

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

| |
|--|
| Тема работы |
| Оптимизация работы малодебитных скважин на нефтяных месторождениях Западной Сибири |
| УДК 622.276.346-022.221(571.1) |

Студент

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|---------|------------------------------|---------|------|
| 3-2Б63Т | Князев Евгений Александрович | | |

Руководитель ВКР

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|-------------------------------|------------------------|---------|------|
| Доцент | Никульчиков Андрей Викторович | К.ф.-м.н. | | |

Консультант ВКР

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------------------|---------------------------|------------------------|---------|------|
| Старший преподаватель | Вершкова Елена Михайловна | | | |

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|------------------|-------------------------------|------------------------|---------|------|
| Доцент ОСГН ШБИП | Трубченко Татьяна Григорьевна | К.э.н. | | |

По разделу «Социальная ответственность»

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|----------------------------|------------------------|---------|------|
| Ассистент | Сечин Андрей Александрович | К.т.н. | | |

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ ПРОГРАММЫ БАКАЛАВРИАТА 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Планируемые результаты обучения

| Код результата | Результат обучения (выпускник должен быть готов) | Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон |
|---|--|--|
| в соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями | | |
| P1 | Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности | Требования ФГОС ВО (ОК–1, ОК–2, ОК–3, ОК–4, ОК–5, ОК–7, ОК–8) (ЕАС–4.2a) (АВЕТ–3А) |
| P2 | Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда | Требования ФГОС ВО (ОК–3, ОК–4, ОК–7, ОК–9) ПК–4, ПК–5, ПК–13, ПК–15. |
| P3 | Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности | Требования ФГОС ВО (ОК–1, ОК–2, ОК–3, ОК–4, ОК–7, ОК–8, ОК–9) (АВЕТ–3i), ПК1, ПК–23, ОПК–6, ПК–23 |
| P4 | Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий | Требования ФГОС ВО (ОПК–1, ОПК–2, ОПК–3, ОПК–4, ОПК–5, ОПК–6) (ЕАС–4.2d), (АВЕТ3e) |
| в области производственно–технологической деятельности | | |
| P5 | Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов | Требования ФГОС ВО (ПК–1, ПК–2, ПК–3, ПК–4, ПК–7, ПК–8, ПК–9, ПК–10, ПК–11, ПК–13, ПК–14, ПК–15) |
| P6 | внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов | Требования ФГОС ВО (ПК–1, ПК–5, ПК–6, ПК–10, ПК–12) |
| в области организационно–управленческой деятельности | | |

| Код результата | Результат обучения (выпускник должен быть готов) | Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон |
|---|---|--|
| P7 | Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику | Требования ФГОС ВО (ОК–5, ОК–6, ПК–16, ПК–18) (ЕАС–4.2–h), (АВЕТ–3d) |
| P8 | Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов | Требования ФГОС ВО (ПК–5, ПК–14, ПК17, ПК–19, ПК–22) |
| в области экспериментально–исследовательской деятельности | | |
| P9 | Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально–исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли | Требования ФГОС ВО (ПК–21, ПК–23, ПК–24, ПК–25, ПК–26) |
| P10 | Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий | Требования ФГОС ВО (ПК–22, ПК–23, ПК–24, ПК–25, ПК–26,) (АВЕТ–3b) |
| в области проектной деятельности | | |
| P11 | Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов | Требования ФГОС ВО (ПК–27, ПК–28, ПК–29, ПК–30) (АВЕТ–3с), (ЕАС–4.2–е) |

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Максимова Ю.А.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

| |
|---------------------|
| Бакалаврской работы |
|---------------------|

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

Студенту:

| Группа | ФИО |
|---------|------------------------------|
| з-2Б63Т | Князев Евгений Александрович |

Тема работы:

| | |
|---|----------------------------|
| Оптимизация работы малодебитных скважин на нефтяных месторождениях Западной Сибири | |
| Утверждена приказом директора (дата, номер) | №59-108/с от 28.02.2020 г. |

| | |
|--|---------------|
| Срок сдачи студентом выполненной работы: | 05.06.2020 г. |
|--|---------------|

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

| | |
|--|---|
| Исходные данные к работе | Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы. |
| Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов | Рассмотреть разные варианты эксплуатации малодебитных скважин, провести анализ данных способов эксплуатации, выбрать наиболее рентабельный вариант добычи на малодебитных скважинах |
| Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i> | |
| Раздел | Консультант |
| Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение | Трубченко Татьяна Григорьевна |
| Социальная ответственность | Сечин Андрей Александрович |

| | |
|---|---------------|
| Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику | 02.03.2020 г. |
|---|---------------|

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------------------|---------------------------|---------------------------|---------|------|
| Старший преподаватель | Вершкова Елена Михайловна | | | |

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|---------|------------------------------|---------|------|
| 3-2Б63Т | Князев Евгений Александрович | | |

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Уровень образования Бакалавриат
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения Весенний семестр 2019 /2020 учебного года

Форма представления работы:

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

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

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

| | |
|--|---------------|
| Срок сдачи студентом выполненной работы: | 05.06.2020 г. |
|--|---------------|

| Дата контроля | Название раздела (модуля) / вид работы (исследования) | Максимальный балл раздела (модуля) |
|---------------|---|------------------------------------|
| 20.04.2020 | Основная часть | 60 |
| 04.05.2020 | Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и Ресурсосбережение | 20 |
| 18.05.2020 | Социальная ответственность | 20 |
| | Итого | 100 |

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|--------------------------------|------------------------|---------|------|
| Доцент | Никкульчиков Андрей Викторович | Доцент, к.ф.-м.н. | | |

Консультант

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------------------|---------------------------|------------------------|---------|------|
| Старший преподаватель | Вершкова Елена Михайловна | | | |

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 111 с., 20 рис., 14 табл., 39 источников.

Ключевые слова: ресурсоэффективность, нефть, дебит, установка электроцентрабежного насоса (УЭЦН), кратковременная эксплуатация скважины (КЭС), малodeбитные скважины, установка винтовых насосов (УВН), недропользователи, погружное оборудование, количество взвешанных частиц (КВЧ).

Объектом исследования является оптимизация работы малodeбитных скважин на месторождениях Западной Сибири.

Цель работы – определить метод повышения эффективности эксплуатации малodeбитных скважин, В процессе исследования проводились сравнения способов эксплуатации малodeбитных скважин на разных месторождениях Западной Сибири, рассмотрены комбинированные способы добычи, проведены расчеты кратковременной и периодической эксплуатации.

Степень внедрения: наиболее выгодный способ эксплуатации малodeбитных скважин уже используется, например, на Южно-Приобском месторождении.

Область применения: возможное применение на фондах где наблюдается малый дебит на нефтегазовых месторождениях.

Экономическая эффективность/значимость работы: определение более дешевого оборудования для эксплуатации малodeбитных скважин, при увеличении объема добычи и, наименьшем энергопотреблении.

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

КИН - коэффициент извлечения нефти

ОПЗ – обработка призабойной зоны

УШГН - установка штанговых глубинных насосов

УЭЦН- установка электроцентробежного насоса

СК – станок-качалка

КПД – коэффициент полезного действия

ПАО – Публичное Акционерное Общество

КЭС – краткосрочная эксплуатация скважины

МРП – межремонтный период

КВЧ - количество взвешенных частиц

СУ – станция управления

ГОСТ - государственный стандарт

ТМС – термоманометрическая система

УВН – установка винтового насоса

АСПО - асфальтосмолопарафиновые отложения

НКТ – насосно-компрессорные трубы

ГРП – гидроразрыв пласта

АГЗУ - автоматическая групповая замерная установка

ТиКРС – текущий и капитальный ремонт скважины

ППД – поддержание пластового давления

АПВ – автоматическое повторное включение

ГПН – гидropоршневой насос

ЧРП - частотно-регулируемый привод

ОГЛАВЛЕНИЕ

| | |
|---|-----------|
| Введение..... | 12 |
| 1 Теоретические аспекты эксплуатации малодебитных скважин..... | 14 |
| 1.1 Основные понятия о малодебитных (нерентабельных) скважинах..... | 14 |
| 1.2 Классификация скважин по дебиту..... | 18 |
| 1.3 Критерии определения нерентабельных скважин | 21 |
| 2 Эксплуатация малодебитных скважин на месторождениях Западной Сибири | 25 |
| 2.1 Существующие методики эксплуатации малодебитных скважин | 25 |
| 2.1.1 Применение установок штанговых глубинных насосов..... | 26 |
| 2.1.2 Применение низкодебитных установок электроцентробежных насосов | 28 |
| 2.1.3 Периодическая эксплуатация скважин | 29 |
| 2.1.4 Режим краткосрочной эксплуатации скважин | 31 |
| 2.1.5 Применение винтовых насосов | 34 |
| 2.2 Анализ эксплуатации малодебитных скважин на месторождениях Западной Сибири..... | 38 |
| 2.2.1 КЭС на Шингинском месторождении | 38 |
| 2.2.2 Применение ЭВН на Кальчинском нефтяном месторождении | 43 |
| 2.2.3 УЭЦН и КЭС на Южно-Приобском месторождении | 46 |
| 2.2.4 Опыт применения УВН на Самотлорском месторождении .. | 48 |
| 3 Пути оптимизации малодебитных скважин..... | 51 |
| 3.1 Существующие подходы к оптимизации эксплуатации малодебитных скважин | 51 |
| 3.2 Инновационные разработки в механизированном фонде | 54 |

| | |
|--|-----------|
| 3.2.1 Оптимизация работы штанговых насосов при эксплуатации малодебитных скважин | 54 |
| 3.2.2 Повышение ресурса УЭЦН для малодебитных скважин | 59 |
| 3.3 Расчет периодической и кратковременной эксплуатации малодебитных скважин | 60 |
| 3.4 Сравнение методов непрерывной, периодической и краткосрочной эксплуатации | 66 |
| 3.5 Комбинированные способы эксплуатации | 72 |
| 4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ | 76 |
| 4.1 Потенциальные потребители результатов исследования..... | 76 |
| 4.2 Анализ конкурентных технических решений..... | 76 |
| 4.3 SWOT-анализ..... | 78 |
| 4.4 Планирование научно-технического исследования | 79 |
| 4.4.1 Структура научно-технического исследования | 79 |
| 4.4.2 Определение трудоемкости выполнения работ | 80 |
| 4.4.3 Разработка графика проведения научно-технического исследования..... | 81 |
| 4.5 Бюджет научно-технического исследования | 84 |
| 4.5.1 Материальные затраты | 84 |
| 4.5.2 Амортизационные отчисления..... | 85 |
| 4.5.3 Заработная плата исполнителей..... | 85 |
| 4.5.4 Формирование бюджета затрат..... | 87 |
| 5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ | 90 |
| 5.1 Недостатки базовой конструкции (аналогов) по обеспечению безопасности труда | 92 |

| | |
|--|------------|
| 5.2 Проектные решения по обеспечению безопасности труда на проектируемом оборудовании..... | 92 |
| 5.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования..... | 94 |
| 5.4 Обеспечение безопасности технологического процесса..... | 96 |
| 5.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности..... | 97 |
| 5.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях | 100 |
| 5.7 Экологическая безопасность | 103 |
| Заключение | 106 |
| Список использованной литературы | 108 |

ВВЕДЕНИЕ

Состояние нефтяной промышленности России и Западной Сибири как основного источника нефти в современных сложных экономических условиях свидетельствует о необходимости разработки и внедрения технологий добычи нефти из малодебитных скважин. Эта необходимость продиктована критическим падением цены на нефть на внешнем рынке и пока еще значительной зависимостью экономики России от сырьевой составляющей. В последние годы до 45 % добываемой в России нефти экспортировалось за границу. И это несмотря на то, что большая часть крупнейших месторождений Западной Сибири за почти 50 лет эксплуатации находятся в состоянии с падающей добычей нефти при обводненности продукции более 90 %. При этом извлекаемые запасы этих месторождений еще далеки от их реального истощения.

Коэффициент извлечения нефти (КИН) – основной показатель эффективности использования нефтяных запасов недр снизился в последние два десятилетия с 51 до 35 %. Снижение этого показателя сопряжено в том числе и с тем, что «новые» недропользователи целенаправленно прибегали к интенсификации добычи нефти из скважин путем проведения гидроразрывов пластов (ГРП), получая при этом огромные прибыли (особенно на крупных месторождениях). Вместе с временным увеличением добычи нефти из скважин происходил стремительный и необратимый рост обводненности продукции. В результате этих действий происходило разубоживание извлекаемых запасов месторождений и, как следствие, — существенное повышение эксплуатационных затрат на завершающей стадии разработки месторождений.

При высоком проценте обводненности продукции скважины наступает порог рентабельности, т. е. эксплуатационные затраты на добычу нефти, подготовку и утилизацию подтоварной воды могут превышать ее товарную стоимость. Из-за высокой обводненности и не рентабельности

механизированной добычи нефти эту категорию скважин останавливают и переводят в бездействующий или консервационный фонд. Данный подход для недропользователей является самым простым и экономически выгодным. Тогда как эксплуатация малодебитных скважин требует от недропользователя большой объем подготовительной исследовательской работы, затрат на НИОКР, значительные капитальные затраты при долгом сроке окупаемости. Важным аспектом, влияющим на низкую эксплуатацию малодебитных скважин, является сложившееся мнение, что нет оптимальных и эффективных способов добычи. Это обуславливает актуальность данной работы.

Целью работы является анализ существующих подходов к эффективной эксплуатации малодебитных скважин. В работе будут рассмотрены вопросы классификации малодебитных скважин, проанализированы существующие методы эксплуатации, выделены их достоинства и недостатки, проведен обзор практики эксплуатации на месторождениях Западной Сибири, предложены пути оптимизации эксплуатации малодебитного фонда скважин.

1 ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАЛОДЕБИТНЫХ СКВАЖИН

1.1 Основные понятия о малодебитных (нерентабельных) скважинах

Наиболее важной характеристикой нефтеносного пласта, обеспечивающей ту или иную производительность (дебит) скважины, является коэффициент продуктивности, выражающий совокупность и степень взаимосвязи работы скважины (подъемника) и пласта. В зависимости от этого параметра применяют различные способы эксплуатации. При этом наиболее длительный период эксплуатации скважины – насосный период, характеризующийся, как правило, относительно небольшими дебитами (по сравнению с предшествующими фонтанным; и компрессорным периодами). Однако дебит насосных скважин может изменяться в довольно широких пределах [20].

Важнейший экономический показатель эффективности добычи нефти – ее себестоимость существенно зависит от условий эксплуатации скважин, определяющих выбор подземного и наземного оборудования, установления режима эксплуатации и режима откачки жидкости из скважин. Вместе с тем на себестоимость добычи нефти значительно влияют также частота и характер подземных ремонтов скважин.

Следует совершенно четко разграничить понятия: условия эксплуатации, режим эксплуатации и режим откачки. Под условиями эксплуатации понимают геолого-физическую характеристику скважины. Глубина залегания эксплуатационного объекта, высота подъема жидкости, состав откачиваемой нефти, воды, газа, наличие песка в жидкости и т. д. – все это в совокупности составляет условия эксплуатации скважины.

Режим эксплуатации скважины определяется величиной объемной скорости притока жидкости из пласта в скважину. Различают постоянный и

переменный режимы. При неизменной во времени скорости притока режим называют постоянным, в противном случае – переменным.

Обычно режим эксплуатации скважин с течением времени изменяется вследствие целого ряда причин: изменения условий притока жидкости из пласта в скважину, снижения производительности насоса по мере его износа, остановки для ремонта оборудования и т. д.

Под режимом откачки понимают режим работы насосной установки, который определяется сочетанием следующих трех параметров насосной установки: диаметра насоса, длины его хода и числа качаний балансира.

Из приведенных определений видно, что режимы эксплуатации скважины и откачки – совершенно различные понятия, между которыми нет однозначной зависимости: один и тот же режим эксплуатации можно осуществить в общем случае посредством различных режимов откачки. Исключение составляют случаи, когда насосная установка работает на режиме, близком к пределу своих возможностей.

Среди нефтяных месторождений России немало залежей, характеризующихся режимом газированной жидкости, где по ряду причин не применяют искусственные методы воздействия. Вследствие этого с течением времени пластовое давление падает приток жидкости к забоям скважин снижается и на поздней стадии разработки залежи дебиты скважин уменьшаются до пределов при которых эксплуатация их становится нерентабельной. Поэтому если нет возвратных горизонтов, многие скважины указанной категории консервируют или даже ликвидируют. При наличии возвратных горизонтов малодебитность таких скважин нередко служит достаточным основанием для возврата их на вышележащий горизонт [29].

При решении вопроса о ликвидации, возврате или консервации малодебитных скважин не принимают во внимание коэффициент нефтеотдачи пласта, который во многих случаях оказывается небольшим. Таким образом, разработка нефтяных залежей рассматриваемого типа заканчивается в то время, когда в пласте имеются еще значительные

остаточные запасы нефти. Вопрос об увеличении коэффициента нефтеотдачи таких объектов чрезвычайно актуален особенно для бакинских нефтяных месторождений. Коэффициент нефтеотдачи указанных объектов может быть увеличен продлением срока эксплуатации малодебитных скважин путем повышения рентабельности их эксплуатации.

В последний период разработки некоторых залежей в стадии истощения приток жидкости из пласта в скважину происходит под влиянием силы тяжести (гравитационная фильтрация), роль которой тем значительнее, чем больше угол падения пласта и его мощность; Гравитационная фильтрация во многих случаях может оказаться весьма эффективной в увеличении нефтеотдачи. По данным М. Маскета, промысловые наблюдения в Оклахома Сити показывают, что при благоприятных условиях гравитационная фильтрация участвует эффективно в нефтеотдаче даже после истощения в основном пластового давления [8].

А. П. Крылов и другие [4] указывают, что в зависимости от режима пласта при обычных методах разработки нефтяных залежей коэффициенты нефтеотдачи могут принимать следующие значения:

- при водонапорном режиме – 0,5–0,8 редко 0,9;
- при газонапорном режиме – 0,4–0,7, редко 0,8;
- при гравитационном режиме – до 0,5;
- при режиме растворенного газа – 0,15–0,3, редко 0,4.

Сопоставление степени нефтеотдачи при различных режимах пласта возможно при одинаковых условиях, наиболее благоприятных для каждого режима. При этом можно, хотя и очень приближенно, оценить эффективность трех последних режимов по отношению к водонапорному, при котором достигается наибольшая нефтеотдача.

Эффективность газонапорного режима в смысле полноты нефтеотдачи составляет $9/10$, гравитационного – $2/3$ и режима растворенного газа – $1/3$ эффективности водонапорного режима.

Из приведенных данных следует:

- 1) при режиме растворенного газа в пласте остается наибольшее количество нефти;
- 2) после истощения пластовой энергии коэффициент нефтеотдачи может быть увеличен за счет эксплуатации месторождения при гравитационном режиме.

Как указывалось выше, месторождений и нефтеносных объектов, эксплуатирующихся при режиме растворенного газа, довольно много. Коэффициент нефтеотдачи которых в подавляющем большинстве случаев не превышает 0,2. Вопрос об увеличении нефтеотдачи чрезвычайно актуален.

Известно, что на последней стадии эксплуатации месторождений с режимом растворенного газа суммарная добыча нефти из скважины при естественном снижении ее дебита на некоторую величину определяется уравнением[22]

$$\sum q = 30\eta \frac{(q_1 - q_n)^\alpha}{1 - \alpha} \quad (1.1)$$

где $\sum q$ – суммарная добыча нефти из скважины за время снижения ее дебита от значения q_1 до q_n в тоннах; η – коэффициент эксплуатации скважины; q_1 – среднесуточный дебит скважины за рассматриваемый текущий месяц ее работы, условно принимаемый за первый месяц, в т/сутки; q_n – среднесуточный дебит скважины на n-м месяце ее эксплуатации в т/сутки; α – коэффициент естественного падения дебита скважины.

При этом среднесуточный дебит скважины на n-м месяце эксплуатации будет

$$q_n = q_1 * \alpha^{n-1} \quad (1.2)$$

где n – число месяцев эксплуатации, в течение которых дебит скважины снижается от q_1 до q_n . В конечной стадии разработки нефтяных пластов рассматриваемого типа коэффициенты естественного падения дебита скважин близки к единице, т. е. дебиты весьма стабильны.

Анализ распределения добычи нефти по способам эксплуатации при разработке некоторых горизонтов показывает, что большая часть добываемой нефти приходится на глубиннонасосный период эксплуатации.

Расчеты по формулам (1.1), (1.2) показывают, что вследствие очень медленного темпа падения добычи нефти значительное количество ее извлекается в конечный очень малодебитный период жизни скважины. Так, например, если принять $\alpha=0,998$, то подсчеты показывают, что при дебите скважины 0,5 т/сутки к моменту, когда ее дебит снизится до 0,4 т/сутки, т. е. всего на 100 кг в сутки, или на 20%, из скважины может быть добыто почти 1500 тонн нефти.

Таким образом, из приведенных выше соображений становится ясным, что продление срока эксплуатации малодебитных скважин – один из путей повышения коэффициента нефтеотдачи пласта. Поэтому снижение предела рентабельности эксплуатации малодебитных скважин на незначительную величину и продление срока их эксплуатации могут значительно увеличить извлекаемые запасы нефти в старых нефтедобывающих районах.

1.2 Классификация скважин по дебиту

Для улучшения технико-экономических показателей добычи нефти необходимо иметь возможность обобщать данные о работе однородных скважин, т. е. таких, которые в различных нефтедобывающих районах имеют одинаковую характеристику. Для этого скважины подразделяют на различные категории, в том числе по величине отбора (дебиту).

Здесь мы рассмотрим классификацию по дебиту глубиннонасосных скважин, так как подавляющую часть малодебитных скважин обычно эксплуатируют глубинными насосами.

Классификация скважин по величине отбора (дебиту) в основном связана с высотой подъема жидкости, с увеличением которой возможная производительность насосной установки быстро уменьшается. Исходя из

условия постоянства приведенной нагрузки на штанги, дается следующую приближенную зависимость дебита скважины от высоты подъема жидкости:

$$Q = \frac{A}{H} \quad (1.3)$$

где Q – производительность установки в м³/сутки; A – постоянная, имеющая условное значение, которую выводят из чисто практических соображений, в м³/сутки, H – высота подъема, жидкости в м.

Зависимость (1.3) справедлива в пределах значений $Q \leq 100$ м³/сутки, $H \leq 3000$ м. При больших абсолютных значениях Q или H она существенно отклоняется от действительной зависимости, обусловленной фактической работоспособностью штанг.

По дебиту скважины подразделяют на три группы: многодебитные, среднедебитные и малодебитные [27]. К многодебитным относят скважины, для которых необходимо применение наиболее мощного серийно выпускаемого насосного оборудования и штанг повышенной прочности. Исходя из этого, в формуле (1.3) принимают $A=4 \cdot 10^4$. Тогда граница между много- и среднедебитными скважинами выразится следующей гиперболой:

$$Q = \frac{4 \cdot 10^4}{H} \quad (1.4)$$

где Q и H изменяются в указанных выше пределах. Таким образом, скважины с дебитом более 100 м³/сутки относятся к многодебитным независимо от высоты подъема жидкости.

