

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 – Нефтегазовое дело  
 Отделение школы (НОЦ) – Отделение нефтегазового дела

### МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
<b>Инновационные способы организации процесса строительства нефтяных и газовых скважин</b>

УДК 622.24:001.895

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ02	Казин Константин Сергеевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Ковалев А.В.	к.т.н.		

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор отделения нефтегазового дела	Шарф И.В.	д.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения общетехнических дисциплин	Сечин А.А.	к.т.н.		

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Минаев К.М.	к.х.н		

Томск – 2022 г.

## Планируемые результаты обучения по ООП

### Универсальные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

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

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

### Общепрофессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

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

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

### Профессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта, форсайт	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
<b>Тип задач профессиональной деятельности:</b> технологический				
19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа	1. Технологический контроль и управление процессами строительства скважин.	<b>19.005</b> Профессиональный стандарт "Буровой супервайзер в нефтегазовой отрасли" (Утвержден приказом Минтруда России от 27.11.2014 № 942н)  <b>ОТФ В</b> «Технологический контроль и управление процессом бурения скважин на месторождениях»	<b>ПК(У) -1.</b> Способность осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами строительства скважин  <b>ТФ В</b> «Обеспечение выполнения подрядными организациями проектных решений при бурении скважин на месторождениях»	<b>И.ПК(У) -1.1.</b> Осуществляет контроль и управление безопасного ведения технологических операций в соответствии с нормативными документами и отраслевыми регламентами.  <b>И.ПК(У) -1.2.</b> Осуществляет контроль выполнения подрядными организациями проектных решений при строительстве скважины.  <b>И.ПК(У) -1.3.</b> Определяет возможные риски при проведении технологических операций и применяет эффективные способы их предупреждения.
	2. Контроль, управление и выполнение работ по диагностике,	<b>19.005</b> Профессиональный стандарт "Буровой супервайзер в нефтегазовой отрасли" Утвержден	<b>ПК(У) -2.</b> Способность обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию	<b>И.ПК(У) -2.1.</b> Оценивает преимущества и недостатки применяемого бурового оборудования, определяет благоприятную область применения

	техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации бурового оборудования.	приказом Минтруда России от 27.11.2014 № 942н) <b>ОТФ А</b> «Технологический контроль и управление процессом бурения скважин»	бурового оборудования <b>ТФ А</b> «Технический контроль состояния, работоспособности бурового оборудования и условий хранения материалов на буровой площадке.	<b>И.ПК(У) -2.2.</b> Соблюдает требования инструктивно-нормативной документации по эксплуатации и обслуживанию бурового оборудования.
<b>Тип задач профессиональной деятельности:</b> научно-исследовательский				
19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа	1.Инициирование создания, разработка и проведение экспериментальной проверки инновационных технологий в области строительства скважин.	Мнение экспертов, пожелания работодателей.	<b>ПК(У)-3.</b> Способность планировать и проводить аналитические, имитационные и экспериментальные исследования, критически оценивать данные и делать выводы.	<b>И.ПК(У)-3.1.</b> Осуществляет сбор, обработку, анализ и систематизацию научно-технической информации по теме исследования, выбирает методики и средства решения поставленной задачи; планирует и проводит исследования; оценивает их результаты, делает выводы.
				<b>И.ПК(У)-3.2.</b> Создает новые и совершенствует действующие методики проведения расчетов, необходимых при проектировании технологических процессов и технических устройств
	2. Оценка возможности использования достижений научно-технического прогресса в области строительства скважин.	Мнение экспертов, пожелания работодателей.	<b>ПК(У)-4.</b> Способность проводить анализ и обобщение научно-технической информации в области строительства скважин.	<b>И.ПК(У)-4.1.</b> Владеет навыками проведения анализа и систематизации информации по теме исследований, а также патентных исследований.
				<b>И.ПК(У)-4.2.</b> Оценивает возможность применения наиболее совершенных на данный момент технологий строительства скважин.
<b>Тип задач профессиональной деятельности:</b> педагогический				

<p>1 «Образование и наука» (в сфере научных исследований)</p>	<p>1. Разработка методических материалов для обеспечения подготовки и аттестации специалистов</p>	<p><b>01.004</b> Профессиональный стандарт «Педагог профессионального обучения, профессионального образования и дополнительного профессионального образования» (утвержден приказом Минтруда России от 08.09.2015 № 608н).</p> <p><b>ОТФ Г</b> Научно-методическое и учебно-методическое обеспечение реализации программ профессионального обучения</p>	<p><b>ПК(У)-5.</b> Способность разрабатывать методическое обеспечение для первичной периодической подготовки и аттестации специалистов в области строительства скважин.</p> <p>(<b>ТФ Н/04.7</b> «Разработка под руководством специалиста более высокой квалификации учебно-методического обеспечения реализации учебных курсов, дисциплин (модулей) или отдельных видов учебных занятий программ бакалавриата и (или) ДПП»).</p>	<p><b>И.ПК(У)-5.1.</b> Участвует в разработке методических документов, необходимых для подготовки и аттестации в области промышленной безопасности на опасных производственных объектах в процессе строительства скважин</p>
---	---	--	---	--

Школа – Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность) – Нефтегазовое дело  
 Уровень образования – магистратура  
 Отделение школы (НОЦ) – Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения – осенний / весенний семестр 2021/2022 учебного года  
 Форма представления работы:

магистерская диссертация

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

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы: \_\_\_\_\_

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
05 марта 2022	1. Проведение литературного обзора по теме.	20
02 апреля 2022	2. Разработка методики проведения литературного обзора и обобщения отечественного и зарубежного опыта по тематике диссертации.	5
05 апреля 2022	3. Промежуточная аттестация выполнения диссертации в виде доклада на XXIV Международном научном симпозиуме студентов и молодых ученых им. академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр».	10
13 мая 2022	4. Проведение литературного обзора по тематике диссертации и анализ полученных результатов.	40
20 мая 2022	5. Формулирование выводов и рекомендаций.	20

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Ковалев А.В.	К.Т.Н.		

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Минаев К.М.	к.х.н		

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 – Нефтегазовое дело  
 Отделение школы (НОЦ) – Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП

\_\_\_\_\_  
 (Подпись)      (Дата)      (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Магистерской диссертации
--------------------------

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ02	Казину Константину Сергеевичу

Тема работы:

Инновационные способы организации процесса строительства нефтяных и газовых скважин
---

Утверждена приказом директора (дата, номер)	№39-41/с от 08.02.2022
---	------------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	16.06.2022
--	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Тексты и графические материалы отчетов с производства и исследовательских работ, научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	Технология интеллектуального месторождения, новаторство в организации процесса строительства скважин, технико-экономический анализ, оперативное управление с помощью «цифровых двойников»
<b>Перечень графического материала</b>	Необходимость в графических материал отсутствует
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	



<i>(с указанием разделов)</i>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Профессор отделения нефтегазового дела, д.э.н., Шарф И.В.
Социальная ответственность	Доцент, к.т.н. Сечин А.А.
Часть на иностранном языке	Профессор отделения иностранных языков, д.ф.н. Матвеев И.А.
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b>	
Технологии бурения наклонно-направленных скважин	
Анализ наклонно-направленного бурения на месторождениях Западной Сибири	
Направления совершенствования наклонно-направленного бурения	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

<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>
Доцент	Ковалев А.В.	к.т.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2БМ02	Казин Константин Сергеевич		

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2БМ02	Казин Константин Сергеевич

<b>Школа</b>	Инженерная школа природных ресурсов	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	Отделение нефтегазового дела
<b>Уровень образования</b>	Магистратура	<b>Направление/специальность</b>	Технология строительства нефтяных и газовых скважин

<b>Исходные данные к разделу « Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:</b>	
1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования ( НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Оценка стоимости материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих ресурсов при строительстве эксплуатационной наклонно-направленной скважины на месторождении Западной Сибири Ханты-Мансийского автономного округа с учетом инновационных методов строительства
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	РД 153-39-007-96 ВСН 39-86 СНиП IV-5-82
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Налоговый кодекс Российской Федерации ФЗ №67 от 24.07.2009 в ред. от 26.03.2022

<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
1. <i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	Обоснование перспективности строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины на месторождении Западной Сибири для дальнейшего применения и оптимизации процесса строительства
2. <i>Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	Расчеты локальных смет строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины на месторождении Западной Сибири
3. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Расчет итоговой стоимости строительства скважины с потенциальным применением в дальнейшем системы инновационных методов строительства

<b>Перечень графического материала:</b>
Сметная документация по обоснованию и общей оценке стоимости перечня операций по строительству скважины в табличной форме

<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>
Профессор ОНД	Шарф И.В.	Д.Э.Н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2БМ02	Казин Константин Сергеевич		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2БМ02	Казину Константину Сергеевичу

<b>Школа</b>	<b>Инженерная школа природных ресурсов</b>	<b>Отделение (НОЦ)</b>	<b>Отделение нефтегазового дела</b>
<b>Уровень образования</b>	Магистратура	<b>Направление/специальность</b>	21.04.01 «Технология строительства нефтяных и газовых скважин»

Тема ВКР:

Инновационные способы организации процесса строительства нефтяных и газовых скважин

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

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: методы управления строительством нефтяных и газовых скважин Область применения: бурение нефтяных и газовых скважин
--	--

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

<p><b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b> специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p>	<p>- ГОСТ 16293-89. Установки буровые комплектные для эксплуатационного и глубокого разведочного бурения. Основные параметры. - «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности от» 12.03.2013. - ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.</p>
<p><b>2. Производственная безопасность:</b> 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>Вредные факторы: - повышенная температура воздуха рабочей зоны; - повышенный уровень шума; - повышенная загазованность; - повышенный уровень вибрации; Опасные факторы: - движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования; - электроопасность.</p>
<p><b>3. Экологическая безопасность:</b></p>	<p>Атмосфера: выброс газа. Гидросфера: аварийные сбросы, утечки, дренаж и случайные разливы. Литосфера: загрязнение почвы хим. веществами.</p>
<p><b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b></p>	<p>Возможные ЧС: лесные и торфяные пожары, ураганы, сильные морозы, разгерметизация трубопроводов, пожары, взрывы, разливы реагентов. Наиболее типичная ЧС: газонефтеводопроявление.</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2БМ02	Казин Константин Сергеевич		

## Реферат

Магистерская диссертация включает 133 страниц текстового материала, 8 рисунков, 12 таблиц, 41 источник, 2 приложения.

Ключевые слова: инновационные технологии, умная скважина, интеллектуальное месторождение, четырехмерное пространство, информационные технологии, цифровой двойник.

Объект исследования: применяемые it-технологии для строительства скважин на нефть и газ на территориях ведения работ. Управленческие отношения, возникающие в процессе внедрения системы ИМ.

Цель работы: проанализировать сегодняшние it-технологии, выявить возможные направления совершенствования процесса организации строительства скважин на нефть и газ.

Результаты исследования: основным результатом исследовательской работы является выдвигание новой идеи по мониторингу происходящих работ на промысловых объектах. Сопутствующим результатом являются сформированные рекомендации по совершенствованию организации процесса строительства скважин и стремление к меньшей аварийности на произведённых объектах путем их регулирования.

Методы проведения исследования - исследование заключается в анализе теории и практики применения интеллектуальных технологий совершенствования технологии проводки скважин сложного профиля, формулировании научной гипотезы с последующим теоретическим подтверждением

Область применения: технологический процесс строительства нефтегазовых скважин.

В процессе исследования был проведен анализ научной литературы, проанализирован опыт введения интеллектуальных технологий в производство и оценка данных результатов.

Выявлены распространенные причины по высокой аварийности при строительстве скважин.

## ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

**ВМР** – вышко-монтажные работы;

**ГНВП** – газонефтеводопроявление;

**ГРП** – групповой рабочий проект;

**ГИС** – геофизические исследования скважин;

**ГТИ** – геолого-технологические исследования;

**ЗАКАЗЧИК** – лицо (физическое или юридическое), заинтересованное в выполнении исполнителем работ, оказании им услуг;

**ЗБС** – зарезка (бурение) бокового ствола;

**ИТР** – инженерно-технический работник;

**КИП** – контрольно-измерительные приборы;

**ЛНД** – локальный нормативный документ;

**МТР** – материально-технические ресурсы;

**ННБ** – наклонно-направленное бурение;

**НПВ** – непроизводительное время;

**ОГ** – общество группы;

**ООС** – охрана окружающей среды;

**ОПО** – опасный производственный объект;

**ОТ** – охрана труда;

**ПБ** – промышленная безопасность;

**ПБОТОС** – промышленная безопасность, охрана труда и окружающей среды;

**ПЛА** – план мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на опасном производственном объекте;

**РпЛА** – работы по ликвидации аварии в бурении;

**СИЗ** – средства индивидуальной защиты;

**СКЗ** – средства коллективной защиты;

**ТМЦ** – товарно-материальные ценности;

**УТЗ** – учебно-тренировочное занятие;

**ЧС** – чрезвычайная ситуация;

**ШОК** – шкала оценки качества;

**ИТ** – информационные технологии;

**(4D) Четырехмерное пространство** — это математическое расширение понятия трехмерного или трехмерного пространства;

**(Big Data)** или большие данные — это структурированные или неструктурированные массивы данных большого объема;

**БС** – буровой супервайзер;

**ИМ** – интеллектуальное месторождение.

## Содержание

Введение.....	19
<b>1 Литературный обзор .....</b>	<b>21</b>
<b>1.1 Текущая ситуация вокруг инноваций в нефтегазовой индустрии .....</b>	<b>21</b>
<b>1.2 География нефтегазовых инноваций в России .....</b>	<b>22</b>
<b>1.3 Внедрение IT-инноваций в производственные процессы нефтегазовых компаний. ....</b>	<b>23</b>
<b>1.4 Внедрение цифровых технологий в нефтегазовую отрасль России .....</b>	<b>24</b>
<b>2 «Умные» технологии в нефтегазовой отрасли и бережливое производство.....</b>	<b>31</b>
<b>2.1 Интеллектуализация.....</b>	<b>31</b>
<b>2.2 Оптимизация.....</b>	<b>33</b>
<b>2.3 Критерии надежности.....</b>	<b>36</b>
<b>2.4 Роботизация в нефтегазовой отрасли.....</b>	<b>37</b>
<b>2.5 Безлюдные технологии.....</b>	<b>41</b>
<b>3 Применение информационных технологий, деятельность бурового супервайзера на объекте ведения работ и внедрение it-технологий .....</b>	<b>43</b>
<b>3.1 Анализ многофазных параметров процесса бурения .....</b>	<b>43</b>
<b>3.2 Порядок организации работы бурового супервайзера на объектах ведения работ .....</b>	<b>44</b>
<b>3.2.1 Роль бурового супервайзера на производстве .....</b>	<b>44</b>
<b>3.2.2 Информационный обмен.....</b>	<b>46</b>
<b>3.2.3 Ежесуточные обязанности и планирование работ .....</b>	<b>47</b>
<b>3.2.3.1. Блок ПБОТОС .....</b>	<b>49</b>
<b>3.2.3.2.Блок анализа прошедших суток.....</b>	<b>50</b>
<b>3.2.3.3. Блок текущего суточного планирования (ЧТО – КТО – КАК – РИСК).....</b>	<b>51</b>
<b>3.2.3.4. Блок пятидневного планирования .....</b>	<b>51</b>
<b>3.2.3.5. Заключительный блок: .....</b>	<b>52</b>
<b>3.2.4 Отчетность БС и супервайзерской службы. Журнал супервайзера.....</b>	<b>52</b>
<b>3.2.5 Производственные совещания с офисом Заказчика .....</b>	<b>53</b>
<b>3.3 Оценка риска и управление рисками .....</b>	<b>55</b>
<b>3.3.1 Система чек-листов.....</b>	<b>56</b>
<b>3.4 Доведение извлеченных уроков .....</b>	<b>58</b>



<b>3.4.1 Критические операции. Управление критическими операциями .....</b>	<b>59</b>
<b>3.5 Ключевые моменты операций, на которых обязательно личное присутствие БС.....</b>	<b>61</b>
<b>3.6 Действия БС при аварийных ситуациях .....</b>	<b>64</b>
<b>3.6.1 ГНВП, пожары, взрывы, порывы технологических трубопроводов, аварии с буровыми вышками и талевой системой.....</b>	<b>64</b>
<b>3.6.2 Действия по профилактике и ликвидации аварий, осложнений и брака в бурении .....</b>	<b>66</b>
<b>3.7 Проблемы и основная концепция применения автоматизации на производственном объекте .....</b>	<b>69</b>
<b>3.7.1 Инновационный потенциал нефтегазовой компании на разных стадиях эксплуатации месторождения .....</b>	<b>69</b>
<b>3.7.2 Реализация потенциала .....</b>	<b>71</b>
<b>3.8 Интеллектуальное месторождение .....</b>	<b>72</b>
<b>3.8.1 Основные элементы информационной модели .....</b>	<b>76</b>
<b>3.8.2 Функции «блока интеллектуальное месторождение» и его роль в системе планирования.....</b>	<b>77</b>
<b>4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</b>	<b>81</b>
<b>4.1 Расчет сметной стоимости подготовительных работ .....</b>	<b>81</b>
<b>4.2 Расчет сметной стоимости монтажных-демонтажных работ .....</b>	<b>81</b>
<b>4.3 Расчет времени бурения и крепления скважин.....</b>	<b>82</b>
<b>4.4 Расчет сметной стоимости бурения и крепления скважин.....</b>	<b>84</b>
<b>4.5 Расчет сметной стоимости освоения скважины .....</b>	<b>87</b>
<b>5 Социальная ответственность .....</b>	<b>93</b>
<b>5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....</b>	<b>94</b>
<b>5.2 Анализ вредных и опасных факторов производственной среды.....</b>	<b>96</b>
<b>5.2.1 Отклонение показателей климата на открытом воздухе.....</b>	<b>97</b>
<b>5.2.2 Содержание вредных примесей в атмосфере .....</b>	<b>98</b>
<b>5.2.3 Повреждения в результате контакта с насекомыми .....</b>	<b>99</b>
<b>5.2.4 Превышение уровня шума.....</b>	<b>99</b>
<b>5.2.5 Превышение уровня вибрации .....</b>	<b>100</b>
<b>5.2.6 Электромагнитные поля .....</b>	<b>101</b>
<b>5.2.7 Механические опасности.....</b>	<b>102</b>
<b>5.2.8 Электробезопасность на рабочем месте .....</b>	<b>102</b>
<b>5.3 Экологическая безопасность .....</b>	<b>104</b>
<b>5.3.1 Мероприятия по охране атмосферного воздуха .....</b>	<b>104</b>

<b>5.3.3 Мероприятия по охране и рациональному использованию земельных ресурсов .....</b>	<b>106</b>
<b>5.4 Защита в ЧС .....</b>	<b>107</b>
<b>5.4.1 Газонефтеводопроявление .....</b>	<b>108</b>
<b>Заключение .....</b>	<b>110</b>
<b>Список используемой литературы .....</b>	<b>111</b>
<b>Приложение А.....</b>	<b>116</b>
<b>Приложение Б.....</b>	<b>118</b>

## Введение

Актуальность темы исследования заключается в следующем. Современный процесс бурения скважин является сложным технико-технологическим процессом, состоящим из цепочки событий, разрыв одного из звеньев может привести к различным осложнениям, авариям или даже к потере скважины. Поэтому бурение скважин требует постоянного совершенствования технологий. Это, в свою очередь, обуславливает тот факт, что сегодня российская буровая отрасль приближается вплотную к массовому переходу на бурение высокотехнологичных скважин. К таким вызовам, нужен современный подход с новыми инновационными предложениями, которые могут позволить снизить дополнительные затраты для организации Заказчика. Однако, помимо технологического прорыва требуются новые способы организации строительства скважин, непосредственно перед началом работ на объекте производства.

Эффективное взаимодействие компаний-заказчиков и специализированных подрядных организаций во многом обеспечивается наличием у работников знаний в области организации и управления буровым производством в условиях сервисного обслуживания, а также их коммуникабельность и быстрое реагирование.

Представлена новая форма оперативного управления производством при помощи комплекса интегрированных решений (интегрированное моделирование, управление потенциалами (поиск потенциалов и оптимизация), интегрированное планирование), реализованных в рамках единой концепции «Интеллектуальное месторождение». Подход включает в себя современные цифровые инструменты и методы, которые существенно отличаются от традиционных практик управления добычей и разработкой месторождений. Реализация данной концепции, построенной на прогнозировании, оценке, оптимизации и планировании мероприятий, дает эффект как на ранних, так и на

поздних стадиях разработки месторождений, включая объекты с трудноизвлекаемыми ресурсами и высокой степенью обводнения.

Целью работы является новаторство и рассмотрение существующих инновационных технологий в IT-сфере и изложение инновационного взаимодействия организации и управления деятельностью бурового предприятия с помощью «Интеллектуального месторождения» в условиях сервисного обслуживания напрямую в онлайн режиме со всем причастными к технологическому процессу персоналом.

## **1 Литературный обзор**

### **1.1 Текущая ситуация вокруг инноваций в нефтегазовой индустрии**

Новые технологии выступают одним из ключевых драйверов изменений в конкурентном ландшафте отрасли. Передовые разработки позволяют не только поддерживать уровень добычи сырья на действующих месторождениях, но и переориентироваться на нетрадиционные запасы, в частности расположенные на труднодоступных для освоения территориях. В современной мировой практике отмечаются две разнонаправленные тенденции, оказывающие существенное влияние на инновационное развитие нефтегазовых регионов. С одной стороны, в условиях тотальной цифровизации расширяются возможности пространственного разделения процессов разработки инноваций.

В последнее время глобальные нефтегазовые компании предпочитают проводить фундаментальные исследования и разработки в корпоративных научных центрах, расположенных в местах концентрации исследовательского потенциала (обычно недалеко от профильных университетов или научных организаций), зачастую удаленных от регионов нефтегазодобычи. С другой стороны, развитие крупных технологических хабов в мировых столицах нефтегазодобычи, таких как Хьюстон (США), Ставангер (Норвегия) и Абердин (Шотландия), свидетельствует о том, что концентрация в одном месте технологического потенциала самих нефтегазовых компаний, а также производителей нефтегазового оборудования, нефтесервисных фирм и множества профильных стартапов может дать мощный синергетический эффект.

## 1.2 География нефтегазовых инноваций в России

Трансформации отраслевого технологического контура способствовали завершение эпохи «легкой нефти», обострившаяся конкуренция за традиционные и новые рынки сбыта продукции, «зеленая» повестка.

Курс на формирование сети территориально-производственных кластеров, ориентированных на добычу нефтегазовых ресурсов на основе современных технологий, был задан в 2008 г. Концепцией долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2020 года.

Нефтегазовые территории отличаются высокими значениями ВРП на душу населения. В топ-12 субъектов Российской Федерации по этому показателю входят девять сырьевых регионов. Конвертация поступающих доходов в технологии, связанные с нефтегазовой и иными сферами деятельности – одна из доступных ресурсным территориям возможностей (рисунок 1.1).

