

Школа Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
Отделение школы нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Анализ технологии эксплуатации скважин установками электроцентробежных насосов на нефтяных месторождениях Западной Сибири

УДК 622.276.054.23-047.44(571.1)

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4С1	Магдеев Ильдар Замилевич		

Руководитель ВКР:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Орлова Юлия Николаевна	к.ф.м.н.		

Консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Курганова Елена Владимировна			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Креницына Зоя Васильевна	к.т.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Планируемые результаты обучения

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
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) (ЕАС-4.2а) (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)
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
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)
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)

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

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
Отделение школы нефтегазового дела

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

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4С1	Магдеев Ильдар Замилевич

Тема работы:

Анализ технологии эксплуатации скважин установками электроцентробежных насосов на нефтяных месторождениях Западной Сибири	
Утверждена приказом директора (номер, дата)	1828/с от 11.03.2019г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Научные статьи, публикации на основе которых проводился обзор и анализ эффективности применения дополнительного оборудования УЭЦН, данные с месторождений. Научная литература, учебники и т.п.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1.1. Механизованная добыча 1.2. Выбор механизированного способа эксплуатации нефтяных скважин 2.1. Назначение, составные единицы и технические данные электроцентробежного насоса 2.2. Конструкция УЭЦН 3.1. Динамика фонда нефтяных скважин 3.2. Условия эксплуатации УЭЦН 3.3. Энергоэффективность и КПД 3.4. Причины отказов УЭЦН 3.5. Эксплуатация УЭЦН в осложненных условиях

	<p>3.6. Замена отечественных УЭЦН зарубежными</p> <p>4.1. Общие положения</p> <p>4.2. Организационная структура управления и основные направления деятельности ОАО «Томскнефть» ВНК</p> <p>4.3. Исходные данные для расчета эффективности внедрения дополнительного оборудования УЭЦН</p> <p>5.1. Производственная безопасность</p> <p>5.1.1 Оценка опасных и вредных факторов</p> <p>5.1.2 Повышенный уровень шума на рабочем месте</p> <p>5.1.3 Недостаточная освещенность рабочей зоны чрезвычайных ситуаций</p> <p>5.1.4 Повышенный уровень вибрации</p> <p>5.1.5 Электрический ток</p> <p>5.1.6 Биологический фактор</p> <p>5.2. Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению</p> <p>5.2.1 Механическое травмирование</p> <p>5.2.2 Пожаровзрывобезопасность</p> <p>5.2.3 Электробезопасность</p> <p>5.3. Экологическая безопасность</p> <p>5.4. Безопасность в чрезвычайные ситуации</p> <p>5.5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</p>
--	---

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
<p>Выбор и оценка механизированного способа добычи нефти;</p> <p>Существующие схемы и конструкции установок электроцентробежных насосов и технологии добычи на основе их применения;</p> <p>Анализ фонда нефтяных скважин и условия эксплуатации УЭЦН</p>	Курганова Елена Владимировна
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	Креницына Зоя Васильевна
<p>Социальная ответственность</p>	Черемискина Мария Сергеевна

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Орлова Юлия Николаевна	к.ф.м.н.		
Ассистент	Курганова Елена Владимировна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4С1	Магдеев Ильдар Замилович		

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 бакалавр
Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела
Период выполнения (весенний семестр 2018 /2019 учебного года)

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела	Максимальный балл раздела (модуля)
01.05.2019	Выбор и оценка механизированного способа добычи нефти	15
05.05.2019	Существующие схемы и конструкции установок электроцентробежных насосов и технологии добычи нефти на основе их применения	20
10.05.2019	Динамика фонда нефтяных скважин и условия эксплуатации УЭЦН	25
15.05.2019	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	20
20.05.2019	Социальная ответственность	20

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Орлова Юлия Николаевна	к.ф.м.н.		

Консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Курганова Елена Владимировна			

СОГЛАСОВАНО:

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

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 91 с., 38 рисунков, 10 таблиц, 20 источников литературы.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: НЕФТЬ, СКВАЖИНЫ, ДЕБИТ, УЭЦН, ЧРФ, ОСЛОЖНЕННЫЕ УСЛОВИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ, СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ, МЕХАНИЧЕСКИЕ ПРИМЕСИ, ДОБЫЧА, КРАТКОВРЕМЕННАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН, ИННОВАЦИЯ.

Объектом исследования является режим кратковременной эксплуатации мало и средне дебитных скважин.

Цель работы – провести анализ технологии эксплуатации скважин установками электроцентробежными насосами, а также рассмотреть повышение эффективности эксплуатации скважин погружными центробежными насосами при помощи дополнительного оборудования в осложненных условиях повышенного содержания твердых частиц (механических примесей) на приёме.

В работе также описаны современный взгляд на существующие схемы и конструкции установок электроцентробежных насосов и технологии добычи нефти на основе их применения, методика выбора механизированного способа добычи, описание конструктивных особенностей УЭЦН, условия эксплуатации погружного оборудования, осложняющие факторы добычи нефти, современное дополнительное оборудование для защиты УЭЦН от осложняющих факторов.

Для выполнения выпускной квалификационной работы использовался текстовый редактор Microsoft Word, таблицы и графики выполнялись в Microsoft Excel. Презентация подготовлена с помощью Microsoft Power Point.

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	11
1. ВЫБОР И ОЦЕНКА МЕХАНИЗИРОВАННОГО СПОСОБА ДОБЫЧИ НЕФТИ	12
1.1. Механизированная добыча	12
1.2. Выбор механизированного способа эксплуатации нефтяных скважин ...	14
2. СУЩЕСТВУЮЩИЕ СХЕМЫ И КОНСТРУКЦИИ УСТАНОВОК ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ И ТЕХНОЛОГИИ ДОБЫЧИ НА ОСНОВЕ ИХ ПРИМЕНЕНИЯ	16
2.1. Назначение и технические данные электроцентробежного насоса.....	16
2.2. Конструкция УЭЦН	19
3. АНАЛИЗ ФОНДА НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН И УСЛОВИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ УЭЦН.....	32
3.1. Динамика фонда нефтяных скважин.....	32
3.2. Условия эксплуатации УЭЦН.....	33
3.3. Энергоэффективность и КПД	36
3.4. Причины отказов УЭЦН	38
3.5. Эксплуатация УЭЦН в осложненных условиях	44
3.5.1 Содержание механических примесей в откачиваемой жидкости.....	44
3.5.2 Методы борьбы с мехпримесями	45
3.5.3 Влияние высокой температуры	50
3.5.4 Методы борьбы с негативным фактором влияния температур	51
3.5.5 Влияние солеотложений на эксплуатацию ГНО	55
3.5.6 Методы предупреждения и борьбы с солеотложением	58
3.6. Замена отечественных УЭЦН на зарубежные	60
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	63
4.1. Общие положения	63
4.2. Организационная структура управления и основные направления деятельности ОАО «Томскнефть» ВНК	64
4.3. Исходные данные для расчета эффективности внедрения дополнительного оборудования УЭЦН	65
4.4. Расчет экономической эффективности применения метода увеличения нефтеотдачи.....	67
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	77
5.1. Производственная безопасность	77

5.1.1 Оценка опасных и вредных факторов	77
5.1.2 Повышенный уровень шума на рабочем месте	78
5.1.3 Недостаточная освещенность рабочей зоны чрезвычайных ситуаций. .	79
5.1.4 Повышенный уровень вибрации	80
5.1.5 Электрический ток	81
5.1.6 Биологический фактор	82
5.2. Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению	82
5.2.1 Механическое травмирование	82
5.2.2 Пожаровзрывобезопасность	83
5.2.3 Электробезопасность.....	84
5.3. Экологическая безопасность	85
5.4. Безопасность в чрезвычайные ситуации	87
5.5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	87
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	89
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	90

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время на нефтяных месторождениях России актуальной задачей является проблема увеличения эффективности, механизированной эксплуатации скважин погружными насосами. Например, более 75% нефти в России добывается при помощи установок погружных электроцентробежных насосов (УЭЦН). Процесс добычи нефти на многих нефтяных месторождениях страны сопряжен с большим количеством осложняющих факторов. В связи с этим одной из основных задач, стоящих перед нефтяными компаниями, является снижение степени влияния этих факторов на процесс добычи нефти, что позволяет уменьшить затраты и повысить эффективность производства.

Основными проблемами, осложняющими технологический процесс механизированной добычи нефти, являются засорение и истирание центробежных насосов ЭЦН абразивными частицами в скважинах после гидроразрыва пласта (ГРП) или частицами горных пород, отложения солей на рабочих органах, перегревы и отказы узлов по температуре.

В настоящее время 35% скважин оборудованных УЭЦН требует оптимизации, т.е. насос работает с низким КПД, в экстремальных режимах, что влечет за собой повышенные энерго и финансовые затраты. Поэтому исследование режимов эксплуатации УЭЦН является актуальным в настоящее время.

1. ВЫБОР И ОЦЕНКА МЕХАНИЗИРОВАННОГО СПОСОБА ДОБЫЧИ НЕФТИ

1.1. Механизированная добыча

Различные подходы используются для освоения ресурсов нефти и газа, увеличения стоимости активов или просто для сокращения затрат, связанных с выработкой стратегии проведения разведочных работ, освоения новых и продолжения эксплуатации давно разрабатываемых пластов на существующих месторождениях. Выбор наилучших способов включает рассмотрение гидравлических, механических и электротехнических аспектов проблемы. В идеальном случае оценки механизированной добычи включают рассмотрение параметров системы добычи — от границ пласта до перерабатывающих заводов.

Требования, предъявляемые к оборудованию, размер и сложность эксплуатационных систем, а также потребности в источниках энергии, делают монтаж и эксплуатацию высокодебитных систем механизированной добычи нефти дорогостоящим делом. Выбор наиболее подходящих способов и оборудования играет важную роль, поскольку одна установка механизированной добычи может обеспечить большие объемы нефти, чем ее можно получить на нескольких небольших старых месторождениях. [12]

Технические группы проводят анализ технических и экономических факторов, а также факторов риска, вырабатывают варианты и рекомендации. Наилучшим подходом является итеративная оценка системы в целом, независимо от того, применялась ли она вскоре после открытия месторождения, когда о пласте получена некоторая дополнительная информация, после начального этапа разбуривания до уплотнения существующей сетки скважин или же на этапе рассмотрения стратегий для поздних стадий разработки месторождений (рисунок 1.1). В стратегии механизированной добычи необходимо рассматривать максимальное число вариантов для всего периода эксплуатации месторождения.

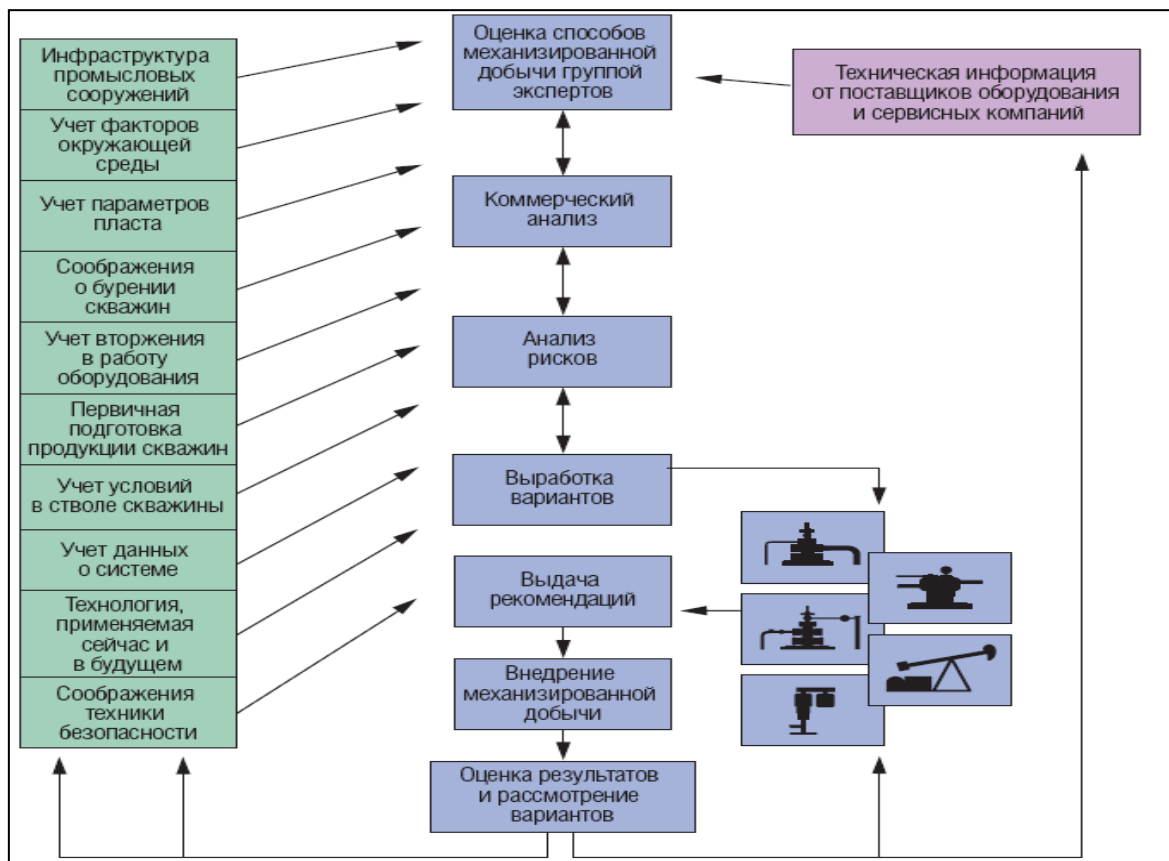


Рисунок 1.1 Оценка механизированной добычи

Поскольку существует множество стратегий разработки нефтяных месторождений, необходимо идентифицировать и оценить альтернативы реализации механизированной добычи с учетом технических и коммерческих факторов, а также факторов риска и общесистемных факторов. Инженерно-технические группы дали рекомендации по стратегии развития и способам механизированной добычи для различных вариантов, составленных на основании этих оценок. После получения дополнительной информации о продуктивном пласте, скважине и поверхностном оборудовании или о показателях работы (вероятно, после начального этапа разработки месторождения или позднее, на зрелых этапах добычи), эти методы будут использованы для повторного анализа всего производственного цикла с целью оценки рабочих характеристик, исследования стратегий на более поздних этапах эксплуатации месторождения или переоценки и изменения способов механизированной добычи.

Первоначальная оценка может показать, что такой способ механизированной добычи, как применение погружного центробежного

электронасоса, позволит получать более высокие дебиты, но последующий анализ может свидетельствовать о том, что наилучшим выбором является газлифт. И наоборот, газлифтный подъемник может считаться наилучшим способом на первоначальном этапе в связи с неприемлемыми экономическими и техническими показателями работы погружного насоса, но анализ может показать, что применение погружных систем было бы правильным подходом при их надлежащем проектировании, монтаже и эксплуатации [12].

1.2. Выбор механизированного способа эксплуатации нефтяных скважин

Из основных возможностей существующих способов эксплуатации, несмотря на значительные различия в характеристиках скважин и добываемой продукции, следует, что отдельные скважины или группы скважин могут эксплуатироваться различными способами в пределах даже одного месторождения или залежи. Поэтому относительный выбор наилучшего для данных условий способа эксплуатации является одной из основных задач, особенно в процессе составления проекта разработки нефтяного месторождения. Решение поставленной задачи возможно при наличии определенной совокупности исходных данных, основная часть которых необходима для технико-экономических расчетов любого способа эксплуатации, другая же часть – только для некоторых из них. Обязательным является знание свойств добываемых флюидов (нефти, газа и воды) в функции давления и температуры [26].

Ниже рассматриваются методологические основы выбора только механизированных способов эксплуатации, т.к. первоначально любую скважину необходимо проверить на возможность естественного или искусственного фонтанирования с заданными технологическими параметрами. Кроме того, не рассматриваются такие способы эксплуатации, которые являются единственными для данных эксплуатационных условий, например, эксплуатация скважин плунжерным лифтом, при которой подъем продукции происходит за счет природной энергии сжатого газа с

применением специальных плунжеров, препятствующих потерям на относительное проскальзывание газа. [29]

Правильный выбор метода механизированной добычи важен для обеспечения долгосрочной рентабельности большинства нефтедобывающих скважин. Отдельные методы с самым низким баллом можно удалять, продолжая выбор с учетом технико-экономических параметров и рисков.

В завершение процесса выбора методов механизированной добычи должна быть проведена комплексная (технические параметры и риски) оценка предварительно выбранных систем. Предварительный выбор методов механизированной добычи, необходимый для детального технического и экономического анализа, возможен на основании многокритериальной модели. Используя имеющиеся данные (заканчивание скважины, свойства флюидов, результаты анализа и интерпретации, данные о текущей работе скважины), строят оценочные матрицы. Экспертные оценки, применяемые в моделировании, основаны на накопленном опыте и опубликованных сведениях. Сразу после предварительного выбора способа механизированной добычи обращаются к комплексным методам экономической оценки, с помощью которых принимают окончательное решение и выбирают наилучший метод. Экономическая модель немного преобразуется из-за изменения цен на добываемую продукцию, дебита, зависящего от работы скважины, межремонтного периода выбранного оборудования и мощности оборудования от разных поставщиков.

Остановимся подробно на рассмотрении установок электроцентробежных насосов (УЭЦН).

2. СУЩЕСТВУЮЩИЕ СХЕМЫ И КОНСТРУКЦИИ УСТАНОВОК ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ И ТЕХНОЛОГИИ ДОБЫЧИ НА ОСНОВЕ ИХ ПРИМЕНЕНИЯ

2.1. Назначение и технические данные электроцентробежного насоса

Установки погружных электроцентробежных насосов (УЭЦН) предназначены для откачки из нефтяных скважин, в том числе и наклонных, пластовой жидкости, содержащей нефть, воду, газ и механические примеси.

Установки погружных электроцентробежных насосов - это многоступенчатые, секционные центробежные насосы с числом ступеней в одной секции от 35 до 210, в зависимости от производительности ЭЦН и его напора. Секции ЭЦН приводит во вращение погружной электродвигатель специальной конструкции (ПЭД), который также может состоять из одной или нескольких секций в зависимости от его мощности. Электродвигатель питается с поверхности электроэнергией, подводимой по кабелю от повышающего трансформатора через станцию управления, в которой сосредоточена вся контрольно-измерительная аппаратура и автоматика. Кабель крепится специальными поясками к погружному оборудованию. Жидкость подается на поверхность по НКТ. Частоту вращения вала двигателя измеряют в оборотах в минуту (1 Гц – 1 об/сек). Частота вращения вала соответствует частоте переменного тока в сети, что составляет при частоте 50 Гц – 3000 об/мин.

