

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 Федеральное Государственное Автономное
 Образовательное Учреждение Высшего Образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 ООП/ОПОП: «Технология строительства нефтяных и газовых скважин»
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА МАГИСТРАНТА

| |
|---|
| Тема работы |
| Тенденции развития интеллектуального заканчивания нефтяных и газовых скважин |

УДК: 622.245-93-027.43

Обучающийся

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|-------------------------------|---------|------|
| 2БМ13 | Нетесов Алексей Александрович | | |

Руководитель ВКР

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|----------------------------|------------------------|---------|------|
| Доцент | Ковалев Артем Владимирович | к.т.н. | | |

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|---------------|-----------------------|------------------------|---------|------|
| Профессор ОНД | Шарф Ирина Валерьевна | д.э.н. | | |

По разделу «Социальная ответственность»

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|------------|----------------------------|------------------------|---------|------|
| Доцент ООД | Сечин Андрей Александрович | к.т.н. | | |

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

| Руководитель ООП | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|------------------|------------------------------|------------------------|---------|------|
| Доцент ОНД | Минаев Константин Мадестович | к.х.н. | | |

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ ООП/ОПОП

| Код компетенции | Наименование компетенции |
|---|---|
| Универсальные компетенции | |
| УК(У)-1 | Способен осуществлять поиск, критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, выработать стратегию действий |
| УК(У)-2 | Способен управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла |
| УК(У)-3 | Способен организовывать и руководить работой команды, выработывая командную стратегию для достижения поставленной цели |
| УК(У)-4 | Способен применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия |
| УК(У)-5 | Способен анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия |
| УК(У)-6 | Способен определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки |
| Общепрофессиональные компетенции | |
| ОПК(У)-1 | Способен решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области |
| ОПК(У)-2 | Способен осуществлять проектирование технологических процессов, объектов в нефтегазовой отрасли с использованием компьютерных технологий |
| ОПК(У)-3 | Способен разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии |
| ОПК(У)-4 | Способен находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности |
| ОПК(У)-5 | Способен оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизируя и обобщая достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях |
| ОПК(У)-6 | Способен участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания |
| Профессиональные компетенции | |

| | |
|----------------|--|
| ПК(У)-1 | Способен осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами строительства скважин |
| ПК(У)-2 | Способен обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию бурового оборудования |
| ПК(У)-3 | Способен планировать и проводить аналитические, имитационные и экспериментальные исследования, критически оценивать данные и делать выводы |
| ПК(У)-4 | Способен проводить анализ и обобщение научно-технической информации в области строительства скважин |
| ПК(У)-5 | Способен разрабатывать методическое обеспечение для первичной периодической подготовки и аттестации специалистов в области строительства скважин |

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 Федеральное Государственное Автономное
 Образовательное Учреждение Высшего Образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 ООП/ОПОП: «Технология строительства нефтяных и газовых скважин»
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП/ОПОП
 _____ Минаев К.М.
 (Подпись) (Дата) (ФИО)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

| Группа | ФИО |
|--------|-------------------------------|
| 2БМ13 | Нетесов Алексей Александрович |

Тема работы:

| Тенденции развития интеллектуального заканчивания нефтяных и газовых скважин | |
|---|-----------------------|
| Утверждена приказом директора | №40-9/с от 09.02.2023 |

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

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

| | |
|--|---|
| <p>Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности)</i></p> | <p>Объект исследования – Интеллектуальное заканчивание скважин; Предмет исследования – основные принципы и технологии интеллектуального заканчивания, а также их применение на практике.</p> |
|--|---|

| | |
|---|--|
| <i>эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i> | |
| Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i> | 1. Аналитический обзор литературы 1.1 Цель и актуальность исследования 1.2 Первые интеллектуальные скважины 1.3 Основные компоненты интеллектуального заканчивания скважин 1.4 Значение интеллектуального заканчивания в нефтегазовой отрасли 1.5 Состав интеллектуальной скважинной технологии 1.6 Геофизические исследования и моделирование 2. Секционное заканчивание 2.1 Системы против-песочного заканчивания 2.2 Пассивные устройства управления потоком 2.3 Автономные устройства контроля притока (AICD) и их применение 2.4 Поинтервальные клапаны контроля (КПиК) 3. Интеллектуальная система заканчивания скважин «Managa» 4. Анализ эффективности интеллектуального заканчивания скважин |
| Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i> | Иллюстрация элементов секционного заканчивания. Общая схема УКП. Иллюстрация строения системы «Managa». |
| Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i> | |
| Раздел | Консультант |
| Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение | Шарф И. В., д.э.н., профессор отделения нефтегазового дела Инженерной школы природных ресурсов |
| Социальная ответственность | Сечин А.А., к.т.н., доцент отделения общетехнических дисциплин Инженерной школы природных ресурсов |
| Часть на иностранном языке | Айкина Т.Ю., к.ф.н., доцент отделения иностранных языков |
| Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: | |
| Trends in the development of intelligent completion of oil and gas wells | |

| | |
|---|------------|
| Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику | 11.02.2023 |
|---|------------|

Задание выдал руководитель:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|------------------|----------------------------|-------------------------------|----------------|-------------|
| Доцент | Ковалев Артем Владимирович | к.т.н. | | 11.02.2023 |

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|---------------|-------------------------------|----------------|-------------|
| 2БМ13 | Нетесов Алексей Александрович | | 11.02.2023 |

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 Федеральное Государственное Автономное
 Образовательное Учреждение Высшего Образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Уровень образования: Магистратура
 ООП/ОПОП: «Технология строительства нефтяных и газовых скважин»
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения: весенний семестр 2022/2023 учебного года

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

| Группа | ФИО |
|--------|-------------------------------|
| 2БМ13 | Нетесов Алексей Александрович |

Тема работы:

| |
|---|
| Тенденции развития интеллектуального заканчивания нефтяных и газовых скважин |
|---|

| | |
|--|--|
| Срок сдачи обучающимся выполненной работы: | |
|--|--|

| Дата контроля | Название раздела (модуля) / вид работы (исследования) | Максимальный балл раздела (модуля) |
|---------------|--|------------------------------------|
| 27.01.2023 | 1. Составление списка источников по тематике диссертации | 5 |
| 25.03.2023 | 2. Проведение литературного обзора по тематике диссертации | 35 |
| 07.04.2023 | 3. Анализ развития интеллектуального заканчивания скважин | 20 |
| 26.04.2023 | 4. Анализ материалов с использованием отечественного и зарубежного опыта по тематике диссертации | 25 |
| 18.05.2023 | 5. Формулирование выводов | 10 |
| 28.05.2023 | 6. Предварительная защита | 5 |

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|--------------|------------------------|---------|------------|
| Доцент | Ковалев А.В. | к.т.н. | | 11.02.2023 |

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП/ОПОП

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-------------------------------------|------------------------------|-------------------------------|----------------|-------------|
| Доцент отделения нефтегазового дела | Минаев Константин Мадестович | к.х.н. | | 11.02.2023 |

Обучающийся

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|---------------|-------------------------------|----------------|-------------|
| 2БМ13 | Нетесов Алексей Александрович | | |

**ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

| | | | |
|---|-------------------------------------|---|---|
| Группа | | ФИО | |
| 2БМ13 | | Нетесов Алексей Александрович | |
| Школа | Инженерная школа природных ресурсов | Отделение школы (НОЦ) | Отделение нефтегазового дела |
| Уровень образования | Магистратура | Направление/специальность | 21.04.01 Нефтегазовое дело Технология строительства нефтяных и газовых скважин |
| Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»: | | | |
| 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 на внедрение системы интеллектуального заканчивания скважин | |
| 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 (часть 1) ФЗ № 146 от 31.07.1998 г. в ред. от 18.03.2023 Налоговый кодекс Российской Федерации (Часть 2) ФЗ № 117 от 5.08.2000 г. в ред. от 28.04.2023 | |
| Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке | | | |
| 1. <i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i> | | Обоснование перспективности на внедрение системы интеллектуального заканчивания скважин | |
| 2. <i>Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i> | | Расчеты затрат на внедрение системы интеллектуального заканчивания скважин | |
| 3. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i> | | Расчет итоговой стоимости внедрения системы интеллектуального заканчивания скважин | |
| Перечень графического материала | | | |
| Таблица - Сводный сметный расчет | | | |
| Дата выдачи задания для раздела по линейному графику | | | |

Задание выдал консультант:

| | | | | |
|------------------|------------|-------------------------------|----------------|-------------|
| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
| Профессор ОНД | Шарф И.В. | д.э.н., доцент | | |

Задание принял к исполнению студент:

| | | | |
|---------------|-------------------------------|----------------|-------------|
| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
| 2БМ13 | Нетесов Алексей Александрович | | |

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

| | | | |
|----------------------------|---------------------|----------------------------------|--|
| Группа | | ФИО | |
| 2БМ13 | | Нетесов Алексей Александрович | |
| Школа | | Отделение (НОЦ) | |
| Уровень образования | <u>Магистратура</u> | Направление/специальность | <i>21.04.01 «Нефтегазовое дело»/ «Технология строительства нефтяных и газовых скважин»</i> |

Тема ВКР:

| | |
|--|---|
| <i>Тенденция развития интеллектуального заканчивания нефтяных и газовых скважин</i> | |
| Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»: | |
| <p>Введение</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при эксплуатации | <ul style="list-style-type: none"> – Объект исследования: <i>Интеллектуальное заканчивание скважин.</i> – Область применения: <i>Использование интеллектуального заканчивания с целью оптимизации добычи.</i> – Рабочая зона: <i>полевые условия</i> – Размеры помещения (климатическая зона*): <i>Помещение площадью 60м², оборудованное мониторами для контроля показателей</i> • Количество и наименование оборудования рабочей зоны: <ul style="list-style-type: none"> – <i>Песчаные фильтры;</i> – <i>Устройства пассивного контроля;</i> – <i>Автономные устройства контроля;</i> – <i>Клапаны поинтервального контроля;</i> – <i>Системы мониторинга скважины.</i> • Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: <ul style="list-style-type: none"> – <i>Выбор способа заканчивания;</i> – <i>Мониторинг показателей;</i> |
| Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке: | |
| <p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при разработке проектного решения/при эксплуатации</p> | <ul style="list-style-type: none"> – "Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 30.04.2021) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.05.2021) – Статья с 297 по 302; |

| | |
|--|--|
| <ul style="list-style-type: none"> - специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. | <ul style="list-style-type: none"> - ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. "Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования"; - ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. "Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования"; - ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. "Оборудование производственное. Общие эргономические требования"; - ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. "Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования"; - ГОСТ 12.1.019-79, ГОСТ 12.1.030-81, ГОСТ 12.1.038-82, "Правила устройства электроустановок» (ПУЭ)"; - ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. "Опасные и вредные производственные факторы. Классификация"; - ГОСТ 12.1.003-2014 "Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности"; - СНиП 23-05-95 "Естественное и искусственное освещение"; ГОСТ 12.4.011-89 "Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация". |
| <p>2. Производственная безопасность при эксплуатации :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов - Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора | <ul style="list-style-type: none"> • Вредные производственные факторы: <ul style="list-style-type: none"> - Повышенный уровень вибрации. - Повышенный уровень шума. - Естественное и искусственное освещение. - Повышенная загазованность воздуха рабочей среды • Опасные производственные факторы: <ul style="list-style-type: none"> - движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; - электрический ток; - пожароопасность; - взрывоопасность - расположение рабочего места на значительной высоте. • Средства коллективной защиты: <ul style="list-style-type: none"> - Средства нормализации воздушной среды; - Средства нормализации освещения; |

| | |
|---|---|
| | <ul style="list-style-type: none"> – Средства защиты от повышенного уровня шума; – Средства защиты от повышенного уровня вибрации; – Средства защиты от поражения электрическим током; – Средства защиты от перепадов температуры. • Средства индивидуальной защиты: <ul style="list-style-type: none"> – Средства защиты от падения с высоты; – Средства защиты глаз; – Средства защиты головы; – Средства защиты органов слуха; – Средства защиты органов дыхания; – Средства защиты тела. |
| 3. Экологическая безопасность <u>при эксплуатации</u> | <ul style="list-style-type: none"> • <i>Анализ воздействия объекта на селитебную зону;</i> • <i>Анализ воздействия объекта на атмосферу</i> (выбросы, выхлопные газы); • <i>Анализ воздействия объекта на гидросферу</i> (сбросы, утечка горючесмазочных материалов); • <i>Анализ воздействия объекта на литосферу</i> (отходы, нарушение естественного залегания пород). |
| 4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях <u>при эксплуатации</u> | <ul style="list-style-type: none"> • Возможные ЧС: ГНВП, пожары, взрывы, загрязнение окружающей среды. • Наиболее типичная ЧС: ГНВП. |
| Дата выдачи задания для раздела по линейному графику | |

Задание выдал консультант:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|----------------------------|------------------------|---------|------|
| Доцент | Сечин Андрей Александрович | К.Т.Н. | | |

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|-------------------------------|---------|------|
| 2БМ13 | Нетесов Алексей Александрович | | |

Реферат

Выпускная квалификационная работа включает 91 страницы, 14 рисунков, 11 таблиц, 35 источников, 15 формул, 1 приложение.

Ключевые слова. Интеллектуальная скважина, добыча, клапан, приток, бурение, заканчивание скважин, система.

Объект исследования. Интеллектуальное заканчивание скважин.

Предмет исследования. Технология интеллектуального заканчивания скважин.

Цель работы. Анализ современных тенденций и развития интеллектуального заканчивания скважин в нефтегазовой отрасли

Результаты исследования: Рассмотрены основные принципы и технологии интеллектуального заканчивания, а также их применение на практике. Особое внимание уделено новым разработкам и инновационным решениям в области интеллектуального заканчивания скважин.

Область применения. Заканчивание нефтяных и газовых скважин.

Научная новизна данной работы. Предложены способы заканчивания для улучшения эффективности строительства и эксплуатации скважин.

Abstract

The graduation thesis consists of 91 pages, 14 figures, 11 tables, 35 sources, 15 formulas, and 1 appendix.

Keywords: Intelligent well, production, valve, influx, drilling, well completion, system.

Research object: Intelligent well completion.

Research subject: Intelligent well completion technology.

Research goal: Analysis of current trends and development of intelligent well completion in the oil and gas industry.

Research results: The main principles and technologies of intelligent well completion, as well as their practical application, have been examined. Special attention is given to new developments and innovative solutions in the field of intelligent well completion.

Scope of application: Completion of oil and gas wells.

Scientific novelty of this work: Proposed completion methods to improve the efficiency of well construction and operation.