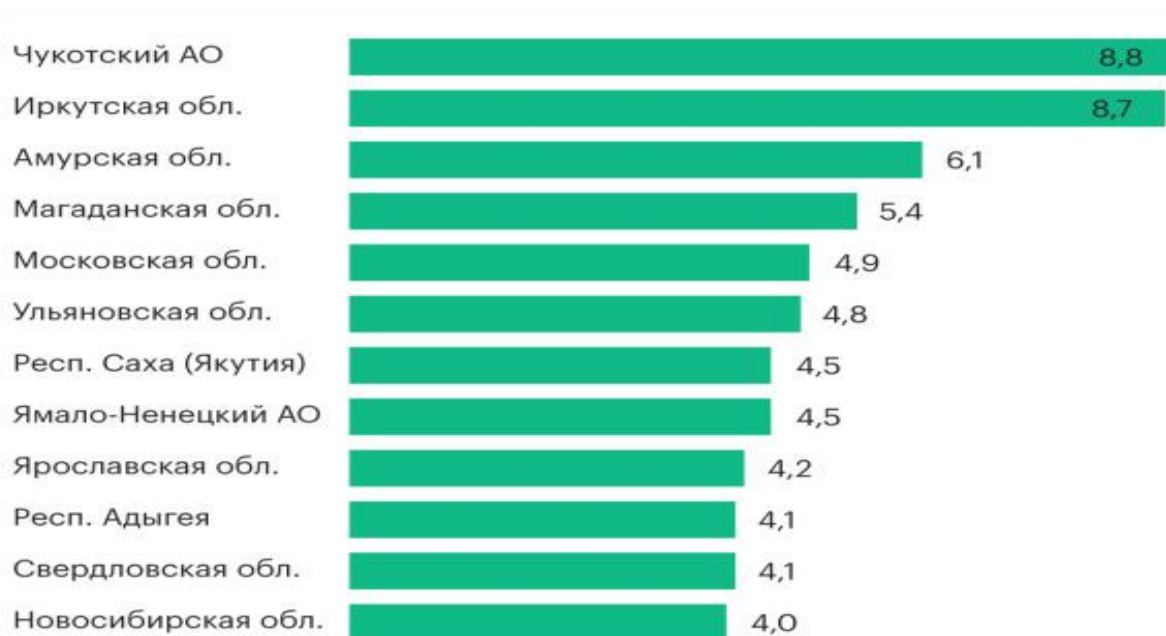


Рисунок 1.1 – Регионы с наилучшими прогнозами динамики роста валового регионального продукта

Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2020 год и на плановый период 2021 и 2022 годов. Рост в этих регионах будет связан с реализацией инвестиционных проектов (ввод новых производств, наращивание объемов производства) в лидирующих для этих регионов направлениях. Это добывающая промышленность (уголь, нефть, золото, алмазы), переработка добытого сырья (нефть, лес, золото), машиностроение, фармацевтика, химическое производство, торговля, строительство.

### **1.3 Внедрение IT-инноваций в производственные процессы нефтегазовых компаний**

Создание нового поколения информационных систем решает задачи оптимизационного планирования, непрерывного контроля качества и количества продукции.

Новейшие IT-программы хранят информацию о месторождениях в единой базе данных, организуют технический график их работы, следят за его отклонениями и обнаруживают места, требующие ремонта или оптимизации производственного процесса.

Базой для инноваций станут технологии искусственного интеллекта, предикативного управления, математического моделирования производств.

4D-технологии позволят прогнозировать месторождения и других инфраструктурные объекты, моделировать и контролировать процессы на разных стадиях производства. С помощью цифровых двойников нефтегазовых скважин управление активами происходит в режиме круглосуточного доступа. Это помогает предвидеть и исключить множество проблем.

Важно отметить, что прогрессивные инновации в нефтегазовой промышленности становятся неотъемлемой частью развития отрасли. Только новые возможности призваны обеспечить высокую экономическую эффективность, технологическую и экологическую безопасность деятельности.

## **1.4 Внедрение цифровых технологий в нефтегазовую отрасль России**

В последнее время, особенно начиная со второй половины 2017 года, возросла степень неопределенности в развитии нефтегазового комплекса. За прошедший год произошли глубокие изменения на рынке углеводородов, происходит трансформация нефтегазовой отрасли и энергетики в целом. Источником многих проблем стали наблюдаемые в последнее время нерыночные условия и непредсказуемость работы отрасли. Прежде всего это связано с санкциями и различного рода ограничениями, которые используются в целях создания конкурентного преимущества в реальных секторах экономики. Это касается не только нашей страны, но и ряда других стран с богатым нефтегазовым потенциалом.

На сегодняшний день среди основных проблем нефтяной отрасли России выделяются следующие:

1) существенная доля потерь нефти и нефтепродуктов на пути от скважины до конечного потребителя: по статистике, потери нефти на пути от нефтепромыслов до нефтебаз и нефтехранилищ составляют до 10%;

2) ухудшение качества нефти, характерное для месторождения в период начала выхода пластовых вод, приводящее к износу нефтеперекачивающего, нефтеперерабатывающего и нефтеперевозящего оборудования;

3) увеличение затрат на обслуживание нефтегазовых скважин практически в 1,5 раза за 2018 год.

Для увеличения эффективности добычи нефти предполагается инвестировать в нефтяную промышленность России до 15 трлн руб. до 2030 года. Распределение инвестиций по направлениям отрасли представлено на рисунке 2. Данные проблемы заставляют задуматься о применении цифровых технологий. Специалисты British Petroleum считают, что современные технологии помогут увеличить мировую нефтедобычу на 40% к 2050 году, а



себестоимость нефти уменьшится на треть. Нефтегазовая отрасль характеризуется тем, что является одной из отраслей, где отсутствие цифровых технологий повлечет за собой потерю конкурентоспособности компании на мировом рынке. Практически для всех имеющихся месторождений эффективность добычи выходит на первый план, и эта тенденция будет только усиливаться. Иностранные и отечественные компании начали данное внедрение еще до того, как была утверждена программа «Цифровая экономика Российской Федерации на период до 2025 года». Основным трендом в данной отрасли будет исключение человеческого фактора в тех отраслях работы, где это окажется возможным (рисунок 1.2).

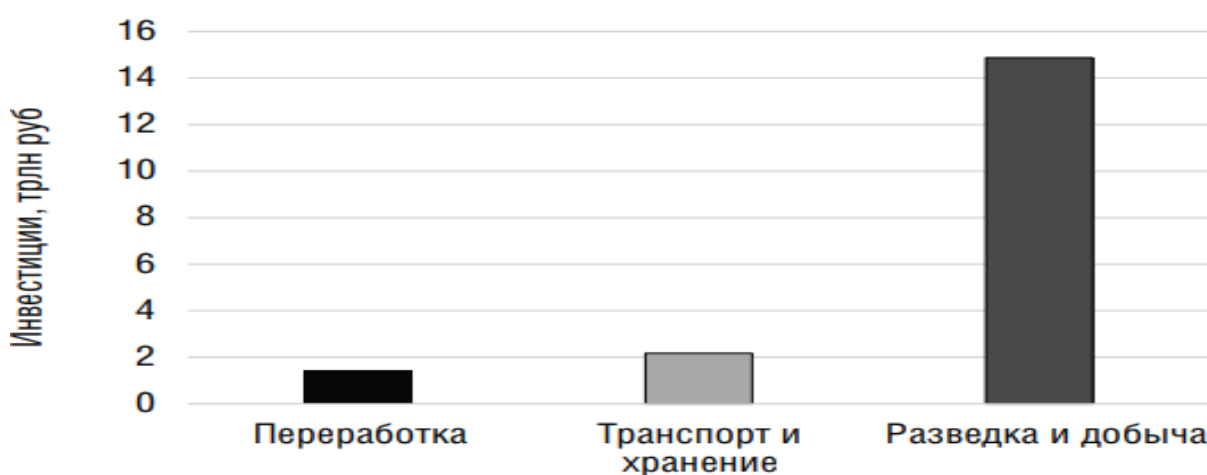


Рисунок 1.2 – Структура инвестиций в российскую нефтяную промышленность до 2030 года

Деятельность корпораций в нефтяной и газовой отрасли проходит в несколько этапов, для которых уже внедрены цифровые технологии. Этапы выглядят следующим образом.

Разведка. Задачей этапа является разработка цифровой модели географического участка, где в перспективе будет создана нефтяная скважина. Модель должна предоставлять информацию о развитии пласта за промежуток времени, потенциальный запас месторождения и особенности рельефа.

Современные технологии, использующие информационные системы, имеют свои названия у каждой компании: Shell (Smart Field), Chevron (i-Field),

BP (Field of future), Halliburton (Real Time Operations) Schlumberger, (Smart Wells), Роснефть («Цифровое месторождение») и т.д. Несмотря на разницу в названиях, новые технологии управления, по сути, близки и одинаковы по своим целям и решаемым задачам в режиме реального времени:

- 1) ускоренная обработка все возрастающего объема информации;
- 2) моделирование многочисленных сценариев производства;
- 3) максимизация добычи и достижение высоких коэффициентов извлечения углеводородов;
- 4) выбор рационального варианта развития; принятие управляющих решений и выполнение работ по оптимизации производства.

Нефтедобыча. С развитием вычислительных мощностей процесс бурения цифровизируется и визуализируется в ряде компаний. Целью является наиболее точное представление рельефа и пласта, рациональное управление в реальном времени буровым оборудованием.

Центр управления бурением «Геонавигатор», используемый в компании «Газпром нефть», в режиме реального времени собирает информацию о бурении, добыче нефтескважин; полученные данные параллельно передаются в систему «Электронная обработка активов». Это позволяет сократить энергопотребление на 15%, снизить расходы на бурение, а срок службы оборудования увеличивается на 20%. В системе «Геомейт» хранится информация обо всех месторождениях компании, благодаря которой специалисты могут всегда иметь доступ к сведениям о состоянии месторождений в реальном времени.

Транспорт и транспортная логистика. Основными требованиями к трубопроводным системам, транспортирующим нефть и газ, остаются обеспечение высокого уровня безопасности транспортировки и экономическая эффективность операционной деятельности. Трубопроводные компании работают во все более сложных условиях, заключающихся в соблюдении строгих нормативов и правил, и требующих расширения трубопроводных систем, и увеличения квалифицированной рабочей силы. Операторы

трубопроводного транспорта для решения данных задач используют внедрение методов совершенствования сбора данных, на основе которых строится оценка различных рисков и разрабатываются превентивные меры устранения возможных инцидентов и минимизации уровня отказов оборудования.

Повышение эффективности сохранения целостности и бесперебойной работы трубопроводных систем формируется на фоне двух конъюнктурных характеристик:

1) первая. Высокой степени износа мировой трубопроводной системы и увеличения потребления энергетических ресурсов мировой экономикой;

2) вторая. Повышающего нагрузку на имеющиеся мощности и требующего значительного инвестирования в проектирование и строительство новых трубопроводных систем.

Основная технология автоматического сбора данных и показателей трубопроводных линий SCADA – программное обеспечение в режиме реального времени, осуществляющее сбор данных, обработку, архивирование информации об объекте мониторинга, – внедрена практически всеми операторами трубопроводного транспорта и демонстрирует высокий уровень эффективности. Выстроенная система контроля функционирования процесса эксплуатации в режиме реального времени трубопроводной инфраструктуры, например насосных и компрессорных станций, измерения давления в трубопроводах, состояние терминалов и резервуарных парков, позволяет обеспечивать эффективное управление трубопроводными системами, включая управление энергопотреблением.

Однако в рамках мониторинга не учитывается информация о состоянии отдельных технологических элементов трубопроводных систем, труднодоступных для диагностики автоматизированными средствами контроля. Также затруднен сбор и систематизация данных прошлых периодов значительного временного лага. Отсутствие единого и полного информационного поля снижает эффективность анализа и аналитической работы риск-менеджмента.

В настоящее время в трубопроводной отрасли наблюдается интенсивное инвестирование в новые технологии в целях повышения уровня контроля эксплуатационных параметров и достоверности результатов диагностики состояния трубопроводных систем. Создание технологии, базирующейся на возможностях нескольких существующих систем сбора данных и контроля, решает вопрос интеграции различных эффективных способов получения информации и создания целостной цифровой платформы для работы с информацией. Эффективная цифровая конвергенция может быть установлена между базами данных имеющихся активов, геоинформационной платформой (GIS), программой моделирования рисков, диспетчерского управления и сбора данных (SCADA), глобальной системой позиционирования (GPS), а также системой управления рабочими процессами.

Инновационными внедрениями на этапе сбора данных являются установка систем беспроводной сенсорной сети (WSN), бортового вычислительного зондирования и использование возможностей беспроводной связи. Узлы и алгоритмы датчиков WSN могут предоставлять широкий спектр информации с одновременным контролем большого количества пунктов промежуточного сбора данных.

Другим важным направлением, необходимым для охвата единой цифровой платформы, является формирование доступной и структурированной базы данных прошлых периодов.

Основой эффективного использования превентивных мер управления трубопроводным транспортом является использование аналитики на основе BigData, что позволяет своевременно идентифицировать условия эксплуатации линий, определить направление обеспечения безопасности, выявить амплитуду рисков и в целом оптимизировать операционную и коммерческую деятельность трубопроводных компаний. Задачи обработки информации и обеспечения процесса принятия решений в реальном времени с привлечением широкого круга специалистов предоставляют такие программы, как Google Glass, Epson Moverio, в рамках визуализации операционных процессов, технических деталей

состояния трубопроводных систем, формирования 3D-изображений для предоставления неограниченному количеству специалистов, в том числе операторов трубопроводных систем.

В качестве последних примеров применения цифровых технологии в области транспорта и транспортной логистике можно предоставить следующие.

Система управления логистикой в Арктике «Капитан», реализованная компанией «Газпром нефть», анализирует такие данные, как: суточные объемы добычи нефти, объемы накопления нефти в нефтехранилищах, местоположение и характеристика движения судна, ситуация со льдами на морском пути, погодные условия, график приливов и отливов, самостоятельно формирует график движения танкеров и ледоколов. Данная программа обрабатывает около 7 тыс. входных параметров и выдает оптимальные логистические решения, просчитывая более 1 млн возможных вариантов и оперативно реагируя на возможные отклонения.

Таким образом, в области трубопроводного транспорта происходят процессы, направленные на использование широкого спектра мер, позволяющих улучшить качество мониторинга и контроля системы, что повышает эффективность трубопроводного транспорта в целом.

По данным, на сегодняшний день уровень импортозависимости программного обеспечения и автоматизированных систем управления в российской нефтегазовой отрасли составляет от 80% для области транспортировки и хранения до 98% в переработке (рисунок 1.3).

Разработка собственных программных продуктов в будущем потребует обеспечение кибербезопасности на соответствующем уровне. Цифровизация может стать сильным мотиватором для структуры изменения нефтегазовой отрасли и обозначить предпосылки для преобразования производственного процесса в соответствии с современными реалиями, что позволит создать условия для технологического прорыва и увеличить экономическую эффективность отрасли в целом.

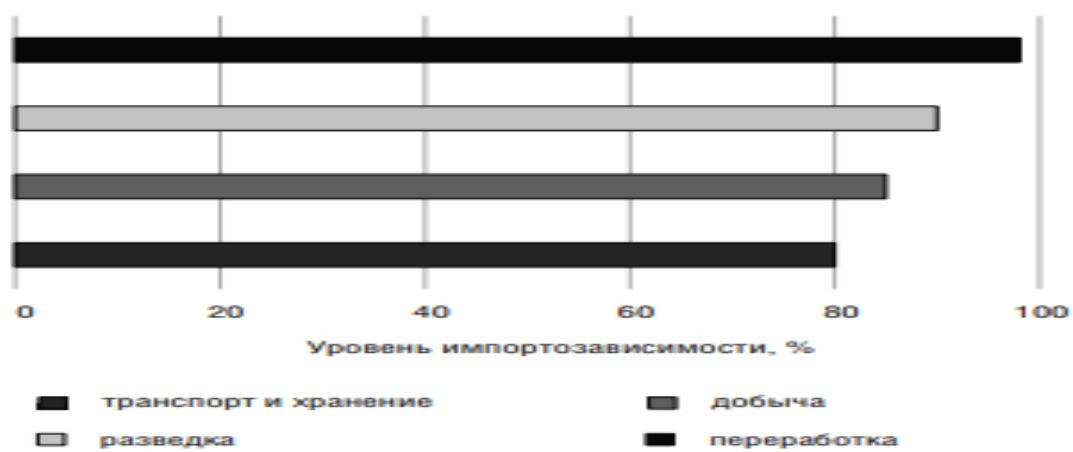


Рисунок 1.3 – Уровень импортозависимости программного обеспечения и автоматизированных систем управления

## **2 « Умные» технологии в нефтегазовой отрасли и бережливое производство**

Интерес к интеллектуальным технологиям в нефтегазовой отрасли связан отнюдь не просто с модными веяниями, а с реальными проблемами, стоящими сегодня перед добывающими компаниями. Единичные месторождения в мире могут похвастаться фонтанирующими скважинами, на которых задача повышения эффективности пока не столь актуальна. В большинстве же регионов, особенно если мы говорим о российских недрах, время «легкой нефти» осталось позади. Уникальные месторождения, разработка которых началась около полувека назад, сейчас находятся на стадии падающей добычи. И эта тенденция будет только усиливаться.

### **2.1 Интеллектуализация**

Сегодня всем очевидно, что если не начать освоение новых месторождений, то в ближайшем будущем в России просто нечего будет добывать, соответственно, и нечего экспортировать. Перспективные же запасы в смысле геологии пласта в большинстве своем можно отнести к категории «трудноизвлекаемых». Кроме того, новые участки находятся в экстремальных климатических зонах, на шельфе и других местах, удаленных от существующей инфраструктуры, что не может не сказаться на стоимости разработки.

Чтобы оставаться рентабельными, игроки рынка неизбежно должны заниматься сокращением издержек и повышать свою эффективность. И решить эту задачу помогут интеллектуальные технологии.

Smart Field («умное месторождение», SF) – это комплекс программных и технических средств, который позволяет управлять нефтяным пластом с целью увеличения показателей добычи углеводородов. В основе системы лежит идея о бережном использовании месторождения, максимальном продлении периода

его эксплуатации. То есть подразумевается разумное повышение объемов добычи, а не хищническая эксплуатация недр.

Еще одна важная задача SF — повышение энергоэффективности оборудования и технологических процессов. Таким образом, внедрение этой концепции помогает компаниям сокращать затраты на энергоресурсы и приводит к совокупному снижению выбросов углекислого газа в атмосферу.

Система SF состоит из ряда компонентов, отвечающих за различные функции. Решение, предлагаемое компанией Schneider Electric, включает в себя комплексную автоматизацию, технические средства для сбора и анализа данных, а также решения для проведения мероприятий по повышению эффективности работы нефтегазовой компании на разных уровнях.

Так, составной частью системы «умное месторождение» является решение Foxboro NetOil& Gas, позволяющее измерять дебит скважины непосредственно в устье и определять показатели расхода воды, нефти и газа (рисунок 2.1).

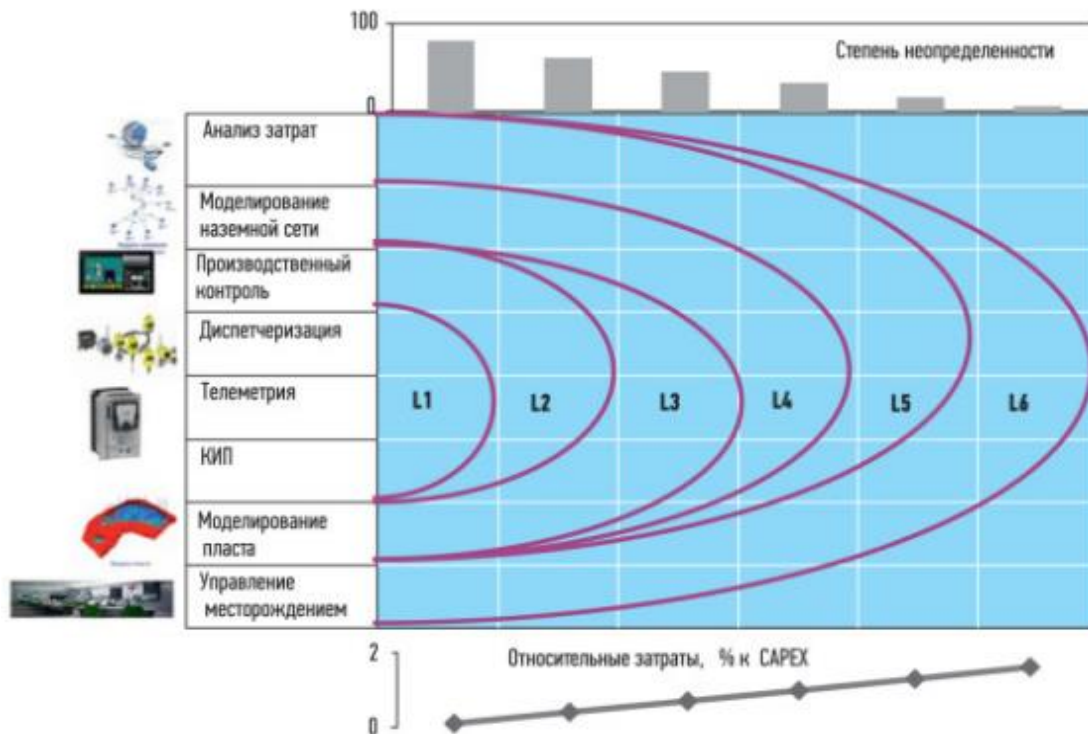


Рисунок 2.1 – Степень покрытия Smart Field



SF может управлять отдельной скважиной, а точнее — режимами работы насосов (ПШГН и ЭЦН, а может — и кустами скважин) — за счет кустовой телемеханики. В ее ведении находятся также системы подготовки нефти и газа, включая дожимные насосные станции, факельные системы и т. д. SF управляет системами поддержания пластового давления, в том числе водозаборными станциями, узлами учета воды, нагнетательными скважинами; контролирует нефтеперекачивающие станции и резервуарные парки.

Система предполагает использование различных интеллектуальных и многопараметрических датчиков. « Умные» технологии обеспечивают удаленный доступ ко всему полевому оборудованию, позволяют диагностировать его состояние и при необходимости конфигурировать.

Важный сегмент SF — организация интеллектуального электроснабжения, которая подразумевает гибкие системы распределения электроэнергии, детальный учет, возможность управлять потребляемой мощностью.

Также концепция предполагает внедрение систем физической ( видеонаблюдение, контроль доступа, пожаротушение) и информационной безопасности.

Верхний уровень SF — автоматизированное управление всем производственным процессом MES ( Manufacturing Execution System), позволяющее увязать собственно добычу с остальными процессами, протекающими на предприятии.

## **2.2 Оптимизация**

Основные задачи SF – увеличение объемов добычи нефти и газа, продление жизненного цикла углеводородного пласта и оптимизация производственных издержек.

Использование интеллектуальных технологий на месторождении позволяет сделать шаг вперед по сравнению с применением традиционных

систем автоматизации. «Умная» система обеспечивает ответственный персонал компании всей необходимой информацией в режиме реального времени и позволяет адекватно и практически моментально реагировать на изменения параметров, гибко подстраиваться к меняющимся условиям и с помощью корректировок добиваться максимальных объемов добычи.

Важные функции SF — прогнозирование на краткосрочную перспективу и моделирование ситуаций. Система «умное месторождение» строится в строгом соответствии с реальной геологической и географической моделью месторождения, к тому же аккумулирует данные о его текущем состоянии. Это позволяет проигрывать различные сценарии и с высокой точностью делать выводы о том, как поведет себя пласт в случае тех или иных воздействий со стороны человека, причем не только в текущий момент времени, но и в перспективе. Такая событийность «если..., то...» позволяет избегать ошибок, аварийных ситуаций и значительно экономит средства, время и повышает эффективность принимаемых мер.