В группу малодебитных входят скважины: с дебитом до 5 м³/сутки при высоте подъема жидкости до 1400 м; с дебитом до 3 м³/сутки при высоте подъема жидкости более 1400 м. Такое подразделение малодебитных скважин основано на том, что имение в пределах указанных дебитов широко применяется периодическая откачка (переменный режим эксплуатации), а также откачка с постоянным запасом производительности насосной установки. Кроме того, для этой группы скважин, особенно многочисленной, целесообразно применение облегченного и дешевого оборудования (станков, штанг, насосов, труб) специальных типоразмеров.

С точки зрения технико-экономических показателей эксплуатации следует особо выделить группу очень малодебитных скважин с дебитом до 1 т/сутки.

Очевидно, что все скважины, не попадающие в группы много- и малодебитных, должны быть отнесены к среднедебитным.

По высоте подъема жидкости или по глубине спуска насоса (если относительная величина погружения насоса достаточно мала) скважины подразделяют на следующие группы:

- малой глубины – прием насоса на глубине до 400–500 м;
- средней глубины – прием на глубинах от 400–500 до 1300–1400 м;
- глубокие – с приемом на глубине более 1300–1400 м.

Эта классификация основывается на следующих соображениях. До глубины примерно 400–500 м отечественные стандартные насосные установки допускают, применение насосов наибольших диаметров (95–120 мм) при обычных параметрах установки. До глубин 1300–1400 м возможно применение насосов средних диаметров (50–60 мм), а при больших глубинах – только насосов малого диаметра, т.е. менее 50 мм. Кроме того, на глубинах 1300–1400 м уже становятся практически ощутимыми некоторые механические особенности работы насосной установки. Классификация скважин по дебиту и по глубинам графически представлена на рис. 1.1.

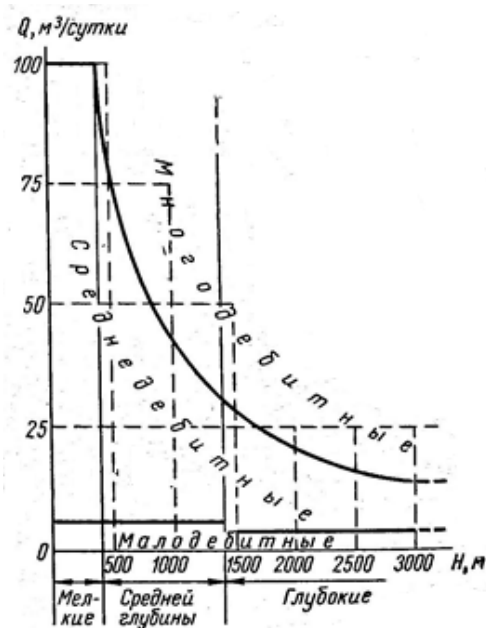


Рисунок – 1.1 Классификация скважин по дебиту и высоте подъема жидкости

1.3 Критерии определения нерентабельных скважин

Рассмотрение всей совокупности скважин, именуемых нерентабельными (или малодебитными) позволяет установить, что это довольно неоднородная совокупность скважин, различающихся причинами нерентабельности.

В соответствии с этими причинами нерентабельные скважины можно подразделить на следующие группы[22]:

I. Скважины с малым дебитом по нефти и малой обводненностью, которые состоят из четырех подгрупп:

а) малый дебит обусловлен плохой коллекторской характеристикой пласта в зоне дренирования скважины;

б) малый дебит обусловлен ухудшением проницаемости призабойной зоны (наличием скин-эффекта), при условии, что коллекторские свойства остальной части пласта достаточно высокие;

в) скважины с подошвенной водой, которые нельзя эксплуатировать при высоких депрессиях из-за резкого роста обводненности продукции;

г) скважины, низкий дебит которых связан с падением пластового давления. Для нашего района это может иметь место для скважин, вскрывших изолированные линзы и не испытывающих влияния закачки, и для залежей, разрабатываемых на режиме истощения.

II. Скважины с малым дебитом по нефти и высокой обводненностью, которые делятся на три подгруппы:

а) скважины с маловязкой нефтью, отобравшие значительную часть дренируемых запасов и обводнившиеся естественным образом пластовой или закачиваемой водой;

б) скважины с высоковязкой нефтью. В отличие от подгруппы IIa, скважины этой подгруппы обводняются уже в ранние периоды своей эксплуатации, причем обводнение идет более быстрыми темпами. Процент отбора запасов за безводный период эксплуатации очень незначительный;

в) скважины, эксплуатирующие трещинные коллекторы. Обводнение этой категории скважин происходит также быстро и процент обводненности является высоким.

Ко II группе не относятся аварийные случаи, когда скважина обводняется за счет заколонных перетоков чужой водой. Эта категория скважин подлежит капитальному ремонту с последующим возвратом в нормальную эксплуатацию.

Признаки групп Iв, Iг и II достаточно очевидны, в то же время различить группы Ia и Ib в ряде случаев можно только по результатам гидродинамических исследований. Очевидно, что каждая выделенная группа скважин требует своего индивидуального подхода. Скважины подгруппы Iа эксплуатируются путем установки малопроизводительного оборудования или периодически.

Способов увеличения фильтрационной способности большого объема пласта в настоящее время не известно. Выбор режима эксплуатации определяется либо наличием соответствующего оборудования, либо экономическими соображениями. Скважины подгруппы Ib могут быть

переведены в разряд рентабельных путем проведения соответствующих обработок призабойной зоны. Решение о способе обработки должно приниматься по результатам гидродинамического исследования скважины.

Решающим здесь может оказаться определение радиуса зоны с ухудшенной проницаемостью, т.к. глубинность выбранного метода ОПЗ должна быть во всяком случае не меньше найденного радиуса. Успешность обработки скважины должна также устанавливаться путем гидродинамического исследования и сопоставления скин-эффекта до и после обработки, а не путем сравнения дебитов. В случае успешной обработки скважины могут быть возвращены в нормальную эксплуатацию. Причиной нерентабельности скважин подгруппы I в является необходимость подъема большого количества воды при увеличении депрессии на пласт. Эти скважины целесообразно эксплуатировать в периодическом режиме, установив период откачки равным времени подтягивания конуса, а период накопления - равным времени его оседания. Скважины подгруппы I г обнаруживают себя низкими статическими уровнями и непостоянством газового фактора. Целесообразно организовать поддержание пластового давления, возможно, путем организации перетоков из других высоконапорных пластов. При невозможности это сделать - применить периодическую эксплуатацию.

Для скважин подгрупп IIа, IIб и IIв может оказаться целесообразной разработка технологий, позволяющих сократить объем воды, поднимаемой на поверхность. Такие технологии снизят затраты и приведут к переходу этих скважин в число рентабельных. К ним можно отнести:

- при непрерывном режиме эксплуатации: уменьшение или увеличение отбора жидкости при непрерывном режиме эксплуатации на основе изучения зависимости обводненности продукции от дебита. Для скважин, эксплуатирующих трещинные коллекторы – снижение дебитов. Применение насосов двойного действия, позволяющих закачивать воду, отделяющуюся от нефти в стволе скважины за счет гравитационной

сегрегации, без подъема ее на поверхность, в поглощающий или в эксплуатируемый пласт.

- при периодическом режиме эксплуатации: использование явления гравитационного разделения жидкостей в пласте и замещения столба воды в простаивающей скважине нефтью. Этот метод требует детального изучения процессов, происходящих в пласте и скважине при бездействии скважины.

Таким образом, можно выделить те категории скважин, которые могут быть переведены в рентабельные путем периодической эксплуатации, а именно: скважины, малый дебит которых обусловлен плохой коллекторской характеристикой пласта; скважины с подошвенной водой; высокообводненные скважины.

Нерентабельный фонд является плавающим. Часть скважин выводят в рентабельные, часть обратно попадает в этот фонд. Причины роста нерентабельного фонда и критерии перевода следующие:

- Естественное снижение дебита и рост обводненности скважин;
- Рост доли трудноизвлекаемых запасов. К ним относятся: запасы в малопроницаемых терригенных коллекторах с $K_{пр} < 50$ мД, запасы в карбонатных коллекторах, запасы высоковязких нефтей с $\mu_n > 30$ мПа*с и запасы в водонефтяных зонах малой мощности;
- Единовременные затраты на ремонт скважин, которые не покрываются стоимостью добытой из скважины нефти за учитываемый в методике В.Д. Матвеева период времени;
- Плохое техническое состояние скважины (негерметичность обсадной колонны, нарушение целостности цементного камня и другие причины).

2 ЭКСПЛУАТАЦИЯ МАЛОДЕБИТНЫХ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

2.1 Существующие методики эксплуатации малодебитных скважин

На сегодняшний день основными способами механизированной добычи малодебитного фонда скважин являются[29]:

- 1) применение установок штанговых глубинных насосов (УШГН);
- 2) применение низкодебитных установок электроцентробежных насосов (УЭЦН) (подача до 30 м³/сут);
- 3) применение УЭЦН в периодическом режиме;
- 4) краткосрочная эксплуатация скважин;
- 5) применение винтовых насосов.

Распределение по способам добычи приведено на рисунке 2.1.

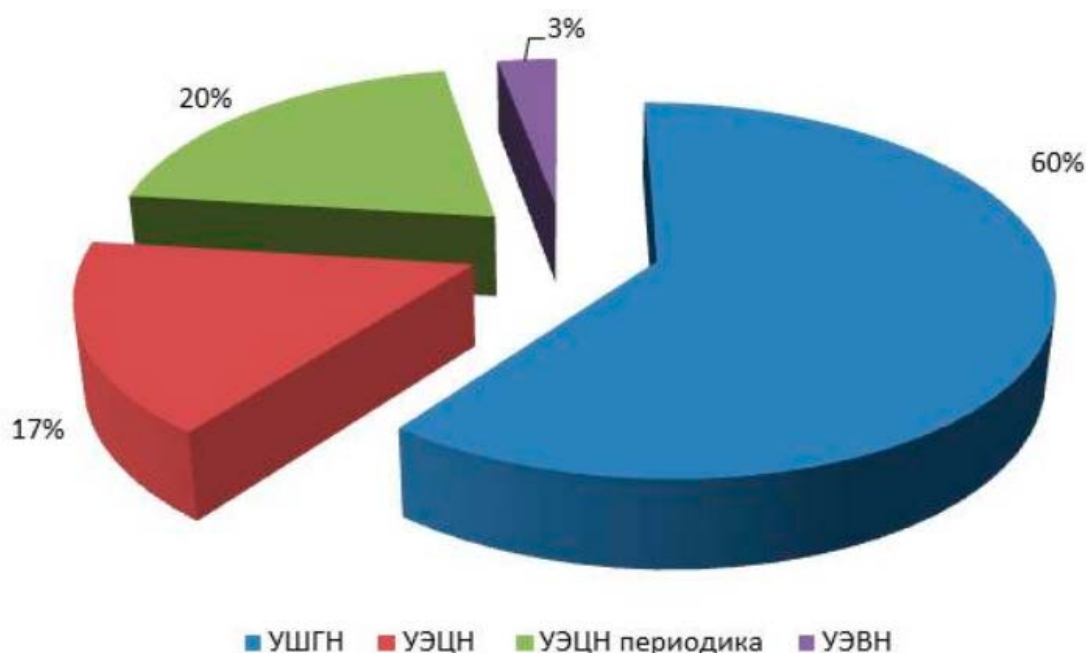


Рисунок 2.1 – Распределение малодебитного фонда скважин по способам добычи[29]

Как видно из диаграммы, преобладающим способом добычи нефти является применение установок штанговых глубинных насосов. Связано это с тем, что 80% из всех УШГН в основном применяется на месторождениях

центральной части России, которые были открыты еще в начале 20-го века. Наблюдается тенденция к сокращению доли УШГН в структуре добычи на малодебитном фонде и росту доли низкодебитных УЭЦН и УЭЦН, работающих в периодическом режиме. Тенденция к такой динамике объясняется тем, что растет фонд малодебитных скважин в Западной Сибири, где УЭЦН является основным механизированным способом добычи. В условиях постоянного роста стоимости нефтедобычи и снижения стоимости нефти на мировых рынках, нефтяные компании России ставят перед собой задачи по удержанию текущего уровня добычи и повышению операционной эффективности сектора. Существующие способы добычи при всех своих плюсах имеют ряд минусов, которые не позволяют нефтяным компаниям достигнуть поставленных целей.

В настоящее время наблюдается тенденция к сокращению доли УШГН в структуре добычи на малодебитном фонде, и УЭЦН становится основным механизированным способом добычи. Однако существенным недостатком центробежных насосов является его низкая эффективность при работе в скважинах с дебитами ниже $60 \text{ м}^3/\text{сут}$ и с малыми диаметрами эксплуатационных колонн [19].

2.1.1 Применение установок штанговых глубинных насосов

Наиболее распространенным способом эксплуатации малодебитных скважин является применение штанговых скважинных насосных установок (ШСНУ).

Штанговая скважинная насосная установка состоит из трех частей – скважинного насоса, насосных штанг и наземного привода.

Для привода штангового насоса у устья скважины монтируют тот или иной приводной механизм. На промыслах наиболее распространен индивидуальный балансирный привод с шатунно-кривошипным механизмом – станок-качалка, цепные приводы скважинных штанговых насосов [20].

Однако, обладая преимуществами современные станки-качалки (СК) имеют и определенные недостатки:

- обладают высокой металлоемкостью – в среднем 15-25 т – и поэтому требуют сооружения массивного железобетонного фундамента или стального основания;
- наличие значительных неуравновешенных масс не позволяет использовать их на морских промыслах, а на заболоченных территориях требуется сооружение дорогостоящих фундаментов, стоимость которых может превышать стоимость самих СК;
- современные СК состоят из рамы, стойки, преобразующего механизма (балансир, траверс, шатуны, кривошип), редуктора, клиноременной передачи и приводного двигателя. Их ремонт или замена являются чрезвычайно трудоемкими и дорогостоящими операциями, что обусловлено, в частности, значительной массой и габаритами оборудования.

Штанговые насосы работают с малым коэффициентом подачи при низком динамическом уровне жидкости в скважине. С коэффициентом подачи 0,2 работают 64% исследованного фонда скважин, от 0,2 до 0,4 – 30%, с 0,4-0,6 – 4%, а более 0,6 – всего 1% фонда.

Анализ показателей эксплуатации ШСНУ показал, что уменьшение подачи с 0,4 до 0,2 и 0,1 приводит к существенному росту удельных затрат на подъем скважинной продукции [2]. Использование в качестве погружного насоса – насоса плунжерного принципа действия, не обеспечивает получения максимальной производительности скважин и возможности оперативного регулирования параметров работы установки при переменном режиме работы пласта.

Однако, из-за малых и средних дебитов, а также достаточно большой «инерции» наземного оборудования СШНУ (нелегко перевезти привод со скважины на скважину, изменить основные параметры работы оборудования) средние сроки окупаемости приобретаемого нового оборудования СШНУ

оказываются достаточно растянутыми. Попытки использования «старых» (не предназначенных для интенсивной добычи нефти) видов оборудования приводят к частым отказам, увеличению эксплуатационных затрат, сокращению рентабельности добычи нефти с помощью СШНУ. Нужно отметить, что в России практически нет ни одного машиностроительного комплекса, который бы поставлял скважинную штанговую насосную установку комплектно и занимался бы ее сервисом и прокатом [21]. Все это обуславливает малое применение СШНУ при эксплуатации скважин, в том числе и низкодебитных.

Существующие механизированные способы добычи нефти штанговыми скважинными насосными установками не обладают способностью создать стационарное движение жидкости в пласте. Поэтому для создания стационарного потока в скважине используют электроцентробежные насосные установки, но их применение для добычи нефти из малодебитных скважин практически невозможно, так как они обладают большой производительностью при низком давлении на выходе насоса, что нерационально в указанных условиях.

2.1.2 Применение низкодебитных установок электроцентробежных насосов

В настоящее время недропользователи в Западной Сибири при эксплуатации нефтяных скважин с дебитами по жидкости от 10 до 30 м³/сут отдали предпочтение установкам электроцентробежных насосов (УЭЦН). В этой связи при высокой обводненности этих скважин, низком коэффициенте полезного действия (КПД) УЭЦН, малой производительности и низкой стоимости нефти на мировом рынке эксплуатация этих скважин становится убыточной. Зависимость КПД от производительности отечественных установок УЭЦН показана на рис. 2.2.

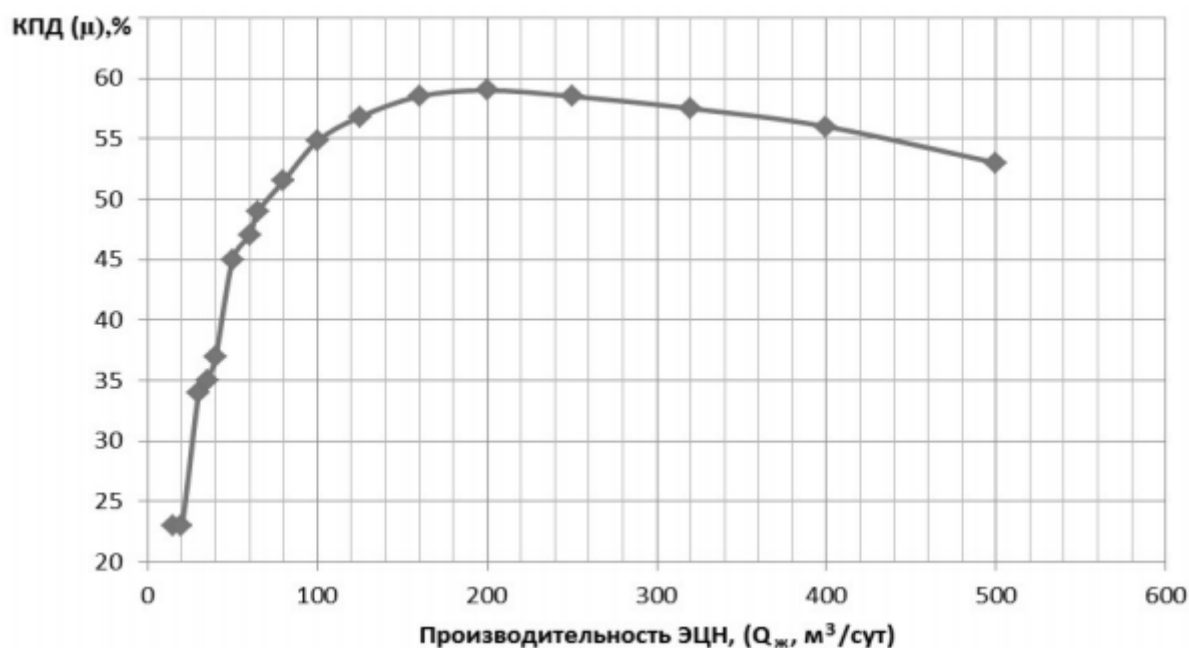


Рисунок 2.2 – График зависимости КПД от производительности УЭЦН отечественного производства

Из графика видно, что малопроизводительные УЭЦН в диапазоне от 20 до 40 м³/сут имеют КПД в два раза меньше, чем высокопроизводительные установки, в т. ч. СШН [1].

2.1.3 Периодическая эксплуатация скважин

Периодический режим работы погружного оборудования – последовательность одинаковых рабочих циклов, каждый из которых состоит из периода работы и периода покоя, другими словами способ эксплуатации малодебитных скважин, основанный на чередовании периодов извлечения и накопления нефти в стволе скважины. Причем, продолжительность цикла недостаточна для достижения теплового равновесия, за которым следует состояние покоя в течение времени, достаточного для того, чтобы температура машины сравнялась с температурой охлаждающей среды с точностью до 2°С [26].

По существу периодическая эксплуатация используется не для снижения вредного влияния газа, а именно для повышения эффективности эксплуатации низкодебитного фонда, насосам большей производительности и КПД. Но в результате накопления и разгазирования жидкости в затрубном пространстве, в начальные периоды работы происходит откачка продукции с объемной долей свободного газа меньшей, чем при откачке в постоянном режиме при прочих равных условиях.

По данным эксплуатации фонда в периодическом режиме наблюдается снижение удельных затрат электроэнергии в 2-3 раза по сравнению с постоянным режимом работы. За счёт периодичного режима работы возможно частично уходить от осложнений - механических примесей, газа, эмульсии.

Технология периодической эксплуатации скважин активно применяется в крупнейших компаниях России, в таких как, ПАО «Газпром нефть», ПАО «НК «Роснефть».

Способ кратковременной эксплуатации скважин, был создан на рубеже 20-го и 21-го веков в рамках решения основной проблемы производителей погружных центробежных насосных установок с электрическим приводом (УЭЦН), которую ведущие компании всего мира пытались решить на протяжении 20-30 лет конца прошлого века. Проблема заключалась в сокращении объёма рынка УЭЦН вследствие ухудшения структуры запасов нефтяных месторождений и перехода высокодебитных скважин в разряд среднедебитных, а среднедебитных - в малодебитные.

Как известно, добыча нефти при непрерывной эксплуатации скважин с помощью УЭЦН экономически эффективна на высокодебитных скважинах. На среднедебитных скважинах эффективность использования УЭЦН резко снижается. На малодебитных скважинах УЭЦН ранее вообще не применялись. Периодический способ даёт возможность эксплуатировать средне- и малодебитные скважины с такой же и даже более высокой

экономической эффективностью, чем при непрерывной эксплуатации УЭЦН высокодебитных скважин.

2.1.4 Режим краткосрочной эксплуатации скважин

Режим КЭС является видом периодической эксплуатации скважин, характеризующейся кратковременной интенсивной откачкой жидкости УЭЦН больших типоразмеров. При КЭС кратковременные циклы откачки (3-10 мин.) чередуются с относительно продолжительными циклами накопления (10-60 мин.) жидкости в скважине, т.е. высокопроизводительное оборудование работает в одном из типовых режимов: S2 (кратковременный) или S3 (повторно-кратковременный периодический) по ГОСТ Р 52776- 2007 [26]. Благодаря этому, с одной стороны, увеличивается МРП вследствие того, что оборудование работает, а, следовательно, изнашивается, только часть общего времени эксплуатации. С другой стороны, благодаря тому, что скважина в цикле накопления фактически выполняет функции гравитационного сепаратора, в начале цикла откачки на приём насоса поступает пластовая вода с малым содержанием нефти, а затем - незначительно обводнённая нефть (Рис. 2.3). В обоих случаях условия для образования вязких стойких ВНЭ ($K_v = 40-80\%$) отсутствуют.