Определения, обозначения, сокращения

КПиК – клапан поинтервального контроля притока;

ГРП – гидравлический разрыв пласта;

ОКП – устройства отрицательного контроля притока;

ТБ– техника безопасности;

УКП – устройство контроля притока;

WPM –Well Performance Monitor

| | |
|---|----|
| Оглавление | |
| Введение..... | 18 |
| 1. Аналитический обзор литературы..... | 19 |
| 1.1 Цель и актуальность исследования | 19 |
| 1.2 Первые интеллектуальные скважины | 20 |
| 1.3 Основные компоненты интеллектуального заканчивания скважин..... | 21 |
| 1.4 Значение интеллектуального заканчивания в нефтегазовой отрасли | 23 |
| 1.5 Состав интеллектуальной скважинной технологии | 24 |
| 2. Секционное заканчивание | 29 |
| 2.1 Системы противо-песочного заканчивания | 30 |
| 2.2 Пассивные устройства управления притоком..... | 32 |
| 2.3 Автономные устройства контроля притока (AICD) и их применение | 33 |
| 2.4 Поинтервальные клапаны контроля (КПиК)..... | 36 |
| 3. Интеллектуальная система заканчивания скважин «Managa»..... | 37 |
| 3.1 Анализ эффективности интеллектуального заканчивания скважин | 41 |
| 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.. | 49 |
| 4.1 Расчет затрат на материалы | 49 |
| 4.2 Амортизационные отчисления | 51 |
| 4.3 Доставка оборудования | 51 |
| 4.4 Расходы на заработную плату..... | 52 |
| 4.5 Отчисление на страховые взносы..... | 53 |
| 4.6 Составление сметы затрат на систему интеллектуального заканчивания | 54 |
| 4.7 Оценка экономической эффективности..... | 54 |
| 5. Социальная ответственность | 59 |
| 5.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности | 59 |
| 5.2. Производственная безопасность при эксплуатации..... | 61 |
| 5.3. Обоснование мероприятий по снижению воздействия вредных и опасных факторов | 63 |
| 5.4 Профилактические мероприятия по снижению уровней вибрации | 64 |
| 5.5 Определение воздухообмена при испарении растворителей и лаков | 67 |

| | |
|--|----|
| 5.6 Экологическая безопасность..... | 70 |
| 5.7 Мероприятия по защите атмосферы | 70 |
| 5.8 Мероприятия по защите гидросферы, литосферы..... | 71 |
| 5.9 Защита в чрезвычайных ситуациях | 72 |
| Заключение | 74 |
| Список литературы | 75 |

Введение

Нефтегазовая промышленность играет важную роль в мировой экономике, обеспечивая энергетическими ресурсами различные отрасли и население планеты. Однако, с увеличением добычи и использования этих природных ресурсов возникает необходимость в постоянном совершенствовании технологий и методов разработки месторождений. В этом контексте важную роль играет интеллектуальное заканчивание нефтяных и газовых скважин, которое является одним из ключевых элементов в процессе добычи углеводородов.

Тенденция развития интеллектуального заканчивания скважин становится все более заметной в современной нефтегазовой промышленности. Интеллектуальное заканчивание представляет собой комплекс технологических решений, позволяющих повысить эффективность добычи углеводородов и снизить затраты на эксплуатацию скважин.

В ходе исследования будут рассмотрены основные принципы и технологии интеллектуального заканчивания, а также их применение на практике. Особое внимание будет уделено новым разработкам и инновационным решениям в области интеллектуального заканчивания скважин.

Предполагается, что результаты и выводы данной работы будут полезны для специалистов в нефтегазовой промышленности, исследователей и всех заинтересованных лиц, работающих в данной сфере.

В итоге, улучшение эффективности и надежности интеллектуального заканчивания нефтяных и газовых скважин имеет потенциал для повышения производительности и эффективности добычи углеводородов, что является важным фактором для устойчивого развития нефтегазовой промышленности в будущем.

1. Аналитический обзор литературы

1.1 Цель и актуальность исследования

Цель и актуальность исследования по теме "тенденции развития интеллектуального заканчивания нефтяных и газовых скважин" состоят в следующем:

Цель исследования:

- Изучить современные тенденции и развитие интеллектуального завершения скважин в нефтегазовой отрасли.
- Определить новые технологии, методы и подходы, применяемые в интеллектуальном заканчивании скважин.
- Анализировать преимущества и потенциал интеллектуального завершения скважин для повышения производительности, снижения затрат и улучшения безопасности и экологической устойчивости.

Актуальность исследования:

- Интеллектуальное заканчивание скважин является важной областью развития в нефтегазовой отрасли, которая направлена на повышение эффективности добычи и сокращение операционных затрат.
- Современные технологии и инновации в области интеллектуального заканчивания скважин предлагают новые возможности для оптимизации процессов и улучшения результатов в добыче нефти и газа.
- Интеллектуальное заканчивание скважин имеет потенциал снижения негативного воздействия на окружающую среду, улучшения безопасности и обеспечения устойчивости добычи.
- Разработка новых технологий и методов интеллектуального заканчивания скважин продолжается, и исследование по данной теме позволит оценить текущие тенденции и прогнозировать будущие направления развития.

В целом, исследование по теме "тенденции развития интеллектуального заканчивания нефтяных и газовых скважин" является актуальным и важным для понимания современных достижений и потенциала интеллектуального заканчивания скважин в нефтегазовой отрасли. Оно позволит выявить новые возможности и преимущества для повышения эффективности добычи, снижения затрат и улучшения устойчивости отрасли.

1.2 Первые интеллектуальные скважины

Интеллектуальное заканчивание скважин (ИЗС) - это технология, применяемая в нефтяной и газовой промышленности для улучшения процессов бурения и добычи полезных ископаемых. ИЗС позволяет контролировать и оптимизировать потоки жидкости и газа внутри скважины, обеспечивая эффективность и безопасность операций.

История развития ИЗС началась с появления первых интеллектуальных систем. Ранние модели были простыми и основывались на использовании пробковых пробок и клапанов, установленных на дне скважины. Они позволяли контролировать потоки жидкости и газа, но были ограничены в функциональности [26].

С развитием технологий в области автоматизации и сенсорики в 1980-1990 годах, появились более сложные и усовершенствованные системы ИЗС. В этих системах использовались электронные и механические устройства, позволяющие регулировать потоки внутри скважины с высокой точностью. Это дало возможность управлять процессом добычи и бурения, осуществлять многостадийную фазированную закачку флюидов и обеспечивать безопасность операций.

В 2000-е годы с развитием компьютерных технологий и цифровой автоматизации произошел значительный скачок в развитии ИЗС. Появились более сложные системы, оснащенные сенсорами, электроникой и программным

обеспечением для сбора, анализа и передачи данных о скважине и ее окружении. Такие системы позволяют операторам контролировать и регулировать процессы добычи и бурения в реальном времени, принимать обоснованные решения и повышать эффективность работы скважин.

Современные системы ИЗС включают в себя такие элементы, как датчики давления, температуры, потока и состава флюидов, клапаны с электромеханическим управлением, системы передачи данных и компьютерное программное обеспечение для анализа и визуализации информации [27]. Они позволяют операторам мониторить и управлять всеми аспектами работы скважины и принимать решения для оптимизации процессов добычи.

ИЗС стало важным инструментом для нефтяной и газовой промышленности, позволяя повысить эффективность и безопасность операций, снизить затраты и улучшить контроль над процессом добычи полезных ископаемых. Развитие ИЗС продолжается, и ожидается, что в будущем технология будет становиться еще более усовершенствованной и автоматизированной, открывая новые возможности для нефтяной и газовой промышленности.

1.3 Основные компоненты интеллектуального заканчивания скважин

Интеллектуальное заканчивание скважин (интеллектуальные скважины) — это система, которая позволяет управлять процессом добычи нефти или газа из скважины с использованием различных компонентов и технологий. Вот основные компоненты, которые могут входить в состав интеллектуального заканчивания скважин:

- Датчики: Интеллектуальная скважина обычно оснащена различными датчиками, которые собирают данные о состоянии скважины и ее окружающей среды. Это могут быть датчики давления, температуры, расхода флюидов, уровня

жидкости и другие. Данные от датчиков передаются в систему управления скважиной для анализа и принятия решений.

– Контроллеры и системы управления: Интеллектуальная скважина обычно имеет контроллеры и системы управления, которые обрабатывают данные от датчиков и принимают решения на основе предварительно заданных параметров. Эти системы могут автоматически регулировать дебит скважины, контролировать давление, управлять клапанами и другими устройствами.

– Клапаны и приводы: Интеллектуальная скважина может быть оборудована электроуправляемыми или гидроуправляемыми клапанами и приводами. Эти устройства позволяют регулировать потоки флюидов в скважине и на поверхности, обеспечивая оптимальные условия добычи.

– Системы передачи данных: Для передачи данных от датчиков и команд управления используются специальные системы передачи данных, такие как кабели, беспроводные связи или оптические волокна. Это позволяет операторам мониторить и управлять скважиной удаленно.

– Разъединительные устройства: Интеллектуальная скважина может иметь различные разъединительные устройства, такие как запорные клапаны или задвижки, которые могут использоваться для изоляции определенных участков скважины или выполнения ремонтных работ без остановки всей добычной системы.

– Искусственные нагнетательные системы: В некоторых случаях в интеллектуальных скважинах применяются искусственные нагнетательные системы, такие как погружные насосы или гидравлические насосы, чтобы обеспечить непрерывное и эффективное извлечение нефти или газа из скважины [30].

Фактический набор компонентов и их конфигурация могут различаться в зависимости от конкретных требований и условий добычи.

1.4 Значение интеллектуального заканчивания в нефтегазовой отрасли

Интеллектуальное заканчивание скважин имеет значительное значение в нефтегазовой отрасли и может принести несколько преимуществ:

- Увеличение производительности:

Интеллектуальное заканчивание позволяет оптимизировать производительность скважины. С помощью датчиков и систем управления можно непрерывно мониторить параметры скважины, такие как давление, температура и расход флюидов, и автоматически регулировать рабочие параметры для достижения оптимальной производительности. Это может привести к увеличению объема добычи нефти или газа.

- Снижение затрат и повышение эффективности:

Интеллектуальное заканчивание позволяет более эффективно управлять процессом добычи. Автоматизация и удаленное управление позволяют снизить операционные затраты, минимизировать время простоя скважины и улучшить общую эффективность производства. Операторы могут получать реально-временную информацию о состоянии скважин и принимать оперативные решения для оптимизации процесса добычи.

- Улучшенное обнаружение и устранение неисправностей:

Интеллектуальные скважины обеспечивают непрерывное мониторинг состояния и производительности. Это позволяет операторам быстро обнаруживать любые неисправности или отклонения от нормы и принимать меры по их устранению. Более быстрое обнаружение и реагирование на проблемы помогает сократить потери производства и предотвратить серьезные поломки оборудования.

- Безопасность и экологическая устойчивость:

Интеллектуальное заканчивание может способствовать повышению безопасности и снижению негативного влияния на окружающую среду.

Мониторинг состояния скважин и автоматическое управление позволяют своевременно реагировать на потенциально опасные ситуации и предотвращать аварии или утечки [31]. Это также способствует оптимальному использованию ресурсов и снижению выбросов парниковых газов.

Интеллектуальное заканчивание скважин играет важную роль в оптимизации добычи нефти и газа, повышении эффективности, снижении затрат и улучшении безопасности в нефтегазовой отрасли.

1.5 Состав интеллектуальной скважинной технологии

Интеллектуальная скважина (ИС) представляет собой скважину, оснащенную различными датчиками, системами контроля и управления, а также коммуникационными интерфейсами и состоит из наземного и скважинного оборудования.

Особое внимание уделяется системе управления и регулирования, которая обеспечивает возможность удаленного регулирования процессов в скважине. Регулирование скорости добычи позволяет восстанавливать энергию пласта в случае недостаточного пластового давления. Это позволяет эффективно контролировать межслойные помехи, предотвращать прорыв воды, снижать содержание воды, продлевать время эффективной разработки пласта, оптимизировать добычу нефти и увеличивать добычу нефти и газа в скважине.

– Система обнаружения и сбора скважинной информации:

Система обнаружения и сбора скважинной информации включает размещенные по стволу скважины постоянные или полупостоянные датчики. Электронные, волоконно-оптические и кварцевые датчики используются для обнаружения и сбора данных в реальном времени, таких как температура, давление, расход, смещение и время.

– Система управления производственными жидкостями:

Система управления производственными жидкостями включает в себя набор скважинных инструментов, которые могут быть управляемыми без использования проводов. Эти инструменты включают пакеры, дроссельные клапаны, клапаны регулирования расхода и переключающие устройства для герметизации ствола скважины. Для управления этими инструментами используются гидравлические и гидроэлектрические методы, хотя в последние годы появились и полностью электрические системы управления.

– Система передачи информации о данных:

Система передачи данных играет важную роль в связи между системой управления производственными жидкостями и системой анализа данных. Она обеспечивает передачу команд управления в скважину на основе собранных данных в реальном времени. Обычно это осуществляется с помощью кабелей или оптического волокна, хотя также применяются методы передачи информации с использованием давления или электромагнитных волн.

– Система анализа данных в скважине:

Система анализа данных в скважине обрабатывает необработанные данные, полученные от скважинных датчиков. Путем применения программных систем она суммирует и проверяет данные, помогая пользователям четко понимать текущее состояние скважины [33]. Программное обеспечение для анализа данных использует методы проектирования резервуаров, оптимизации, численного моделирования и прогнозирования резервуаров для анализа и сбора динамических данных о добыче. Это помогает пользователям принимать соответствующие корректирующие решения.

Исследование эффективности добычи нефти в России сталкивается с ограничениями, связанными с природными особенностями месторождений. Особенно это относится к низкопроницаемым коллекторам, где значительная часть нефтяных запасов остается недоступной для разработки. В этих условиях применение горизонтальных скважин, обладающих большей площадью контакта

с пластом, позволяет повысить эффективность добычи. Горизонтальные скважины обеспечивают значительно более высокие дебиты нефти, в 2,4 раза превышающие вертикальные скважины, благодаря большой поверхности фильтрации. Однако неравномерные фильтрационные и емкостные характеристики различных участков горизонтального ствола влияют на характер потока жидкости и могут привести к неполной выработке нефтяных запасов и образованию обводненных зон. Также проблемой является эффективность ремонта изоляции, вызванная несоответствием методик геолого-физическим характеристикам пластов. В свете этих проблем, разработка интеллектуальных заканчиваний, способных управлять потоком в конкретных участках и обеспечивать компенсацию изменений свойств пласта, становится все более актуальной.

Интеллектуальные заканчивания представляют собой системы, способные провести мониторинг и управлять потоком в скважине на протяжении всего ее срока службы. Для достижения этой цели в скважинах устанавливаются клапаны управления потоком, которые могут быть изолированы многоходовыми пакерами для обеспечения доступа к датчикам и гидрорегулирующим линиям. Клапаны могут быть встроены в приводные валы скважин (с возможностью извлечения НКТ) или вставлены в оправку бокового кармана (с возможностью извлечения кабеля) с использованием электрического или гидравлического привода. Такая система позволяет регулировать приток нефти и воды в горизонтальных скважинах путем отделения сильно обводненных участков без прекращения добычи нефти.

Процесс интеллектуального заканчивания скважин включает в себя следующие основные этапы:

- Выбор оптимального типа и конфигурации заканчивания скважины в соответствии с ее геологическими характеристиками и проектными параметрами.

– Установка специальных инструментов и систем на дне скважины, таких как интеллектуальные комплекты нагнетательных и добывающих колонн (ICD - Intelligent Completion Devices) и системы затворов (ICV - Intelligent Completion Valves).

– Проведение мониторинга и контроля работы скважины с помощью датчиков и систем сбора данных. Это позволяет получить информацию о динамике добычи и притока углеводородов, что помогает оптимизировать работу скважины.

– Управление рабочими параметрами и режимами работы скважины с использованием удаленного управления. ИЗС позволяет изменять режимы заканчивания скважины, например, открывать или закрывать затворы, регулировать расход жидкости или газа.

– Анализ данных и принятие решений на основе полученной информации. ИЗС позволяет операторам скважин принимать более обоснованные и точные решения относительно оптимального использования ресурсов и управления процессами добычи.

Интеллектуальное заканчивание скважин представляет собой передовую технологию, которая способствует оптимизации добычи углеводородов и повышению эффективности работы скважин в нефтегазовой промышленности.

В процессе разработки высокопроницаемых секционных коллекторов с использованием горизонтальных скважин для добычи маловязкой нефти стало ясно, что одной из главных проблем является неоднородность притока в скважину, которая может приводить к образованию конусов воды или газа. (см. рисунок 1).

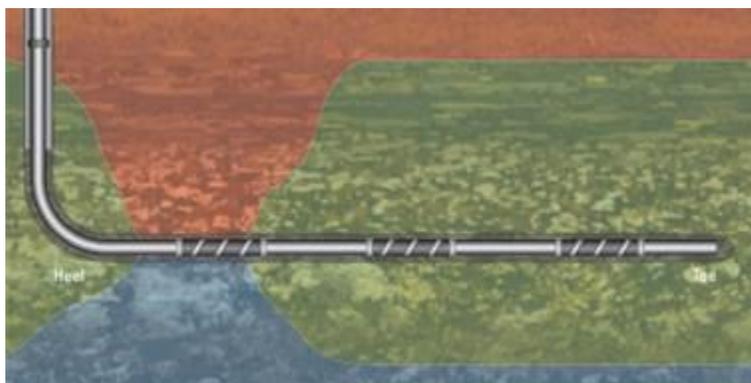


Рисунок 1 – Образование конусов газа и воды при разработке нефтяной оторочки

1.6 Геофизические исследования и моделирование.

В контексте темы геофизические исследования и моделирование играют важную роль. Они предоставляют ценную информацию о подземных структурах и свойствах пластов, а также помогают оптимизировать процессы интеллектуального заканчивания скважин. Вот некоторые аспекты геофизических исследований и моделирования, связанные с развитием интеллектуального заканчивания скважин:

– Сейсмическое исследование:

Сейсмическая съемка позволяет изучать подземную структуру и свойства пластов, такие как проницаемость и насыщение флюидами. Эти данные сейсмических исследований могут быть использованы для построения геологических моделей и определения оптимального расположения и конфигурации скважин.

– Гравитационное исследование:

Гравитационные методы используются для измерения гравитационного поля Земли, что может помочь в определении плотности подземных структур и их границ. Это позволяет получить информацию о геологических структурах и уточнить модели пластов.

– Магнитное исследование:

Магнитные методы позволяют изучать магнитные свойства подземных структур. Это может быть полезно для определения наличия металлических объектов или идентификации геологических изменений.

– Электромагнитное исследование:

Электромагнитные методы используются для изучения электрической проводимости подземных структур. Они могут помочь в определении проницаемости пластов, насыщения флюидами и выявлении изменений в геологической структуре.

– Моделирование пластов:

Геофизические данные совместно с данными бурения и другими источниками информации используются для создания моделей пластов. Эти модели позволяют прогнозировать поведение скважин, оптимизировать процессы добычи и оценить эффективность интеллектуального заканчивания.

Геофизические исследования и моделирование играют важную роль в понимании подземных структур и свойств пластов, что является основой для оптимизации процессов интеллектуального заканчивания скважин. Они помогают принимать более обоснованные решения, повышать эффективность добычи и снижать операционные риски в нефтегазовой отрасли.

2. Секционное заканчивание

Секционное заканчивание скважин (СЗС) - это технология, применяемая в нефтяной и газовой промышленности для разделения и изоляции различных зон в скважине. СЗС позволяет управлять потоками жидкости и газа в разных частях скважины, что обеспечивает эффективность и безопасность процессов добычи.

Основная идея секционного заканчивания заключается в том, чтобы разделить скважину на несколько секций с помощью специальных цементных колонн или металлических труб. Каждая секция может иметь различные

свойства, такие как проницаемость, давление и состав флюидов, что позволяет контролировать и оптимизировать процессы добычи.

.На рисунке 2 представлены основные элементы секционного заканчивания скважин. В состав такого заканчивания могут входить следующие устройства:

- Для предотвращения удаления песка из слабоуплотненных пород применяются песчаные фильтры (Sandcontrol, Gravelpack).
- Пакеры (AFI) используются для создания преграды между отдельными секциями скважины и изоляции потока.
- Устройства управления отрицательным потоком (ICD) используются для выравнивания потока вдоль ствола скважины.
- Использование саморегулирующихся устройств (AICD) позволяет сократить приток нежелательных фаз, таких как газ или вода, в каждом отдельном интервале скважины.
- Клапаны поинтервального контроля потока (КПиК) (ICV) разработаны для точной регулировки расхода в каждом отдельном участке.

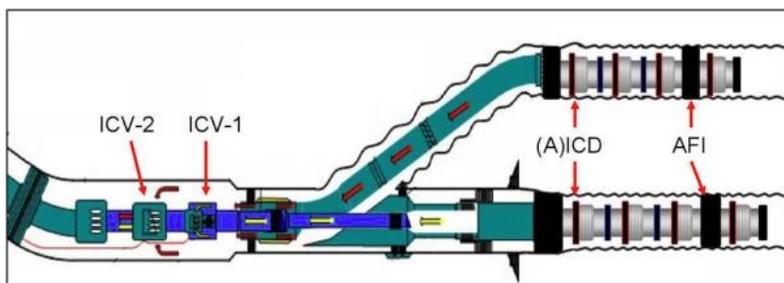


Рисунок 2 – Элементы секционного заканчивания

2.1 Системы противо-песочного заканчивания

Данная технология, разработанная для предотвращения проникновения песка и других твердых частиц в скважину во время добычи нефти и газа. Песок

может быть проблемой, так как он может повредить оборудование и затруднить потоки флюидов.

Система противо-песочного заканчивания в современной практике (см. рисунок 3) включает в себя следующие основные компоненты:

- Фильтрационные элементы: Это специальные фильтры, устанавливаемые внутри скважины, чтобы предотвратить проникновение песка и других твердых частиц внутрь. Фильтрационные элементы имеют маленькие отверстия или пропускные способности, которые позволяют проходить только флюидам, но задерживают твердые частицы.

- Сенсоры и датчики: Система противо-песочного ИЗС обычно оснащается сенсорами и датчиками, которые мониторят состояние фильтрационных элементов и потоков флюидов. Это позволяет операторам контролировать и анализировать процессы фильтрации и обнаруживать любые проблемы, связанные с песком или засорением.

- Системы самоочистки: Некоторые системы противо-песочного заканчивания могут быть оснащены системами самоочистки, которые позволяют удалить задержанные твердые частицы из фильтрационных элементов. Это может включать промывку фильтров или применение ультразвука для разрушения образовавшихся отложений.

Так-же Противо-песочное заканчивание может быть интегрировано в общую систему ИЗС, что позволяет операторам мониторить и управлять процессом фильтрации в режиме реального времени. Это позволяет быстро реагировать на изменения условий и принимать соответствующие меры для предотвращения проблем с песком.

Система противо-песочного интеллектуального заканчивания скважины является важной технологией для обеспечения безопасной и эффективной работы скважин при добыче нефти и газа.

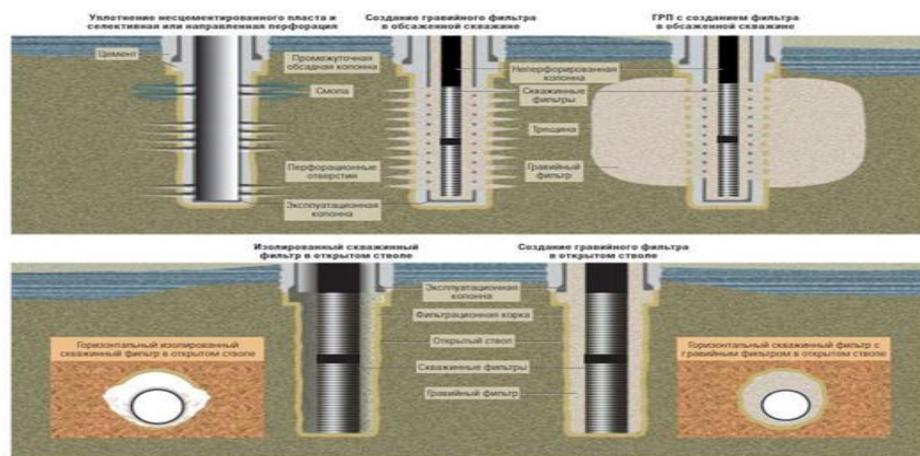


Рисунок 3 – Технологии контроля выноса песка из слабосцементированных коллекторов

2.2 Пассивные устройства управления притоком

УПКП является одним из методов контроля потока флюидов в скважине без необходимости активного вмешательства. Оно предназначено для предотвращения нежелательного притока песка, воды или газа из окружающих пластов и обеспечения оптимальной добычи нефти или газа.

Устройство пассивного контроля притока может быть выполнено различными способами, но основной принцип заключается в создании преграды, которая предотвращает приток нежелательных флюидов в скважину

Схема работы УКП показана на рисунке 4. Жидкость, добытая из скважины, проходит первоначально через сито или песчаный фильтр, после чего направляется в специальную камеру, которая ограничивает её поток, и затем поступает в основную шахту.

В нефтяной отрасли можно выделить шесть основных типов ограничителей: лабиринтные, спиральные, пазовые, трубчатые, штуцерные и ограничители, выполненные в виде отверстий [34].

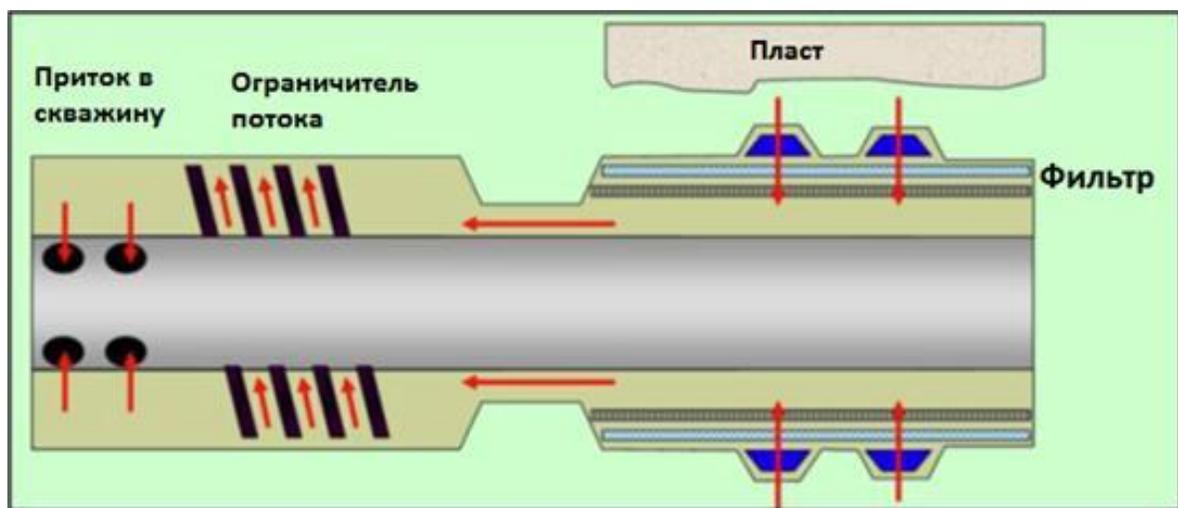


Рисунок 4 – Общая схема устройства контроля притока

2.3 Автономные устройства контроля притока (АИД) и их применение

Автономные устройства контроля притока (АИД) - это инновационная технология, используемая в нефтяной и газовой промышленности для автоматического контроля и управления притоком флюидов в скважине. Они работают на основе физических принципов и автономно реагируют на изменения условий в скважине без необходимости внешнего управления или электропитания.

Применение автономных устройств контроля притока включает контроль песчаного притока АИД используются для предотвращения притока песка в скважину. Они могут автоматически реагировать на изменения потока флюидов и создавать препятствия для задержания песчаных частиц, предотвращая их проникновение в скважину.

Так-же наблюдается оптимизация процессов добычи, устройства помогают улучшить эффективность добычи путем контроля и регулирования потоков флюидов внутри скважины. Они могут автоматически адаптироваться к изменениям условий, таким как изменение пластового давления или изменение

вязкости флюидов, и оптимизировать процессы добычи в режиме реального времени.

Использование AICD позволяет снизить необходимость в человеческом вмешательстве и обслуживании скважин. Они автономно работают и требуют минимального контроля со стороны операторов, что снижает операционные затраты и повышает безопасность.

На рынке представлены два продукта, которые успешно прошли испытания и могут быть использованы для достижения данной цели.

- Клапаны Rate Control Production (RCP) от компании Тендека (см. рисунок 5).
- Fluid Diode (FD) от компании Halliburton (см. рисунок 6).

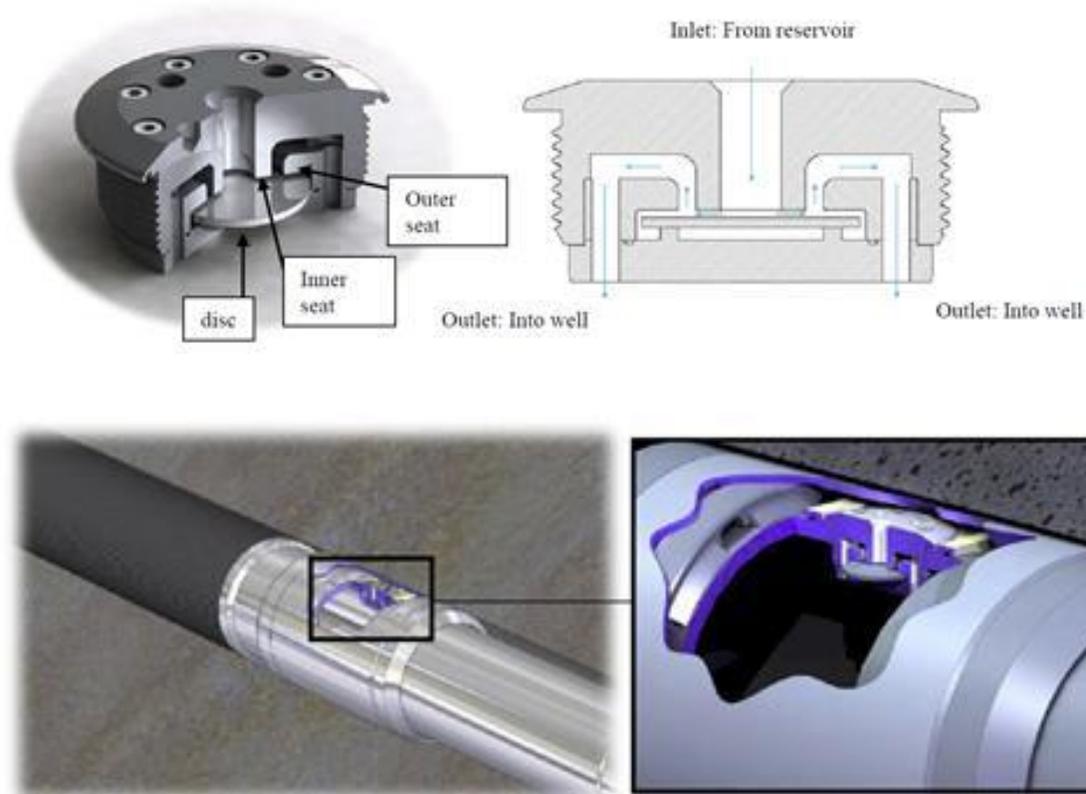


Рисунок 5 – RCP клапан

Работа клапанов RCP основана на принципе Бернулли, который утверждает, что сумма статического и динамического давлений, а также потери давления в результате трения вдоль пути движения жидкости, равна друг другу.

Конструкция этих устройств позволяет более вязкой нефти проникать непосредственно в добывающую трубу, в то время как менее вязкая вода обтекает входное отверстие (см. рисунок 7), создавая дополнительный перепад давления и уменьшая приток в скважину.

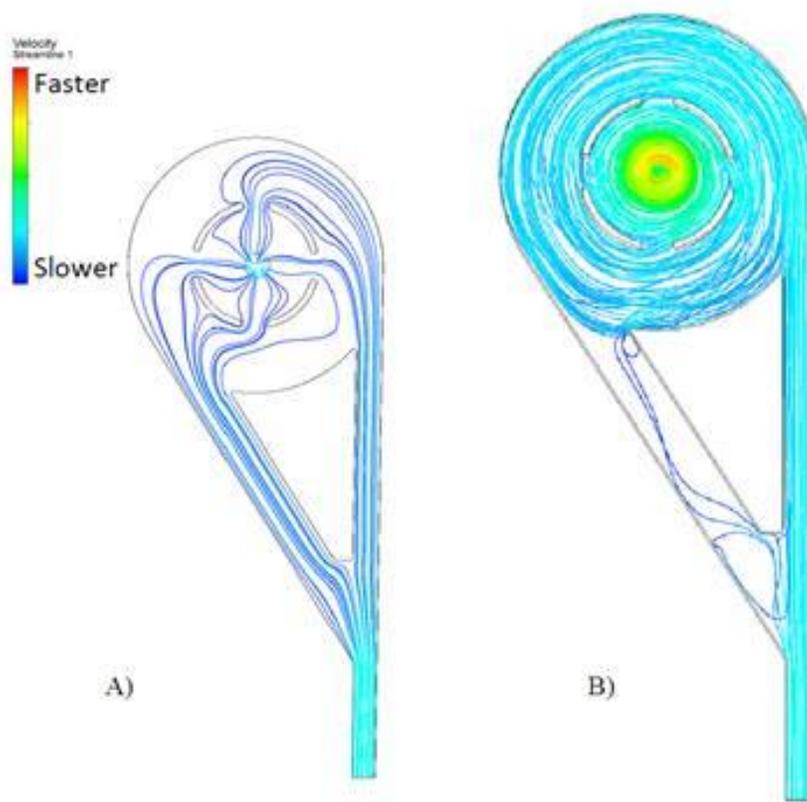


Рисунок 7 – Движение флюида через ограничитель FD; а – нефть, б – вода

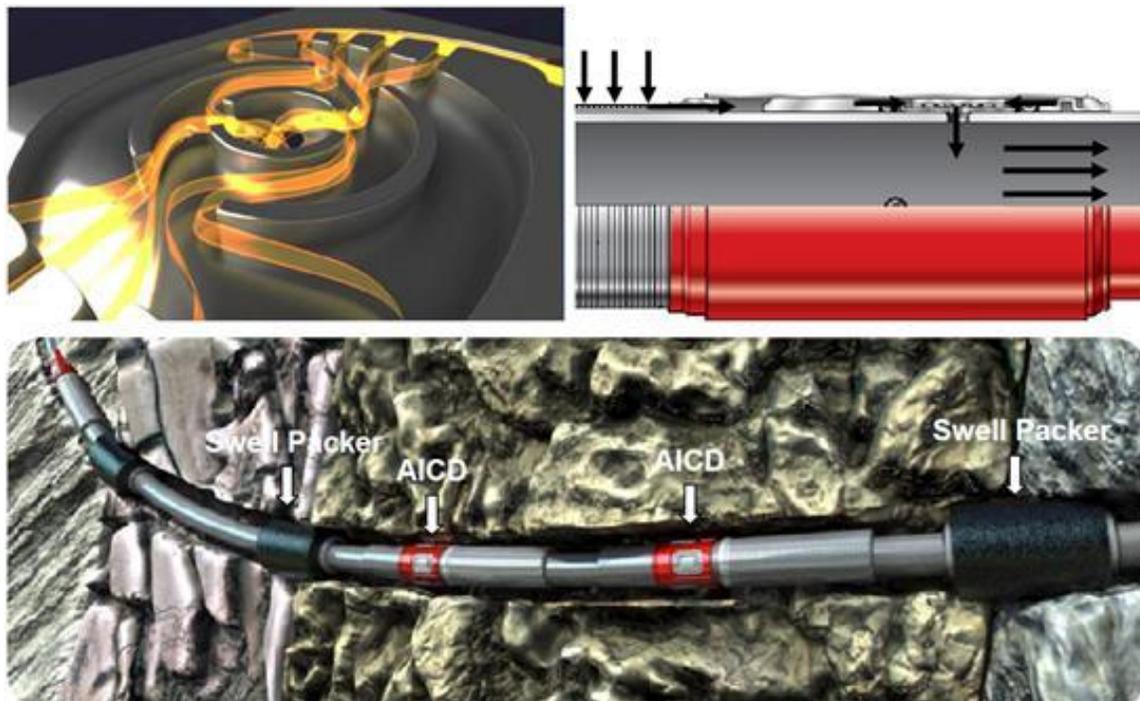


Рисунок 6 – FD клапан

2.4 Поинтервальные клапаны контроля (КПиК)

Поинтервальные клапаны контроля притока (КПиК) являются важной составной частью системы управления скважинами. Они используются для регулирования дебита в каждом интервале скважины, что позволяет достичь оптимальной эксплуатации и максимальной добычи нефти или газа.

Основная функция КПиК заключается в управлении потоком жидкости или газа внутри скважины. Они могут быть установлены в различных точках скважины, как вертикальной, так и горизонтальной. КПиК позволяют контролировать и регулировать давление, расход и направление потока в каждом интервале скважины, что обеспечивает оптимальную производительность и эффективность добычи.

Внешний вид и конструкция КПиК могут варьироваться в зависимости от производителя и конкретных требований скважины. Они обычно состоят из корпуса с клапаном, который может быть управляем механически,

гидравлически или электрически. Клапаны могут иметь различные режимы работы, такие как полностью открытый, полностью закрытый или регулируемый, что позволяет точно контролировать поток в каждом интервале скважины.

Преимущества использования КПиК включают возможность максимальной оптимизации добычи, снижение нежелательных веществ или фаз в скважине, а также более точное управление и контроль над процессом добычи. Они также способствуют улучшению безопасности и экономической эффективности добычи углеводородов.

3. Интеллектуальная система заканчивания скважин «Manara»

Manara - это электрическая интеллектуальная система управления и мониторинга скважины. Система Manara включает в себя станцию с измерительными датчиками, клапаном регулирования потока, индуктивной муфтой и программным обеспечением. Она предназначена для оптимизации режима добычи и контроля параметров скважины.

Система Manara предоставляет измерения обводненности, расхода жидкости, давления и температуры на забое пласта в каждой зоне скважины. Эти данные позволяют определить объем флюида, добываемого из каждой зоны, что способствует оптимизации режима добычи и скорости отбора. Система Manara особенно полезна в длинных горизонтальных скважинах, многоствольных скважинах, скважинах с повышенной площадью контакта с пластом и скважинах с большим отклонением от вертикали.

Система Manara обладает рядом уникальных преимуществ. Во-первых, она способствует максимальному увеличению объема добычи. Во-вторых, благодаря проактивному управлению процессом разработки, она повышает коэффициент нефтеотдачи. В-третьих, она обеспечивает общее снижение эксплуатационных затрат на скважину.

Индуктивная муфта в составе системы Manara позволяет беспроводно передавать данные и энергию между вращающимися и неподвижными частями скважинного оборудования. Это обеспечивает эффективный мониторинг и управление скважиной без необходимости проводных подключений.

Программное обеспечение системы Manara обеспечивает анализ и обработку собранных данных, визуализацию результатов и помогает операторам принимать информированные решения по оптимизации процессов добычи.

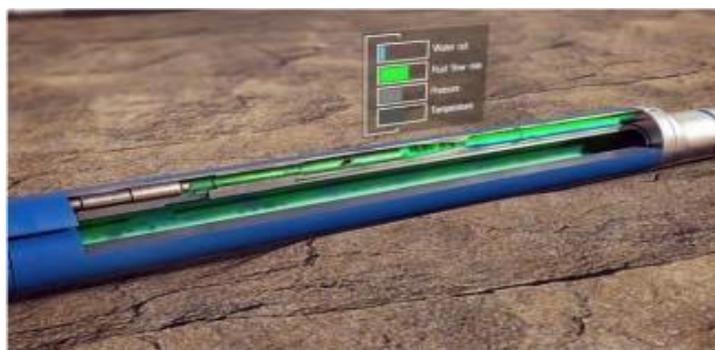


Рисунок 8 – Система Manara: датчики дебита, давления, температуры и обводненности

Станция осуществляет непрерывные измерения параметров каждого интервала с помощью встроенных датчиков. Внутри каждой станции находятся датчики давления, температуры, расходомер типа Вентури и датчик обводненности.(см. рисунок 8). Эти датчики обладают следующими функциями и возможностями:

– Расходомер типа Вентури предоставляет измерения дебита, то есть объема флюида, проходящего через скважину за определенный промежуток времени.

– Датчик обводненности помогает обнаружить прорыв воды на ранней стадии. Это важно, так как присутствие воды может указывать на проблемы в скважине или неэффективную добычу нефти.

– Измерения давления и температуры позволяют создать непрерывный профиль притока для каждого интервала. Это помогает операторам понять, как флюиды перемещаются внутри скважины и какие изменения происходят в процессе добычи.

– Датчик положения регулятора притока обеспечивает управление дебитом, то есть контролирует и регулирует поток флюидов в скважине. Он позволяет оптимизировать режим добычи, поддерживая оптимальный поток и предотвращая возможные проблемы, такие как газовые и песчаные проскальзывания.

Индуктивная муфта Schlumberger обеспечивает передачу как мощности, так и высокоскоростных данных между верхней и нижней частями скважины, а также между боковыми ответвлениями и основным стволом скважины. Она может быть установлена как составная часть обсадной трубы или колонны насосно-компрессорных труб. Муфта, помещенная в металлический корпус, не содержит эластомерных деталей и не оказывает негативного влияния на прочность обсадной колонны или насосно-компрессорной трубы. (см. рисунок 9).

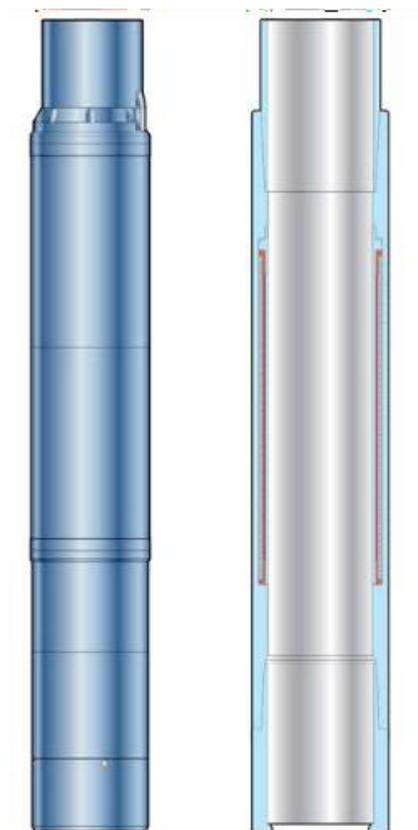


Рисунок 9 – Индуктивная муфта

Каждая станция соединена с предыдущей и всей системой с поверхностью посредством одной электрической линии управления, что сокращает количество точек подключения и стыков, упрощает установку и повышает надежность.

WellWatcher Advisor - это программное обеспечение, разработанное компанией Schlumberger. Это инновационное программное обеспечение, которое предназначено для мониторинга и анализа параметров скважины с целью оптимизации процессов добычи.

Основной функционал программного обеспечения WellWatcher Advisor включает непрерывный мониторинг различных параметров скважины, такие как давление, температура, потоки флюидов и другие показатели. Оно интегрируется

с различными датчиками и приборами для сбора данных и предоставляет операторам информацию в режиме реального времени. Так-же программное обеспечение WellWatcher Advisor оснащено алгоритмами и аналитическими инструментами для анализа данных, собранных из скважины. Оно позволяет обнаруживать аномалии, распознавать тренды, проводить статистические анализы и предоставлять операторам ценную информацию для принятия решений и оптимизации процессов добычи.

Система Managa для заканчивания скважин представляет собой полностью электронно управляемый комплекс. Она включает несколько измерительных станций, объединенных в единую линию управления, и обеспечивает максимальную эффективность в процессе добычи.

3.1 Анализ эффективности интеллектуального заканчивания скважин

Интеллектуальные системы заканчивания используются для непрерывного мониторинга и контроля забойных параметров по зонам, а также для возможности регулирования притока в реальном времени.

В настоящее время применяются два основных типа клапанов: гидравлические (см. рисунок 11) и электрические. Гидравлические клапаны управляются с поверхности путем подачи гидравлического агента по специальным линиям управления для каждого клапана [35]. Это позволяет регулировать клапаны в широком диапазоне параметров без необходимости внутрискважинных операций. С помощью шарового механизма можно изменять характеристики потока для каждого интервала скважины. (см. рисунок 10).

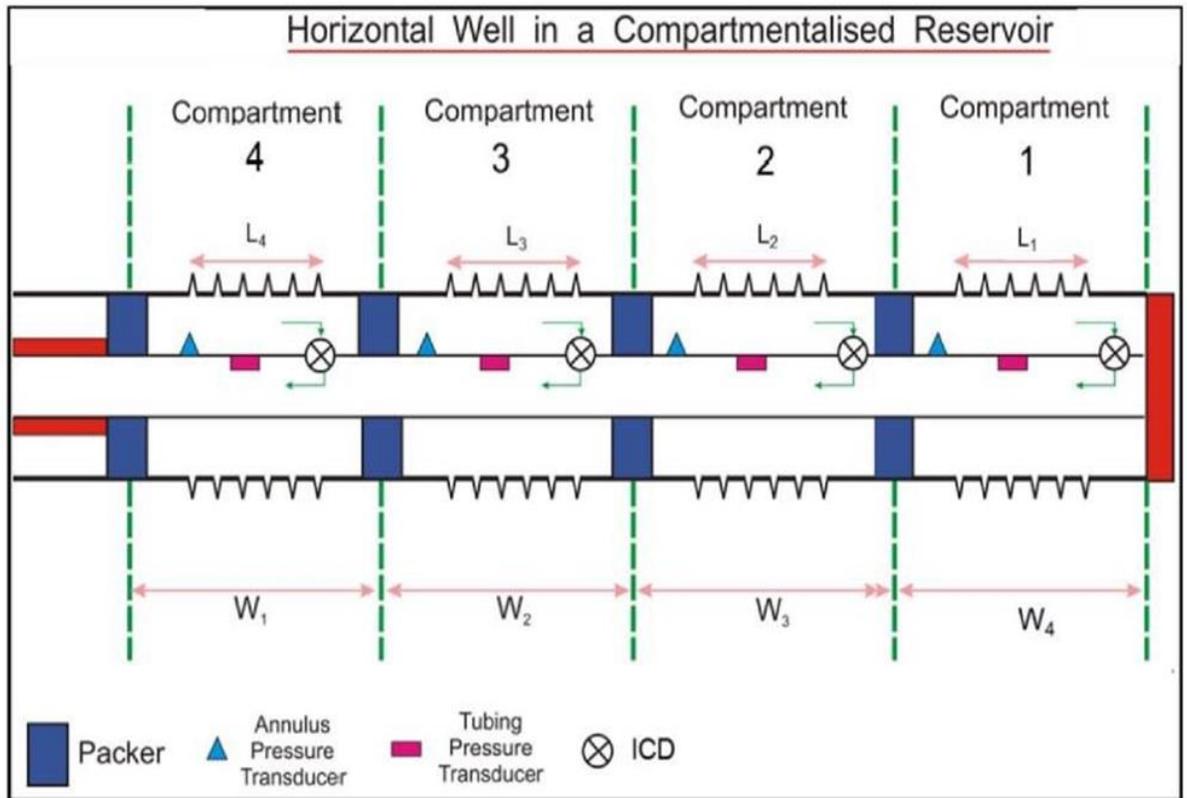


Рисунок 10 – Базовая концепция применения ICV



Рисунок 11 – Гидравлический клапан контроля притока

Регулируемые клапаны обеспечивают оптимальную добычу запасов, максимизируя поток жидкости и обеспечивая эффективную очистку ствола скважины и равномерное распределение давления по горизонтальному стволу.

Эта система имеет преимущества в простоте обслуживания и использования, позволяет регулировать параметры без необходимости

привлечения дополнительных служб, а также предоставляет доступ к инструментам анализа данных и контроля операций на скважине.

Но стоит отметить, что система имеет некоторые ограничения. Одним из недостатков является ограничение на количество зон, которые могут контролироваться с помощью клапанов, из-за ограничений изолирующих пакетов и устьевого оборудования, которые способны обеспечивать только определенное количество гидравлических связей. Также стоит отметить, что переключение клапанов между позициями происходит относительно медленно, а их количество ограничено.