Компания Schneider Electric, являясь экспертом в области управления электроэнергией и промышленной автоматизации, предлагает целый комплекс решений для нефтегазовых месторождений, позволяющий оптимизировать энергопотребление.

В первую очередь, рекомендуется оснащать приводы насосов и других мощных потребителей частотными преобразователями. Только эта мера может обеспечить до 30% экономии электроэнергии, потребляемой этим оборудованием, и внести весомый вклад в общую экономию.

Schneider Electric также предлагает системы для диспетчеризации энергопотребления на добывающей площадке с широким функционалом. Как известно, всякое энергосбережение должно начинаться с детального учета и анализа использования электроэнергии. Наличие данных по отдельным участкам, оборудованию, времени суток и сезонам позволяет выявить места, где происходят потери, устранить их причины и проконтролировать эффект проведенных мероприятий.

Используя детальные данные о потреблении, можно заключать более выгодные для компании контракты на приобретение электроэнергии, перераспределять нагрузку, сглаживать пики или компенсировать их за счет собственной генерации. Компенсируя коэффициенты мощности, компания может избежать штрафов за реактивную мощность и т. д.

«Умные» решения для управления распределением электроэнергии предполагают наличие единого центра, отвечающего за техобслуживание, модернизацию, текущий контроль (отслеживание потребления, контроль гармоник и других качественных характеристик электроснабжения), а также управление всеми системами.

Для месторождений с нестабильным энергоснабжением актуально создание собственных систем бесперебойного питания. Интеллектуальное управление позволит выполнить оперативное переключение на резервный источник энергии без потерь для производственной деятельности.

Важным моментом также является то, что концепция SF («умное месторождение») предполагает тесную взаимосвязь между системами управления энергоснабжением и системами автоматизации. Если же говорить о внутреннем устройстве решения, то, в зависимости от конкретных условий и пожеланий заказчика, SF может строиться либо на традиционных клиент-серверных технологиях, либо на более современных — облачных. В свое время «облака» изменили облик отрасли информационных технологий, на очереди — сфера автоматизации.

Тем не менее реализация концепции «умное месторождение» была бы невозможна без использования и других ИТ-достижений: безопасных открытых протоколов передачи данных, обеспечивающих легкую интеграцию оборудования разных типов от разных производителей; скоростных, в том числе беспроводных, каналов связи, специализированного программного обеспечения.

## 2.3 Критерии надежности

Как правило, руководству нефтегазовых компаний важно понимать, какие бизнес-эффекты на выходе даст внедрение «умного месторождения». Если же на площадке будет работать несколько поставщиков и сервисных компаний, занимающихся внедрением, то по-настоящему никто не сможет гарантировать достижение того или иного результата.

Кстати, по мнению представителей самих нефтедобывающих компаний, широкому внедрению интеллектуальных технологий в России, помимо прочего, препятствует недостаточная представленность на рынке готовых технических решений. В этом смысле Schneider Electric — одна из немногих, кто может предложить целостную концепцию интеллектуального месторождения и выступить в качестве МАС–МЕС (Main Automation Contractor–Main Electrical Contractor), то есть сдать «под ключ» систему автоматизации процессов добычи и организовать эффективное электроснабжение на месторождении.

Благодаря упомянутым выше технологиям компания получает возможность оптимизировать процесс добычи. Сокращается потребление электроэнергии, воды, пара и других энергоресурсов, что положительно сказывается на себестоимости производства нефти или газа.

Размер экономии варьируется от объекта к объекту. Уже реализованные Schneider Electric проекты по внедрению систем снижения удельного энергопотребления показывают, что экономия может достигать 20–25%. К примеру, в одной из добывающих российских компаний с объемом производства 1,15 млн т нефти за счет активного внедрения программы по энергоэффективности удалось сократить энергопотребление на 6820 тыс. кВт•ч на сумму более 22 млн руб. в год.

Если мы говорим о показателях, связанных с управлением углеводородным пластом, то их нужно оценивать не только количественно, но и качественно. SF дает оптимизацию количества закачиваемых в пласт воды и

газа, тем самым снижая также расход электроэнергии, необходимой для работы насосов. Кроме того, SF позволяет избежать обводнения месторождения, а значит, продлить срок его эксплуатации. Функция моделирования исключает нецелесообразные денежные вложения в развитие участка. Системы автоматизации сводят к минимуму вероятность аварийных ситуаций. Одним словом, эффект комплексный, и его сложно оценить одной цифрой.

Сегодня многие отечественные нефтегазовые компании, осознавая преимущества интеллектуальных технологий, интересуются возможностью их использования. Пока чаще внедряются отдельные компоненты, но постепенно будет происходить переход к комплексным проектам, так как именно подобные решения могут дать максимальный эффект.

В условиях текущей экономической ситуации и в условиях падающей добычи внедрение технологий «умного месторождения» становится критически важным условием для поддержания конкурентоспособности нефтедобывающих компаний. Более того, использование интеллектуальных технологий в нефтегазодобыче может вывести отрасль на новый уровень. Сегодня российскую экономику часто критикуют за сильную зависимость от сырьевой составляющей, но в будущем добыча углеводородов может стать высокотехнологичным инновационным бизнесом, создающим основу для развития смежных отраслей. А снижение негативного воздействия на окружающую среду и возможность приблизиться к «зеленым» стандартам обеспечат ископаемому топливу уверенные позиции даже в эпоху продвижения альтернативных источников энергии.

## **2.4 Роботизация в нефтегазовой отрасли**

В условиях глобальной конкуренции задача цифровой трансформации предприятий, отраслей и государства в целом приобретает особую актуальность. В связи с этим разработана программа «Цифровая экономика Российской Федерации», где определен стратегический ориентир – вхождение

России в число глобальных цифровых лидеров к 2024 г. Реализация стратегии предусматривает создание информационной инфраструктуры, внедрение цифровых технологий, подготовку цифровых кадров и создание нормативно-правовой базы цифровой среды. В числе приоритетных областей внедрения цифровых технологий является нефтегазовая отрасль, обеспечивающая более 40 % валютных и налоговых поступлений в бюджет государства и долгосрочную энергетическую и экономическую безопасность страны. В этой связи был выполнен анализ отечественной и зарубежной практики применения в топливно-энергетическом комплексе.

Цифровая трансформация ТЭК предполагает новую парадигму развития НГК, предусматривающую переход к малолюдным, а в перспективе и к безлюдным технологиям добычи и переработки углеводородов на основе цифровизации и роботизации рабочих процессов, особенно в опасных зонах. Основными цифровыми технологиями, используемыми в различных отраслях экономики, в настоящее время являются: большие данные (англ. big data), нейротехнологии и искусственный интеллект (англ. artificial intelligence), системы распределенного реестра (англ. blockchain), квантовые технологии, промышленный интернет вещей (англ. Industrial internet of things – IIoT), компоненты робототехники и сенсорики, технологии беспроводной связи, технологии виртуальной и дополненной реальности (англ. virtual reality).

Использование некоторых из этих технологий позволяет создавать в нефтегазовой отрасли так называемые интеллектуальные скважины и скважины с умным закачиванием, бионические скважины, интеллектуальные (цифровые) месторождения, умных мобильных рабочих (боты, технология Robotic process automation), подводные комплексы по безлюдным технологиям добычи углеводородов.

Технология интеллектуальной скважины (англ. smart wells) включает ряд компонентов для сбора, передачи и анализа данных о добыче нефти (газа) и коллекторских свойствах пласта, а также способных управлять притоком углеводородов на отдельных интервалах перфорации стенок забоя в целях

оптимизации добычи, в том числе при ведении внутрискважинных работ. Одной из разновидностей интеллектуальных скважин являются бионические.

Ее отличительная особенность заключается в экстремальном охвате продуктивного пласта, т. е. в увеличении охвата дренирования неоднородных, сложно- построенных карбонатных и терригенных пластов. Внедрение технологий « умных» скважин приводит к снижению себестоимости эксплуатации месторождения на 20 %, что позволяет повысить конкурентоспособность компании в условиях «падения» цен на нефть.

Цифровые и интеллектуальные технологии, а также отдельные элементы стали использовать в начале 2000-х гг. В настоящее время по всему миру насчитывается более 50 тыс. цифровых скважин, в том числе в России – на начало 2017 г. порядка 2 тысяч.

Технология интеллектуального месторождения (англ. smart fields) объединяет в целостную систему различные датчики, сенсоры, мобильные устройства, дроны, роботов для анализа и управления добычей углеводородов из оперативного (диспетчерского) центра в режиме реального времени. Отметим, что компоненты интеллектуальных скважин и элементы системы интеллектуальных месторождений в зависимости от специфики последних могут различаться. Поэтому каждая нефтедобывающая компания внедряет те элементы интеллектуальных и цифровых технологий, которые в оптимальной степени соответствуют параметрам разрабатываемого месторождения. Примером интеллектуальных месторождений является эксплуатация Салымского нефтепромысла компании «Салым Петролеум Девелопмент». Весь фонд скважин Салымского нефтепромысла оснащен технологией, позволяющей вести удаленный мониторинг и контроль добываемой нефти и закачиваемой в пласт воды в режиме реального времени. Получаемые данные с месторождения позволяют осуществить анализ эффективности добычи и оптимизировать работу скважин. Позволяют осуществить анализ эффективности добычи и оптимизировать работу скважин.

Число цифровых месторождений в мире достигло уже 240, из них 27 находятся в России. Лидерами по внедрению цифровых технологий в добыче углеводородов являются зарубежные компании «Shell», «BP», «ExxonMobil». В частности, компании «Shell» и «ExxonMobil» в числе первых внедрились технологию цифрового контроля развития проектов с применением мобильных устройств. При этом информация о разработке месторождения обрабатывается и с помощью специальных программных приложений выводится на мобильные устройства заинтересованных лиц в режиме реального времени. Мобильность с использованием такой технологии обеспечивает круглосуточный контроль за реализацией проекта и быстроту принятия решений. Среди российских компаний определенных успехов во внедрении цифровых технологий достигли лидеры отрасли ПАО «НК «Роснефть», ПАО «Газпром». ПАО «НК «Роснефть» осваивает 10 цифровых месторождений, ПАО «Газпром» – 7, в том числе одно морское безлюдное, ПАО «Лукойл» – 5.

Технология «Robotic process automation» (далее – RPA) позволяет осуществить замену части человеческого труда роботами. Практически любая задача, которая решается оператором с помощью мышки и клавиатуры на экране компьютера, может быть потенциальной областью применения RPA. Любые повторяемые рутинные действия могут быть автоматизированы с помощью программного обеспечения, которое называется «программный бот». Боты выполняют задания по аналогии с человеком, используя те же интерфейсы, что и операторы.

Технология безлюдной добычи углеводородов предполагает создание цифрового двойника месторождения и управления им в дистанционном режиме. Использование искусственного интеллекта и роботизированной техники в процессе добычи углеводородов дает возможность перейти на безлюдные технологии и значительно снизить операционные затраты.



## 2.5 Безлюдные технологии

Данные технологии уже начали внедрять в отечественную практику добычи. Так, например, в ООО «Газпромнефть-Хантос» (дочернее предприятие ПАО «Газпромнефть») управление производственными процессами на Южно-Приобском месторождении происходит из офиса Компании благодаря созданному цифровому двойнику месторождения. Геологические запасы месторождения составляют 1,6 млрд т нефти, из них начальные извлекаемые запасы – 465 млн т, причем, основная доля остаточных запасов относится к трудноизвлекаемым. Среднесуточная добыча в Компании составляет более 41,5 тыс. т. н. э. при этом более 80 % объемов добычи обеспечивает Южно-Приобское месторождение, где уже преодолен рубеж в 100 млн т нефти с начала промышленной эксплуатации.

По предварительным оценкам благодаря запуску системы цифрового двойника операционные затраты на освоение месторождения могут снизиться на 15 %.

Таким образом, внедрение цифровых и интеллектуальных технологий позволяет повысить эффективность эксплуатации месторождений и оптимизировать трудозатраты. Цифровизация НГК позволяет существенно снизить эксплуатационные затраты и увеличить долю извлекаемых запасов углеводородов. Так, например, внедрение цифровых технологий позволяет повысить коэффициент извлечения нефти до 50 % в сравнении со средним общемировым 30 %.

Развитию нефтегазовой отрасли препятствуют различные факторы внешней и внутренней среды. В их числе санкционное давление со стороны США и стран Европейского союза, сдерживающее развитие ТЭК, снижение цен на энергоресурсы на мировом рынке. Внутренние угрозы стабильного развития отрасли включают, истощение ресурсной базы и соответственно рост доли трудноизвлекаемых запасов, что влечет рост себестоимости добычи углеводородов.

На данном этапе цифровизация отраслей НГК России находится на низком уровне. Учитывая, что эксплуатационный фонд российских скважин (нефти и нефтяного попутного газа), по данным Росстата, составляет порядка 167 тыс., то, соответственно, степень цифровизации отрасли по критерию использования «умных» скважин, которых в России около 20 тыс. составит всего 1,2 %. Напротив, зарубежные лидеры в области ТЭК вплотную приблизились к полному охвату цифровым управлением эксплуатационных скважин.

Для сравнения компания «Shell» уже с 2016 г. осуществляет управление всем своим фондом скважин в режиме реального времени, а компания «BP» осуществляет аналогичное управление на 60 %.

### **3 Применение информационных технологий, деятельность бурового супервайзера на объекте ведения работ и внедрение it-технологий**

#### **3.1 Анализ многофазных параметров процесса бурения**

Процесс бурения нефтяных и газовых скважин требует особого внимания, особенно при освоении и введении в разработку новых нефтегазовых месторождений.

Информационное обеспечение строительства нефтегазовых скважин означает применение it-технологий для сбора необходимой информации, т. е. параметров, связанных с производством, обработкой большого объема информации и принятия стратегического решения, которое дало бы эффект экономического, технологического или иного характера. Применение it-технологии подразумевает следующие работы:

- 1) сбор и проведения анализа технологических данных режимов бурения;
- 2) обороты, давления, момент, вес, механическая скорость, нагрузка;
- 3) обработка реальной геолого-технологической информации;
- 4) вычисление возникновения аварийных ситуаций и их предотвращение с помощью оповещения инженерно-технического состава причастного к процессу строительства скважины с помощью смс сообщения и предупредительного сигнала;
- 5) удаленный доступ для мониторинга происходящих процессов для представителя Заказчика и координаторов сервисных организаций;
- 6) сохранение изображений с видеокамер с привязкой к параметрам, удаленное видеонаблюдение за буровой;
- 7) ведение расширенного журнала операций, учет непроизводительного времени;
- 8) использование справочников при заполнении информации о скважине, элементов промера инструмента;

- 9) анализ работы буровых бригад, долот и забойных двигателей;
- 10) проведение совместного планирования с офисом заказчика.

Фактически в наших реалиях на производственных объектах регистрация всего вышеперечисленного производится, с помощью отправки электронных сводок, сдачи устной сводки, регистрация процесса бурения на диаграмме ГТИ транслируемой всем заинтересованным, заполнения «журнала супервайзера», но качество предоставляемой информации зависит во много от людей, находящихся на производственном объекте т.е. информация может быть недостоверна, скрыта или вовсе не предоставлена.

Для избежания подобных ситуаций на кустовой площадке, находится буровой супервайзер представитель организации заказчика.

### **3.2 Порядок организации работы бурового супервайзера на объектах ведения работ**

#### **3.2.1 Роль бурового супервайзера на производстве**

Буровой супервайзер является полномочным представителем Заказчика на месторождении и выступает на объекте буровых работ в роли:

1. лидера: управление командой на объекте буровых работ, направление работы коллектива на достижение конечного результата, разрешение сложных ситуаций и поддержание благоприятного морального состояния команды, обеспечение эффективной коммуникации как внутри команды на объекте буровых работ, так и с супервайзерской службой.

2. технического специалиста: понимание процессов, происходящих в скважине, выполнение необходимых инженерных расчетов, проведение профилактической работы с целью предупреждения аварийных ситуаций, знание технических спецификаций как наземного, так и скважинного оборудования, подготовка оперативных решений в случае появления необходимости отклонения от проектной документации.

3. организатора: организация процесса строительства скважины с целью обеспечения безостановочной работы буровой установки, координация работы, бурового и сервисных подрядчиков, обеспечение эффективного взаимодействия между подрядчиками, контроль наличия и качества МТР с учетом эффективного горизонта планирования, контроль проведения всех технологических процессов на предмет их соответствия утвержденной Программе на бурение скважины, умение принимать решения при необходимости оптимизации буровых процессов и во время нештатных ситуаций.

4. экономиста: контроль и управление затратами Заказчика, не допущение наступления репутационных рисков для заказчика.

5. специалиста ПБОТОС: обеспечение безопасных условий ведения буровых работ в соответствии с требованиями отраслевых и внутренних нормативных документов; остановка буровых работ в случае выявления риска угрозы жизни и здоровью персоналу, находящемуся на объекте контроля, выявления рисков нанесения ущерба окружающей среде.

Буровой супервайзер своими действиями должен сформировать на объекте атмосферу открытости и коммуникабельности. Объективная информация о ходе производственного процесса должна быть доступна всем его участникам. При этом буровой супервайзер должен владеть большим объемом информации на объекте работ. Необходимо организовать информационные потоки на объекте таким образом, чтобы все происходящее там было своевременно известно буровому супервайзеру, но как известно не всегда супервайзеру известны все отклонения на объекте ведения работ, ввиду скрытности представителей сервисных организаций или некомпетентности самого бурового супервайзера. Также, при большом объеме обязанностей, допущения аварийной ситуации может поспособствовать человеческий фактор, т.е. элементарная усталость. Чтобы, предотвратить подобные исходы событий. Предлагается использование инновационной системы «Интеллектуальное месторождение», далее цитируемое как ИМ.

### 3.2.2 Информационный обмен

В перечень входит следующий ряд деятельности:

1. распоряжения и указания выдавать при возможности в письменной форме;
2. отдавать указания только через старшего представителя подрядчика;
3. участвовать в обсуждении проекта Программы бурения скважины в рамках совещания «Бурение на бумаге»;
4. проводить предзабурочные совещания с представителями подрядчиков, находящимися на объекте буровых работ;
5. проводить ежедневные (ежесменные) совещания со всеми представителями подрядчиков;
6. участвовать в проведении предвахтовых совещаний с членами буровой бригады;
7. проводить совещания перед критическими операциями с персоналом, задействованным в их выполнении;
8. честно и открыто делиться информацией с соблюдением ограничений по конфиденциальности;
9. организовать обратную связь с персоналом подрядчиков;
10. не оставлять без внимания ни один случай искажения информации, всегда проводить разбор причин случившегося, извлекать уроки;
11. проводить совещания по обсуждению результатов и извлеченных уроков строительства скважины со всеми представителями подрядчиков;
12. участвовать в обсуждении результатов и извлеченных уроков строительства скважины с техническими отделами.

### 3.2.3 Ежесуточные обязанности и планирование работ

В связи со спецификой работы распорядок дня бурового супервайзера носит гибкий характер и зависит от технологической операции, выполняемой на объекте контроля. При этом существуют, обязанности, выполнение которых должно осуществляться супервайзером всегда. К ним относятся:

1. формирование суточной отчетности и передача её Заказчику;
2. проведение ежесменного совещания с ИТР подрядчиков;
3. контроль за качеством осуществления ежесменного обхода объекта контроля с целью проверки состояния оборудования и инструмента ответственными работниками подрядчика, а также соблюдения персоналом требований ПБОТОС и технологии работ;
4. ежесменный обход объекта контроля с целью проверки устранения ранее выданных замечаний;
5. контроль над МТР и ТО;
6. контроль ключевых операций, личное присутствие на которых обязательно;
7. проверка объема выполненных подрядчиками работ;
8. участие в ежесменном совещании с вахтой.

Крайнему пункту стоит уделить большое внимания, ежедневное совещание с вахтой и ИТР составом играет огромную роль на объекте ведения работ.

Цель планирования работ буровым супервайзером – обеспечение выполнения подрядчиками плановых производственных показателей строительства скважин и зарезки боковых стволов, исключив при этом риски возникновения простоев, повторных работ, осложнений и прочих непроизводительных затрат времени.

Прибыв на объект буровых работ, буровой супервайзер должен в максимально сжатые сроки получить полную информацию по текущему состоянию дел и необходимым потребностям с целью обеспечения

бесперебойного выполнения буровых работ. Для этого сменный буровой супервайзер должен подготовить пересменный отчет супервайзера («хендовер»).

Буровой супервайзер должен знать плановое задание бригады бурового подрядчика по проходке на сутки и месяц, сроках сдачи скважин, а также их фактическое выполнение. Данная информация должна доводиться до него ответственным работником супервайзерской службой. В процесс планирования работ должны быть вовлечены все подрядчики, оказывающие услуги. Организатором этого процесса на объекте контроля является буровой супервайзер. Исходя из горизонта планирования различают текущее краткосрочное (от суток до пяти суток), среднесрочное (от месяца до года) и долгосрочное планирование (более года и т.д.).

Основными исходными данными для планирования буровых работ являются:

1. план (программа) работ с детальным описанием очередности выполнения работ;
2. график «глубина-день»;
3. сетевой график строительства скважин (ЗБС);
4. блок информации о наличии всех необходимых материально-технических и прочих ресурсов на объекте контроля, их годности и достаточности;
5. блок информации о возможности и сроках доставки материально-технических и прочих ресурсов в случае их отсутствия, негодности или недостаточности;
6. система подачи и контроля исполнения заявок.

Совместный план планирования на сегодняшний момент оформляется БС в офисе на настенной доске, представленной на рисунке 3.1.