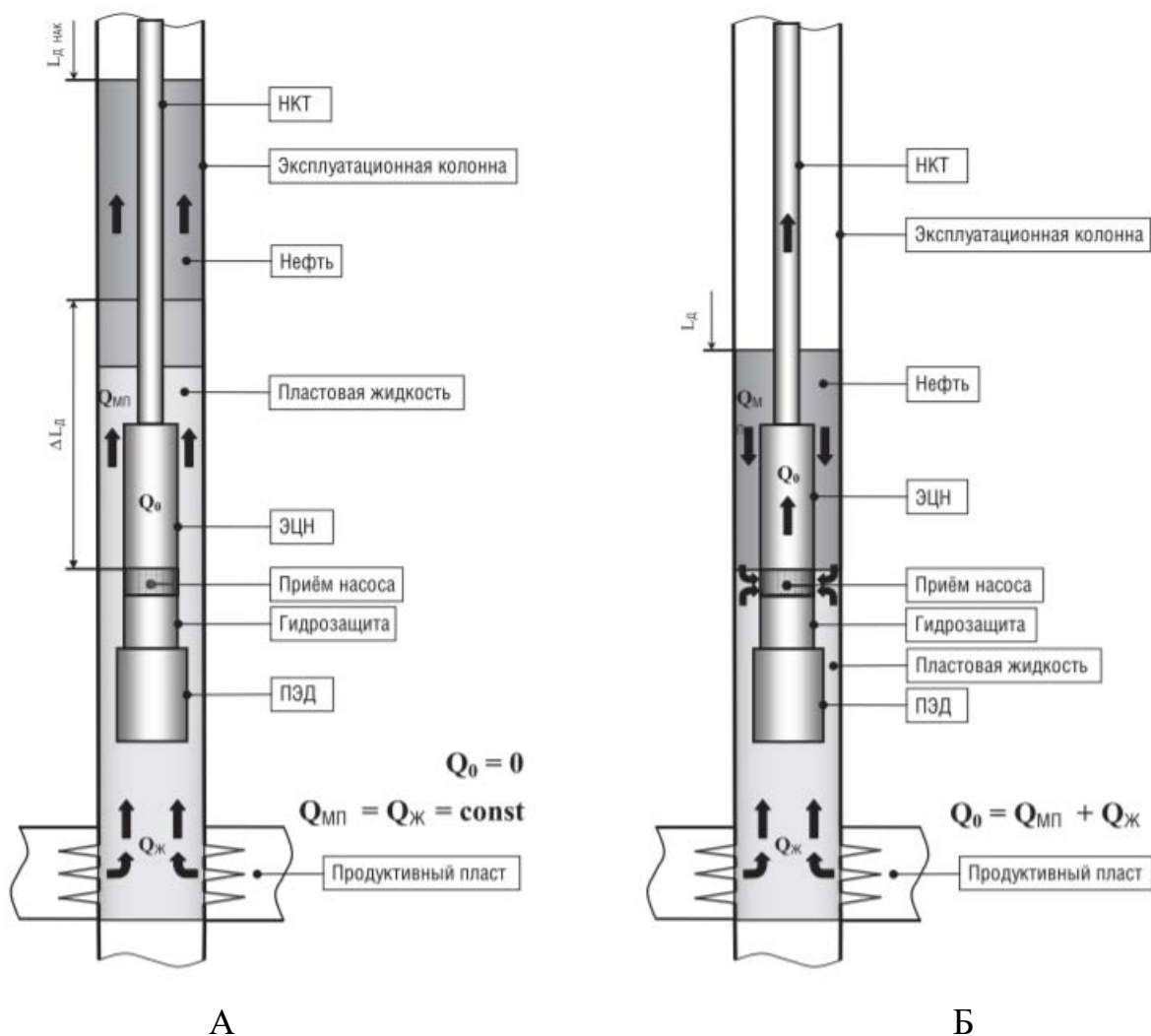


Рисунок 2.3 – Кратковременная эксплуатация скважин.

А – накопление жидкости в скважине; Б – откачка жидкости из скважины

Ещё одним положительным качеством КЭС, является возможность изменять производительность УЭЦН в 4-5 раз без подъёма и смены типоразмера добывающего оборудования, только за счёт изменения величины коэффициента циклической продолжительности включения (ГОСТ Р 52776-2007), т.е. изменения соотношения времени откачки и накопления. Это позволяет поддерживать КВЧ на оптимальном для надёжной эксплуатации оборудования уровне. При увеличении КВЧ отбор жидкости из скважины может быть сокращён, при уменьшении – увеличен. При таких величинах КВЧ, КЭС позволяет получить весьма значительные значения МРП.

Эксплуатация низкодебитных скважин в режиме КЭС проводится из-за комплекса осложнений при работе УЭЦН малых типоразмеров в постоянном режиме:

- повышенный износ рабочих органов и низкий КПД установки ЭЦН во время работы в левой зоне напорно-расходной характеристики;
- засорение рабочих органов ЭЦН механическими примесями из-за небольшого размера проходных каналов;
- интенсивное отложение солей на рабочих органах ЭЦН из-за недостаточного охлаждения низким протоком пластовой жидкости.

В режиме КЭС скважина оборудуется УЭЦН больших типоразмеров ($>80 \text{ м}^3/\text{сут}$), имеющих наилучшие технические и эксплуатационные характеристики, в кратковременном режиме, когда объем откачиваемой жидкости соответствует номинальной подаче. Суть метода заключается в подборе длительности периода работы УЭЦН (5-20 минут), в течение которого рабочая точка насоса находится в зоне максимального КПД насоса, и продолжительности бездействия скважины достаточного для накопления жидкости в скважине для следующей откачки (40-120 минут). Типоразмер оборудования и режим откачки и накопления подбирается на основе расчета температурного режима УЭЦН (при наличии соответствующего программного обеспечения), влияния разгазирования нефти на стабильность работы ЭЦН и максимальной депрессии напласт.

При эксплуатации скважин в режиме КЭС необходимо:

- использование программируемых ЧРП или СУ с плавным пуском. При КЭС как правило не происходит снижения МРП оборудования за счет «мягкого» пуска, ЧРП позволяет устранить ударные пусковые перегрузки;
- применение высоко герметичных обратных клапанов или использование двух обратных клапанов;
- предпочтительно наличие ТМС для контроля температуры ПЭД и давления на приеме ЭЦН. Возможно программирование СУ не только по

времени откачки и накопления, но так же и по значениям давления на приеме.

Преимущества и недостатки режима КЭС. В ходе практического внедрения режима КЭС был выявлен ряд преимуществ[24]:

- увеличались объемы добычи нефти на малодебитном фонде скважин;
- сократилось потребление электроэнергии (работа с более высоким КПД установки, чем при постоянной эксплуатации ЭЦН вне рабочей зоны);
- увеличился межремонтный период (МРП);
- появилась возможность эксплуатации скважин, осложненных высокими значениями пластовой температуры, КВЧ и газового фактора;
- снизилась вероятность отложения солей;
- откачка жидкости с высокой скоростью при КЭС осуществляется преимущественно из межтрубного пространства над приемом насоса. Поэтому снижается количество механических примесей попадающих в УЭЦН.

К недостаткам метода можно отнести:

- низкая надежность клапанов на скважинах с высоким КВЧ;
- для определения обводненности, необходим метод «дробного» отбора проб, при этом методе пробы отбираются через равные промежутки времени 5-10 раз в течение цикла откачки, что является трудоемкой задачей.

В ходе внедрения режима кратковременной эксплуатации скважин были решены проблемы надежности и эффективности.

2.1.5 Применение винтовых насосов

Электровинтовые насосы сконструированы аналогично УЭЦН, но вместо гидродинамического центробежного насоса используется объемный

винтовой насос. Это решение позволяет использовать все преимущества объемного насоса.

Винтовые насосы являются одной из наиболее перспективных технологий для добычи нефти в России и за рубежом. Относительная простота конструкции, способность откачки высоковязких эмульсий и жидкостей с повышенным содержанием газа и механических примесей, широкий диапазон рабочих дебитов и давлений, низкое электропотребление, возможность использования без потери эффективности в наклонных и горизонтальных скважинах – эти и другие достоинства винтовых насосов позволяют им успешно конкурировать с электроцентробежными и штанговыми насосами [6].

Долгое время считалось, что область применения винтовых насосов ограничивается вязкой нефтью. Это, например, сдерживало их массовое внедрение в Западной Сибири. Однако современные установки винтовых насосов при соответствующем выборе кинематических параметров (коэффициент натяга, кинематическое соотношение и др.) позволяют успешно работать и в условиях маловязкой (нормальной) нефти.

В последние годы в связи с разработкой трудноизвлекаемых запасов нефти роль винтовых насосов существенно возросла, поскольку во многих осложненных условиях они оказываются единственно возможной технологией для добычи нефти.

В зависимости от места расположения двигателя различают установки винтовых насосов с поверхностным и погружным приводом. В первом случае передача энергии от двигателя, расположенного на поверхности, к насосу осуществляется посредством колонны вращающихся насосных штанг. Во втором случае электродвигатель входит в состав погружной части насосной установки и соединен с наземной станцией управления с помощью электрического кабеля. Установки винтовых насосов с погружным электродвигателем (УЭВН) могут использоваться в более глубоких (до 3000

м) искривленных и горизонтальных скважинах, где применение УШВН ограничено из-за штанг.

Сравнительные преимущества и недостатки винтовых насосов с поверхностным и погружным приводом во многом повторяют те, которые имеют место для штанговых и электроцентробежных насосов. В первом случае основные ограничения и риски связаны со штанговой колонной (проблемы эксплуатации в искривленных скважинах, вероятность обрывов и отворотов штанг, более жесткие по сравнению с винтовым насосом с погружным двигателем ограничения по частоте вращения ротора), во втором – с электродвигателем, гидрозащитой и кабелем (отказы по электрооборудованию и др.) [2].

По сравнению со штанговыми винтовые насосы отличаются низкой металлоемкостью (масса наземного привода винтового насоса на порядок меньше массы станка качалки), простотой установки и обслуживания, значительно меньшими экологическими рисками (при возвратно-поступательном движении полированного штока станка-качалки происходит катастрофический износ устьевого сальника, который зачастую приводит к разливу нефти).

Принцип действия винтовых насосов заключается в том, что винт или винты насоса и его обойма образуют по своей длине ряд замкнутых полостей, которые при вращении винтов передвигаются от приема насоса к выкиду. В начальный момент каждая полость сообщается с областью приема насоса, при продвижении вдоль оси насоса ее объем увеличивается, заполняясь перекачиваемой жидкостью, после чего становится полностью замкнутым. У выкида объем полости сообщается с полостью нагнетания, постепенно уменьшается, а жидкость выталкивается в трубопровод [27].

Можно выделить следующие **преимущества** использования системы винтового насоса с погружным приводом и замены действующих УЭЦН и ШГН:

- высокий КПД УЭВН – 78-93% (35-60% УЭЦН и 45-60% ШГН);

- снижение на 30% и более потребления электроэнергии;
- возможность работы с мало- и среднедебитным фондом до 150 м³ /сут;
- малый перегрев вентильного электродвигателя при низких дебитах;
- малые рабочие токи вентильного электродвигателя;
- постоянный крутящий момент на валу электродвигателя независимый от частоты вращения;
- широкий диапазон регулирования вращения и исключение срыва подачи;
- изменение оборотов вращения УЭВН по средствам станции управления в зависимости от давления на приеме насоса;
- постоянный напор при разных частотах вращения;
- работа с высоковязкими флюидами;
- работа при высоком газовом факторе (УЭВН до 50%, УЭЦН 10-20%);
- работа при высоких значениях выноса механических примесей (до 50%);
- использование в солесодержащем фонде;
- использование в условиях АСПО;
- отсутствие водонефтяных эмульсий при откачке тяжелой высоковязкой нефти за счет не пульсирующего главного потока и отсутствия турбулентности;
- исключение риска износа штанг и НКТ вследствие их отсутствия;
- снижение потерь на трение;
- использование в скважинах с нестабильным притоком;
- значительно увеличивает срок службы оборудования в осложненных условиях работы [7].

Винтовые насосы не являются узконаправленной технологией добычи нефти, а могут массово использоваться и успешно конкурировать с традиционными технологиями – электроцентробежными и штанговыми насосами – в широком диапазоне изменения параметров добычи. При этом основные достоинства винтовых насосов (работа с высоковязкими эмульсиями, большим содержанием механических примесей и свободного газа в пластовой жидкости) обеспечивают их преимущества в тех зонах, где применение УЭЦН и УСШН ограничено или невозможно.

Таким образом, за счёт своих конструктивных особенностей винтовые насосы обладают рядом неоспоримых преимуществ по сравнению с другими способами механизированной добычи нефти. В сочетании с погружным вентильным электродвигателем (ВЭД) спектр применения винтового насоса как наиболее эффективного способа добычи на скважинах с низким дебитом значительно расширяется. Отсутствие штанговой колонны позволяет эксплуатировать скважины с осложненным профилем, на больших глубинах, а также использовать механический метод очистки лифта колонны НКТ от парафинистых отложений.

2.2 Анализ эксплуатации малodeбитных скважин на месторождениях Западной Сибири

2.2.1 КЭС на Шингинском месторождении

Шингинское нефтяное месторождение расположено в Российской Федерации и находится в Томской области, на территории, разрабатываемой ООО «Газпромнефть-Восток». Шингинское месторождение было открыто в 1971 году (рис. 2.4)

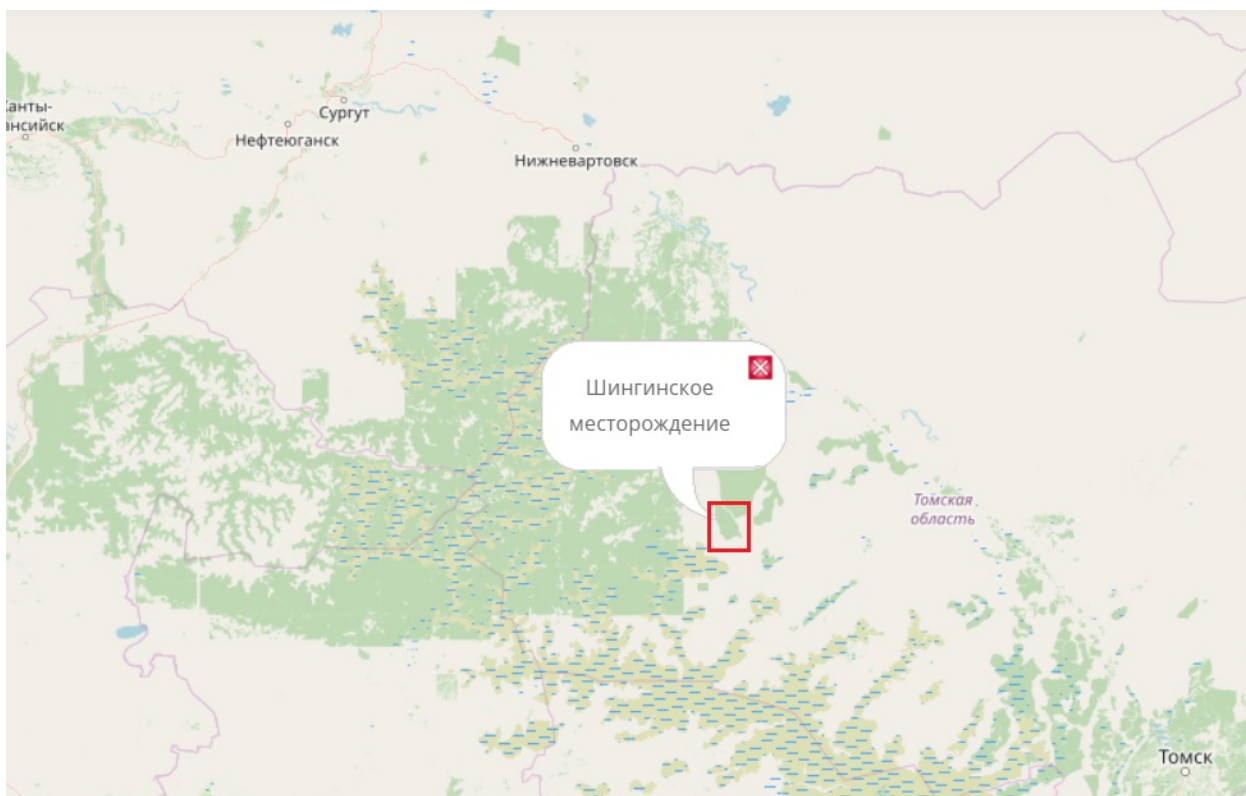


Рисунок 2.4 – Обзорная карта расположения Шингинского месторождения [28]

Шингинское поднятие было выявлено в результате площадных сейсморазведочных работ МОВ (с/п 20/60-61, 26/65-66, 21,26/66-67 СОКГЭ), детализировано и подготовлено к глубокому бурению по основному отражающему горизонту Па (подошва баженовской свиты) работами с/п 12/68-69. По результатам этих работ в 1971 г. в сводовой части Шингинской структуры была пробурена первая поисковая скважина №195 с целью поиска залежей нефти и газа. Скважина остановлена бурением в отложениях тюменской свиты при забое 2754 м. При опробовании верхней части горизонта Ю₁ в интервале 2616-2636 м (а.о. – 2523-2543 м) получен фонтан нефти дебитом 28,9 м³/сут на 8 мм штуцере, открывший Шингинское нефтяное месторождение.

Осуществляя свою деятельность по выполнению лицензионного соглашения в сфере недропользования, ООО «Шингинское» заключило договор об оказании операторских услуг с ООО «Сибнефть-Восток» №01/32

от 16 декабря 2005 года, по которому всю производственно-хозяйственную деятельность на Шингинском месторождении производит ООО «Сибнефть-Восток» (сейчас ООО «Газпромнефть-восток») [28].

В 2006 году на Шингинском нефтяном месторождении были пробурены 10 эксплуатационных скважин, по результатам опробывания получены дебиты 5-15 м³/сут, в связи с чем месторождение признано нерентабельным и принималось решение о возврате лицензионного участка, однако руководством ООО «Газпромнефть-восток» перед ОАО «Газпромнефть» была доказана высокая перспектива данного участка и были выделены средства на проведение глубокопроникающих ГРП. Зимой 2006-2007 года на месторождение были командированы специалисты компании «Газпромнефть». В результате проведенных ГРП и освоения скважин были получены притоки до 200 м³/сут на фонтанном режиме и месторождение запущено в промышленную эксплуатацию в декабре 2006 - феврале 2007 года[34].

В период 2010-2012 годов, наряду с интенсивным ростом действующего фонда Шингинского месторождения, наблюдается массовый рост малодебитного фонда. В этот период для подъема жидкости в основном используется УЭЦН с номинальной производительностью 35 м³. Причина роста малодебитного фонда – резкое снижение дебита жидкости по новым скважинам. В данный период наметилась тенденция к вводу в эксплуатацию малодебитных скважин уже на стадии освоения. В 2011 году доля типоразмера ЭЦН-35-2000 достигла уже четверти фонда скважин. Этому способствовало усиление темпа падения дебита жидкости, как на старых скважинах, так и на вводимых после ГРП. Спуск УЭЦН-35-2000 на новые скважины после ГРП в соответствии с ожидаемыми параметрами дебита 30-40 м³/сут имел свои негативные последствия, это рост отказов погружного оборудования по причине солей, засорения механическими примесями и, как следствие, снижение МРП скважин месторождения.

Применение методики вывода на режим с пониженной частоты, установка шламоуловителя, организация защиты погружного оборудования установками дозирующими ингибитор, периодические промывки и кислотные обработки особо ситуацию не исправляли.

Для выхода из сложившейся ситуации рассматривались следующие варианты [34]:

- Применение УШГН очень ограничено по глубине спуска насоса. Необходимость создания глубоких депрессий, вынуждает спускать погружное оборудование на глубину ниже 2500 м, что делало невозможным применение отечественных установок УШГН

- Применение винтовых насосов так же как и УШГН очень ограничено. Как по глубине спуска, так и за отсутствия надежных отечественных эластомеров.

- Закупка и переход на аналоги малопроизводительных УЭЦН других производителей не дала бы желаемого результат из-за схожести конструкций УЭЦН подобного вида всех производителей, а значит и схожести проблем при эксплуатации малодобитного фонда. Ни один из перечисленных способов по разным причинам не мог решить проблему подъема жидкости дебитом менее $25 \text{ м}^3/\text{сут}$ с глубины более 2500 м.

К концу 2011 года на месторождении уже практиковалась методика периодической эксплуатации скважин. Она применялась на тех скважинах, где приточные характеристики не обеспечивали надежную работу погружного оборудования (в рабочей зоне).

Данный режим позволял производить откачку жидкости из скважины в оптимальном рабочем диапазоне УЭЦН, снижая риск отказа погружного оборудования. При этом последующие продолжительные периоды накопления вызывали дополнительное снижение продуктивности. В целях повышения эффективности и поддержания максимальной депрессии на пласт

для увеличения продуктивности, а так же для снижения риска замерзания выкидной линии до АГЗУ некоторые скважины стали переводить в режим с периодом накопления, близким по периоду работы.

Увеличение количества пусков не вызывало преград со стороны технической возможности погружного оборудования. В итоге февраль 2011 года можно считать началом постепенного перехода к кратковременной эксплуатации скважин.

Стереотипы, касающиеся снижения ресурса надежности и увеличения количества пульсаций забойного давления, пришлось преодолеть, для этого потребовалось провести целую серию экспериментов по апробированию предложенного способа эксплуатации УЭЦН.

Результаты внедрения режима КЭС на Шингинском месторождении. Начиная с февраля 2011 года на Шингинском месторождении, началась фаза активного внедрения методики кратковременной эксплуатации скважин в соответствии с утвержденной методикой. Проведенные мероприятия в первом квартале 2011 года, показали работоспособность метода и, в последующем сформировалось три направления по применению методики КЭС.

1. Перевод без остановки скважины в ремонт на существующем оборудовании. Производится без остановки по фонду с предварительным КВУ для уточнения притока скважины. Основная задача - сохранение объема добычи на уровне до перевода.

2. Перевод в КЭС при проведении ТиКРС. По факту отказа погружного оборудования подбирается оптимальное погружное оборудование, обеспечивающее добычу заявленного суточного объема.

3. Ввод новых скважин с потенциалом менее $30\text{ м}^3/\text{сут}$ изначально в режиме КЭС. Применение УЭЦН номиналом 80 - $120\text{ м}^3/\text{сут}$ позволяет на начальном этапе вывода на режим производить плавный отбор жидкости на низкой частоте с постепенным выходом на базовую.

Шингинское месторождение на данный момент является передовым в плане применения методики КЭС в ООО «Газпромнефть-Восток». Наличие специфических условий инфраструктуры, свойства добываемого флюида, применяемое оборудование создали условия для последующих исследований режима кратковременной эксплуатации скважин и совершенствовании методики.

На рисунке 2.5 представлена динамика фонда скважин, на котором видно, что темп роста доли фонда КЭС более сильней, чем прирост скважин из бурения [34].

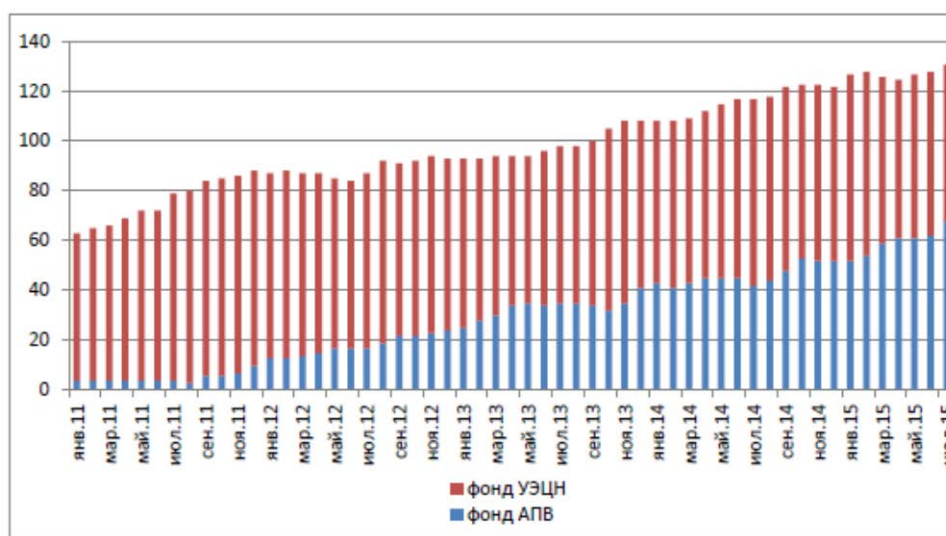


Рисунок 2.5 – Динамика фонда скважин Шингинского месторождения 2011-2015г.