Интеллектуальные заканчивания, оснащенные электрическими клапанами, представляют собой комплексную систему, которая полностью управляется электрически и взаимодействует с несколькими измерительными станциями. Регулировка потока в системе осуществляется путем перемещения плунжера, который открывает специальное расходное отверстие до определенной степени. Использование электрического клапана позволяет контролировать приток в режиме реального времени и мгновенно реагировать на команды с поверхности.

Полученная информация от датчиков позволяет обнаруживать и нейтрализовать прорывы газа и воды, тогда как работа остальных секций скважины может продолжаться, что способствует увеличению добычи нефти. Принятие решения о применении интеллектуальной системы заканчивания, вместо традиционной, основывается прежде всего на оценке экономической эффективности.

Интеллектуальные скважины находят свое применение на разработанных месторождениях с целью повышения извлекаемости углеводородных запасов. Применение пассивных устройств контроля притока демонстрирует более низкую эффективность по сравнению с другими методами заканчивания.

Ограничение вариантов переключения приводит к ограничению притока в скважину, что снижает начальные дебиты. Кроме того, эффективность

пассивных устройств контроля притока снижается после возникновения прорыва газа. Это обусловлено более высокой подвижностью газа по сравнению с нефтью, что приводит к снижению перепада давления. (см. рисунок 12)

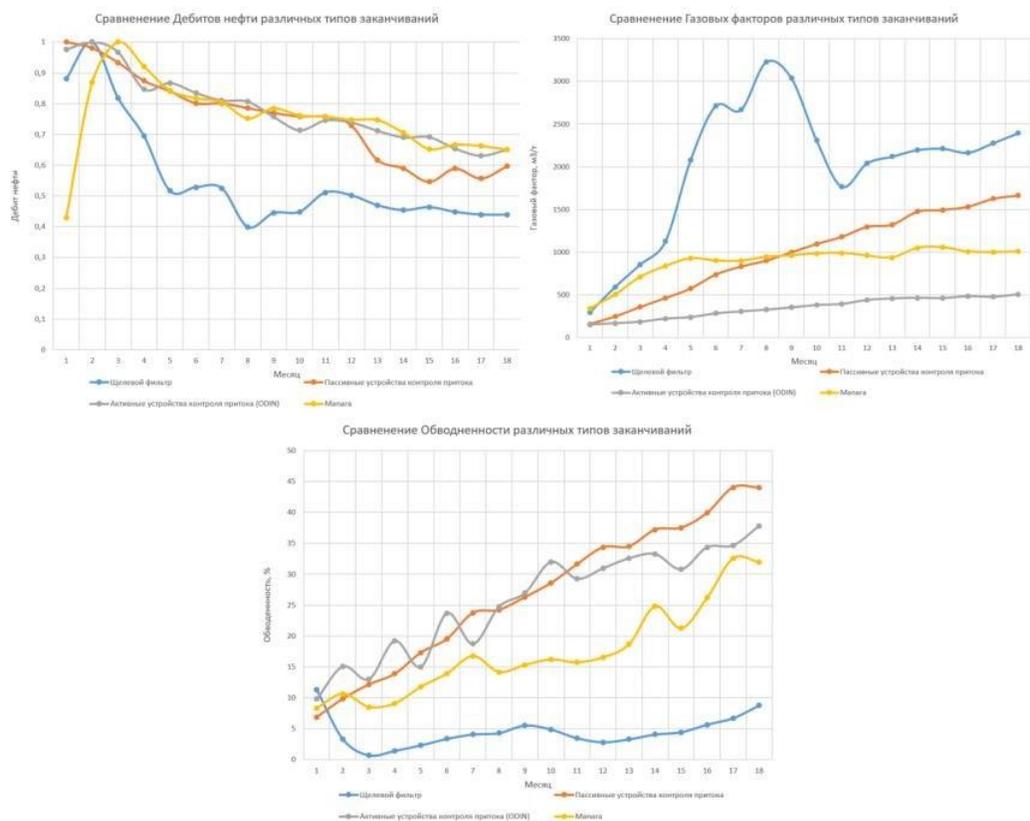


Рисунок 12 – Графики сравнения добычи скважин с различными заканчиваниями

Благодаря выполнению различных операций с каждым клапаном интеллектуальных систем заканчивания и более гибкой настройке потока для каждого интервала, удалось значительно снизить падение дебита нефти. В случае использования систем ODIN и Managa, наблюдалось менее крутое снижение дебита по сравнению со стандартными заканчиваниями, что привело к уменьшению падения на 15%. Благодаря возможности дистанционного управления клапанами и ограничению определенных интервалов, удалось сократить влияние газового и водного конусов на процесс добычи, что привело к снижению газового фактора на 700% и обводненности на 21%. (таблица 1).

Таблица 1 – Результаты сравнения скважин с различными заканчиваниями.

| | Падение дебита, % | Рост газового фактора, % | Рост обводненности, % |
|--|----------------------------------|---|--------------------------------------|
| Щелевой фильтр | 56 | 1100 | 10 |
| Пассивные устройства контроля притока | 40 | 1064 | 44 |
| Активные устройства контроля притока (ODIN) | 35 | 333 | 28 |
| Система Manara | 34 | 297 | 23 |

Система Manara показала, что она хорошо работает в добыче нефти. Это происходит благодаря наличию специальных датчиков, которые стоят перед клапанами. Эти датчики помогают измерять разные величины, такие как температура, давление, количество нефти, а также состав нефтяной смеси в каждой зоне, до того, как они смешиваются с нефтью из других зон. Это позволяет точно контролировать и регулировать поток нефти с помощью электрических клапанов.

Умная система Manara может работать очень эффективно, так как она позволяет одновременно использовать несколько зон скважины, чтобы добывать

нефть максимально эффективно. Это повышает общую добычу нефти и сокращает затраты на разработку месторождения. Например, одна скважина может быть использована для добычи нескольких слоев нефти. Также, система позволяет удаленно контролировать и управлять скважинами без необходимости проведения сложных работ внутри скважины. Это также помогает снизить затраты на эксплуатацию.

Процесс проектирования устройства контроля притока включает пять этапов (см. рисунок 13):

- С использованием гидродинамического или статистического моделирования происходит выбор подходящей скважины для установки интеллектуального заканчивания.

- Производится оценка продуктивности скважины ещё до начала бурения.

- Происходит обмен данных с командой LWD (Logging While Drilling), которая проводит каротажные измерения во время бурения.

- На основе фактических данных происходит обновление рабочей модели и проектирование заканчивания.

- Анализируются полученные результаты и разрабатывается план для улучшения эффективности.

Таким образом, полный цикл моделирования помогает определить необходимое оборудование для скважины, включая количество и диаметры устройств контроля притока для каждого интервала, их режимы работы, а также количество и расположение заколонных пакеров для регулировки зон.



Рисунок 13 – Процесс проектирования устройства контроля притока

При использовании гидродинамического моделирования для интеллектуальных скважин, после определения предполагаемой траектории, необходимо разделить ее на необходимое количество зон с помощью заколонных пакеров. В каждой зоне устанавливаются регулируемые клапаны на забое для непосредственного контроля потока. Если возникает прорыв газа или обводнения в одной из зон, то депрессия на этом участке снижается путем удаленного сужения диаметра клапана. Однако, чтобы продолжить разработку других участков, их депрессия одновременно увеличивается [29].

На основе мирового опыта моделирования интеллектуальных заканчиваний, благодаря снижению добычи прорывной воды и газа, можно потенциально увеличить накопленную добычу нефти на 15-30% по сравнению со стандартным заканчиванием.(см. рисунок 14).

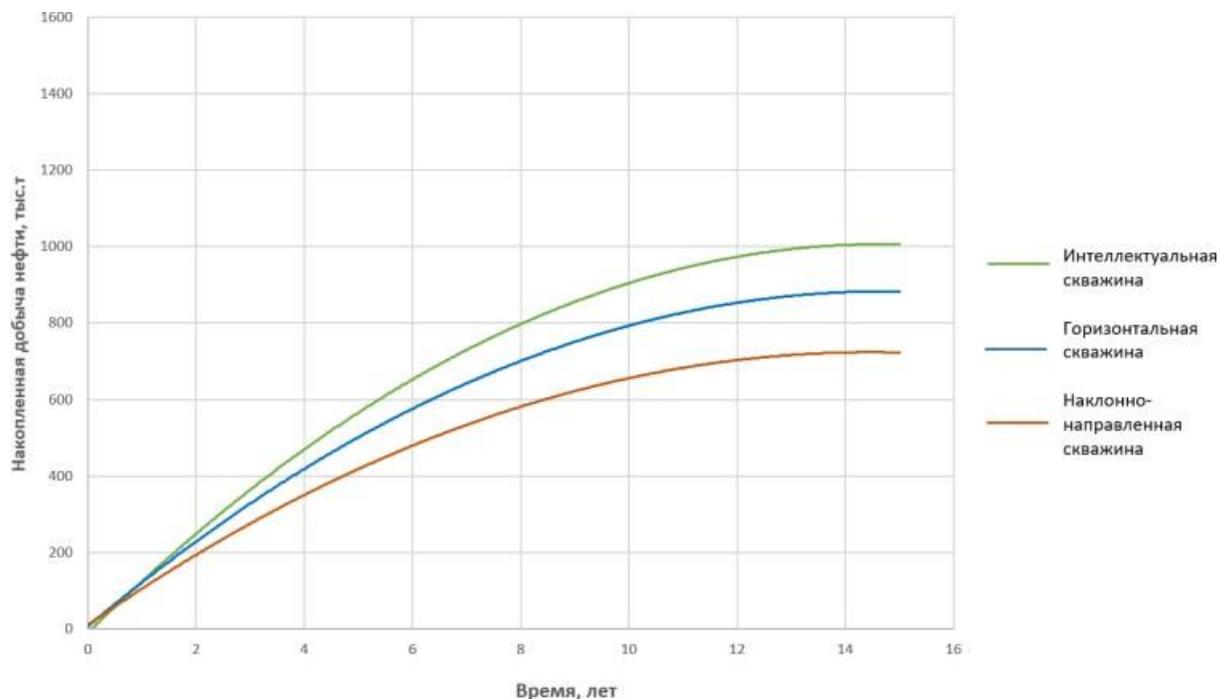


Рисунок 14 – Сравнение накопленной добычи интеллектуальной, горизонтальной и наклонно-направленной скважин

Важно отметить, что использование интеллектуального заканчивания в практике показывает значительный прирост дополнительной нефти по сравнению со стандартным заканчиванием. Этот прирост значительно превышает затраты, связанные с приобретением и установкой такой системы.

Однако, рано делать общие выводы, поскольку пока что время их работы относительно недолгое, а также присутствуют геологические особенности на месторождениях, где они были установлены. Есть также ряд проблем и неточностей в прогнозировании их работы, которые требуют дополнительного исследования, а также возникают ошибки в предоставляемых данных. Вопреки этому, интеллектуальное заканчивание предлагает множество перспектив и потенциал для непрерывного улучшения притока к скважине и управления разработкой сложных месторождений.

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.

В современных экономических условиях ещё более актуальными стали вопросы, связанные с сокращением затрат на строительство скважин.

В этом разделе выпускной квалификационной работы проводится расчет целесообразности и экономичности использования технологии интеллектуального заканчивания.

4.1 Расчет затрат на материалы

Система интеллектуального заканчивания скважин состоит из четырёх основных компонентов:

- многоканальный пакер – для разобщения зон эксплуатации или закачки (многоканальность пакера требуется для проводки контрольных линий или электрических кабелей для клапанов и систем мониторинга);

- регулируемый забойный клапан с дистанционным управлением (стандартно устанавливают либо двухпозиционные либо многопозиционные регулируемые клапаны). Связь с поверхностью осуществляется с помощью гидравлических контрольных линий, либо посредством электрического кабеля. На данный момент гидравлическое соединение является наиболее распространенной технологией.

- средства мониторинга (датчики давления, температуры, или оптоволоконная система распределенного замера температуры). Некоторые производители устанавливают датчики давления и температуры как снаружи, так и внутри оборудования заканчивания. Это дает возможность оценить по перепаду давления и известному проходному сечению клапана расход с каждой зоны.

– наземная система сбора и обработки информации и управления.

Расчет затрат на материалы производим по следующей формуле:

- $Z = N * Z$, где: (1)

Z-затраты на материалы. Z-стоимость материалов. N-количество материалов.

Таблица 2 – Расчет затрат на материалы

| Наименование | Ед.изм. | Кол-во | Цена, руб. | Сумма, руб. |
|--------------------------------------|---------|--------|------------|----------------|
| Многоканальный пакер | шт. | 3 | 800000 | 2400000 |
| Регулирующий клапан | шт. | 3 | 630000 | 1890000 |
| Датчик давления | шт. | 2 | 283000 | 566000 |
| Датчик температуры | шт. | 2 | 295000 | 590000 |
| Система сбора и обработки информации | шт. | 1 | 1500000 | 1500000 |
| Итого: | | | | 6946000 |

Все затраты на материалы составили 6946000 руб.

4.2 Амортизационные отчисления

Сумма амортизации рассчитывается исходя из среднегодовой стоимости оборудования и гарантийного срока службы, по формуле

$$K=(1/n)*100\% \text{ где,} \quad (2)$$

K-норма амортизации

$$n\text{-кол-во лет (срок службы)} \quad K=(1/5)*100\%=20\%$$

Расчет затрат на амортизацию представлен в таблице 3.

Таблица 3 – Расчет амортизационных отчислений

| Наименование оборудования | Стоимость, руб. | Норма амортизации, % | Годовая сумма амортизации, руб. |
|----------------------------------|------------------------|-----------------------------|--|
| Регулирующий клапан | 1890000 | 20 | 378000 |

4.3 Доставка оборудования

Доставка оборудования рассчитывается исходя из тарифа 1800 рублей за 1 кг, исходя из этого получаем затраты на доставку, представленные в таблице 4

Таблица 4 – Расчет доставки оборудования

| Наименование | Вес, кг | Кол-во, шт | Тариф, руб. | Итого, руб. |
|--------------------------------------|---------|------------|-------------|----------------|
| Многоканальный пакер | 300 | 3 | 1800 | 1620000 |
| Регулирующий клапан | 60 | 3 | 1800 | 324000 |
| Датчик давления | 12 | 2 | 1800 | 43200 |
| Датчик температуры | 12 | 2 | 1800 | 43200 |
| Система сбора и обработки информации | 80 | 1 | 1800 | 144000 |
| Итого | | | | 2174400 |

4.4 Расходы на заработную плату

Для монтажа данной установки требуются 4 инженера по сервису. Данная работа по монтажу, наладке и запуску в работу производится в течении 8 суток. При начислении заработной платы установлена премия за выполненную работу в размере-33%, районный коэффициент за работу в местности составляет 0,6, приравненной к Крайнему Северу, северная надбавка – 80%

Таблица 5 – Расходы на заработную плату

| Специальность | Кол-во чел. | Тарифная ставка, руб./ч | Кол-во часов | Кол-во дней | Сумма по тарифу | Сумма премии | РК+ СН | Всего затраты на зарплату, руб. |
|--------------------|-------------|-------------------------|--------------|-------------|-----------------|--------------|-----------|---------------------------------|
| Инженер по сервису | 4 | 238,34 | 11 | 8 | 83895,68 | 27685,57 | 156213,75 | 267795 |
| Итого | | | | | | | | 267795,00 |

4.5 Отчисление на страховые взносы

Страховые взносы (СВ) 30%, распределяется следующим образом:

$$СВ = \frac{ФОТ*30\%}{100\%} \text{ где:} \quad (3)$$

ФОТ - фонд оплаты труда.

30% - процент от фонда заработной платы.

$$СВ = \frac{267795*30\%}{100\%} = 80338.5 \text{ руб;} \quad (4)$$

4.6 Составление сметы затрат на систему интеллектуального заканчивания

Таблица 6 – Итоговый сметный расчет внедрения системы интеллектуального заканчивания

| Наименование затрат | Сумма, руб. |
|-------------------------|-------------|
| Материалы | 6946000 |
| Амортизация | 378000 |
| Доставка | 2174400 |
| Заработная плата | 267795 |
| Страховые взносы | 80339 |
| Накладные расходы (15%) | 1476980 |
| Итого: | 11323513 |

Всего затраты на внедрение системы интеллектуального заканчивания составили 11323513 руб.