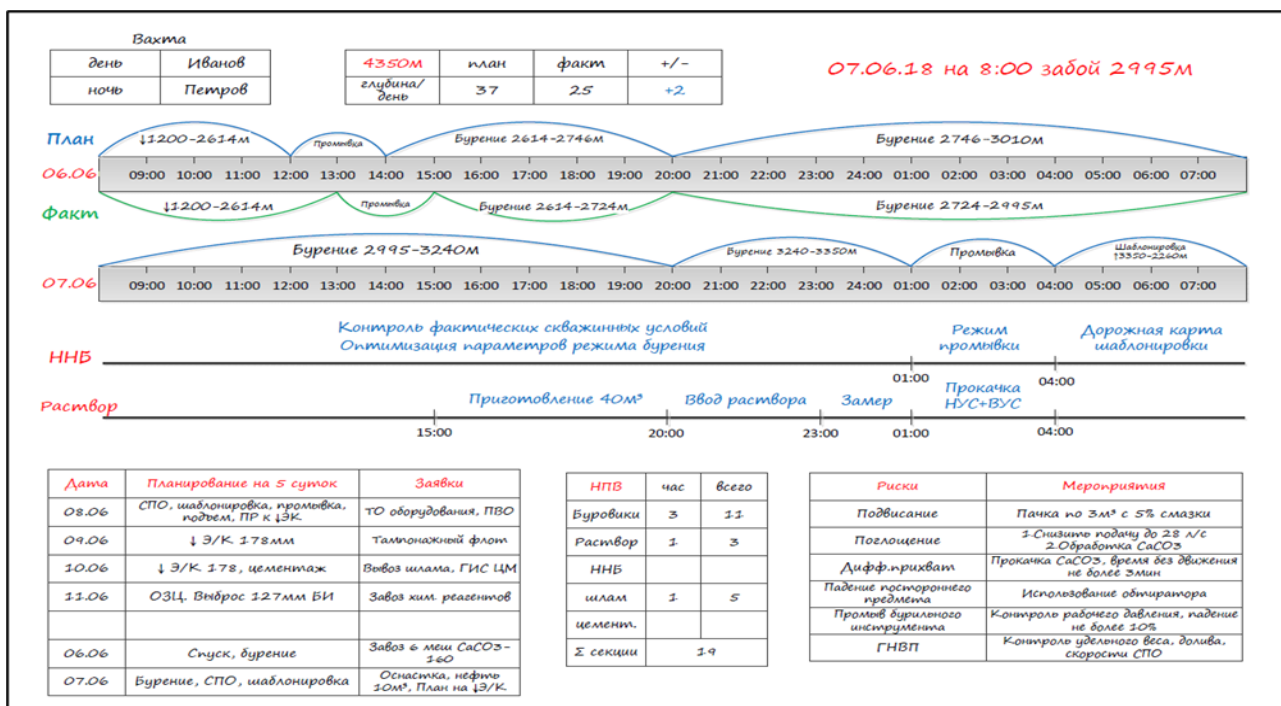


Рисунок 3.1 – Доска планирования

Основная роль планёрок и их отличие от инструктажа, состоит в том, что при проведении инструктажа, рассматриваются только два основных аспекта — это «КТО будет делать» и «Как делать», а в планёрках обращается внимание на все необходимые аспекты, позволяющие создать качественное планирование. На планерке дополнительно (КТО и КАК) ставится цель (ЧТО делать), а также выявляют, оценивают риски и намечают меры по их устранению (РИСК).

При проведении планерки с подрядчиками необходимо придерживаться следующей очередности рассмотрения блоков вопросов.

### 3.2.3.1 Блок ПБОТОС

Блок ПБОТОС включает следующий перечень действий:

1. информирование персонала о количестве дней без травм;
2. если был случай получения травмы, то информирование персонала о данном случае (когда получена, какая травма, какие последствия);

3. обсуждение опасных условий и опасных действий, связанных со спецификой предстоящей работы, погодными условиями, а также мер по исключению данных рисков;
4. обсуждение вопросов по операциям обращения с буровыми отходами (учет объемов образования/накопления, использования жидкой фазы, своевременность вывоза/утилизации, соответствие проектным решениям);
5. состояние шламонакопителя (целостность, запас объема наполнения, ликвидация, и пр.);
6. отчет по исполнению полученных предписаний по устранению выявленных нарушений требований ПБОТОС – докладывает каждый подрядчик;
7. вопросы по ПБОТОС (что, из выданных замечаний, не устранено подрядчиками) – докладывает буровой супервайзер.

### **3.2.3.2. Блок анализа прошедших суток**

Блок анализа прошедших суток включает следующий перечень действий:

1. рассмотрение графика глубина/день (какие сутки бурения, на какой глубине находимся, идём с отставанием или опережением) – докладывает буровой супервайзер;
2. общий обзор прошедших суток (состояние дел на данный момент) – докладывает буровой супервайзер;
3. обзор прошедших суток, что было запланировано и что выполнено – докладывает каждый подрядчик;
4. анализ выполнения запланированных работ и выводы о причинах неисполнения – докладывает каждый подрядчик;
5. обмен извлечёнными уроками (что сделали неправильно, и к чему это привело, либо какой отмечен положительный опыт, какой получен эффект) – докладывает каждый подрядчик, допустивший срыв работ;

б. общий вывод по результатам анализа исполнения запланированных работ в прошедшие сутки – докладывает буровой супервайзер.

### **3.2.3.3 Блок текущего суточного планирования (ЧТО – КТО – КАК – РИСК)**

Перечень работ следующий:

1. составление плана на предстоящие сутки (ЧТО) – докладывает буровой супервайзер;
2. определение ответственных за выполнение задач (КТО) – докладывает каждый подрядчик;
3. каждый подрядчик подробно проговаривает, как он будет выполнять план на сутки (КАК);
4. выявление и рассмотрение возможных рисков срыва запланированных работ (что может пойти не так, как это повлияет на производительность) (РИСК) – докладывает каждый подрядчик;
5. определение мер по снижению риска срыва запланированных работ (что можно сделать для снижения риска) и назначение ответственных за их реализацию – докладывает каждый подрядчик и буровой супервайзер.

### **3.2.3.4 Блок пятидневного планирования**

Перечень работ следующий:

1. составление (дополнение) плана на пять дней – докладывает буровой супервайзер;
2. определение потребности и наличия всех необходимых для исполнения плана материально-технических и прочих ресурсов на объекте контроля, их годности и достаточности – докладывает каждый подрядчик;

3. составление списка необходимых заявок и назначение ответственных за их подачу и контроль над их исполнением – докладывает буровой супервайзер.

### **3.2.3.5 Заключительный блок:**

Перечень работ следующий:

1. проверка статуса поданных заявок на обеспечение МТР – буровой супервайзер;
2. общие вопросы – докладывает каждый подрядчик;
3. определение списка вопросов для вынесения их на селектор – ответственный буровой супервайзер.

Планёрка с буровой вахтой проводится ежемесячно, непосредственно перед выходом вахты на работу. Проводится буровым мастером с обязательным присутствием бурового супервайзера.

### **3.2.4 Отчетность БС и супервайзерской службы. Журнал супервайзера**

В соответствии с задачей по своевременному и достоверному информированию Заказчика о ходе производственного процесса, буровой супервайзер должен обеспечивать составление и передачу большого массива отчетной информации. С целью упорядочивания данного процесса в Обществе Группы внедрено программное обеспечение « Удаленный мониторинг бурения», с помощью которого осуществляется документирование всех операций, выполняемых при бурении скважин и ЗБС.

Формирование суточной отчетности по скважине ведется подрядчиками и буровым супервайзером с использованием модуля «Журнал супервайзера» в соответствии с требованиями Технологического регламента Компании « Формирование суточной отчетности при строительстве и реконструкции

скважин с использованием Модуля «Журнал супервайзера» лицензионного программного обеспечения «Удаленный мониторинг бурения».

В ходе строительства скважины буровыми супервайзерами с помощью модуля «Журнал супервайзера» формируется финальный отчет по скважине/ боковому стволу. В течение трех дней с момента окончания бурения скважины/ бокового ствола буровой супервайзер должен предоставить в ОГ итоговую версию финального отчета по скважине. Финальный отчет по скважине должен содержать как минимум следующую информацию:

1. общая информация по скважине (месторождение, номер, тип и назначение скважины, проектный пласт, даты начала и окончания строительства скважины, финальный забой скважины, тип буровой установки и т.п.);
2. информация о буровом и сервисных подрядчиках;
3. финальная траектория ствола скважины;
4. финальная конструкция скважины;
5. мера и схема эксплуатационной колонны или эксплуатационного хвостовика;
6. акт активации оборудования заканчивания с диаграммой;
7. акт цементирования с диаграммой;
8. анализ затрат времени (график глубина-день, баланс времени с выделением НПВ);
9. положительные и отрицательные уроки по каждой из секций;
10. баланс буровых отходов (в объемах образования, использования, обезвреживания/утилизации, вывоза).

### **3.2.5 Производственные совещания с офисом Заказчика**

Производственное совещание (селектор) между буровым супервайзером и офисом Заказчика производится с целью обеспечения эффективного информационного обмена между полем и офисом, привлечения

дополнительных ресурсов и переноса положительных практик между супервайзерскими постами / месторождениями.

Организация селекторного совещания должна обеспечить одновременное подключение всех супервайзерских постов ( либо их максимально возможное количество в зависимости от технических возможностей оборудования). Минимальная периодичность селекторного совещания с буровым супервайзером – один раз в сутки.

Селекторное совещание проводит начальник управления супервайзинга либо начальник отдела супервайзинга. Со стороны офиса Заказчика на селекторном совещании в обязательном порядке должны присутствовать:

1. начальник отдела (группы, службы) супервайзинга;
2. начальник отдела технологий;
3. начальник отдела инжиниринга;
4. специалисты отдела супервайзинга, курирующие скважины;
5. специалисты отдела технологий, курирующие скважины;
6. специалисты по направлениям отдела инжиниринга;
7. представители подрядных организаций, принимающих участие в строительстве скважин ( координаторы, региональные представители, специалисты технической поддержки).

Буровой супервайзер при необходимости может приглашать на селекторное совещание старших представителей подрядных организаций, находящихся на объекте работ.

Доклад бурового супервайзера должен быть кратким и четким – не более 3 минут при штатном выполнении работ и 5-7 минут в случае выполнения нештатных работ, однако информирование в сжатые сроки может привести к вышеупомянутой скрытости обширной информации и не доведения проблемы до начальства.

### 3.3 Оценка риска и управление рисками

Супервайзер в повседневной деятельности выявляет проблемные ситуации, решение которых не предусмотрено проектом и планами работ, связанные с высоким риском для персонала, оборудования, эксплуатационного качества скважины, экологии.

Выявив опасности ( нарушения), возникающие в процессе осуществления трудовых действий персоналом подрядчиков при бурении скважин и боковых стволов, супервайзер должен принять меры по организации устранения их причин с целью снижения риска причинения вреда здоровью работников, для чего необходимо:

1. указать подрядчику на нарушение и принять меры по его немедленному устранению;
2. зафиксировать нарушение ( если его невозможно устранить незамедлительно) в журнале проверки состояния условий труда подрядчика;
3. назначить ответственного за устранение нарушения;
4. установить срок устранения;
5. по истечению срока проверить исполнение предписания;
6. в случае неисполнения, повторно выдать предписание, а также составить акт, для последующего применения его при оценке качества работ по шкале;
7. информировать о неисполнении предписаний подрядчиком своего руководителя, а также озвучивать данную информацию на ежедневном селекторе.

Каждое выданное предписание по устранению выявленных нарушений в итоге должно быть выполнено, и задача бурового супервайзера - добиться этого.

### 3.3.1 Система чек-листов

Проводя проверку по пунктам списка, буровой супервайзер может узнать о степени безопасности этой работы или оборудования, а также может судить об их влиянии на качество конечного продукта. Соответственно чек-лист должен включать в себя как вопросы обеспечения ПБОТОС, так и соблюдения проектных требований.

Использование чек-листа позволяет буровому супервайзеру провести оценку наиболее полно и качественно, т.к. полагаясь только на свою память, он может что-то упустить или забыть.

Система чек листов дает возможность произвести комплексную проверку объекта, результаты которой позволяют анализировать состояние ПБОТОС для выявления систематических, повторяющихся нарушений и разрабатывать корректные адресные мероприятия по их недопущению. Также она дает возможность оценить применимость оборудования, адекватность его параметров и характеристик условиям предстоящей операции или процессу.

ОГ должно разработать перечень операций и действий при строительстве скважин и ЗБС, оценку которых буровой супервайзер должен проводить на основании чек-листов с указанием её периодичности. К ним должны относиться:

1. допуск персонала к работе – периодичность по указанию ОГ (безопасность);
2. обход буровой установки – ежемесячно (безопасность);
3. проверка состояния фонтанной безопасности – периодичность по указанию ОГ (безопасность);
4. проверка состояния пожарной безопасности – периодичность по указанию ОГ (безопасность);
5. проверка состояния экологической безопасности – периодичность по указанию ОГ (безопасность);



6. талевый канат, элементы талевой системы, штропа и элеваторы – периодичность по указанию ОГ (безопасность);
7. сосуды, работающие под давлением – периодичность по указанию ОГ (безопасность);
8. электробезопасность – периодичность по указанию ОГ (безопасность);
9. грузозахватные приспособления и тара – периодичность по указанию ОГ (безопасность);
10. аварийная сигнализация и блокировки – периодичность по указанию ОГ (безопасность);
11. ВМР – при осуществлении ВМР (безопасность);
12. монтаж / демонтаж МБУ – перед операцией (безопасность)
13. монтаж ПВО – до и после операции (безопасность);
14. погрузочно- разгрузочные работы – непосредственно перед операцией (безопасность);
15. огневые работы – перед операцией (безопасность);
16. сборка КНБК – при проведении (безопасность и качество);
17. СПО – перед операцией (безопасность и качество);
18. долив скважины – в процессе подъема труб из скважины (безопасность);
19. ПР и спуск обсадной колонны/ хвостовика – перед операцией (безопасность и качество);
20. ПР и крепление обсадной колонны/хвостовика – перед операцией (безопасность и качество);
21. буровые растворы и система очистки – периодичность по указанию ОГ (безопасность и качество);
22. геофизические работы – перед операцией (безопасность и качество);
23. ловильные работы, связанные с повышенными нагрузками на талевую систему – перед операцией (безопасность);

24. установка углеводородных и кислотных ванн – перед операцией (безопасность).

Выявленные в процессе оценки нарушения и несоответствия буровой супервайзер обязан внести в журнал проверки состояния условий труда объекта контроля, назначить ответственных и установить сроки устранения выявленных несоответствий.

### **3.4 Доведение извлеченных уроков**

Важной частью работы по обеспечению безопасности и качества является изучение извлеченных уроков, т.е. причин, приведших к возникновению происшествий.

Для организации эффективного процесса изучения извлеченных уроков ОГ супервайзеру необходимо контролировать распространение по всем бригадам подрядчика извлеченных уроков по итогам расследований аварий, инцидентов и осложнений, информационных писем, молний и лучших производственных практик, и мероприятий по предупреждению и минимизации рисков, с обязательным информированием Департамента строительства скважин. Задачи рабочей группы определить:

1. при получении информационного сообщения об аварии, происшествии, несчастном случае и прочих инцидентах подготовить план проведения в буровых бригадах и бригадах ЗБС «СТОП-ЧАСА», контрольные вопросы для проверки качества усвоения информации персоналом, а также программу исполнения корректирующих мероприятий;
2. обеспечить все буровые бригады средствами видеозаписи для видеофиксации, проводимого буровым супервайзером и мастером бригады «СТОП-ЧАСА»;
3. проведение выборочных контрольных опросов персонала буровых бригад и бригад ЗБС для определения степени знания обстоятельств и причин происшествий, аварий и пр.;

4. проведение проверок исполнения ответственными лицами корректирующих мероприятий, разработанных на основании извлеченных уроков по каждому инциденту;

5. вносить предложения руководству ОГ о наказании/поощрении ответственных лиц по итогам проведенной работы по каждому инциденту.

### **3.4.1 Критические операции. Управление критическими операциями**

Из перечня операций при строительстве скважин и зарезки боковых стволов необходимо выделить ряд критических операций, т.е. связанных с повышенными рисками возникновения опасностей при обеспечении безопасности персонала, охраны окружающей среды и качества конечной продукции (скважины, бокового ствола). Задача бурового супервайзера обеспечить управление критическими операциями с целью минимизации указанных рисков.

ОГ должно разработать перечень подобных критических операций, управление которыми обязательно для бурового супервайзера. План (программа) выполнения подобных работ в обязательном порядке должен содержать раздел с описанием действий персонала в случае возникновения нештатных ситуаций и указанием ответственных за их осуществление.

В общем случае в перечень должны включаться, но не ограничиваться ими, следующие операции:

1. вскрытие продуктивных пластов;
2. прохождение зон АВПД, АНПД;
3. глушение скважин при ГНВП;
4. ликвидация прихватов колонн;
5. спуск и крепление обсадных колонн;
6. монтаж/демонтаж мобильной буровой установки.

Планирование операции (желательно с составлением полной блок-схемы процесса) и определение критериев и параметров качества, которые должны быть гарантированы и достигнуты.

Определение возможных опасностей до начала выполнения операции по заранее составленным чек-листам. Цель – проверка задействованного в операции персонала (физическое и психологическое состояние, обученность, опыт, СИЗ и СКЗ и др.), бурового и вспомогательного оборудования, МТР; состояния площадки проведения операции и т.п. Определение точки сбора в случае ЧС, в зависимости от направления ветра и места выполнения операции.

Определение ключевых моментов операции, когда требуется личное присутствие супервайзера. Делегирование полномочий и ответственности только квалифицированным специалистам.

Мониторинг проведения операции (в т.ч. по ключевым точкам). Своевременное вмешательство при необходимости, реагирование при отклонениях на ранней стадии.

Фиксирование достигнутых значений параметров качества, сравнение их с целевыми параметрами, анализ, изучение полученных уроков.

Проведение краткого собрания по окончании операции с ИТР подрядчиков, обсуждение результатов. Выработка и обсуждение предложений по их улучшению.

Документирование и передача данных, фактически достигнутых во время операции. Выдача предложений по улучшению (дизайна или процедуры) операции – для совещания «Бурение на бумаге» до бурения следующей скважины.

Выполнение критических операций под управлением бурового супервайзера, не снимает ответственности с подрядчиков за обеспечение требований технологии проведения работ, ПБОТОС и по качеству продукции (построенной скважины или бокового ствола).

### **3.5 Ключевые моменты операций, на которых обязательно личное присутствие БС**

В соответствии со своими основными задачами, буровой супервайзер обеспечивает качество работ, выполняемых подрядчиками. При строительстве скважин и ЗБС существуют ключевые моменты при осуществлении производственных и технологических операций, порядок и правильность выполнения которых непосредственно влияет на безопасность персонала, качество конечной продукции (построенной скважины или бокового ствола) и сроки выполнения работ.

В перечень ключевых операций включаются следующие операции:

1. работа пусковой комиссии (конференции);
2. проведение УТЗ согласно ПЛА;
3. монтаж- демонтаж стволовой части ПВО, колонной головки и фонтанной арматуры;
4. опрессовка ПВО, фонтанной арматуры и межколонного пространства; манифольда, обсадной колонны, хвостовиков; цементного камня, цементных мостов, бурильного инструмента перед спуском хвостовика;
5. сборка элементов КНБК (долота, телесистемы, ВЗД, ПБЛ, КЛС, ЯСС);
6. пробный запуск на устье забойного двигателя и замера допустимых люфтов;
7. замер наружного диаметра долот, фрез, калибраторов и прочих элементов КНБК перед спуском в скважину и после их подъема;
8. спуск последних пяти свечей в скважину для контроля свободного хождения инструмента до забоя (убедиться в отсутствии посадок инструмента в сужениях или шламовых пробках);
9. приработка долота на забое до подбора оптимального режима бурения;

10. подъем первых десяти свеч с контролем порядка организации режима долива скважины для предупреждения эффекта поршневания и недопущения ГНВП;
11. спуск / подъем бурильной (обсадной) в интервале осложнений (затяжек, посадок);
12. сборка клина-отклонителя, спуск первых пяти (или другое) свечей с контролем скорости спуска;
13. ориентирование клина-отклонителя;
14. начало фрезерования «окна» в обсадной колонне до момента подбора оптимального режима;
15. проработка открытого ствола для устранения осложнений (затяжек, посадок), выявленных при СПО, шаблонировке или бурении;
16. закачка вязкоупругих, кольматационных и тампонирующих пачек;
17. замер параметров бурового раствора при вскрытии продуктивных горизонтов;
18. сборка / разборка снаряда для отбора керна, замер его габаритов, спуск последних десяти свечей, бурения с отбором керна, «подрезка» керна и подъём первых пяти свечей;
19. испытание нового оборудования, инструмента или технологии;
20. глушение скважины при ликвидации ГНВП, замер избыточного давления при технологическом отстое и разрядке давления;
21. сборка первых пяти (или другое) обсадных труб совместно с оснасткой обсадной колонны, установка устройств для ступенчатого цементирование, заколонных пакеров, промежуточные промывки, спуск последних пяти (или другое) обсадных труб;
22. сборка всего хвостовика (обсадная колонна 102 и 114 мм). При промывке после его спуска до выхода из колонны. При допуске последних пяти свечей до забоя. При проведении работ по цементированию или активации подвески хвостовика;
23. активация оснастки хвостовика;

24. установка продавочной пробки в цементирующую головку перед началом;
25. цементирование, цементирование обсадных колонн (в т.ч. хвостовиков);
26. отсоединение спускного инструмента от спущенного хвостовика;
27. сборка мостовой пробки (пакера), спуск первых пяти (или другое) свечей с контролем скорости спуска, её активация после спуска, отсоединение установочного инструмента, опрессовка;
28. работы по отвороту бурильных (обсадных) колонн при прихвате, их резки или отстрелу;
29. работы по расхаживанию геофизического кабеля при прихвате;
30. ловильные работы;
31. монтаж/демонтаж вышки и подроторного основания МБУ;
32. при проведении плановых собраний с работниками буровой бригады и специалистами сервисных подрядчиков перед заступлением на вахту по установленному формату;
33. при проверке всего оборудования, поставляемого заказчиком осуществлять контроль за оборудованием Заказчика, отправляемого с буровой площадки. Проверять груз перед отправкой транспорта, оформлять сопроводительные документы;
34. при проведении всех коротких СПО (при подъеме и спуске) на предмет свободного хождения КНБК и отсутствия возможных осложнений затяжек и посадок инструмента;
35. при промывке и проработке скважины до забоя;
36. при приработке долота на забой до подбора оптимального режима бурения;
37. при установке УСЦ (МСЦ) и закоронных пакеров в соответствии с планом работ на спуск колонны;

38. при проведении работ по непосредственному цементированию скважины несет ответственность за расстановку персонала и контроль режима цементирования выход промывочной жидкости;

39. при возникновении осложнения в стволе скважины (увеличение момента, затяжек, посадок выше критичных значений);

40. при замере наружного диаметра лопастей калибратора после подъема КНБК из скважины и перед спуском;

41. при закачке ВУС и цементных мостов через алюминиевый хвостовик;

42. при выполнении нестандартных операций по отдельным планам работ.

Личное присутствие супервайзера на ключевых моментах операций означает повышенный контроль над их осуществлением и предполагает недопущение каких-либо нарушений со стороны подрядчиков при их осуществлении, в цели обеспечения безопасности и качества.

### **3.6 Действия БС при аварийных ситуациях**

#### **3.6.1 ГНВП, пожары, взрывы, порывы технологических трубопроводов, аварии с буровыми вышками и талевой системой**

При работе буровой супервайзер должен убедиться, что весь персонал, находящийся на объекте контроля, знает свои действия при возникновении аварии или инцидента. Самым эффективным способом проверки, помимо опроса, является проведение УТЗ, при которых имитируются возможные аварийные ситуации.

До начала проведения УТЗ буровой супервайзер должен быть оповещен буровым подрядчиком о времени его проведения и теме занятия.



Перед проведением УТЗ буровой супервайзер должен убедиться в том, что при его выполнении исключен риск получения прихвата бурильной или обсадной колонны или иной аварии в бурении.

В процессе выполнения полученного вводного задания, исполнители должны озвучивать свои предпринимаемые действия, тем самым позволяя руководителю занятия объективно оценить уровень их подготовки. Для объективной оценки результатов УТЗ необходимо по возможности организовать видео (фото) съемку действий максимально возможного количества работников.

После проведения УТЗ должен быть проведен разбор действий каждого работника, находящегося на объекте контроля и дана оценка их выполнения. Результаты должны быть занесены в журнал учета проведенных УТЗ по ПЛА. Выявленные нарушения при УТЗ обязательно заносятся в журнал проверки состояния условий труда буровой бригады и учитываются буровым подрядчиком при разработке корректирующих мероприятий. При проведении последующих УТЗ буровому супервайзеру необходимо проверять их исполнение.