Как видно из рисунка 2.5, в результате развития данной концепции, доля фонда скважин, эксплуатируемых в режиме КЭС Шингинского месторождения постепенно, достигла половины всего механизированного фонда.

2.2.2 Применение ЭВН на Кальчинском нефтяном месторождении

Кальчинское нефтяное месторождение расположено в верховьях р. Кальча в 65 км к Востоку от населенного пункта Уват и в 140 км. к северо-

востоку от г.Тобольска в пределах Кальчинского лицензионного участка на территории Уватского района Тюменской области Российской Федерации (рис. 2.6) [28].

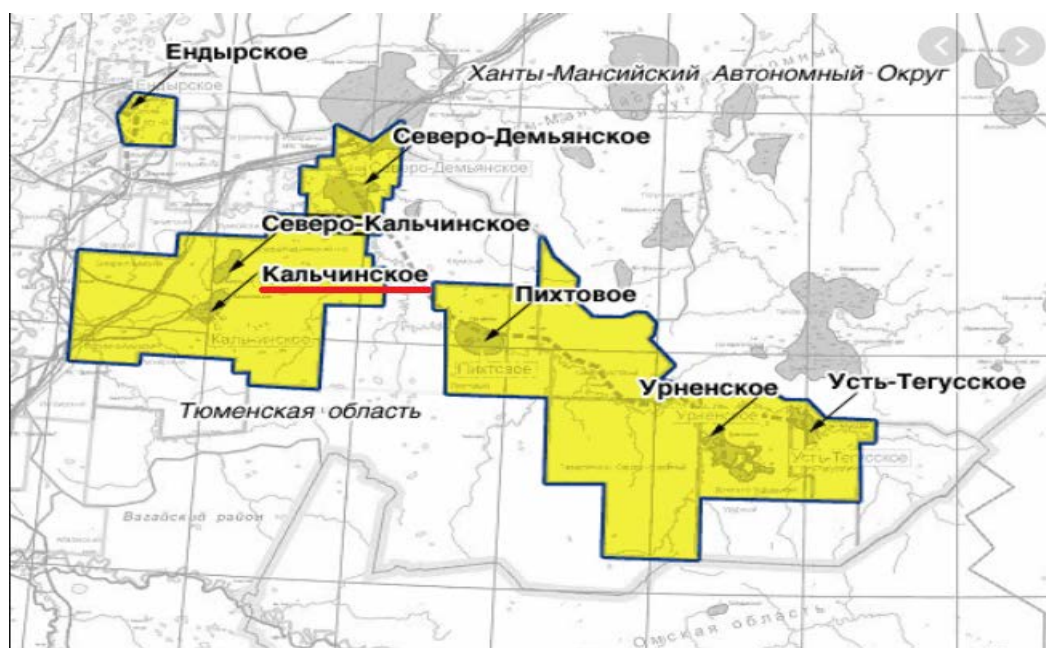


Рисунок 2.6 – Обзорная карта расположения Кальчинского месторождения

Кальчинское месторождение было открыто в 1990 году скважиной №61 объединения «Новосибирскнефтегазгеология». Введено в опытно-промышленную эксплуатацию в 1991 году. Платформенный чехол представлен песчано-глинистыми и опоковидными отложениями мезозойско-кайпозойского возраста от нижней юры до палеогена. В тектоническом отношении приурочено к одноимённого поднятию, осложняющему центр, часть Ханты-Мансийской мегавпадины. В пределах замкнутой изогипсы - 2620 м по отражающему горизонту «Б» структура имеет размеры 6х17 км и амплитуду около 25 м. Доюрские отложения на глубинах 3060-3136 м вскрыты пятью скважинами.

Продуктивные пласты приурочены к отложениям юрской и меловой системы. Основными нефтесодержащими объектами Кальчинского месторождения являются пласты ачимовской толщи, которые содержат 95%

от начальных извлекаемых запасов месторождения. Нефть легкая, сернистая, парафинистая, смолистая.

Кальчинское месторождение относится к распределенному фонду недр и является разрабатываемым. По величине извлекаемых запасов месторождение относится к классу средних, а по геологическому строению к сложным.

Кальчинское месторождение находится на 4 этапе разработки и с каждым годом все больше и больше обводняется. Сегодня эксплуатация малодобитного фонда скважин осуществляется насосами ЭЦН 25-2500 + ПЭД 32-117, так как полученная прибыль с извлекаемым количеством нефти покрывает расходы на электроэнергию и операционные затраты, но через какое-то время обводненность по данному фонду увеличится, потребление электроэнергии останется прежним или вырастет из-за износа насоса (за счет увеличения частоты), а количество извлекаемой нефти уменьшится и эксплуатировать малодобитный фонд будет не рентабельно. Поэтому было принято решение внедрить ЭВН 25-2500 + ВПЭД 18-117, что снизит затраты на электроэнергию минимум в 3 раза.

Так же на Кальчинском месторождении существует проблема преждевременного отказа ЭПО, на определенном фонде скважин, которая снижает среднюю наработку на отказ по всему фонду.

Если поделить фонд на 5 групп по дебиту, то получается следующая картина (рис. 2.7) [7].



Рисунок 2.7 – Нарботка скважин на отказ

Средняя наработка на отказ по малобитному фонду (0-30 м³/сут) тянет вниз наработку по всему фонду, а именно отдельные скважины, основной причиной отказа которых является наличие мех примесей в рабочих органах погружного оборудования. Средняя наработка скважин отказавших из-за мех примесей равно 400 суток, что, как минимум, меньше в 3 раза средней наработки по фонду. Правильный подход при комплектации установки ЭВН помог решить данную проблему.

2.2.3 УЭЦН и КЭС на Южно-Приобском месторождении

Южно-Приобское месторождение было открыто в 1982 году. Однако из-за плохой проницаемости пластов долгое время его освоение считалось нерентабельным. Начальные геологические запасы участка составляют 1,5 млрд. тонн, начальные извлекаемые запасы по категории АВС₁+С₂ – более 460 млн тонн. С применением новых технологий, в частности гидроразрыва пласта, для нефтепромысла открылись новые перспективы. В 2004 году началась его интенсивная разработка. С тех пор объемы извлекаемых углеводородов постоянно росли.

Южно-Приобское месторождение нефти и газа характеризуется большим количеством осложнений, среди которых выделяются:

- большая глубина залегания продуктивного пласта,
- многопластовое строение залежи со сложным геологическим профилем,
- низкая проницаемость коллектора и его неоднородность,
- слабое влияние системы ППД,
- вынос мех примесей с высокой твердостью частиц
- слабый приток жидкости.

Добыча в подобных условиях существенно снижает эксплуатационную надежность и экономическую эффективность работы стандартного ГНО и вызывает необходимость поиска альтернативных путей добычи нефти.

Скважина №19468/82 Южно-Приобского месторождения эксплуатировалась в АПВ-режиме, затем была переведена на режим кратковременной периодической работы (КПР) с применением насоса большей производительности. При этом удалось добиться впечатляющих результатов. Если суммарный суточный дебит жидкости до внедрения режима КПР составлял 1,8 м³/сут, после внедрения получили порядка 8,0 м³/сут (рис. 2.8) [3].

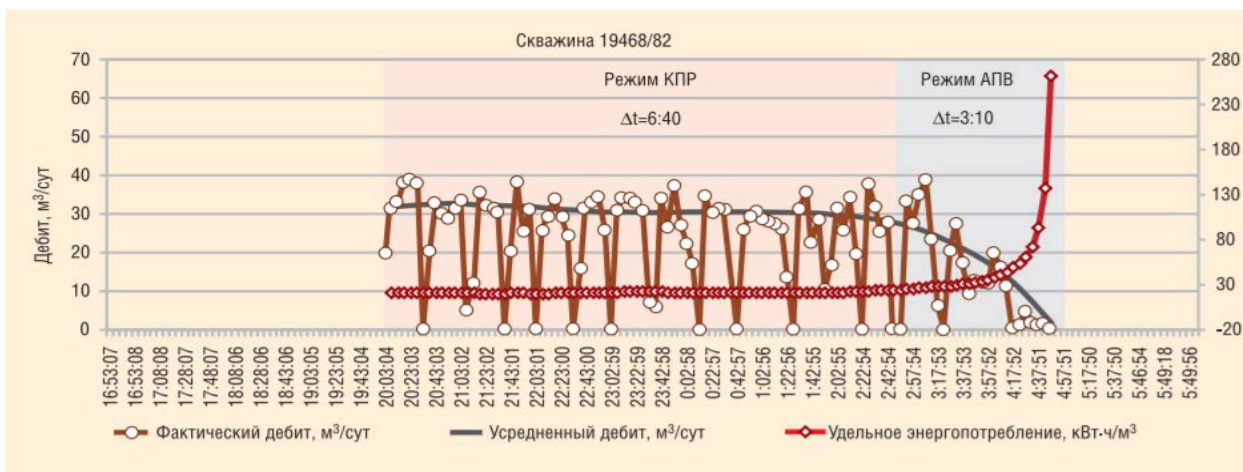


Рисунок 2.8 – Изменение дебита в результате внедрения КПР

Удельное потребление энергии снизилось в два раза – с 43 до 21 кВтч/м³. При этом неэффективное и эффективное время работы установки распределилось в соотношении 32 и 68% (рис. 2.9).

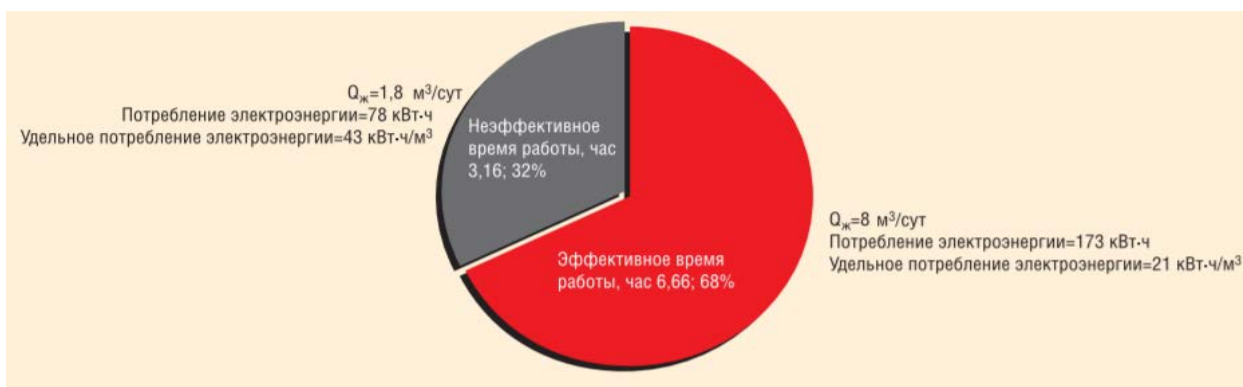


Рисунок 2.9 – Изменение энергопотребления в результате внедрения КПР

Одним из плюсов внедрения режима КПП следует считать сам факт замены насоса на больший типоразмер – добывающие компании по понятным причинам всегда приветствуют это мероприятие. Замену ЭЦН и внедрение режима КПП произвели еще на пяти скважинах. В среднем энергопотребление по ним снизилось на 57% – с 26,7 до 17 кВтч/м³ дебит вырос с 6,1 до 33,7 м³/сут. На эффективное время работы скважин пришлось 77%, на неэффективное - 23% (табл. 2.1).

Таблица 2.1 - Работа скважин после внедрения режима КПП

| № скважины | Неэфф. время работы, ч | Q, м ³ /сут | Потр. э/э, кВт-ч | Удельное потр. з/э. кВтч/м ³ | Эфф. время работы, ч | Q, м ³ /сут | Потр. э/э, кВт ч | Удельное потр. э/э, кВт-ч/м ³ |
|------------|------------------------|------------------------|------------------|---|----------------------|------------------------|------------------|--|
| | Работа в режиме АПВ | | | | Работа в режиме КПП | | | |
| 19468 | 3,16 | 1,8 | 78 | 43 | 6,66 | 8 | 173 | 21 |
| 19469 | 0,2 | 0,2 | 4,2 | 21 | 8,16 | 11 | 180 | 16 |
| 15755 | 1,92 | 3 | 48 | 16 | 3,33 | 8,8 | 123 | 14 |
| 20720 | 0,41 | 0,3 | 8 | 26,7 | 0,41 | 0,4 | 8,9 | 22,2 |
| 19529 | 1 | 0,8 | 24,8 | 31 | 3,5 | 5,5 | 88,2 | 16 |
| Среднее | 1,338 | 6,1 | 163 | 26,72 | 4,412 | 33,7 | 573,1 | 17,01 |

По состоянию на начало 2018 года в «Газпромнефть-Хантос» в КПП переведено 47 скважин. Средний прирост нефти составил 2,7 т на скважину, экономия электроэнергии – порядка 58%. Также существенно вырос коэффициент эксплуатации скважин.

2.2.4 Опыт применения УВН на Самотлорском месторождении

В целях повышения эффективности работы малодебитного фонда скважин Самотлорского месторождения был осуществлен переход на эксплуатацию при помощи винтовых насосов. Следует отметить, что

проводимые ранее эксперименты по внедрению винтовых насосов в компании, как правило, не получали широкомасштабного продолжения в связи с низкой надежностью оборудования. В то же время известно, что на Западе данный способ эксплуатации широко распространен и характеризуется высокими показателями надежности. Производители винтовых насосов в основном объясняют наш отрицательный опыт неправильным подбором эластомера. В связи с этим промышленные испытания проводились, с одной стороны, с целью оценки энергоэффективности данного способа добычи нефти, с другой — для подтверждения надежности винтовых насосов, производимых лидерами в реализации данного типа оборудования, под конкретные условия Самотлорского месторождения.

В качестве производителя винтовых насосов со штанговым приводом была выбрана компания Wcalhcrford, винтовых насосов с погружным вентильным двигателем — ООО «Лемаз». Подбор эластомера выполнялся по данным пробы пластовой жидкости. Все скважины до спуска ШВН эксплуатировались УЭЦН.

В анализе участвовали три скважины, в которых были смонтированы УШВН, и три скважины, в которых были смонтированы УВН. При текущем ремонте дополнительные работы с пластом не проводились, центробежные насосы до смены работали в постоянном режиме.

В результате выполненных замеров были получены следующие результаты [35].

1. Винтовые насосы со штанговым приводом (рис.2.10).

Средний дебит жидкости УЭЦН составлял 13,3 м³/сут. Сегодня УШВН эксплуатируются со средним дебитом 14,7 м³/сут. Энергопотребление снизилось в среднем на 13,8 кВт на одну скважину, или на 64,3 %, или в 3,2 раза по сравнению с эксплуатацией УЭЦН. Таким образом, предположение о высокой энергоэффективности эксплуатации винтовыми насосами полностью подтвердилось на практике.

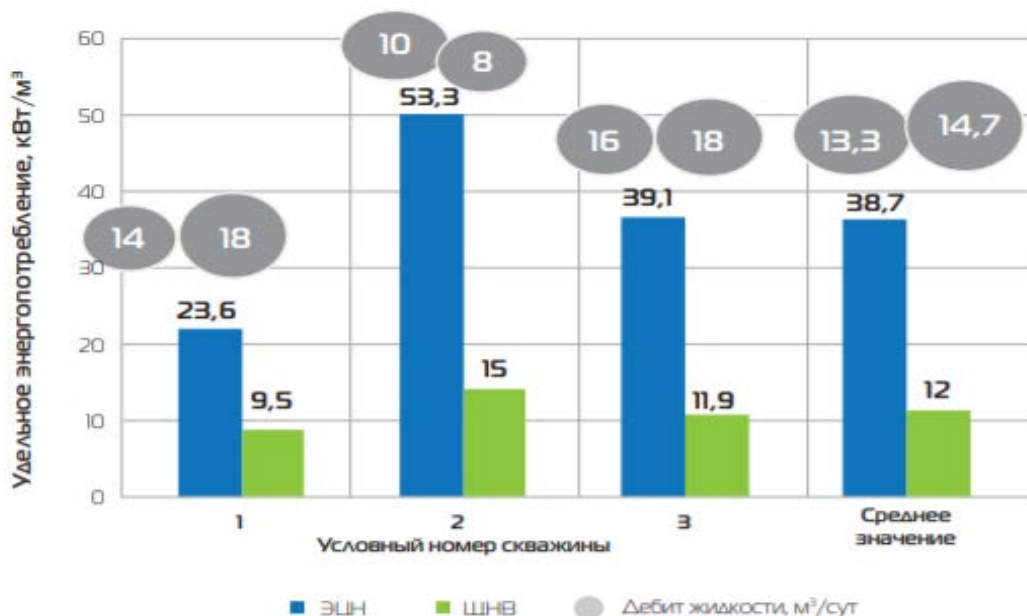


Рисунок 2.10 – Сравнительный анализ потребляемой мощности и дебита по скважинам Самотлорского месторождения

2. Винтовые насосы с **вентильным** двигателем.

После замены центробежных насосов на винтовые также был получен существенный эффект по экономии электроэнергии. Удельное энергопотребление снизилось на 84,4 %. При этом, что средний дебит жидкости даже несколько увеличился. Активная мощность при эксплуатации УЭЦН составляла в среднем 19,3 кВт на скважину, при УВН — 5,2 кВт на скважину.

3 ПУТИ ОПТИМИЗАЦИИ МАЛОДЕБИТНЫХ СКВАЖИН

3.1 Существующие подходы к оптимизации эксплуатации малодебитных скважин

Вопросам выбора способа добычи, а также путей улучшения использования фонда скважин на месторождениях Западной Сибири посвящено много научно-практических работ. Большой опыт эксплуатации малодебитных скважин накоплен у США. Так в 90-е годы фонд нефтяных скважин в США был более 580 тыс., а добыча нефти составляла 428 млн т. В России в аналогичные годы фонд нефтяных скважин был в 5 раз меньше (120 тыс.), а добыча нефти составляла 520 млн т, т.е. на 20% больше. Более 90 % нефтяных скважин в США эксплуатируются механизированным способом: скважинными штанговыми насосами (СШН) — 85 %; установками электроцентробежных насосов (УЭЦН) — 3 %; газлифтным способом (ГС) — 10%; гидропоршневыми насосами (ГПН) — 2% (рис. 3.1). Причем указано, что 73 % нефтяных скважин относятся к скважинам малодебитного фонда со средним дебитом по нефти 0,39 т/сут [21].

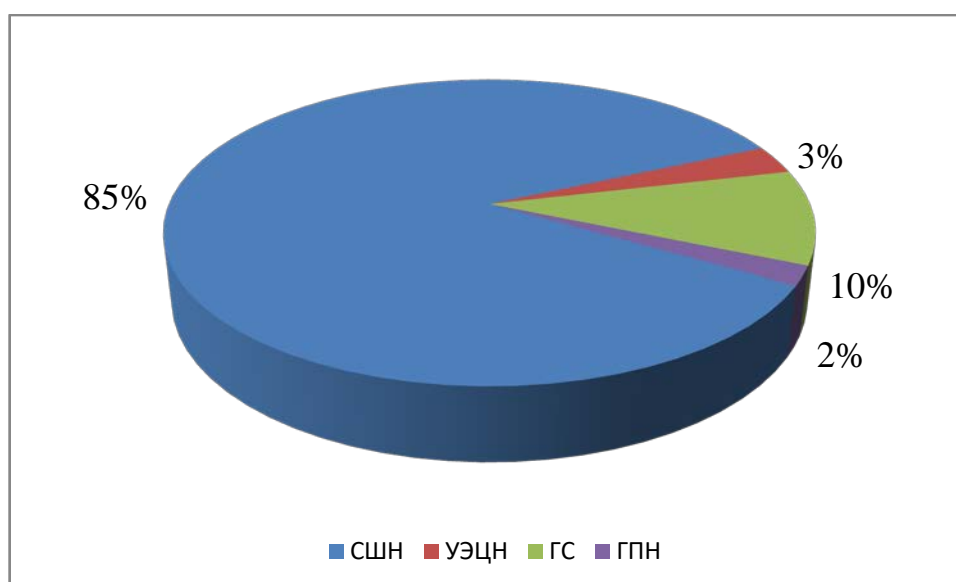


Рисунок 3.1 –Распределение способов добычи в США

Специалисты в области нефтедобычи США считают, что эксплуатация нефтяных скважин установками СШН является самым простым и наиболее экономичным. При этом ими определены области минимальных капитальных затрат на оборудование скважин насосами различных типов (рис. 3.2) и области минимальных эксплуатационных затрат при оборудовании скважин насосами различных типов (рис. 3.3) [24].

