, работает от электрического тока. Как следствие, существует вероятность поражения электрическим током рабочего. Проходя через человека электрический ток оказывает:

- Биологическое воздействие: раздражение и возбуждение живых клеток организма, что приводит к непроизвольным судорогам мышц, нарушению нервной системы, органов дыхания и кровообращения. Наиболее частой причиной смерти от электротравмы является фибрилляция желудочков сердца, нарушающая сократительную способность мышц сердца;
- Электролитическое воздействие: разложение плазмы крови и прочих органических жидкостей, нарушение их физико-химического состава;
- Термическое воздействие: ожоги и перегрев отдельных внутренних органов, вызывая в них различные функциональные расстройства.

В настоящее время, согласно ГОСТ 12.4.011-89 [26] в качестве индивидуальных средств защиты от воздействия электрического тока применяются резиновые перчатки и диэлектрические коврики. В качестве коллективных средств защиты используются различные ограждения, устройства автоматического контроля и сигнализации, изолирующие устройства и покрытия, устройства защитного заземления и зануления и знаки безопасности.

К коллективным средствам защиты от повышенного уровня статического электричества относятся:

- заземляющие устройства;
- нейтрализаторы;
- увлажняющие и экранирующие устройства;

Средства индивидуальной защиты:

- специальная антиэлектростатическая одежда и обувь;
- предохранительные приспособления;
- средства защиты рук антиэлектростатические.

На рабочем месте оператора ДНГ имеются все необходимые средства защиты от поражения электрическим током и статического электричества.

#### ***Расчет устройства защитного заземления***

Исходные данные для расчета:

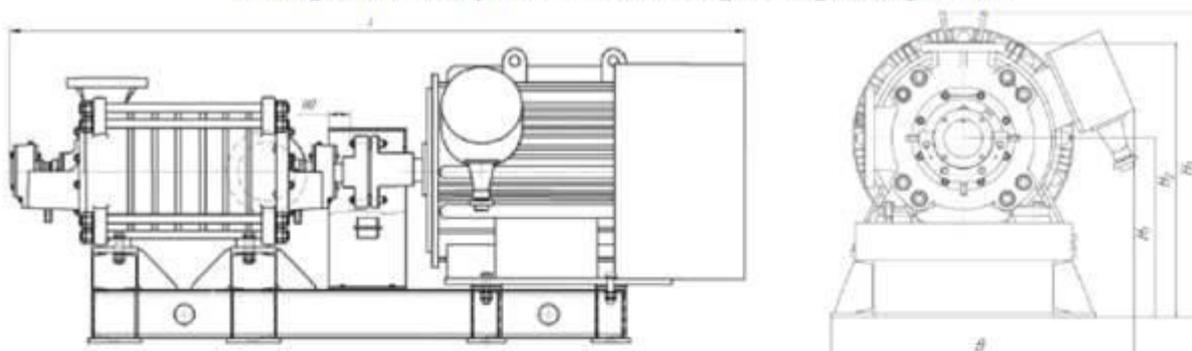
Центробежный нефтяной секционный многоступенчатый насос ЦНСНг 300-360 с двигателем (500/1500).

Основные характеристики:

- Тип насоса: динамический;
- Вид насоса: центробежный;
- Число рабочих органов: многоступенчатый, секционный;
- Перекачиваемая среда: вода с примесями нефтепродуктов, вода техническая, нефть, чистая вода;
- Марка электродвигателя: общепромышленный с торцевым уплотнением;
- Мощность электродвигателя: 500 кВт;
- Частота вращения: 1500 об/мин;
- Производительность: 300 м<sup>3</sup>/ч;
- Напор: 360 м;
- Температура перекачиваемой жидкости: от 0 до +65 °С.

Габаритные размеры установки приведены на рисунке 5.4.