В схему оборудования скважины электроцентробежным насосом входит наземное и погружное оборудование (рис. 2.1):

Наземное:

- Наземное электрооборудование (клеммная коробка, трансформатор, станция управления и трансформаторная подстанция);
- Устьевая фонтанная арматура (трубная головка, фонтанная елка, запорные задвижки, регулируемый штуцер, обратный клапан);

Погружное:

- НКТ, для подачи откачиваемой жидкости на поверхность;
- сливной клапан для слива жидкости из колонны НКТ при подъеме УЭЦН;
- обратный клапан, предназначенный для предотвращения обратного вращения (турбинный режим) ротора насоса под гравитационным воздействием столба жидкости.
- бронированный электрокабель для питания электродвигателя;
- клямсы, металлические пояса для крепления кабеля к колонне НКТ;
- погружной центробежный насос;
- газосепаратор для скважин с повышенным газовым фактором свыше 10%;
- ПЭД с гидрозащитой;
- в нижней части ПЭД имеет компенсатор.

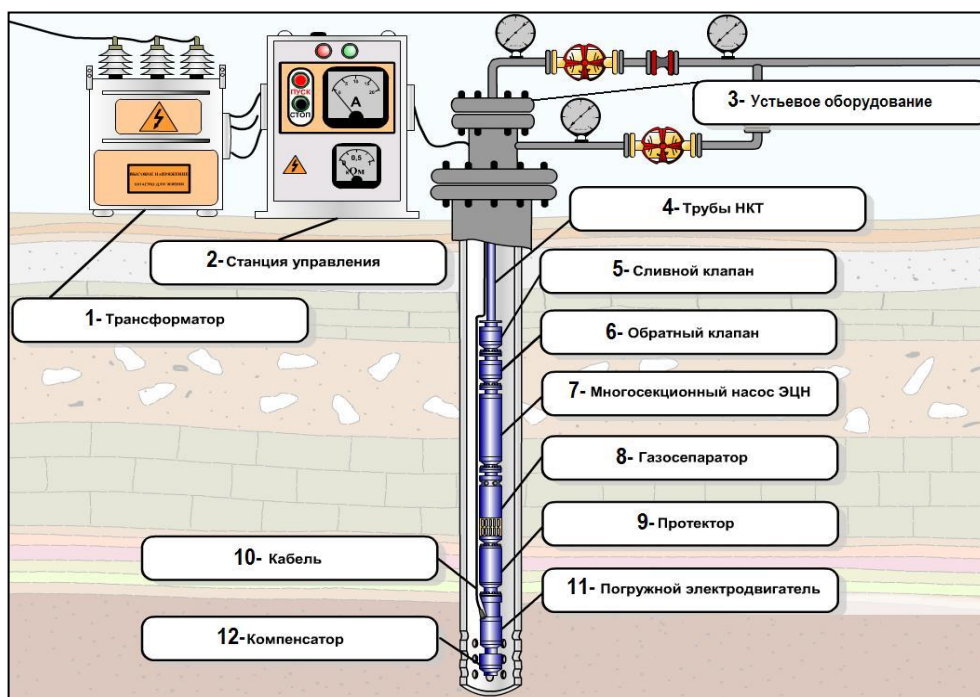


Рисунок 2.1 Общая схема оборудования скважины УЭЦН

Насосы износостойкого исполнения предназначены для работы в скважинах, в продукции которых имеется небольшое количество песка и других механических примесей (до 1 % по массе).

По поперечным размерам все насосы делятся на 3 условные группы: 5; 5А и 6, что означает номинальный диаметр обсадной колонны, (в дюймах), в которую может быть спущен данный насос. Группа 5 - диаметр корпуса 92 мм, группа 5А - 103 мм и группа 6 - 114 мм.

В шифре УЭЦН заложены их основные номинальные параметры, такие как подача и напор при работе на оптимальном режиме. В шифре насосов коррозионностойкого и износостойкого исполнения имеются буквы «К» или «И», означающие коррозионностойкость «К», износостойкость «И». В них рабочие колеса изготавливаются не из металла, а из нирезиста. В корпусе насоса примерно через каждые 20 ступеней устанавливаются промежуточные и радиальные центрирующие вал подшипники, в результате чего насос износостойкого исполнения имеет меньше ступеней и соответственно напор.

Обозначения электроцентробежных насосов различных производителей существенно отличается друг от друга. Пример таблица 2.1.

Таблица 2.1 Пример обозначения УЭЦН

Условное обозначение электроцентробежных насосов, ОАО «Алнас»						
(226)	ЭЦН	А	КИ	5-	-45-	-1850
Конструктивное исполнение	Центробежный насос с приводом от погружного электродвигателя	Центробежный насос, выпускаемый заводом ОАО «Алнас»	Коррозионно-Износостойкого исполнения	Габаритная группа насоса 5	Номинальная производительность насоса 45 м ³ /сут.	Номинальный напор 1850 м

Основными отечественными изготовителями насосных систем являются (в порядке объема выпуска):

- ОАО «АЛНАС», г. Альметьевск;
- ЗАО «Новомет», г. Пермь;

- ООО «Борец», г. Москва;

Зарубежные (американские) производители насосных систем:

- Schlumberger, REDA;
- Baker Hughes, Centrilift;
- Wood Group ESP.

2.2. Конструкция УЭЦН

Станция управления предназначена для управления работой и защиты УЭЦН и может работать в ручном и автоматическом режимах. Станция оснащена необходимыми контрольно-измерительными системами, автоматами, всевозможными реле (максимальные, минимальные, промежуточные, реле времени и т.п.). При возникновении нештатных ситуаций срабатывают соответствующие системы защиты, и установка отключается. Станция управления выполнена в металлическом ящике (рис. 2.2).



Рисунок 2.2 Станция управления

При запуске, выводе на режим и эксплуатации оборудования часто возникает задача регулирования меняющегося соотношения «насос – скважина». Применение преобразователей частоты оборотов для асинхронных двигателей, позволяет регулировать производительность УЭЦН, оперативно реагировать на изменения величин дебита, динамического уровня и поддерживать работу УЭЦН (особенно после ГРП, для уменьшения выноса механических примесей) с постоянно оптимальным КПД. Изготавливаются преобразователи частоты на базе обычных станций

управления. Регулирование рабочей частоты электродвигателя может изменяться в пределах от 0,1 до 70 Гц.

Регулирование частоты для ЭЦН отечественного производителя допускается в пределах от 40 до 60 Гц. Для насосов импортного производства (Reda, Centrilift) рабочая частота составляет от 35 до 70 Гц.

Станция с преобразователем частоты полностью автоматизирована. При работе с преобразователем частоты надо помнить, что при изменении частоты питающего напряжения, изменяются параметры работы погружного насоса (закон подобия), а именно: производительность насоса изменяется прямопропорционально изменению частоты, напор насоса изменяется в квадратичной зависимости, потребляемая насосом мощность изменяется в кубической зависимости, мощность электродвигателя изменяется прямопропорционально изменению частоты:

$$\frac{Q_1}{Q_H} = \frac{n_1}{n_H}; \frac{H_1}{H_H} = \left(\frac{n_1}{n_H}\right)^2; \frac{N_1}{N_H} = \left(\frac{n_1}{n_H}\right)^3; \quad (1)$$

где, n_1/n_H – отношение реальной скорости вращения насоса к номинальной;

Q_1/Q_H – отношение реальной подачи насоса к номинальной;

H_1/H_H - отношение реального напора насоса к номинальному;

N_1/N_H – отношение реальной мощности насоса к номинальной.

Оборудование устья скважины. Обеспечивает подвеску колонны НКТ с насосным агрегатом и кабелем в сборе на фланце обсадной колонны, герметизацию затрубного пространства, отвод пластовой жидкости в выкидной трубопровод.

Погружной центробежный насос

Насос состоит из входного модуля, модуля-секции (модулей-секций), модуля-головки, обратного и спускного клапанов.

Сливной клапан

Предназначен для слива жидкости из колонны НКТ при подъеме УЭЦН из скважины. Спускной клапан ввинчен в корпус обратного клапана.

Обратный клапан

Обратный клапан предназначен для предотвращения обратного вращения (турбинный режим) ротора насоса под воздействием столба жидкости в колонне НКТ при остановках и облегчения, тем самым, повторного запуска насосного агрегата. Обратный клапан ввинчен в модуль – головку насоса.

Модуль-головка

Модуль-головка состоит из корпуса, с одной стороны которого имеется внутренняя коническая резьба для подсоединения обратного клапана (насосно-компрессорной трубы), с другой стороны – фланец для подсоединения к модулю-секции двух ребер и резинового кольца[27]. Ребра прикреплены к корпусу модуля-головки болтом с гайкой и пружинной шайбой. Резиновое кольцо герметизирует соединение модуля-головки с модулем-секцией.

Модуль-секция

Модуль-секция, представленная на рисунке 2.3 и 2.4, является основной частью насоса.

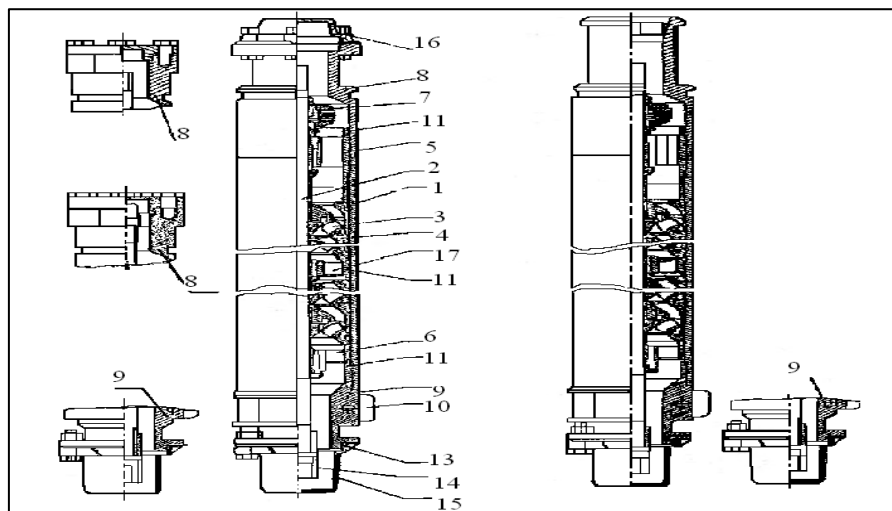


Рисунок 2.3 Модуль-секция насоса

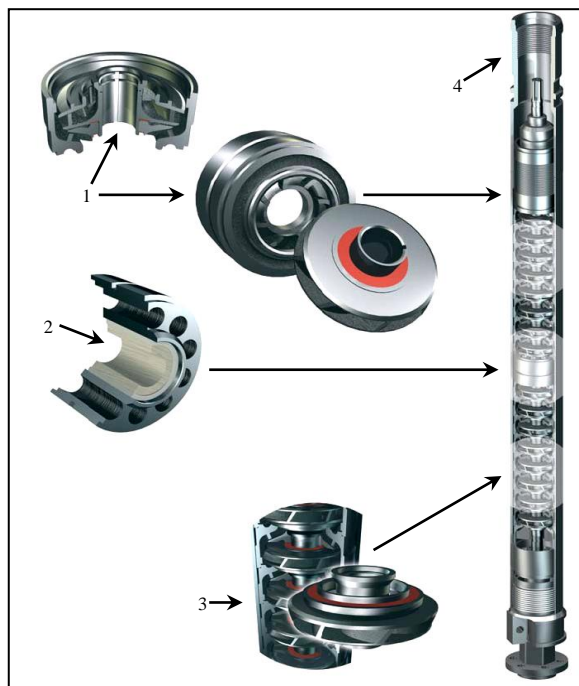


Рисунок 2.4 Основные элементы верхней секции ЭЦН

Секция ЭЦН (рис. 2.4) состоит из корпуса, вала, шлицевых муфт, направляющих аппаратов (1) – неподвижная часть, нижнего, верхнего и промежуточных подшипников (2), рабочих колес (3) – подвижная часть, верхней осевой опоры, ловильной головки, основания, ребра под кабель, фланцевых соединений. Ловильная головка находится в верхней части верхней секции ЭЦН.

Насосные секции выполняются различной длины, что обеспечивает оптимальный подбор насоса к любой скважине. Секции ЭЦН могут быть со ступенями двухпорной конструкции. Это позволяет добиться увеличения межремонтного периода в сложных ситуациях, связанных с повышенным содержанием в пластовой жидкости механических примесей и химически активных веществ. Все рабочие ступени в двухпорном исполнении изготовлены из нирезиста для работы в гидроабразивной среде. Валы насоса изготавливают из сплава «К-монель». При этом большая долговечность насоса обусловлена следующим: конструкция ступеней двухпорная, что значительно снижает нагрузку на единицу площади поверхности трения; ступени удлинены в обе стороны, это уменьшает вибрацию и повышает устойчивость рабочего колеса; ступени закрывают вал насоса, обеспечивая его защиту от гидроабразивного влияния пластовой жидкости. По

энергетическим параметрам, насосы в двухопорном исполнении не уступают аналогичным насосам с рабочими ступенями одноопорной конструкции.

Рабочие колеса и направляющие аппараты насосов обычного исполнения изготавливают из модифицированного серого чугуна, для износостойкого и коррозионностойкого из нирезиста (чугун с содержанием 14-16 % никеля).

Фланцевые соединения. Фланцевые соединения секций соединяются между собой болтом с гайкой и пружинной шайбой. Вместо пружинной шайбы, для надежности крепления соединения, применяют самоконтрящиеся (противополетные) гайки. Это обычная гайка с поперечной прорезью до половины тела. Между соединениями секций имеется резиновое кольцо, которое герметизирует соединение секций. Обычно на УЭЦН выполняется межсекционное соединение «фланец-фланец». Применение соединения «фланец-корпус» обеспечивает более высокую прочность межсекционного соединения по сравнению с соединением «фланец-фланец» (уменьшение концентраторов напряжения, увеличенная толщина стенки головки, уменьшающая абразивный износ межсекционного соединения), вследствие чего достигается увеличение межремонтного периода УЭЦН в целом.

Модуль - газосепаратор

Газостабилизирующие модули предназначены для уменьшения вредного влияния свободного газа в пластовой жидкости на работу погружных центробежных насосов. Устанавливается газосепаратор на входе в насос между входным модулем и насосной модуль секции. Основание газосепаратора имеет вариант исполнения с приемной сеткой, в этом случае входной модуль не нужен. Газосепараторы рассчитаны на максимальное содержание свободного газа на входе в газосепаратор по объему до 55%. Для дополнительного повышения эффективности сепарации газа применяются удвоенные конструкции газосепараторов. Соединение валов газосепаратора, модуля-секции и входного модуля между собой также осуществляется при помощи шлицевых муфт. Газосепараторы также имеют габаритные группы: 5, 5А, 6 и могут выполняться в коррозионностойком и износостойком

исполнении.

Принцип действия основан на использовании центробежной силы для удаления свободного газа на приеме ЭЦН. Газ удаляется в затрубное пространство, при этом исключается образование газовых пробок, благодаря чему обеспечивается постоянная нагрузка на двигатель и повышается срок непрерывной работы установки.

Газосепаратор состоит из трубного корпуса с головкой, основанием по его концам и вала с расположенными в нем деталями. В корпусе установлены направляющие аппараты. На валу расположены втулки радиальных подшипников, шнек, рабочее колесо и сепараторы [28].

В конструкции усовершенствованных газосепараторов пары трения радиальных подшипников выполнены из керамики или твердого сплава. Осевая опора выполнена из керамики. Защиту корпуса от гидроабразивного износа обеспечивает защитная гильза из нержавеющей стали и является самой проблемной частью. Детали газосепаратора изготовлены из нержавеющей стали или чугуна типа «нерезист». Стыки соединений уплотнены резиновыми кольцами для защиты от прорыва газа в соединении. Применяемые радиальные подшипники выполнены из карбида вольфрама.

Наиболее известны две конструкции газосепараторов:

- газосепараторы с противотоком (статичные);
- центробежные или газосепараторы с роторной камерой (динамичные);
- газосепараторы с вихревой камерой (динамичные);

Первый тип газосепараторов считается устарелым и используется редко, поэтому рассматривать не будем.

В сепараторе с роторной камерой (рис 2.5) разделение газообразной и жидкой фазы происходит при пропускании флюида через вращающуюся камеру, действующую как центрифуга, благодаря чему жидкость под действием центробежных сил вытесняется в наружную часть камеры, а более легкий газ остается в центральной части. В конце камеры газ выводится обратно в затрубное пространство. Данная конструкция обеспечивает

получение наибольшей разделяющей силы, и в тех случаях, когда требуется наибольшая эффективность разделения или, когда ведется добыча вязких флюидов, эта конструкция дает наилучшие результаты [15].

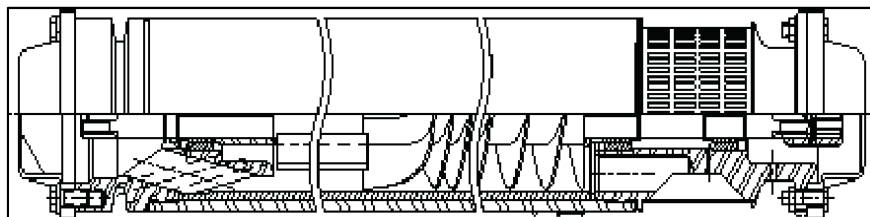


Рисунок 2.5 Газосепаратор с роторной камерой

В вихревом сепараторе (рис. 2.6) используется короткий направляющий участок, для того чтобы придать флюиду вращательное движение, обеспечивающее разделение фаз под действием центробежных сил. В сепараторе данного типа скорость вращения флюида меньше, чем в сепараторе с вращающейся камерой. Флюид свободно вращается по всему сечению зоны разделения, при этом образуется вихрь и менее плотная газосодержащая жидкость вытесняется в центр и выводится обратно в затрубное пространство. Сепаратор вихревого типа хорошо работает в широком диапазоне производительностей насоса, причем благодаря меньшей скорости вращения и меньшей массе вращающегося вещества, такой сепаратор будет наилучшим выбором при перекачке флюидов, содержащих абразивные вещества [11].

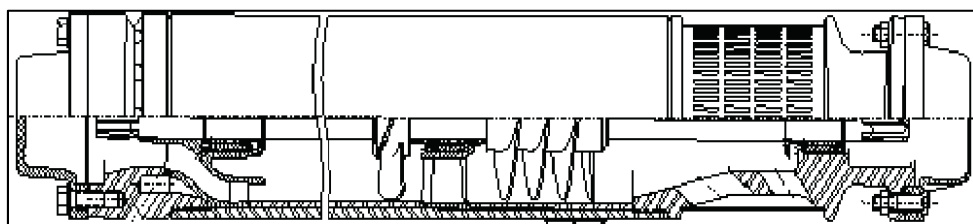


Рисунок 2.6 Газосепаратор вихревой

Структура условного обозначения газосепараторов Х НМ Г Б 5(5А) 04 К М, где – Х – конструктивное исполнение газосепаратора, цифра не проставляется для газосепараторов с осевой опорой вала; 2 – сдвоенный газосепаратор; 3 – без осевой опоры вала; 3.2 – сдвоенный, без осевой опоры; МН – модуль насосный; Г – газосепаратор; Б – изготовление ООО «Борец»;

5(5А) – группа насоса, с которым используется газосепаратор; 04 – исполнение с промежуточным подшипником; К – коррозионностойкое исполнение; М – модернизированной конструкции.[9]

Гидрозащита

Гидрозащита предназначена для предотвращения проникновения пластовой жидкости во внутреннюю полость электродвигателя, компенсации изменения объема масла во внутренней полости от температуры электродвигателя и передачи крутящего момента от вала электродвигателя к валу насоса. Гидрозащита находится между приемным модулем ЭЦН и погружным электродвигателем ПЭД. Протектор и компенсатор соединены с электродвигателем за фланцы при помощи шпилек и гаек.