В случае отсутствия в ПЛА, инструкциях описания порядка действий любого работника любой подрядной организации, находящейся в процессе исполнения своих обязанностей на объекте контроля, буровой супервайзер обязан доложить об этом факте своему руководителю в письменной форме. До внесения необходимых дополнений в ПЛА, инструкции, действия такого работника в случае возникновения аварии или инцидента должны быть определены руководством организации, в чьем ведении находится ОПО и доведены письменно до бурового мастера и бурового супервайзера.

В случае выявления на ОПО возможности возникновения аварийной ситуации, порядок действий по ликвидации которой не определен в ПЛА, инструкциях, буровой супервайзер обязан доложить об этом факте своему руководителю в письменной форме. До внесения дополнения в ПЛА действия персонала в случае возникновения подобной аварии или инцидента должны

быть определены руководством организации, в чьем ведении находится ОПО и доведены до бурового мастера и бурового супервайзера.

### **3.6.2 Действия по профилактике и ликвидации аварий, осложнений и брака в бурении**

Важным элементом системы профилактики аварийности в бурении является изучение персоналом подрядчиков первичных признаков осложнений и аварий в бурении, а также порядка первичных действий при их обнаружении. Задача бурового супервайзера организовать этот процесс для чего необходимо перед каждой рабочей сменой проводить краткий инструктаж и опрос персонала по вопросам предупреждения аварийности, в зависимости от предстоящей операции. Для закрепления знаний и получения практических навыков первичных действий необходимо проводить УТЗ. Вводными заданиями для проведения УТЗ могут быть:

1. прихват после наращивания;
2. резкий рост крутящего момента при проработке;
3. падение давления при бурении;
4. рост давления при бурении, затяжки при отрыве от забоя;
5. отключение электроэнергии, переход на ДЭС;
6. отказ привода лебедки, переход на аварийный привод и т.п.

Более 70% от общего числа аварий при строительстве скважин и зарезке боковых стволов приходится на следующие виды: прихват обсадных колонн и компоновок заканчивания (хвостовик), а также прихват и сломы элементов КНБК и бурильного инструмента. В связи с этим буровому супервайзеру следует уделять особенное внимание выполнению работ по профилактике данных видов аварий.

В отношении профилактики аварийных ситуаций, связанных с потерей целостности (сломом) бурильного инструмента и элементов КНБК, буровой супервайзер должен:

1. убедиться в соответствии типоразмера и эксплуатационных характеристик элементов бурильной колонны и КНБК требованиям Договоров с Подрядчиками и требованиям Программы на бурение скважины;
2. убедиться в наличии на объекте ведения буровых работ запаса элементов бурильной колонны и КНБК в соответствии с требованиями Договоров (на случай, если потребуеться замена по результатам опрессовок или инспекции);
3. убедиться в наличии информации по проведенной инспекции (инструментальный замер, дефектоскопия) с не истекшим сроком действия всех элементов бурильной колонны и КНБК;
4. проверить текущую наработку (до спуска в скважину) на элементы бурильной колонны и КНБК и дать заключение о возможности/невозможности использования данных элементов с точки зрения не превышения значений предельной наработки до следующей инспекции;
5. произвести сверку элементов КНБК по заводским номерам;
6. произвести инструментальный замер размеров (наружный диаметр по телу, по стабилизирующим элементам, длина, наружный и внутренний диаметры замковых соединений) всех элементов КНБК и убедиться в их соответствии требованиям Программы на бурение скважины;
7. убедиться в наличии в паспортах на элементы бурильной колонны отметок о проведении контрольных замеров геометрических характеристик замковых соединений ( муфты, ниппели), смены рабочих/ нерабочих соединений;
8. убедиться в том, что персонал Подрядчиков ознакомлен с условиями эксплуатации элементов бурильной колонны и КНБК;
9. убедиться в соответствии фактической сборки элементов бурильной колонны и КНБК требованиям Программы на бурение скважины;
10. организовать мониторинг фактической наработки в процессе бурения скважины;

11. обеспечить эксплуатацию элементов бурильной колонны и КНБК ( режимы бурения, проработки, СПО) в соответствии с их эксплуатационными характеристиками;

12. информировать ОГ (инженера отдела технологий, курирующего скважину, и начальника отдела супервайзинга) о приближении к предельным значениям по наработке и эксплуатационным характеристикам элементов бурильной колонны и КНБК.

В случае возникновения на объекте аварии при бурении (осложнения, брака), буровой супервайзер обязан:

1. обеспечить исполнение подрядчиками порядка первичных действий при возникновении аварии в бурении (осложнения, брака) согласно требованиям регламента ОГ по безаварийной работе;

2. составить схему текущего состояния скважины;

3. провести сбор необходимых для расследования причин материалов (фото, видеоматериалы, планы работ, объяснительные, запись станций контроля технологических параметров и др.);

4. организовать разработку и исполнение плана РпЛА (ликвидации осложнения, брака);

5. обеспечить информирование Заказчика о ходе выполнения плана РпЛА (ликвидации осложнения, брака);

6. в случае отклонения от утвержденного плана РпЛА (ликвидации осложнения, брака) принять меры по его исполнению или, в случае необходимости, пересмотру и дополнению;

7. контролировать установленную максимальную продолжительность ведения РпЛА.

По краткому обзору на трудовую деятельность БС, можно отметить, что на объектах производства, БС отводится огромная роль и, это может негативно сказываться на самом производственном процессе.

### **3.7 Проблемы и основная концепция применения автоматизации на производственном объекте**

В нефтяной отрасли России в настоящее время недостаточно проявляется инновационная деятельность в технологическом развитии и управлении. Без масштабного использования инноваций невозможно дальнейшее поддержание уровня нефтедобычи. Инновационные технологические и управленческие решения требуются и при освоении новых перспективных областей и месторождений, таких как континентальный шельф, Восточная Сибирь и нетрадиционные запасы, и ресурсы Западной Сибири.

#### **3.7.1 Инновационный потенциал нефтегазовой компании на разных стадиях эксплуатации месторождения**

Для нефтегазовой отрасли РФ характера острая потребность в разработке и реализации новейших технологий, особенно на фоне истощения традиционных запасов, повышения износа основных фондов и инфраструктуры. Наличие бюрократических барьеров и ужесточение антироссийских санкций лишь ухудшают ситуацию и негативно сказываются на деятельности российских предприятий.

Проблема развития инновационного потенциала нефтегазовой отрасли находится на постоянном контроле Правительства РФ, которое направляет усилия на стимулирование развития отечественных разработок и технологий, а также на реализацию прорывных технологий с целью достижения уровня зарубежных конкурентов.

Не менее важной проблемой развития инновационного потенциала нефтегазовой отрасли являются недостаток квалифицированных кадров.

Передовые нефтегазовые компании мира инвестируют в развитие наукоемких технологий для разработки нефтегазовых залежей, что позволяет

обосновывать рентабельные способы освоения трудноизвлекаемых запасов углеводородного сырья.

Инновации в нефтегазовой отрасли также позволяют рационально использовать недра, обеспечивать устойчивое функционирование окружающей среды и увеличивать доходы компании. Активная инновационная деятельность должна быть сопряжена с эффективным использованием инновационного потенциала компании.

В современных условиях для российских нефтегазовых компаний требуется формирование системы стратегического управления, которая будет направлена на инновационное развитие и способствовать более полному использованию инновационного потенциала нефтегазовой компании.

Инновационный потенциал нефтегазовой компании – это комплекс ресурсов, необходимых для осуществления инновационной деятельности. К таким ресурсам, в частности, можно отнести научно-технические, технологические, инфраструктурные, информационные, материально-производственные, финансовые, кадровые, интеллектуальные, организационно-управленческие и др (рисунок 3.2).



Рисунок 3.2 – Ресурсы инновационного потенциала нефтегазовой компании

Инновационный потенциал определяет способность и готовность нефтегазовой компании к изменениям и нововведениям. Способность и готовность являются характеристиками ресурсной базы предприятия, т.е. под инновационным потенциалом можно понимать ресурсы, которые предприятие должно направить на преобразования в своем развитии и те организационно-управленческие возможности, которыми оно обладает.

Источники роста инновационного потенциала, как правило, связаны с разработкой инновационных знаний и технологий; концентрацией ресурсов инновационного потенциала для стратегического развития; созданием и развитием инновационной инфраструктуры; минимизацией инновационных рисков (производственных, технологических, организационно-управленческих и др.); способностью организационных структур и менеджмента гибко реагировать на изменения задач и условий деятельности, формированием системы мотивации персонала всех уровней на всех стадиях инновационного процесса (поощрение поисковых работ, рационализаторских предложений, творческих способностей, новых мыслей, идей и проектов); увеличением степени вовлеченности персонала в совершенствование бизнес-процессов и инновационное развитие компании и др.

### **3.7.2 Реализация потенциала**

Для успешной реализации инновационного потенциала необходимо решить следующие задачи:

1. изменить состав и структуру потребляемых средств производства (основных фондов и оборотных средств), что повлечет за собой изменение состава и повышение требований к профессиональной и квалификационной структуре персонала компании;
2. изменить круг стейкхолдеров компании и старый опыт, и ранее отлаженные связи, которые становятся недостаточными или неэффективными;

3. инновационная активность должна менять структуру затрат и доходов предприятия, текущие затраты предприятия, как правило, растут, а поведение будущих доходов в связи с созданием и освоением инноваций отдалено во времени и поэтому неопределенно.

Для управления инновационным потенциалом нефтегазодобывающего предприятия необходимо проводить его оценку, которая включает в себя следующие этапы:

1. выявление и разработка системы показателей и параметров, по которым будет производиться оценка инновационного потенциала и инновационной деятельности предприятия;
2. создание системы мониторинга контролируемых показателей и параметров;
3. сравнение реального состояния показателей и параметров с их желаемыми значениями, оценка результатов сравнения и принятие решений о необходимости корректировки деятельности предприятия.

### **3.8 Интеллектуальное месторождение**

Система «интеллектуальное месторождение». В качестве одного из перспективных направлений технологического развития нефтегазовой компании, выдвигается концепция оснащения месторождения с помощью технологий «интеллектуального месторождения». Возможность и способность внедрения технологий ИМ во многом определяет высокий инновационный потенциал компании и требует вовлечения огромного количества ресурсов (рисунок 3.3).





Рисунок 3.3 – Интеллектуальное месторождение

Предполагаемая в этой работе система «интеллектуального месторождения» на нефтегазовом промысле представляет собой совокупность технологий и комплекс бизнес-процессов, позволяющих оптимизировать добычу углеводородов, сократить затраты путем своевременного выявления производственных проблем и оперативного принятия управленческих решений менеджера различных уровней управления на основе данных в режиме реального времени.

При внедрении технологий ИМ можно получить различные эффекты, определяющие как раз высокий инновационный потенциал системы.

Так, как правило, можно добиться серьезной экономии по эксплуатационным затратам. Технологии ИМ позволяют снизить затраты на содержание оборудования за счет эффективного использования превентивных мер по предотвращению его выхода из строя; на внутри промысловую инфраструктуру за счет оптимальных режимов использования оборудования; на энергопотребление.

При внедрении технологий ИМ также увеличивается скорость принятия управленческих решений за счет использования информации из интегрированных моделей и разработанных баз данных. Мировой опыт свидетельствует, что при внедрении технологий ИМ скорость принятия управленческих решений возрастает на 40% по сравнению с традиционными системами управления промыслами.

В качестве долгосрочных эффектов внедрения технологий ИМ можно отметить оптимизацию плана разработки месторождения и повышение эффективности управления активами, что позволяет снизить разновременные инвестиционные затраты, связанные, например, с вводом новых промышленных объектов на промысле.

Кроме того, можно выделить еще несколько существенных результатов внедрения технологий ИМ на нефтегазовых предприятиях: экономия на техническом обслуживании и уменьшение степени участия человека.

Потенциал технологий ИМ высок, и это связано с тем, что востребованность таких систем будет нарастать по мере продвижения нефтегазодобывающих компаний в труднодоступные районы и работе на трудно осваиваемых месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами. При внедрении технологий ИМ увеличиваются требования к персоналу, его квалификации, способности адаптироваться к инновационным системам и эффективно работать в этих условиях, тем самым происходит более эффективное использование кадрового потенциала нефтяной компании. В целом внедрение систем ИМ будет способствовать развитию инновационного потенциала компании.

В настоящем исследовании автором были проанализированы пять иностранных проектов (нефтегазовые компании: BruneiShellPetroleum, SaudiAramco, Statoil, ONGC, PEMEX), где внедрялись технологии ИМ. В результате внедрения технологий ИМ был получен прирост среднегодовой прибыли от 15 до 20%.

Инвестиции на техническое перевооружение включают установку дополнительных контрольно-измерительных приборов, многофазных расходомеров, автоматизированных штуцеров и задвижек. К инвестициям, связанным с модернизацией информационной составляющей системы ИМ, относятся установка программного обеспечения, покупка лицензий и прокладка кабелей связи. Система ИМ предусматривает создание баз данных и проработку сценариев. Для этого необходимо привлечь сторонние консультационные и экспертные группы для сбора экспертных мнений и разработки сценарных подходов.

Данная система способствует существенному изменению показателей проекта освоения месторождения:

1. снизит себестоимость добычи углеводородов;
2. повысит уровень возможностей организации, откроет новые перспективные направления;
3. позволит постоянно оптимизировать производственно-технические показатели нефтегазового промысла;
4. обеспечит высокий уровень подготовки персонала;
5. усилит мониторинг за выполняемыми работами, вовлечет большее количество ИТР состава и руководящего аппарата в процесс производства;
6. сформирует базу данных, способствующую развитию инновационного потенциала компании и готовую для использования в последующих проектах;
7. исключит возникновения прогнозируемых аварийных ситуаций путем их вычисления и предупреждения задействованного персонала, с помощью уведомления;
8. позволит проводить более тщательную подготовку и ознакомления персонала на объекте производств с той или иной технической информацией, подключение высшего руководства для проведения селекторных совещаний;
9. уменьшит влияние человеческого фактора на передачу информации, исключит человеческую ошибку.

10. созданию новых рабочих мест, и модернизации методов мониторинга (рисунок 3.4).



Рисунок 3.4 – Отдел мониторинга бурения нефтяных и газовых скважин

### **3.8.1 Основные элементы информационной модели**

Основными элементами цифровой модели месторождения являются «цифровые двойники», мобильные цифровые устройства с передачей данных, интеллектуальная система мониторинга. В числе технологий, которые включает система:

1. технология 3D- визуализации создает эффект присутствия, позволяет учитывать специфику производственных объектов и особенности ландшафта. В режиме реального времени отображаются параметры объектов и информация о технологических отклонениях. При необходимости осуществляется удаленное управление технологическими объектами;

2. система « цифровых двойников» - виртуальных аналогов производственных объектов, которые моделируют внутренние процессы, технические характеристики и функционирование объектов на месторождении;

3. мобильные цифровые устройства нового поколения с передачей данных на основе промышленного интернета вещей для обеспечения

безопасности работников – «умные» каски, газоанализаторы, датчики окружающей среды, датчики пульса и местоположения;

4. система мониторинга трубопроводного транспорта, которая в режиме реального времени информирует о выполнении регламентных обходов трубопроводов и потенциально опасных участках в автоматическом режиме;

5. система мониторинга подготовки нефти, которая прогнозирует потенциальные отклонения в технологическом режиме работы оборудования, что дает возможность своевременно организовать компенсирующие мероприятия;

6. система управления заводнением нефтяного пласта, которая анализирует эффективность закачки жидкости и выдаёт рекомендации для удаленного управления системой поддержания пластового давления;

7. система мониторинга энергетики, которая позволяет контролировать состояние энергетических объектов, загрузку электрических сетей, осуществляет непрерывный мониторинг удельного расхода электроэнергии, определяет возможности повышения энергоэффективности добычи нефти.

### **3.8.2 Функции «блока интеллектуальное месторождение» и его роль в системе планирования**

Согласованность производственных планов с имеющимися ресурсами на предприятиях, использующих систему ИМ обеспечивается «блоком ИМ» путём взаимодействия профильных подразделений в режиме реального времени. Именно блок ИМ при анализе созданного в системе решения какой-либо проблемы, оценивает его и делает запросы на необходимые ресурсы соответствующим подразделениям. Так, например, блок «экономики и финансов» участвует в принятии каждого решения, что предотвращает кассовые разрывы и нехватку финансовых ресурсов.

Управленческое решение, безусловно, должно быть наилучшим из возможных. В процессе его принятия необходимо предложить несколько различных решений, проанализировать их последствия, оценить затраты на каждое и выбрать оптимальное. Система управления предприятия с технологиями ИМ в рамках ограниченной ответственности принимает единственное верное решение. В то время как возникает необходимость принятия экстренного решения или система управления не имеет необходимых сценариев или ресурсов для принятия решения, возможно привлечение специалистов. В этом случае специалисты могут на основе предложенного решения спрогнозировать его последствия и также автоматически рассчитать необходимые для его реализации ресурсы.

Оценка веса принятого решения и его влияния на дальнейшую работу играет большую роль в процессе оптимизации производства. Очень важно, чтобы принятые решения в процессе дальнейшей работы не влекли за собой создание дополнительных проблем и не препятствовали чёткому функционированию производственного аппарата. «Блок ИМ» занимается оценкой принятых системой решений, что позволяет дополнительно контролировать работу всей системы и способствует более качественному планированию. В системе управления с технологиями ИМ также возможно контролировать и предотвращать ситуации по принятию противоречащих друг другу решений.

В связи с вводом нового структурного подразделения, которое непосредственно участвует в управлении проектом, стандартные схемы по принятию решений не учитывают все специфические особенности технологий

Начало процесса принятия решения определяется характером проблемной ситуации, которую необходимо разрешить. Причиной возникновения управленческих проблем является поступающая в систему информация. Так, например, это та информация, которая поступает с установленных датчиков на месторождении, а также информация, полученная в процессе расчётов производственных параметров. В качестве основания для

принятия технических решений также могут выступать данные, полученные на основе моделирования. Геологическое и гидродинамическое моделирование позволяют спрогнозировать поведение пласта в результате определённого воздействия. Таким образом, на основе этих прогнозов возможно, как принятие решений по увеличению нефтеотдачи, так и по предотвращению аварийных ситуаций.

Ещё одной причиной управленческого решения может быть информация от подрядных организаций и нефтесервисных компаний. В процессе добычи нефти ведётся работа с большим количеством подрядчиков, так как компании иногда выгодно переложить ряд функций на сторонние организации. Особенно актуальна для нефтедобывающей отрасли России работа с крупными иностранными сервисными компаниями. В автоматизированной системе ИМ за счёт интеграции подрядчиков некоторые сервисные организации могут напрямую вносить промысловые данные в систему для её моментальной оценки и контроля.

Внешние условия, такие как климатические изменения, макроэкономические показатели, политические решения и другие оказывают непосредственное влияние на работу нефтедобывающих компаний. В результате изменения этих факторов стратегический план компании может измениться кардинально. Таким образом, эта информация также является причиной управленческого решения.

Вся эта информация анализируется в профильном блоке и, в зависимости от сложности проблемы, на определённом уровне принимается решение. Решение принимается на основе созданных баз данных и разработанных сценариев. Все эти решения контролируются специалистами соответствующего уровня. Мероприятия, запланированные бизнес-планом, а также указания, поступающие непосредственно от руководства компании (например, дополнительная проработка интервала) не поступают профильным группам, а непосредственно распределяются «блоком ИМ».

После принятия определённого управленческого решения оно поступает в блок ИМ. Здесь оценивается степень влияния этого решения на производственный процесс. В зависимости от степени влияния соответствующие указания и информация поступают структурным подразделениям, которые задействованы в реализации данного решения. Если же управленческое решение не требует участия дополнительных подразделений, то оно просто учитывается в бизнес-плане для дальнейшей оценки степени его влияния на производственный процесс. После этого решение направляется в структурное подразделение (инициатор) для его реализации. Если имеются необходимые ресурсы для решения проблемы и если возможна автоматическая реализация, то решение осуществляется в системе. Если же необходимо физическое участие сотрудников, например, ручная регулировка оборудования на скважине, то группа быстрого реагирования выезжает на место и реализует принятое решение.

В том случае, когда необходимо привлечение сторонних организаций, запускается процесс поиска подрядчиков. Структурным подразделением - инициатором - составляется техническое задание, на базе технического задания в системе формируется проект договора со всеми необходимыми типовыми формулировками. Согласование проекта происходит в информационной системе ИМ и курируется «блоком ИМ». После этого проводится тендер и выбирается оптимальное предложение по цене, срокам и качеству предлагаемых услуг. После подписания договора реализуется услуга и осуществляется решение проблемы. Если это необходимо происходит интеграция подрядчика в систему для мониторинга его данных (например, нефтесервисных компаний). Мировой опыт свидетельствует о значительном ускорении процесса принятия управленческих решений. Так, внедрение технологий ИМ способно ускорить этот процесс на 40% по сравнению с традиционной организацией производства.



## **4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение**

В разделе финансового менеджмента, ресурсоэффективности и ресурсосбережения приводится сводный расчет сметной стоимости строительства скважины на территории Ханты-Мансийского автономного округа (ХМАО). Выбор района работ обусловлен перспективностью месторождений данной географической части Российской Федерации. Скважина принимается наклонно-направленный, глубина бурения до продуктивных коллекторов – 2490 метров. Возможно применение инновационных способов организации строительства скважин.

### **4.1 Расчет сметной стоимости подготовительных работ**

Подготовительные работы перед строительством скважины заключаются в подготовке местности к проведению буровых и заключительных работ. В случае наличия лесного покрова, осуществляются валка и трелевка деревьев. Размеры участка, отводимые под данные работы, согласуются в соответствии с СН-462-74 «Нормы отвода земель для сооружения геологоразведочных скважин» [15].

В соответствии с ФЕР 01-02-099-01 [16] и ФЕР 01-02-100-01 [17] определяются оплата труда рабочих, эксплуатации машин и общие трудозатраты для операции валки и трелевки соответственно.

### **4.2 Расчет сметной стоимости монтажных-демонтажных работ**

Следующим этапом после подготовки территории является непосредственно монтаж и демонтаж всего оборудования. Монтажные и демонтажные работы включают следующий перечень процедур:

1. а) сооружение и подготовка фундамента под основание и дополнительное оборудование;
2. б) сооружение конструктивных узлов вышки и привышечных сооружений;
3. в) сооружение буровой установки;
4. г) установка дополнительного оборудования;
5. д) установка блока циркуляционной и пневмосистем;
6. е) обвязка емкостей трубопроводами и др.

Для каждого района работ, в соответствии со СНиП IV-5-82 Сборник 49 [18], устанавливаются собственные расценки стоимости строительства (с коэффициентом 0,97), заработную плату рабочих (с коэффициентом 0,94). Также устанавливаются значения коэффициентов к.р и к.р.з.

Выбранному месту работ соответствует номер 5л. В таком случае, согласно СНиП IV-5-82 Сборник 49 [18], выбираются расценки на проведение и затраты всех соответствующих операций для данного региона – ХМАО.