## Габаритные и установочные размеры агрегата



Тип агрегата	Комплектующие электродвигатели	L	H <sub>1</sub>	H <sub>2</sub>	H <sub>3</sub>	B	Масса, кг
ЦНС 300-120	АИР 315 S4	2515	650	1107	1010	1106	2080
ЦНСМ 300-120	АИР 355 S4	2860	730	1185	1270	1325	2895
ЦНС(н) 300-120	АИР 355 S4	2860	730	1185	1270	1325	2895
ЦНС 300-180	АИР 355 S4	2635	730	1185	1270	1325	3040
ЦНСМ 300-180	А4 400ХК-4МУ3	2980	730	1185	1270	1325	3270
ЦНС(н) 300-180	А4 400ХК-4МУ3	2980	730	1185	1270	1325	3270
ЦНС 300-240	АИР 355 М4	3090	730	1185	1270	1325	3385
ЦНСМ 300-240	А4 400Х-4МУ3	3115	840	1295	1435	1440	4235
ЦНС(н) 300-240	А4 400Х-4МУ3	3115	840	1295	1435	1440	4235
ЦНС 300-300	А4 400ХК-4МУ3	3100	730	1185	1270	1325	3820
ЦНСМ 300-300	А4 400У-4МУ3	3200	840	1295	1435	1440	4770
ЦНС(н) 300-300	А4 400У-4МУ3	3200	840	1295	1435	1440	4770
ЦНС 300-360	А4 400Х-4МУ3	3250		1295			4620
ЦНСМ 300-360	А4 400У-4МУ3	3350	840	1435	1435	1440	4790
ЦНС(н) 300-360	А4 400У-4МУ3	3350		1435			4790
ЦНС 300-420	А4 400У-4МУ3	3370					5140
ЦНСМ 300-420	А4 450Х-4МУ3	3370	840	1295	1435	1440	5790
ЦНС(н) 300-420	А4 450Х-4МУ3	3370					5790
ЦНС 300-480	А4 400У-4МУ3	3590					5190
ЦНСМ 300-480	А4 450Х-4МУ3	3600	840	1295	1435	1440	5840
ЦНС(н) 300-480	А4 450Х-4МУ3	3600					5840
ЦНС 300-540		3700					
ЦНСМ 300-540	А4 450Х-4МУ3		840	1295	1435	1440	5950
ЦНС(н) 300-540							
ЦНС 300-600		3750					
ЦНСМ 300-600	А4 450Х-4МУ3		840	1295	1435	1440	6010
ЦНС(н) 300-600							

Рисунок 5.4 – Габаритные размеры ЦНСНт 300-360

Формы и размеры электродов, из которых предполагается соорудить проектируемый групповой заземлитель, а также предполагаемая глубина погружения их в землю: вертикальные (стержневые) электроды, забиваемые вертикально в землю, выполнены обычно из стальных труб диаметром 40 мм с толщиной стенки не менее 3,5 мм длиной 5 м. Для горизонтальных электродов применяется полосовая сталь сечением 4х40 мм.

Грунт (глина) имеет удельное сопротивление 60 Ом\*м.

Естественный заземлитель: трубопровод длиной L=85м, проложенный в земле на глубине 2,5 м, диаметром D=35мм.

Сопротивление трубопровода определяем по формуле:

$$R_{\Pi} = \frac{0,366 * \rho * K_{\Gamma}}{l_{\Pi}} * \lg \frac{2 * l_{\Pi}^2}{h_{\Pi} * D} \quad (5.1)$$

где  $\rho = 60 \text{ Ом}\cdot\text{м}$  – удельное сопротивление грунта;

$K_{\Gamma}$  – повышающий коэффициент для горизонтальной полосы. Для 2 климатической зоны равен 3,5;

$l_{\Pi} = 85 \text{ м}$  – длина трубы;

$h_{\Pi} = 2,5 \text{ м}$  – глубина заложения трубопровода;

$D = 35 \text{ мм}$  – диаметр трубы.

$$R_{\Pi} = \frac{0,366 * 60 * 3,5}{85} \lg \frac{2 * 85^2}{2,5 * 0,035} = 4,7 \text{ Ом}$$

Для установок с напряжением до 1000В при мощности менее 100кВА сопротивление заземляющего устройства должно быть не более 10 Ом, а в противном случае – не более 4 Ом.

Так как мощность нашего устройства составляет 500 кВт, сопротивление заземляющего устройства должно быть не более  $R = 4 \text{ Ом}$ .