Разработано два варианта конструкций гидрозашит для двигателей унифицированной серии: открытого типа – П92; ПК92; П114; ПК114 и закрытого типа – П92Д; ПК92Д; (с диафрагмой) П114Д; ПК114Д.

Гидрозащиту выпускают обычного и коррозионностойкого (буква К – в обозначении) исполнений. В обычном исполнении гидрозащита покрыта грунтовкой ФЛ-ОЗ-К ГОСТ 9109 – 81. В коррозионностойком исполнении гидрозащита имеет вал из К-монеля и покрыта эмалью ЭП-525, IV, 7/2 110 °С.

Завод ОАО «Алнас» изготавливает гидрозашиты, способные выдерживать рабочую температуру до 140°С. Разработано и успешно внедряется новое поколение гидрозашит Г-57, совмещенных с компенсатором в одном корпусе, за счет чего снижается материалоемкость и уменьшается число межсекционных соединений (рис. 2.7).

Возможно исполнение защиты Г-57 с входным модулем насоса и приемной сеткой (1), что также уменьшает число межсекционных соединений. Применение газоотводных клапанов позволяет стравливать накапливающиеся в полостях протектора и электродвигателя газы наружу (2). Это исключает перегрев торцевых уплотнений и образование опасного превышения давления во внутренних полостях. Диафрагма с компенсирующим объемом масла, расположена над электродвигателем, что

уменьшает воздействия давления пластовой жидкости на диафрагму при спуске оборудования (3). Торцевые уплотнения протектора работают на запираение со стороны двигателя, что исключает попадания пластовой жидкости в полость электродвигателя (4).

В шифре гидрозащиты ПК92Д приняты следующие обозначения: П – протектор; К – коррозионнотойкая (отсутствие буквы – исполнение нормальное); 92 – диаметр корпуса в мм; Д – модернизация с диафрагмой (отсутствие буквы – основная модель с барьерной жидкостью).

Эксплуатация гидрозащит с повышенной теплостойкостью достигается за счет: комплектации торцевыми уплотнениями фирмы «Джон Крейн» или «Flowserve»; оснащение перепускными обратными клапанами, обеспечивающими стравливание избыточного внутреннего давления и удаления свободной газовой фазы из масляной полости погружного электродвигателя в процессе работы УЭЦН в скважине; комплектация диафрагмами из резины с теплостойкостью до 150 – 170 °С (или из резины типа Aflas с теплостойкостью до 200 °С); выполнение валов гидрозащит из нержавеющей стали для повышения коррозионнотойкости. [42]

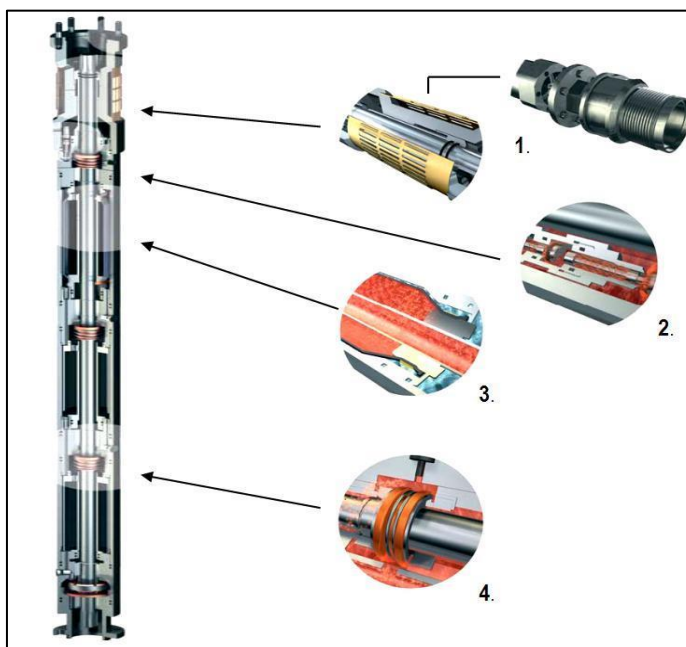


Рисунок 2.7 Гидрозащита Г-57
Погружной электродвигатель

Двигатели трехфазные асинхронные короткозамкнутые двухполюсные погружные унифицированной серии ПЭД в нормальном и коррозионностойком исполнениях, климатического исполнения В, категории размещения 5 работают от сети переменного тока частотой 50 Гц и используются в качестве привода погружных центробежных насосов в модульном исполнении для откачки пластовой жидкости из нефтяных скважин.

Двигатели предназначены для работы в среде пластовой жидкости (смесь нефти и попутной воды в любых пропорциях) с температурой до 110 °С.

Электродвигатели заполняются маслом МА-ПЭД диэлектриком, служащим для смазки и охлаждения, с пробивным напряжением не менее 30 кВ,

Поскольку вдоль корпуса электродвигателя, в отличие от насоса, электрокабель не проходит, диаметральные размеры ПЭД несколько больше, чем у насосов, а именно: группа 5 имеет максимальный диаметр 103 мм, группа 5А - 117 мм и группа 6 - 123 мм.

В маркировку ПЭД входит номинальная мощность (кВт) и диаметр; например, ПЭД65-117 означает: погружной электродвигатель мощностью 65 кВт с диаметром корпуса 117 мм, т. е. входящий в группу 5А.

Малые допустимые диаметры и большие мощности (до 125 кВт) вынуждают делать двигатели большой длины - до 8 м, а иногда и больше. Верхняя часть ПЭДа соединяется с нижней частью узла гидрозащиты с помощью болтовых шпилек. Валы стыкуются шлицевыми муфтами.

Электродвигатель состоит из статора, ротора, головки с токовводом, корпуса.

Выпускаются модификации ПЭД различной мощности и конструкции, что позволяет подобрать наиболее оптимальное сочетание насос-двигатель, для достижения максимального КПД. Применение специальных материалов позволяет использовать двигатель при температуре до 160°С. В конструкцию электродвигателя могут быть внесены некоторые конструктивные изменения:

встроенного в головку двигателя блока погружной телеметрии, для передачи информации о давлении, температуре и вибрации в двух плоскостях.

Передача параметров осуществляется по силовому кабелю электродвигателя. Использование средств телеметрии предотвращает серьезные аварии, экономит средства на капитальных и текущих ремонтах установки в течение всего срока ее службы. Изготавливают двигатели с укороченным статором серии ПЭДУКС мощностью до 180 кВт, эти двигатели в отличие от обычных двигателей изготавливают в едином корпусе, что упрощает монтаж УЭЦН на скважине и повышает надежность по сравнению с секционными ПЭД, за счет отсутствия стыковочного узла между секциями ПЭД. Двигатели РППЭД-Я отличаются от обычных тем, что имеют меньшие габариты и устойчиво работают в широком диапазоне питающих напряжений. Параметрическим двигателям присущи более мощный пусковой момент, более высокая удельная мощность. Кабель для подключения ПЭД

Для подвода электроэнергии к ПЭД установки погружного насоса применяется кабельная линия (рис. 2.8), состоящая из основного питающего кабеля и сращенного с ним удлинителя с муфтой кабельного ввода, обеспечивающей герметическое присоединение кабельной линии к электродвигателю.

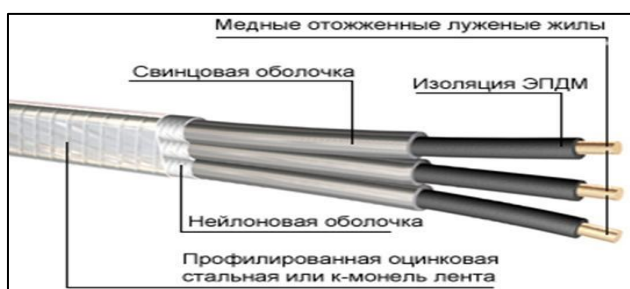


Рисунок 2.8 Кабель для подключения ПЭД

Теплостойкий кабель рассчитанный на температуру до 230 °С состоит из трех медных жил, каждая из которых изолирована слоем этиленпропилендиенметилового каучука (ЭПДМ), свинцовой оболочкой и нейлоновой оплеткой. Три установленные в одной плоскости изолированные

жилы обвиваются оцинкованной с 4 – х. сторон стальной лентой. По желанию потребителя теплостойкий кабель может быть изготовлен с антикоррозионной броней из монель – металла или нержавеющей стали [12].

Кабели подразделяются:

1. По материалу изоляции:

плёнка полиимидно-фторопластовая (И); лаковая изоляция (Л); полиэтилен высокой плотности (П); полиэтилен высокой плотности вулканизированный (Пв); полипропилен (ПП); резины на основе этиленпропиленового каучука (Э); фторсополимеры (Ф); термоэластопласты (Т).

2. По материалу оболочек:

полиэтилен высокой плотности (П); полипропилен (ПП); резины на основе этиленпропиленового каучука (Э); термоэластопласты (Т); резины на основе этиленпропиленового каучука (Н); свинец и его сплавы.

3. Конструкции подушки под броней:

обмотка или оплётка (без обозначения); общая оболочка (О).

4. По материалу брони:

лента стальная оцинкованная (Б); лента из коррозионностойкой стали (Бк).

5. По конструктивному исполнению:

круглый (К);

Кабельный удлинитель с кабельной муфтой предназначен для сращивания с силовым кабелем, подающим питающее напряжение от наземного оборудования к ПЭД, (рис. 2.9).

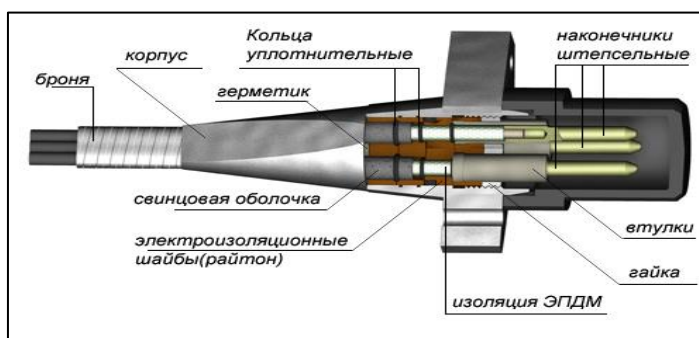


Рисунок 2.9 Кабельный удлинитель

Кабельный удлинитель состоит из муфты с круглым токовводом и плоского теплостойкого кабеля с допускаемой температурой при спуско – подъемных операциях до $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ и максимальной рабочей температурой до $+230\text{ }^{\circ}\text{C}$. Литой или фрезерованный корпус муфты выполнен из нержавеющей стали или нержиста. Герметизация муфты обеспечивается стандартными кольцами круглого сечения из теплостойкой резины. Конструкция муфты обеспечивает защиту от распространения масла и пластовой жидкости, как по внутренней поверхности корпуса, так и по свинцовой оболочке и изоляции ЭПДМ на каждой жиле. Фторопластовые втулки исключают возможность утечки тока со штепсельных наконечников на корпус муфты и защищают ЭПДМ от воздействия масла. [20] Герметичность муфты при стыковке с головкой двигателя обеспечивается при помощи резинового кольца по конической поверхности заходного бурта муфты или двумя кольцами в радиальных канавках бурта.

3. АНАЛИЗ ФОНДА НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН И УСЛОВИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ УЭЦН

3.1. Динамика фонда нефтяных скважин

Эксплуатационный фонд скважин ежегодно растет, в связи с разбуриванием и вводом новых месторождений (рис. 3.1). Сегодня в России насчитывается около 160 тыс. нефтяных скважин. Вместе с этим, происходит перераспределение эксплуатационного фонда скважин в пользу эксплуатации при помощи УЭЦН (рис. 3.2).

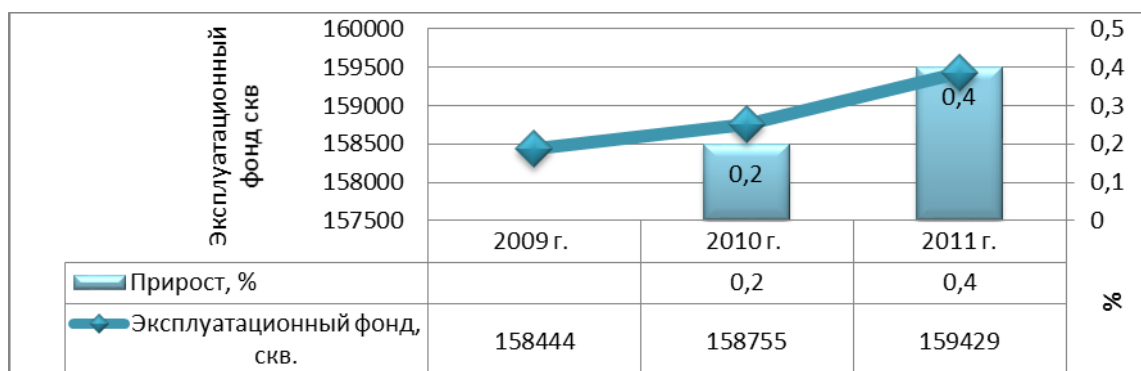
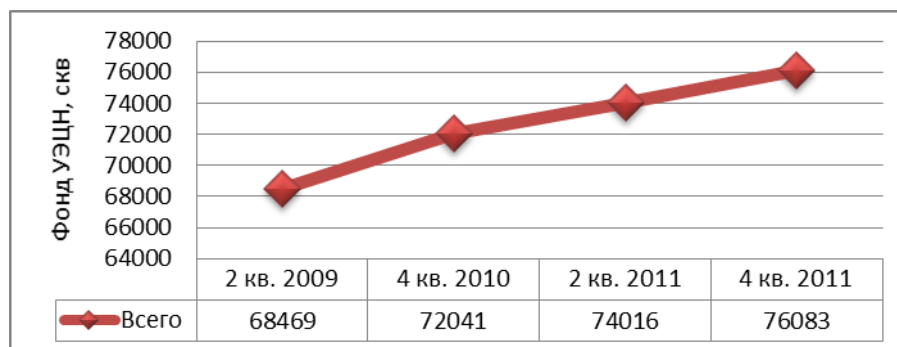


Рисунок 3.1 Динамика эксплуатационного фонда нефтяных скважин в 2009-2011 гг.



Рисунок 3.2 Динамика соотношения основных способов мехдобычи нефти по числу добывающих скважин в 2010-2011 гг.

Центробежный способ за год отвоевал себе чуть более 2%, в основном, за счет фонда УСШН – от стабильно снижавшейся все прошедшие годы доли «качалок» откололось еще почти 1,5% (рис. 3.3 и 3.4).



	2 кв. 2009 г.	дек. 2010 г.	2 кв. 2011 г.	дек. 2011 г.
ЛУКОЙЛ	14452	15059	15357	15587
Роснефть	11725	12655	13102	13631
Газпром нефть	4666	4729	4916	5134
Сургутнефтегаз	12392	13776	14186	14534
ТНК-ВР	12869	13403	13716	14079
Татнефть	3265	3097	3202	3156
Башнефть	2597	2575	2502	2511
Славнефть	3137	3247	3298	3341
Русснефть	2018	1922	2075	2161
Независимые	1331	1569	1647	1936
Всего	68469	72041	74016	76083

Рисунок 3.3 Динамика действующего фонда нефтяных скважин, оборудованных УЭЦН в 2009-2011 гг.

Таким образом, УЭЦН представляет большой интерес в подробном рассмотрении.

3.2. Условия эксплуатации УЭЦН

Современные условия деятельности нефтегазодобывающей отрасли характеризуются тенденцией уменьшения объемов добычи нефти из длительно эксплуатируемых месторождений, увеличением доли находящихся в разработке сложнопостроенных нефтяных залежей, количества мало- и среднедебитных скважин. Эксплуатация скважин в таких условиях сопровождается многочисленными осложнениями.

Факторов, влияющих на работу УЭЦН очень много - начиная от конструкции скважины, до процессов, проходящих в пласте и стволе скважины. Совокупность всех осложнений приводит к резкому снижению эффективности работы УЭЦН. В связи с этим становятся актуальными разработки по улучшению технологических показателей работы насоса и всей установки в целом.[38]

Все факторы, влияющие на работу УЭЦН можно разделить на группы.

1 группа - геологические факторы - наличие мехпримесей, наличие свободного газа, сложный состав продукции, образование отложений солей и парафина, и др.

2 группа - факторы, обусловленные особенностями конструкции скважины и УЭЦН. К ним относятся: диаметр эксплуатационной колонны, количество и геометрия участков набора кривизны ствола, большие глубины спуска насосов, качество исполнения узлов и деталей УЭЦН и др.

3 группу - составляют параметры, характеризующие условия реализации применяемой системы разработки месторождений и технологий проведения на скважинах ремонтных работ. Неблагоприятное взаимодействие в призабойной зоне пласта (ПЗП) применяемых жидкостей глушения скважин (ЖГС), пластовых флюидов и горной породы, а также нарушения технологий проведения операций по обработкам ПЗП приводит к проникновению в пласт больших объемов фильтратов агрессивных технологических жидкостей и ухудшению гидродинамических условий фильтрации жидкостей.

При эксплуатации скважин с УЭЦН действие всех перечисленных факторов происходит одновременно. Результатом этого является преждевременный выход из строя какого-либо элемента конструкции установки и ухудшение показателей «наработка на отказ», межремонтный период работы (МРП).[41]

Интенсификация добычи нефти является одним из основных направлений деятельности российских нефтяных компаний. Это приводит к большей вероятности проявления осложняющих факторов в комплексе, и как

следствие приводит к уменьшению наработки скважинного оборудования на отказ. Таким образом, режим эксплуатации скважин остается не менее важным направлением, т.к. от него также зависит длительность безотказной работы оборудования.

Производительность современных электропогружных центробежных насосов может колебаться от 10 до 2000 м³/сут, а напор от нескольких метров до 3000 метров столба перекачиваемой жидкости. Большими преимуществами УЭЦН являются относительно большой межремонтный период работы.

Установки электроцентробежных насосов (УЭЦН) применяются для откачивания пластовой жидкости на скважинах:

- с высоким содержанием парафина; газовым фактором; с содержанием солей;

- малодебитных, с низким уровнем жидкости; с водонапорным режимом;

- высокодебитных;

- сильно обводненных;

- глубоких, для рентабельной эксплуатации которых требуются насосы большой мощности;

- наклонных;

Скважины, в которых эксплуатируются данные установки, должны удовлетворять основным условиям:

- максимальное содержание попутной воды - 99%;

- максимальная плотность жидкости - 1400 кг/ м³;

- максимальная массовая концентрация твердых частиц для насосов обычного исполнения- 0,1 г/л.(0,01%), для насосов коррозионностойкого исполнения - 0,5 г/л.(0,05%), для коррозионноизносостойкого исполнения - 1 г/л (0,10%);

- микротвердость частиц по Моосу не более 5 баллов;

-максимальное содержание свободного газа на приеме насоса - 25% (при использовании газосепаратора содержание свободного газа на приеме насоса до 55%);

-максимальная температура 90°C;

-минимальный внутренний диаметр скважины для каждого габарита установки, выбирается согласно технического описания на насосы и двигатели;

-максимальный темп набора кривизны ствола скважины 2° на 10 метров;

-максимальное гидростатическое давление в зоне подвески установки - 250 кгс/см²;

-в зоне работы установки отклонение ствола скважины от вертикали должно быть не более 60°.