#### **4.3 Расчет времени бурения и крепления скважин**

После монтажа оборудования осуществляется непосредственный процесс бурения скважины. Интервалы бурения представлены в таблице 4.1

Таблица 4.1 – Бурение скважины по интервалам

<b>Интервал бурения под</b>	<b>Глубина бурения, м</b>
Направление	0-65
Кондуктор	65-870
Эксплуатационную колонну	870-2490

По окончанию бурения, каждый интервал цементируется, т.е. осуществляются операции по креплению скважины. Интервалы цементирования представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Крепление скважины по интервалам

Обсадная колонна	Интервал цементирования, м
Направление	0-65
Кондуктор	0-870
Эксплуатационная колонна	620-2490

Как правило, в соответствии с нормами строительства нефтяных и газовых скважин, основные типоразмеры и интервалы спуска колонн определяются характеристиками продуктивных горизонтов, из которых планируется вести непосредственно добычу сырья. Основные типоразмеры используемого оборудования (долот) представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Типоразмер инструмента

Интервал под обсадную колонну	Тип долота	Типоразмер долота, мм
Направление	Шарошечное	393,7
Кондуктор	PDC	295,3
Эксплуатационная колонна	PDC	215,9

Затраты времени на бурение, так и на крепление скважины, формируются в соответствии со всем перечнем проводимых операций согласно единичным расценкам (ЕРЕР). Общие затраты времени на проведение требуемых операций представлены в таблице 4.4. Основные операции, формирующее время бурения, представлены в таблице А.1 (Приложение А).

Таблица 4.4 – Время бурения и крепления скважины

Номер обсадной колонны	Название колонны	Продолжительность крепления, суток	Интервал бурения, м		Продолжительность бурения, суток
			от	до	
1	2	3	4	5	6
1	Направление	0,76	0	65	0,74
2	Кондуктор	1,73	65	870	12,12
3	Эксплуатационная колонна	2,79	870	2490	23,67
<b>Всего, суток</b>	<b>41,80</b>	<b>5,28</b>			<b>36,52</b>

#### 4.4 Расчет сметной стоимости бурения и крепления скважин

При бурении и креплении скважины характерны определенные затраты, связанные с оплатой труда рабочих, эксплуатацией машин и общими трудовозатратам при ряде работ:

1. бурение, крепление;
2. свободный спуск или подъем труб;
3. цементирование;
4. тампонаж глиной или цементом;
5. откачка и др.

Величина затрат определяется и устанавливается в соответствии с государственными элементными сметными нормами (ГЭСН) на строительные работы [19, 20]. Таким образом, сформированные затраты на бурение и крепление скважины, связанные с затратами труда рабочих и эксплуатации машин, представлены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Стоимость бурения и крепления скважины

№	Шифр	Наименование	Единицы измерения	Расход	Стоимость единицы	Всего
					Руб.	Руб.
1	2	3	4	5	6	7
<b>БУРЕНИЕ</b>						
<b>Эксплуатация машин и механизмов</b>						
1	021141	Краны на автомобильном ходу при работе на других видах строительства 10 т	маш.-ч	5,17	1303,9	6741,16
2	060337	Экскаваторы одноковшовые дизельные на пневмоколесном ходу при работе на других видах строительства 0,25 м3	маш.-ч	3,23	815,13	2632,87
3	070149	Бульдозеры при работе на других видах строительства 79 кВт (108 л.с.)	маш.-ч	1,62	920,61	1491,39
4	100204	Установки и агрегаты буровые для роторного бурения скважин	маш.-ч	81,37	7599,15	618342,84
5	110501	Глиномешалки, 4 м3	маш.-ч	59,58	308,54	18382,81
6	400001	Автомобили бортовые, грузоподъемность до 5 т	маш.-ч	7,75	1014,92	7865,63

Продолжение таблица 4.5

<b>Итого</b>			<b>19237654,14</b>			
<b>Расход материалов</b>						
7	103-0592	Трубы бурильные из стали группы Д с высаженными внутрь концами и муфты к ним наружный диаметр 127 мм	м	3,78	1374,84	5196,90
8	103-1023	Трубы бурильные утяжеленные с резьбой на концах, наружный диаметр 229 мм	м	0,09	2142,58	192,83
9	109-9031	Долота трехшарошечные	шт.	2,24	0,00	0,00
10	109-9032	Долота PDC	шт.	1,6	0,00	0,00
<b>Итого</b>			<b>158188,50</b>			
<b>Трудозатраты</b>						
11		Затраты труда рабочих-строителей Разряд 4	чел.-ч	286,67	174,34	49978,05
12		Затраты труда машинистов	чел.-ч	232,34	151,11	35108,90
<b>Итого</b>			<b>2497301,84</b>			
<b>Итого (Всего, при бурении 2490 метров)</b>			<b>21893144,48</b>			
<b>КРЕПЛЕНИЕ</b>						
<b>Эксплуатация машин и механизмов</b>						
1	021141	Краны на автомобильном ходу при работе на других видах строительства 10 т	маш.-ч	0,09	111,99	10,08
2	040202	Агрегаты сварочные передвижные с номинальным сварочным током 250-400 А с дизельным двигателем	маш.-ч	0,35	14,00	4,90
3	100204	Установки и агрегаты буровые для роторного бурения скважин	маш.-ч	2,20	652,68	1435,90
4	400001	Автомобили бортовые, грузоподъемность до 5 т	маш.-ч	0,14	87,17	12,20
<b>Итого</b>			<b>429413,66</b>			
<b>Расход материалов</b>						
5	101-0782	Поковки из квадратных заготовок, масса 1,8 кг	т	0,0003	5989,00	1,80
6	101-1518	Электроды диаметром 4 мм Э50А	т	0,0004	11524,00	4,61
7	103-9001	Трубы	м	0,0000	0,00	0,00
8	109-9058	Башмаки колонные для обсадных труб	шт.	0,0000	0,00	0,00
9	109-9180	Центраторы пружинные для обсадных труб	шт.	0,0000	0,00	0,00
<b>Итого</b>			<b>1880,25</b>			

Продолжение таблица 4.5

<b>Трудозатраты</b>						
10		Затраты труда рабочих-строителей Разряд 4	чел.-ч	9,09	9,62	87,45
11		Затраты труда машинистов	чел.-ч	4,49	13,86	62,23
<b>Итого</b>				<b>43930,26</b>		
<b>Итого (Всего, при креплении 2490 метров)</b>				<b>475224,16</b>		

#### 4.5 Расчет сметной стоимости освоения скважины

Освоение скважины (вызов притока) является важнейшей операцией, поскольку успешное освоение скважины формирует стабильную проектную эксплуатацию скважины в процессе добычи. Сметная стоимость освоения скважины составляется на основе операций по вторичному вскрытию пласта и вызову притока. Сметная стоимость освоения скважины представлена в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Стоимость освоения скважины

№ п/п	Номер расценки ЕРЕР и коэффициенты, др обосновывающие источники	Затраты	Освоение			
			ед. измерения	единицы основная зарплата	кол-во	Всего основная зарплата
		<u>Затраты, зависящие от времени</u>				
1	49-2008	Оплата труда буровой бригады	сут.	25,40	8,7	220,98
				25,40		220,98
2	49-2046, к=0,89 п 1.14	Оплата труда слесаря по обслуживанию буровой и электромонтера	сут.	8,86	8,7	77,04
				8,86		77,08
3	49-4369	Спецтранспрт автомобильный на 40 км	сут.	16,24	8,7	141,29
4	См. расчет №2.1.2	Амортизация	сут.	426,23	8,7	3708,17
5	49-2457 Приложение №1 к см.р.3.1 и 3.2 с к=0,189	Стоимость материалов и запасных частей	сут.	67,02	8,7	583,07
6	49-2424	Содержание бурового оборудования и инструмента (3 станка)	сут.	246,55	8,7	2144,99
				94,37		821,02
7	49-2676 т.7стр.10, к=0,62	Эксплуатация ДВС ((313,69-32,42)/1,3*1,396+32,42)*0,5*0,62	сут.	43,66	8,7	379,80
				32,42		282,05
8	49-2706	Эксплуатация ПЭС ТМЗ-ДЭ-104-СЗ	сут.	27,31	8,7	237,60

Продолжение таблица 4.6

9	49-2443	Содержание средств контроля и диспетчеризации	сут.	12,60	8,7	109,62
				12,60		109,62
10	49-4432	Дежурный бульдозер	час	4,48	69,6	311,81
11	49-2417 с к=0,63	Износ инструмента	сут.	5,42	8,7	47,14
12	49-2420 с к=0,63	Износ ловильного инструмента	сут.	1,47	8,7	12,83
13	См. Р. №4.4.1	Транспортировка грузов	руб			76,00
		Итого по затратам, зависящим от времени, без транспортировки вахт:	руб			8050,33
		8050,33				1510,76
		1510,76				
		<b>Корректировка зарплаты</b>				
		основная зарплата рабочих				1510,76
		дополнительная зарплата рабочих 7,9%				119,35
		отчисления от ФОТ 30,4%				495,55
		Итого зарплата с учетом корректировки				2125,66
		<b>ИТОГО по затратам, зависящим от времени с учетом корректировки зарплаты</b>				8665,23
		8665,23				2125,66
		2125,66				
		Стоимость одних суток испытания	руб			925,32
						173,65
		Стоимость одних суток испытания с учетом корректировки зарплаты				996,00
						342,85
		<u>Затраты, зависящие от объема работ</u>				
25	49-2740, к=0,6	Дежурство ЦА-320	сут.	15,49	104,4	1616,74
		(27,83*0,6*12)		14,67		20,00
		Итого по затратам, зависящим от объема работ				1616,74
						20,00



Продолжение таблица 4.6

		Всего по затратам, зависящим от объема работ				
		1616,74				
		20,00				
		<b>Корректировка зарплаты</b>				
		основная зарплата рабочих				20,00
		дополнительная зарплата рабочих 7,9%				1,58
		отчисления от ФОТ 30,4%				6,56
		Итого зарплата с учетом корректировки				28,14
		<b>ИТОГО по затратам, зависящим от объема работ с учетом корректировки зарплаты</b>				1624,88
		1624,88				28,14
		28,14				
		ИТОГО по сметному расчету без транспортировки вахт				9667,06
		9667,06				1530,76
		1530,76				
		<b>ИТОГО по сметному расчету без транспортировки вахт с учетом корректировки зарплаты</b>				10290,11
		10290,11				2153,80
		2153,80				

В конечном итоге формируется сводная сметная стоимость строительства скважины (таблица 4.7).

Таблица 4.7 – Сметная стоимость строительства скважины

№ п/п	№ сметных расчетов и др. обосновывающие источники	Наименование работ или затрат	Полная сметная стоимость в ценах 1984г.	в том числе заработная плата рабочих
1	2	3	4	5
<b>ГЛАВА 1</b>				
		Подготовительные работы к проведению мероприятий по строительству скважины		
1	1.1.	Подготовка площадки (валка, трелевка)	163 161,83	12 951,71
		ИТОГО по главе 1:	163 161,83	12 951,71
		<b>ИТОГО по главе 1 с учетом коэффициента перерасчета сметной стоимости (К1=1,445, К2=51,69) Кп=74,692:</b>	<b>12 186 883,53</b>	<b>967 389,07</b>
<b>ГЛАВА 2</b>				
		Строительство и разборка вышки, привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования, монтаж и демонтаж установки для испытания скважины		
2	2.1.	Строительство и монтаж	19 765,00	1 690,14
3	2.1.	Разборка и демонтаж	1 447,00	411,91
		ИТОГО по главе 2:	21 212,00	2 102,05
		<b>ИТОГО по главе 2 с учетом коэффициента перерасчета сметной стоимости:</b>	<b>1 584 366,70</b>	<b>157 006,66</b>
<b>ГЛАВА 3</b>				
4	3.1.	Работы по строительству скважины	19 395 842,64	2 497 301,84
5	3.2.	Работы по креплению скважины	431 293,91	43 930,26
		ИТОГО по главе 3:	19 827 136,54	2 541 232,10
		<b>ИТОГО по главе 3 с учетом коэффициента перерасчета сметной стоимости:</b>	<b>19 827 136,54</b>	<b>2 541 232,10</b>
<b>ГЛАВА 4</b>				
		Освоение скважины на продуктивность		
6	4.1.	Освоение скважины на продуктивность в эксплуатационной колонне	10 290,11	2 153,80
		ИТОГО по главе 4:	10 290,11	2 153,80

Продолжение таблица 4.7

		<b>ИТОГО по главе 4 с учетом коэффициента перерасчета сметной стоимости:</b>	<b>768 588,64</b>	<b>160 871,39</b>
<b>ГЛАВА 5</b>				
		Дополнительные затраты при строительстве скважины в зимнее время		
	пп.6.1., 6.2. (ВСН 39-86) приложение 2 зона к=1	Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время		
7		Зимнее удорожание при СМР от суммы $1,6\% \times 1,0 \times 1,08$	210 589,35	16 716,48
		<b>ИТОГО по главе 5:</b>	<b>210 589,35</b>	<b>16 716,48</b>
		<b>ИТОГО по главам 1-5</b>	<b>34 577 564,76</b>	<b>3 843 215,70</b>
<b>ГЛАВА 6</b>				
		Накладные расходы		
8	Пояснительная записка	Накладные расходы на итог прямых затрат по главам 1-5 (20%)	6 915 512,95	768 643,14
		<b>ИТОГО по главам 1-6</b>	<b>41 493 077,72</b>	<b>4 611 858,84</b>
<b>ГЛАВА 7</b>				
9	Пояснительная записка	Плановые накопления (8%) на итог прямых затрат по главам 1-5 и главы 6	3 319 446,22	368 948,71
		<b>ИТОГО по главам 1-7</b>	<b>44 812 523,94</b>	<b>4 980 807,55</b>
<b>ГЛАВА 8</b>				
		Прочие работы и затраты		
10	Расчет-обоснование ООО "Геосервис"	Затраты на выплату премий, льготы и надбавки за работу в районах, приравненных к районам Крайнего Севера, полевое довольствие - 23,5%	10 530 943,12	1 170 489,77
11	П. 9.6. (ВСН 39-86) Пояснительная записка	Лабораторные работы (0,15%) по итогам глав 3 и 4 ССР	30 893,59	4 053,16
		<b>ИТОГО по главе 8</b>	<b>10 561 836,71</b>	<b>1 174 542,93</b>
		<b>ИТОГО по главам 1-8</b>	<b>55 374 360,65</b>	<b>6 155 350,48</b>
<b>ГЛАВА 9</b>				
		Авторский надзор		
12	п. 10 пр. 12 ВСН 39-86	Авторский надзор - 0,2%	110 748,72	
<b>ГЛАВА 10</b>				
		Проектные и изыскательные работы		

Продолжение таблица 4.7

		Проектные работы, без НДС в ценах 1985 г.		
		<b>ИТОГО по главам 1-10</b>	<b>55 485 109,37</b>	<b>6 155 350,48</b>
ГЛАВА 11				
13	ВСН 39-86	Резерв средств на непредвиденные работы и затраты - 2%	1 109 702,19	123 107,01
		<b>Всего с учетом резерва</b>	<b>56 594 811,56</b>	<b>6 278 457,49</b>
	Мин. нефт. пром-ти.	Возврат материалов - всего	499 855,01	
Прочие работы и затраты в текущих ценах				
14	Коммерческое предложение от ООО "Геофизсервис"	Промыслово-геофизические работы	2 924 576,00	
15	Локальный сметный расчет	Обустройство скважины	3 072 737,00	
		ИТОГО прочих работ и затрат в текущих ценах	5 997 313,00	
		<b>ВСЕГО по сводному сметному расчету</b>	<b>63 091 979,57</b>	<b>6 278 457,49</b>
		Кроме НДС 18%	11 356 556,32	
		<b>Всего с НДС</b>	<b>74 448 535,89</b>	<b>6 278 457,49</b>

Таким образом, сооружение добывающей наклонно- направленной скважины глубиной 2490 метров на территории ХМАО (район 5л) составляет около 80,5 миллионов рублей [21].

## 5 Социальная ответственность

В современных условиях глобальной интеграции происходит усиление конкуренции как на мировом, так и национальном рынках, в связи с чем возрастает роль инновационной деятельности в процессах экономического развития. Оптимизация процесса строительства скважин с помощью инновационных нововведений на сегодняшний день является крайне актуальной и основополагающей темой для исследований и развития индустрии. Данное направление очень важно, как для нефтегазодобывающих предприятий, так и для нефтесервисных.

В настоящее время именно рынок диктует необходимость создания условий для широкого использования нововведений, усиления инновационной деятельности в связи с его открытостью и ужесточением конкуренции. Изменение экономики и внедрение в нее новых элементов, появление новых отраслей более высокого технико-экономического уровня происходит за счет нововведений, которые изначально призваны удовлетворить общественные потребности. Инициаторы инноваций, стремясь улучшить качество жизни, становятся лидерами технологического развития, провоцируя и других субъектов рынка искать новые решения для повышения собственной конкурентоспособности. Как следствие, происходит повышение уровня развития хозяйственной среды в различных масштабах: местном, региональном, национальном, а также мировом.

В связи со всеми неблагоприятными факторами, обусловленными давлением извне, возникает вопрос, о повышении качества строительства, увеличении интеграции в инновационные технологии и снижении затрат на строительство и последующий ремонт скважины.

Для этого могут использоваться it-технологии. Однако, зачастую, использование новых решений сводится к использованию новых рецептов буровых растворов и систем их очистки, телеметрических систем, винтовых

забойных двигателей и породоразрушающих инструментов. Но, несмотря на это, даже если все составляющие идеально подходят к данным горно-геологическим условиям, на сегодняшний момент этого уже недостаточно, индустрия сталкивается с новыми вызовами.

Недостатки, существующие в методах управления строительством скважин, подталкивают к поиску новых организационно- управленческих механизмов или же к модернизации существующих.

Нефтегазовая отрасль играет ключевую роль в российской экономике, и ее значение трудно переоценить. Ее состояние оказывает влияние на развития других отраслей. На протяжении трех десятилетий происходят разработка и реализация государственных мер и национальных проектов, направленных на снижение зависимости экономики РФ от нефтегазовых компаний, но их роль по-прежнему только усиливается, влияя практически на все основополагающие отрасли.

В условиях возрастающей конкуренции и развития технологий инновационная деятельность предприятий является движущей силой экономического роста. В связи с этим, социальная направленность данной темы не вызывает сомнений.

## **5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

Бригады ЭиРБ и ТКРС работают в составе по обслуживанию скважин и обеспечению их бесперебойной работы под руководством лиц технического надзора. Работы, связанные с подземной добычей нефти, относятся к перечню тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труд женщин (Постановление Правительства РФ). Компенсируется за вредность в виде выдачей молочной продукции. Выдача молока производится еженедельно. Работники

привлекаются к работе в ночное время, к сменному графику работы.

Работники, занятые на работах с опасными и вредными условиями труда, должны проходить обязательные предварительные и периодические медицинские осмотры (обследования) для определения пригодности этих работников для выполнения поручаемой работы.

При выполнении работ, связанных с повышенной опасностью (влияние вредных веществ, неблагоприятные производственные факторы), работники должны проходить обязательное психиатрическое освидетельствование не реже одного раза в пять лет в порядке, устанавливаемом Правительством Российской Федерации.

Работа на буровой установке характеризуется вахтовым методом работы и наличием определенных ограничений на список лиц, допущенных к осуществлению работ, которые регламентируются главой 47 ТК РФ [22].

При работе в районах Крайнего Севера и приравненных местностях, а также вахтовым методом предусматриваются надбавки и коэффициенты к заработной плате.

Как правило, работодателем предоставляются социальные пакеты (оплата санаторного лечения, оплата путевок в детские лагеря, медицинская страховка, пенсионный фонд и др.).

Для решения вопросов о чрезвычайных ситуациях, создана комиссия, которая занимается финансовыми, продовольственными, медицинскими и информационными проблемами, связанными с возникновением чрезвычайной ситуации.

Работа буровой бригады выполняется стоя, рабочие места необходимо оборудовать в соответствии с ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования» [23]:

1. при работе двумя руками органы управления размещают с таким расчетом, чтобы не было перекрещивания рук;

2. органы управления, используемые до 5 раз в смену, допускается располагать за пределами зоны досягаемости моторного поля;

3. редко используемые средства отображения информации допускается располагать в вертикальной/горизонтальной плоскости под углом  $\pm 60^\circ$  от нормальной линии взгляда.

Исключение составляют работы на буровых установках, оборудованных автоматизированным оборудованием (верхний силовой привод), где место работы бурильщика оборудовано сиденьем. В таком случае рабочее место бурильщика должно оборудоваться в соответствии с ГОСТ 12.2.032-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования» [24]:

1. конструкцией рабочего места должно быть обеспечено выполнение трудовых операций в пределах зоны досягаемости моторного поля;

2. при работе двумя руками органы управления размещают с таким расчетом, чтобы не было перекрещивания рук;

3. при необходимости освобождения рук операции, не требующие точности и быстроты выполнения, могут быть переданы ножным органам управления.

## **5.2 Анализ вредных и опасных факторов производственной среды**

Возможные опасные и вредные факторы представлены в таблице 5.1.



Таблица 5.1 – Возможные опасные и вредные факторы (ГОСТ 12.0.003-2015[25])

Факторы	Этапы работ			Нормативные документы
	М/ж подъемного агрегата, мостков	Д/ж устьевого оборудования подъем	СПО, бурение	
1. Отклонение показателей микроклимата	+	+	+	СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений [26].
2. Превышение уровня шума	+	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [27].
3. Укусы насекомых	+	+	+	СанПиН 2.1.7.2790-10. Требования к организации и проведению мероприятий по уничтожению бытовых насекомых и комаров [28].
4. Превышение уровня вибрации			+	СН 2.2.4/2.1.8.566–96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий [29].
5. Повышенное значение эл. напряжения	+	+	+	ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление [30].
6. Содержание вредных примесей в атмосфере		+	+	ГН 2.2.5.3532–18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны [31].

### 5.2.1 Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Метеорологические условия на производстве, или микроклимат, определяют следующие параметры: температура воздуха (°С); относительная влажность воздуха (%); подвижность воздуха (м/с); тепловое излучение (Вт/м<sup>2</sup>) или тепловая нагрузка среды (°С). Эти параметры, отдельно и в комплексе, влияют на организм человека, определяя его самочувствие.

Метеорологические условия для рабочей зоны производственных

помещений регламентируются ГОСТ 12.1.005-88 « Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» [31]. и Санитарными нормами микроклимата производственных помещений (СН 4088-86).

Основным значением для норм является отдельное нормирования каждого из компонент: влажности, скорости движения воздуха, температуры. В зоне производственной деятельности должны быть оптимальные параметры микроклимата с допустимыми значениями данных параметров.

Метеорологические условия подвержены сезонным и суточным колебаниям. Высокая температура воздуха предшествует понижению внимания, возникает торопливость и неосмотрительность. Низкая температура снижает подвижность конечностей из-за способности тела отдавать тепло в окружающую среду.

Рабочему важно обеспечить защиту от агрессивных сред, а также комфортную эксплуатацию в суровых погодных условиях. Рабочие должны обеспечиваться спецодеждой, соответствующей времени года.

Летом – спецодежда х/б, сапоги, головной убор, перчатки, а также средства защиты от кровососущих насекомых. Зимой – шапка-ушанка, теплая обувь, ватные штаны, шуба, ватные рукавицы.

### **5.2.2 Содержание вредных примесей в атмосфере**

В процессе производственных операций рабочие могут подвергаться воздействию вредных газов и паров нефти, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры, вследствие коррозии или износа, превышение максимального допустимого давления. Особенно опасен сероводород, он нарушает доставку тканям кислорода, оказывает раздражающее действие на слизистую оболочку глаз и дыхательных путей, ПДК H<sub>2</sub>S – 0.1 м<sup>2</sup>/м<sup>3</sup> по ГОСТ 12.1.005-88 [32]. За контролем запыленности и загазованности используют

специальные приборы (газоанализаторы). Количество вредных примесей в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно– допустимых концентраций.