Требуемая величина искусственного заземляющего устройства:

$$R_u = \frac{R * R_{\Pi}}{R_{\Pi} - R} = \frac{4,7 * 4}{4,7 - 4} = 26,8 \text{ Ом} \quad (5.2)$$

Сопротивление одного заземляющего электрода:

$$r_{\text{э}} = \frac{0,366 * \rho * K_{\text{В}}}{l_{\text{э}}} * \left( \lg \frac{2 * l_{\text{э}}}{d_{\text{э}}} + 0,5 \lg \frac{4h_{\text{э}} + l_{\text{э}}}{4h_{\text{э}} - l_{\text{э}}} \right) \quad (5.3)$$

где  $\rho = 60 \text{ Ом}\cdot\text{м}$  – удельное сопротивление грунта;

$K_{\text{В}} = 1,5$  – коэффициент, учитывающий сезонные изменения  $\rho$  для вертикально помещенных в грунт проводников (для 2 климатической зоны);

$l_{\text{э}} = 5 \text{ м}$  – длина заземлителя;

$d_{\text{э}} = 40 \text{ мм}$  – диаметр заземлителя;

$h_{\text{э}} = 0,8 * l_{\text{э}} / 2 = 3,3 \text{ м}$  – глубина заложения заземлителя.

$$r_{\text{э}} = \frac{0,366 * 60 * 1,5}{5} * \left( \lg \frac{2 * 5}{0,04} + 0,5 \lg \frac{4 * 3,3 + 5}{4 * 3,3 - 5} \right) = 16,9 \text{ Ом}$$

Предварительно требуемое количество электродов определяется:

$$n^* = r_{\text{э}} / R_u = 16,9 / 26,8 = 0,63 = 1 \quad (5.4)$$

где  $R_3$  – требуемая величина заземляющего устройства.

Сопротивление полосы, соединяющей электроды:

$$r_{\Pi} = \frac{0,366 * \rho * K_{\Gamma}}{l_{\Pi}} * lg \frac{2 * l_{\Pi}^2}{h_{\Pi} * b} \quad (5.5)$$

где  $b = 0,04$  м – ширина соединяющей электроды полосы.

$h_{\Pi} = 0,8$  м – глубина залегания полосы;

длина полосы  $l_{\Pi}$  если электроды расположены в ряд:

$$l_{\Pi} = \alpha * (n - 1) = 10 * (5-1) = 40 \text{ м} \quad (5.6)$$

где  $\alpha$  – расстояние между электродами, м.

$$r_{\Pi} = \frac{0,366 * 60 * 3,5}{40} lg \frac{2 * 30^2}{0,8 * 0,04} = 9 \text{ Ом}$$

Тогда общее сопротивление контура защитного заземления:

$$R_{\Sigma} = \frac{r_{\text{э}} * r_{\Pi}}{r_{\text{э}} * \eta_{\Pi} + r_{\Pi} * \eta_{\text{э}} * n} \quad (5.7)$$

где  $\eta_{\Pi} = 0,85$  – коэффициент использования полосы при отношении  $\alpha : l = 2$ ;

$\eta_{\text{э}} = 0,8$  – коэффициент использования электродов при отношении  $\alpha : l = 2$ .

$$R_{\Sigma} = \frac{16,9 * 9}{16,9 * 0,85 + 9 * 0,8 * 0,04} = 10,4 \text{ Ом}$$

Так как условие  $R_{\Sigma} \leq R_u$  выполняется, устройство заземления рассчитано верно.

### 5.3 Экологическая безопасность

Приоритетным направлением нефтегазодобывающей отрасли является сохранение не только жизни и здоровья сотрудников, но и окружающей среды. При установке и эксплуатации системы исследования скважин проявляются такие антропогенные воздействия на природу как: воздействие на селитебную зону, воздействие на литосферу (твердые бытовые отходы при техническом обслуживании и ремонте, нарушение залегания горных пород), воздействие на гидросферу (возможный разлив нефти при аварии), воздействие на атмосферу (выброс газа).

#### 1. Защита селитебной зоны

Согласно постановлению Правительства РФ от Постановление Правительства РФ от 31 декабря 2020 г. [28] объекты по добыче сырой нефти и (или) природного газа, включая переработку природного газа и производству нефтепродуктов относятся к объектам I категории оказывающих негативное воздействие на окружающую среду (НВОС).

Санитарно-защитная зона (СЗЗ) отделяет территорию промышленной площадки от жилой застройки, ландшафтно-рекреационной зоны, зоны отдыха, курорта с обязательным обозначением границ специальными информационными знаками.

Предприятия по добыче нефти при выбросе сероводорода от 0,5 до 1 т/сутки, а также с высоким содержанием летучих углеводородов относятся к классу I согласно СанПиН 2.2.1/2.1.1200-03 [29]. Санитарно-защитная зона для объектов данного класса составляет 1000 м.