3.3. Энергоэффективность и КПД

Сегодня от 57% до 65% всей энергии, затрачиваемой при добыче нефти, уходит на то, чтобы поднимать пластовую жидкость на поверхность (рис. 3.4). Поэтому повышение КПД является очень важным направлением при создании новых видов оборудования. Но важно понимать, что простое сравнение двух насосов по максимальному КПД — это совершенно не то, что нужно нефтяникам. Необходимо учитывать, как эти два насоса (или большее количество насосов) будут работать в конкретной скважине при конкретных условиях эксплуатации.

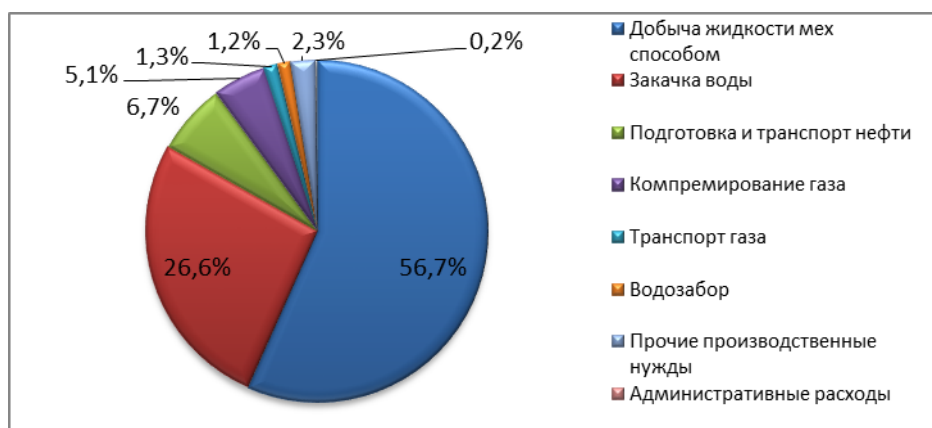


Рисунок 3.4 Энергопотребление при добыче нефти

Как известно, КПД насоса, который заявлен в технических характеристиках, во-первых, получен на воде, а во-вторых, нигде не показано, как КПД и остальные характеристики будут меняться при изменении вязкости, плотности жидкости, содержания газа и механических примесей. При сравнении двух насосов может оказаться так, что тот насос, чей КПД в 1,5 раза меньше, при эксплуатации в определенных условиях будет потреблять значительно меньше электроэнергии.

К сожалению, многие виды оборудования, и в частности установки ЭЦН, применяются не там, где они наиболее эффективны (рис. 3.5). Исследование, проведенное на ряде добывающих предприятий, показывает, что всего 50% установок ЭЦН на данных предприятиях работают в рабочей части характеристики. До 35–40% установок работает в левой части характеристики, что приводит к перегреву, снижению КПД, затратам лишней энергии и к быстрому выходу из строя.

Иногда фирмами-разработчиками предлагаются конструкции, которые называются энергосберегающими ступенями или насосами. При этом показывается, насколько меньше потребление электроэнергии по сравнению с конкурентами. Все было бы замечательно, если бы при этом насос зачастую не работал за пределами рабочей части характеристики.

Очень важный фактор так называемая монтажная длина (высота) ступени. Очевидно, что чем меньше монтажная высота ступени, тем более компактным будет насос и вся установка в целом. Наиболее компактные установки в некоторых случаях можно применять в искривленных скважинах и даже в боковых горизонтальных отводах.

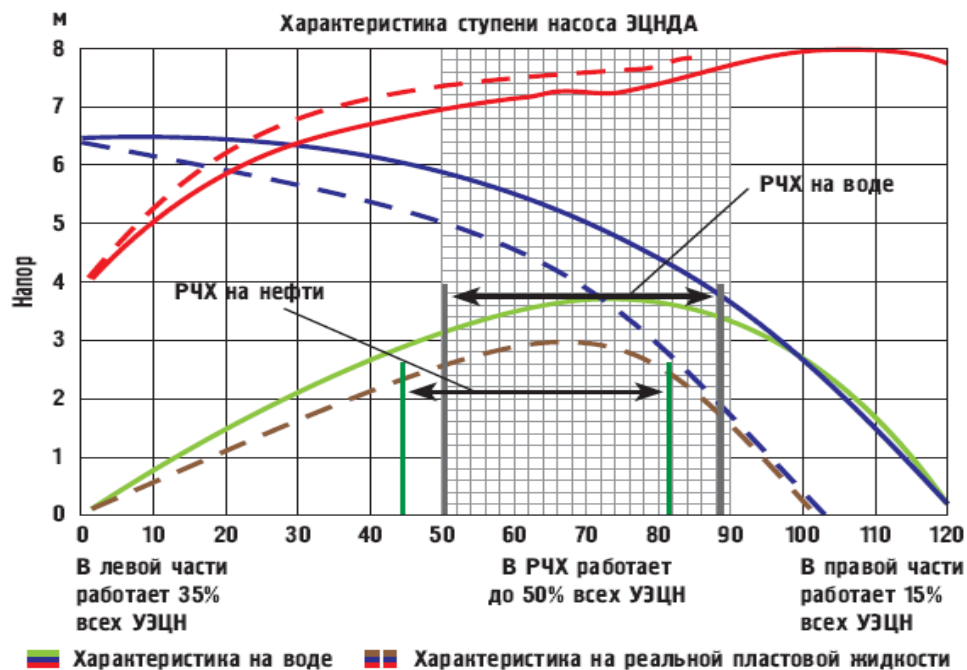


Рисунок 3.5 Характеристика работы насоса УЭЦН

3.4. Причины отказов УЭЦН

Основная цель каждого НГДУ является получение максимальной прибыли. Основным моментом по достижению этой цели есть снижение затрат на добычу 1 т нефти.

Одним из наиболее эффективных методов снижения себестоимости добываемой нефти является уменьшение потерь добычи от простоя скважин и затрат на текущий ремонт за счет увеличения наработки на отказ глубиннонасосного оборудования. Нарботка на отказ не только характеризует технический уровень оснащённости скважин, но и отражает эксплуатационные показатели работы оборудования.

Для этого, в компании внедряются различные стратегии повышения эффективности механизированной добычи в целом. Новые стратегии предусматривают решения целого ряда конкретных технологических и организационных задач, включая:

- повышение СНО,
- сокращение энергопотребления,
- реализацию потенциала добычи из скважин с техническими ограничениями,

- повышение эффективности процессов химизации и др.

Остановимся подробнее на стремлении каждой компании увеличить МРП скважин оборудованных УЭЦН.

Для увеличения МРП следует особое внимание уделять следующим трем составляющим:

- повышения надежности оборудования;
- минимизация ошибок персонала;
- борьба с осложнениями.

Различные частные решения, направленные на повышение прочности отдельных узлов и деталей, приводят лишь к перераспределению отказов по длине установки. Например, замена какого-либо узла на более надежный приведет лишь к тому, что откажет другой, менее надежный узел, без изменения общего числа отказов.

Системный подход к решению этой проблемы предполагает разработку физической модели отказа, выявление узлов и деталей с наименьшим ресурсом, исследование влияния эксплуатационных факторов на характеристики ресурса.

Основные причины выхода из строя установок ЭЦН:

1. Повышенная кривизна скважин: ослабление соединений узлов ЭЦН и резьбы НКТ, приводящих к авариям.
2. Мехповреждения кабеля: слабые, некачественные клемсы; нарушение технологии (скорости) спуска.
3. Засорение НКТ и ЭЦН: соли, мехпримеси, парафины.
4. Агрессивная среда откачиваемой жидкости: коррозия.
5. Некачественный монтаж УЭЦН на устье: старение оборудования; скрытые дефекты кабеля.
6. Нарушение технологии эксплуатации установок ЭЦН: слабый контроль за выводом на режим.

Значительное осложнение условий эксплуатации скважин с УЭЦН, вызванное, прежде всего, большими объемами работ по интенсификации добычи нефти. «Славнефть» осуществляет промышленную разработку 25

месторождений в Западной Сибири, а также ведет работы на ряде месторождений Восточной Сибири. Эксплуатационный фонд компании — более 3 тыс. скважин.

В ОАО «Славнефть», после того как в 2008 году СНО УЭЦН упала до 300 суток, с 2009 года в компании началась полномасштабная реализация программы по ее увеличению. В результате к настоящему моменту СНО удалось довести до 430 суток, и это далеко не предел. С каждым годом прирост наработки все больше, а на фоне роста действующего фонда УЭЦН сокращается количество отказов. СНО равно отношению общего времени работы всех скважин к общему числу отказов всех скважин.

Вследствие выполнения большого объема работ по интенсификации добычи нефти структура фонда скважин УЭЦН в последние годы претерпела значительные изменения (рис. 3.6). В целом по действующему фонду УЭЦН количество скважин с ГРП увеличилось на 40%. Данная тенденция сохранилась и в 2012 году.

Структура парка УЭЦН характеризуется, соответственно, увеличением напоров и глубин спуска насосов (рис. 3.7, 3.8). Увеличивается количество низкопроизводительных насосов и насосов с подачей более 500 м³ в сутки. Дополнительно к ГРП выполнялись работы по оптимизации режимов работы скважин, что отразилось на среднем дебите скважин по жидкости.

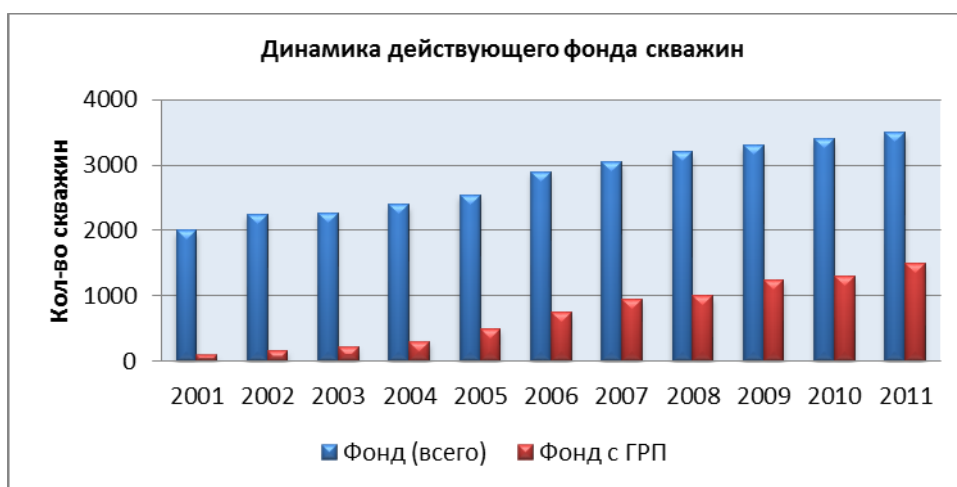


Рисунок 3.6 Динамика действующего фонда скважин ОАО «Славнефть»

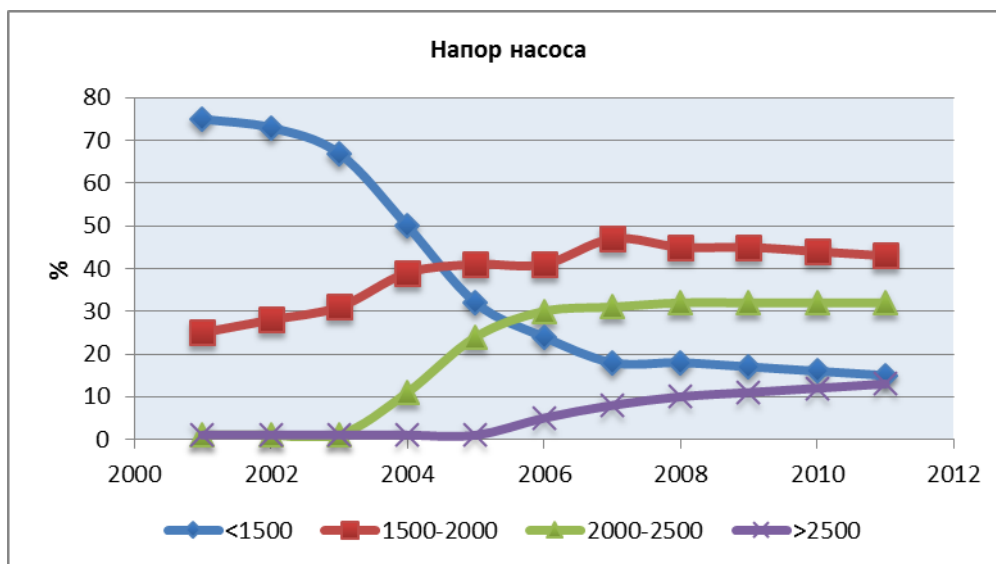


Рисунок 3.7 Структура напора насосов ОАО «Славнефть»

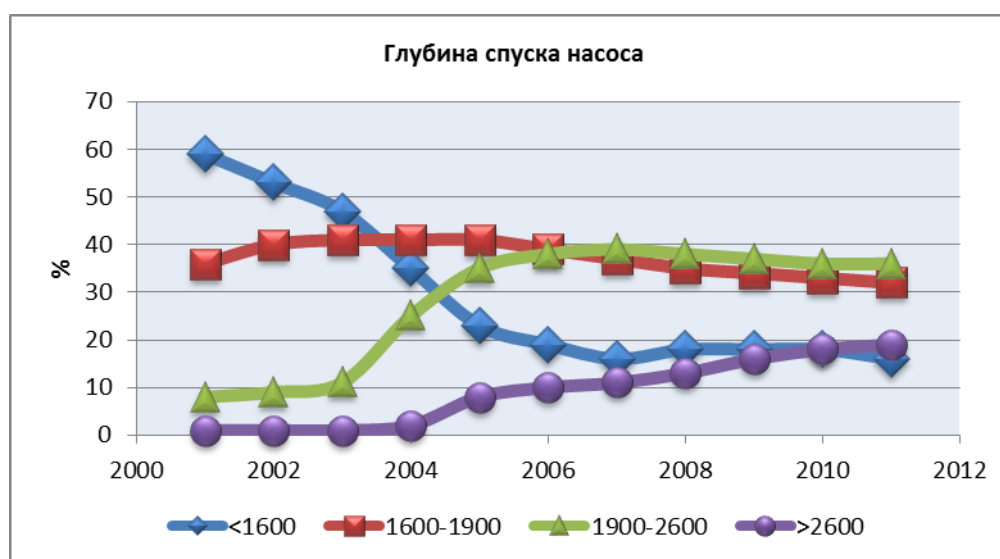


Рисунок 3.8 Условия эксплуатации скважин ОАО «Славнефть»

В результате появились различные проблемы и осложнения в работе фонда. Основными проблемами, как и на многих других предприятиях, являются вынос мехпримесей, солеотложения, перегрев узлов установок (рис.3.9). Так, в настоящий момент из 3500 УЭЦН около 500 скважин работают в условиях интенсивного отложения солей, около 400 скважин работают в условиях интенсивного отложения АСПО и гидратов, порядка 1000 скважин подвержены влиянию высокой температуры в зоне подвески (более 90°C), порядка 1000 скважин подвержены выносу мехпримесей (более 150 мг/л).



Рисунок 3.9 Структура глубины спуска насосов ОАО «Славнефть»

Вследствие негативных изменений условий эксплуатации скважин наработка УЭЦН к концу 2008 года значительно снизилась (рис.3.10). При этом происходило постоянное снижение среднего динамического уровня действующих скважин, так как работы по интенсификации добычи нефти не останавливались ни на минуту. В результате СНО УЭЦН в 2008 году приблизилась к критическому уровню в 300 суток.



Рисунок 3.10 Динамика СНО скважин ОАО «Славнефть»

Структура причин отказов погружного оборудования за последние годы не претерпела значительных изменений, значительно увеличилась только доля «клинов» насосов на фоне снижения доли «R-0» (рис. 3.11).

На сегодняшний день основная доля преждевременных отказов приходится на отказ насоса. На втором месте — отказ кабельной линии. Основными причинами являются вынос мехпримесей, организационные причины и конструктивные отказы.



Рисунок 3.11 Причины отказов УЭЦН ОАО «Славнефть»

Начиная с 2009 года приступили к полномасштабной реализации программы увеличения СНО УЭЦН. Необходимо отметить, что в последнее время упор был сделан на увеличение объемов использования износостойкого оборудования, расширение мероприятий по борьбе с солеотложениями, комплектацию кабельных линий термовставками. Объем данных мероприятий увеличивается из года в год.

Кроме того, было выполнено много других мероприятий, направленных на совершенствование обслуживания, эксплуатации УЭЦН, а также на увеличение надежности узлов. Среди них переход на СУ нового поколения и СУ с ЧПС, 100%-ное использование термостойких удлинителей, использование обратных клапанов со шламоуловителями, рабочих органов с антиадгезионным покрытием, обработка скважин ингибиторами солеотложений, использование, применение ПЭД с монельным покрытием.

3.5. Эксплуатация УЭЦН в осложненных условиях

3.5.1 Содержание механических примесей в откачиваемой жидкости

Присутствие в добываемой нефти большого количества механических примесей затрудняет эксплуатацию скважин, повышает износ оборудования, усложняет обслуживание скважин, при этом возрастают эксплуатационные расходы.

Источники механических примесей, попадающих в насосную установку, делятся на четыре основных типа:

1. Пласт, когда мехпримеси — это продукт разрушения горных пород, либо это проппант, закаченный при ГРП, а также кристаллы солей.
2. Технологические жидкости, закачиваемые в скважину: растворы глушения, промывочная жидкость, различные химреагенты, растворитель и тому подобное. Не всегда эти жидкости проходят достаточную подготовку перед закачкой.
3. Эксплуатационные колонны, когда колонна корродирует с образованием солей железа.
4. Само глубинно-насосное оборудование (ГНО), неправильно подготовленное, не очищенное на сервисных базах и т.п.

Влияние их на все насосы идентично: они забивают фильтры насосов, вначале уменьшая, а затем полностью прекращая поступление жидкости в насос, или действуют как абразив, ускоряя процесс износа элементов насоса или заклинивания их. Механические примеси, осаждающиеся в зоне успокоения механических примесей флюида (ЗУМПФ), снижают приток жидкости в скважину, а вынесенные на поверхность - приводят к отказу наземных коммуникаций и системы нефтесбора. Технические или технологические остановки скважин способствуют осаждению песка на забой и образованию пробок, что нередко является самой тяжелой неполадкой при эксплуатации песочных скважин (рисунок 3.12).



Рисунок 3.12 Проппант и песок на рабочих органах УЭЦН

3.5.2 Методы борьбы с мехпримесями

Методы борьбы с негативным влиянием мехпримесей также делятся на четыре основных категории:

1. предотвращение/ограничение поступления мехпримесей в скважину;
2. предотвращение/ограничение поступления мехпримесей в насосную установку;
3. технические решения, применяемые в УЭЦН;
4. подготовка ствола скважины перед спуском ГНО.