### 5.2.3 Повреждения в результате контакта с насекомыми

В летне-осенний период особенно тягостны для человека летающие кровососущие насекомые. Они забираются под одежду, в нос, уши, наносят бесчисленные укусы, переносящие вирусы и бактерии.

Для борьбы с кровососущими насекомыми необходимо носить специальную одежду (энцефалитный костюм), а также использовать различные аэрозоли и мази от насекомых.

### 5.2.4 Превышение уровня шума

Основным источником шума на кустовой площадке являются работающие спускоподъемные механизмы, насосы, автотранспорт и ДЭС.

Предельно допустимые значения (до 80 децибел), характеризующие шум, регламентируются согласно ГОСТ 12.1.003-83 [33]. Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука приведены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука (ГОСТ 12.1.003-83 [33])

Рабочие места	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Постоянные рабочие места и рабочие зоны в производственных помещениях и на территории предприятий	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

Для снижения шума применяют:

1. уменьшение уровня шума в источнике его возникновения (своевременное смазывание движущихся частей);
2. звукопоглощение и звукоизоляция;
3. установка глушителей шума;
4. рациональное размещение оборудования;
5. применение средств индивидуальной защиты (наушники, ушные вкладыши).

### 5.2.5 Превышение уровня вибрации

Воздействие вибрации возникает при работе на буровой установке, спецтехнике, подъемных и цементировочных агрегатах, при спуске и подъеме насосно – компрессорных труб из-за вращения ротора подъемного агрегата; вибрация передвижной дизельной станции, а также вибрация при регулировании расхода закачиваемой воды в пласт запорной арматурой.

При продолжительном воздействии вибрации высокого уровня на организм возникает преждевременное утомление, снижается продолжительность труда, рост заболеваемости и развивается вибрационная болезнь.

Предельно допустимые значения, характеризующие вибрацию, регламентируются согласно ГОСТ 12.1.012-90 ГОСТ 12.1.003-83 [34] приведены в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Гигиенические нормы уровней виброскорости (ГОСТ 12.1.01290 ГОСТ 12.1.003-83 [34])

Вид вибрации	Допустимый уровень виброскорости, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц										
	1	2	4	8	16	31,5	63	125	250	500	1000
Технологическая	—	108	99	93	92	92	92	—	—	—	—

Продолжение таблица 5.3

Локальная вибрация	—	—	—	115	109	109	109	109	109	109	109
--------------------	---	---	---	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

В качестве средства защиты от вибраций рабочего места, конструкций, оборудования эффективным является виброизоляция, которая представляется собой упругие вставки между вибрирующей машиной и основанием.

Для индивидуальной защиты человека от вибраций, которые передаются через ноги, следует носить обувь с войлочной или толстой резиновой подошвой. Для защиты рук используются виброгасящие перчатки.

### 5.2.6 Электромагнитные поля

Электромагнитное поле воздействует на центральную нервную и сердечно-сосудистую системы. Появляются жалобы на головную боль, сонливость или бессонницу, утомляемость, слабость, повышенную потливость, снижение памяти, потемнение в глазах, чувство тревоги и страха.

Источники излучения электромагнитного поля:

1. трансформаторы, установленные в медицинском оборудовании;
2. электропроводка;
3. распределительные устройства (автоматы защиты, контакторы, релейные схемы и т. п.);
4. индукторы и т.п.

Нормируется только электрическая составляющая поля на промышленной частоте, которая измеряется в киловольт/метр, представленная в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Нормативы для обслуживающего персонала (СанПиН 2.2.4.1191-03 [35])

Напряженность поля, кВ/м	5	10	15	20	25
Время, ч	8	3	1,5	10	5

При напряженности более 15 кВ/м - необходимо надевать спецодежду.

Защита:

1. экранирование;
2. уменьшение времени пребывания;
3. удаление от источника электромагнитного излучения;
4. заземление или зануление оборудования.

### **5.2.7 Механические опасности**

Основными опасными факторами являются движущиеся и вращающиеся части рабочих механизмов ротора, ШН, буровых насосов, буровой лебедки, вспомогательной лебедки и т.п. Необходимо проводить мероприятия по устранению возможных механических травм:

1. проверка наличия защитных ограждений на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов;
2. плановая и неплановая проверка пусковых и тормозных устройств;
3. проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов.

Для защиты от данных опасных факторов используются коллективные средства защиты – устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Согласно ГОСТ 12.2.062-81 данные зоны ограждаются сетками, экранами и кожухами. Их размеры и установка предусматривает любое случайное проникновение человека в опасную зону. Для обустройства ограждений есть также свои определенные требования. При снятом или неисправном ограждении работа запрещена.

### **5.2.8 Электробезопасность на рабочем месте**

Правила имеют целью обеспечить надежную, безопасную и

рациональную эксплуатацию электрооборудования. Работник должен помнить, что прикосновение или приближение на опасное расстояние к токоведущим частям, находящимся под напряжением, ведет к поражению электрическим током или электрической дугой. Поражающие свойства электрического тока проявляются в виде электрических ударов и электрических травм (электрические ожоги, электрические знаки, электроофтальмия, электрометаллизация кожи, механические поражения). Степень воздействия тока на тело человека приведено в таблице 5.5.

Для защиты людей от поражения электрическим током при повреждении изоляции в электроустановках потребителей должны быть предусмотрены защитные меры. В качестве таких мер могут быть использованы заземление, зануление, защитное отключение, разделяющий трансформатор, малое напряжение, двойная изоляция, выравнивание потенциалов.

Средства защиты, предназначенные для обеспечения электробезопасности, называются электрозащитными и подразделяются на основные и дополнительные.

Основным называется изолирующее электрозащитное средство, изоляция которого длительно выдерживает рабочее напряжение электроустановки и которое позволяет прикасаться к токоведущим частям, находящимся под напряжением.

Дополнительным называется изолирующее электрозащитное средство, которое само по себе не может при данном напряжении обеспечить защиту от поражения электрическим током, но дополняет основное средство защиты, а также служит для защиты от напряжения шага.

Таблица 5.5 – Характер воздействия электрического тока на организм человека в зависимости от рода и величины тока

Ток, мА	Характер воздействия	
	переменного тока 50-60 Гц	постоянного тока
0,6-1,5	Начало ощущения, легкое дрожание рук	Не ощущается
5-7	Судороги в руках	Зуд, ощущение нагрева
20-25	Руки парализуются мгновенно, оторваться от токоведущей части невозможно. Сильные боли, затрудняется дыхание	Ощущение нагрева. Незначительное сокращение мышц
50-80	Паралич дыхания	Сильное ощущение нагрева. Судороги мышц рук. Затрудненное дыхание
90-100	Паралич дыхания. При длительности 3с. и более – паралич сердца, смерть.	Паралич дыхания

В электроустановках до 1000В необходимо применять следующие основные электрозащитные средства: изолирующие штанги, указатели напряжения, диэлектрические перчатки, изолированный инструмент, дополнительные – диэлектрические галоши, диэлектрические ковры, изолирующие ковры, изолирующие подставки и колпаки.

### 5.3 Экологическая безопасность

#### 5.3.1 Мероприятия по охране атмосферного воздуха

Строительство и эксплуатация объектов нефтедобычи связаны с выделением загрязняющих веществ (ЗВ) в атмосферный воздух. Загрязнения поступают в атмосферу через организованные и неорганизованные источники выбросов.

При строительстве объектов обустройства загрязнение атмосферы происходит в результате выделения: продуктов сгорания топлива (передвижной транспорт); растворителей (окрасочные работы); сварочных аэрозолей (



сварочные работы).

Основные источники выбросов углеводородов в атмосферу при эксплуатации месторождения: устье факела, дымовые трубы ПТБ, дыхательные клапаны резервуаров, неплотности фланцевых соединений, сальниковые уплотнения насосов, воздушники емкостей, автотранспорт.

В целях предупреждения загрязнения атмосферного воздуха необходимо предусмотреть ряд мероприятий по предотвращению аварийных выбросов вредных веществ в атмосферу, в которые входят: полная герметизация системы сбора и транспорта нефти; стопроцентный контроль швов сварных соединений трубопроводов; защита оборудования от коррозии; сброс нефти и газа с предохранительных клапанов аппаратов в аварийные емкости; сброс жидкости из аппаратов в подземную емкость перед остановкой оборудования на ремонт.

Также необходимо: оперативная ликвидация загрязнения технологических площадок; отдельное хранение легко воспламеняющихся веществ; использование компрессоров с электроприводом; утилизация попутного газа; работы по предупреждению гидратообразования в трубопроводах; автоматическое регулирование режимных технологических параметров; автоматическое дистанционное управление приводами основных механизмов защиты и блокировки при аварийных ситуациях; безрезервуарная откачка нефти.

### **5.3.2 Мероприятия по охране поверхностных и подземных вод**

В процессе строительства, обустройства и эксплуатации нефтегазодобывающих месторождений на поверхностные и подземные водные объекты оказывается следующее воздействие: изъятие природных вод для использования на собственные нужды; загрязнение водных объектов в результате аварийных сбросов, утечек, дренажа и случайных разливов, связанных с эксплуатацией промысловых объектов, аварийных ситуаций на

трубопроводах; изменение режима стока водоемов в результате проведения земляных работ, нарушения рельефа, удаления растительного покрова.

К потенциальным источникам загрязнения относятся нефтяные кусты скважин, ДНС, ЦППН, КНС, отстойники, резервуары нефтепродуктов, опорные базы нефтепромыслов, нефтепроводы в местах пересечения с водотоками в пределах пойменного участка рек.

В качестве основных вредных источников, за счет которых вредные вещества поступают в поверхностные воды на протяжении разведки и освоения нефтяных месторождений выступают производственные и бытовые стоки, талые и ливневые воды, которые стекают с загрязненных установок и площадок, работы по строительству объектов, приводящие к эрозии прибрежных зон водоемов с засорением их строительным мусором, разливы нефти и сброс отходов в стоки без согласия соответствующих инстанций.

### **5.3.3 Мероприятия по охране и рациональному использованию земельных ресурсов**

Они включают в свой состав следующие: прокладка в единых коридорах совмещенных коммуникаций с учетом эколого-экономической оценки разрушаемых экосистем; движение транспорта только по постоянным дорогам; временные дороги (зимники) будут функционировать только в зимний период, запрет на движение транспорта вне дорог; разработка мероприятий по сохранению плодородия почв; ликвидация переполненных шламовых амбаров и амбаров, расположенных вблизи рек; ликвидация всех замазученных участков, прежде всего, в водоохраных зонах рек и озер; выбор специальных мест для захоронения отходов (например, отработанные карьеры); сооружение специальных площадок для ремонта и мойки авто; обязательное проведение рекультивационных работ перед сдачей участка основному землепользователю.

Использования различных методов защиты трубопроводов от

внутренней и внешней коррозии; установки электроприводной запорной арматуры, автоматически перекрывающей трубопроводы при падении в них давления; 100 % контроля швов сварных соединений трубопроводов.

#### **5.4 Защита в ЧС**

Характерны чрезвычайные ситуации (ЧС) – природного (паводковые наводнения, лесные и торфяные пожары, ураганы, сильные морозы (ниже -40°C), метели и снежные заносы) и техногенного характера (открытое газонефтеводопроявление (фонтан), разгерметизация трубопроводов, пожары, взрывы, разливы сильнодействующих ядовитых веществ (СДЯВ), отключение электроэнергии).

Для всех объектов нефтяного промысла разрабатывается и утверждается план ликвидации аварии (ПЛА).

В процессе выполнения технологических работ на кустовой площадке месторождения возможны два вида аварийных ситуаций – открытое фонтанирование нефти из скважин и порывы нефтесборной сети и сети ППД.

В результате открытого фонтанирования может быть выброшено на поверхность почвы несколько десятков тонн нефти. В этом случае возможно и попадание ее в открытые водоемы и в подземные горизонты. Это самый опасный вид аварии. При разливе нефти в окружающую природную среду принимаются меры к быстрой локализации аварии, сбору нефти и ликвидации последствий загрязнения природной среды.

Так же большую опасность в работе бригады ТКРС представляют чрезвычайные ситуации, связанные с коррозионными отказами трубопроводов. Количество коррозионных отказов трубопроводов связано с факторами, усиливающими коррозию: обводненность транспортируемых нефтепродуктов, возрастающая в течение всего периода разработки месторождения, минерализация пластовых вод. Присутствие механических примесей в

продукции скважин при большой скорости потока приводит к абразивному износу внутренней поверхности трубопроводов – ручейковой коррозии.

Для предупреждения возможных аварий предусматривается: Оснащение трубопровода автоматическими системами обнаружения утечек, оперативного оповещения и отсекания поврежденных участков труб. На участках трубопроводов, расположенных в водоохраных зонах или участках поймы, трубопроводы оборудуются задвижками; создание специально обученного подразделения по ликвидации аварий и их последствий; применение трубопровода с наружным и внутренним антикоррозийным покрытием; организация мониторинга за коррозионным состоянием трубопровода; проведение планово–предупредительного ремонта (ППР) эксплуатируемого оборудования. Служба ППР обеспечивается средствами диагностики, позволяющими определять состояние оборудования и трубопроводов, очередность и технологию ремонта [36].

#### **5.4.1 Газонефтеводопроявление**

Газонефтеводопроявление (ГНВП) – выброс нефти, газа или воды из продуктивного пласта в скважину, через устье на поверхность при производстве ремонта, освоения или бурения скважины.

Причины газонефтеводопроявлений (ГНВП) и открытых нефтяных и газовых фонтанов:

1. невыполнение требований проекта и технологических регламентов по параметрам промывочной жидкости, промывкам скважины, скоростям спуска и подъема бурильной и обсадных колонн, что приводит к снижению противодавления на пласт;
2. длительные простои скважины без промывки и долива;
3. снижение уровня промывочной жидкости в скважине в процессе спуско-подъемных операций, геофизических исследований, ремонтных работ и

простоев в результате несвоевременного и недостаточного ее заполнения промывочной жидкостью;

4. принятие оперативных мер по герметизации устья скважины при появлении признаков нефтегазоводопроявления;

5. увеличение объема вытесняемого из скважины раствора при спуске бурильных или обсадных колонн по сравнению с расчетным.

Действия бригады ТКРС при появлении признаков ГНВП:

1. при появлении признаков нефтегазоводопроявления немедленно загерметизировать устье скважины, зафиксировать избыточное давление в трубах и затрубном пространстве;

2. при подъеме бурильных труб непрерывно доливать скважину буровым раствором с регистрацией объема долива в вахтовом журнале;

3. при геофизических исследованиях скважины, ремонтах и простоях регулярно доливать скважину буровым раствором;

4. строго исполнять требования геолого-технического наряда и технологических регламентов;

5. ежемесячно проверять надежность фланцевых соединений противовыбросового оборудования, колонной головки и манифольда.

## **Заключение**

В ходе исследования выявлено, что инновационный фактор является важнейшим для развития нефтегазодобывающей компании, рассмотрены основные возможные направления его инновационного технологического развития. Месторождения, находящиеся на различных эксплуатационных стадиях добычи углеводородного сырья ( нарастающая, постоянная и падающая), имеют свои особенности, связанные с геолого-промысловыми и техническими характеристиками. Важным направлением развития нефтегазовой компании должно быть эффективное использование инновационного потенциала, направленного на применение инновационных технологий и информационных систем, эффективных систем управления. Такие технологии и системы определяют специфику формирования, развития и реализации инновационного потенциала компании.

Одним из направлений инновационного развития, как показало исследование, является внедрение технологий « интеллектуальное месторождение». Реализация проектов ИМ требует привлечения значительного количества ресурсов инновационного потенциала компании в сфере технологий, организации и управления.

## Список используемой литературы

1. Олейников, Н. Г. Технологические инновации как основа снижения затрат бурового предприятия в современных условиях / Н. Г. Олейников, К. А. Снегирева, О. В. Ямова. // Молодой ученый. — 2019. — № 51 (289). — С. 251-254. — URL: <https://moluch.ru/archive/289/65444/>
2. РБК <https://www.rbc.ru/economics/04/10/2019/5d95b59e9a79477d5633cb4e>
3. Инновационные и промышленные кластеры в нефтегазовом секторе / В.Л. Абашкин, А.В. Березной, Л.М. Гохберг, Е.С. Куценко; под ред. Л.М. Гохберга, Е.С. Куценко; Нац. исслед. ун-т «Высшая школа экономики». – М. : НИУ ВШЭ, 2022. – 86 с. – 100 экз. – ISBN 978-5-7598-2606-4
4. Ларченко Л.В. Нефтегазовая отрасль России: современное состояние и направления развития в условиях неопределенности // Общество. Среда. Развитие (Terra Humana). 2019. № 1. С. 9-13.
5. Щербанин Ю.А. Логистика в нефтегазовой отрасли: некоторые положения и соображения // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2016. № 4. С. 22-24.
2. Нефтяные приоритеты России: Время: информационно-аналитическое издание. URL: <http://www.time-samara.ru/content/view/383250/neftyanye-prioritety-rossii/>
3. IMPLEMENTATION OF DIGITAL TECHNOLOGIES IN THE OIL AND GAS INDUSTRY OF RUSSIA Yuliya I. Khasanov, Yuliya A. Rakhmatullina, Ruslan A. Shakirov.
4. «Умные» технологии в нефтегазовой отрасли. М. Черкасов <https://controlengrussia.com/otraslevye-resheniya/umny-e-tehnologii-v-neftegazovoj-otrasli/>
5. Линник Ю.Н., Кирюхин М.А., 2019. Статья доступна по лицензии Creative Commons « Attribution» (« Атрибуция») 4.0. всемирная ( <http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

6. Распоряжение Правительства Российской Федерации «Об утверждении программы «Цифровая экономика Российской Федерации» от 28.07.2017 г. № 1632-р [Электронный ресурс]. – Режим доступа: Справочная правовая система «КонсультантПлюс»
7. Абукова, Л. А. и др. Цифровая модернизация нефтегазового комплекса России / Л. А. Абукова, А. Н. Дмитриевский, Н. А. Еремин// Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 10 – С. 54-58.
8. Ерёмин, А. Н. Новая классификация цифровых и интеллектуальных скважин// Автоматизация и ИТ в нефтегазовой области. – 2016. – № 2 (24). – С. 20-22.
9. Умные месторождения Салыма// ROGTEC. Российские нефтегазовые технологии [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://rogtecmagazine.com/wp-content/uploads/2014/09/06\\_SPD\\_Smartfields.pdf](https://rogtecmagazine.com/wp-content/uploads/2014/09/06_SPD_Smartfields.pdf)
10. Технологическое развитие отраслей экономики// Росстат [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://www.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat\\_main/rosstat/ru/statistics/economydevelopment/](http://www.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat_main/rosstat/ru/statistics/economydevelopment/)
11. Линник Ю.Н., Кирюхин М.А. Цифровые технологии в нефтегазовом комплексе// Вестник университета. 2019. № 7. С. 37-40
12. Хожиева, М. С. Применение информационных технологий при анализе многофазных параметров гидродинамики процесса бурения нефтяных скважин / М. С. Хожиева, Э. Т. Эсанов, Д. А. Бахранова. — Текст : непосредственный // Молодой ученый. — 2015. — № 18 (98). — С. 215-217. — URL: <https://moluch.ru/archive/98/22025/> (дата обращения: 06.06.2022).
13. Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».
14. Федеральный закон от 21.12.1994 № 68-ФЗ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера».
15. СН 462-74 Нормы отвода земель для сооружения геологоразведочных скважин.



16. ФЕР 01-02-099-01 Валка деревьев мягких пород с корня, диаметр стволов: до 16 см.
17. ФЕР 01-02-100-01 Трелевка древесины на расстояние до 300 м тракторами мощностью: 59 кВт (80 л.с.), диаметр стволов до 20 см.
18. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть I и II.
19. ГЭСН 04-01-005-04. URL: [https://www.defsmeta.com/rgsn/gsn\\_04/giesn-04-01-005-04.php](https://www.defsmeta.com/rgsn/gsn_04/giesn-04-01-005-04.php) (дата обращения: 03.05.2022).
20. ГЭСН 04-02-001-12. URL: [https://www.defsmeta.com/rgsn14/gsn\\_04/giesn-04-02-001-12.php](https://www.defsmeta.com/rgsn14/gsn_04/giesn-04-02-001-12.php) (дата обращения: 03.05.2022).
21. Индексы изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ, индексы изменения сметной стоимости проектных и изыскательных работ для строительства [Электронный ресурс]. URL: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_39473/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_39473/) (дата обращения: 02.05.2022).
22. "Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 24.04.2020). Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом.
23. ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования».
24. ГОСТ 12.2.032-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования».
25. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
26. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
27. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
28. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

29. СанПиН 3.5.2.541-96. Требования к организации и проведению мероприятий по уничтожению бытовых насекомых и комаров.
30. СН 2.2.4/2.1.8.566-96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий.
31. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.
32. ГН 2.2.5.3532-18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
33. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
34. ГОСТ 12.1.003-83. Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука.
35. СанПиН 2.2.4.1191-03. Электромагнитные поля в производственных условиях.
36. Федеральные Нормы и Правила в области промышленной безопасности «Правила Безопасности в Нефтяной и Газовой Промышленности».
37. Березина А.А. Целесообразность перехода к концепции интеллектуального месторождения в условиях современных проблем нефтегазодобывающего комплекса // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. 2015. №2. С.42-44.
38. Васюхин О.В. Развитие инновационного потенциала промышленного предприятия / О.В. Васюхин, Е.А. Павлова. М.: Изд-во: Академия естествознания, 2010. Режим доступа: <http://www.rae.ru/monographs/89> (дата обращения: 12.06.2022)
39. Carayannis E.G. Technology commercialization in entrepreneurial universities: the US and Russian experience / E.G.Carayannis, A.E.Cherepovitsyn, A.A.Plinova // The Journal of Technology Transfer, April 2015, Springer Science+Business Media, New York, 2015. DOI 10.1007/s10961-015-9406-y

40. Череповицын А.Е. Исследование инновационного потенциала нефтегазовой компании на разных стадиях эксплуатации месторождений / А.Е. Череповицын, А.Краславски //Записки Горного института. 2016. Т.222. С.892-902. DOI 10.18454/PMI.2016.6.892

41. Березина Алина Андреевна. Организационно- управленческий механизм внедрения системы « интеллектуальное месторождение» на нефтегазовых предприятиях России: диссертация ... кандидата экономических наук: 08.00.05 / Березина Алина Андреевна, 2015.- 155 с.