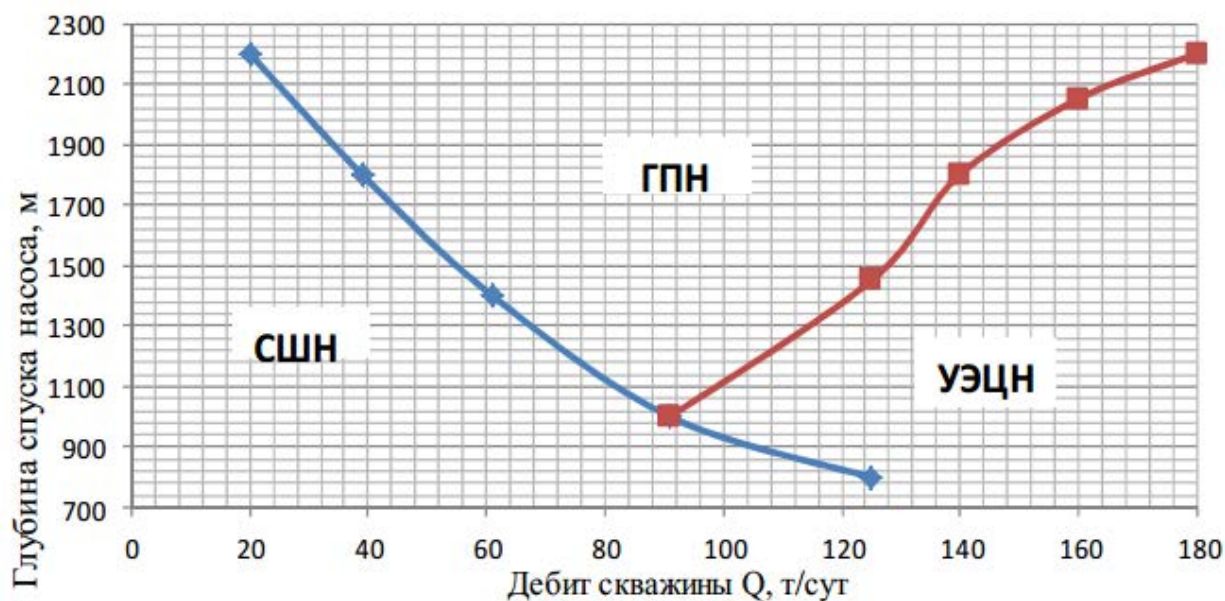


Рисунок 3.2 – Области минимальных капитальных затрат на оборудование скважин насосами различных типов: СШН, ГПН, УЭЦН

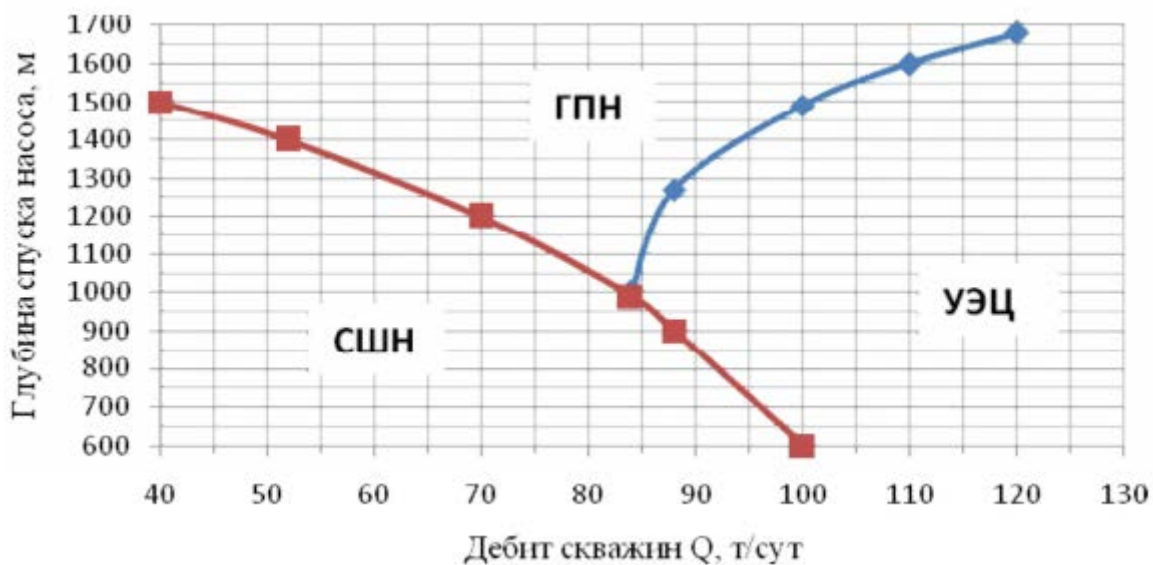


Рисунок 3.3 – Области минимальных эксплуатационных затрат при оборудовании скважин насосами различных типов

Как видно из представленных рисунков, для малодебитных скважин наиболее оптимальным является использование СШН – как по эксплуатационным, так и по капитальным затратам.

Подбор правильного механизированного способа эксплуатации – первый шаг к оптимизации эксплуатации фонда малодебитных скважин. Вторым шагом является внедрение инновационных разработок и усовершенствование имеющихся конструкций насосов. Однако необходимо не только правильно подобрать механизированный способ эксплуатации, внедрить возможные инновационные разработки, но и рассмотреть возможность применения других способов оптимизации. Например, рекомендуется:

- проводить геолого-технические мероприятия, направленные на существенное снижение обводненности продукции скважин;
- проводить селективную изоляцию пластов;
- устранять заколонные перетоки жидкости и газа;
- ограничить коэффициент компенсации при закачке воды в пласт;
- ограничить значение забойного давления до оптимального и депрессию на пласт;
- ограничить объем работ по ГРП на пластах со средними и высокими коллекторскими свойствами.

Так же исследователи рекомендуют расширять объем работ по реанимации бездействующего фонда скважин путем бурения боковых стволов и эксплуатацию скважину усовершенствованными СШН [24]. Одним из передовых методов оптимизации эксплуатации малодебитных скважин являются способы периодической и кратковременной эксплуатации. Однако и для этих способов существуют усовершенствованные подходы.

В данной главе мы рассмотрим наиболее эффективные способы оптимизации эксплуатации малодебитных скважин.

3.2 Инновационные разработки в механизированном фонде

3.2.1 Оптимизация работы штанговых насосов при эксплуатации малодебитных скважин

Развитие ШГН в нефтедобывающих странах шло по пути постоянного улучшения прочностных характеристик насосных штанг и насосно-компрессорных труб (НКТ), повышения точности и износостойкости поверхностей плунжера и цилиндра насосов, модернизации его клапанных узлов, увеличения грузоподъемности и мощности поверхностного привода (станка-качалки), совершенствования кинематики. Интенсивно велись работы по созданию и оснащению установок УШГН специальными комплектующими изделиями, обеспечивающими надежную эксплуатацию насоса при высоком содержании газа, примесях песка в добываемой продукции, отложениях парафина и наличии коррозионно-активных компонентов.

К настоящему времени производители нефтедобывающего оборудования полностью решили задачу серийного производства основных видов глубинно-насосного оборудования при значительном повышении качества их изготовления.

Однако остается комплекс вопросов и проблем, которые не позволяют нефтяным компаниям использовать ШГН для эксплуатации малодебитных скважин. Об этом было сказано выше. Рассмотрим варианты решения указанных проблем.

Проблему «инерционности» наземного оборудования СШНУ можно решить за счет оптимизации работы скважины. Для этого необходимы комплексные исследования скважин, в частности, с помощью передвижной автономной качалки (например, передвижной буксируемый привод штанговых глубинных насосов ПШГНТ ПБ 10-3-5500 УФГП

«Уралтрансмаш»), которая обеспечит пробную эксплуатацию скважины с различными режимами откачки.

Другой вариант – использования новых гидрофицированных станков-качалок (например, ПГМЗ-02 АО «Мотовилихинские заводы»), не требующих мощных фундаментов (опора на колонную головку самой скважины) и имеющих малую массу [30].

Проблему низкой эффективности СШНУ нужно решать комплексно. Во-первых, не допускать увеличения рабочих нагрузок и использование отработавших свой ресурс станков-качалок, насосных штанг и штанговых насосов. Во-вторых, наладить техническое обслуживание в первую очередь – фундамента или свайного основания под станок-качалку. Обследование большого количества скважин, оборудованных штанговыми насосными установками, показало, что фундаменты и свайные основания находятся в аварийном состоянии, рамы станков-качалок перекошены, сами приводы имеют многочисленные повреждения в виде трещин. При этом нагрузки на основные узлы станков-качалок перераспределяются хаотичным образом, что часто приводит к аварийным отказам по узлам, которые при нормальной эксплуатации являются малонагруженными (шатуны, балансиры, стойки балансира, рама и т.д.)[21]. В-третьих, производителям нужно наладить выпуск комплектных установок, чтобы избежать ситуаций, когда в поломке или аварии виноваты производители разных частей оборудования. Такой опыт был уже пройден при работе с УЭЦН, когда было принято решение о комплектных закупках оборудования. Производители стали готовить к поставке не один вид оборудования, а комплекс. На выпуск комплектных (комплексных) установок перешли практически все ведущие российские фирмы-изготовители УЭЦН. В такую комплектную установку входят: погружной электродвигатель с гидрозащитой, электроприводной центробежный насос, газосепаратор или газосепаратор-диспергатор, клапанный узел, кабельная линия с термостойким удлинителем, станция управления, дополнительное оборудование. И поставщики стали отвечать за

весь комплекс в целом. Кроме того, они создали сеть сервисных центров и служб, обеспечивающих поставку, обслуживание, ремонт оборудования, а зачастую и проведение работ по внедрению и выводу на режим скважинных насосных установок. Именно по этому пути, на наш взгляд, следует идти и производителям скважинных штанговых насосных установок.

Однако, проблемы обеспечения требуемых показателей безотказности, межремонтных периодов эксплуатации и др. не решены до конца. Частые поломки нефтедобывающего оборудования приводят к увеличению загрязнений, связанных с разливом нефти и дополнительным расходам по устранению последствий аварий. Это относится к клапанам для ШГН, в которых они выполняют главенствующую роль, и к обратным клапанам электроцентробежных насосов, где они призваны предотвращать слив скважинной жидкости из НКТ при остановках в работе насоса.

Анализ работы штанговых насосов показывает, что одним из наиболее проблемных узлов являются клапанные пары (шар и седло): негерметичными оказались 64% нагнетательных и 52% приемных клапанов. Основной причиной негерметичности явилась выработка клапанов, и в 77% случаев отказ произошел по узлу «седло». Металлографические исследования клапанных пар показали, что у шаров наиболее часто наблюдаются язвенные поражения поверхности с распространением микротрещин, а также коррозионные повреждения в виде язв, распространяющиеся по кобальтовой основе, а главной причиной разрушения седел является растворение основной фазы и «выкрашивание» карбидных частиц.

В конструкции шаровых клапанов реализуется линейный принцип касания. И при малейшем износе металла по линии касания появляется зазор. При негерметичности клапана на 1% от его проходного сечения потери составляют $\sim 700 \text{ м}^3/\text{год}$.

Проблема обеспечения высокой наработки на отказ, увеличения межремонтного периода может быть решена использованием новейших

разработок, например, реализованной в конструкции ШГН «VeeOilPump» ООО «РАМ» (рис. 3.4).



Рисунок 3.4 – Золотниковые клапаны для ШГН и УЭЦН производства ООО «РАМ»

В разработанном насосе использованы новые клапанные пары вместо шаровых клапанов, которые обеспечивают увеличенную среднюю наработку на отказ (СНО) насоса, надежную герметичность, увеличенную площадь проходного сечения, меньшее гидравлическое сопротивление, повышенную износостойкость. Герметизация золотникового клапана имеет 2 контура – посадка конус-конус золотника в седло корпуса и щелевое уплотнение по головке золотника. При обратном токе флюида золотник мягко садится в

седло корпуса, в отличие от шара, который обязательно при каждой посадке вращается 7-8 раз (рис. 3.5).



Рисунок 3.5 – Сравнение проходных сечений шаровых и золотниковых клапанов

Клапанная пара с увеличенным проходным сечением и сроком службы даёт снижение нагрузки на штанги насосной установки на 15%, что существенно сокращает обрывы штанг и расходы, связанные с простоями, ремонтом и ликвидацией последствий аварий [31].

Разработанные специалистами ООО «РАМ» плунжеры имеют меньшую длину и уплотнительные кольца, что значительно снижает вероятность заклинивания и обрыва плунжеров. На плунжер ШГН и уплотнительные кольца плунжера наносится сверхизносостойкое патентованное покрытие «наноалмазный хром», что существенно увеличивает эксплуатационный срок пары цилиндр-плунжер, приводит к повышению их устойчивости к агрессивным средам и абразивному воздействию, что в свою очередь приводит к увеличению ресурса работы ШГН.

Использование инновационных разработок и усовершенствованных конструкций. Например, использование новой модели электроплунжерного насоса. Фактически, это такой же плунжерный насос, какой используется сейчас, только в действие он приводится не от станка-качалки, а от погружного вентильного электродвигателя. В этом и заключается ноу-хау. Важное преимущество электроплунжерного насоса — возможность добывать нефть с гораздо большей глубины, чем при использовании ШГН [37]. При эксплуатации ШГН конструктивное ограничение нагрузки — 1,5 км. При использовании новой технологии глубину спуска можно увеличивать до 3 км. По сравнению с ЭЦН тоже есть преимущества: простота монтажа и меньшее потребление электроэнергии — примерно в 1,5 — 2 раза.

3.2.2 Повышение ресурса УЭЦН для малодебитных скважин

Малодебитный фонд – это такое же осложнение, как и высокая температура пластовой жидкости, солеотложение на рабочих органах ЭЦН, высокое содержание механических примесей. Его наработка ниже, чем у среднедебитного и высокодебитного фонда, связано это с тем, что ЭЦН работает у границ левой зоны НРХ с низким значением КПД, вследствие чего происходит нагрев жидкости над приемом насоса и снижение ресурса электрической части погружной установки. Также при работе ЭЦН с низкой производительностью рабочее колесо с большей силой прижимается к направляющему аппарату, вследствие чего происходит более интенсивный износ опорных шайб рабочего колеса и снижается ресурс ЭЦН.

Увеличение эффективности эксплуатации малодебитного фонда УЦН возможно по следующим направлениям:

- увеличение конструкционной надёжности погружного оборудования. Такое оборудование можно разделить на две группы:
 - Высокотемпературное, например: компаундированные и теплоненагруженные электродвигатели, термовставки для кабельных линий.

○ Износостойкое оборудование для скважин с высоким содержанием твёрдых механических примесей (более 1000 мг/л), например: модуль-фильтр входной МФВ5 и 5А габарита; модуль входной перепускной МВПВ 5 и 5А габаритов, позволяющий продолжать работу УЭЦН в случае полного засорения фильтра; износостойкий ЭЦН с пакетной схемой сборки рабочих ступеней [23].

- внедрение организационных решений:
- поиск альтернативного УЭЦН оборудования.

3.3 Расчет периодической и кратковременной эксплуатации малодебитных скважин

При переводе скважин на периодическую откачку жидкости необходимо знать следующие основные показатели: дебит, потери добычи нефти при остановках, оптимальное время накопления и откачки жидкости.

В самом общем виде задачу на периодическую откачку следовало бы сформулировать следующим образом: найти аналитическим или расчетным путем такие переменные режимы эксплуатации и периодической откачки жидкости, которые обеспечивали бы получение добычи нефти по себестоимости не большей, чем при непрерывной откачке [22].

В. Ф. Силкиным найдены решения, позволяющие при переводе скважин с непрерывной на периодическую откачку иметь минимальные потери производительности за цикл, не превышающие заданной величины. По результатам этих решений была составлена весьма простая номограмма, позволяющая производить расчеты при любом законе фильтрации и на всем теоретически возможном расчетном интервале (рис. 3.6) [32].

Расчеты по номограмме В. Ф. Силкина и приближенные формулы для области, представляющей наибольший интерес ($0,8 < \varphi < 1,0$), дают

практически совпадающие результаты. Не вдаваясь в теоретическое обоснование номограммы, обратимся к рассмотрению ее применения.

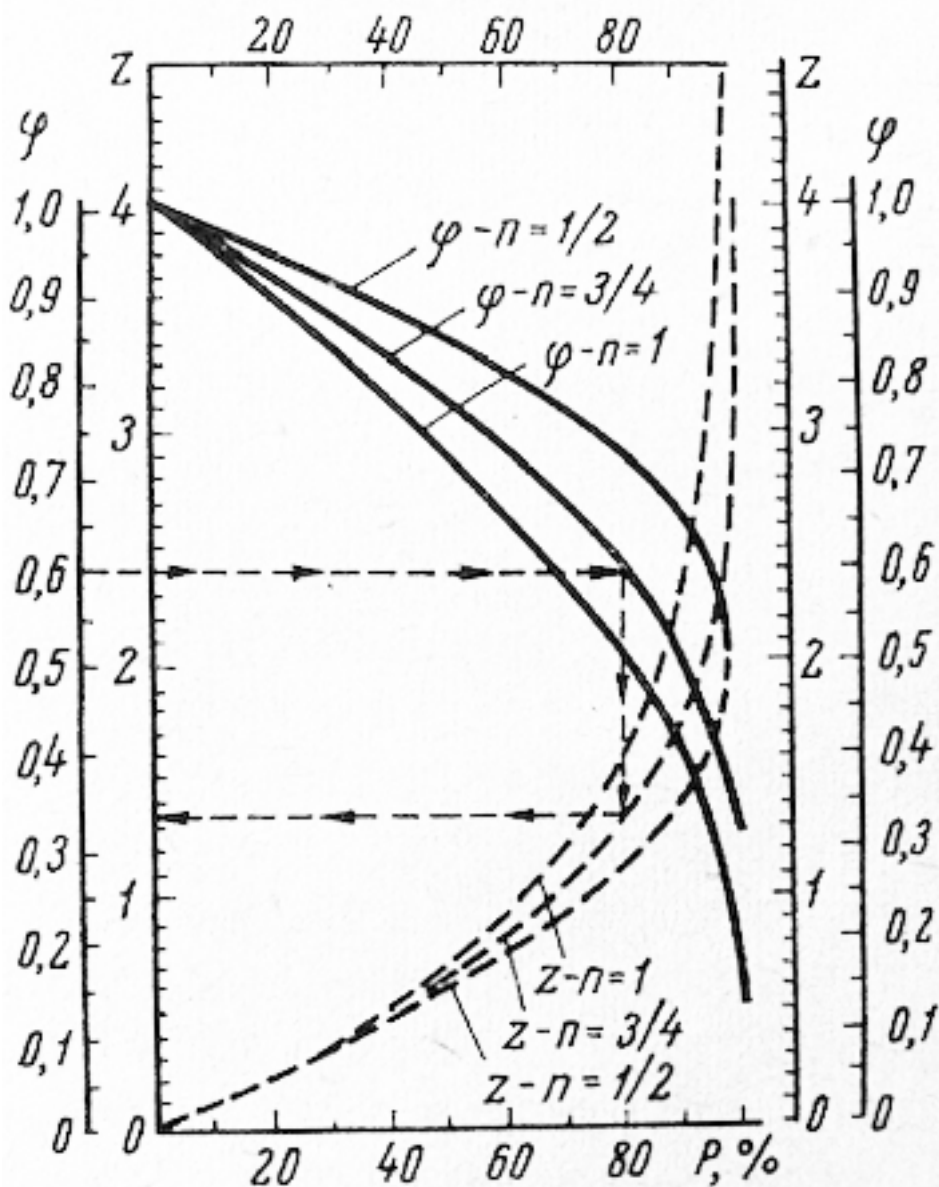


Рисунок 3.6 – Номограмма для расчетов периодической откачки

Номограмма (рис. 3.6) построена в координатах $P-\varphi, z$. Здесь P — отношение изменения депрессии на пласт в конце периода накопления к депрессии вначале, или $P = \frac{h_n}{S}$, где S — величина снижения уровня; на номограмме эта величина выражена процентами; φ — коэффициент снижения производительности за один цикл периодической эксплуатации, представляющий отношение дебитов периодической и непрерывной откачки;

z — переменная безразмерная функция, зависящая от P и показателя уравнения фильтрации n .

Для выбора оптимального режима периодической откачки необходимо знать по каждой скважине величины: S , q , n , а так-же $\frac{1}{\beta}$ — отношение средней фактической производительности насоса за период откачки к дебиту скважины при непрерывной откачке.

Задавшись допустимым значением φ по номограмме, находят z (ход определения показан стрелками). Далее, на основании уравнений [32]:

$$t_{\text{нак}} = \frac{F_k S}{q} z \quad (3.1)$$

$$\varphi = \frac{y}{\beta(1+y)} \quad (3.2)$$

$$\varphi = \frac{P}{z} \quad (3.3)$$

$$\text{где } y = \frac{t_{\text{отк}}}{t_{\text{нак}}} \text{ и } \beta = \frac{q}{Q},$$

подсчитывают $t_{\text{нак}}$ и y , после чего определяют $t_{\text{отк}}$.

При известном пластовом давлении величину S можно определить как погружение приема насоса под статический уровень который получают пересчетом пластового давления на эквивалентный столб воды.

При отсутствии данных S и n можно подбирать режим следующим образом. Условно допуская $n = \frac{3}{4}$, устанавливают примерную величину S по уровням, зафиксированным при подземном ремонте, и по заданной величине φ находят режим, который затем следует проверить по результату работы скважины, сравнивая заданную величину φ с фактической φ' . В случае, если режим окажется неудовлетворительным, уменьшают период накопления по сравнению с установленным в 1,5—2 раза и испытывают второй режим определяя для него φ . В этом случае независимо от величины φ режим будет подобран, так как для заданных $t_{\text{нак}}$ и $t_{\text{отк}}$ имеются ответные значения φ' и φ . После этого по полученным данным определяют n и S .

Положив, что известное соотношение $\frac{t_{\text{нак}}}{t_{\text{нак}}}$ равно некоторой величине ξ , и воспользовавшись равенством $\varphi = \frac{P}{z}$, по известным φ' и φ нетрудно найти z' и z для всех φ — линий номограммы. Линия, у которой отношение $\frac{z'}{z}$ равно той же величине ξ , определит искомое значение показателя фильтрации. Подставив известное $t_{\text{нак}}$ и найденное z' в формулу (3.1), определяют S .

Теоретические положения, на основе которых была построена номограмма, были экспериментально проверены в нескольких скважинах с периодической откачкой жидкости путем исследования их режимов откачки при помощи установки дистанционного глубинного манометра и телединамометрирования. Результаты сравнения фактических данных с теоретическими показали хорошее совпадение. Приведем примеры пользования номограммой, представленной рис.3.6.

Расчет 1

Дано:

$$n = 3/4,$$

$$S=200 \text{ м вод. ст.},$$

$$\frac{1}{\beta} = 2,$$

$$q = 3 \text{ т/сутки},$$

$$F_k = 0,0135 \text{ м}^2.$$

Найти:

Требуется определить период накопления и откачки при $\varphi = 0,9$

Решение:

По номограмме находим $z=0,26$, из формул (3.1), (3.2) находим

$$t_{\text{нак}}=0,234 \text{ суток},$$

$$y = 0,82, \text{ тогда } t_{\text{отк}} = 0,192 \text{ суток}.$$

Ответ:

Период накопления составляет 0,234 суток, период откачки – 0,192 суток.

Расчет 2.

Обратная задача – зная периоды накопления необходимо найти n и S .

Дано:

При испытании скважины на режимах с периодами накопления 1,44 и 0,72 суток были определены фактические коэффициенты снижения производительности, которые оказались равными 0,6 и 0,8, причем $q = 3$ т/сутки, $F_k = 0,0135$ м².

Найти:

Найти n и S .

Решение:

Подсчитав соотношение периодов накопления, находим, что $\xi = 2$. Предположив $n = 1$ и $n = 3/4$, находим, что ξ соответственно равна 2,4 и 2,3. При $n = 1/2$ находим, что $z' = 1,6$, $z'' = 0,8$, а их отношение равно двум, следовательно, $n = 1/2$. Подставив в (3.) вместо $t_{\text{нак}}$ и z' величины 1,44 и 1,6, находим $S = 200$ м вод.ст.

Ответ:

$S = 200$ м вод. ст.

Вывод:

Таким образом, номограмма дает возможность:

- определять периоды работы и откачки жидкости из скважины по заданной величине коэффициента потерь добычи нефти при известных показателе закона фильтрации и местоположении статического уровня;
- при отсутствии данных о величинах n и S на основе результатов элементарных исследований скважины (пользуясь номограммой) находят не только исходные данные, но и само уравнение индикаторной кривой. При этом нет необходимости прибегать к исследованию скважины способом восстановления уровня.

Насосные скважины, в которых имеется не заполнение цилиндра из-за откачки динамического уровня до приема насоса, также могут быть исследованы на приток описанным способом.