В свою очередь, различают технические и технологические способы предотвращения или ограничения поступления мехпримесей в скважину и в саму насосную установку (рис. 3.13).

К техническим методам относится установка различных видов фильтров в интервале перфорации, и над насосом. Технологические — это снижение депрессии на пласт, улучшение качества технологических растворов глушения, промышленных жидкостей и т.д., а также технологии по закреплению пропанта.

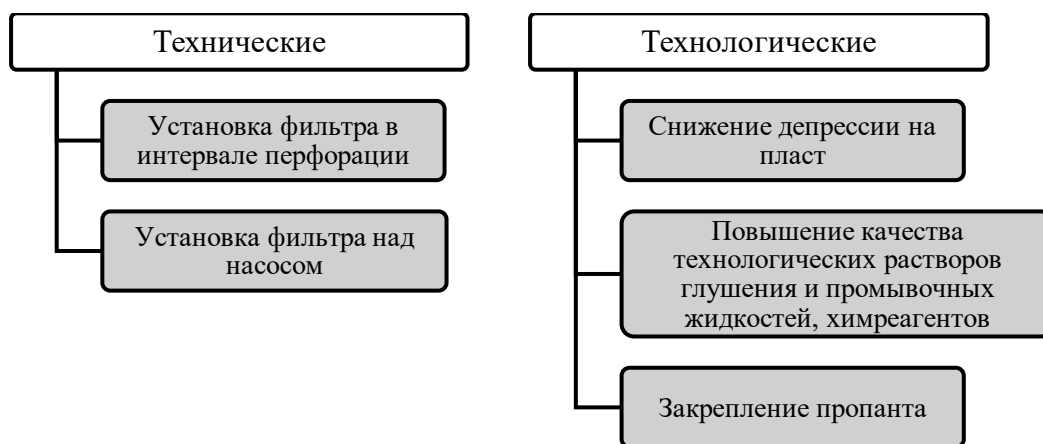


Рисунок 3.13 Способы предотвращения поступления мехпримесей в насосную установку

Снижение депрессии на пласт – такой метод применяется очень редко, поскольку, в основном ставится задача достичь необходимого отбора жидкости из скважины. Осознанным последствием при этом становится повышенный уровень мехпримесей. Качество технологических растворов – если мы говорим о жидкости глушения, то лучший способ повышения качества приготовления жидкости глушения — метод отстоя, требующий длительного времени. Прочие методы также известны. Смысл в том, что мы должны определять и контролировать определенный показатель КВЧ в жидкостях глушения, в промывочных жидкостях.

В виду разнообразия оборудования для борьбы с мехпримесями, обзор всех существующих технологий будет громоздким, поэтому имеет смысл рассмотреть наиболее современные и эффективные методы борьбы. Одним из таких способов защиты ГНО от воздействия мехпримесей служит установка на приеме насосных установок специальных фильтров.

Технические методы

Щелевой фильтр-входной модуль ЖНШ

В фильтре ЖНШ производства ЗАО «Новомет-Пермь» (рис. 3.14) в качестве фильтрующего элемента используются щелевые решетки из V-образной проволоки из высокопрочной нержавеющей стали. Размер задерживаемых частиц — 0,1–0,2 мм.

Принцип работы. Щелевой фильтр – входной модуль ЖНШ устанавливается между гидрозащитой и нижней секцией насоса. При прохождении пластовой жидкости через щелевые фильтрующие элементы механические примеси задерживаются на их поверхности и осаждаются в зумпф скважины. Тонкость фильтрации определяется размером щели. Конструкция фильтра-модуля может состоять из одной или нескольких секций. Длина фильтра подбирается по величине подачи насоса.



Рисунок 3.14 Фильтр ЖНШ

Преимущества фильтра ЖНШ:

- Эксплуатация щелевого фильтра в составе установок любых производителей, за счёт универсальной конструкции (спуск фильтра не увеличивает время на ТРС);
- Частичное самоочищение поверхности фильтрующих элементов в процессе эксплуатации (за счёт специального профиля проволоки и полированной поверхности, от вибрации);
- Фильтр ЖНШ можно многократно использовать после регенерации (очистание фильтрующих элементов, восстановление прорывов, расслоений).

В то же время у фильтров ЖНШ существуют и недостатки:

- фильтр увеличивает общую длину УЭЦН;
- применяется только с газосепаратором без входного модуля;
- имеет достаточно высокую стоимость.
- В некоторых случаях (при наличии в добываемой жидкости глины и прочих подобных субстанций) обнаруживается засорение поверхности фильтра. И еще один недостаток: крупные частицы мехпримесей «отбиваются» V-образной проволокой и спускаются на забой.
- Посредством их внедрения в НГК «Славнефть», удалось добиться увеличения СНО на 67 сут в 2009 году и на 71 сут – в 2010 году (рис.

3.15). Внедрение этой технологии при прочих равных условиях повышает вероятность безотказной работы УЭЦН.

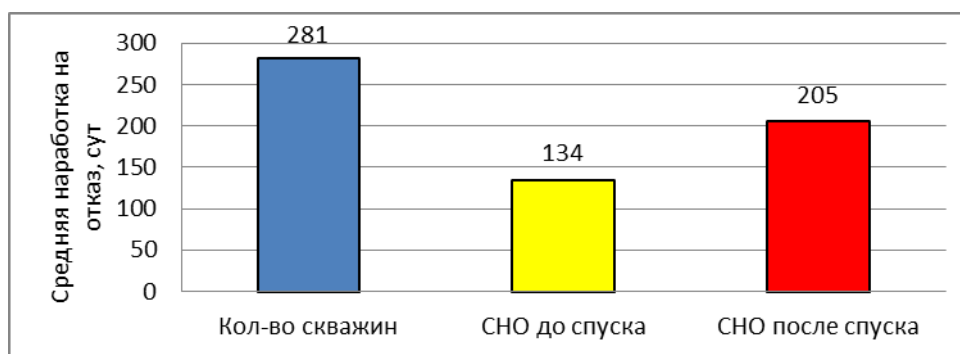


Рисунок 3.15 Эффективность внедрения фильтров ЖНШ 2010 г.

Фильтр ЖНША производства ОАО «АЛНАС» обладает схожей конструкцией, преимуществами и недостатками.

Шламоуловитель МВФ производства ЗАО «Нововет-Пермь».

Представляет собой многослойный фильтроэлемент из пеноникеля, который задерживает частицы диаметром более 0,25 мм. Пористость достигает 99%. Входной модуль оборудован клапаном, срабатывающим при засорении фильтра.

Испытания проводились в ООО «РН-Пурнефтегаз». Средняя наработка УЭЦН после внедрения фильтров составила 49 суток (до внедрения — 34 суток). При этом уровень КВЧ снизить не удалось: до внедрения он составлял 118 мг/л, а после внедрения достиг даже 139 мг/л (рис. 3.16). Таким образом внедрение МВФ не эффективно на данном предприятии.

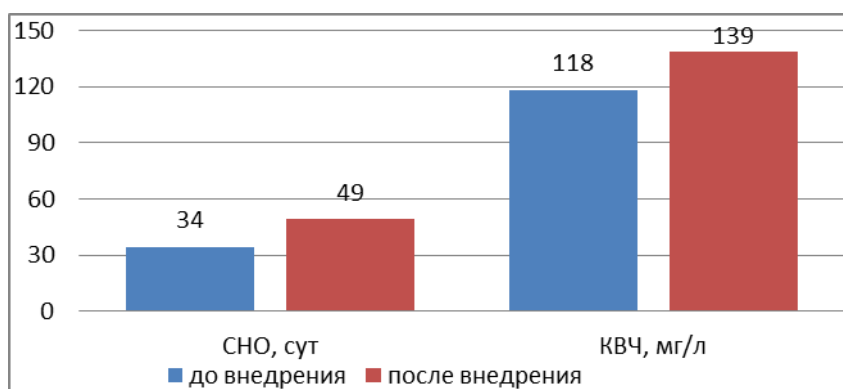


Рисунок 3.16 Анализ внедрения фильтров МВФ в ООО «РН-Пурнефтегаз»

Погружной сепаратор механических примесей ПСМ (рис. 3.20), разработанный РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина (изготовитель ЗАО «Нововет-Пермь»).

Устанавливается в нижней части погружной установки. В этом случае компоновка должна включать в себя так называемый двусторонний ПЭД, две гидрозакорки.

Принцип действия. Поток добываемой продукции поступает из пласта в скважину и затем на прием центробежного сепаратора. Во вращающемся роторе сепаратора происходит отделение твердых частиц от жидкости в поле центробежных сил.

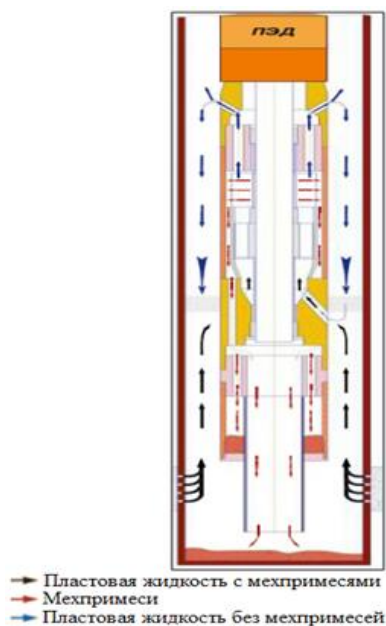


Рисунок 3.17 Погружной сепаратор механических примесей ПСМ

Преимущества

- при его использовании после сепарации частицы накапливаются в контейнере, обеспечивается защита УЭЦН от пикового выноса механических примесей из пласта при пуске УЭЦН;
- производится двухступенчатая сепарация газа (за счет центробежных сил);

Основной недостаток — сложная конструкция.

Комиссионные разборы ПСМ подтвердили наличие большого количества мехпримесей в контейнерах, что позволяет сделать вывод об эффективности процесса центробежно-гравитационной сепарации в этом устройстве.

В 2010 году посредством внедрения данной технологии в НГК «Славнефть», удалось повысить СНО УЭЦН на 109 сут, но в 2011 году

результаты внедрения оказались несколько хуже (рис. 3.18). В связи с этим пока решено не переходить к широкому внедрению ПСМ, а продолжить ОПИ, но интерес остается.

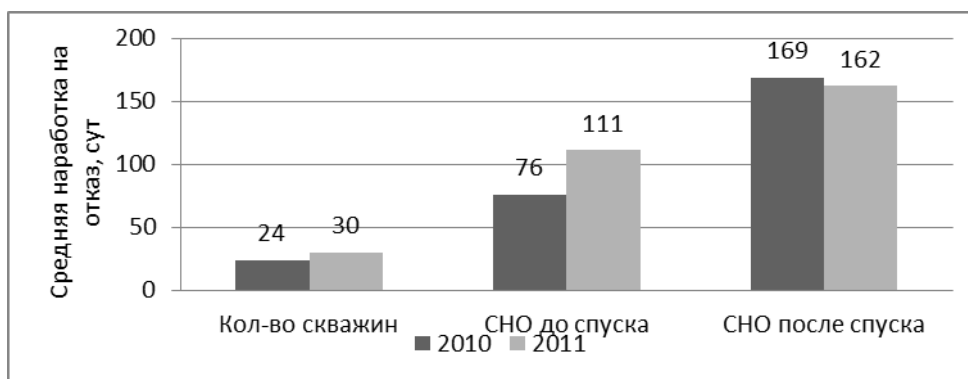


Рисунок 3.18 Эффективность внедрения ПСМ в 2010 и 2011 гг

3.5.3 Влияние высокой температуры

Высокая температура приводит к осложнениям – плохое охлаждение погружных электродвигателей (в вязких средах или при низких скоростях отбора жидкости насосом), и разрушение изоляции.

Большинство выпускаемого оборудования рассчитано на рабочую температуру окружающей среды 120°C. На большинстве месторождений Западной Сибири температура пластовой жидкости зачастую превышает 90°C. В зоне подвески УЭЦН, за счет нагрева двигателя и жидкости в насосе (нагрев жидкости может достигать 10 - 30°C) она принимает еще более высокие значения. Таким образом, даже на месторождениях с невысокой пластовой температурой может быть невозможным использование УЭЦН стандартного исполнения. Особенно это касается кабельных линий, так как в них происходит дополнительный нагрев из-за прохождения по проводнику электрического тока.

Причины повышения температуры:

Высокое содержание газа. При газосепарировании газ, поднимаясь в затрубном пространстве вверх вдоль корпуса насоса, изолирует поверхность насоса от жидкости, уменьшая тем самым отток тепла, что также влечет за собой увеличение температуры.

Высокая концентрация взвешенных частиц (КВЧ). Высокая концентрация взвешенных частиц (КВЧ) может увеличить температуру в зоне пар трения. Кроме того, при повышении КВЧ увеличивается потребляемая мощность установки, что незамедлительно сказывается на температуре погружного электродвигателя (ПЭД) — главного источника тепла УЭЦН. Тепло от ПЭД распространяется далее вверх по УЭЦН, доходя до модуль-секций насоса.

3.5.4 Методы борьбы с негативным фактором влияния температур

В настоящее время инновационные конструкции и технологии расширяют эксплуатационные возможности погружных систем в условиях добычи из высокотемпературных скважин.

ПЭД с кожухом. На Приобском месторождении для борьбы с высокими температурами по ряду скважин была применена технология применения ПЭД в кожухе. На рисунке 3.22 представлена компоновка УЭЦН с кожухом.

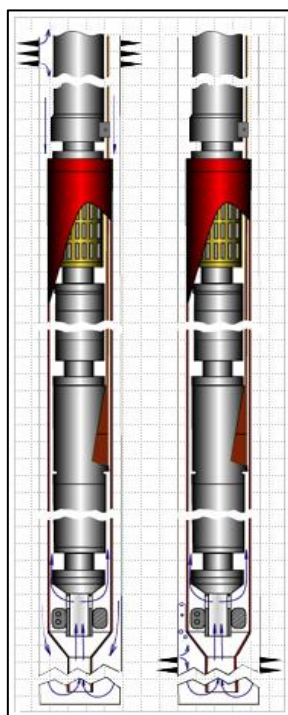


Рисунок 3.19 Кожух для ПЭД

При данной схеме компоновки образуется малая ширина зазоров между кожухом и ПЭД. При этом возрастает скорость движения жидкости вокруг двигателя и интенсифицируется его охлаждение. В нижней части электродвигателя устанавливается центратор, обеспечивающий равномерный

диаметральный зазор между кожухом и корпусом электродвигателя по всей длине кожуха.

Использование данной технологии позволяет ускорить процесс вывода скважин на режим, дополнительно не останавливая установку на охлаждение погружного электродвигателя. Дополнительное охлаждение приводит к снижению температуры двигателя и кабельной линии, так снижается перегрев изоляции, что приводит к росту ресурса.

Анализ применения компоновки ПЭД с кожухом по состоянию на 2011 г. на Приобском месторождении представлен на рис. 3.20. СНО увеличилось на 158 сут.

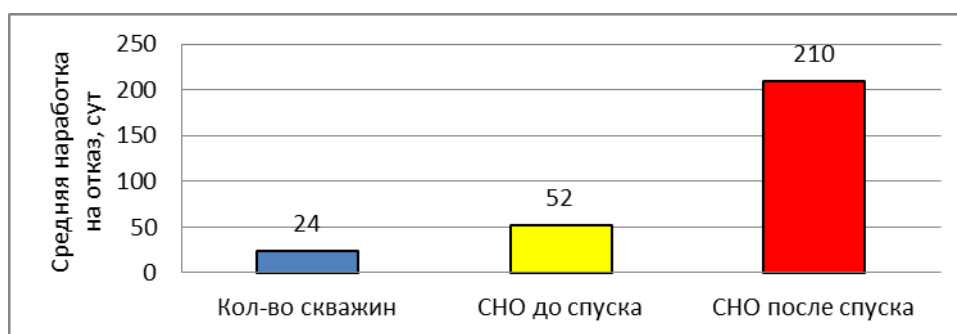


Рисунок 3.20 Анализ применения ПЭД с кожухом на Приобском месторождении в 2011 г.

На малодобитном фонде «Славнефти» внедрялись кожухи с фильтром «РИК». В 2011 году кожухи внедрялись в 57 скважинах, в результате чего СНО увеличился с 188 до 232 суток. Эффективность работы УЭЦН с кожухом повышается, хотя эффект от их применения несколько ниже по сравнению с использованием термовставок (рис. 3.21).

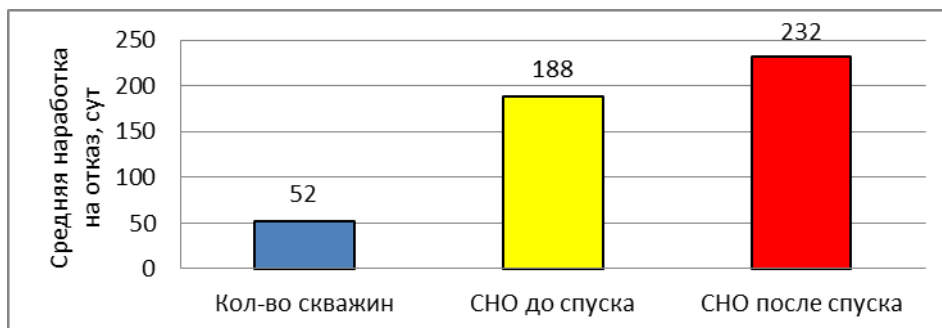


Рисунок 3.21 Эффективность внедрения УЭЦН с кожухом в 2011 г в ОАО «Славнефть»

В скважинах с низким притоком также практикуется внедрение термовставок 230°C и систем ТМС.

Термовставки 230°C. В 2011 году термовставки были внедрены в 354 скважинах, в I квартале текущего года — в 77 скважинах. При использовании термовставок повышается вероятность безотказной работы УЭЦН, что доказывает их эффективность (рис. 3.22).