## *2. Защита атмосферы*

Атмосферный воздух рабочей зоны должно соответствовать требованиям СанПиН 2.1.3684-21 [30].

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.

### *3 Защита гидросферы*

При аварии в скважине может возникнуть угроза разлива нефти и ее дальнейшем загрязнении природных и сточных вод.

Для предупреждения аварийных ситуаций необходим постоянный контроль показателей работы скважины, т.е. необходимо использование высокоточной и надежной системы внутрискважинного мониторинга.

Для предупреждения загрязнения гидросферы строго соблюдаются правила соблюдаются требования к охране подземных (ГОСТ 17.1.3.06-82. [31]) и поверхностных вод (ГОСТ 17.1.3.13-86 [32]):

- Емкости с отработанными ГСМ должны временно храниться на специально отведенной площадке с обваловкой на металлических поддонах, с оборудованным герметичным бордюром, позволяющим предотвратить разлив хранящегося количества отходов ГСМ за пределы площадки;
- Обслуживание, ремонт, заправка техники осуществляется на специально оборудованных (с учетом экологических требований) площадках;
- очистка и обеззараживание поверхностных вод, используемых для водоснабжения и других целей.

### *4. Защита 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. Для утилизации бытовых отходов применяются полигоны твердых бытовых отходов согласно ГОСТ Р 53692-2009 [33].

В целях рационального использования недр и их охраны от негативного воздействия предусматривается:

- использование при строительстве новых скважин малотоксичных химреагентов IV класса опасности;
- изоляция водоносных и нефтегазоносных пластов цементированием заколонного пространства;
- изъятие подземных вод в количествах, обеспечивающих сохранность основных свойств используемых водоносных пластов;
- сбор и обезвреживание отходов буровых работ;

осуществление консервации или ликвидации скважин по индивидуальному плану, согласованному с местными органами Госгортехнадзора.

Предлагаемые меры по снижению вредного воздействия: своевременная уборка мусора и отходов; рекультивация нарушенных земель; планировка полосы отвода после окончания каких-либо ремонтных работ в целях сохранения направления естественного поверхностного стока воды; размещение отвалов грунта исключительно в пределах границы полосы землеотвода, если таковой имеется. При выполнении вышеуказанных мероприятий, воздействие на земельные угодья будет минимальным.

#### **5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Объекты нефтегазовой отрасли должны соответствовать правилам безопасности в чрезвычайных ситуациях (ГОСТ Р 22.0.01-2016) [34].

В районе проведения работ возможно возникновение следующих видов чрезвычайных ситуаций:

- Природные катастрофы (наводнения, экстремально пониженные температуры, метель);
- Геологические воздействия (землетрясения, оползни, обвалы, провалы территории и т.д.);

- Техногенные аварии (перегрузка электроприборов – появление открытого огня, аварийная остановка при разгерметизации оборудования)

При проведении гидродинамических исследований в скважине возможны такие ЧС как:

- разгерметизация фонтанной арматуры скважины;
- нарушение герметичности оборудования для ГДИС.

Наиболее типичной является видом ЧС является разгерметизация фонтанной арматуры скважины. При разгерметизации возникает угроза загрязнения кустовой площадки, повышения концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны, а также загрязнения литосферы и гидросферы.

Для исключения разгерметизации фонтанной арматуры, предупреждения аварийных выбросов, обеспечения максимальных условий безопасности производства и обслуживающего персонала, снижения вредности производства необходимо:

- содержать фонтанную арматуру в надлежащем состоянии (отсутствие коррозии, трещин и т.п.);
- следить за качеством сварных швов, т.к. зачастую дефекты локализируются на сварных стыках;
- обеспечить компетенцию работников для корректной герметизации устья.

Каждый работник, находящийся на территории кустовой площадки имеет индивидуальное средство защиты органов дыхания. Все работы по спуску оборудования для гидродинамических исследований осуществляются по наряду-допуску. Управление технологическим процессом в скважине максимально дистанционное. Все оборудование оснащено системой предохранительных клапанов и сигнализацией.

При эксплуатации технологического оборудования, трубопроводов и запорной арматуры предусматривается постоянный контроль и ревизия согласно составленным графикам. Все работники проходят подготовку и периодическую проверку знаний и имеют достаточный уровень знаний и компетенций.

## **Заключение**

В данном разделе были проанализированы возможные вредные и опасные факторы, которые способны нанести ущерб здоровью человека и окружающей среде при монтаже и эксплуатации системы гидродинамических исследований скважин.