4.7 Оценка экономической эффективности

Дополнительная добыча нефти за год после проведения интеллектуального заканчивания определяется по формуле:

$$\Delta Q = q_n \times N \times K_s \times T, \quad (5)$$

где q_n – расчетный прирост дебита нефти одной скважины, т/сут;

N – количество скважин, скв.;

K_s – коэффициент эксплуатации скважины, д.ед.;

T – число суток работы скважины в году после проведения ИЗС, сут.

Анализ динамики прироста дебитов нефти после интеллектуального заканчивания показывает, что продолжительность технологического эффекта от проведения ИЗС составляет в среднем от 1 до 2 лет, но с последующим течением времени темп снижения эффективности от технологии составляет до 10-15% в год. То есть расчетное значение дебита в году t после проведения мероприятия составит:

$$q_{нт} = q_{нт-1} - \frac{q_{нт} \cdot 15\%}{100\%} \quad (6)$$

Соответственно годовая добыча нефти с учетом постепенного обводнения скважины в году t составит:

$$\Delta Q' = \Delta Q - \Delta Q_{обв} \quad (7)$$

где $\Delta Q_{обв}$ – ежегодные потери добычи нефти на обводненность, т.

Технологию с целью уменьшения коэффициента обводнения путём улучшения предлагается провести на десяти скважинах, дебит которых колеблется от 7 до 10 т/сут. Продолжительность технологического эффекта с 2023 по 2025 год.

Ежегодные потери на обводнённость по скважине, на которой проводилось ИЗС, составляет 31,7 т/год.

Цена реализуемой нефти указана в таблице 7.

Таблица 7 – Цена нефти марки Urals

| Показатели | 2023 | 2024 | 2025 |
|--|-------|-------|-------|
| Цена на нефть марки Urals, долл./барр. | 81 | 78 | 80 |
| Обменный курс руб./долл. | 85 | 82 | 84 |
| Добыча нефти, т | 6808 | 8810 | 7484 |
| Годовая стоимость товарной продукции, млн.руб. | 253,0 | 375,2 | 375,1 |

Расчетный прирост дополнительной добычи нефти на одной скважине в первом году после проведения мероприятия составил 30 т/сут.

В работах принимают участие 5 бригад по 12 человек.

Проведем экономическое обоснование проведения данного геолого-технического мероприятия.

Определим по формулам дополнительную добычу нефти.

Дополнительная добыча за 2023 год составит:

$$\Delta Q_{2023} = 30 \cdot 0,95 \cdot 240 = 6840 \text{ т} \quad (8)$$

Учитывая ежегодные потери на обводненность, получим:

$$\Delta Q'_{2023} = 6840 - 317,7 = 6522,3 \text{ т} \quad (9)$$

Дополнительная добыча за 2024 составит:

$$q_{н2024} = 30 - \frac{30 \cdot 15\%}{100\%} = 25,5 \frac{\text{т}}{\text{сут}}$$

$$\Delta Q_{2024} = 25,5 \cdot 0,95 \cdot 365 = 8842,12 \text{ т} \quad (10)$$

$$\Delta Q'_{2024} = 8842,12 - 317,7 = 8524,42 \text{ т}$$

Дополнительная добыча за 2025 составит:

$$q_{н2025} = 25,5 - \frac{25,5 \cdot 15\%}{100\%} = 21,6 \frac{\text{т}}{\text{сут}}$$

$$\Delta Q_{2025} = 21,6 \cdot 0,95 \cdot 365 = 7515,8 \text{ т} \quad (11)$$

$$\Delta Q'_{2025} = 7515,8 - 317,7 = 7198,1 \text{ т} \quad (12)$$

Основные исходные данные представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Исходные данные для расчета экономической эффективности проекта

| Показатели | Ед. изм. | Σ | Значения по годам | | |
|-------------------------------|----------|---------|-------------------|---------|---------|
| | | | 2023 | 2024 | 2025 |
| 1. Фонд действующих скважин | шт. | - | 1,00 | 1,00 | 1,00 |
| Количество | шт. | 1 | 1 | 0 | 0 |
| 2. Среднегодовая добыча нефти | т | 16294,3 | 0 | 8810,3 | 7484 |
| 3. Накопленная добыча нефти | т | - | 0 | 15618,5 | 23102,6 |

| | | | | | |
|--|--------------------------|-----------|------|-----------|-----------|
| 4. Эксплуатационные затраты (без НДС), в т.ч.: | млн руб. | 4,4 | 0 | 2,2 | 2,2 |
| на добычу нефти | млн руб. | 4,52 | 0 | 2,26 | 2,26 |
| амортизационные отчисления | млн руб. | 0,0029382 | 0 | 0,0014691 | 0,0014691 |
| 5. Капитальные вложения | млн руб. | 2,35 | 2,35 | 0,00 | 0,00 |
| 6. Попутное извлечение воды | тыс. м ³ | 0,058 | 0 | 0,029 | 0,029 |
| 7. Цена реализации нефти без НДС | руб./1000 м ³ | - | 0 | 4258,8 | 5012,2 |

Операционная деятельность отображена в таблице 9.

Таблица 9 – Операционная деятельность по проекту

| Показатели | Ед. изм. | Σ | Значения по годам | | |
|------------------------------|----------|-------|-------------------|-------|-------|
| | | | 2023 | 2024 | 2025 |
| 1. Выручка | млн руб. | 750,3 | 0,00 | 375,2 | 375,1 |
| 2. Текущие затраты | млн руб. | 2,26 | 2,26 | 0,00 | 0,00 |
| в т.ч. на ликвидацию скважин | млн руб. | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 3. НДС | млн руб. | 393,8 | 0,00 | 195,6 | 198,2 |
| 4. Валовая прибыль | млн руб. | 356 | 0,00 | 179,5 | 176,8 |
| 5. Налог на имущество | млн руб. | 0,114 | 0,00 | 0,057 | 0,057 |
| 6. Налог на прибыль | млн руб. | 71,2 | 0,00 | 35,9 | 35,3 |
| 7. Итого налоги | млн руб. | 71,2 | 0,00 | 35,9 | 35,3 |
| 8. Чистая прибыль | млн руб. | 385,5 | 0,00 | 143,6 | 141,4 |

Финансовые показатели приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Финансовые показатели проекта

| Показатели | Ед. изм. | Σ | Значения по годам | | |
|--|----------|-------|-------------------|-------|-------|
| | | | 2023 | 2024 | 2025 |
| Денежный поток | млн руб. | 383,1 | 0 | 143,6 | 141,4 |
| Накопленный денежный поток | млн руб. | 624,7 | 0 | 241,6 | 383,1 |
| Чистый дисконтированный доход (ЧДД) | млн руб. | 329,9 | 0 | 222,9 | 329,9 |
| Срок окупаемости | лет | 1,3 | | | |
| Индекс доходности капитальных вложений | доли ед. | 16,3 | | | |

Заключение по разделу

Проведенные расчеты показали, что:

- дополнительная добыча нефти по скважине с 2023 по 2025 составит 23 102 тонн;
- накопленный поток денежной наличности за расчетные 3 года составит 624,7 млн. рублей;
- ЧДД от проведения мероприятия составит 329,93 млн. рублей;
- бюджетная эффективность проекта (отчисления налогов) равна 96,43 млн. рублей;
- срок окупаемости 1,3 года;
- индекс доходности составляет 16,3.

На основании полученных данных можем сделать вывод о том, что проведение интеллектуального заканчивания на предложенных скважинах позволит не только повысить эффективность разработки, но и принести значительный доход.

5. Социальная ответственность

Так как работы по эксплуатации скважин проводятся непосредственно с участием оператора добычи нефти и газа, в данном разделе будет так же проведен анализ опасных и вредных производственных факторов, условий труда и мероприятий, направленных на создание комфортных условий труда на рабочем месте оператора по добыче нефти и газа.

5.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

В связи с удаленным географическим расположением месторождений от близлежащих населенных пунктов, для персонала установлен режим работы вахтовым методом согласно ТК РФ гл.47 ст. 297.

Рабочая зона вокруг скважины попадает в списки опасных производственных объектов (далее ОПО) и согласно приказу Минздравсоцразвития России от 12.04.2011 № 302, персонал подверженный опасному и вредному воздействию должен проходить обязательное медицинское обследование не реже 1 раза в год.

Согласно Статьи 9 Федерального закона от 21.07.1997 №116-ФЗ (ред. от 29.07.2018) организация, эксплуатирующая ОПО, обязана обеспечивать укомплектованность штата работников опасного производственного объекта в соответствии с установленными требованиями. А также по Статье 298 Трудового кодекса РФ, при выполнении работы на ОПО, персонал обязан получить соответствующую квалификацию и допуск к самостоятельной работе.

Согласно ТК РФ, персонал на ОПО, ежемесячно к заработной плате, начисляемой рабочим по тарифным часовым ставкам, ИТР согласно установленного оклада за фактически отработанное время, каждый получает соответствующие выплаты: стимулирующие доплаты, связанные с режимом и

условиями труда, районный, северный коэффициенты, работа в сложных климатических условиях, ночное время, многосменный режим и др.

Заключение договора обязательного страхования гражданской ответственности, в соответствии с установленным законом РФ за причинение вреда в результате аварии на опасном объекте. Федеральный закон от 27.07.2010 N 226-ФЗ.

Персоналу в связи с дальним расположением от места проживания, организация обязана организовывать доставку к месту выполнения работ, либо компенсировать самостоятельное прибытие, согласовав в действующем договоре.

В свою очередь персонал ОПО обязан «соблюдать положение правовых актов. Знать правила ведения работ и порядок действия в случае аварии или инцидента на опасном производственном объекте» 19.07.2011 N 248-ФЗ. Проходить соответствующую подготовку и аттестацию.

- ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ закрепляет общие эргономические требования по эффективному и безопасному проведению работ стоя и устанавливает размерные характеристики и требования к рабочему месту.
- ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ устанавливает допустимые уровни опасных и вредных производственных факторов, генерируемых производственным оборудованием и, определяет специальные технические средства для снижения их влияния на человека.

Рабочее место должно быть максимально защищено от воздействия неблагоприятных факторов и обеспечивать достаточный обзор рабочей зоны.

Машины и механизмы должны обеспечивать максимальную механизацию и автоматизацию основных и вспомогательных производственных операций,

снижение тяжести и напряженности труда и соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.005-74.

5.2. Производственная безопасность при эксплуатации

Анализ выявленных вредных и опасных факторов

Для выбора факторов, обусловленных работой на буровой, был использован ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация». Перечень этих факторов, характерных для проектируемой производственной среды, представлен в таблице 11.

Таблица 11 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при строительстве скважины.

| Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015) | Этапы работ | | | Нормативные документы |
|---|-------------|--------------|--------------|---|
| | Разработка | Изготовление | Эксплуатация | |
| 1. Повышенный уровень вибрации | - | + | + | Требования к уровню вибрации устанавливаются ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования |

Продолжение таблицы 11

| | | | | |
|---|----------|----------|----------|---|
| <p>2. Повышенный уровень шума</p> | <p>-</p> | <p>+</p> | <p>+</p> | <p>Требования к уровню шума устанавливаются ГОСТ Р ИСО 9612-2013 Измерения шума для оценки его воздействия на человека. Метод измерений на рабочих местах</p> |
| <p>3.Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения на рабочем месте</p> | <p>+</p> | <p>+</p> | <p>+</p> | <p>ПБ 08-624-03 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности</p> |
| <p>4. Повышенная загазованность рабочей зоны</p> | <p>-</p> | <p>+</p> | <p>+</p> | <p>ГОСТ 12.1.005-88 Требования к загазованности воздуха устанавливаются СаНиП 2.04.05-91 Средства индивидуальной защиты органов дыхания фильтрующие. Общие технические требования</p> |

Продолжение таблицы 11

| | | | | |
|---|---|---|---|--|
| 5. Движущиеся части и механизмы | - | + | + | ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности |
| 6. Электрический ток | - | + | + | ГОСТ 12.1.019-79, ГОСТ 12.1.030-81, ГОСТ 12.1.038-82, «Правила устройства электроустановок» (ПУЭ). |
| 7. Пожаро- и взрывоопасность | - | + | + | |
| 8. Расположение рабочего места на значительной высоте | - | + | + | |

5.3. Обоснование мероприятий по снижению воздействия вредных и опасных факторов

Вибрация относится к факторам, обладающим значительной биологической активностью. Характер, глубина и направленность функциональных сдвигов со стороны различных систем организма определяются

прежде всего уровнем, спектральным составом и продолжительностью воздействия вибрации.

Нарушения здоровья работающего, обусловленные локальной или общей вибрацией, складываются из поражения нейрососудистой, нервно-мышечной систем, опорно-двигательного аппарата, изменений обмена веществ и др. При всех видах вибрационной болезни нередко наблюдаются изменения со стороны центральной нервной системы, которые связаны с комбинированным действием вибрации и интенсивного шума, постоянно сопутствующего вибрационным процессам.

5.4 Профилактические мероприятия по снижению уровней вибрации

Комплекс профилактических мероприятий, снижающих уровни вибрации оборудования, сокращающих время контакта с ним и ограничивающим влияние неблагоприятных сопутствующих факторов производственной сферы включает гигиеническое нормирование, организационно-технические и лечебно-профилактические меры.

Для предупреждения вредного влияния на здоровье человека на рабочем месте виброускорение не должно превышать $0,4 \text{ м/с}^2$ для 12 часового рабочего дня в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ «Вибрационная безопасность. Общие требования».

Основные методы и средства защиты от вибрации

Основными методами и средствами защиты от вибрации являются:

- применение вибродемпфирования, динамического виброгашения, активной и пассивной виброизоляции;
- рациональная организация режима труда и отдыха;
- использование средств индивидуальной защиты;

Повышенный уровень шума. Шум на рабочем месте возникает в процессе работы бурового оборудования (буровые насосы и пр.), он не должен превышать 85 дБ А в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ «Шум. Общие требования безопасности». Для уменьшения шума на объекте используются индивидуальные (наушники, вкладыши, шлемы) и коллективные средства защиты согласно ГОСТ Р 12.4.213-99 и ГОСТ 12.1.029-80 соответственно. К коллективным средствам защиты относятся: применение звукоизолирующих кожухов и звукопоглощающих облицовок.

Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения на рабочем месте. Носит преимущественно организационный характер. Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СП 52.13330.2011

Естественное и искусственное освещение. Нормы освещенности на рабочих местах также устанавливаются «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Они должны иметь следующие значения (не менее):

| Место работы | Минимальное значение освещенности. (лк) |
|---------------------------------------|---|
| Роторный стол | 100 |
| Путь движения талевого блока | 30 |
| Насосный блок, превенторная установка | 75 |
| Лестницы, сходы, приемный мост | 10 |

Повышенная загазованность воздуха рабочей среды. Количество вредных примесей в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций. Микроклимат рабочих мест должен отвечать

требованиям ГОСТ 12.1005-88 ССБТ «Общие санитарно- гигиенические требования к воздуху рабочей зоны». Для исключения нежелательных последствий от запыленности и загазованности используются: индивидуальные (респираторы, противогазы) и коллективные средства защиты (вентиляция). При приготовлении бурового раствора необходимо использовать СИЗ (респираторы, очки и рукавицы) в соответствии с ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ «Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности».

Наиболее распространенные газы, с которыми сталкиваются рабочие при строительстве скважин, и их ПДК следующие: метан CH_4 – 300 мг/м³; нефть– 10 мг/м³; сероводород H_2S в присутствии углеводородов (C_1 – C_5) – 3 мг/м³; сернистый газ (SO_2) – 10 мг/м³; оксид углерода (CO)– 20 мг/м³

Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования. Возникает при большинстве выполняемых технологических операций при невыполнении требований безопасности, а также в случае возникновения неисправности.

Для устранения причин необходимо все работы проводить согласно «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Кроме того, необходимо:

- проводить своевременно инструктажи по технике безопасности;
- при ремонте должны вывешиваться знаки, оповещающие о проведении ремонтных работ;
- весь рабочий персонал должен быть обеспечен СИЗ (касками, спецодеждой, рукавицами и т. д.) согласно нормам.

В качестве коллективных средств защите служат различные оградительные, предохранительные и тормозные устройства.

Электрический ток. Проявление фактора возможно при прикосновении к незащищенным токоведущим частям, отсутствии защитного заземления, при обслуживании электроустановок без применения защитных средств. Воздействие электрического тока на организм человека разнообразно и может привести к ожогам отдельных частей тела, потере зрения, нарушению дыхания, остановке сердца и др.

Предупреждение электротравматизма на объектах достигается выполнением следующих мероприятий:

- проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования буровых установок должны проводиться в соответствии с требованиями «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ), «Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок» ;
- обеспечение недоступности прикосновения к оголенным токоведущим частям, находящимся под напряжением;
- применение защитного заземления буровой установки;
- применение изолирующих, защитных средств (резиновые перчатки, боты, инструмент с изолированными ручками) при обслуживании электроустановок;
- допускать к работе специально обученных лиц, имеющих группу по электробезопасности не ниже 4.

5.5 Определение воздухообмена при испарении растворителей и лаков

Во время вышкомонтажных работ и переезда буровой бригады по забурке бокового ствола, обычно, производятся работы по ремонту и ревизии оборудования, в частности идет покраска гидравлических ключей, аварийной трубы, противовыбросового оборудования, а также блока ЦСГО внутри и

снаружи. Следовательно будет целесообразно произвести расчет требуемого воздухообмена при испарении растворителей и лаков при покраске блока ЦСГО внутри.

Требуемый воздухообмен определяется по формуле:

$$L = 1000 \cdot \frac{G}{x_B - x_H}, \text{ м}^3/\text{ч} \quad (13)$$

где L , $\text{м}^3/\text{ч}$ – требуемый воздухообмен; G , $\text{г}/\text{ч}$ – количество вредных веществ, выделяющихся в воздух помещения; x_B , $\text{мг}/\text{м}^3$ – предельно допустимая концентрация вредности в воздухе рабочей зоны помещения, согласно ГОСТ 12.1.005-88; x_H , $\text{мг}/\text{м}^3$ – максимально возможная концентрация той же вредности в воздухе населенных мест по СанПиН 1.2.3685-21.

Применяется также понятие кратности воздухообмена n , которая показывает, сколько раз в течение одного часа воздух полностью сменяется в помещении. Кратность воздухообмена определяется по формуле:

$$n = \frac{L}{V}, \text{ ч}^{-1} \quad (14)$$

где V – внутренний объем помещения, м^3 . Согласно СП 2.2.3670-20, кратность воздухообмена $n > 10$ недопустима.

Испарение растворителей и лаков обычно происходит при покраске различных изделий. Количество летучих растворителей, выделяющихся в воздух помещений можно определить по следующей формуле:

$$G = \frac{aAnm}{100}, \text{ г}/\text{ч} \quad (15)$$

где a , $\text{м}^2/\text{ч}$ – средняя производительность по покраске одного рабочего (при ручной покраске кистью – $12 \text{ м}^2/\text{ч}$, пульверизатором – $50 \text{ м}^2/\text{ч}$); A , $\text{г}/\text{м}^2$ – расход лакокрасочных материалов; m , % – процент летучих растворителей,

содержащихся в лакокрасочных материалах; n – число рабочих, одновременно занятых на покраске.

Блок ЦСГО имеет площадь 60 м^2 , это два помещения с параметрами длины и ширины 10 и 3 м. соответственно. Высота стен составляет 3 м, следовательно общая площадь для покраски (с учетом всех стен и потолка) составляет 216 м^2 . Покраска ведется бесцветным винилацетатом буровой бригадой (для сохранения внутренней поверхности ЦСГО) состоящей из 3-х помощников бурильщика, бурильщик же и слесарь-ремонтник бурового оборудования, чаще всего, работой над ревизией бурового оборудования.

Проведем расчет по формуле 3:

$$G = \frac{12 \cdot 200 \cdot 92 \cdot 3}{100} = 6624, \text{ г/ч}$$

Далее рассчитаем потребный воздухообмен, используя полученное значение количество летучих растворителей, выделяющихся в воздухе по формуле 1:

$$L = 1000 \cdot \frac{6624}{(10 - 0,15) \cdot 1000} = 672, \text{ м}^3/\text{ч}$$

Далее идет расчет кратности по формуле 2:

$$n = \frac{672}{90} = 7,47 < 10, \text{ ч}^{-1}$$

Условие выполняется.

5.6 Экологическая безопасность

Мероприятия по защите селитебной зоны

При проведении строительно-монтажных работ с целью предотвращения загрязнения почвы, поверхностных и подземных вод необходимо выполнение следующих мероприятий:

- произвести оформление земельного участка для строительства буровой установки и жилого посёлка;
- на основании норм отвода земельных участков и руководствуясь схемой расположения оборудования, установить по периметру границы участка и по ним оборудовать обваловку.

5.7 Мероприятия по защите атмосферы

Средства защиты атмосферы должны ограничить наличие вредных веществ в воздухе среды обитания человека на уровне не выше ПДК.

На практике реализуются следующие варианты защиты атмосферного воздуха:

- вывод токсичных веществ из помещений вентиляцией;
- локализация токсичных веществ в зоне их образования;
- очистка загрязнённого воздуха в специальных аппаратах;
- очистка отработавших газов энергоустановок, в специальных агрегатах, и выброс в атмосферу или производственную зону.

В соответствии с ГОСТ 17.2.3.02-78 для каждого проектируемого и действующего промышленного предприятия устанавливается ПДВ вредных веществ в атмосферу при условии, что выбросы вредных веществ от данного источника в совокупности с другими источниками не создадут приземную концентрацию, превышающую ПДК.

5.8 Мероприятия по защите гидросферы, литосферы

Одной из наиболее сложных проблем по охране гидросферы и литосферы от загрязнения является проблема утилизации отработанных буровых растворов (ОБР), бурового шлама (БШ) и буровых сточных вод (БСВ) и нейтрализации их вредного воздействия на объекты природной среды.

Наиболее доступным направлением утилизации ОБР является их повторное использование для бурения новых скважин. Этот подход оправдан не только с экологической, но и экономической точки зрения.

Несмотря на очевидные преимущества утилизации отходов бурения, самым доступным является их ликвидация путем захоронения. Захоронение отходов бурения в специально отведенных местах предусматривает использование для этих целей шламохранилищ, бросовых земель или оставшихся после разработки карьеров.

Существует несколько способов нейтрализации ОБР.

Заслуживает внимания способ ликвидации шламовых амбаров методом расслоения ОБР на загущенную и осветленные фазы с последующим отверждением верхней части осадка после удаления осветленной воды.

Одним из эффективных методов обезвреживания бурового шлама является гидрофобизация поверхности.

В качестве безреагентных методов обезвреживания твердых отходов заслуживает внимания термический метод.

5.9 Защита в чрезвычайных ситуациях

Вероятность возникновения опасных природных процессов может меняться - в зависимости от конкретных природно-климатических условий и геофизических факторов повышается риск одних из них и снижается риск других.

В районе проводимых работ возможны чрезвычайные ситуации техногенного и природного характера.

Наиболее вероятным ЧС техногенного характера является ГНВП, возникающее при строительстве скважины при несоблюдении порядка проведения работ согласно ПБНГП. ГНВП опасно переходом в открытое фонтанирование, которое чревато негативными последствиями, в том числе опасностью для жизни и здоровья, потеря оборудования и полезных ископаемых.

Причинами возникновения ГНВП при строительстве скважин могут послужить неправильное планирование проведения работ, снижение гидростатического давления столба жидкости в скважине, освоение пластов с высоким содержанием газа, растворённого в жидкости, и воды. Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС

Мероприятия по предупреждению ГНВП включают в себя проведение работ согласно ПБНГП. При появлении признаков поступления пластового флюида в скважину подается сигнал «Выброс». При этом буровая вахта обязана загерметизировать канал бурильных труб, устье скважины, информировать об этом руководство бурового предприятия и действовать в соответствии с планом ликвидации аварий согласно пункту 5 РД 08-254-98.

Заключение по разделу «Социальная ответственность»

В данном разделе выпускной квалификационной работы (ВКР) были рассмотрены основные концепции вредных и опасных факторов, оказывающих влияние на здоровье сотрудников при строительстве скважин, а также соответствующие нормы трудового законодательства и эргономические требования к проектированию рабочей зоны.

Также были представлены меры и рекомендации по обеспечению безопасной работы буровой бригады. В случае возникновения чрезвычайных ситуаций был рассмотрен план ликвидации аварий. Был проведен краткий анализ возможных чрезвычайных ситуаций, выявлены причины и последствия, а также определены меры по ликвидации наиболее вероятных чрезвычайных ситуаций.

Произведен расчет воздухообмена при лакокрасочных работах в результате чего потребный воздухообмен соответствует нормативному и значение кратности воздухообмена не превышает норму.

Заключение

В заключение, анализируя современные тенденции развития интеллектуального заканчивания скважин, можно сделать следующие выводы. Технология интеллектуального заканчивания скважин продолжает активно развиваться и находить все большее применение в нефтегазовой отрасли. Она предлагает ряд преимуществ, таких как повышенная эффективность добычи, оптимизация процессов, улучшенный контроль и мониторинг параметров скважин, а также возможность эксплуатации нескольких пластов через одну скважину.

В современных разработках интеллектуального заканчивания скважин активно применяются новые технологии и инновационные решения. Например, использование автономных устройств контроля притока и регулируемых клапанов позволяет оптимизировать добычу и управлять потоком жидкости из различных зон скважины.

Также следует отметить, что интеллектуальное заканчивание скважин имеет потенциал для дальнейшего развития и улучшения. Применение новых материалов, разработка более точных алгоритмов управления и датчиков, а также совершенствование систем связи и передачи данных могут дальше улучшить эффективность и надежность данной технологии.

В целом, тенденции развития интеллектуального заканчивания скважин указывают на рост интереса и широкое применение этой технологии в нефтегазовой отрасли. Она предоставляет инженерам и операторам возможность более эффективно управлять добычей, улучшать производительность скважин и оптимизировать процессы, что имеет положительное влияние на экономические показатели и устойчивость производства углеводородов.

Список литературы

1. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018);
2. ГОСТ 22269-76 Система «человек-машина». Рабочее место оператора. Взаимное расположение элементов рабочего места. Общие эргономические требования;
3. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация;
4. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*;
5. Техника безопасности в электроэнергетических установках: справочное пособие / под ред. П. А. Долина. — Москва: Энергоатомиздат, 1987. — 400 с.:
6. СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности;
7. Панин В.Ф., Сечин А.И., Федосова В.Д. Экология для инженера // под ред. проф. В.Ф. Панина. – М.: Изд. Дом «Ноосфера», 2000. – 284 с.
8. Приказ от 12 марта 2013 года N 101 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" РД 08-254-98 «Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности;
9. Постановление Правительства Российской Федерации №390 от 25.04.2012 «О противопожарном режиме».
10. Постановление Правительства РФ от 15.04.2011 N 272 «Об утверждении Правил перевозок грузов автомобильным транспортом».
11. РД 08-492-02 «Инструкция о порядке ликвидации, консервации скважин и оборудования их устьев и стволов».

12. Логанов Ю.Д., Соболевский В.В., Симонов В.М. Открытые фонтаны и борьба с ними: Справочник. — М.: Недра, 1991. — 189 с.: ил.
13. Трудовой кодекс РФ от 30.12.2001 № 197-ФЗ (принят ГД ФС РФ 21.12.2001) (ред. от 30.06.2003). 3. Указ Президента РФ от 10 апреля 1994 г. № 1200.
14. Постановление Правительства Российской Федерации №390 от 25.04.2012 «О противопожарном режиме».
15. О.А. Зуева Концентрационные пределы горения попутных нефтяных газов//Вестник ПНИПУ. Аэрокосмическая техника – 2014. – №37.– С. 140 – 153.
16. СН 462-74 Нормы отвода земель для сооружения геологоразведочных скважин.
17. ФЕР 01-02-099-01 Валка деревьев мягких пород с корня, диаметр стволов: до 16 см.
18. ФЕР 01-02-100-01 Трелевка древесины на расстояние до 300 м тракторами мощностью: 59 кВт (80 л.с.), диаметр стволов до 20 см.
19. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть I и II.
20. ГЭСН 04-01-005-04 : [Электронный ресурс]. URL: <https://www.defsmeta.com/> (дата обращения: 03.05.2022).
21. ГЭСН 04-02-001-12. URL: <https://www.defsmeta.com/> (дата обращения: 03.05.2022).
22. Индексы изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ, индексы изменения сметной стоимости проектных и изыскательных работ для строительства : [Электронный ресурс]. URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 02.05.2022).
23. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018).

24. ГОСТ 22269-76 Система «человек-машина». Рабочее место оператора. Взаимное расположение элементов рабочего места. Общие эргономические требования.
25. Al-Ajmi, A. M., & Fakoya, M. F. (2017). A review of intelligent completions for unconventional reservoirs. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 47, 223-242.
26. Bao, M., Li, H., Zhang, J., Liu, J., & Huang, G. (2019). A comprehensive review on intelligent well completion: Completion design, monitoring and optimization. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 67, 1-19.
27. Wang, H., Sun, X., & Guo, Q. (2020). Intelligent completion technology in horizontal wells of tight oil reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 193, 107437.
28. Сагитов, Т. Р., Ахметов, Ш. М., Асфандияров, С. Г., & Жарков, И. В. (2017). Интеллектуальное заканчивание скважин: развитие, применение, перспективы. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 1, 44-51.
29. Koval, L. A., Sadygov, S. R., Gasanov, I. G., & Sadygova, L. R. (2020). Review of intelligent well completion technologies for increasing hydrocarbon production. *Georesources*, 22(1), 57-64.
30. Schiozer, D. J., Pacheco, M. A. C., & Rodriguez, O. M. H. (2019). Intelligent completion design optimization for heavy oil fields. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 178, 1-12.
31. Перепелкин, А. В., & Трушко, Л. Ю. (2017). Интеллектуальные системы управления заканчиванием горизонтальных скважин. *Месторождения нефти и газа*, 2(82), 35-40.

32. Wang, J., Zeng, Y., Cao, X., & Luo, P. (2019). Optimization of intelligent well completion with multiple injection/production intervals. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 68, 102954.

33. Лапин, А. И., Чугунов, А. Н., Бойченко, Г. Ю., & Бычков, А. В. (2018). Совершенствование методов интеллектуального заканчивания скважин в условиях карабашского месторождения. *Нефтегазовое дело*, 3(698), 77-82.

34. Ахмедов, Н. А., & Магомедов, Ю. М. (2017). Оптимизация интеллектуального заканчивания горизонтальных скважин с учетом особенностей месторождения. *Вестник Московского университета. Серия 5. География*, 4, 63-71.

35. Решения Honeywell для создания «интеллектуальных» месторождений [Электронный ресурс].
URL:<http://controlengrussia.com/bezopasnost/reshenija-honeywell-dlja-sozdanija-intellektualnykhcifrovykh>

Приложение I (справочное)

Trends in the development of intelligent completion of oil and gas wells

Студент

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|----------------------------------|---------|------|
| 2БМ13 | Нетесов Алексей Александрович | | |

Руководитель ВКР

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|-------------------------------|---------------------------|---------|------|
| доцент | Ковалев Артем Владимирович | к.т.н. | | |

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|---------------------------|---------------------------|---------|------|
| доцент | Айкина Татьяна Юрьевна | к.филол.н. | | |

Introduction

At present, the motivation behind the development of “intelligent” wells, abbreviated as IS, is the desire of oil companies to increase oil production and reduce its cost. Smart technologies are being employed worldwide to exploit highly profitable onshore and offshore areas, often encroaching on industries with moderate or modest profitability.

V.V. Kulchitsky, a professor at the Gubkin Russian State University of Oil and Gas and a Doctor of Technical Sciences, is credited with coining the term “intelligent well”. He pioneered a method in the Soviet Union that enabled the installation of domestic tubeless downhole telemetry systems with electromagnetic communication channels in directional and horizontal wells. Although this concept has become firmly established in the oil and gas sector’s lexicon, ongoing debates about its implications persist.

The term “intelligent” is pivotal in the phrase “intelligent well”. It refers to the ability to tackle problems that cannot be formalized or solved through standard mathematical operations. At the same time, the concept of “intelligent well” in the field of oil and gas production contains a wide range of conceptual developments:

- Fiber-optic distributed pressure, vibration and temperature sensor systems;
- actuating and measuring-recording devices of ground and downhole location;
- innovative packer-anchor devices, also for technologies of simultaneous well operation;
- modern intelligent control stations for technological processes of oil and gas production, well workover and enhanced oil and gas recovery.

well completion technologies

- selective completion
 - simple well completion
 - Swelling packers
 - Plug along the aquifer interval
- Intelligent completion**
- Complex completion systems
 - Wells telemetry
 - Hydraulically adjustable flow control devices

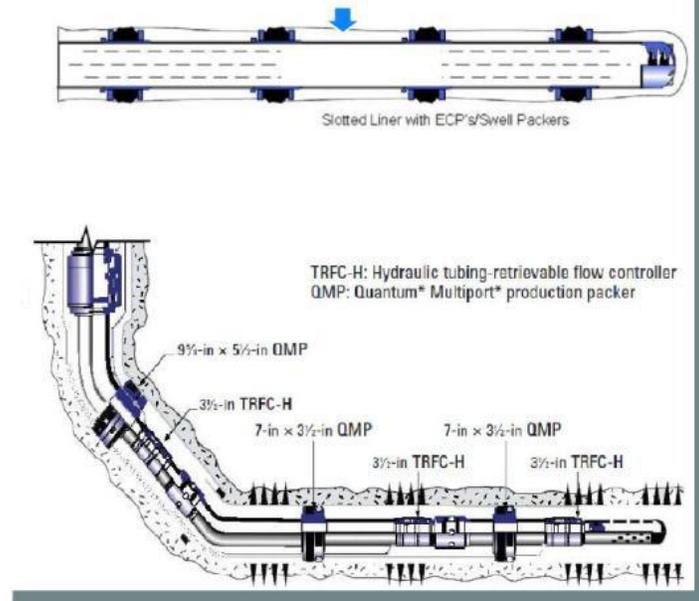


Fig.1. Well completion technologies.

The term “intelligent well” encompasses a set of equipment both above and below the ground, including a control station with a frequency converter and a submersible telemetry system. These components are integrated into the submersible electric motor and provide access to operational data.

One of the primary advantages of employing intelligent wells is the potential cost savings associated with offshore well intervention. By utilizing smart well technology, operators can adjust flow characteristics without the need for direct intervention in the well, leading to significant net discounted returns amounting to several billion dollars.

The adoption of intelligent wells has resulted in economic benefits totaling between \$300 and \$500 million in added value annually. Furthermore, the operating time of wells has seen a notable increase of 25-30%.

Major oil production companies worldwide are increasingly adopting “digital” technologies. For instance, Statoil utilizes 3D visualization, Shell and Total employ robots, Chevron and Shell utilize drones, and Shell uses video analytics to detect oil pipeline leaks.

Various cutting-edge technologies, including virtual reality and augmented reality, are already being leveraged by nearly all stakeholders in the global oil and gas industry to innovate oil production methods. Even emerging technologies such as blockchain have caught the attention of the oil sector.

For unique initiatives, some oil firms have their own names:

- “Smart Wells” - Smart Wells (Schlumberger);
- “Smart Operations” (Petro);
- “Integrated Operations” (Statoil, OLF);
- “Electronic” management - Eoperations (North Hydro);
- “Real Time Operations” (Halliburton);
- “Proper” Direction - Edrift (OD);
- “Integrated Asset Operation Model” - Integrated Asset Operation Model (IAOM), ADCO;
- “Smart Field” - Smart Field (Shell);
- “Smart Field” - I-Field (Chevron);
- “Field Of The Future” (BP);
- . “Digital Oil Field Of The Future” - Digital Oil Field Of The Future DOFF (CERA);

The primary objectives and specific tasks of these systems share significant similarities. They are all designed to accurately simulate various aspects of oil and gas production, empowering users to select the best solutions, including maximizing the utilization of highly skilled company specialists.

Any sophisticated system with intelligence, whether it be biological (human) or engineering-related (wells, oil fields, oil pipelines, etc.), possesses the capability to autonomously regulate and enhance its internal characteristics in response to ever-changing conditions or external influences.

Hence, it is imperative for businesses in the oil sector to adopt what is known as “intelligent” technology. These technologies are crucial for maximizing the productivity of the expanding well inventory, reducing operating expenses, accelerating production, and increasing overall production volume.

Moreover, when referring to “intelligent” technology in the oil field, it encompasses both the model for efficient production management and the system for automated control of oil and gas production operations, enabling continuous optimization of the comprehensive field model.

It is worth highlighting that professional organizations are projecting a significant increase in global oil recovery, ranging from 30% to 50%, due to the widespread adoption of “smart” technologies.

Furthermore, according to assessments by Saudi Aramco, the installation of reservoir nanorobots in mature oil fields has the potential to elevate the oil recovery factor to an estimated range of 60% to 70%.

Considering all these opportunities and utilizing them effectively, oil companies, as per estimates by CERA, can enhance field development by approximately 2% to 7%, reduce current oil recovery costs by around 25%, and achieve a growth rate of oil and gas operations productivity by approximately 2% to 4%.

The idea of an “intelligent field” is based on the concept of intelligent control, which encompasses the utilization of different artificial intelligence methods, including genetic algorithms, evolutionary computing, artificial neural networks, machine learning, and more, in managing strategies.

For smart deposits to exist, certain principles need to be followed:

- adequate feedback interfaces (communication, sensors) that are sufficiently clear.
- formalization (optimality) of the field information model;
- interfaces to optimize criteria, processes, and models;
- a slender control apparatus.

Modern varieties of intelligent oil and gas technologies include:

- “Smart wells”;
- new ways of studying wells;
- “intelligent” models of productive strata;
- regulation of oil and gas field development;
- “intelligent” field development technologies;
- 3D identification of reservoir properties;
- Unconventional exploration, diagnosis, and development techniques.

In order to achieve effective integrated management, the smart field incorporates multiple management circles:

- The operational circle enables control over the efficiency of field operations management processes, including production, monitoring and managing operation modes and equipment status, and additional processes.
- The modeling circle ensures adaptability of the control model to changing external (context) and internal (content) parameters.

The fundamental concept underlying the entire smart field model revolves around remote control of oil and gas production facilities, managing energy consumption, improving energy efficiency, optimizing equipment operations,

implementing efficient personnel management, ensuring transparent information flow, and automating overall production processes. By embracing smart field principles, organizations and their personnel can increase productivity while mitigating risks.

Future fields are being designed to operate autonomously, with virtual teams of experts located worldwide managing their operations. The Cambridge Energy Research Association (CERA) conducted a study [11] that revealed an improvement in the characteristics of intelligent wells compared to “non-digital” analogues by 2-10%. Also, this study proved that the operating expenses of companies on average are reduced by \$ 4-8 million per year.

Smart Field technology enables the following functions in intelligent well completion:

- Online monitoring and diagnostics: Data acquisition systems and sensors are installed inside the well, allowing for continuous monitoring of parameters such as pressure, temperature, fluid flows, and others. This data can be transmitted to a remote server for analysis and monitoring of the well condition.
- Intelligent control: Based on the acquired data and analysis algorithms, the Smart Field system is capable of making automated decisions to optimize the well operations. This can include flow rate regulation, pressure management, control of chemical injection, and other operations.
- Advanced data collection: Smart Field technology allows for the collection and storage of large volumes of data regarding the well operations. This data can be utilized for performance analysis, equipment failure prediction, process optimization, and future decision-making.

- Distributed management: Smart Field systems enable centralized management of multiple wells using remote monitoring and control systems. This allows operators to monitor and manage multiple wells simultaneously, optimizing processes and enhancing operational efficiency.

Without real-time and accurate information regarding equipment diagnostics, subsequent actions become meaningless. For example, planning equipment repair operations is impossible without knowledge of the equipment current condition. Therefore, one of the requirements for the development of “smart” fields is the ability to monitor the state of oil and gas production objects, including producing wells and equipment.

While the level of automation in oil and gas production fields is generally high, there are some fields where data on the condition of producing wells and equipment is virtually non-existent. A particular example of field digitalization can be observed in the cluster method used in Russia and the CIS for oil and gas extraction. In this method, a group of wells, usually ranging from 5 to 20 wells, are connected to a single “cluster” collector and spaced tens to hundreds of meters apart.

Due to the significant distances between well clusters, it can be expensive or unprofitable to build cable overpasses or establish communication cables to connect them to the control room. As a result, remote control systems based on cluster controllers and radio modems are commonly used to enable the digitalization of such well pads. In this approach, an equipment cabinet with a controller is installed at the well cluster, which collects data and controls the process equipment. The controller is then connected to the control center using a radio modem.

While using a cluster controller is justified for objects that require local control in a confined space, more comprehensive information is needed to effectively monitor the operating status of clusters, especially in cases where there is no existing cluster automation.

The conventional method of utilizing local controllers for wired sensors and serial ports can accomplish this. However, this approach is currently redundant, inefficient, and has several drawbacks. For instance, the controller itself, which acts as a node in the network, becomes unnecessary, leading to the following implications:

- Increased unreliability of the system– If the controller malfunctions, all data from the connected equipment is lost.

When the implementation of a local cluster controller is disregarded, the question arises as to where the cables from sensors (such as pressure and temperature sensors) should be connected at wellheads. However, a new method for automating well pads offers a solution to this issue. By employing wireless sensors instead of conventional wired sensors, several benefits can be obtained:

Avoiding the need to invest time and money in installing trestles to lay cables from the controller to the wired sensors throughout the entire cluster. This can result in significant cost savings, especially when the wells are widely dispersed.

Shortening the installation period of devices by eliminating the waiting time for trestle construction and cable laying. Compared to the wired technique, the project can be completed much faster, typically four to five times faster on average.

Another advantage of adopting this wireless sensor scheme is the ability to swiftly disassemble wireless sensors and deploy them in another cluster of wells if one well needs to be temporarily shut down. Additionally, building a sensor trestle in a new location is not a challenging task. These wireless solutions can easily integrate with existing field control systems due to their simplicity of integration. According to

research on technology adoption, utilizing wireless solutions in the oil and gas industry generally leads to cost savings of around 50% and implementation times reduced by up to 80%, providing businesses with a significant competitive advantage in today's market.

Consequently, information from wells is transmitted wirelessly from the local control room to the central control room of the field. The data is then analyzed, and conclusions are drawn based on the findings. However, manually analyzing data from each well can be laborious. To address this, leading oil and gas corporations utilize specialized software to examine the data collected from the fields. With the help of such software, employees can identify, for example, which wells require additional pumping capacity and which ones are aging. One example of such software is the Honeywell Well Performance Monitor (WPM), which allows for real-time monitoring of a field. The Well Performance Monitor (WPM) provides a hierarchical view of the field, displaying the status and efficiency of production and injection wells in real-time.

Within a single monitoring interface for well operations, the operator is provided with the following visualizations:

- • An overview of the entire field, displaying the operational status of all wells within the field.
- • Color-coded indicators highlighting key well operation parameters.
- • Presentation of process data, test data, and production data within the context of well operations.
- • Real-time evaluation of oil, gas, and water consumption through virtual measurements.

- • Comparison of measured and virtual flow rates of oil, gas, and water at both the field level and the entire production complex.
- • Assessment of well operation mode, stability, and operability.
- • Incorporation of advanced real-time “data cleaning” algorithms that ensure precise calculations using reliable data.
- • The capability to generate trends effortlessly by selecting a well on the mimic diagram or within the equipment hierarchy structure.



Fig. 2. Honeywell Well Performance Monitor (WPM)

The Well Performance Monitor (WPM) has the capability to integrate with various production systems, industrial databases, and archives, making it suitable for large-scale production facilities such as production wells, injection wells, flowlines, manifolds, separators, and plants. By effectively retrieving relevant data from the field data stream, the WPM enables operators to promptly address issues, minimize non-compliance, and ultimately improve productivity, profitability, and safety. As mentioned earlier, the smart field concept is essential for enhancing the efficiency of oil and gas production. However, a smart field cannot exist without reliable data from production wells regarding the condition of resources. According to Schlumberger,

improved and high-quality diagnostics of running well parameters are the key to reducing production costs by 7% and capital and operating expenses by 25%. Intelligent solutions play a crucial role in enabling real-time monitoring of production wells and equipment, laying the foundation for the digital field concept.

LUKOIL, a Russian corporation, is implementing the LIFE-Field (LUKOIL Intelligent Functional Environment) project at the West Qurna-2 field. The aim of this project is to implement a comprehensive field management system that incorporates a range of business procedures. The primary goals are to enhance productivity, minimize losses, and enable prompt decision-making by interdisciplinary teams based on real-time information. The project focuses on efficient field development while minimizing production loss and expenses. This entails working with up-to-date data, integrating field production processes into modeling, and establishing a collaborative decision-making environment for multidisciplinary teams. A unified methodology is employed to develop key optimization techniques for each constraint point. The constraint model identifies various cyclical performance tasks, including information gathering, modeling and analysis, optimization, configuration, loss management, undisclosed potential management, and reporting. Another exciting area in the intellectualization of oil and gas fields is the development of robotic systems for wellbore trajectory, mode, and production control. Achieving this requires the design of information-measuring and control equipment capable of functioning in challenging operational conditions, the development of algorithms for all elements and systems, and the establishment of reliable underground communication channels between wells (drilling, producing, injecting, etc.). Works in progress aim to provide step-by-step solutions to each of these problems using the example of wellbore trajectory control.

To address the challenge of interwell communication, an underground communication channel has been established, utilizing the electromagnetic communication channel of downhole telemetry systems. Ongoing research focuses on

enabling the drilling of wells with complex spatial architectures and finding solutions to power supply issues for downhole modules. The oil and gas sector is moving towards a new mode of real-time control, which is the primary direction for innovative development in the near future. This transition requires the development of high-performance computing systems, such as supercomputers, capable of managing large volumes of data transfer, processing, and analysis. Additionally, it involves the comprehensive collection of geological and field sensor data throughout the entire technological chain of gas production and processing. Thus, the intellectualization of gas and oil fields represents the current trajectory of the oil and gas sector development within the global economy. Embracing advanced technologies, particularly those utilized in the oil and gas industry, is crucial for the modernization of the Russian economy. Implementing smart field technologies can aid oil and gas companies in optimizing the utilization of new and existing fields, reducing production costs, and increasing profitability.

Conclusion

In conclusion, it is essential to recognize that the implementation of the “smart field” concept requires a significant overhaul of all aspects of business operations, ranging from employee roles to production processes. The transformation of data collected in the fields into actionable information plays a crucial role in coordinating additional work and making informed decisions. Therefore, the primary motivation for transitioning to a new manufacturing approach is to enhance production efficiency.

Russia has already embarked on the path of innovation, but not all oil and gas production companies have fully embraced the concept of intellectualization. It is important to acknowledge that the development of smart technologies has the potential to increase global oil production and maintain the industry competitiveness in the global market. Looking ahead, experts predict a growing demand for such technologies, indicating the onset of a new phase in the development of the oil and gas industry.