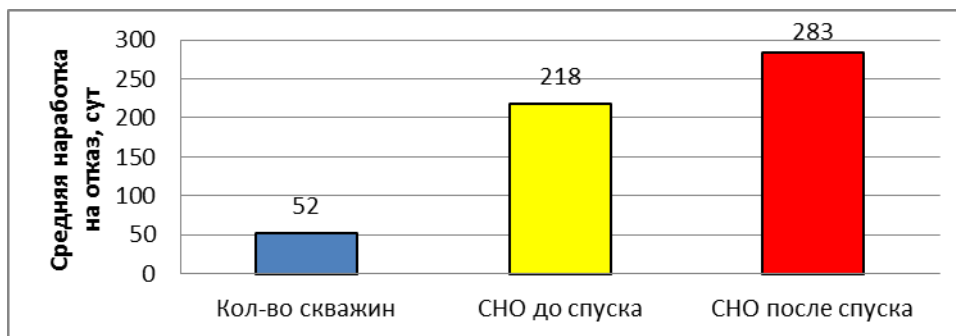


Рисунок 3.22 Эффективность внедрения термовставок 230°C в 2011 г. в ОАО «Славнефть»

Системы ТМС. Среди задач внедрения ТМС в компании «Славнефть» в первую очередь следует выделить автоматический контроль работы и защиту от перегрева ПЭД и срыва подачи насоса. Применение блока ТМС продлевает срок службы электродвигателя и дает возможность контролировать t и P в режиме реального времени. В результате внедрения телеметрической системы ТМС-СКАН в 10 скважинах в 2011 году СНО выросла со 131 до 183 суток. В текущем году ТМС-СКАН внедряются в 4 скважинах, за счет их применения предполагается повысить СНО до 350 суток. Неплохие результаты дает и применение ТМС-Электон: в 2011 году СНО УЭЦН в 36 скважинах была увеличена со 139 до 166 суток. В этом году для внедрения ТМС-Электон выбраны 2 скважины, СНО которых планируется повысить с текущих 178 до 240 суток. В 2010-2011 годах на малодобитных скважинах проводилось внедрение системы ТМС СКАД-2И, в 2011 году на 28 скважинах удалось повысить СНО с 96 до 158 суток (рис. 3.23).

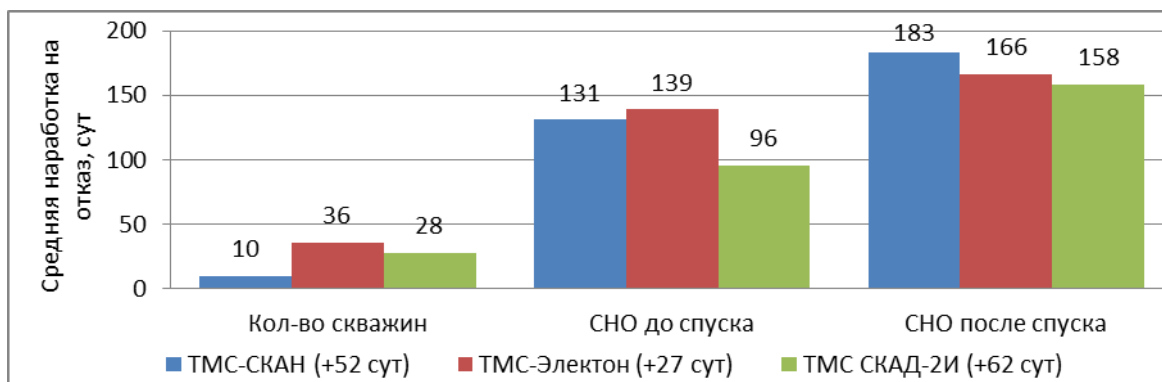


Рисунок 3.23 Эффективность внедрения ТМС в 2011 г в ОАО «Славнефть»
Применение ПЭД с охладителем, производства НОВОМЕТ.

Погружные электродвигатели с охладителем предназначены для работы в составе привода центробежных насосов, применяемых для откачки пластовой жидкости из нефтяных и водяных скважин с температурой до 200°C (рис. 3.24).

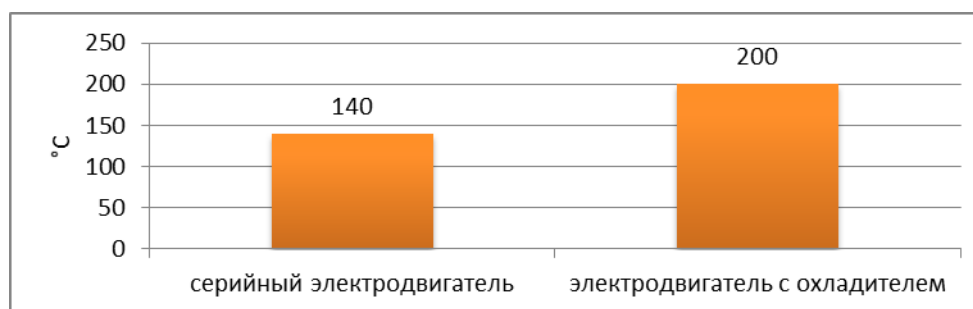


Рисунок 3.24 Температура эксплуатации серийного ПЭД и ПЭД с охладителем

Преимущества

- Возможность использования двигателя в расширенном диапазоне температур.
- Увеличение полезной мощности двигателя для одного и того же габарита.
- Равномерное распределение тепла и снижение перегрева отдельных элементов двигателя.
- Увеличение интенсивности смазки всех пар трения двигателя за счет увеличения потока масла.
- Повышение надежности за счет снижения температуры обмоток.

- Повышенная жизнеспособность двигателя по сравнению с серийным в сложных режимах работы (ухудшение условий охлаждения, подклинивание установки и др.)

Выпускаются двигателя различных характеристик (табл. 3.1)

Таблица 3.1 Номенклатура ПЭД с охладителем

Наименование	Частота вращения, об/мин	Диапазон мощности, кВт
Серийно выпускаемые ПЭД с охладителем		
ПЭДН-117	2910	12-200
ПЭДНС-117	2910	125-250
ПЭДНЗС	2910	250-320
ПВЭДН-117-6.0	500-6000	22-400
Подготовка производства		
ПЭДН-103	2910	16-80

3.5.5 Влияние солеотложений на эксплуатацию ГНО

Практически 70% отказов УЭЦН связаны с отложением солей и засорением механическими примесями, которые во многих случаях тоже являются теми же самыми солями, которые не отложились на поверхностях оборудования, а выпали в качестве твердого осадка и попали вместе с потоком жидкости внутрь насоса. В самом насосе соль отлагается в рабочих органах: в первую очередь, на первых и последних ступенях насоса — до 45 и 21% соответственно. Еще до 21% солей в сумме оседает в НКТ, газосепараторах, на корпусе погружного электродвигателя. До 13% солей отлагается по всей внутренней поверхности корпуса насоса.

Серьезную опасность представляют солеотложения на рабочих органах и поверхностях УЭЦН. Образование плотного камнеобразного осадка толщиной более 0,5 мм нарушает теплообмен, приводит к заклиниванию вращающихся частей установки и выходу её из строя (рис. 3.25).

Главным источником выделения солей является вода, добываемая совместно с нефтью. В связи с этим, процессу солеотложения подвержены

скважины и наземное оборудование, эксплуатирующееся в условиях высокого обводнения добываемой продукции.

Выпадение солей в осадок происходит, когда концентрация их ионов в данном растворе превышает равновесную, то есть когда соблюдается неравенство $c_i > c_i^p$, где c_i — концентрация ионов соли, потенциально способной к выпадению в осадок, c_i^p — равновесная концентрация ионов той же соли в данных условиях. Это неравенство выполняется либо в случае увеличения его левой части (возрастание фактической концентрации ионов соли), либо при уменьшении правой части (снижение предельной растворимости соли). Первое условие возникает при смешивании вод разного состава, химически несовместимых друг с другом. Второе условие при перенасыщении вод в результате изменения температуры, давления, выделения газов.



Рисунок 3.25 Солеотложение на рабочих органах УЭЦН

Разнообразие горногеологических особенностей строения продуктивных пластов, состава пластовых флюидов, системы поддержания пластового давления и типов используемых для этого вод предопределило разнообразие причин солеотложения на поверхности оборудования, а также различие в составах солей на разных месторождениях.

К основным причинам образования солей в нефтяных скважинах при разработке месторождений относятся:

- Наиболее выраженное выпадение солей на первых ступенях связано с тем, что они работают с минимальными КПД из-за большого количества свободного газа, что приводит к повышению температуры на этих ступенях.

- Вторым фактором, увеличивающим отложение кальцитов на первых ступенях, является резкое уменьшение количества газовой фазы в перекачиваемой жидкости, что также уменьшает растворимость солей и повышает интенсивность их выпадения.
- В процессе подъема скважинной жидкости от забоя к устью скважины изменяются термобарические условия (снижение давления и увеличение температуры добываемых флюидов), что приводит к нарушению химического равновесия в добываемой продукции, происходит выделение растворенного углекислого газа в газовую фазу и выпадение осадка: $\text{Ca}^{2+} + 2(\text{HCO}_3^-) \rightarrow \text{CaCO}_3 \downarrow + \text{CO}_2 \uparrow + \text{H}_2\text{O}$.
- Смешение несовместимых вод (обычно добываемая вода содержит катионы кальция, бария и стронция и смешение их с закачиваемой водой, содержащей сульфат ионы, приводит к образованию нерастворимых сульфатов, таких как барит, целестин, гипс и ангидрит): $\text{Ba}^{2+} (\text{Sr}^{2+}, \text{Ca}^{2+}) + \text{SO}_4^{2-} \rightarrow \text{BaSO}_4 \downarrow (\text{SrSO}_4, \text{CaSO}_4)$.
- При выводе скважины на режим после глушения также возможно интенсивное солеобразование. В начальный момент вывода при преобладании в смеси раствора глушения над пластовой водой интенсивность осадкообразования небольшая. Увеличение содержания пластовой воды в смеси способствует солеобразованию. При глушении скважины раствором хлористого кальция ее вывод на режим сопровождается интенсивным солеобразованием, что обусловлено увеличением содержания в смеси ионов кальция и снижением содержания, растворенного CaCl_2 .
- Повышение температуры добываемой жидкости из-за теплоотдачи от самих ступеней насоса и работающего погружного электродвигателя (на 10-30°C). С ростом температуры снижается растворимость карбоната кальция.
- При эксплуатации скважин возможны различные режимы откачки, характер которых влияет на вероятность и скорость выпадения солей,

обуславливая осаждение солей на тех элементах скважинного оборудования, которые отвечают за работоспособность.

3.5.6 Методы предупреждения и борьбы с солеотложением

Все технологии борьбы с солеотложениями делятся на предупреждение и удаление солеотложения. Рассмотрим более подробно методы предупреждения отложения солей (рис. 3.26). Они делятся на физические, химические, и технологические. Физические методы делятся на воздействие на продукцию магнитным полем или акустическим полем. Технологические — это защитные покрытия, подбор и подготовка рабочего агента для системы поддержания пластового давления, изменение техрежимов работы скважин и насосного оборудования, ограничение водопритоков в скважине, турбулизация потоков, применение хвостовиков и солесборников. К химическим методам предупреждения относится применение различных ингибиторов солеотложений.



Рисунок 3.26 Методы предупреждения солеотложений

Физические методы

Магнитные устройства и акустические излучатели для обработки воды в скважине успешно применялись на месторождениях Западной Сибири.

Магнитная обработка

Под действием магнитного поля растворенные соли меняют свою структуру, не осаждаются в виде твердых отложений, выносятся как мелкодисперсный кристаллический «шлам». Обработка пластовых вод магнитным полем снижает отложение солей на 80-97% и продуктов коррозии в среднем на 30%.

Преимущества:

Недостатки:

- необходимость монтажа подъемного оборудования;
- необходимость обработки продукции до начала кристаллизации солей, то есть, невозможность применения при солеобразовании в призабойной зоне пласта.

Также метод не предотвращает образование солей, и в целом его результаты неоднозначны.

Из российских производителей отмечу фирму «Нефтегазтехнология», которая производит системный активатор NBF-1A (рис. 3.27). К недостаткам можно отнести сложно прогнозируемую эффективность и неоднозначность результата. Вместе с тем есть статистика самого производителя по 4 скважинам в «РН-Пурнефтегазе», где наработка увеличилась практически в 2 раза — со 146 до 280 суток.

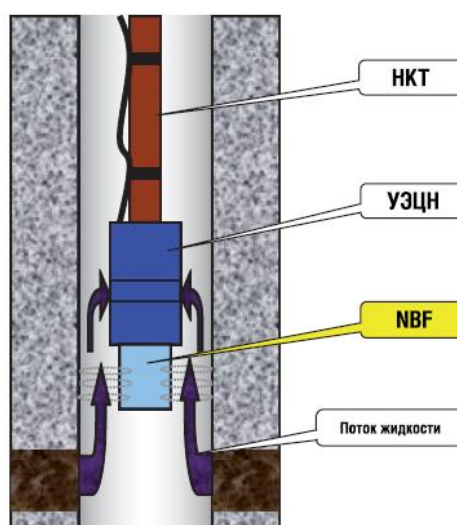


Рисунок 3.27 Магнитный активатор NBF-1A

Акустический метод (применялся на Самотлорском месторождении).

Принцип действия — специальный акустический излучатель создает колебания, которые предотвращают образование центров кристаллизации, что способствует срыву мелких кристаллов солей с поверхности. Результаты неоднозначны.

Химические методы

Один из доступных и эффективных путей борьбы с солеотложением - использование современных ингибиторов солеотложений. Для рекомендации и внедрения конкретного реагента нужно иметь данные об условиях эксплуатации скважины, минерализация среды и температурных режимах. Затем проводить лабораторные, а по их результатам и опытно-промышленные испытания. Путь достаточно долгий, но позволяет предотвратить многие проблемы впоследствии.

Преимущества:

- возможность закачки на пластах с различными фильтрационными свойствами,
- происходит защита призабойной зоны пласта, задается глубина проникновения.

3.6. Замена отечественных УЭЦН на зарубежные

Эффективность эксплуатации УЭЦН компании НОВОМЕТ была рассмотрена выше, и сделаны выводы, что данные системы недостаточно успешно выполняют свою задачу на месторождениях Западной Сибири. Но существует ряд скважин (на примере Крапивинского месторождения, выделяется 3 таких скважины, таблица 3.2), на которых происходят постоянные остановки насосов, связанные с осложнениями.

Таблица 3.2 - Параметры скважин часто ремонтируемого фонда

Параметры скважины с УЭЦН				
Скв. №	Qж (м3/сут)	Qн (т/сут)	Рзаб (атм)	СНО (дней)
902	84	77	41	125
232	71	49	42	113
1	64	43	45	84

Если рассмотреть причины остановок с 14.06.15 по 14.12.15, то видно, что насосы остановились за это время 17 раз (рисунок 3.28).

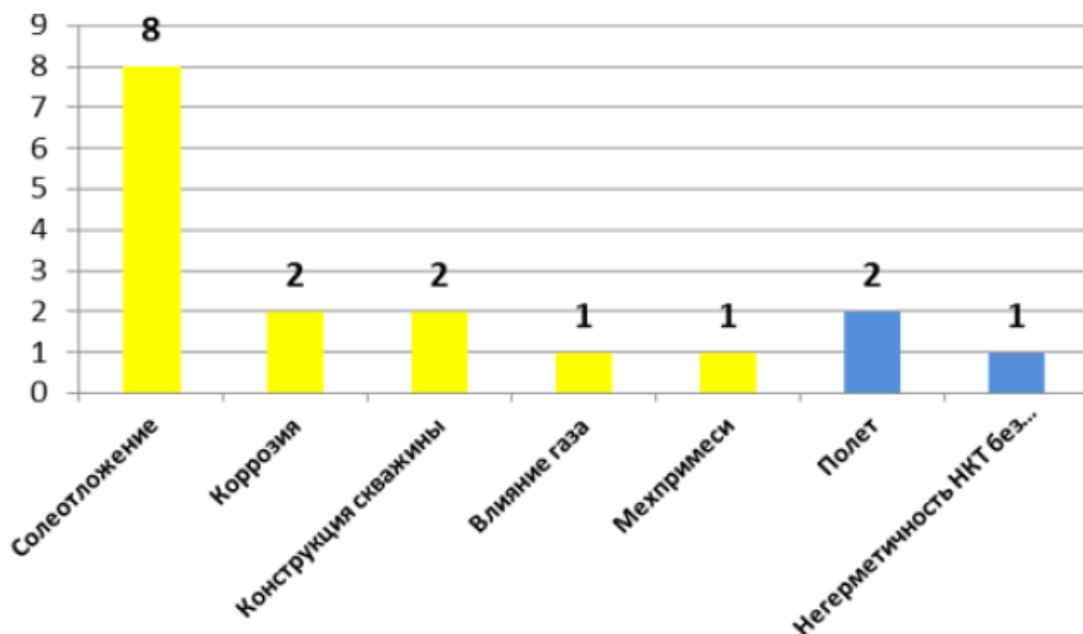


Рисунок 3.28 Причины остановок насоса скважин с 14.06.15 по 14.12.15

Отсюда следует вывод, что скважины останавливаются из-за высокого солеотложения, коррозии, влияния газа и мех. примесей на УЭЦН. Из-за повышенного солеотложения и других осложняющих факторов происходят срывы и остановки подачи УЭЦН, который не может выйти на постоянный режим работы. Данная ситуация прослеживается на всех скважинах из ЧРФ.

Вывод: В ходе выполненного анализа выявлены основные причины, осложняющие эксплуатацию УЭЦН на территории Западной Сибири: солеотложения, коррозия, влияние газа, мехпримеси и т.д. Благодаря современным навыкам и возможностям данные особенности весьма успешно нивелируются, что приводит к увеличению такой величины, как наработка и межремонтный период скважин, что в конечном счете оказывает высокую экономическую эффективность.

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4С1	Магдеев Ильдар Замилович

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОДН
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Рабочая документация, данные по капитальным вложениям, данные по эксплуатационным затратам, основные показатели экономических параметров
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Принять нормы расходования ресурсов согласно государственных единых сметных норм
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Согласно действующему законодательству РФ
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Оценка экономической эффективности вариантов разработки месторождения; Оценка капитальных вложений и эксплуатационных затрат.
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	В основе расчета заложена отпускная цена нефтедобывающего предприятия, установленная согласно прейскуранту.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Технико-экономический анализ использования дополнительного оборудования УЭЦН.

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Креницына Зоя Васильевна	Доцент к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4С1	Магдеев Ильдар Замилович		

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1. Общие положения

Коммерческая эффективность мероприятий по использованию дополнительного оборудования УЭЦН оценивалась с использованием системы показателей, отражающих деятельность предприятия применительно к условиям рыночной экономики, с включением в экономические расчеты платежей и налогов, предусмотренных действующим законодательством в области налогообложения согласно действующим «Методическим рекомендациям по оценке эффективности инвестиционных проектов» (издательство «Экономика», 2000 г.) [6].

В соответствии с этим принимается:

- дисконтированный поток денежной наличности - сумма прибыли от реализации углеводородов и амортизационных отчислений, уменьшенная на величину капиталовложений, направляемую на освоение месторождения, приведенная к начальному году по ставке дисконта 10%;
- рентабельный срок разработки - период от начала реализации проекта до момента, когда величина накопленного дисконтированного денежного потока (NPV) после достижения положительного значения начинает уменьшаться [15];
- срок окупаемости капитальных вложений определяется количеством лет, по истечении которых начальные отрицательные значения накопленной денежной наличности полностью компенсируются последующими ее положительными значениями;
- внутренняя норма возврата капитальных вложений (IRR) представляет собой значение дисконта, при котором величина суммарного потока наличности за расчетный период равна нулю. IRR не может быть вычислена в следующих ситуациях: все значения годового потока

наличности отрицательны, все значения годового потока наличности положительны;

- индекс доходности дисконтированных инвестиций (PI) – отношение суммы дисконтированных элементов денежного потока от операционной деятельности к абсолютной величине дисконтированной суммы денежного потока от инвестиционной деятельности. PI равен увеличенному на единицу отношению NPV к накопленному дисконтированному объему инвестиций;

- доход государства - налоги и платежи, отчисляемые в бюджетные фонды страны.