Были рассмотрены меры производственной безопасности при выполнении работ на скважинах, а также проанализированы вредные и опасные производственные факторы, рекомендованы мероприятия по их устранению. Наиболее вероятной чрезвычайной ситуацией признаны аварии в результате разгерметизации фонтанной арматуры скважины.

С целью обеспечения безопасности сотрудника производится контроль за источниками негативного воздействия, за соблюдением основных правил и использованием индивидуальных и коллективных средств защиты. С целью снижения негативного воздействия на экологию необходимо соблюдение государственных экологических норм и правил. Для предупреждения возникновения чрезвычайных ситуаций сотрудники должны регулярно проходить проверку знаний правил безопасности и поведения в ЧС.

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

Гидродинамические исследования позволяют определить эффективность

работы скважины и выявить проблемы, связанные с ее эксплуатацией. При проведении испытаний на затрубном давлении можно оценить эффективность работы системы поглощения воды или газа, а также выявить проблемы с герметичностью обсадной колонны.

Таким образом, гидродинамические исследования скважины являются необходимым этапом в процессе разведки и эксплуатации нефтегазовых месторождений. Они позволяют получить информацию о физических свойствах пласта, определить характеристики потока жидкости и газа, а также оценить параметры работы скважины.

В результате работы:

1. Был проведен анализ современных систем и методов гидродинамических исследований;
2. Определены достоинства и недостатки различных методов ГДИС;
3. Разработаны пути совершенствования методов исследования скважин с учетом наилучших доступных технологий и ресурсоэффективности.

Анализ гидродинамических показателей требует особых условий для проведения, таких как остановка, которые приводят к дополнительным эксплуатационным затратам. Это связано с тем, что при контроле исследуются различные категории скважин, используются различные технологии исследований, а каждая обсаженная скважина требует индивидуального подхода как к методике, так и к интерпретации данных. Однако системы внутрискважинного мониторинга имеют множество преимуществ перед «традиционными» ГДИС благодаря возможности онлайн-мониторинга показателей. Это позволяет избежать остановки скважин и снизить потери в добыче нефти, а также сократить капитальные затраты на проведение ГДИС.

Непрерывный контроль работы скважин позволяет своевременно принять меры по улучшению показателей добычи и предупредить возможную остановку работы скважины. На сегодняшний день разработано множество комплексов, объединяющих гидродинамические исследования, геофизические исследования, а также другие системы контрольно-измерительной аппаратуры.

Одним из основных преимуществ систем внутрискважинного мониторинга является возможность проведения ГДИС без необходимости выполнения внутрискважинных работ благодаря постоянному онлайн-мониторингу замеров. Это позволяет избежать остановки скважин и снизить потери в добыче нефти. Кроме того, отсутствие капитальных затрат на проведение ГДИС является серьезным аргументом при выборе метода исследования.

Опыт постоянного мониторинга добычи с помощью датчиков телеметрической системы (ТМС) и автоматизированной интерпретации данных методами ГДИС показал, что для обеспечения надежности контроля разработки месторождения методом постоянного мониторинга необходимо оснастить не менее 20% скважин ТМС с охватом 75% фонда. Кроме того, на каждом кустовом основании хотя бы одна скважина должна быть оснащена системой телеметрии.

Алгоритмы автоматизации обработки ГДИС с использованием непрерывных замеров забойного давления датчиками ТМС позволяют выделять КВДу, ИД и КСД, что обеспечивает мониторинг гидропроводности пласта и «совершенства» скважины. Периодическая регистрация КВД и КСД позволяет контролировать проницаемость пласта в сочетании с мониторингом обводненности скважины в ЦДНГ.