## Приложение А

Таблица А.1 – Структура времени при бурении скважины

Наименование работ	Интервалы нормирования				Долото		Время бурения мех Тмех.бур, час		Кол-во долблений	Наращивание				СПО					Итого времени, час	Время бурения 1 метра, час
	№ пп.	От, м	До, м	Прогресс-интервал, м	Прогресс-ка, м	Размер долота, мм	Метров	всего		Кол-во свечей (наращивание)	Кол-во свечей в скважине (всего)	Время наращивания 1 свечи, час	Время наращивания свечей, час	Время подъема (спуска) 1 свечи, мин	Время спуска-подъема 1 свечи, час	Время спуска-подъема свечей, час	Время разборки (сборки) 1 УБТ, мин	Время разборки (сборки) колонны, час		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Бурение интервала под направление	1	0	65	65	400	393,7	0,25	16,25	1	1,6	1,6	0,97	1,55						17,80	0,27
Подъем колонны бурильных труб с разборкой														1,10	0,02	0,03	17	0,91	0,94	
Смена долота (с шарошечного на PDC)																			0,23	
Спуск и сборка колонны БТ														1,10	0,02	0,03	20	1,07	1,10	
Разборка клапана (ЦКОД)																			0,43	
Бурение под кондуктор	2	65	870	805	800	295,3	0,32	259,68	1	32,2	33,8	0,97	31,13						290,80	0,36
Подъем колонны бурильных труб с разборкой														1,10	0,02	0,62	17	19,15	19,77	
Смена долота (PDC)																			0,23	
Проверка турбобура																			0,37	
Спуск и сборка колонны БТ														1,10	0,02	0,62	20	22,53	23,15	
Разборка клапана (ЦКОД)																			0,43	
Бурение интервала под эксплуатационную колонну (ЭК)	3	870	1280	410	800	215,9	0,17	70,33	1	16,4	50,2	0,97	15,85	1,10	0,02	0,92			71,25	0,17

Продолжение таблица А.1

Бурение интервала под эксплуатационную колонну (ЭК)	4	1280	1930	650	800	215,9	0,34	220,34	1	26	76,2	0,97	25,13	1,10	0,02	1,40			221,74	0,34
Бурение интервала под эксплуатационную колонну (ЭК)	5	1930	2490	560	800	215,9	0,49	273,17	1	22,4	98,6	0,97	21,65	1,10	0,02	1,81			274,98	0,49
<b>Итого (Всего)</b>	<b>5</b>	<b>0</b>	<b>2490</b>	<b>2490</b>				<b>839,76</b>	<b>5</b>	<b>98,6</b>	<b>260,4</b>		<b>95,31</b>			<b>5,42</b>		<b>43,66</b>	<b>923,22</b>	<b>0,23</b>
Промывка скважины, час																			0,78	
Смена обтираторов, час																			43,40	
Проверка превентора, час																			1,35	
Дефектоскопия, час																			22,08	
Переоснастка талевой системы, час																			0,00	
Опрессовка УБТ, час																			30,38	
Установка УБТ за палец, час																			34,72	
Прочие работы (ЕНВ), час																			77,01	
Ремонтные работы (ЕНВ), час																			64,63	
Крепление, час																			126,62	
<b>Итого по скважине, час</b>																			<b>1324,18</b>	
Прием и сдача вахты, час																			10,10	
<b>Нормативное время, час</b>																			<b>1334,28</b>	

**Приложение Б**  
(справочное)

**Innovative ways of organizing the process of construction of oil and gas wells**

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ02	Казин Константин Сергеевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор отделения иностранных языков	Матвеевко Ирина Алексеевна	д.ф.н.		

## **1. The current situation around innovations in the oil and gas industry.**

New technologies are one of the key drivers of changes in the competitive landscape of the industry. Advanced developments make it possible not only to maintain the level of raw material production at existing fields, but also to reorient to unconventional reserves, in particular those located in areas that are difficult to develop. In modern world practice, there are two multidirectional trends that have a significant impact on the innovative development of oil and gas regions. On the one hand, in the conditions of total digitalization, the possibilities of spatial separation of innovation development processes are expanding.

Recently, global oil and gas companies prefer to conduct fundamental research and development in corporate research centers located in places of concentration of research potential (usually near specialized universities or scientific organizations), often remote from oil and gas production regions. On the other hand, the development of large technology hubs in the world's oil and gas production capitals, such as Houston (USA), Stavanger (Norway) and Aberdeen (Scotland), indicates that the concentration in one place of the technological potential of the oil and gas companies themselves, as well as manufacturers of oil and gas equipment, oilfield service firms and many specialized startups can give a powerful synergistic effect.

### **1.1. Introduction of IT innovations into the production processes of oil and gas companies**

The creation of a new generation of information systems solves the problems of optimization planning, continuous quality control and quantity of products.

The latest IT programs store information about deposits in a single database, organize the technical schedule of their work, monitor its deviations and detect places that require repair or optimization of the production process.

The basis for innovation will be artificial intelligence technologies, predicative management, mathematical modeling of production.

4D technologies will make it possible to predict deposits and other infrastructure facilities, simulate and control processes at different stages of production. With the help of digital twins of oil and gas wells, asset management takes place in round-the-clock access mode. This helps to anticipate and eliminate a lot of problems.

## **1.2 Introduction of digital technologies in the Russian oil and gas industry.**

Recently, especially since the second half of 2017, the degree of uncertainty in the development of the oil and gas complex has increased. Over the past year, there have been profound changes in the hydrocarbon market, the transformation of the oil and gas industry and energy in general is taking place. The source of many problems has been the recently observed non-market conditions and the unpredictability of the industry. First of all, this is due to sanctions and various restrictions that are used to create a competitive advantage in the real sectors of the economy. This applies not only to our country, but also to a number of other countries with rich oil and gas potential.

Today , among the main problems of the Russian oil industry , the following stand out:

- a significant share of losses of oil and petroleum products on the way from the well to the final consumer: according to statistics, oil losses on the way from oil fields to oil depots and oil storage facilities are up to 10%;
- deterioration of oil quality, characteristic of the field during the beginning of the release of reservoir waters, leading to wear of oil pumping, oil refining and oil transportation equipment;
- an increase in the cost of servicing oil and gas wells by almost 1.5 times in 2018.

To increase the efficiency of oil production, it is planned to invest up to 15 trillion rubles in the Russian oil industry by 2030. The distribution of investments by industry areas is shown in Fig. 2.



These problems make us think about the use of digital technologies. British Petroleum experts believe that modern technologies will help increase global oil production by 40% by 2050, and the cost of oil will decrease by a third. The oil and gas industry is characterized by the fact that it is one of the industries where the absence of digital technologies will entail a loss of the company's competitiveness in the global market. For almost all available deposits

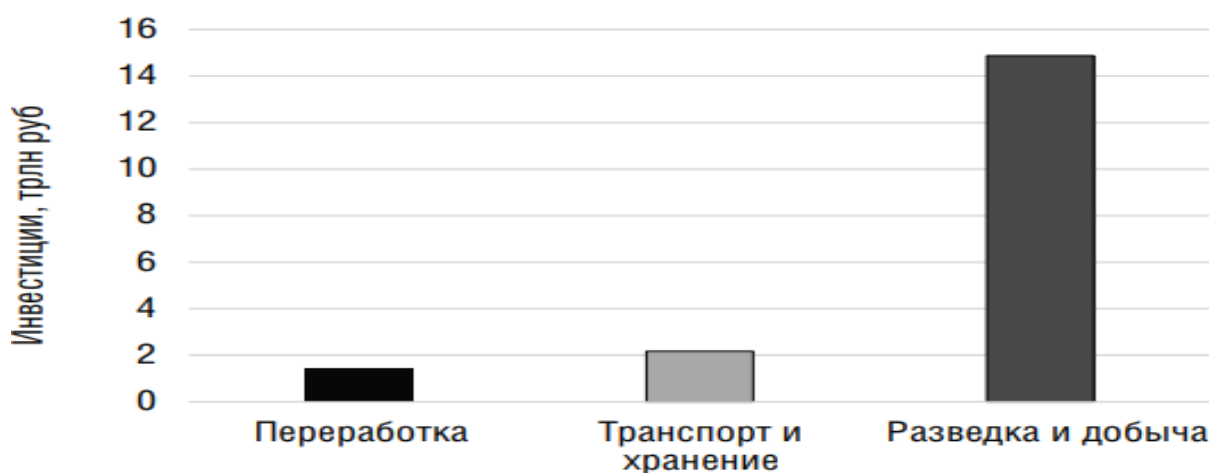


Figure 1. The structure of investments in the Russian oil industry until 2030.

the efficiency of mining is coming to the fore, and this trend will only intensify. Foreign and domestic companies began this implementation even before the program "Digital Economy of the Russian Federation for the period up to 2025" was approved. The main trend in this industry will be the exclusion of the human factor in those areas of work where it will be possible.

The activity of corporations in the oil and gas industry takes place in several stages, for which digital technologies have already been introduced. The stages are as follows.

**3.1 Exploration.** The task of the stage is to develop a digital model of the geographical area where an oil well will be created in the future. The model should provide information about the development of the reservoir over a period of time, the potential reserve of the deposit and the features of the relief.

Modern technologies using information systems have their own names for each company: Shell (Smart Field), Chevron (i-Field), BP (Field of future), Halliburton

(Real Time Operations) Schlumberger, (Smart Wells), Rosneft (Digital Field), etc. Despite the difference in names, new management technologies are, in fact, close and identical in their goals and tasks to be solved in real time:

- accelerated processing of an ever-increasing amount of information;
- modeling of numerous production scenarios;
- maximizing production and achieving high hydrocarbon recovery coefficients;
- choosing a rational development option; making management decisions and performing work to optimize production

**3.2 Oil production.** With the development of computing power, the drilling process is digitalized and visualized in a number of companies. The goal is the most accurate representation of the relief and formation, rational management of drilling equipment in real time.

The Geonavigator drilling control Center, used by Gazprom Neft, collects information about drilling and oil well production in real time; the received data is transmitted in parallel to the Electronic Asset Processing system. This reduces energy consumption by 15%, reduces drilling costs, and increases the service life of equipment by 20%.

The Geomate system stores information about all the company's fields, thanks to which specialists can always have access to information about the state of the fields in real time

### **3.1 Transport and transport logistics.**

The main requirements for pipeline systems transporting oil and gas remain ensuring a high level of transportation safety and economic efficiency of operating activities. Pipeline companies operate in increasingly difficult conditions, consisting in compliance with strict regulations and regulations, and requiring the expansion of pipeline systems and an increase in skilled labor. Pipeline transport operators, in order to solve these problems, use the introduction of methods to improve data collection, on the basis of which various risks are assessed and preventive measures

are developed to eliminate possible incidents and minimize the level of equipment failures.

Improving the efficiency of maintaining the integrity and uninterrupted operation of pipeline systems is formed against the background of two market characteristics:

First. A high degree of deterioration of the global pipeline system and an increase in the consumption of energy resources by the world economy;

The second. Increasing the load on existing capacities and requiring significant investment in the design and construction of new pipeline systems.

The main technology of automatic data collection and indicators of SCADA pipeline lines – real-time software that collects data, processes, and archives information about the monitoring object - has been implemented by almost all pipeline transport operators and demonstrates a high level of efficiency. A built-in system for monitoring the operation of the pipeline infrastructure in real time, such as pumping and compressor stations, pressure measurements in pipelines, the condition of terminals and tank farms, allows for effective management of pipeline systems, including energy management.

However, the monitoring does not take into account information about the state of individual technological elements of pipeline systems that are difficult to diagnose by automated means of control. It is also difficult to collect and systematize data from past periods of significant time lag. The absence of a single and complete information field reduces the effectiveness of the analysis and analytical work of risk management.

Currently, the pipeline industry is experiencing intensive investment in new technologies in order to increase the level of control of operational parameters and reliability of the results of diagnostics of the condition of pipeline systems. The creation of a technology based on the capabilities of several existing data collection and control systems solves the issue of integrating various effective ways of obtaining information and creating a holistic digital platform for working with

information. Effective digital convergence can be established between databases of existing assets, a geographic information platform (GIS), a risk modeling program, dispatching control and data collection (SCADA), a global positioning system (GPS), as well as a workflow management system.

Innovative implementations at the data collection stage are the installation of wireless sensor network (WSN) systems, onboard computer sensing and the use of wireless communication capabilities. WSN sensor nodes and algorithms can provide a wide range of information while simultaneously monitoring a large number of intermediate data collection points.

Another important area necessary to cover a single digital platform is the formation of an accessible and structured database of past periods.

The basis for the effective use of preventive measures for pipeline transport management is the use of BigData-based analytics, which allows timely identification of the operating conditions of the lines, determine the direction of safety, identify the amplitude of risks and generally optimize the operational and commercial activities of pipeline companies. The tasks of information processing and ensuring the decision-making process in real time with the involvement of a wide range of specialists are provided by programs such as Google Glass, Epson Moverio, as part of the visualization of operational processes, technical details of the state of pipeline systems, the formation of 3D images to provide an unlimited number of specialists, including pipeline system operators.

As recent examples of the use of digital technologies in the field of transport and transport logistics, the following can be provided.

The Kapitan logistics management system in the Arctic, implemented by Gazprom Neft, analyzes data such as: daily oil production volumes, oil storage volumes in oil storage facilities, location and characteristics of ship movement, the situation with ice on the sea route, weather conditions, the schedule of tides, independently generates a schedule of tankers and icebreakers. This program processes about 7 thousand input parameters and provides optimal logistics solutions,

calculating more than 1 million possible options and promptly responding to possible deviations.

Thus, in the field of pipeline transport, processes are taking place aimed at using a wide range of measures to improve the quality of monitoring and control of the system, which increases the efficiency of pipeline transport as a whole.

According to the data, today the level of import dependence of software and automated control systems in the Russian oil and gas industry ranges from 80% for transportation and storage to 98% in processing (Fig. 3).

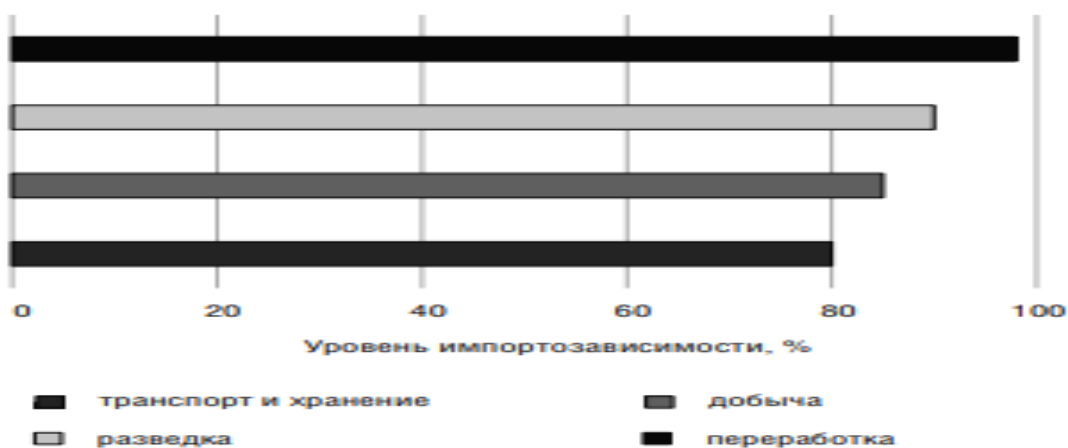


Figure 2. The level of import dependence of software and automated control systems.

Developing our own software products in the future will require ensuring cybersecurity at the appropriate level. Digitalization can become a strong motivator for the structure of change in the oil and gas industry and identify the prerequisites for the transformation of the production process in accordance with modern realities, which will create conditions for a technological breakthrough and increase the economic efficiency of the industry as a whole.

### 1.3 Analysis of multiphase parameters of the drilling process

The process of drilling oil and gas wells requires special attention, especially during the development and commissioning of new oil and gas fields.

Information support for the construction of oil and gas wells means the use of IT technologies to collect the necessary information, i.e. parameters related to production, processing a large amount of information and making a strategic decision

that would have an economic, technological or other effect. The use of IT technology implies the following works:

- Collection and analysis of technological data of drilling modes;
  - revolutions, pressures, torque, weight, fur. speed, load
- Processing of real geological and technological information;
- Calculation of the occurrence of emergency situations and their prevention by notifying the engineering staff involved in the well construction process using SMS messages and a warning signal;
- Remote access for monitoring ongoing processes for the Customer's representative and service organization coordinators;
- Saving images from video cameras with reference to parameters, remote video surveillance of the drilling rig;
- Maintaining an extended log of operations, accounting for unproductive time;
- The use of reference books when filling in information about the well, the elements of the tool measurement;
- Analysis of the work of drilling crews, chisels and downhole engines;
- Conducting joint planning with the Customer's office

In fact, in our reality, all of the above is registered at production facilities by sending electronic reports, submitting an oral summary, registering the drilling process on the GTI diagram broadcast to all interested parties, filling out the "supervisor's log", but the quality of the information provided depends a lot on the people at the production facility, i.e. the information may be unreliable, hidden or not provided at all.

To avoid such situations on the bush site, there is a drilling supervisor representative of the Customer's organization..

#### **1.4. Problems and the basic concept of automation application at the production facility**

Innovation in technological development and management is currently not sufficiently manifested in the Russian oil industry. Without large-scale use of innovations, it is impossible to further maintain the level of oil production. Innovative technological and management solutions are also required in the development of new promising areas and fields, such as the continental shelf, Eastern Siberia and unconventional reserves, and the resources of Western Siberia.

#### **1.5. Innovative potential of an oil and gas company at different stages of field operation**

For the oil and gas industry of the Russian Federation, there is an urgent need for the development and implementation of the latest technologies, especially against the background of depletion of traditional reserves, increased depreciation of fixed assets and infrastructure. The presence of bureaucratic barriers and the tightening of anti-Russian sanctions only worsen the situation and negatively affect the activities of Russian enterprises.

The problem of developing the innovative potential of the oil and gas industry is under constant control of the Government of the Russian Federation, which directs efforts to stimulate the development of domestic developments and technologies, as well as the implementation of breakthrough technologies in order to reach the level of foreign competitors.

An equally important problem of the development of the innovative potential of the oil and gas industry is the lack of qualified personnel.

The world's leading oil and gas companies are investing in the development of high-tech technologies for the development of oil and gas deposits, which makes it possible to justify cost-effective ways to develop hard-to-recover hydrocarbon reserves.

Innovations in the oil and gas industry also make it possible to rationally use the subsoil, ensure the sustainable functioning of the environment and increase the company's revenues. Active innovation activity should be associated with the effective use of the innovative potential of the company.

In modern conditions, Russian oil and gas companies require the formation of a strategic management system that will be aimed at innovative development and contribute to the fuller use of the innovative potential of an oil and gas company.

The innovative potential of an oil and gas company is a complex of resources necessary for the implementation of innovative activities. Such resources, in particular, include scientific and technical, technological, infrastructural, information, material and production, financial, personnel, intellectual, organizational and managerial, etc. (fig. 3)



Figure 6. Resources of the innovative potential of an oil and gas company.

Innovation potential determines the ability and readiness of an oil and gas company to change and innovate. The ability and readiness are characteristics of the resource base of the enterprise, i.e. the innovative potential can be understood as the resources that the enterprise should direct to transformations in its development and the organizational and managerial capabilities that it possesses.



Sources of innovation potential growth, as a rule, are associated with the development of innovative knowledge and technologies; concentration of innovation potential resources for strategic development; creation and development of innovation infrastructure; minimization of innovation risks (production, technological, organizational and managerial, etc.); the ability of organizational structures and management to flexibly respond to changes in tasks and conditions of activity, the formation of a system of motivation of personnel at all levels at all stages of the innovation process (encouraging exploratory work, innovation proposals, creativity, new thoughts, ideas and projects); increasing the degree of involvement of personnel in improving business processes and innovative development of the company, etc.

### **1.6. Realizing the potential**

To successfully realize the innovative potential, it is necessary to solve the following tasks:

- change the composition and structure of the consumed means of production (fixed assets and working capital), which will entail a change in the composition and increase the requirements for the professional and qualification structure of the company's personnel;
- change the circle of stakeholders of the company and old experience, and previously established relationships that become insufficient or ineffective;
- innovation activity should change the structure of costs and incomes of the enterprise, the current costs of the enterprise, as a rule, are growing, and the behavior of future incomes in connection with the creation and development of innovations is remote in time and therefore uncertain.

To manage the innovative potential of an oil and gas producing enterprise, it is necessary to carry out its assessment, which includes the following stages:

1. identification and development of a system of indicators and parameters by which the assessment of the innovative potential and innovative activity of the enterprise will be carried out;
2. creation of a monitoring system for controlled indicators and pa

### **1.7 Intellectual deposit**

The Intelligent deposit system. As one of the promising areas of technological development of the oil and gas company, the concept of equipping the field with the help of "intelligent field" technologies is put forward. The possibility and ability to introduce technologies to THEM largely determines the high innovative potential of the company and requires the involvement of a huge amount of resources.



Figure 7. "Intelligent field"

The system of "intelligent field" proposed in this work in the oil and gas field is a set of technologies and a set of business processes that allow optimizing the production of hydrocarbons, reducing costs by timely identification of production

problems and prompt decision-making of managers at various levels of management based on real-time data.

With the introduction of technologies, they can get various effects that determine just the high innovative potential of the system.

So, as a rule, it is possible to achieve serious savings in operating costs. IM technologies make it possible to reduce the cost of maintaining equipment through the effective use of preventive measures to prevent its failure; on the in-field infrastructure due to optimal modes of equipment use; on energy consumption.

With the introduction of technologies, they also increase the speed of managerial decision-making by using information from integrated models and developed databases. World experience shows that with the introduction of IM technologies, the speed of managerial decision-making increases by 40% compared to traditional fisheries management systems.

As long-term effects of the introduction of technologies, they can note the optimization of the field development plan and the increase in the efficiency of asset management, which reduces the multi-time investment costs associated, for example, with the commissioning of new industrial facilities in the field.

In addition, there are several other significant results of the introduction of IM technologies at oil and gas enterprises: saving on maintenance and reducing the degree of human involvement.

The potential of IM technologies is high, and this is due to the fact that the demand for such systems will increase as oil and gas companies move into hard-to-reach areas and work on hard-to-develop fields with hard-to-recover reserves. With the introduction of technologies, they increase the requirements for personnel, their qualifications, the ability to adapt to innovative systems and work effectively in these conditions, thereby making more effective use of the personnel potential of the oil

company. In general, the introduction of IM systems will contribute to the development of the innovative potential of the company.

In this study, the author analyzed five foreign projects (oil and gas companies: BruneiShellPetroleum, SaudiAramco, Statoil, ONGC, PEMEX), where IM technologies were introduced. As a result of the introduction of technologies, he received an increase in average annual profit from 15 to 20%.

Investments for technical re-equipment include the installation of additional instrumentation, multiphase flow meters, automated fittings and valves. Investments related to the modernization of the information component of the IM system include the installation of software, the purchase of licenses and the laying of communication cables. The IM system provides for the creation of databases and the elaboration of scenarios. To do this, it is necessary to involve third-party consulting and expert groups to collect expert opinions and develop scenario approaches.

This system contributes to a significant change in the indicators of the field development project:

- will reduce the cost of hydrocarbon production;
- will increase the level of the organization's capabilities, open up new promising areas;
- will allow to continuously optimize the production and technical indicators of the oil and gas industry;
- provide a high level of staff training;
- strengthen monitoring of the work performed, involve more IT personnel and management staff in the production process;
- form a database that contributes to the development of the company's innovative potential and is ready for use in subsequent projects;

- will eliminate the occurrence of predicted emergencies by calculating them and warning the personnel involved, by means of notification;
- will allow for more thorough training to familiarize the personnel at the production facility with certain technical information, the connection of senior management for conference calls;
- reduce the influence of the human factor on the transmission of information, eliminate human error.
- creation of new jobs, and modernization of monitoring methods.



Figure 8. Oil and Gas well Drilling Monitoring Department.