Экономическая оценка разработки месторождения (в условиях безналоговой среды) отражает эффективность проекта с точки зрения интересов недропользователя и государства в целом и определяется как разница между выручкой от реализации углеводородов и затратами - капитальными вложениями и чистыми эксплуатационными (текущими) расходами.

4.2. Организационная структура управления и основные направления деятельности ОАО «Томскнефть» ВНК

На территории Томской и Тюменской области ОАО «Томскнефть» ВНК является основной компанией, которой занимается добычей нефти и газа. Данная компания является одним из крупнейших налогоплательщиков, чья доля составляет около 30 % от всех налогов в областной бюджет. ОАО «Томскнефть» ВНК также является одним из ведущих компаний Томской области по добыче нефти, и её доля составляет 65%.

В состав территории деятельности предприятия входит более 42 тысяч кв. км и свыше 26 тысяч кв. км лицензионных участков. Основной отличительной чертой географии работ является то, что месторождения разбросаны, а также труднодоступны из-за нахождения в труднодоступных Васюганских болотах и на неосвоенных землях. Данная компания имеет 24 лицензии на добычу нефти и газа на месторождениях Томской области, 7

лицензий на право пользования недрами в ХМАО, 7 лицензий на геологическое изучение с дальнейшей добычей углеводородного сырья. Кроме того, ОАО «Томскнефть» ВНК является агентом на разработку двух лицензионных участков ОАО «НК «Роснефть». Остаточные извлекаемые запасы предприятия составляют более 300 млн тонн.

Акционерами ОАО «Томскнефть» ВНК являются ОАО «НК «Роснефть» и ОАО «Газпром нефть», которым принадлежат по 50% акций Общества.

Органами управления Общества являются:

-Общее собрание акционеров – высший орган управления Общества;

-Совет директоров – осуществление общего руководства деятельности Общества;

-Единоличный исполнительный орган – Генеральный директор – осуществляет руководство текущей деятельностью.

4.3. Исходные данные для расчета эффективности внедрения дополнительного оборудования УЭЦН

Применение дополнительного оборудования при эксплуатации нефтяных скважин – одна из основных технологий, которая применяется на месторождениях Западной Сибири. При достаточно невысокой стоимости (3 млн. р) и незначительном росте эксплуатационных затрат (на 0,2 млн. р) позволяет в среднем добиваться увеличения дебита с 15 до 35 м³/сут.

Проведем расчет экономической эффективности внедрения данной технологии.

Исходные данные приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 - Принятые цены, курсы валют, коэффициенты для расчётов

	Наименование показателя	ед. измерения	Значение
1	Курс \$ к рублю Центральным Банком РФ на 18.05.2019 г.*	руб./долл.	65.2
2	Цена реализации нефти (www/ NCE.ru), Томская область**	руб. за тонну	12500
3	Цена реализации нефти (www/ NCE.ru)	\$ за баррель	236
4	Средняя капитализация геологоразведочных работ (ГРР)	\$ за тонну	10
5	Коэффициент пересчёта баррель в тонны	*	7,21
6	Коэффициент пересчёта дебита куб. м. в тонны	*	0,87
7	Количество дней работы скважины в год,	дни	340
8	Норма рентабельности,	%	20
9	Налог на прибыль	%	20
10	Срок действия лицензионного соглашения	лет	25
11	Среднесуточный дебит скважины (прогноз), куб. м. в сутки до внедрения мероприятия	15	
12	Среднесуточный дебит скважины (прогноз), куб. м. в сутки после внедрения мероприятия	35	
13	Объём капитальных вложений на проведение операции, млн. руб.	3	
14	Увеличение эксплуатационных затрат в результате внедрения дополнительного оборудования, млн. руб.	+0,2	
15	Организационные затраты, млн. руб. в год	1,5	
16	Стоимость 1 скважины, млн. руб.	220,0	

4.4. Расчет экономической эффективности применения метода увеличения нефтеотдачи

На первом этапе оценки эффективности проектов определяется общий объём инвестиций. Всего инвестиционные затраты на рассматриваемый период определяются по формуле:

$$I_0 = I_1 + I_2 + I_3 + I_4, \quad (1)$$

где I_0 – общие инвестиционные затраты компании, млн. руб.;

I_1 – финансирование геологоразведочных работ, млн. руб.;

I_2 – стоимость лицензионного участка, млн. руб.;

I_3 – затраты на научно-исследовательские работы и проектно-сметную документацию, млн. руб.;

I_4 – организационные затраты, млн. руб.

Капитализация затрат на лицензионном участке определяется по формуле:

$$I_k = s * \sum_{i=1}^n Qi, \quad (2)$$

где I_k – капитализация затрат, млн. руб.;

s – средний уровень капитализации геологоразведочных работ по отрасли, рублей за тонну;

Q – прирост доказанных запасов нефти в i -том году, млн. тонн;

n – период расчёта, лет.

Выручка от реализации проектов определяется следующим образом:

$$R_0 = q * F * \sum_{i=1}^n k \quad (3)$$

где R_0 – выручка от реализации, млн. руб.;

q – среднесуточный дебит скважины, тонн в сутки;

F – количество рабочих дней в году;

k – количество вводимых скважин в i -том году нарастающим итогом, ед.

Прибыль (p) определяется исходя из среднего уровня рентабельности по отрасли. В данном случае рентабельность составила 20%.

Движение денежных средств (поток наличности) определяется как разница между общими инвестиционными затратами и выручкой от реализации продукции в каждом периоде и с учётом нарастания показателей.

Для оценки эффективности проектов рассчитываются показатели:

- рентабельность капитализированных затрат;
- доходность инвестиций;
- срок окупаемости;
- отношение стартовой цены лицензионного участка к расчётным извлекаемым запасам, руб./тонну;
- отношение объёма финансирования к приросту извлекаемых запасов, руб./тонну.

Рентабельность капитализированных затрат (return on capitalized costs) определяется по формуле:

$$ROCC = p_i / I_k \quad (4)$$

В данном случае считается не целесообразным дисконтировать стоимость капитала, так как на стадии выбора участка расчёт будет с большой погрешностью, т. е. неопределённостью. Это так же связано и с тем, что не определены источники финансирования: структура собственного и заёмного капитала. Поэтому доходность инвестиций (return on investment) в данном случае может быть определена по формуле:

$$ROI = p_i / I_i \quad (5)$$

Срок окупаемости T_p (payback period) определяется как соотношение инвестиций и прибыли, которая получена за счёт данных инвестиций:

$$T_{pi} = I_i / P_i \quad (6)$$

Выручка от реализации продукции (V_t) рассчитывается как произведение цены реализации нефти на объем добычи:

$$V_t = (C_n \times Q_n + C_g \times Q_g)^t \quad (7)$$

где C_n , C_g - соответственно цена реализации нефти и газа в t -м году тыс. руб.;

Q_n , Q_g - соответственно добыча нефти и газа в t -м году тыс. тонн.

Внутренняя

На этапе выбора проекта необходимо знать запас его финансовой устойчивости (зону безопасности). С этой целью предварительно все затраты предприятия следует разбить на две группы в зависимости от объёма производства и реализации продукции: переменные и постоянные. Следует отметить, что классификация затрат на постоянные и переменные носит условный характер, поскольку одна и та же статья расходов в различных условиях может быть зависимой и независимой от объёма производства.

Переменные затраты увеличиваются или уменьшаются пропорционально объёму производства продукции. Это расходы сырья, материалов, энергии, топлива, зарплаты работников на сдельной форме оплаты труда, отчисления и налоги от зарплаты и выручки и так далее. Постоянные затраты не зависят от объёма производства и реализации продукции. К ним относятся амортизация основных средств и нематериальных активов, суммы выплаченных процентов за кредиты банка, арендная плата, расходы на управление и организацию производства, зарплата персонала предприятия на повременной оплате и другое. В соответствии с Международными стандартами финансовой отчётности (МСФО) прибыль и калькулирование себестоимости можно формировать двумя способами: *absorption costing* (традиционный способ, с полным распределением затрат); *marginal costing* (маржинальный метод, по переменным издержкам).

В калькуляции себестоимости с полным распределением затрат постоянные производственные накладные расходы включаются в себестоимость продукции и если готовая продукция не реализована остаются в остатках готовой продукции на складе. В системе калькуляции себестоимости по переменным издержкам постоянные производственные накладные расходы не включаются в себестоимость продукции, а относятся непосредственно на счёт прибылей и убытков в том периоде, когда они произошли. При использовании *absorption costing* в период роста объёма продаж прибыль может уменьшаться несмотря на то, что цена реализации и

структура затрат не изменились. Такая ситуация возникает в связи с тем, что недостаток (избыток) возмещения постоянных накладных расходов рассматривается как расходы периода. А такие корректировки искажают данные о движении прибыли. Напротив, при использовании системы калькуляции себестоимости по переменным издержкам вычисления показывают, что при увеличении объёма продаж прибыль так же растёт, а при уменьшении объёма продаж – падает. Причина этих изменений заключается в том, что при использовании маржинального метода прибыль зависит только от объёма продаж при условии, что продажная цена и структура затрат неизменны. Однако в системе absorption costing прибыль зависит как от объёма продаж, так и от объёма производства. Кроме того, маржинальный метод ясно показывает сколько необходимо производить продукции, чтобы работать безубыточно. Преимущества маржинального подхода данный метод обеспечивает более полезную информацию для принятия управленческих решений; на прибыль не влияет изменение запасов готовой продукции на складе; метод позволяет избежать капитализации постоянных накладных расходов в неликвидных запасах.

Постоянные затраты вместе с прибылью составляют маржинальный доход предприятия.

Деление затрат на постоянные и переменные и использование маржинального дохода позволяет рассчитать порог рентабельности, то есть ту сумму выручки, которая необходима для того, чтобы покрыть все постоянные расходы предприятия. Прибыли при этом не будет, но не будет и убытков. Рентабельность при такой выручке будет равна нулю.

Величина маржинального дохода показывает вклад предприятия в покрытие постоянных затрат и получение прибыли.

Расчет порога рентабельности и запаса финансовой устойчивости проведем с использованием международных стандартов финансовой отчетности.

Данный расчет для наглядности представим в табличном варианте. В дипломной работе удельный вес условно – постоянных затрат принимается

студентом самостоятельно в пределах 35%; удельный вес условно – переменных затрат в пределах – 65 %.

Цель анализа безубыточности (*Cost-profit analysis*) или CVP- анализа – установить, что произойдёт с финансовыми результатами, если определённый уровень производительности (дебит скважины) или объём производства изменится. Анализ безубыточности основан на зависимости между доходами от продаж, издержками и прибылью в течение короткого периода, когда выход продукции предприятия ограничен уровнем имеющихся в настоящее время в её распоряжении действующих производственных мощностей.

Точка безубыточности – это точка, где доход от реализации равен совокупным затратам, т.е. нет ни прибыли ни убытков. Критическая точка (точка безубыточности) определяется по формуле:

$$T_k = B / (w - a), \quad (8)$$

где T_k – точка безубыточности проекта, в натуральных единицах;

B – условно- постоянные затраты, тыс. руб. в год;

w – цена одной тонны нефти, тыс. руб.;

a – условно-переменные затраты на единицу продукции, тыс. руб./тонну.

Расчет порога рентабельности, запаса финансовой устойчивости на лучшем лицензионном участке на пятый год реализации проекта

Таблица 4.2 – Результаты расчета порога рентабельности

№ п/п	Показатели	Проект		
		до внедрения меропри ятия	после внедрен ия	изменен ия
1.	Основные экономические показатели			
	Эксплуатационные затраты на мероприятие	1,5	1,7	0,2
	Выручка от реализации, млн. руб.:	63,75	148,75	85,00
	- себестоимость добычи;	51,00	51,20	0,20
	- прибыль	12,75	97,55	84,80
2.	Эффективность от деятельности			
	Рентабельность, %	20,0	65,6	45,6
	Срок окупаемости капитальных вложений, лет		0,11	2 месяца

Таблица 4.3 -Расчет порога рентабельности

Наименование показателя	Условное обозначение	Значение показателя
1.Выручка от реализации продукции, тыс. руб.	ВР	148750
2.Налогооблагаемый доход, тыс. руб.	НД	97550
3.Себестоимость реализуемой продукции	с	51200
4.Сумма переменных затрат, тыс. руб.	А	30720
5.Сумма постоянных затрат, тыс. руб.	В	20480

6. Сумма маржинального дохода, тыс. руб.	МД	118030
7. Доля маржинального дохода в выручке, %	Дмд	79,35
8. Порог рентабельности, тыс. руб.	ПР	24000
9. Запас финансовой устойчивости, тыс. руб.	Зфу	148736
- в натуральном выражении, тыс. руб		128250

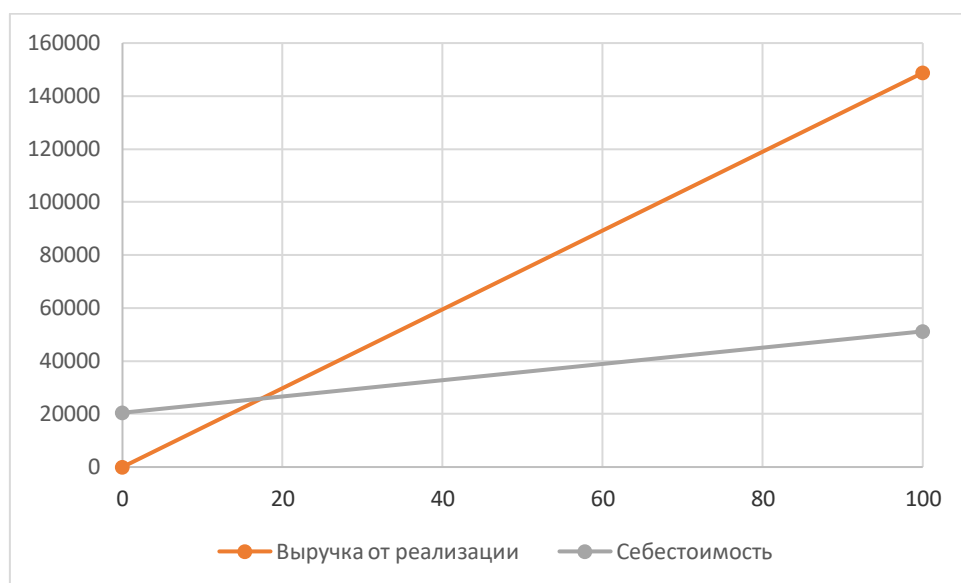


Рисунок 4.1 – График порога рентабельности

Таблица 4.4 – Результаты расчета точки безубыточности проекта

Наименование показателя	Условное обозначение	Значение показателя
1.Выручка (доход) от реализации продукции, тыс. руб.	ВР	148750
2.Налогооблагаемый доход (прибыль), тыс. руб.	НД	97550
3.Себестоимость реализуемой продукции	с	51200
4.Сумма переменных затрат на единицу продукции, руб.	а	2581
5.Сумма постоянных затрат, тыс. руб.	В	20480
6.Цена 1 тонны, руб.	w	12500
7.Объем добычи, тонн в год	Q	11900
8.Точка безубыточности, тонн	Тк	2000

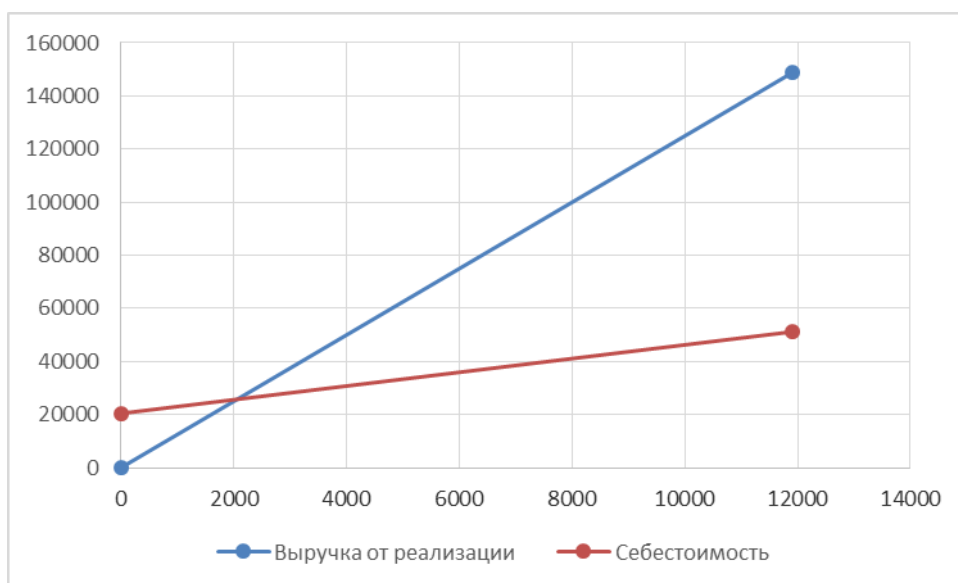


Рисунок 4.2 - График точки безубыточности проекта

Вывод:

В результате проведения мероприятия прирост дебита составил 10 т/сут, рентабельность возросла с 20% до 59,9%.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4С1	Магдеев Ильдар Замилович

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОДН
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Рабочим местом являются месторождения, расположенные в Томской области. Климат в районе проведения работ континентальный, что проявляется в больших месячных и годовых колебаниях температуры воздуха. При выполнении работ на месторождениях могут иметь место вредные и опасные проявления факторов производственной среды для человека.
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность</p> <ul style="list-style-type: none"> • 1.1 Анализ выявленных вредных факторов в АО «Томскнефть» ВНК • 1.2 Анализ выявленных опасных факторов АО«Томскнефть»ВНК пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)). 	<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов</p> <ul style="list-style-type: none"> - отклонение показателей климата на открытом воздухе - запыленность и загазованность воздушной среды, токсичные вещества - повышенный уровень шума и вибрации - предлагаемые средства защиты <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов</p> <p>При выполнении работ на месторождениях АО «Томскнефть» ВНК в Томской области могут возникнуть опасные ситуации для обслуживающего персонала, к ним относятся:</p> <ul style="list-style-type: none"> – поражение электрическим током; – опасность механических повреждений
<p>2. Экологическая безопасность:</p>	<p>Рассмотреть и дать оценку оказываемого негативного воздействия на экологическую обстановку компанией АО «Томскнефть»</p>
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p>	<p>Рассмотреть наиболее вероятную чрезвычайную ситуацию (пожар, взрыв). Разработать меры по предупреждению ЧС и план действий в результате возникшей ЧС и ликвидации ее последствий.</p>
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p>	<p>Выявить законодательное регламентирование из данной нормативной документации: РД 09-364-00 «Типовая инструкция по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных взрывопожароопасных объектах»;</p>

	ГОСТ 12.3.003-86 «Работы электросварочные. Требования безопасности» ГОСТ 12.1.003-83 «Шум. Общие требования безопасности». ГОСТ 12.0.003-74 «Опасные и вредные факторы».
--	--

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4С1	Магдеев Ильдар Замилович		

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Первостепенное значение при охране труда и техники безопасности при эксплуатации УЭЦН уделяется соблюдению «Правил безопасности при эксплуатации электроустановок». С этой целью весь обслуживающий персонал ЦДНГ10 проходит ежегодный специальный курс подготовки по промышленной электробезопасности. На кустах скважин в местах расположения станций управления и наземных силовых кабельных линий, находящихся под высоким напряжением вывешены предупреждающие таблички согласно правилам безопасности. Для предотвращения не санкционированного доступа в силовые шкафы, обеспечивающие электроснабжение погружного оборудования последние снабжены запорными устройствами (согласно правилам безопасности при эксплуатации электроустановок). Доступ к обслуживанию силовых частей наземного оборудования УЭЦН имеют только специально обученные и имеющие группы допуска не ниже 4-й по электробезопасности специалисты организаций, обслуживающих данное оборудование.