Внедрение адаптированной системы контроля притока позволяет не только проводить термодинамические и дебитометрические исследования, но и осуществлять непрерывный контроль за показателями работы скважины. Благодаря такой системе, исходя из опыта внедрения технологии на Среднеботуобинском месторождении Восточной Сибири, возможно предотвращение прорыва газа и увеличение добычи нефти. Таким образом, затраты на АСРП окупаются в короткий период времени при этом значительно увеличивая срок службы скважины.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Головин Б. А., Калининкова М. В., Муха А. А. Контроль за разработкой нефтяных и газовых месторождений геофизическими методами: учебное пособие. — Саратов, 2005.
2. Косков, В.Н. К71 Комплексная оценка состояния и работы нефтяных скважин промыслово-геофизическими методами: учеб. пособие / В.Н. Косков, Б.В. Косков, И.Р. Юшков. – Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2010. – 226 с.
3. Гринченко В.А., Валеев Р.Р. [и др.]. Особенности проведения сложных промыслово-геофизических исследований по контролю разработкой месторождений в осложненных условиях Восточной Сибири // Нефтяное хозяйство. 2020. №11. С. 56–61.
4. Чернов Б.С., Базлов М.Н., Жуков А.И. Гидродинамические методы исследования скважин и пластов. – М.: Гостоптехиздат, 1960. – 319 с.
5. Сайт компании ООО «КОМПАНИЯ ПЕТРОГРЕСС»: [Электронный ресурс]/ Режим доступа: URL: <http://petrogress.com/manometry> (Дата обращения: 14.03.2023).
6. Кувакина М.С. «Варьеганнефтегаз»: Интеллектуальные системы заканчивания скважин для увеличения эффективности выработки контактных запасов// Научно-технический Вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2015. – № 1. – С. 80-86.
7. Клименьев А.Г. Мониторинг параметров пласта посредством высокочувствительной телеметрии // Инженерная практика. – 2012. - № 11 – С. 76-79.
8. Азаматов З.З. Опыт применения термоманометрических систем в ОАО «Сургутнефтегаз» // Инженерная практика. – 2015. - № 09 – С. 35-37.
9. В «Таас-Юрах Нефтегазодобыче» внедрили технологию, которая увеличит добычу нефти более чем на 3 миллиона тонн // Сетевое издание «Якутское-Саха Информационное Агентство (ЯСИА)» [Электронный ресурс]/ Режим доступа: URL: <https://ysia.ru/v-taas-yuryah-neftegazodobyche-vnedrili->

[tehnologiyu-kotoraya-uvelichit-dobychu-nefti-bolee-chem-na-3-milliona-tonn/](#) (Дата обращения: 15.03.2023)

10. Белова О.В., Волков В.Ю., Журавлев О.Н., Зорина И.Г., Крутиков А.А., Семикин Д.А., Скибин А.П. Разработка конструкции адаптивной системы регулирования притока для месторождения с применением CFD. // Вестник МГТУ им. Н.Э. Баумана. – 2014. – № 3. – С. 22-37.

11. Журавлев О.Н. Система «ВОРМХОЛС» для контроля притока // Инженерная практика. – 2013. - № 06,07 – С. 17-19.

12. Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы. Общая часть. Сборник Е5 Монтаж металлических конструкций; Сборник Е22 Сварочные работы.

13. Investing.com - котировки и финансовые новости [Электронный ресурс]. Режим доступа URL: <https://ru.investing.com>(Дата обращения: 22.02.2023).

14. Постановлению Правительства РФ от 01.01.2002 N 1 (ред. от 27.12.2019) «О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы» (утв. постановлением Правительства Российской Федерации от 1 января 2002 г. N 1).

15. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018);

16. ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.

17. ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.

18. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

19. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

20. ГОСТ 12.1.029-80 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства и методы защиты от шума.

21. ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
22. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
23. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное.
24. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
25. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Классификация и общие требования безопасности.
26. ГОСТ 12.1.044-2018. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов.
27. ГОСТ 12.2.062-81. Ограждения защитные
28. Постановление Правительства РФ от 31 декабря 2020 г. N 2398 «Об утверждении критериев отнесения объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, к объектам I, II, III и IV категорий»
29. СанПиН 2.2.1./2.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» На основании Федерального закона от 30.03.1999 N 52-ФЗ "О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения" (Собрание законодательства Российской Федерации, 1999, N 14, ст.
30. Об утверждении санитарных правил и норм СанПиН 2.1.3684-21 «Санитарно-эпидемиологические требования к содержанию территорий городских и сельских поселений, к водным объектам, питьевой воде и питьевому водоснабжению, атмосферному воздуху, почвам, жилым помещениям, эксплуатации производственных, общественных помещений, организации и проведению санитарно-противоэпидемических (профилактических) мероприятий» (с изменениями на 26 июня 2021 года).
31. ГОСТ 17.1.3.06-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод.

32. ГОСТ 17.1.3.13-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений.

33. ГОСТ Р 53692-2009. Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Этапы технологического цикла отходов.

34. ГОСТ Р 22.0.01-2016. Безопасность в ЧС. Основные положения.