Для более точного расчета режима КЭС необходимо точно знать продуктивность скважины, в зависимости от которой определяется время работы. При условии соблюдения зависимости отношения номинальной производительности ЭЦН к продуктивности скважины (в 3-5 раз для достижения энергоэффективности), время цикла (T_n) варьируется от 40 до 80 минут (обычно равно 60 минутам).

Время цикла должно быть выбрано с учетом следующих требований:

- обеспечение максимальной добычи. Максимальное приближение усредненного давления на приеме к целевому (расчетному) давлению на приеме (целевому забойному).
- снижение рисков преждевременных отказов. Количество пусков установки имеет экспоненциальную зависимость от времени цикла. Увеличение частоты пусков, в т.ч. плавных, согласно теории надежности по экспоненциальной зависимости увеличивает риски преждевременных отказов;
- исключение вероятности замерзания обратных клапанов в зимний период на устьевой арматуре и замерной установке.

Следует отметить, что максимальный дебит при работе в периодическом режиме достигается при минимальном росте динамического уровня после прекращения его откачки, т.е. при минимальном времени накопления. При этом число запусков-остановок ЭЦН значительно возрастет.

При выборе количества циклов КЭС необходимо руководствоваться показателями надежности оборудования с учетом максимального допустимого количества запусков двигателя УЭЦН. При работе в периодическом режиме так же необходимо учитывать температурный режим работы двигателя. Интенсивность охлаждения двигателя напрямую зависит

от динамического уровня и времени его накопления, а именно – чем меньше время накопления, тем лучше охлаждается двигатель.

3.4 Сравнение методов непрерывной, периодической и краткосрочной эксплуатации

С технической точки зрения способ КЭС представляет собой высокоэффективный симбиоз способов периодической эксплуатации скважин УЭЦН и непрерывной эксплуатации скважин УЭЦН с регулируемым электрическим приводом. С позиций экономики при незначительном увеличении стоимости добывающего оборудования КЭС позволяет увеличить объемы добычи нефти на 10-15%, увеличить межремонтный период скважинного оборудования (МРП) в 1,5-2 раза, сократить энергопотребление в 2-3 раза [25].

Так же как и периодическая эксплуатация, кратковременная эксплуатация скважин предполагает чередование периодов откачки жидкости из скважины и ее накопления в скважине.

Главным недостатком периодической эксплуатации скважин является сокращение объемов добычи нефти за счет падения среднеинтегральной депрессии на пласт. При применении метода КЭС этот недостаток удается практически полностью устранить за счет сокращения периода эксплуатации скважин, включающего в себя время откачки жидкости из скважины и время накопления в ней жидкости. Очевидно, что чем меньше длительность периода эксплуатации, тем меньше потери.

При кратковременной эксплуатации скважин длительность периода эксплуатации скважин исчисляется минутами-десятками минут. При этом динамический уровень жидкости изменяется на 10-30 метров. Депрессия же на пласт остается практически неизменной. Приток пластовой жидкости в скважину не прекращается, незначительно изменяется лишь его интенсивность.

При периодической эксплуатации скважин с уменьшением периода эксплуатации частота воздействия электрических, механических и гидравлических ударных пусковых перегрузок увеличивается, что существенно сокращает МРП. При кратковременной эксплуатации скважин этого не происходит благодаря наличию возможности осуществлять «мягкий» безударный пуск при помощи преобразователей частоты (ПЧ), входящих в состав станций управления (СУ) УЭЦН.

Наличие ПЧ в составе СУ дает еще один, неожиданный, на первый взгляд, результат: возможность оптимизации стоимости установок. Казалось бы, дорогостоящие СУ с ПЧ должны значительно повысить стоимость УЭЦН. Но применение ПЧ позволяет уменьшить габариты ПЭД и ЭЦН, а следовательно, их материалоемкость. В результате снижается их стоимость за счет увеличения, соответственно, частоты переменного тока и скорости вращения. Повышение стоимости наземного оборудования компенсируется уменьшением стоимости погружного оборудования.

Существенно, что при уменьшении габаритов ПЭД и ЭЦН уменьшается время и повышается качество монтажа УЭЦН на скважинах, что дополнительно сокращает затраты. Установки малой длины накладывают менее жесткие требования к кривизне стволов скважин, а это особенно важно в условиях интенсификации добычи нефти.

При непрерывной эксплуатации скважин увеличение скорости вращения УЭЦН приводит к увеличению скорости износа насоса, которая, как известно, является степенной функцией от скорости вращения ротора насоса, с показателем степени от 2,5 до 5 единиц [7]. Кратковременная эксплуатация скважин позволяет не только полностью компенсировать указанный эффект, но и увеличить МРП по износу насоса за счет того, что насос работает, а, следовательно, изнашивается, только часть календарного времени эксплуатации. Кратность увеличения МРП по износу насоса при кратковременной эксплуатации скважин, по сравнению с непрерывной эксплуатацией, равна отношению периода эксплуатации, включающего

время работы УЭЦН и время нахождения УЭЦН в состоянии покоя ко времени работы УЭЦН [1]. Иначе говоря — кратность увеличения МРП по износу насоса представляет собой величину, обратную коэффициенту загрузки оборудования.

Для полной компенсации ускорения износа ЭЦН при увеличении скорости вращения необходимо, чтобы производительность УЭЦН значительно превышала дебит скважины. Данное обстоятельство обусловлено тем, что коэффициент загрузки оборудования, от которого зависит кратность увеличения МРП по износу насоса, равен отношению дебита скважины к производительности УЭЦН.

Повышенное содержание мех примесей в добываемой продукции и интенсивное отложение солей зачастую приводит к заклиниванию рабочих органов ЭЦН. Наличие в составе станций управления УЭЦН преобразователей частоты и программируемого контроллера позволяет осуществлять при КЭС «расклинивание» ЭЦН с использованием нескольких различных режимов [14] и продолжать эксплуатацию скважин без простоев и подъема добывающего оборудования.

Кратковременный режим — режим работы в течение определенного времени, недостаточного для достижения теплового равновесия, за которым следует состояние покоя в течение времени, достаточного для того, чтобы температура машины сравнялась с температурой охлаждающей среды.

Периодический кратковременный режим — последовательность одинаковых рабочих циклов, каждый из которых состоит из периода работы и периода покоя. Причем, продолжительность цикла недостаточна для достижения теплового равновесия с охлаждающей средой.

В отличие от этих режимов, при непрерывной и периодической эксплуатации скважин ПЭД работает в продолжительном режиме (типовой режим S1 по ГОСТ 28173-89 Э и МЭК 34-1-83). Для него характерна работа с постоянной нагрузкой и продолжительностью, достаточной для достижения теплового равновесия с охлаждающей средой. В результате двигатель

нагревается до некоторой температуры, являющейся функцией реальной нагрузки, температуры и скорости охлаждающей ПЭД пластовой жидкости. При этом, чем меньше разность между реальной и максимально допустимой температурой ПЭД, тем ниже его надежность и, следовательно, меньше срок службы.

Время работы ПЭД при кратковременной эксплуатации исчисляется минутами. Поэтому при одинаковой температуре пластовой жидкости он не успевает нагреться до температуры, до которой нагрелся бы при непрерывной или периодической эксплуатации скважин. И это несмотря на то, что при КЭС насос откачивает пластовую жидкость преимущественно из затрубного пространства скважины над электродвигателем, что существенно снижает скорость движения жидкости, омывающей более мощный ПЭД, ухудшая условия его охлаждения.

Меньшее значение температур, до которых нагревается погружное добывающее оборудование при КЭС, обуславливает снижение интенсивности его коррозии. Принято считать, что при работе УЭЦН больше греется ПЭД. Однако ЭЦН ввиду низкого КПД (30-60%) выделяет тепла значительно больше, чем ПЭД, КПД которого выше (80-85%). С учетом того, что мощность, потребляемая УЭЦН при работе даже в среднедебитных скважинах, составляет десятки киловатт, можно утверждать, что количество выделяемого при этом тепла довольно значительно.

Вопреки распространенному мнению, температура рабочих колес ЭЦН превышает температуру омывающей их пластовой жидкости не на единицы градусов, а на десятки. Если при непрерывной эксплуатации скважин производительность УЭЦН регулируется дросселированием насоса, когда КПД ЭЦН еще больше снижается, а отвод тепла ухудшается, то температура рабочих колес может достигать температуры 200°C даже в «холодных» (< 90°C) скважинах.

При кратковременной эксплуатации скважин в кратковременном режиме работают не только ПЭД, но и ЭЦН. За короткое время откачки

жидкости из скважины насос не успевает нагреться до максимальной температуры. Поэтому по сравнению с непрерывной эксплуатацией все элементы УЭЦН имеют меньшую температуру, а следовательно, меньше корродируют.

Вследствие увеличения производительности УЭЦН и скорости вращения насоса при кратковременной эксплуатации скважин возрастает скорость потока жидкости внутри ЭЦН и НКТ во время ее откачки из скважины. За счет этого усиливается срыв отложений с внутренних поверхностей ЭЦН и НКТ, уменьшается интенсивность отложения солей и АСПО [5].

Положительную роль в данном случае играют механические примеси, присутствующие в откачиваемой из скважин пластовой жидкости практически всегда. При высокой скорости потока жидкости они «полируют» внутренние поверхности ЭЦН и НКТ, препятствуя отложению солей, парафинов и асфальтенов.

Кратковременная эксплуатация скважин не исключает применение «классических» технологий борьбы с осложняющими факторами, а, наоборот, повышает их эффективность. Например: внутреннюю поверхность НКТ можно очищать «летающим» скребком [16, 17]. Причем периодический режим эксплуатации скважин дает возможность существенно упростить конструкцию скребка и технологию его использования, повысить качество и надежность работы. Малый период при КЭС позволит значительно повысить эффективность работы «летающего» скребка. НКТ будет полностью очищаться от АСПО и солеотложений со средней периодичностью около получаса.

Как отмечалось выше, при кратковременной эксплуатации откачка жидкости производится в основном из затрубного пространства скважины, расположенного над установкой. Это повышает эффективность использования устьевых дозаторов ингибиторов солеотложений, ингибиторов АСПО, ингибиторов коррозии и других реагентов [12]. С одной

стороны, за счет упрощения процедуры «доставки» реагентов к нужным узлам добывающего оборудования и скважин, а с другой — увеличения длительности воздействия реагентов на данные узлы благодаря значительному превышению времени накопления жидкости в скважине при неработающем оборудовании над временем откачки жидкости из нее.

Увеличение скорости потока жидкости в насосах сопровождается образованием стойких водонефтяных эмульсий, имеющих более высокую вязкость по сравнению и с водой, и с нефтью [4]. Эмульсии, имеющие наибольшую вязкость, образуются при обводненности продукции скважин в диапазоне от 40% до 75-80% [6].

Из-за образования вязких и стойких водонефтяных эмульсий расходуется большее количество электроэнергии, уменьшается МРП оборудования, усложняется работа приборов учета количества добываемой продукции, требуются дополнительные затраты на разделение эмульсий на исходные компоненты при получении товарной нефти [6].

При кратковременной эксплуатации скважин, так же как и при периодической эксплуатации, наблюдается явление гравитационной сегрегации пластовой жидкости в затрубном пространстве скважины. Нефть, имеющая меньшую плотность, во время накопления жидкости в скважине концентрируется в верхней части столба жидкости, минерализованная пластовая вода — в нижней [13]. Поэтому при кратковременной эксплуатации во время откачки жидкости из скважины сначала откачивается пластовая вода, а затем нефть. Т.е. обводненность продукции в начале откачки заведомо больше 80%, а в конце — меньше 40%. Образующиеся при кратковременной эксплуатации скважин водонефтяные эмульсии нестойкие и имеют вязкость, не намного превышающую вязкость воды и нефти, что исключает повышение расхода электроэнергии на подъем пластовой жидкости из скважины. Кроме того, уменьшаются затраты, обусловленные негативными проявлениями повышенной стойкости водонефтяных эмульсий при транспортировке сырой нефти и при получении товарной нефти.

3.5 Комбинированные способы эксплуатации

Наиболее эффективным представляется способ сочетания КЭС с правильно подобранными УЭЦН.

Для организации работы скважин в режиме КПР малodeбитные ЭЦН (15-35 м³/сут) заменяются более производительными насосами (50-80 м³/сут). Для последних характерен КПД, в 1,5-3 раза превышающий КПД малodeбитных ЭЦН. Так, КПД ЭЦНДП5-15 составляет 24%, тогда как ЭЦНДП-60 – 50%. В целом прослеживается следующая закономерность: чем больше диаметр рабочего колеса и его производительность, тем выше энергетические показатели ступени насоса.

Насос с малой производительностью обладает гораздо меньшей площадью канала по сравнению с таковой насоса большой производительности. В связи с этим КПД малodeбитных УЭЦН, работающих в постоянном режиме, с течением времени существенно снижается из-за отложения солей на рабочих органах и засорения проточных каналов мех примесями.

УЭЦН увеличенного типоразмера, работающие в режиме КПР, менее подвержены этим процессам за счет более широких проточных каналов и более высоких скоростей движения пластовой жидкости в насосе. Таким образом, при кратковременной эксплуатации УЭЦН большой производительности есть возможность существенно снизить воздействие солеотложений и мех примесей.

В состав компоновки для эксплуатации насосов в режиме КПР входит, во-первых, станция управления (СУ) вентильным приводом, которая дает возможность программирования СУ на различные временные интервалы откачки и накопления, а так же на значения давления на приеме. Во-вторых, непосредственно сам насос с повышенным КПД. В-третьих, вентильный привод, который обладает повышенным КПД по сравнению с асинхронным приводом (до 93%) (рис. 3.7) [3].

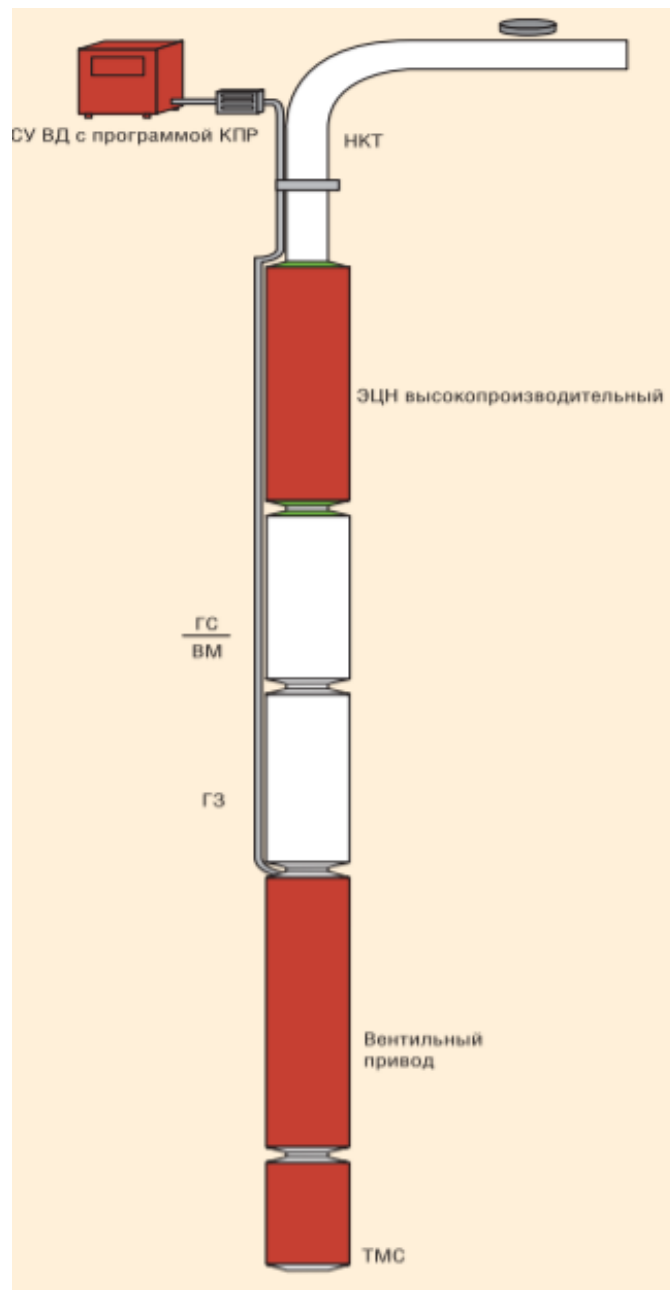


Рисунок 3.7 – Компоновка оборудования

Для вентильного привода также характерны малая величина тока холостого хода, пониженное тепловыделение, возможность регулирования частоты вращения в широком диапазоне. Его применение дает возможность снижать энергопотребление на 15-30% и автоматически сохранять мощность на валу при различных режимах работы насоса. В-четвертых, в состав компоновки входит ТМС, посредством которой осуществляется контроль температуры двигателя и давления на приеме ЭЦН. Несмотря на то, что

надежность большинства ТМС 70-75%, их применение помогает значительно оптимизировать работу компоновки.

После запуска установки в режиме КПП она откачивает жидкость практически до приема насоса, затем происходит отключение установки по данным ТМС о давлении и температуре. Далее идет процесс накопления и восстановления забойного давления, после этого – снова включение и цикл повторяется. Установка работает 20 мин, примерно 40 мин происходит накопление скважины, то есть один цикл длится около часа, следовательно, работа насоса состоит из 24 циклов в сутки.

Применение при кратковременной эксплуатации скважин УЭЦН повышенной производительности позволяет не только увеличить МРП, но и значительно снизить расход электроэнергии. Как известно, высокий КПД имеют только ЭЦН для высокодебитных скважин (более 80 м³/сут.). С уменьшением подачи КПД ЭЦН резко падает [8]. Например: насос ЭЦНА5-18 имеет максимальный КПД 28,5%, а ЭЦНА5-125 — 59% [15]. Поэтому использование для кратковременной эксплуатации скважин с дебитом 20-50 м³/сут. УЭЦН производительностью более 100 м³/сут сокращает расход электроэнергии в 1,5-2 раза по сравнению с непрерывной эксплуатацией скважин установками с производительностью, соответствующей их дебиту.

В целом же регулирование параметров УЭЦН при кратковременной эксплуатации предотвращает потери электроэнергии, неизбежные при регулировании подачи погружных центробежных насосов дросселированием [1], и увеличивает кратность сокращения расхода электроэнергии до 2-3. Расчеты по общепринятым методикам [6] показывают, что КПД установок при КЭС с учетом всех видов потерь находится в диапазоне 45-50%. При этом удельный расход электроэнергии составляет 5,5-6 кВт-ч/м³/км. В масштабах крупных нефтяных компаний сокращение расхода электроэнергии позволяет сэкономить миллионы долларов в год.

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

Студенту:

| | |
|---------------|--------------------------------|
| Группа | ФИО |
| 3-2Б63Т | Князеву Евгению Александровичу |

| | | | |
|----------------------------|-------------|----------------------------------|---------------------------------|
| Школа | ИШПР | Отделение школы (НОЦ) | Нефтегазового дела |
| Уровень образования | Бакалавр | Направление/специальность | 21.03.01 "Нефтегазовое дело" |

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

| | |
|--|--|
| 1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих | Определение экономической эффективности при переводе на кратковременную эксплуатацию скважин |
| 2. Нормы и нормативы расходования ресурсов | |
| 3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования | Действующая система налогообложения |

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

| | |
|--|---|
| 1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения | Сравнительный анализ эффективности с другими режимами работы скважины |
| 2. Планирование и формирование бюджета научных исследований | Определение комплекса работ по проведению мероприятия |
| 3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования | Выявление, эффективности при переводе на кратковременную эксплуатацию скважин |

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

| |
|--|
| 1. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности вариантов эксплуатации |
|--|

| | |
|---|---------------|
| Дата выдачи задания для раздела по линейному графику | 02.03.2020 г. |
|---|---------------|

Задание выдал консультант:

| | | | | |
|------------------|----------------|-------------------------------|----------------|-------------|
| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
| Доцент ОСГН ШБИП | Трубченко Т.Г. | Доцент, к.э.н. | | |

Задание принял к исполнению студент:

| | | | |
|---------------|------------------------------|----------------|-------------|
| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
| 3-2Б63Т | Князев Евгений Александрович | | |

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Целью данного раздела является анализ ресурсоэффективности и конкурентоспособности метода краткосрочной эксплуатации скважин. Проведем анализ конкурентоспособности технических решений, SWOT-анализ, планирование работ и рассчитан бюджет затрат. Произведем расчет экономической эффективности разных способов эксплуатации скважины:

- Расчет непрерывной эксплуатации скважины установкой электроцентробежного насоса (УЭЦН) с нерегулируемым приводом
- Периодическая эксплуатация скважины УЭЦН
- Кратковременная эксплуатация скважины УЭЦН

Экономическая эффективность в нашем случае будет выше у того способа, который обеспечивает минимальные затраты на оборудование – капитальные затраты и минимальное значение расхода электроэнергии – как главную часть эксплуатационных затрат.

4.2 Анализ конкурентных технических решений

Для успешного внедрения научной разработки необходимо изучить преимущества и недостатки конкурирующих методов эксплуатации скважин:

- непрерывная эксплуатации скважины установкой электроцентробежного насоса (УЭЦН) с нерегулируемым приводом - НЭС;
- периодическая эксплуатация скважины УЭЦН - ПЭС;
- кратковременная эксплуатация скважины УЭЦН - КЭС.

Сведем имеющиеся данные по разным методам эксплуатации скважин в таблицу 4.1. Произведем оценку по 5-ти бальной шкале, где 5 – наилучший показатель данного критерия, а 1 – наихудший.

Таблица 4.1 – Оценочная карта для сравнения конкурентных методов эксплуатации скважин

| Критерии оценки | Вес критерия | Баллы | | | Конкурентоспособность | | |
|---------------------------|--------------|-------|-----|-----|-----------------------|------|------|
| | | НЭС | ПЭС | КЭС | Кнэс | Кпэс | Ккэс |
| 1. Безопасность | 0,3 | 3 | 3 | 4 | 0,9 | 0,9 | 1,2 |
| 2. Энергоэффективность | 0,5 | 2 | 4 | 5 | 1 | 2 | 2,5 |
| 3. Стоимость оборудования | 0,2 | 4 | 3 | 2 | 0,8 | 0,6 | 0,4 |
| Итого | 1 | | | | 2,7 | 3,5 | 4,1 |

Как видно из результатов расчета, представленных в таблице 4.1, несмотря на довольно высокую стоимость оборудования, удельный расход электроэнергии является очень низким. А это означает, что данный способ эксплуатации является наиболее экономически выгодным, поскольку затраты на электроэнергию являются наиболее существенными в себестоимости нефти.

Для наглядности представим полученные расчетные значения конкурентоспособности в виде рисунка (рис. 4.1.)



Рисунок 4.1 – Сравнение конкурентных методов эксплуатации скважин

Рисунок показывает, что КЭС имеет преимущество по таким показателям, как энергоэффективность и безопасность, но уступает конкурентам из-за высокой стоимости оборудования.

4.3 SWOT-анализ

В предыдущей части мы выяснили, что метод КЭС является наиболее подходящим методом эксплуатации малодебитных скважин. Проведем SWOT анализ.

SWOT анализ – это метод оценки ситуации и будущих перспектив проекта, основная задача которого: определить сильные и слабые стороны, возможности и угрозы со стороны внешней окружающей среды. На основании анализа делаются вывод: правильно развивается проект, какие риски нужно предусмотреть, что следует делать, каковы перспективы проекта.

Результаты SWOT анализа представлены в таблице 4.2

Таблица 4.2 – Матрица SWOT проекта

| | |
|--|--|
| <p>Сильные стороны:</p> <p>С1. Высокая энергоэффективность</p> <p>С2. Высокая безопасность</p> | <p>Слабые стороны:</p> <p>Сл1. Высокая стоимость оборудования</p> <p>Сл2. Недоверие со стороны предприятий</p> |
| <p>Возможности:</p> <p>В1. Дополнительная добыча нефти выше на 10-25%</p> <p>В2. Вовлечение в использование малодебитных и осложненных скважин</p> | <p>Угрозы:</p> <p>У1. Плохая разработанность методики может вызывать аварии</p> <p>У2. Снижение производительности труда</p> |

Из матрицы SWOT видно, что необходимо сделать упор на такие сильные стороны, как безопасность и энергоэффективность метода, так как именно эти сильные стороны проекта связаны с наибольшим количеством возможностей. Что касается слабых стороны, необходимо обратить внимание на технологические исследования и активное продвижение проекта, в том числе и через научно-практические издания. Работа над этими недостатками позволит повысить конкурентоспособность, уменьшить влияние внешних угроз на проект.

4.4 Планирование научно-технического исследования

4.4.1 Структура научно-технического исследования

Для реализации проекта по научно-техническому исследованию КЭС предполагается выполнить ряд работ:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

Указанные работы с распределением исполнителей приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Перечень работ и распределение исполнителей

| № этапа работы | Наименование работы | Исполнители работы |
|-----------------------------------|---|----------------------|
| 1 Разработка технического задания | Составление и утверждение технического задания | Консультант, инженер |
| 2 Выбор направления исследования | Планирование методики проведения исследования Календарное планирование работ | Консультант, инженер |

| | | |
|----------------------------------|---|---------|
| 3 Теоретические исследования | Проведение теоретических исследований, изучение литературы Расчет параметров и характеристик методов ПЭС и КЭС | Инженер |
| 4 Обобщение и оценка результатов | Проведение практического расчета энергоэффективности методов Оценка эффективности полученных результатов | Инженер |
| 5 Оформление отчета | Оформление расчетов Составление пояснительной записки | Инженер |

4.4.2 Определение трудоемкости выполнения работ

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения, ожидаемого (среднего) значения трудоемкости используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{\min i} + 2t_{\max i}}{5},$$

где $t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.;

$t_{\min i}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, чел.-дн.;

$t_{\max i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, чел.-дн.

Определим продолжительность каждой работы в рабочих днях T_p , учитывая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i}$$

где – T_{pi} продолжительность одной работы, раб.дн.;

$t_{ожi}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.- дн.

$Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

4.4.3 Разработка графика проведения научно-технического исследования

Построим наглядный график проведения научных работ в форме диаграммы Ганта. График представлен на рисунке 4.2.

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней переведем в календарные дни и занесем данные в таблицу 4.4. Для этого воспользуемся следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}},$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;

T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;

$k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности.

Согласно производственному календарю (для 6-дневной рабочей недели) в 2019 году 365 календарных дней, 299 рабочих дней, 66 выходных/праздничных дней.

Рассчитаем коэффициент календарности:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 66} = 1,22,$$

где $T_{\text{кал}}$ – количество календарных дней в году ($T_{\text{КАЛ}} = 365$);

$T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней в году.

Таблица 4.4 – Временные показатели проведения научного исследования

| Наименование работы | Исполнители работы | Трудоемкость работ, чел-дни | | | Длительнос ть работ, дни | |
|--------------------------------------|-------------------------|-----------------------------------|------------|-----------------|--------------------------------|-------|
| | | t_{\min} | t_{\max} | $t_{\text{ож}}$ | T_p | T_k |
| 1 Разработка технического задания | Консультант, инженер | 20 | 25 | 17 | 25 | 25 |
| 2 Выбор направления исследования | Консультант, инженер | 10 | 15 | 12 | 10 | 10 |
| 3 Теоретические исследования | Инженер | 25 | 30 | 27 | 30 | 30 |
| 4 Обобщение и оценка результатов | Инженер | 15 | 20 | 17 | 20 | 20 |
| 5 Оформление отчета | Инженер | 20 | 25 | 22 | 25 | 25 |

Таблица показывает распределение трудоемкости проекта.

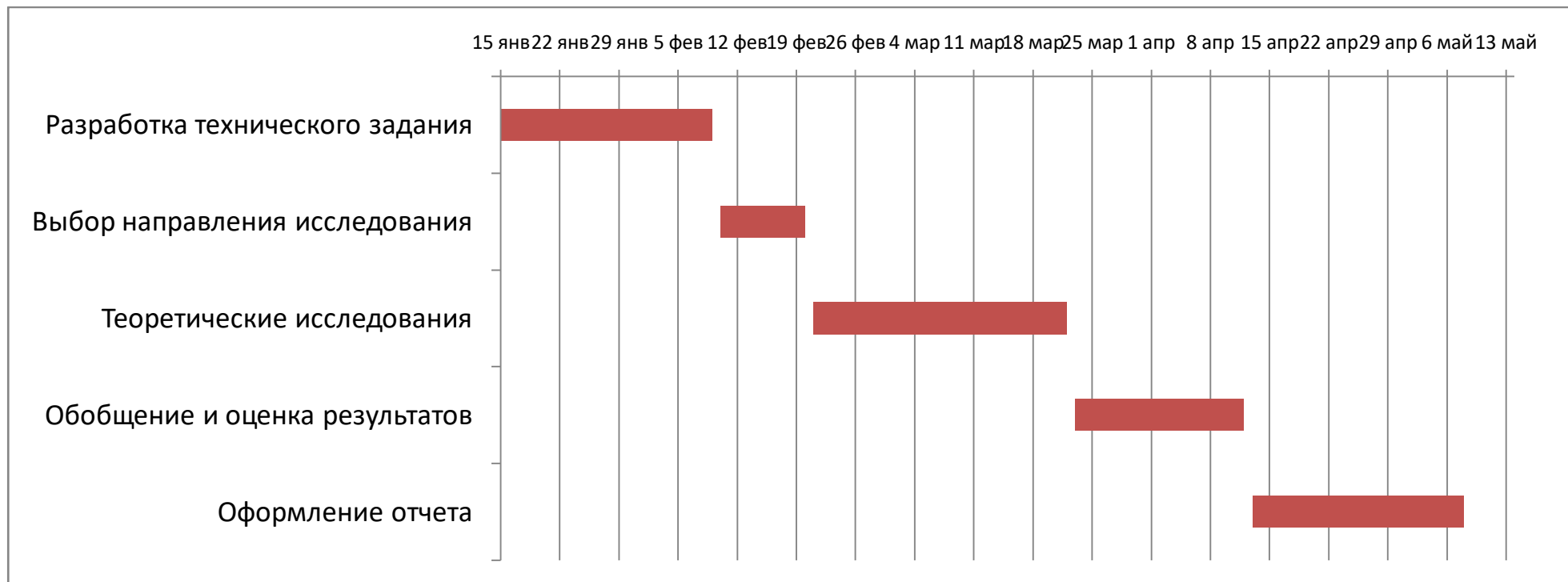


Рисунок 4.2 – Диаграмма Ганта

4.5 Бюджет научно-технического исследования

При планировании бюджета НТИ обеспечиваем полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением. В процессе формирования бюджета используем следующие группировки по статьям:

- материальные затраты НТИ;
- амортизационные отчисления;
- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- накладные расходы;

4.5.1 Материальные затраты

В этом подразделе оценивается стоимость всех материальных ценностей, непосредственно расходуемых в процессе выполнения работ.

В таблице 4.5 представлены стоимость материалов, используемых при теоретической разработке проекта.

Таблица 4.5 – Материальные затраты

| Наименование | Кол-во | Цена за ед., руб. | Сумма, руб. |
|----------------------------------|--------|----------------------|----------------|
| Чернила для принтера, 500 мл | 1 | 1000 | 1000 |
| Офисная бумага, упак. 500 листов | 1 | 350 | 350 |
| Тетрадь общая, 48 л. | 1 | 70 | 70 |
| Шариковая ручка | 3 | 40 | 120 |
| ИТОГО | | | 1540 |

4.5.2 Амортизационные отчисления

Произведем расчет амортизации персонального компьютера с начальной стоимостью 30 тыс. руб. Срок использования ПК примем равным 6 месяцев. Срок службы компьютера примем равным 3 годам. Тогда:

Норма амортизации:

$$A_n = \frac{1}{n} * 100\% = \frac{1}{3} \times 100\% = 33,33\%$$

Годовые амортизационные отчисления:

$$A_g = 30000 \times 0,33 = 10000 \text{ рублей}$$

Ежемесячные амортизационные отчисления:

$$A_m = \frac{10000}{12} = 830 \text{ рублей}$$

Итоговая сумма амортизации основных средств:

$$A = 830 \times 4 = 3333 \text{ рублей}$$

4.5.3 Заработная плата исполнителей

Оклад старшего преподавателя в НИ ТПУ составляет 26050 руб., оклад инженера 23100 руб.

В данном пункте рассчитываем основную заработную плату работников участвующих в выполнении работ по данной теме.

Затраты на заработную плату:

$$Z_p = Z_{осн} + Z_{доп}$$

$Z_{осн}$ – основная заработная плата, руб.

$Z_{доп}$ – дополнительная заработная плата, руб.

Заработная плата основная:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \times T_p \times (1 + K_{пр} + K_{д}) \times K_p$$

$Z_{дн}$ – среднедневная заработная плата, руб.

$K_{пр}$ – премиальный коэффициент (0,3);

$K_{д}$ – коэффициент доплат и надбавок (0,2-0,5);

Кр – районный коэффициент (для Томска 1,3);

Тр – продолжительность работ, выполняемых работником, раб. дни

Среднедневная заработная плата:

$$З_{дн} = \frac{З_{м} \times М}{F_{д}}$$

З_м – оклад работника за месяц, руб.

М – количество месяцев работы без отпуска в течение года. Для преподавателя отпуск составляет 58 дней, следовательно М = 10,1

F_д – действительный годовой фонд рабочего времени персонала, раб.дн. В 2020 году количество рабочих дней по 6-дневной неделе без учета больничных составляет 313 дней. А с учетом отпуска (58 дней) действительный годовой фонд рабочего времени составит 255 рабочих дней

Рассчитаем среднедневную заработную плату для инженера и консультанта, данные внесем в таблицу 4.6:

$$З_{дн_конс.} = \frac{З_{м} \times М}{F_{д}} = \frac{26050 \times 10,1}{255} = 1031,78 \text{ руб.}$$

$$З_{дн_инж.} = \frac{З_{м} \times М}{F_{д}} = \frac{23100 \times 10,1}{255} = 914,94 \text{ руб.}$$

Полученные значения сведем в таблицу 4.6

Таблица 4.6 – Расчет основной заработной платы

| Исполнители | Здн, руб. | Кпр | Кд | Кр | Тр | Зосн |
|-------------|-----------|------|------|-----|-----|-----------|
| Инженер | 1031,8 | 0,05 | 0,05 | 1,3 | 110 | 147544,54 |
| Консультант | 914,94 | 0,05 | 0,05 | 1,3 | 9 | 10704,798 |
| Итого | | | | | | 158249,34 |

Рассчитаем дополнительную заработную плату, отчисления во внебюджетные фонды и накладные расходы, данные внесем в таблицу 4.7.

Расчет дополнительной заработной платы исполнителей:

$$З_{доп} = 0,12 \times З_{осн}$$

Расчет отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления):

$$З_{внеб} = 0,3 \times (З_{осн} + З_{доп})$$

Рассчитаем накладные расходы:

$$З_{накл} = 0,16 \times (З_{мат} + З_{амор} + З_{осн} + З_{доп} + З_{внеб}).$$

Полученные значения сведем в таблицу 4.7

Таблица 4.7 – Расчетам дополнительной заработной платы, отчисления во внебюджетные фонды и накладные расходы

| Исполнитель | Здоп, руб. | Звнеб, руб. | Знакл, руб. |
|-------------|------------|-------------|-------------|
| Инженер | 17705,345 | 49574,9654 | |
| Консультант | 1284,5758 | 3596,81213 | |
| Итого | 18989,921 | 53 171,78 | 47799,0458 |

В результате расчетов получили суммы дополнительной заработной платы, отчисления в страховые фонды и накладные расходы. Сумма указанных затрат составляет 119961 руб.

4.5.4 Формирование бюджета затрат

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы является основной для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку. Данные бюджета затрат НИИ приведены в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Бюджет затрат

| Наименование | Сумма, руб. | Удельный вес, % |
|--|------------------------|----------------------------|
| Материальные затраты | 1540 | 1% |
| Затраты на амортизацию | 3 333 | 2% |
| Затраты на основную заработную плату | 158249,338 | 60% |
| Затраты на дополнительную заработную плату | 18989,9206 | 6% |
| Страховые взносы | 53 171,78 | 16% |
| Накладные расходы | 47799,0458 | 15% |
| Общий бюджет | 283 083 | 100% |

Выводы по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

В данном разделе был выполнен анализ ресурсоэффективности и ресурсосбережения проведения научно-исследовательской работы на тему подбора наиболее эффективного метода эксплуатации малодебитных скважин. В ходе расчета было выявлено, что по сравнению с конкурентами метод краткосрочной эксплуатации скважин обладает многими преимуществами, основным из которых является низкое удельное потребление электроэнергии. Но данный метод имеет и слабые стороны, и происходящие из них угрозы.

1) Как видно из результатов расчета, представленных в таблице 4.1, несмотря на довольно высокую стоимость оборудования, удельный расход электроэнергии является очень низким. А это означает, что данный способ эксплуатации является наиболее экономически выгодным, поскольку затраты на электроэнергию являются наиболее существенными в себестоимости нефти.

2) В ходе SWOT-анализа выявлены две сильные стороны: высокая энергоэффективность и высокая безопасность. Так же были обнаружены и слабые стороны, над которыми придется работать, что бы повысить успех проекта. У проекта большие возможности при использовании КЭС, увеличение добычи нефти и использования осложненных скважин. Не стоит забывать про угрозы, если плохо разработать методику эксплуатацию может пострадать эффективность труда.

3) Проведен расчет заработной платы исполнителей. У инженера основная заработная плата составила 147544,54 руб, и дополнительная 17705,345 руб. У консультанта основная заработная плата вышла равной 10704,798 руб, и дополнительная 1284,5758 руб. Инженер принимал участия на всех этапах проекта, а консультант всего на двух.

4) Проведен расчет бюджета на проведение научно-исследовательской работы. Посчитаны материальные затраты и затраты на амортизацию оборудования, заработная плата с отчислениями и накладными расходами. Общий бюджет составил 283 083 руб. При этом больше половины средств уйдет на оплату труда.

В заключении данного раздела видно, что выбранный метод эксплуатации является выгодным вариантом, так как она дает возможность увеличению добычи нефти, увеличивает энергоэффективность, удовлетворяет минимуму затрат как финансовых, так и трудовых ресурсов, что было описано и проанализировано в данном разделе. Поэтому выбранный метод эксплуатации является хорошим вариантов внедрения на месторождения, где присутствуют малодебитные скважины.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

| | |
|---------------|--------------------------------|
| Группа | ФИО |
| 3-2Б63Т | Князеву Евгению Александровичу |

| | | | |
|---------------------|-------------|---------------------------|-------------------|
| Школа | ИШПР | Отделение (НОЦ) | ОНД |
| Уровень образования | Бакалавриат | Направление/специальность | Нефтегазовое дело |

Тема ВКР:

| | |
|---|---|
| Оптимизация работы малодебитных скважин на нефтяных месторождениях Западной Сибири | |
| Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»: | |
| 1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения | Объектом исследования являются установки электроцентробежных насосов, а так же рабочая зона нефтяных скважин, на которых эксплуатируются данные установки |
| Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке: | |
| 1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <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. | Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности Специальные правовые нормы трудового законодательства Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны |
| 2. Производственная безопасность: <ul style="list-style-type: none"> 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия | Социальная ответственность. Производственная безопасность. Анализ вредных факторов. Движущиеся элементы оборудования, грузоподъемные агрегаты. Воздействие повышенного давления. Поражение электрическим током (электробезопасность). Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны. Повышенный уровень шума, вибрации. Недостаточная освещенность рабочей зоны. Токсичность нефти и нефтепродуктов. |
| 3. Экологическая безопасность: | Экологическая безопасность. Охрана атмосферного воздуха от загрязнения. Охрана поверхностных и грунтовых вод. Охрана почв |

| | |
|--|---|
| 4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: | Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Аварийные разливы нефти. Пожароопасность |
|--|---|

| | |
|---|---------------|
| Дата выдачи задания для раздела по линейному графику | 02.03.2020 г. |
|---|---------------|

Задание выдал консультант:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|----------------------------|------------------------|---------|------|
| Ассистент | Сечин Андрей Александрович | К.т.н. | | |

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|---------|------------------------------|---------|------|
| 3-2Б63Т | Князев Евгений Александрович | | |

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Главной целью охраны труда есть создание на каждом рабочем месте безопасных условий труда, безопасной эксплуатации оборудования, уменьшения или полной нейтрализации действий вредных и безопасных производственных факторов на организм человека и, как следствие, уменьшения производственного травматизма и профессиональных заболеваний.

5.1 Недостатки базовой конструкции (аналогов) по обеспечению безопасности труда

Установка скважинного электроцентробежного насоса (УЭЦН) имеет на поверхности скважины только станцию управления с силовым трансформатором и характеризуется наличием высокого напряжения в силовом кабеле. Поэтому основные опасности связаны с эксплуатацией электрооборудования, монтажом (демонтажем) установок. Вредные факторы, воздействующие на операторов ДНГ, следующие:

- повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны;
- повышенная или пониженная влажность воздуха.
- повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны;
- недостаточная освещенность рабочей зоны;
- повышенный уровень шума на рабочем месте;
- повышенный уровень общей вибрации;
- повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека[18].

5.2 Проектные решения по обеспечению безопасности труда на проектируемом оборудовании

Согласно СанПиН 2.2.4.548-96 работа оператора ДНГ относится к категории работ связанных с ходьбой, перемещением и переноской тяжестей до 10 кг и сопровождающиеся умеренным физическим напряжением. Учитывая обязанности оператора категория работ - II б (233-290Вт).

Таблица 5.1. - Классификация категорий работ в холодный и теплый период года.

| Период года | Категория работ | Температура, °С | | Относительная влажность, % | | Скорость движения, м/с | |
|-------------|-----------------|-----------------|------------|----------------------------|------------|------------------------|------------|
| | | Оптимальная | Допустимая | Оптимальная | Допустимая | Оптимальная | Допустимая |
| Холодный | Пб | 17-19 | 15-22 | 40-60 | 15-75 | 0,2 | 0,4 |
| Теплый | Пб | 19-21 | 16-27 | 40-60 | 15-75 | 0,2 | 0,5 |

По ГОСТ 12.1.005-88* «Общие санитарно-гигиенические требования» установлены предельно допустимые концентрации вредных веществ - таблица 5.2

Таблица 5.2 - Воздух рабочей зоны.

| Наименование вещества, химическая формула | ПДК, мг/м ³ | Класс опасности |
|---|------------------------|-----------------|
| Оксид углерода | 200 | IV |
| Углеводороды нефти | 300 | IV |
| Сероводород | 10 | II |
| Сероводород в смеси с углеводородами С, Сб. | 3 | III |

При перекачке нефти и нефтепродуктов не всегда удается полностью исключить выделение паров нефтепродуктов, которые вместе с воздухом образуют взрывоопасные смеси. Поэтому технологические помещения оборудуем системой принудительной приточно-вытяжной вентиляции, предназначенной для контроля и регулирования процентного содержания паров нефтепродуктов в атмосфере помещения. Из этих соображений тех. помещения обогреваются воздухом, подогретым в специальных теплообменниках – калориферных установках[10].

5.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования

Искусственное освещение нормируется в соответствии со ВСН 34-80 «Отраслевые нормы проектирования искусственного освещения предприятий нефтяной промышленности».

Освещение производится лампами обеспечивающими взрыво- и пожароопасность.

Таблица 5.3 - Нормы освещенности при искусственном освещении.

| Рабочее место | Разряд и подразряд зрительной работы | Освещенность | |
|--|--------------------------------------|------------------------|--------------------------|
| | | Лампы накаливания (лк) | Газоразрядной лампы (лк) |
| Измерительная аппаратура, пульт и щит управления измерительной аппаратурой | IVв | 150 | 200 |

Согласно ГОСТ 12.01.003-83 шум на рабочих местах не должен превышать 80 дБ. При работе насосов уровень шума достигает 90 - 100 дБ[9].

Для уменьшения шума применяем:

- балансировку вращающихся частей машин и оборудования;
- техническое обслуживание и ремонт, так как повышенный уровень шума является следствием износа или неисправности механизмов; - СИЗ органов слуха (противошумные наушники).

Источники вибрации: насосы, замерная установка. В насосной составляют 60 - 75 дБ. Нормирование общей вибрации на рабочих местах выполняется в соответствии с ГОСТ 12.01.012-2004 и уровень общей вибрации по виброускорению составляет не более 112 дБ по осям x,y,z. Поэтому в качестве защиты от общей вибрации предусмотрены виброгасители и виброизоляторы[11].

Для соблюдения норма охраны труда, обеспечения безопасности работающих и профилактики профзаболеваний предусмотрена выдача

средств индивидуальной защиты: спецодежду, спец. обувь, средства защиты органов дыхания, органов слуха, рук, лица, головы. Выдача спецодежды, спец. обуви и других индивидуальных средств защиты регламентирована «Типовыми отраслевыми нормами бесплатной выдачи спецодежды, спецобуви и других средств индивидуальной защиты работникам нефтяной и газовой промышленности».

Согласно указанным документам оператор ДНГ должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты, предоставленными в табл. 5.4

Таблица 5.4- Средства индивидуальной защиты, выдаваемые оператору ДНГ.

| н/п | Наименование, тип, вид, шифр, и т. п. | Срок носки, мес |
|-----|--|-----------------|
| 1 | Костюм хлопчатобумажный с огнезащитной пропиткой | 12 мес |
| 2 | Костюм для защиты от воды из синтетической ткани с пленочным покрытием | 24 мес |
| 3 | Костюм противоэнцефалитный | 12 мес |
| 4 | Футболка | 6 мес |
| 5 | Головной убор | 12 мес |
| 6 | Ботинки кожаные с жестким подноском | 12 мес |
| 7 | Сапоги резиновые с жестким подноском | 12 мес |
| 8 | Нарукавники из полимерных материалов | 2 мес |
| 9 | Перчатки с полимерным покрытием | 2 мес |
| 10 | Перчатки резиновые или из полимерных материалов | 4 мес |
| 11 | Каска защитная | 24 мес |
| 12 | Подшлемник под каску | 12 мес |
| 13 | Очки защитные открытые | До износа |
| 14 | Костюм из хлопчатобумажной по поясам ткани с огнезащитной пропиткой | По поясам |
| 15 | Белье нательное утепленное | 2 комплекта |
| 16 | Жилет утепленный | 1 |
| 17 | Ботинки утепленные с жестким подноском | По поясам |
| 18 | Валенки | По поясам |
| 19 | Галоши на валенки | По поясам |
| 20 | Шапка-ушанка | 36 мес |
| 21 | Перчатки с защитным покрытием, нефтеморозостойкие | 2 мес |

Во избежание переохлаждения работникам не следует во время перерывов в работе находиться на холоде в течение более 10 мин при температуре воздуха до -10°C и не более 5 мин при температуре воздуха ниже 10°C .

5.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

Монтаж и демонтаж наземного электрооборудования погружных центробежных насосов, осмотр ремонт и наладку его должен проводить электротехнический персонал.

Проверка надежности крепления аппаратов, контактов наземного электрооборудования и другие работы, связанные с возможностью прикосновения к токоведущим частям, осуществляется только при выключенной установке, выключенном рубильнике со снятыми предохранителями. Установка включается и выключается нажатием кнопки "Пуск" и "Стоп" или поворотом пакетного переключателя, расположенных на наружной стороне двери станции управления.

Насосная станция по степени опасности поражения человека электрическим током относится ко второму классу, так как в помещении токопроводящие полы. Корпусы трансформатора и станции управления, а также броня кабеля должны быть заземлены.

Электроустановки по доступу к ним обслуживающего персонала относятся к третьему классу, а по величине напряжения к первому (до 1000 В).

По взрывоопасности производство относится к категории В. Помещение насосной станции по возгораемости строительных материалов и конструкции относится к группе «несгораемые».

При эксплуатации насосов должны соблюдаться следующие правила и указания.

К монтажу и эксплуатации насосов должны допускаться только квалифицированные механики и слесари, знающие конструкцию агрегатов,

обладающие определённым опытом по обслуживанию, ремонту и проверке эксплуатируемых агрегатов, сдавшие экзамен на право монтажа и обслуживания данного оборудования.

Все запорные устройства и арматура перед монтажом, а также после каждого ремонта должны подвергаться испытанию на герметичность работы под давлением по ГОСТ 356-80.

При проведении ремонтных работ, электродвигатель должен быть полностью отключён от источника питания.

Все пары трения, сообщаемые с атмосферой должны быть выполнены из материалов не дающих искрообразования.

Пуск насоса после монтажа или капитального ремонта может быть осуществлён после проверки безопасности его эксплуатации комиссией, специально назначенной администрацией предприятия, эксплуатирующей насос.

Промыслы, эксплуатирующие месторождение, оборудованы электроустановками, работающими при напряжении 380 В, для пуска и работы установок ЭЦН используют трансформаторы для повышения напряжения до 6000 В (6 кВ).

Техническими методами и средствами защиты для обеспечения электробезопасности в соответствии с ГОСТ 12.1.009-2009 "ССБТ Электробезопасность. Термины и определения" являются: защитное заземление, изоляция токов едущих частей, ограждение, предупредительная сигнализация, индивидуальные средства защиты, предохранительные устройства и т.д. Электробезопасность нормируется ГОСТ 12.1.038-82 "Правила устройства электроустановок", ГОСТ 12.1.009-2009 ССБТ "Электробезопасность. Термины и определения"[15].

5.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

Технологические помещения относятся к помещениям класса В-1а, т.е в которых образование взрывоопасных смесей возможно только в результате

аварии или неисправности (насосные блоки, замерные установки). По «Правилам устройства электроустановок» (ПУЭ), категории взрывоопасной смеси II А по ГОСТ Р 51330.11, группа взрывоопасной смеси ТЗ по ГОСТ Р 51330.5 и «ПУЭ».

Объекты по добыче нефти относятся к взрывоопасным и пожароопасным. В настоящее время вода пока остается наиболее распространенным средством пожаротушения. Для тушения пожара предусмотрена система пожарного водоснабжения.

На замерных установках должны быть размещены ящики с песком, щит с лопатами, ломы, ведрами и огнетушителями ОУ-2, ОУ-5.

Курение разрешено в специально отведенных местах. Для тушения пожара в качестве огнегасительных средств используют воду в виде пара или в распыленном виде, инертные газы, пены, порошки. Для тушения оборудования, находящегося под напряжением используют углекислоту.

При всех видах аварии, связанных с утечкой или разливом нефти, руководитель аварийных работ (одновременно с введением аварийного режима) обязан вызвать к месту аварии пожарную часть (добровольную пожарную дружину) предприятия.

По прибытии подразделения пожарных (пожарной дружины) к месту работы, руководитель аварийных работ обязан информировать начальника пожарного отделения.

Основными системами пожарной безопасности являются системы предотвращения пожара и противопожарной защиты, включая организационно – технические мероприятия.

Систему предотвращения пожара составляет комплекс организационных мероприятий и технических средств, направленных на исключение возможности возникновения пожара. Предотвращение пожара достигается: устранением образования горючей среды; устранением образования в горючей среде источника зажигания; поддержанием температуры горючей среды ниже максимально допустимой и др. мерами.

К основным причинам пожара и загорания относятся следующие:

- нарушение технологического процесса и неисправность оборудования;
- неосторожное обращение с огнем и бытовыми электроприборами;
- короткое замыкание электрических проводов и перегрев электрооборудования
- нарушение правил пожарной безопасности при производстве электрогазосварочных и других огневых работ.

Противопожарная защита обеспечивается:

- максимально возможным применением негорючих и трудно горючих веществ и материалов;
- ограничением количества горючих веществ и их размещения;
- изоляцией горючей среды, предотвращением распространения пожара за пределы его очага;
- применением средств пожаротушения;
- применением конструкции объектов с регламентированными пределами огнестойкостью и горючестью;
- эвакуацией людей;
- системами противодымной защиты;
- применением средств противопожарной сигнализации и средств извещения о пожаре;
- организацией пожарной охраны промышленных объектов.

Предотвращение распространения пожара обеспечивается:

- устройством противопожарных преград (стен, зон, поясов, защитных полос, занавесов и т. п.). Установлением предельно-допустимых площадей противопожарных отсеков и секций;
- устройством аварийного отключения и переключения аппаратов и коммуникаций
- применением средств, предотвращающих разлив пожароопасных жидкостей при пожаре[33];

5.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

Причинами возникновения чрезвычайных ситуаций (ЧС) могут служить:

1. Воздействия природного и техногенного характера
2. Физические факторы воздействия:
 - Отказ отдельных элементов технологических систем (поломка, разгерметизация) при нормальных параметрах технологического процесса и при отклонениях параметров технологического процесса от допустимых значений.
 - Поломка заводского оборудования;
 - Коррозия оборудования;
 - Дефекты оснований резервуаров (неравномерная осадка ведет к образованию чрезмерных разрывающих и растягивающих усилий от давления жидкости);
 - Брак сварочно-монтажных работ
 - Физический износ оборудования;
 - Механическое повреждение или температурная деформация оборудования;
 - Гидравлические удары, вибрация, превышения давления, а также образование взрывоопасных топливовоздушных смесей при опорожнении резервуаров типа РВС (со стационарной крышей) за счет подсоса воздуха через дыхательные клапаны);
3. Социальные факторы:
 - Ошибки персонала при ведении технологического режима, несоблюдение персоналом установленного порядка обслуживания оборудования и трубопроводов, порядка пуска и остановки технологических блоков, в том числе нарушение режимов эксплуатации резервуаров (переполнение резервуаров, нарушение скорости наполнения и опорожнения, превышение давления в оборудовании выше допустимого, образование

недопустимого разрежения внутри вертикального стального резервуара (РВС), ошибки при проведении чистки, ремонта и демонтажа (механические повреждения, дефекты сварочно-монтажных работ);

В целях защиты рабочих и служащих предусматриваются следующие мероприятия:

1. Развитие, совершенствование и поддержание в готовности объектовых и локальных систем оповещения рабочих и служащих об угрозе взрыва, распространения пожара, радиоактивного и химического заражения, угрозе катастрофического затопления, возможности возникновения стихийных явлений, а также обеспечение подключения указанных систем к местным системам оповещения населения.

2. Организация наблюдения и контроля в случаях реальной угрозы за радиоактивным и химическим заражением природной среды, продуктов питания и питьевой воды.

3. Поддержание в готовности фонда защитных средств сооружений гражданской обороны (убежищ и противорадиационных укрытий) для их использования в случае ЧС.

4. Установка защитных сооружений для дежурного персонала предприятий, работа которых не может быть прекращена по сигналу о возможной опасности возникновения ЧС.

5. Накопление средств и специального снаряжения для рабочих и служащих на случай ЧС, требующих их использования.

6. Организация частичной или полной эвакуации рабочих и служащих в безопасное место.

7. Проведение мероприятий по подготовке к оказанию до врачебной помощи и медицинскому обслуживанию рабочих и служащих в условиях ЧС.

8. Подготовка и поддержание в готовности сил и средств для проведения аварийно-спасательных и аварийно-восстановительных работ в очагах поражения и бедствий в зоне возникновения ЧС.

9. Совершенствование форм, методов и организации обучения рабочих и служащих действиям и способам защиты от поражающих факторов при ЧС.

10. Для обеспечения устойчивого снабжения продовольствием и предметами первой необходимости рабочих и служащих в условиях ЧС совместно с предприятиями торговли и общественного питания предусматривать:

11. Осуществление мероприятий по бесперебойному снабжению питанием и предметами первой необходимости рабочих и служащих, занятых работами по ликвидации последствий аварий, катастроф и стихийных бедствий.

12. Проведение мероприятий по созданию специальных групп (подразделений) для обеспечения личного состава военизированных и невоенизированных формирований продовольствием и предметами первой необходимости, а также подготовку этих подразделений для работы в полевых условиях.

13. Строительство складов и холодильников для хранения продовольственных товаров с учетом обеспечения защиты этих товаров от поражающих факторов при ЧС.

14. Организацию контроля за зараженностью продовольственных товаров и питьевой воды, а также работ по их обеззараживанию.

15. Заключение договоров с предприятиями торговли и общественного питания об осуществлении необходимого снабжения в условиях ЧС.

В целях подготовки к оказанию доврачебной помощи и к медицинскому обслуживанию рабочих и служащих в условиях ЧС совместно с органами здравоохранения предусматривать:

Проведение санитарно-гигиенических, противоэпидемических и лечебно-эвакуационных мероприятий. Оказание всех видов скорой медицинской помощи.

Создание запасов медицинского и специального имущества для дополнительного развертывания и оснащения медицинских формирований.

5.7 Экологическая безопасность

При размещении кустовых площадок, необходимо иметь в виду, что вблизи водо-охранной зоны их размещение не желательно, так как к этой зоне предъявляются особые требования, а именно: запрещена производственная деятельность, заправка топливом, мойка и ремонт автотранспорта, размещение ядохимикатов, химреагентов, вырубка лесов[38].

С целью защиты водных объектов от возможного их загрязнения предусматриваются следующие мероприятия:

- установка канализационных емкостей на кустах скважин и ТЗУ для сбора загрязненных стоков с последующих их вывозов или перекачкой на очистные сооружения;

- промышленные воды на территории всех проектируемых объектах по системам канализации собираются и закачиваются на очистные сооружения для последующего использования их в системе ППД;

- пластовые воды, добываемые вместе с нефтью, отделяются от нефти и после их очистки и подготовки используются в системе ППД;

- все трубопроводы, оборудование и аппаратура подвергаются гидравлическому испытанию и контролю стыков на их прочность и герметичность;

- для предупреждения попадания нефти в водоемы должны устанавливаться боны.

Намечаемые мероприятия по защите от возможного загрязнения окружающей природной среды исключают сброс стоков на рельеф и в поверхностные водоемы[36].

Основные углеводороды поступающие в атмосферу: метан, этан, пропан, бутан. Предельно допустимые концентрации составляют: метан – 50 мг/м³, бутан – 200 мг/м³, пентан – 100 мг/м³.

Источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу являются соединения, запорно-регулирующая арматура, нефтегазосепаратор, факел, нефтесборные сети, напорный нефтепровод. Причинами выбросов служат негерметичность запорно-регулирующей арматуры и фланцевых соединений скважин, сепараторов, насосов перекачки, сжигание газа при сепарации нефти, микротрещины стенок трубы, работа двигателей внутреннего сгорания.

Охрана атмосферного воздуха от загрязнений сводится к выполнению следующих мероприятий:

- полная герметизация системы сбора и транспортировки нефти,
- стопроцентный контроль швов сварных соединений трубопроводов,
- защита оборудования от коррозии,
- утилизация попутного нефтяного газа,
- оборудование факельных стояков устройствами против затухания пламени,
- установка дистанционного розжига факела,
- ликвидация шламовых амбаров, нефтеловушек, открытых очистных сооружений

Преобладание по большей части отрицательных и близких к нулю температур в почве, продолжительный период ее оттаивания, высокая влажность воздуха создают условия для развития подзолистого и болотного типов почвообразования, которые формируют почвы: болотные верховые торфяные на мелких и средних торфах, болотные переходные торфяные на

мелких и средних торфах, дерново-подзолистые среднеуглистые. Рекультивации подлежат все земли, загрязненные нефтью. Очередность проведения рекультивационных работ должна быть определена в проекте по рекультивации земли каждого месторождения. Существующие методы рекультивации применяются преимущественно для пахотных земель и имеют ограниченную применимость на подзолистых и болотных почвах.

Отходы, образующиеся в процессе строительства и эксплуатации нефтепромысловых объектов, должны сортироваться, либо утилизироваться и вывозиться на полигон отходов. Полигоны отходов размещаются на площадках дожимных насосных станций, котлован для бытовых отходов отрывается в виде траншей в не фильтрующем суглинистом грунте. По мере заполнения отходы подвергаются соответствующей санитарной обработке и засыпаются вынутым грунтом.

Ликвидация шламовых амбаров обычно осуществляется путем засыпки их техногенным грунтом. Недостатком этого способа является низкая эффективность санитарной защиты, т.к. процесс засыпки сопровождается вытеснением буровых отходов и растеканием их по поверхности ландшафта, а также последующим вымыванием и миграцией оставшихся в котловане загрязняющих веществ с поверхностными или грунтовыми водами.

Воздействие разработки месторождения на недра складывается из перфорации водоносных, нефтегазоносных пластов месторождения добывающими, нагнетательными и артезианскими скважинами; загрязнения недр реагентами буровых растворов при строительстве скважин; изъятия нефти и высокоминерализованной пластовой воды из продуктивных пластов месторождения; изъятия пресной воды из водоносных пластов.

Наибольшее негативное воздействие на недра оказывает строительство эксплуатационных скважин. При бурении скважин потенциальными источниками загрязнения недр являются материалы для приготовления, утяжеления и химической обработки буровых и тампонажных растворов[39].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Ухудшение структуры запасов нефти, регистрируемое в последнее десятилетие, объективно приводит к осложнению условий эксплуатации добывающих нефтяных скважин. В результате сокращается межремонтный период стандартного нефтедобывающего оборудования, увеличиваются затраты на изготовление оборудования специального исполнения.

Существующие методы борьбы с осложнениями многочисленны и разнообразны. Однако ни один из них не может решить все проблемы, возникающие при эксплуатации нефтедобывающих скважин в осложненных условиях. В осложненных условиях рентабельная эксплуатация добывающих нефтяных скважин невозможна без реализации методов, позволяющих максимально снизить влияние наиболее негативных осложняющих факторов. В то же время до сегодняшнего дня не существует универсального инструмента, позволяющего комплексно воздействовать на наиболее значимые из них. Все известные методы ориентированы на нейтрализацию негативного влияния лишь одного осложняющего фактора. При этом во многих случаях нейтрализация негативных последствий одного осложнения влечет за собой усиление влияния другого.

Малодебитный фонд скважин – это такое же осложнение, как повышенный газовый фактор или образование АСПО. В ходе проделанной работы были предложены методы оптимизации эксплуатации малодебитных скважин на месторождениях Западной Сибири. Наиболее оптимальным способом является сочетание правильно подобранных УЭЦН и кратковременной эксплуатации добывающих нефтяных скважин (кратковременная эксплуатация скважин — КЭС).

В заключение необходимо еще раз подчеркнуть, что метод кратковременной эксплуатации нефтяных добывающих скважин — не панацея в борьбе с осложняющими факторами, возникающими при их эксплуатации. Но он дает нефтяникам-практикам мощный инструмент, с

помощью которого в той или иной степени можно ослабить негативные проявления всех основных осложняющих факторов, в ряде случаев — полностью нейтрализовать их.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Адонин А.Н. Выбор способа добычи нефти /А.Н. Адонин. — М.: Изд-во «Недра», 1971.
2. Аксенов Д.А. Применение винтовых насосов при эксплуатации малодебитных скважин // Новые технологии - нефтегазовому региону: материалы Международной научно-практической конференции. Тюмень, 16-20 мая 2016 г. – Тюмень: Изд-во Тюменский индустриальный университет. – 2016. – С. 74-76.
3. Апытыкаев Г.А., Сулейманов А.Г. Интенсификация добычи и увеличение МРП скважин, оборудованных УЭЦН, методом КПР // Инженерная практика. – 2011.– № 4. – С. 65-69.
4. Булатов А.И., Макаренко П.П., Шеметов В. Ю. Охрана окружающей среды в нефтегазовой промышленности. – М.: Недра, 1977.
5. Временными методическими рекомендациями по контролю за загрязненностью почв, Гидрометиздат, 1983, ч. 1, п. 12
6. Глазачев А.И., Овсянкин И.С, Кадргулов Р.М. Применение установок электровинтовых насосов ЭВН с тихоходными двигателями на Кальчинском месторождении // Научный форум. Сибирь. – 2015. – Т. 1 – № 1. –стр. 23-24.
7. ГН 2.2.5.1313-03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы.
8. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
9. ГОСТ 12.1.003-83 (1999) ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. Стандартинформ, 1999. – 25 с.
10. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно - гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
11. ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.

12. Галлямов М.Н., Рахимкулов Р.Ш. Повышение эффективности эксплуатации нефтяных скважин на поздней стадии разработки месторождения: учебник. М.: Недра, 1978. 156 с.
13. Альмухаметова Э.М. Эксплуатация нефтяных и газовых месторождений: учебн. пособие. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. 109 с.
14. Богданов А.А. Погружные центробежные электронасосы для добычи нефти. М.: Недра, 1986.- 242с.
15. ГОСТ Р 12.1.019-2009. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
16. Щуров В. И. Технология и техника добычи нефти. Учебник для вузов. Недра, 1983, 362 с.
17. Гиматудинов Ш. К., Дунюшкин И. И., Зайцев В. М. Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газо-конденсатных месторождений. Недра, 1988, с.204
18. ГОСТ Р ИСО 26000-2012. Руководство по социальной ответственности. Стандартиформ, 2014. – 23 с.
19. Дроздов Л.И. Технология и техника добычи нефти погружными насосами в осложненных условиях: учебное пособие. – М: Макс Пресс, 2008. – 312 с.
20. Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Сабиров А.А. и др. Скважинные насосные установки для добычи нефти. – М.: «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2002. – 824 с.
21. Ивановский В.Н., Сабиров А.А., Фролов С.В. Проблемы применения установок скважинных штанговых насосов в условиях интенсификации добычи нефти // Территория нефтегаз. – 2006. – №10. – С. 30-33.
22. Карапетов К.А. Рациональная эксплуатация малодебитных нефтяных скважин / К. А. Карапетов, Ю. А. Балакиров, В. С. Кроль. – Москва: Недра, 1966. – 184 с.

23. Кириченко В.В. УЭЦН для малодебитного фонда скважин // Neftegaz.ru. – 2019.– № 6. – С. 70-72.
24. Корабельников М.И., Джунибеков М.Ш. Анализ и пути повышения эффективности механизированной добычи нефти из малодебитных скважин в кризисных условиях // Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». – 2016.– Т. 16, № 1. – С. 75-79
25. Кузьмичев Н.П. Кратковременная эксплуатация скважин в осложненных условиях // Электронное периодическое издание «Нефть и Капитал». – Электронный ресурс. – Режим доступа <https://oilcapital.ru/news/markets/05-09-2005/kratkovremennaya-ekspluatatsiya-skvazhin-v-oslozhnennyh-usloviyah>
26. Кузьмичев Н.П. Кратковременная эксплуатация скважин для добычи вязкой нефти с помощью УЭЦН // Neftegaz.ru. – 2015.– № 3. – С. 28-35.
27. Никишенко СЛ. Нефтепромысловое оборудование. – Волгоград: (XX) Издательский Дом «Ин-Фолио», 2008. – 414 с.
28. Описание Шингинского месторождения / Портал «Нефтяники. Нефть и газ. – Электронный ресурс. – Режим доступа http://www.nftn.ru/oilfields/russian_oilfields/tomskaja_oblast/shinginskoe/9-1-0-198
29. Подкорытов А.А. Повышение эффективности добычи нефти на малодебитном фонде скважин путем внедрения винтовых насосных установок// Научный форум. Сибирь, 2017. –Т. 3. – № 2. – С. 42.
30. Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Сабиров А.А. и др. Оборудование для добычи нефти и газа: в 2ч. – Ч.2. – М.: ГУП изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, 2003. – 792 с.
31. Рыжов Е.В., Рыжов М.Е. Модернизированный штанговый глубинный насос «ВеeOilPump», повышающий экономичность нефтедобычи // Computationalnanotechnology. – 2016. – № 2. – С. 139-145.

32. Силкин В.Ф. Номограмма для установления периодической эксплуатации малодебитных скважин. / Научно технический сборник по добыче нефти. – М.: ВНИИ, 1958. – № 1. – 128 с.

33. Клубань В. С. Пожарная безопасность предприятий промышленности и агропромышленного комплекса / В.С.Клубань, А.П.Петров, В.С.Рябиков. – М. : Стройиздат, 1987. – 373 с.

34. Сундетов М. Е. Определение эффективности периодической эксплуатации малодебитного фонда скважин на примере Шингинского месторождения / М. Е. Сундетов ; науч. рук. И. В. Шарф // Проблемы геологии и освоения недр : труды XX Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию со дня основания Томского политехнического университета, Томск, 4-8 апреля 2016 г. : в 2 т. – Томск : Изд-во ТПУ, 2016. – Т. 2. – стр. 1096-1099.

35. Тарасов В.И. Каверин В.Н. Сравнение энергопотребления при различных способах механизированной добычи по ряду предприятий ОАО «НК «Роснефть» // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2012. – № 3. – С. 49-52.

36. Тетельмин В. В. Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе / В. В. Тетельмин, В. А. Язев. – Долгопрудный: Интеллект, 2011. – 352 с.

37. Томскнефть тестирует новую технологию для разработки малодебитных скважин / Портал «Томский Обзор». – Электронный ресурс. – Режим доступа <https://obzor.city/article/571570---tomskneft-testiruet-novuju-tehnologiju-razrabotki-malodebitnyh-skvazhin>

38. Третьяков А. Н., Перегудина Е. В., Азарова С. В. Воздействие на окружающую среду продуктов нефтегазодобывающей отрасли // Молодой ученый. – 2015. — №11. – С. 560-562.

39. Хаустов А.П. Охрана окружающей среды при добыче нефти / А.П. Хаустов, М.М. Редина. – М.: Дело, 2006. – 552 с.