5.1. Производственная безопасность

5.1.1 Оценка опасных и вредных факторов

Рассмотрим опасные и вредные факторы, которые возникают при работе с установкой электроцентробежного насоса - таблица 5.1.

Таблица 5.1 - Опасные и вредные факторы при работе УЭЦН на скважине

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Работа УЭЦН	<ol style="list-style-type: none"> 1. повышенный уровень шума на рабочем месте; 2. Недостаточная освещенность рабочей зоны 3. Повышенный уровень вибрации 	<ol style="list-style-type: none"> 1. электрический ток 2. Химические – токсичные вещества 3. Биологический фактор 	СП 9.13130.2009 СанПиН 2.2.4.548-96 [10] СП 52 13330. 2011. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03[11] ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ[12] ГН 2.2.5.2308 – 07 ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. [13]

5.1.2 Повышенный уровень шума на рабочем месте

Крупногабаритная техника, работающая под высоким давлением, является опасным источником шума, способным нанести вред здоровью человека, снизить его концентрацию, привести к опасным травмам.

Для предотвращения вредного воздействия необходимо контролировать основные источники шума для того, чтобы они не превышали предельно допустимых уровней (таблица 5.2)

В случае невозможности ликвидации источника шума необходимо выдавать людям специальные защитные приборы, следить за состоянием работников.

Таблица 5.2 - Предельно допустимые уровни звукового давления, уровни звука и эквивалентные уровни звука для основных наиболее типичных видов трудовой деятельности и рабочих мест

№п /п	Вид трудовой деятельности, рабочее место	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука (в дБА)
		31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
4	Работа, требующая сосредоточенности; работа с повышенными требованиями к процессам наблюдения и дистанционного управления производственными циклами. Рабочие места за пультами в кабинах наблюдения и дистанционного управления без речевой связи по телефону, в помещениях лабораторий с шумным оборудованием, в помещениях для размещения шумных агрегатов вычислительных машин	103	91	83	77	73	70	68	66	64	75

5.1.3 Недостаточная освещенность рабочей зоны чрезвычайных ситуаций.

Необходимо строго соблюдать установленные нормы освещенности производственных мест (таблица 5.3), оборудовать рабочие зоны фонарями, выдавать работникам индивидуальные осветительные приборы, делать светоотражающие предупреждающие таблички.

Таблица 5.3. - Освещенность мест производства работ вне зданий

Разряд зрительной работы	Отношение минимального размера объекта различения к расстоянию от этого объекта до глаз работающего	Минимальная освещенность в горизонтальной плоскости, лк
IX	Менее 0,005	50
X	От 0,005 до 0,01	30
XI	Св. 0,01 " 0,02	20
XII	" 0,02 " 0,05	10
XIII	" 0,05 " 0,1	5
XIV	Св. 0,1	2

Примечание - При опасности травматизма для работ XI-XIV разрядов освещенность следует принимать по смежному, более высокому разряду.

5.1.4 Повышенный уровень вибрации

На кустовых площадках присутствует крупногабаритная техника, являющаяся источником вибрации. Необходимо снижать ее воздействие на человека до предельно допустимых норм (таблица 5.4). В случае невозможности следует выдавать работникам защитный инвентарь.

Таблица 5.4 – Предельно допустимый уровень вибрации

Среднегеометрические частоты полос, Гц	Предельно допустимые значения виброускорения							
	м/с ²				дБ			
	в 1/3 октаве		в 1/1 октаве		в 1/3 октаве		в 1/1 октаве	
	Z _o	X _o , Y _o	Z _o	X _o , Y _o	Z _o	X _o , Y _o	Z _o	X _o , Y _o
0,8	0,70	0,22			117	107		
1,0	0,63	0,22	1,10	0,40	116	107	121	112
1,25	0,56	0,22			115	107		
1,6	0,50	0,22			114	107		
2,0	0,45	0,22	0,79	0,45	113	107	118	113
2,5	0,40	0,28			112	109		
3,15	0,35	0,35			111	111		
4,0	0,32	0,45	0,56	0,79	110	113	115	118
5,0	0,32	0,56			110	115		
6,3	0,32	0,70			110	117		
8,0	0,32	0,89	0,63	1,60	110	119	116	124
10,0	0,40	1,10			112	121		
12,5	0,50	1,40			114	123		
16,0	0,63	1,80	1,10	3,20	116	125	121	130
20,0	0,79	2,20			118	127		
25,0	1,00	2,80			120	129		
31,5	1,30	3,50	2,20	6,30	122	131	127	136
40,0	1,60	4,50			124	133		
50,0	2,00	5,60			126	135		
63,0	2,50	7,00	4,50	13,00	128	137	133	142
80,0	3,20	8,90			130	139		

5.1.5 Электрический ток

При проведении операции вся техника работает под высоким напряжением, что таит в себе угрозу для здоровья человека. К работе под высоким напряжением могут быть допущены только специально обученные люди, имеющие защитную экипировку. Все опасные зоны должны быть оборудованы специальными табличками, оборудование должно проходить регулярные проверки.

5.1.6 Биологический фактор

Рабочая зона при работе с УЭЦН – удаленные кустовые площадки, где возможно наличие клещей, ядовитых змей и насекомых. Также опасность представляют различные вирусы.

Необходимо проходить предварительную вакцинацию, иметь по близости врача.

К опасным и вредным производственным факторам, влияющим на операторов по добыче нефти и газа, относятся: повышенный уровень шума, повышенный уровень вибрации, повышенный уровень влажности, повышенная температура воздуха рабочей зоны, недостаточная скорость движения воздуха, недостаточная освещенность рабочей зоны, повышенный уровень паров масел, предельных углеводородов, напряженность трудового процесса, травмоопасность, высокое давление рабочей среды в системе трубопроводов, наличие токоведущих кабелей и электротехнических устройств, опасный уровень напряжения в электрической сети, замыкание которой может произойти через тело человека, повышенные уровни электромагнитного излучения, повышенный уровень пульсации светового потока, повышенный уровень статического электричества, - повышенная яркость светового изображения, параметры неионизирующих электромагнитных излучений от ПЭВМ.

Таким образом при работе с УЭЦН на кустовой площадке оператор добычи нефти и газа должен иметь и использовать следующий комплект средств индивидуальной защиты: костюм ОПЗ, ботинки рабочие, рукавицы брезентовые, каска рабочая с подшлемником, защитные очки.

5.2. Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению

5.2.1 Механическое травмирование

Основными опасными факторами являются движущиеся и вращающиеся части рабочего механизма.

Необходимо проводить следующие мероприятия по устранению возможных механических травм:

- проверка наличия защитных ограждений на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов;
- плановая и внеплановая проверка пусковых и тормозных устройств;
- проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов.

Для защиты от данных опасных факторов используются коллективные средства защиты, – устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Согласно ГОСТ 12.2.062 – 81 ограждения выполняются в виде различных сеток, решеток, экранов и кожухов. Они должны иметь такие размеры и быть установлены таким образом, чтобы в любом случае исключить доступ человека в опасную зону. При устройстве ограждений должны соблюдаться определенные требования. Запрещается любая работа со снятым или неисправным ограждением.

5.2.2 Пожаровзрывобезопасность

Противопожарный режим излагается в цеховых и общеобъектовых инструкциях в соответствии с правилами пожарной безопасности производств и анализом пожарной безопасности объектов, а также технологических процессов. Контроль над ним осуществляется обслуживающим персоналом.

На замерных установках должны быть размещены ящики с песком, щит с лопатами, ведрами, ломом и огнетушителями ОХП – 10, ОУ – 2, ОУ – 5.

На объекте должен соблюдаться противопожарный режим; определены и оборудованы места для курения; определены места и допустимое количество хранения в помещениях материалов инвентаря; установлен порядок уборки горючих материалов; определен порядок обесточивания электрооборудования в случае пожара и по окончании рабочего дня.

Федеральный закон от 22 июля 2008 года № 123 – ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности». Класс рабочей зоны П – III по классификации пожаро – опасных зон – зоны, расположенные вне зданий, сооружений, строений, в которых обращаются горючие жидкости с температурой вспышки 61 и более градуса Цельсия или любые твердые горючие вещества. Класс рабочей зоны нулевой по классификации взрыво – опасных зон – зоны, в которых взрывоопасная газовая смесь присутствует постоянно или хотя бы в течение одного часа;

Мероприятия по пожарной безопасности разделяются на четыре основные группы:

- 1) предупреждение пожаров, т.е. исключение причин их возникновения;
- 2) ограничение сферы распространения огня;
- 3) обеспечение успешной эвакуации людей и материальных ценностей из очага пожара;
- 4) создание условий для эффективного тушения пожара.

5.2.3 Электробезопасность

Нефтегазодобывающая и нефтехимическая отрасли промышленности характеризуются большим числом металлических аппаратов, открытых установок, токопроводящих полов. В этих условиях особое значение приобретают мероприятия, направленные на защиту рабочих, обслуживающих электрооборудование, от поражения электрическим током.

Здания и сооружения дожимных насосных станций, блочных кустовых насосных станций, установок предварительного сброса воды по обеспечению надежности электроснабжения относятся к потребителям 2 – категории.

Электродвигатели, пусковая и защитная аппаратура, устанавливаемые во взрывоопасных зонах зданий и сооружений, принятые во взрывозащищенном исполнении. Пусковая и защитная аппаратура нормального исполнения вынесена в невзрывоопасные зоны.

Для обеспечения защиты человека от поражения электрическим током необходимо, чтобы все токоведущие части электроустановок, пускорегулирующей аппаратуры и аппаратуры защиты были ограждены от случайных прикосновений. Все распределительные устройства (щиты, сборки и т.д.), установленные вне электропомещений, должны иметь запирающие устройства, препятствующие доступу в них работников неэлектротехнического персонала.

Для защиты от поражения электрическим током в нормальном режиме должны быть применены, по отдельности или в сочетании, следующие меры защиты от прямого прикосновения:

- основная изоляция токоведущих частей;
- ограждения и оболочки;
- установка барьеров;
- размещение вне зоны досягаемости;
- применение сверхнизкого (малого) напряжения (напряжение, не превышающее 50 В переменного и 120 В постоянного тока).

Меры защиты от поражения электрическим током должны быть предусмотрены в электроустановке или ее части либо применены к отдельным электроприемникам и могут быть реализованы при изготовлении электрооборудования, либо в процессе монтажа электроустановки, либо в обоих случаях.

Чтобы защитить человека от поражения электрическим током, защитное заземление должно удовлетворять ряд требований, изложенных в ПУЭ класс рабочей зоны II – III и ГОСТ 12.1.030-81 «Защитное заземление. Зануление» [7].

5.3. Экологическая безопасность

Работа с УЭЦН – операция, способная оказать свое негативное влияние на окружающую среду.

В первую очередь это рабочие и горюче-смазочные материалы, отходы, нефть, выделение вредных газов.

Атмосфера

Наибольшую угрозу для атмосферы представляют:

- утечки из труб, фонтанной арматуры, АГЗУ;
- продукты сгорания техники;
- природный газ.

Для избежания вредного воздействия необходимо

- Вести программу утилизации газа;
- проводить контроль за качеством трубопроводов и рабочего оборудования;
- строго соблюдать технику безопасности.

Гидросфера

Наибольшую опасность представляет нефть, а также рабочие жидкости.

Для того чтобы минимизировать негативное воздействие на гидросферу необходимо:

- соблюдать нормы транспортировки рабочей жидкости ГРП;
- очищать и повторно закачивать добываемую воду;
- использовать защитные обволочки кустовых площадок;
- контролировать состояние трубопровода;

Выполнение перечисленных действий позволит сократить негативное влияние на окружающую среду.

Литосфера

Литосфера также подвергается негативному влиянию при проведении операции на скважинах. В первую очередь это связано с захоронением отходов, а также с разливами нефти.

Образующиеся отходы должны храниться только в специально предназначенных для этого амбарах, после проведения работ должна проводиться рекультивация земель.

Выполнение предложенных действий позволит сохранить окружающую среду в исходном состоянии.

5.4. Безопасность в чрезвычайные ситуации

Наиболее опасным источником ЧП является выброс пластовой жидкости на поверхности вследствие превышения допустимого давления. Это может стать причиной значительного разлива нефти, пожара, повреждения оборудования, утечке токсичных веществ.

Для того чтобы этого избежать в первую очередь необходимо использовать защитное противовыбросовое оборудование. Весь персонал должен быть тщательно обучен поведению в экстренной ситуации, должны проводиться курсы по технике безопасности.

Помимо этого, перед проведением операции необходимо проведение «дизайна» – расчетов по ожидаемым параметрам для того чтобы избежать чрезвычайных ситуаций.

В случае если предотвратить происшествие не удалось в первую очередь необходимо удалиться на безопасное расстояние, оказать первую помощь пострадавшим, оповестить операторов о происшествии и лишь потом попытаться ликвидировать последствия.

5.5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Вопросы обеспечения безопасности регулирует трудовой договор, который обязывает работодателя:

- Проводить инструктажи по технике безопасности;
- Следить за исправностью используемого оборудования;
- Выдавать рабочим защитный инвентарь;
- Врач должен присутствовать в ближайшей зоне.

Работники должны бережно относиться к выдаваемой амуниции, следовать правилам безопасности, проходить инструктажи.

Во время проведения гидравлического разрыва пласта безопасность осуществляет при помощи соблюдения следующих правил:

- 1) Необходимо составить технологическую схему оборудования;
- 2) Все работники, находящиеся около куста, должны быть предупреждены о проводимых операциях;

- 3) Рабочая площадка должна быть освобождена от растительности;
- 4) Рабочая площадка должна быть освобождена от посторонних предметов;
- 5) Все оборудование должно быть проверено.

Вывод:

В данной главе рассмотрены социально-правовые вопросы связанные с организацией труда операторов добычи нефти и газа, эксплуатирующих УЭЦН. Выявлены основные вредные и опасные факторы, а также рассмотрены основные правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности. Несомненно для организации труда недропользователем соблюдение требований и правил безопасного труда априорны, поскольку это напрямую влияет на жизнь и здоровье сотрудников и оказывает влияние на природную деятельность.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основной целью данной дипломной работы являлось проведение анализа технологии эксплуатации скважин установками электроцентробежных насосов, а также рассмотреть повышение эффективности эксплуатации скважин погружными центробежными насосами при помощи дополнительного оборудования в осложненных условиях повышенного содержания твердых частиц (механических примесей) на приёме. В ходе выполненного анализа выявлены основные причины, осложняющие эксплуатацию УЭЦН на территории Западной Сибири: солеотложения, коррозия, влияние газа, мехпримеси и т.д. Благодаря современным технологиям становится возможным предотвращать имеющиеся отрицательные факторы, что приводит к увеличению межремонтного периода скважин и наработки на отказ, что в конечном счете оказывает высокую экономическую эффективность.

По результатам данной работы можно сказать, что основная цель достигнута, а задачи выполнены. На основе проведенного анализа сформированы основные тенденции к эксплуатации УЭЦН на территории Западной Сибири.

Так же в работе проведен экономический анализ использования дополнительного оборудования при эксплуатации УЭЦН, и рассмотрена социальная ответственность на примере одного из предприятий Западной Сибири.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Кудряшов С., Левин Ю., Маркелов Д., Экспл. УЭЦН в осложненных условиях интенсифицированных скважин, Бурение и нефть, №10-2004. с.31- 33.
2. Дроздов А.Н. Влияние механических примесей и методы борьбы с ними при эксплуатации скважин погружными центробежными насосами в ОАО «Юганскнефтегаз». Материалы XII Всероссийской технической конференции «Алнас». – 2006 с. 135-139.
3. Щуров В.И. «Техника и технология добычи нефти» – М.: Издательство Недра, 1983. – С. 353.
4. Вагапов С.Ю. «Скважинные насосные установки для добычи нефти» - Уфа: Издательство - УГНТУ, 2003. –С. 165
5. Кащавцев В.Е., И.Т. Мищенко Солеобразование при добыче нефти. – М.: 2004. – 432с.
6. Деньгаев А.В. «Исследование характеристик открытолопастных ступеней центробежных насосов при откачке газожидкостных смесей» - Бурение и нефть, 2005, №9, с.29 -31.
7. Деньгаев А.В. Повышение эффективности эксплуатации скважин погружными центробежными насосами при откачке газожидкостных смесей – Дис. канд. техн. наук. - М., 2006. с. 194.
8. Каталог продукции ЗАО «Новомет» -Перьмь: ЗАО «Новомет», 2010 г.
9. Кащавцев Б.Е.. Мищенко И.Т. Солеобразование при добыче нефти. -М_ : Ор-бита-М2004.-432с.
- 10.Федоренко В. Ю. «Новые реагенты для борьбы с АСПО, коррозией, солеотложениями и обработки ПЗП» - Инженерная практика, 2011, Спецвыпуск, с.58-61.
- 11.Крец В.Г., Кольцов В.А., Лукьянов В.Г., Саруев Л.А. «Нефтегазопромысловое оборудование» Комплект каталогов – Томск, 1999. – С. 211.
- 12.Муравьев И.М., Крылов А.П. Эксплуатация нефтяных месторождений - Москва, ГосНТИ нефтяной и горно-топливной литературы, 1949 - 776 с.

- 13.Тронов В.П. Механизм образования смоло-парафиновых отложений и борьба с ними. - М.: Недра, 1970. - 192 с.
- 14.Ивановский В. Н. «Вопросы эксплуатации малодебитных скважин механизированным способом» - Инженерная практика, 2010, №7, с.4-15.
- 15.Ануфриев С. Н. «Опыт эксплуатации УЭЦН в осложненных условиях на месторождениях ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» - Инженерная практика, 2011, №2, с.14-19.
- 16.Кузьмичев Н. П. «Кратковременная эксплуатация скважин и перспективы развития нефтедобывающего оборудования» - Территория Нефтегаз, 2005, № 6—7.
- 17.Якимов С. А. «Применение десендеров для защиты ЭЦН на пластах Покурской свиты» - Новатор 2009, №27, с.27-31
- 18.Гарифуллин А. Р. «Опыт борьбы с мехпримесями в ООО «РН-Юганскнефтегаз»» - Инженерная практика, 2010, №2, с.20-26.
- 19.Шайдаков В. В. «Механические примеси в нефтедобыче» - Инженерная практика, 2010, №2, с.98-104.
- 20.ГОСТ 12.0.003–74.ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы.