

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

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Совершенствование электроцентробежных насосных установок для скважин, осложненных высоким газовым фактором

УДК 622.276.53:621.67-83

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ84	Цедрик Сергей Андреевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Саруев Лев Алексеевич	Д.Т.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк Вера Борисовна	К.Э.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
Доцент	Манабаев Кайрат Камитович	к.ф.-м.н.		

Томск – 2020 г.

Результаты ООП

Код	Результат обучения	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
Общие по направлению подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»		
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики), самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности.	УК-1, УК-2, УК-4, УК-5, УК-6, ОПК-1.0ПК-2, ЕАС-4.2, АВЕТ-3А, АВЕТ-3i, критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: 40.083 Профессиональный стандарт "Специалист по компьютерному проектированию технологических процессов" (утвержден приказом Минтруда России от 26.12.2014 № 1158н), 19.003 Профессиональный стандарт "Специалист по ремонту и обслуживанию нефтезаводского оборудования" (утвержден приказом Минтруда России от 21.11.2014 № 927н); 19.013 Профессиональный стандарт "Специалист по эксплуатации газотранспортного оборудования" (утвержден приказом
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационнокоммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности.	УК-2, УК-3, УК-4, УК-5, УК-8, ОПК-2, ОПК-6, ОПК-7, ПК-2, ПК-4 критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: 40.083 Профессиональный стандарт "Специалист по компьютерному проектированию технологических процессов" (утвержден приказом Минтруда России от 26.12.2014 № 1158н), 19.003 Профессиональный стандарт "Специалист по ремонту и обслуживанию нефтезаводского оборудования" (утвержден приказом Минтруда России от 21.11.2014 № 927н); 19.013 Профессиональный стандарт "Специалист по эксплуатации газотранспортного оборудования" (утвержден приказом Минтруда России от 26.04.2014 № 1175н).
в области производственно-технологической деятельности		
P3	Применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику при эксплуатации и обслуживании технологического оборудования нефтегазовых объектов.	УК-1, УК-2, УК-3, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-5, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI,

		требования профессиональных стандартов: 40.083 17 Профессиональный стандарт "Специалист по компьютерному проектированию технологических процессов" (утвержден приказом Минтруда России от 26.12.2014 № 1158н), 19.003 Профессиональный стандарт "Специалист по ремонту и обслуживанию нефтезаводского оборудования" (утвержден приказом Минтруда России от 21.11.2014 № 927н); 19.013 Профессиональный стандарт "Специалист по эксплуатации газотранспортного оборудования" (утвержден приказом Минтруда России от 26.04.2014 № 1175н).
P4	Оценивать риски и определять меры по обеспечению безопасности технологических процессов в практической деятельности и применять принципы рационального использования природных ресурсов и защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве.	УК-1, УК-2, ОПК-б, ПК-1, ПК-3, ПК-4, ПК-5, критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: 40.083 Профессиональный стандарт "Специалист по компьютерному проектированию технологических процессов" (утвержден приказом Минтруда России от 26.12.2014 № 1158н), 19.003 Профессиональный стандарт "Специалист по ремонту и обслуживанию нефтезаводского оборудования" (утвержден приказом Минтруда России от 21.11.2014 № 927н); 19.013 Профессиональный стандарт "Специалист по эксплуатации газотранспортного оборудования" (утвержден приказом Минтруда России от 26.04.2014 № 1175н).
в области организационно-управленческой деятельности		
P5	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, используя принципы менеджмента и управления персоналом и обеспечивая корпоративные интересы.	УК-3, УК-6, ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4
P6	Участвовать в разработке организационно-технической документации и выполнять задания в области сертификации нефтегазового промышленного оборудования	УК-2, УК-6, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-5, ПК-1, ПК-2, ПК-4, требования профессиональных стандартов: 40.083 Профессиональный стандарт "Специалист по компьютерному проектированию технологических

		процессов" (утвержден приказом Минтруда России от 26.12.2014 № 1158н), 19.003 Профессиональный стандарт "Специалист по ремонту и обслуживанию нефтезаводского оборудования" (утвержден приказом Минтруда России от 21.11.2014 № 927н); 19.013 Профессиональный стандарт "Специалист по эксплуатации газотранспортного оборудования" (утвержден приказом Минтруда России от 26.04.2014 № 1175н).
в области экспериментально-исследовательской деятельности		
P7	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела.	УК-1, УК-2, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-1, ПК-2, ПК-5
в области проектной деятельности		
P8	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	УК-2, ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4
Профиль «Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов»		
P9	Планировать и организовывать работу по проведению планово-предупредительных ремонтов установок, технического обслуживания и ремонта оборудования.	ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-5, критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессионального стандарта 19.003 "Специалист по ремонту и обслуживанию нефтезаводского оборудования", 19.013 Профессиональный стандарт "Специалист по эксплуатации газотранспортного оборудования "
P10	Планировать внедрение новой техники и передовых технологий, разрабатывать и реализовывать программы модернизации и технического перевооружения предприятия.	УК-2, УК-3, УК-4, УК-5, ОПК-1, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессионального стандарта 19.003 "Специалист по ремонту и обслуживанию нефтезаводского оборудования", 19.013 Профессиональный стандарт

		"Специалист по эксплуатации газотранспортного оборудования"
P11	Организовывать проведение проверок технического состояния и экспертизы промышленной безопасности, проводить оценку эксплуатационной надежности технологического оборудования.	УК-2, УК-3, УК-4, УК-5, ОПК-1, ОПК-2, ОПК3 ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-5, критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессионального стандарта 19.003 "Специалист по ремонту и обслуживанию нефтезаводского оборудования", 19.013 Профессиональный стандарт "Специалист по эксплуатации газотранспортного оборудования "

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

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) Манабаев К.К.

ЗАДАНИЕ **на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ84	Цедрик Сергей Андреевич

Тема работы:

Совершенствование электроцентробежных насосных установок для скважин, осложненных высоким газовым фактором	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№79-16/с от 19.03.2020

Срок сдачи студентом выполненной работы:	01.06.2020
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	<i>Объектом разработки является внедрение эжектора для перекачки затрубного газа. В качестве исходных данных представлены: давления, расходы, температуры, обводненность.</i>
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1. Литературное исследование проблематики использования струйных аппаратов в нефтедобывающих скважинах. 2. Факторы, влияющие на эксплуатацию УЭЦН. Анализ существующих способов перекачки затрубного газа. 3. Произвести расчет и подбор эжектора для скважин. 4. Финансовый менеджмент. 5. Социальная ответственность. 6. Выводы по работе.
Перечень графического материала	

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент и ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Романюк Вера Борисовна, доцент, к.э.н.
«Социальная ответственность»	Черемискина Мария Сергеевна, ассистент
«Английский язык»	Макаровских Александра Викторовна, старший преподаватель
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Теоретическая часть ВКР	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	19.03.2020
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Саруев Л. А.	д.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ84	Цедрик С. А.		

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 106, страниц, 13 рисунков, 14 таблиц, 40 источников.

Ключевые слова: нефть, скважина, установка электроцентробежного насоса, газосодержание, газовый фактор, добыча нефти, газосепаратор, диспергатор.

Объектом исследования являются добывающие скважины нефтяных месторождений, оборудованные УЭЦН, осложненные высоким газовым фактором.

Целью данной работы является проведение анализа работы добывающих скважин, оборудованных УЭЦН, в условиях повышенного газосодержания и предложение актуальных методов и технологий, направленных на повышение эффективности их эксплуатации на месторождениях.

Методы исследования: сравнительный анализ работы скважин, оборудованных УЭЦН, в условиях высокого газового фактора.

В процессе исследования был проведен анализ осложненного фонда скважин, подбор оборудования для эксплуатации. Были выбраны решения по снижению влияния высокого газосодержания, проведен расчет места установки эжектора, расчет экономической эффективности внедрения эжектора.

Область применения: фонд добывающих скважин нефтяных месторождений, оборудованных УЭЦН.

Экономический эффект от применения предложенного решения достигается за счет увеличения межремонтного периода подземного оборудования и прирост дебита жидкости и нефти.

Обозначения и сокращения

В настоящей работе применены следующие сокращения:

ПАВ – поверхностно-активные вещества;

ГЖС – газожидкостная смесь;

КИН – коэффициент извлечения нефти;

УЭЦН – электроцентробежная насосная установка;

ЭЦН – электроцентробежный насос;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

ПЭД – погружной электродвигатель;

МРП – межремонтный период;

СНО – средняя наработка на отказ;

ЖГЭ – Жидкостно-газовые эжекторы;

ПНГ – попутный нефтяной газ;

УСН – установки струйного насоса;

МФН – мультифазный насос;

СИЗ – средства индивидуальной защиты;

АГЗУ – автоматическая групповая замерная установка;

НДПИ – налог на добычу полезных ископаемых;

AGH – Advanced gas-handling device (диспергатор);

VGSA – Advanced vortex gas separator (вихревой газосепаратор);

MGN – Multiphase gas-handling system (мультифазный насос);

ПЭЦН – это центробежный насос, состоящий из нескольких модуль-секций.

Оглавление	
Введение.....	11
1. Обзор литературы.....	13
2. Общие сведения о погружных УЭЦН.....	22
2.1 Оборудование скважин, эксплуатируемых с помощью УЭЦН.....	24
2.2 Факторы, влияющие на эксплуатацию УЭЦН	26
2.3 Анализ существующих систем и технологий защиты УЭЦН от вредного влияния затрубного газа.	28
3. Расчёт и подбор устьевого эжектора для скважин, оборудованных электроцентробежными установками	44
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение..	55
4.1. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	55
4.2. Планирование научно-исследовательских работ.....	60
4.3. Бюджет научно-технического исследования (НТИ)	68
4.4. Определение ресурсоэффективности проекта	72
5. Социальная ответственность	77
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	77
5.2 Производственная безопасность.....	79
5.3 Экологическая безопасность.....	86
5.4 Меры безопасности в чрезвычайных ситуациях.....	89
Заключение	92
Список литературы:	93
Приложение А	97

Введение

На сегодняшний день основным способом добычи нефти в России является эксплуатация скважин установками погружных электроцентробежных насосов (УЭЦН). Это обусловлено тем, что в условиях необходимости максимального отбора нефти и увеличивающейся обводненности месторождений они имеют следующие преимущества по сравнению с другими способами добычи (высокая производительность, простота монтажа и обслуживания, относительно большой межремонтный период и т.д.). Однако при эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН, нефтедобывающие компании сталкиваются с различными трудностями, такими как нестабильная работа установок в осложненных условиях, обусловленная множеством факторов [1].

Одним из таких факторов является повышенное газосодержание в скважине, которое приводит к выходу из строя дорогостоящего оборудования, уменьшению его межремонтного периода и вследствие к снижению экономической рентабельности разработки.

При подъеме нефти на поверхность выделяется газ, накапливающийся в затрубном пространстве добывающих скважин (между колоннами насосно-компрессорных труб и обсадной колонной). Избыточное количество этого газа приводит к нежелательным последствиям в эксплуатации скважин, таким как увеличение динамического уровня в скважине и образование газогидратов.

В условиях наличия свободного газа в добываемой продукции может снизиться напор и соответственно КПД установки электроцентробежного насоса, происходит перегрев оборудования из-за недостаточного охлаждения, возникают риски срыва подачи и внутрисменные простои, что приводит к преждевременным отказам оборудования [2]. С увеличением количества свободного газа повышается количество необходимых ступеней УЭЦН, снижается их напорная характеристика, что вызывает уменьшение депрессии, оказываемой на пласт, и ведет к снижению дебита скважины. Для минимизации количества отказов оборудования, увеличения КПД и

стабилизации работы УЭЦН в осложненных газовым фактором условиях разрабатываются и внедряются новые технологии и оборудование.

В условиях наличия свободного газа в добываемой продукции может снизиться напор и соответственно КПД установки электроцентробежного насоса, происходит перегрев оборудования из-за недостаточного охлаждения, возникают риски срыва подачи и внутрисменные простои, что приводит к преждевременным отказам оборудования. С увеличением количества свободного газа повышается количество необходимых ступеней УЭЦН, снижается их напорная характеристика, что вызывает уменьшение депрессии, оказываемой на пласт, и ведет к снижению дебита скважины. Для минимизации количества отказов оборудования, увеличения КИН и стабилизации работы УЭЦН в осложненных газовым фактором условиях разрабатываются и внедряются новые технологии и оборудование.

Цель работы: проведение анализа работы добывающих скважин, оборудованных УЭЦН, в условиях повышенного газосодержания и предложение актуальных методов и технологий, направленных на повышение эффективности их эксплуатации на месторождениях.

Задачи работы:

1. Определение уровня влияния, повышенного газосодержания на технологические параметры и надежность эксплуатации УЭЦН;
2. Анализ современного оборудования и технологий, направленных на повышение эффективности эксплуатации скважин в осложненных условиях (повышенном газовом факторе);
3. Оценка применимости и эффективности использования данных технологий.

Объектом исследования являются скважины нефтегазоконденсатного месторождения, оборудованные УЭЦН, осложненные высоким газовым фактором.

1. Обзор литературы

При выполнении магистерской выпускной работы, были использованы различные источники. Научная и учебно-методическая литература, а также проанализированы уже имеющиеся методы и изучены современные технологические схемы.

Учебное пособие «Скважинные насосные установки для добычи нефти» Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Сабиров А.А., Каштанов В.С., Пекин С.С. содержит данные об установках с электроцентробежными насосами, а также об оборудовании скважинных насосных установок с погружным электроприводом (УЭЦН, УЭВН, УЭДН), скважинных гидроприводных, струйных, гидроимпульсных, гиропоршневых насосах, винтовых насосах и штанговых насосных установок, применяемых для добычи нефти. В книге имеются параметры и схемы оборудования, которое применяется для обслуживания нефтяных скважин, выпускаемые лучшими машиностроительными фирмами в России и в зарубежных. Авторы описывали как подбирать нужное оборудование и производить расчеты его рабочих параметров. Так же даны рекомендации как правильно выбирать машины и механизмы, что бы они соответствовали заданным требованиям при выполнении технического процесса. Предполагалось, что книгой смогут пользоваться студенты технических вузов, которые относятся к нефтедобывающей сфере, обучающихся по программе «Машины и оборудование нефтяной и газовой промышленности», а также для инженерно-технических работников нефтяной и газовой промышленности.

Сазонов Ю. А. является автором еще одного учебного пособия. В нем приведены методы, при конструировании насосно-эжекторных установок, при перекачивании однофазных сред и газожидкостных смесей. Автор рассмотрел системное представление о разработанной методологии конструирования, основанной на применении быстродействующих компьютерных программ, дающих возможности для работы в режиме реального времени. Предложения для хранения и обработки информации в цифровом формате, с целью

сохранения накопленных знаний в области гидравлических машин, с возможностями оперативного применения этих знаний при разработке новых патентоспособных технических решений.

Уже имеющиеся способы были рассмотрены и основные теоретические расчеты эжекторов, которые применяются для эксплуатации нефтедобывающих скважин изложены в книге Мищенко И.Т., Гумерский Х.Х., Марьенко В.П. «Струйные насосы для добычи нефти». В ней были рассмотрены принципиальные схемы установок со струйными насосами, особенности их использования в добыче нефти, а также технологические расчеты применительно к продукции скважин. Представлены материалы по промышленному использованию тандемных установок "ЭЦН-СН", а также рассмотрены экономические вопросы применения струйных насосов для добычи нефти. Для научных и инженерно-технических работников нефтяного и газового комплекса.

Научная статья «Методы утилизации затрубного попутного нефтяного газа» Р.У. Рубаев, В.В. Белозеров, В.А. Молчанова, в которой авторы рассмотрели зависимость характеристик глубинного (погружного) скважинного насоса от попутного нефтяного газа, находящегося в затрубном пространстве. Характеристиками насосов, работающих в нефтяных скважинах, являются подача, надежность и динамика, при этом установка газовых сепараторов не решает вопросы негативного влияния попутного нефтяного газа на эти параметры насоса при высоком газовом факторе. Гидравлические потери в клапане насоса представляют собой дельту в разностях давлений затрубного пространства и выкидной линии. Давление затрубного пространства. Динамический уровень, под действием затрубного давления, уменьшается и уровень жидкости находящийся над приемной частью насоса снижается, а в предельном случае возникает заклинивание плунжерной пары. Авторы ставят перед собой задачи как утилизации газа из затрубного пространства, так и снижения его давления. И, при анализе опыта внедрения методов утилизации попутного нефтяного газа различными

устройства, была предложена собственная схема аппарата для его сбора из затрубного пространства и закачкой в коллектор, для увеличения его отдающей способности. Ключевым устройством для снижения избыточного давления газа затрубного пространства является подвесной компрессор, преимущества которого показывают авторы. Принцип работы заключается в нагнетании газа в нефтесборный коллектор, используя для этого энергию штанговой колонны в неуравновешенном состоянии. В итоге, авторы, беря во внимание уникальность каждой скважины по обводненности и газовому фактору, предлагают собственную методику расчета цикличности утилизации попутного газа и его объемов [3].

Методы расчета и конструирования эжекторов, необходимые для написания работы, отражены в книге Лямаева Бориса Федоровича «Гидроструйные насосы и установки». Автор анализирует как отдельно струйные насосы, так и комплексные установки, приводя их характеристики не только в общем рабочем состоянии, но и в случаях возникновения кавитации. Рассмотрены схемные и конструктивные решения для различных установок с гидроструйными и лопастными (центробежными и вихревыми) насосами: гидротранспортных, вакуумных, для преобразования рабочих характеристик лопастных насосов и др. [4].

При проведении расчетов и выбора нужных параметров работы струйного аппарата была использована «Методика расчета параметров струйного насоса при совместной эксплуатации с ЭЦН» А. С. Топольников, К. Р. Уразаков, Р. И. Вахитова, Д. А. Сарачева. Авторы описали теорию выбора рабочих параметров эжектора, целью которого является инжекция затрубного газа при эксплуатации ЭЦН в нефтяной скважине. В издании исследуют несколько процессов. Инжектирование отсепарированного перед электроцентробежным насосом газа обратно в колонну НКТ при помощи эжектора. Второй процесс- это отвод части газа из затрубного пространства в выкидную линию. Каждый вопрос рассматривают индивидуально: рассчитывают оптимальные характеристики эжектора (глубину спуска и

диаметр сопла) исходя из известных данных скважины (давление пласта, обводненность, газовый фактор) [5].

В научной работе «Моделирование характеристик струйного насоса» Уразаков К.Р., Мухин И.А., Вахитова Р.И. рассматривается проблема удаления затрубного газа скважины (газ, который находится в кольцевом пространстве между обсадной колонной и наружной поверхностью насосно-компрессорных труб). Напорные системы промыслов которые обеспечивают увеличение устьевых давлений скважин считаются одним из основных факторов увеличения затрубного давления. Уменьшение давления газа в затрубном пространстве является эффективной мерой по увеличению продуктивности скважины, поэтому в нефтяных компаниях наработан значительный опыт решения данной задачи. Самым применяемым решением сейчас является установка на устьевой арматуре обратного клапана, которые, к сожалению, обладают некоторым количеством недостатков. Одной из основных проблем является то, что механизм срабатывает при достижении значения давления затрубного пространства уровня выше, чем давление в сборном трубопроводе. Но в виду того, что давление в сборном трубопроводе зависит от длины трубопровода, его геодезической отметки, вязкости жидкости и, в большинстве случаев имеет высокое значение, следовательно давление затрубного пространства должно быть того же уровня. Также при низких температурах наружного воздуха они замерзают, что снижает их надежность. В итоге, авторы рассматривают применение струйного насоса для решения проблемы автоматического снижения затрубного давления. Принцип работы заключается в инъекции газа из затрубного пространства выше динамического уровня в насосно-компрессорных трубах.

Соколов Е. Я. Зингер Н. М. в своей работе «Струйные аппараты» объяснили теоретические основы процессов, протекающих в струйных аппаратах, и предложили методы расчета основных их типов. Помимо этого, авторы приводят классификацию видов струйных насосов и их графическое представление функции от переменных (номограммы). Также, в результате

экспериментальных исследований получены другие расчетные зависимости, описывающие характерные схемы и конструкции.

В научной работе «Двухфазные струйные аппараты» Цегельский В.Г. был рассмотрен и изложен результат теоретических и экспериментальных исследований двухфазного струйного аппарата различного типа. Автор предложил теорию, объясняющую с единых позиций протекающие в них процессы. Рассмотрел физические особенности течения двухфазных сред в проточной части аппарата. Привел методика расчета двухфазных струйных аппаратов эжекторного и инжекторного типов. Показал перспективы использования этих аппаратов в нефтегазодобывающей, нефтеперерабатывающей и нефтехимической отраслях промышленности, в энергетике, космической и глубоководной технике.

Характеристики жидкостно-газовых эжекторов рассмотрели Морозова Н.В., Коршак А.А в работе «Универсальные характеристики жидкостно-газовых эжекторов». Жидкостно-газовые эжекторы (ЖГЭ) – являются перспективным средством сжатия нефтяных газов и паров нефти или нефтепродуктов. Плюсом устройства является: стандартные размеры, которые помогли получить необходимые расчеты и зависимости для коэффициента эжекции и коэффициента восстановления давления. Основные характеристики ЖГЭ представили в безразмерных универсальных координатах, не зависящих от расхода газа. Безразмерными коэффициентами обозначаются: коэффициенты эжекции, рабочее давление, коэффициент полезного действия, рабочий диапазон эжекции и степень сжатия. Авторы доказали, что все полученные данные помогут объединить универсальные характеристики и поможет выбирать схему с применением ЖГУ в зависимости от требований по расходу перекачиваемого газа, получение необходимой степени сжатия и прочих параметров.

Спиридонов Е. К. опубликовал статью «Конструкции жидкостногазовых струйных насосов. Состояние и перспективы.». В своей статье Спиридонов Е. К. рассмотрел и изучил принцип работы жидкостногазовых эжекторов. Было

определенно, что существует три типа таких струйных насосов. Данные были проанализированы из различных источников литературы, а также патентов. Автор описал перспективы развития и задачи для улучшения жидкостногазовых эжекторов. Он предложил методы усовершенствования и предложил способы усовершенствования.

Научная статья «Multiphase Ejector to Boost Production: First Application in the Gulf of Mexic» S. Sodini, V. Faluomi, P. Ciandri, A. Ansiati в рамках новых технологий добычи нефти из скважины предположили, что большое значение могут принести многофазные эжекторы. Авторы выделяют, что эти системы отличаются простотой конструкции, отсутствием движущихся частей и небольшими размерами, которые позволяют легко выполнять процедуры установки и управления во время работ, в сочетании с высокой степенью надежности и низкой стоимостью монтажа по сравнению с другими системами. Высокие скорости и большие перепады давления, необходимые для эффективного использования многофазных эжекторов. Что бы продлить срок службы эжектора, в данной статье был предложен усовершенствованный многофазный эжектор для оптимизации некоторых основных геометрических параметров (таких как диаметр сопла, длина камеры смешения и т. д.) В статье описывается применение этого многофазного эжектора, его достоинства и недостатки.

В статье «Investigation of the ejector characteristics to improve the technology of pumping gas from the annular space during well operation by electrical submersible pump unit» A.N. Drozdov, N.A. Drozdov авторы представили результаты экспериментального исследования влияния давления рабочей жидкости на характеристики эжектора для последующего использования при совершенствовании методики выбора наиболее подходящей проточной части струйного аппарата при работе скважины с блоками электропогружного насосного агрегата (ЭЦН) и перекачка газа из затрубного пространства в трубопровод. Характеристики струйного аппарата

изучались на экспериментальном стенде, на основе которого строились кривые распределения давления по длине проточной части газожидкостного эжектора при различных давлениях рабочего тела. Авторы представили зависимости относительного падения давления и эффективности эжектора от давления рабочей жидкости перед соплом для оценки эффективности эжектора при различных рабочих давлениях. Так же выявили зависимость оптимального режима работы газожидкостного эжектора от величины рабочего давления. Экспериментально измеренные линии кривых распределения давления по всей длине корпуса эжектора были получены в результате откачки жидкостной струей потока газа, при этом точность подходит для практических целей. Показано, что с уменьшением рабочего давления характер распределения давления по длине эжектора резко меняется. Рассмотрены случаи смешения потоков и выявлено, что если этот процесс завершается перед входом уже общего потока в диффузор, то такой режим является наиболее оптимальным, однако зависящим от величин рабочих давлений. Результаты экспериментальных исследований расширяют возможности оптимизации проточной части эжекторов для использования в различных технологиях насосов и эжекторов с целью использования попутного нефтяного газа и увеличения нефтеотдачи. На основании результатов экспериментальных исследований, представленных в статье, можно выполнить подбор проточной части эжектора по его параметрам, даже длину рабочей камеры именно при работе с погружным электроцентробежным насосом для закачки затрубного газа в трубопровод.

В своем учебном пособии «Технология и техника добычи нефти погружными насосами в осложнённых условиях» Дроздов А.Н. изложил общие сведения о погружных насосных установках и их характеристиках, привел основные осложняющие факторы при эксплуатации скважин. Рассмотрел закономерности работы погружных насосов, газосепараторов, диспергаторов и насосно-эжекторных систем при откачке газожидкостных смесей из скважин. Представил результаты теоретических, стендовых и

промысловых исследований, выполненных за последние годы в РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина. Учебное пособие предназначено для студентов, бакалавров, магистрантов и аспирантов нефтяных вузов, а также может быть полезно для повышения квалификации инженерных и научных работников нефтяной промышленности. Автор описал перспективы развития и применения погружных насосных установок, схему и основные элементы установки погружного центробежного насоса, влияние плотности и вязкости откачиваемой жидкости на характеристику ЭЦН [6].

В связи с вовлечением в разработку нефтяных месторождений с трудно извлекаемыми запасами пластовой продукции и эксплуатации нефтяных скважин в условиях активизации осложняющих факторов (газосодержание и высокая температура, солеотложение, вынос механических примесей) к выбору технологий при механизированной добыче нефти предъявляются повышенные требования. В процессе добычи пластовой продукции с увеличенным объемом затрубного газа серьезные осложнения испытывают установки ЭЦН, которые являются доминирующим на сегодняшний день (как по количеству оборудованного ими фонда нефтяных скважин, так и по объему добычи) во многих добывающих нефтяных компаниях способом эксплуатации. Эти трудности в ряде случаев разрешаются путем оснащения диспергаторами, газосепараторами, либо специальной конструкции насосов (мультифазные насосы, коническая сборка), тем не менее, довольно часто эти технологии не помогают.

Исследованиями совместной работы электроцентробежного насоса и струйного насоса в нефтедобывающих скважинах занимались Гумерский Х.Х., Марьенко В.П., Миронов С.Д., Мищенко И.Т., Цепляев Ю.А. Ими для промысловых условий были рассмотрены различные компоновки погружного насоса со струйными насосами и доказана с получением соответствующего технологического эффекта их работоспособность. Применение струйные насосы нашли в различных отраслях, это связано с хорошей их надежностью, отсутствием движущихся частей, простотой конструкции, способностью

работать в осложненных условиях: в условиях агрессивности инжектируемой продукции и при повышенных температурах, при высоком содержании механических примесей в откачиваемой жидкости.

На нефтяных месторождениях отечественных компаний эта технология не получила распространения, несмотря на явные преимущества добычи с помощью тандемной технологии (снижение удельного веса столба жидкости в насоснокомпрессорных трубах за счет инъекции газа, относительная дешевизна, возможность стабилизации динамического уровня). Основная причина такой ситуации заключается в сложности подбора оптимальных параметров погружного и струйного насосов (место установки насосов в скважине, производительность и напор ЭЦН, размер камеры смешения и диаметр сопла струйного насоса).

2. Общие сведения о погружных УЭЦН

Электроцентробежная насосная установка (УЭЦН) представляет собой центробежный насос, который работает совместно с погружным электродвигателем, предназначенным для перекачки добываемой жидкости нефтяных скважин, в состав которой входит: нефть, газ, и мех. примеси. Область применения установки – высокодебитные обводненные, глубокие и наклонные скважины с дебитами $10 \div 1300 \text{ м}^3/\text{сут}$ и высотой подъема $500 \div 3500$ м. Межремонтный период установок в среднем составляет 300 суток и более.

Установки выпускаются двух видов – модульные и немодульные. В зависимости от количества компонентов, содержащихся в перекачиваемой жидкости, насосы имеют три исполнения: обычное, коррозионностойкое и повышенной износостойкости [7].

В зависимости от максимального поперечного размера погружного агрегата установки делятся на три группы – 5; 5А; 6.

- установки группы 5 с поперечным габаритом 112 мм, применяются в скважинах с колонной обсадных труб, имеющих внутренний диаметр не менее 121,7 мм;
- установки группы 5А, имеющие поперечный габарит 124 мм – в скважинах с внутренним диаметром не менее 130 мм;
- установки группы 6, имеющие поперечный габарит 140, 5 мм – в скважинах с внутренним диаметром не менее 148,3 мм.

Диаметры корпусов погружного агрегата для групп 5, 5А, 6 – 92 мм, 103 мм и 114 мм соответственно. 14

Пример условного обозначения установки – УЭЦНМК5А-250-1400, означает:

У – установка; Э – с приводом от погружного двигателя; Ц – центробежный; Н – насос; М – модульный; 5А – группа насоса; 250 – подача, $\text{м}^3/\text{сут}$; 1400 – напор, м; К – коррозионностойкое исполнение установки (добавляется перед обозначением группы).

Основным определяющим фактором является величина газосодержания (характеризует объём растворённого газа в 1 м³ пластовой нефти). С попаданием вместе с добываемой нефтью на приём насоса свободного газа устойчивая работа насосного оборудования может прекратиться, что непременно приведёт к непредвиденным ситуациям, вплоть до срыва подачи по газу. Наличие свободного газа неблагоприятно влияет на напорную характеристику УЭЦН, и, следовательно, происходит смещение работы насосы от оптимального режима [8].

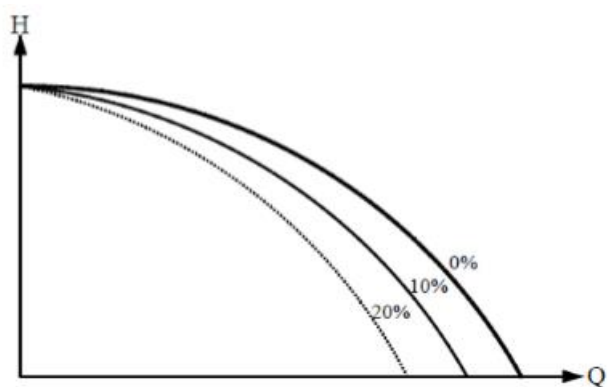


Рисунок 1 – Влияние свободного газа на напорную характеристику УЭЦН

Выделяют следующие условия применимости УЭЦН по перекачиваемым средам:

- среда – пластовая жидкость (смесь нефти, попутной воды и нефтяного газа);
- максимальное содержание попутной воды – 99%;
- содержание попутного газа на приеме насоса – не более 25%; для установок, имеющих насосные модули - газосепараторы – не более 55%;
- максимальное содержание механических примесей не более 0,1 г/л для обычного и коррозионностойкого, 0,5 г/л для износостойкого;
- содержание сероводорода не более 0,01 г/л для обычного и износостойкого, до 1,25 г/л для коррозионностойкого;

- водородный показатель пластовой воды (рН) в пределах 6,0 – 8,3;
- максимальная температура перекачиваемой жидкости до 90 °С.

2.1 Оборудование скважин, эксплуатируемых с помощью УЭЦН

На сегодняшний день предложено большое количество различных схем и модификаций установок ЭЦН. На рисунке 2 представлена одна из наиболее часто встречаемых на промысле схем оборудования добывающей скважины установкой погружного электроцентробежного насоса. Установка электроцентробежного насоса включает в себя следующие элементы:

- наземное оборудование (трансформаторная подстанция, станция управления, устьевое оборудование скважины);
- подземное оборудование (погружной центробежный насос, погружной электродвигатель с гидрозащитой, которые спускаются в скважину на колонне насоснокомпрессорных труб, и кабельная линия);

ПЭЦН – это центробежный насос, состоящий из нескольких модуль-секций, которые в свою очередь состоят из множества ступеней (направляющих аппаратов) и большого количества рабочих колёс, собранных на валу и заключенных в стальной корпус (трубу).

Для освоения скважины с получением требуемой нормы отбора жидкости, в оптимальном режиме работы и получения наибольшего экономического эффекта индивидуально подбираются необходимые типоразмеры и параметры насоса, погружного электродвигателя с гидрозащитой кабеля, диаметр насосно-компрессорных труб и глубина спуска насоса.

Длина насоса определяется числом рабочих ступеней, количество которых определяется основными параметрами насоса – подачей и напором.



Рисунок 2 – Состав УЭЦН

Принцип работы насоса заключается в следующем: жидкость, всасываемая через приемный модуль, поступает на направляющие аппараты (лопасти вращающегося рабочего колеса), под действием которых она разгоняется, приобретая скорость и давление и под действием возникающей центробежной силы через неподвижные каналы переменного сечения аппарата направляется к следующей ступени. Вследствие создаваемого разрежения, в освободившееся пространство вновь устремляется жидкость и цикл повторяется [8].

Входной модуль предназначен для приема и подвода скважинной жидкости в насос, а также грубой очистки её от механических примесей. При откачивании скважинной жидкости, с содержанием свободного газа больше, чем 25% (по объему), между входным модулем и модулем – секцией устанавливается газосепаратор.

Верхняя часть модуля присоединяется к секции насоса, а нижняя часть к протектору, с помощью подшипников скольжения вала и шпилек. Обратный клапан служит для предотвращения слива столба жидкости, находящейся в НКТ.

Гидрозащита двигателя представляет собой специальное устройство, состоящее из протектора и компенсатора. Она предназначена для:

- защиты попадания пластовой жидкости на внутренние полости двигателя;
- компенсации теплового изменения объема масла во внутренней полости двигателя;
- выравнивания давления во внутренней полости двигателя с давлением пластовой жидкости в скважине;
- предотвращения утечек масла при передачи крутящего момента от вала электродвигателя к насосу.

2.2 Факторы, влияющие на эксплуатацию УЭЦН

УЭЦН являются самым распространенным нефтедобывающим оборудованием, ими добывается около 80% всей нефти в РФ. При работе УЭЦН в скважинах с осложненными условиями добычи большой проблемой является изменение технико–экономических показателей установки в худшую сторону.



Рисунок 3 – Осложнения, возникающие при работе насосного оборудования в скважинах с высоким газовым фактором

Высокоминерализованные пластовые воды являются одним из серьезных осложнений при эксплуатации УЭЦН. Их появление в откачиваемой жидкости приводит к таким серьезным нарушениям в работе насоса, как отложение солей в его рабочих органах и высокой коррозии оборудования.

Ситуация усугубляется тем, что осложнения редко, когда встречаются по отдельности. Скважины, эксплуатируемые с помощью УЭЦН, часто имеют множество осложнений, которые в совокупности ухудшают её показатели и снижают эффективность работы насосного агрегата.

Согласно исследований Маркелова Д.В., Дроздова А.Н., Ляпкова П.Д., Мищенко И.Т. не только количество свободного газа на входе в насос, но и его дисперсность в ГЖС оказывает большое влияние на работоспособность ЭЦН. В РГУ нефти и газ им. И.М. Губкина были проведены несколько экспериментальных исследований влияния свободного газа на характеристику погружных центробежных насосов различных типов на модельных смесях «вода-воздух», «вода-ПАВ-воздух» с использованием стендовой установки [9]. Результаты исследований, полученные в ходе эксперимента, позволили сделать несколько выводов:

1. При работе погружных насосов на смеси «вода-воздух» происходит снижение рабочих параметров насоса: подачи, напора, КПД и мощности;
2. Снижение рабочих параметров насоса зависит от количества газа, содержащегося в скважинной жидкости. При повышении газосодержания до определенного предела может возникать срыв подачи насоса, приводящий к его остановке;
3. Оптимальная область работы насоса резко уменьшается по мере увеличения количества газа в откачиваемой газожидкостной смеси;

Гафуров О.Г. в своей работе провел экспериментальное исследование влияния структуры газожидкостного потока на характеристики насоса. В

результате им было определено, что для увеличения максимального газосодержания на входе в насос до значений $\Gamma=0,25$ необходимо увеличить дисперсность газа. Для увеличения дисперсности газовой фазы можно использовать диспергаторы, устанавливающиеся на входе в насос.

2.3 Анализ существующих систем и технологий защиты УЭЦН от вредного влияния затрубного газа.

Добываемая жидкость представляет собой смесь различных углеводородов и воды, в которой растворены газы. С понижением давления растворимость газов уменьшается и при поступлении ГЖС из продуктивного пласта в скважину из неё начинает выделяться газ. Наличие свободного газа на приёме погружного насоса снижает её эффективность работы, так как:

- Из-за наличия свободного газа уменьшается объём добываемой нефти в ступенях насоса;
- Разделение газа и жидкости в поле центробежных сил снижает напор ступени; Для подшипников свободный газ является плохой смазкой;
- Образующиеся газовые каверны в первых рабочих ступенях насоса способны заблокировать поток добываемой жидкости, может произойти срыв подачи;
- Газ обладает низкой теплоёмкостью и снижение дебита способно привести к перегреву ПЭД или его сгоранию.

Вредное воздействие свободного газа на УЭЦН уже давно известно, а так как с помощью данных погружных установок добывается порядка 80-90% всей нефти в Западной Сибири, то становится актуальным применение технологий, обеспечивающих стабильную работу данных насосных установок на разрабатываемых месторождениях, обусловленных высокими значениями газового фактора [10].

Газовый фактор нефтей на разрабатываемых месторождениях может изменяться в достаточно широком диапазоне. Технические условия

эксплуатации установок погружных центробежных насосов позволяют добывать скважинную продукцию с допустимым значением газосодержанием на входе в насос – 25%. В промышленных условиях в зависимости от типоразмера насоса эта величина колеблется в пределах 5-25 %.

На сегодняшний день существует несколько способов борьбы с повышенным газосодержанием в скважинах, которые эксплуатируются с помощью УЭЦН [11]:

- спуск насоса под динамический уровень жидкости в скважине;
- подлив дегазированной жидкости;
- использование комбинированных насосов (конусных или ступенчатых);
- установка на вход насоса газосепараторов;
- установка диспергаторов на приеме насоса;
- применение мультифазных насосов;

Спуск насоса под динамический уровень жидкости в скважине

При увеличении глубины спуска ЭЦН под динамический уровень жидкости происходит рост давления на приёме насоса, что в свою очередь приводит к уменьшению газосодержания смеси на приёме насоса. Ранее этот метод активно применялся на промыслах, но из-за политики интенсификации добычи нефти, которую в настоящее время ведут большинство ведущих нефтедобывающих компаний в России, связанной со значительным снижением давлений на забое, он является неэффективным, так как даже при значительном заглублении насоса и спуске его до кровли пласта входное газосодержание не удастся уменьшить до оптимальных величин [12].

Несмотря на организационную и технологическую простоту данного метода, его применение с точки зрения экономического эффекта нецелесообразно, так как расходы на спуск оборудования (НКТ, кабель) на глубину сопоставимую с глубиной скважины слишком высоки и существует множество ограничений по его применению.

Подлив дегазированной жидкости

Сущность данного метода борьбы с пагубным влиянием газа на УЭЦН заключается в том, что в затрубное пространство скважины подливают дегазированную жидкость. В результате объемное содержание газа в ГЖС на приеме в насос уменьшается, что обеспечивает более стабильную его работу.

Были проведены несколько испытаний этого метода в скважинах, оборудованных УЭЦН, где обводненность продукции достигала больших величин – 60-80%. Он показал небольшую эффективность, так как производительность насоса по жидкости и нефти изменилась незначительно (прирост – 5-8 м³/сут и 1-2 м³/сут соответственно) [13].

Этот метод не получил широко распространения вследствие ряда недостатков:

- при подливе дегазированной жидкости в затрубное пространство увеличивается противодавление на пласт (добычные возможности скважины не реализуются в полной мере);
- снижение надежности ПЭД из-за худших условий охлаждения;
- дополнительные затраты электроэнергии вследствие необходимости подъема подлитой жидкости на поверхность [14].

«Коническая» схема насосов

Конические насосы зарекомендовали себя на нефтегазодобывающих промыслах уже довольно давно. «Конический» насос- это насос из пакетов ступеней различных типов, каждая предназначена для разных подач. В нижней секции насоса устанавливаются ступени с большей номинальной подачей, после них в направлении к устью расположены ступени с меньшей номинальной подачей. В идеальном варианте конический насос должен содержать три пакета ступеней различной конструкции. Компоновка такого типа насоса, следующая: нижняя секция – ступени самой большой производительности, промежуточная секция с меньшей производительностью и верхняя секция со ступенями наименьшей производительности.

Преимущества данного типа насоса по сравнению с серийным ЭЦН:

- большее допустимое газосодержание на входе в насос, т.к. его ступени в нижней части, имеющие наибольшую производительность, способны пропускать больший объем свободного газа;
- меньшая потребляемая мощность, а вследствие этого меньшая температура ПЭД и большая надежность работы.

В работе Агеева Ш.Р. [15] также отмечается, что использование ступеней различной производительности в «конических» насосах обеспечивает соблюдение требования эксплуатации всех ступеней в диапазонах рабочей части характеристик, применяемых ЭЦН.

Схемы «конических» насосов в настоящее время предлагаются различными отечественными производителями («АЛНАС», «Новомет-Пермь», «Борец») и американскими фирмами («РЭДА» и «Центрилифт»).

В применении данного метода существует ряд существенных ограничений:

- положительный эффект достигается только при относительно небольшом газосодержании на входе насоса;
- трудности при установке из-за разных диаметральных габаритов ступеней;
- трудоёмкий расчет оптимальной «конической сборки», пренебрежение которым на производстве ведет к низкому эффекту от применения;
- ступени ЭЦН большей номинальной подачи не всегда испытывают меньшее влияние свободного газа по сравнению со ступенями меньшей производительности (влияние газа может быть сильнее чем на обычный серийный ЭЦН).

Несмотря на данные недостатки метод применения «конической» схемы насоса имеет некоторые перспективы, связанные с созданием насосов специальных конструкций, менее подверженных влиянию свободного газа.

Применение газосепаратора

Принцип действия газосепаратора основан на использовании центробежной силы для удаления свободного газа. Поступающая при работе газосепаратора газожидкостная смесь подаётся шнеком в сепарационную камеру. В данной камере под действием центробежных сил происходит отделение газа от ГЖС: более тяжелая жидкость прижимается к стенкам, легкий газ находится вблизи вала газосепаратора [16]. Поступление дегазированной жидкости в насос происходит по каналам головки сепаратора, отделившийся газ – в затрубное пространство. Действие на приёме насоса диспергатора заключается в измельчении газовых пузырьков поступающей ГЖС до получения однородной смеси. ГЖС подаётся шнеком в диспергирующее устройство, состоящее из нескольких колёс, которые вращаются внутри аппаратов-рассекателей. Происходит получение более однородной смеси за счет уменьшения пузырей свободного газа, которая поступает нижнюю секцию насоса с помощью лопаточного рассекателя по каналам разделителя.

Если применение газосепараторов или диспергаторов не обеспечивает стабильной работы центробежного насоса в скважинах с большим содержанием свободного газа, то вместо них применяют газосепаратор-диспергатор. Его действие заключается в отделении газа от поступающей ГЖС в газосепараторе, далее дегазированная жидкость от сепаратора поступает в диспергирующие ступени. Жидкость через прохождение диспергатора становится более однородной за счет измельчения газовых включений. В настоящее время газосепараторы являются более эффективными предвключёнными устройствами при добыче нефти, содержащей нерастворенный газ [17]. Компания «Новомет» разработала новую конструкцию газосепаратора, который сочетает в себе улучшенные

характеристики газосепаратора с вихревой камерой (Патент РФ №2547854) и абразивостойкость центробежного сепаратора с геликоидальным шнеком (Патент РФ №2379500). Особенность центробежно-вихревого энергоэффективного сепаратора заключается в том, что применение вихревой камеры в данном газосепараторе обеспечивает улучшенную сепарационную характеристику и пониженное потребление электроэнергии, а геликоидальный шнек имеет переменный шаг, лопасти образуют с осью вращения монотонно уменьшающийся от входа к выходу угол, благодаря чему обеспечивается более высокая стойкость к гидроабразивному изнашиванию и надежность оборудования при работе в условиях содержания механических примесей.



Рисунок 4 – Общий вид центробежно-вихревого энергоэффективного газосепаратора

Помимо данных дополнительных модулей УЭЦН разработан также газостабилизатор, предназначенный для измельчения газовых пузырьков поступающей ГЖС. На валу газостабилизатора последовательно расположены осевые и лабиринтные ступени. Жидкость, которая поступает в предвключенное устройство сжимается в каждой из осевых ступеней. В результате уменьшения объема газа происходит увеличение его упругости и

повышает устойчивость работы следующей ступени. Затем смесь подаётся в лабиринтные ступени газостабилизатора, где происходит более интенсивное измельчение газовых включений.



Рисунок 5 – Устройство газостабилизатора

Применение диспергаторов

В настоящее время вновь наблюдается рост интереса к диспергаторам, который связан с все более усложняющимися условиями эксплуатации ЭЦН. Зачастую газосодержание на приёме насоса так велико, что даже самые эффективные на сегодняшний день газосепараторы не могут обеспечить достаточно полного отделения газа. По-видимому, наилучшим решением при этом может стать комбинация газосепаратора и диспергатора. Однако сейчас серийно выпускаются и отдельные модули – диспергаторы, которые применяют с погружными насосами без газосепараторов [18].

. В рабочих колёсах диспергатора АГН имеется дополнительный ряд отверстий, обеспечивающий циркуляцию некоторого количества жидкости между лопатками. Основным плюсом использования данных отверстий является уменьшение воздействия центробежной силы, активизирующей сепарацию газа в насосе, что позволяет отсепарированному газу опять

смешиваться с основным потоком и растворяться в жидкости. В каждой крыльчатке также установлены балансные отверстия (уравнивающие давление).

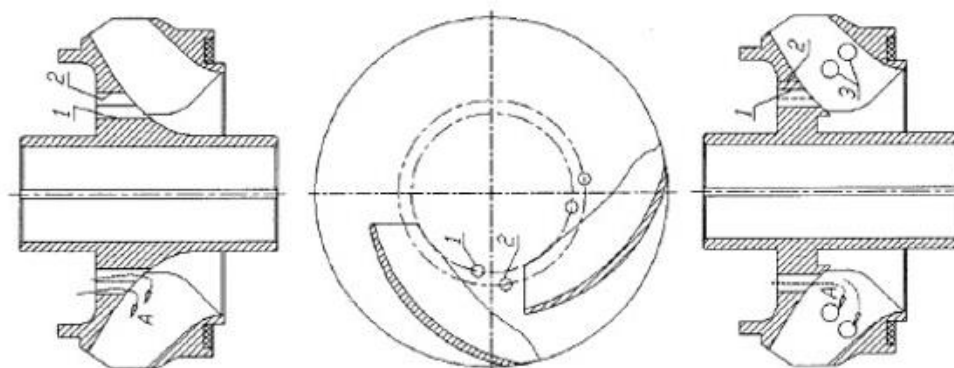


Рисунок 6 – Рабочие колеса диспергатора типа AGH

Несмотря на то, что промышленные испытания данного типа диспергаторов прошли успешно, он имеет некоторые недостатки:

- данная конструкция рабочих колес диспергатора приводит к увеличению объемных утечек между лопастями, что снижает его эффективность;
- в таких ступенях подъем жидкости должен происходить на меньших подачах, чем в аналогичных стандартных ступенях.

Диспергатор AGH может устанавливаться как на стандартный входной модуль ЭЦН, так и совместно с газосепаратором (рис. 7). Выбор будет зависеть от количества свободного газа на приеме насоса или наличия пакера.

Установка диспергатора вместе с газосепаратором приводит к стабилизации работы УЭЦН с сокращением рестартов по причине отключения по недогрузке (скопление газа). Это улучшает производительность и надежность установки.

Первичной целью использования диспергаторов является предотвращение образования газовых пробок в насосе, приводящих к его неустойчивой работе и являющихся причиной выхода его из строя (если неправильно установлена защита насоса). Диспергатор в отличие от

газосепаратора не отделяет газ, а наоборот «запрессовывает» его в основной поток в жидкости, гомогенизируя структуру жидкости.

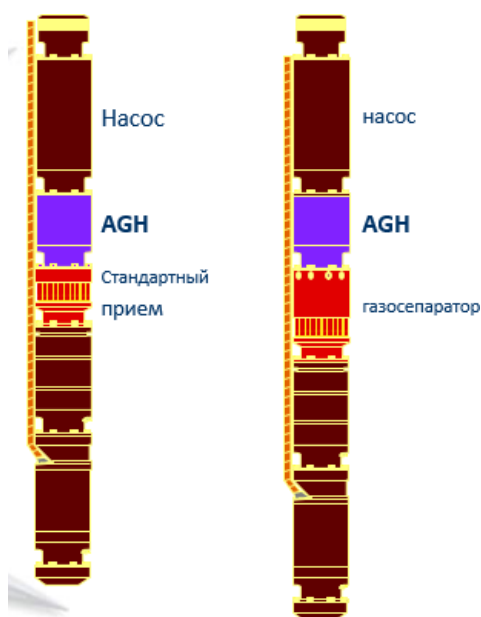


Рисунок 7 – Схема установки диспергатора

Преимущества использования диспергаторов:

- меньшая вибрация и пульсация потока в НКТ;
- использование диспергатора позволяет эксплуатировать ЭЦН с входным газосодержанием до 55%;
- при использовании диспергатора свободный газ не выбрасывается в затрубное пространство, а растворяется в жидкости, вследствие чего он выделяется после прохождения всех ступеней насоса в НКТ, где совершает дополнительную работу по подъему жидкости.

Диспергатор позволяет эксплуатировать УЭЦН с максимально допустимым содержанием свободного газа на входе – 55 %, а при установке его вместе с газосепаратором входное газосодержание может достигать 68% [19].

Применение мультифазных насосов

При работе ЭЦН, в процессе перекачки им скважинной продукции, возникают центробежные силы, отделяющие газ от жидкости. Небольшие пузырьки газа сталкиваются друг с другом и объединяются в большие по размеру пузыри, называемые газовыми кавернами. Газовые каверны остаются

в рабочих органах насоса, препятствуя его нормальной работе и ухудшая рабочие характеристики. В погружных осевых насосах используются ступени специальных конструкций – шнековые ступени, состоящие из рабочих колес – шнеков и выправляющих аппаратов. Центробежные силы в ступенях таких конструкций намного меньше, чем в стандартных ступенях ЭЦН. На рисунке 8 представлена рабочая ступень МФН «Посейдон», разработанного

Компанией Schlumberger. Особое конструктивное исполнение (геликоидальный шнек) данной ступени позволяет рабочим характеристикам насоса ухудшаться в меньшей степени при появлении свободного газа в перекачиваемой ими продукции [20].

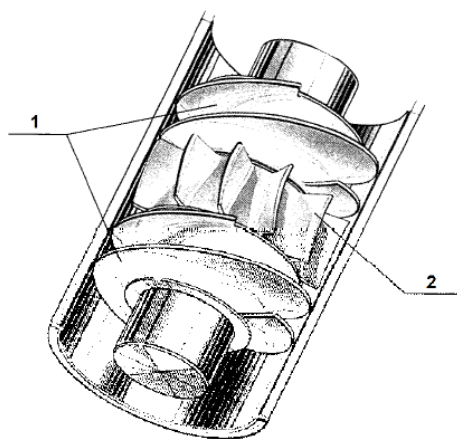


Рисунок 8 – Ступень погружного МФН «Посейдон»

Погружные осевые насосы могут быть установлены как в комбинации с газосепаратором, когда газ будет выделяться в затрубное пространство, так и вместе со стандартным приемом ЭЦН, если требуется прохождение всего газа через насос.

Давление, создаваемое в МФН, намного меньше, чем давление в ЭЦН. Благодаря этому сжатия газа в нем практически не происходит и весь свободный газ проходит через основной насос, снижая развиваемое им давление. Это частично компенсируется создаваемым газлифт-эффектом выделяющегося из нефти газа в НКТ. Несмотря на газлифт-эффект, полной компенсации потерянного давления в основном насосе не происходит, что требует дополнительного увеличения количества его ступеней [21]

Благодаря особой конструкции ступеней МФН, он не имеет ни левой, ни правой зон неустойчивой работы, до высоких концентраций нерастворенного газа на входе.

На данный момент МФН выпускаются различными производителями: МФОН-5 фирмы ЗАО «Новомет-Пермь», МФН «Poseidon» компании REDA. МФН Посейдон справляется с высоким газосодержанием на приеме насоса лучше, чем диспергатор (AGH) или газосепаратор, что приводит к усилению напора и приросту в уровне добычи на скважине

Мультифазный насос имеет следующие преимущества [22]:

- повышает производительность УЭЦН, в условиях высокого газосодержания;
- при его использовании, по аналогии с диспергатором, газ не выбрасывается в затрубное пространство, а совершает дополнительную работу, выделяясь в НКТ;
- предотвращает образование газовых пробок в рабочих колесах ЭЦН, благодаря особой конструкции рабочих органов;
- стабилизирует токовую диаграмму ПЭД, обеспечивая стабильную работу установки;
- применяется там, где использование газосепаратора ограничено либо невозможно (наличие пакера, наклонные и горизонтальные участки и др.).

Применение мультифазного эжектора для повышения производительности.

Нефтяная или газовая скважина высокого давления может быть использована для увеличения как добычи, так и полной добычи из истощенной скважины с помощью многофазного эжектора. Это устройство не требует никакого питания и характеризуется простой конструкцией, отсутствием подвижных частей и небольшими габаритами в сочетании с высокой степенью надежности и низкой стоимостью. Основные недостатки, связанные с

применением многофазных эжекторов, связаны с отсутствием надежных методов проектирования и резким снижением производительности при изменении условий эксплуатации [23].

Эжектор или струйный насос, представляет собой метод искусственного подъема, который не требует никакого питания и характеризуется простой конструктивной конструкцией, отсутствием движущихся частей и небольшими габаритами, что позволяет легко устанавливать и управлять процедурами во время полевых работ, в сочетании с высокой степенью надежности и низкой стоимостью установки, по сравнению с другими системами форсирования.

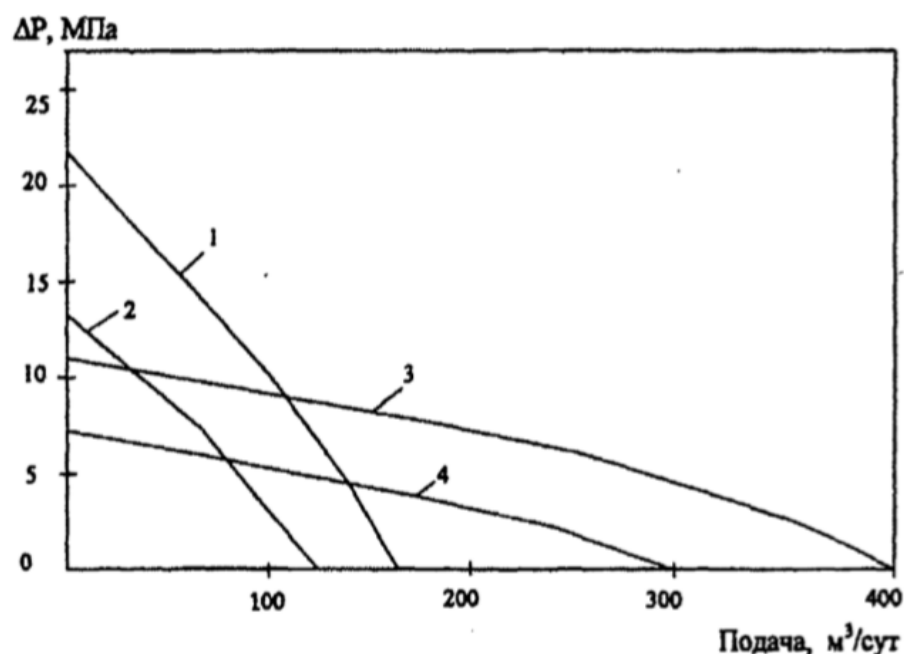


Рисунок 9 – Рабочие характеристики струйного насоса

С другой стороны, эжектор является низкоэффективным устройством: лишь небольшая часть энергии силовой жидкости (примерно 20-30%) фактически передается в жидкость низкого давления (однако следует отметить, что во многих случаях эта энергия теряется через дроссельный клапан) [24]. Когда эжектор питается многофазными жидкостями, возникают значительные проблемы моделирования и отсутствуют какие-либо установленные методы для проектирования многофазных эжекторов. Конструктивные проблемы усугубляются изменением свойств жидкости в

процессе эволюции поля. Чтобы справиться со всеми этими проблемами и продлить срок службы эжектора, был разработан усовершенствованный многофазный эжектор для оптимизации некоторых основных геометрических параметров и улучшения характеристик эжектора при различных условиях эксплуатации.

Применение струйного аппарата совместно с ЭЦН в условиях высоких значений газового фактора

Применение насосно-эжекторных систем рекомендуется, если использование газосепараторов-диспергаторов не позволяет снизить содержание свободного газа менее 65% (чаще всего это происходит при отношении забойного давления к давлению насыщения менее 0,7) [25]. Данные системы состоят из погружного насоса, струйного насоса и газосепаратора. Разработанные в РГУ нефти и газа и изготавливаемые компанией «Новомет» погружные насосно-эжекторные установки имеют следующие отличия: использование диспергатора вместо газосепаратора и используется особая конструкция струйного насоса (рисунок 10).

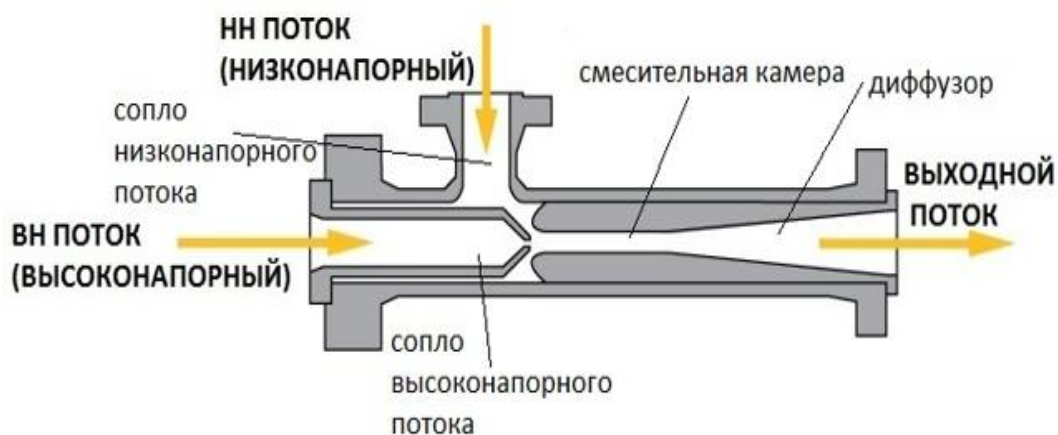


Рисунок 10 – Схема эжектора

Закрытое затрубное пространство и правильное расположение струйного насоса обеспечивает ему высокое постоянное давление, а значит и содержание свободного газа, на приёме УЭЦН, обеспечивая тем самым его стабильную работу. У данной системы присутствует высокий КПД. Большие значения связаны из-за эффекта газлифта в НКТ и большей подачи, по

сравнению с УЭЦН [26]. Технология «Тандем» предназначена для повышения эффективности работы системы «пласт-скважина-центробежный насос», а также для повышения ее надежности. Погружная насосно-эжекторная система «Тандем» состоит из 2 основных погружных элементов: установки струйного насоса (УСН), для условий эксплуатации скважин которых подбираются определенные параметры, и самой установки центробежного насоса с включенным насосным газосепаратором МН-ГСЛ5. Данная установка носит название «Тандем-1».

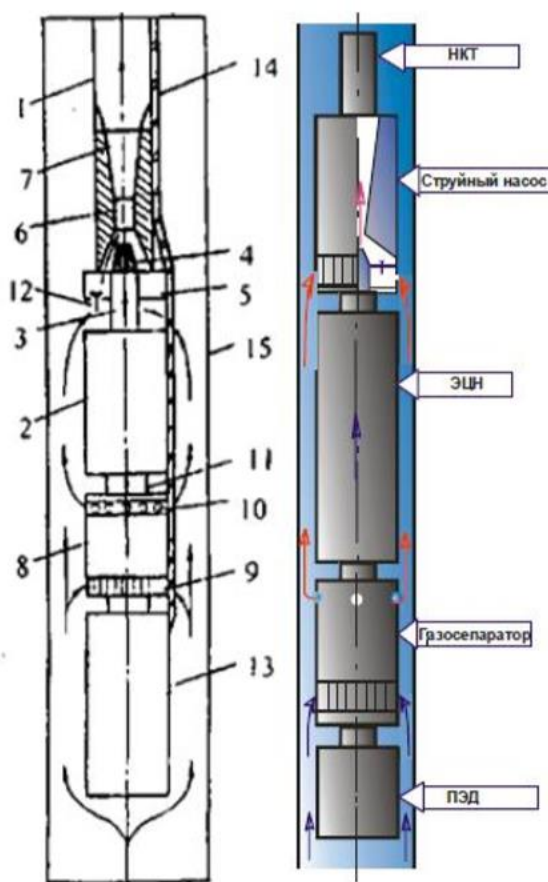


Рисунок 11 – Схема технологии «Тандем» и установки струйного насоса: 1 – насосно-компрессорные трубы, 2 – погружной насос, 3 – нагнетательный патрубок, 4 – сопло струйного аппарата, 5 – приёмная камера струйного аппарата, 6 – камера смешения, 7 – диффузор, 8 – газосепаратор, 9 – входное окно газосепаратора, 10 – каналы отвода газосепаратора, 11 – входной жидкостный патрубок газосепаратора, 13 – ПЭД, 14 – кабель, 15 – обсадная колонна.

При работе насосно-эжекторной установки добываемая жидкость поступает в кольцевое пространство вокруг устройства. Часть этой жидкости попадает во входное окно газосепаратора. В газосепараторе происходит сепарация ГЖС на газовую и жидкую фазы. Отсепарированный газ выбрасывается в затрубное пространство, а дегазированная жидкость через жидкостный патрубок поступает в секции насоса. Другая часть ГЖС, минувшая газосепаратор, поступает по затрубному пространству в приёмную камеру струйного насоса через установленный в нем обратный клапан. Одновременно в это же время в струйный насос попадает отсепарированный предвключенным устройством газ. Жидкость, нагнетаемая центробежным насосом, движется по нагнетательному патрубку в сопло установки струйного насоса. Там, жидкость, истекая из него, увлекает перекачиваемую ГЖС из приёмной камеры струйного аппарата в камеру смешения. Далее из камеры смешения добываемая жидкость движется в диффузор, а оттуда по насосно-компрессорным трубам поступает на поверхность.

В «Тандем-1» расстояние между эжектором с соплом струйного аппарата и центробежным насосом не превышало нескольких десятков метров. Конкретная установка была установлена на многих месторождениях, таких как Мамонтовское, Лугинецкое, Комсомольское, Барсуковское. Данная установка показала устойчивую работу при высоких значениях газового фактора и обводнённости продукции. В компании ОАО «Няганьнефтегаз» данная установка была внедрена на пяти скважинах Талинского месторождения, характеризующегося высокими значениями газового фактора (в среднем порядка $200 \text{ м}^3/\text{т}$), обводнённость продукции составляла 90-98%.

В дальнейшем была предложена установка «Тандем-2», отличающаяся от предыдущей установки наличием более эффективного газосепараторадиспергатора типа ГДН и наличия диафрагменного сопла в эжекторе. Использование такого сопла наиболее благоприятно для работы с газожидкостным потоком и позволяет увеличить расстояние между центробежным насосом и эжектором. Была разработана установка «Тандем-3»

для увеличения КПД системы «скважина-пласт-погружная установка» при низких забойных давлениях. Особенность данной установки состоит в том, что эжектор располагается выше динамического уровня и откачивает попутный газ из затрубного пространства в колонну НКТ [27]. Такая система позволяет эксплуатировать скважины при закрытом затрубном пространстве, тем самым позволяя отказаться от использования на устье перепускных клапанов. Данная установка была внедрена на Тарасовском месторождении компании ООО «РН-Пурнефтегаз», показав свою эффективность. Так в скважине с газовым фактором $186 \text{ м}^3/\text{м}^3$ удалось добиться прироста в дебите на 11 т/сут (с 13 т/сут до 24 т/сут), была уменьшена обводнённость добывающей продукции. Для расширения функциональных возможностей тандемной системы была разработана насосно-эжекторная установка «Тандем-4», оборудованная эжектором, спускаемым и извлекаемым с помощью набора инструментов, применяемой при смене газлифтных клапанов и при ловильных работах.

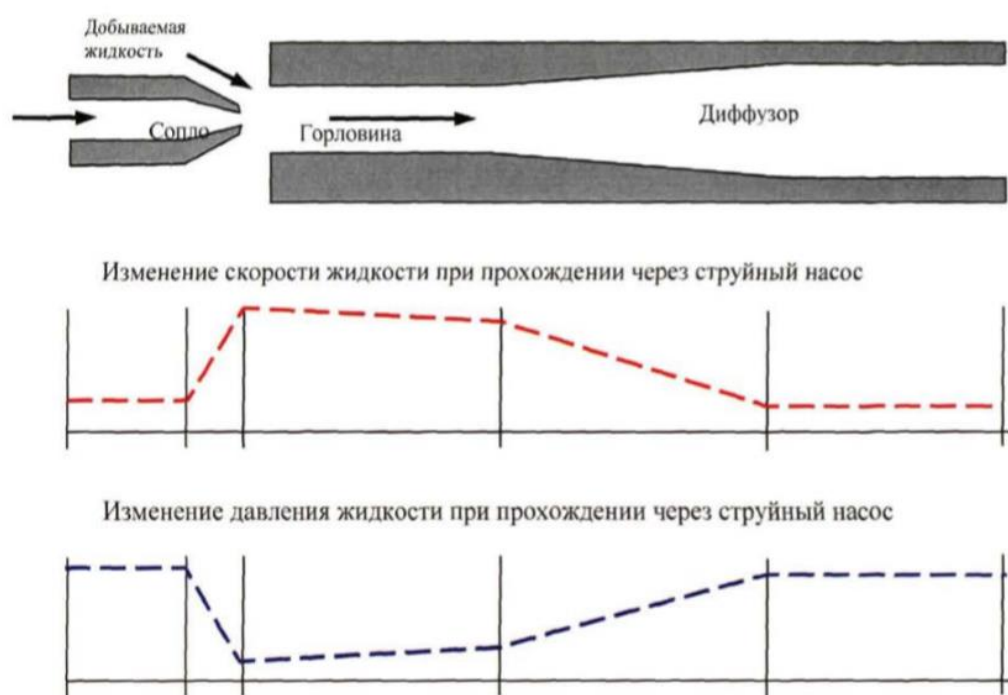


Рисунок 12. – Реализация в работе струйного насоса

3. Расчёт и подбор устьевых эжекторов для скважин, оборудованных электроцентробежными установками

Для оценки эффективности данной технологии добычи пластовой жидкости рассмотрим схему, представленную на рисунке 13.

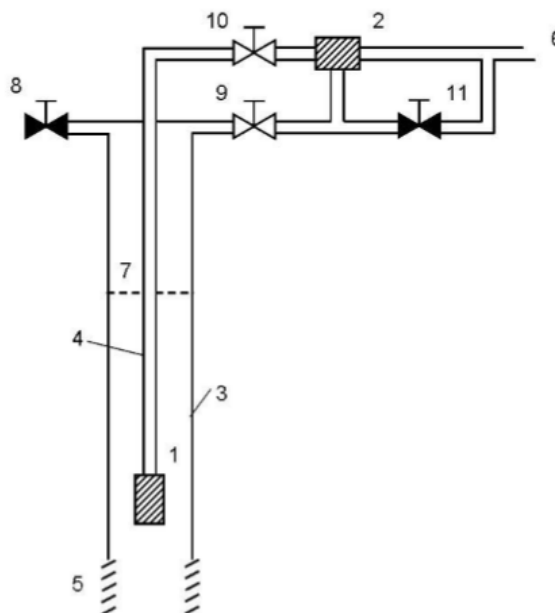


Рисунок 13. Схема тандемной установки: 1 – насос, 2 – эжектор, 3 – эксплуатационная колонна, 4 – НКТ, 5 – перфорация, 6 – линия, 7 – динамический уровень, 8, 9, 10, 11 – задвижки

Принцип установки заключается в том, что пластовая жидкость с ПНГ поднимается до приема насоса. Свободный газ на входе в ЭЦН сепарируется в затрубное пространство скважины. Жидкость с не отсепарированным газом проходит через насос и поднимается к устью скважины и приему струйного насоса. В эжекторе она проходит через сопло малого диаметра, в результате чего в приемной камере струйного насоса возникает область пониженного давления. Если давление газа в затрубном пространстве оказывается выше давления в приемной камере, то он эжектируется вместе с жидкостью в линию. При этом давление газа в затрубе постепенно уменьшается до значения давления в струе жидкости на выходе из сопла (приемной камере), а динамический уровень жидкости в затрубном пространстве поднимается.

Необходимо рассчитать динамический уровень при работе скважины без применения эжектора, рассчитать его значение с эжектором и выявить прирост дебита жидкости при увеличении частоты ЭЦН с расчетным динамическим уровнем.

Для расчёта увеличенного дебита нефти от снижения давления в затрубном пространстве скважины, были взяты данные трех скважин, эксплуатируемых совместно с ЭЦН. Технологические параметры, которые использовались для проведения расчётов, представлены в таблице 1.

Таблица 1. Исходные данные для расчетов скважин с ЭЦН

Номер скважины	№1	№2	№3
$D_{\text{ЭК}}, \text{мм}$	152	152	152
$D_{\text{НКТ}}, \text{мм}$	73	73	73
$H_{\text{ВД}}, \text{м}$	2391	2389	2442
$У_{\text{дл}}, \text{м}$	161	0,2	147
$H_{\text{СП}}, \text{м}$	1887	2300	2304
$P_{\text{буф}}, \text{атм}$	30	26	30
$P_{\text{лин}}, \text{атм}$	30	26	30
$P_{\text{пл}}, \text{атм}$	230	87	192
$P_{\text{затр}}, \text{атм}$	30	26	30
ОБВ, %	76	47	30
$P_{\text{нас}}, \text{атм}$	48,3	48,3	192
$\Gamma\Phi, \text{м}^3/\text{т}$	19	19	15
$T_{\text{пл}}, \text{град}$	40	40	40
$\mu_{\text{н}}, \text{сПз}$	5,50	5,5	15
$\rho_{\text{н}}, \text{г/см}^3$	0,910	0,858	0,866
$K_{\text{пр}}, \text{м}^3/\text{сут}/\text{атм}$	0,518	2,597	1,658
$Q_{\text{ж}}, \text{м}^3/\text{сут}$	72	126	250
$H, \text{м}$	2450	2350	2250

$F, \text{ Гц}$	47	53	50
$P_{\text{пр}}, \text{ атм}$	46	30	30

Задача сводится к определенному порядку выполнения расчётов: перепад давления в обсадной колонне, насосе, колонне НКТ, эжекторе, затрубном пространстве и расчёту количества газа, который находится в затрубном пространстве скважины.

Расчеты производились в программной среде Mathcad.

Алгоритм расчёта параметров тандемной установки выглядит следующим образом:

1) В общем случае начальное значение дебита жидкости можно взять произвольным, но в наших расчётах задается значение дебита жидкости равное $Q_{\text{ж}}$:

$$Q_j := K_{\text{пр}} \cdot (P_{\text{пл}} - P_{\text{нас}}) \quad (1)$$

2) Выражаем из формулы (1) давление на забое скважины $P_{\text{заб}}$.

$$P_{\text{zab}} := P_{\text{пл}} - \frac{Q_j}{K_{\text{пр}}} \quad (2)$$

3) Для расчета перепада давлений в обсадной колонне воспользуемся корреляцией Беггса-Брилла для наклонной трубы круглого поперечного сечения:

$$P_{\text{zab}} := P_{\text{пр}} + \Delta P \quad (3)$$

где $\Delta P = 20 \text{ атм}$

$$P_{\text{пр}} := P_{\text{zab}} - \Delta P \quad (4)$$

Теперь находим температуру на приеме ЭЦН по формуле Гиматудинова:

$$T_{pl} = \frac{(H_{vd} - H_{sp}) \cdot \left[0.0034 + 0.79 + (T_{pl} - 3) \cdot \frac{\cos(\alpha)}{(H_{vd} \cdot \cos(\alpha) - 25)} \right]}{10 Q_j} \quad (5)$$

где α – угол наклона скважины к вертикали.

Для найденных значений давления и температуры на приеме насоса известных свойствах нефти ($P_{нас}$, $\Gamma\Phi$, ρ_n) можно определить газосодержание в нефти Γ и коэффициент объемного расширения газа B_g . Тогда дебит неотсепарированного газа на приеме насоса будет равен:

$$Q_{gpr} := (1 - 0.01 \cdot OBV) \cdot Q_j \cdot (\Gamma\Phi - \Gamma) \cdot B_g \cdot (1 - K_{sep}) \quad (6)$$

Доля свободного газа на приеме насоса:

$$\varphi_{pr} := \frac{Q_{gpr}}{Q_{gpr} + Q_j} \quad (7)$$

4) Далее определяем расход газа, сепарируемого в затрубное пространство скважины:

$$Q_{gsep} := (1 - 0.01 \cdot OBV) \cdot Q_j \cdot (\Gamma\Phi - \Gamma) \cdot B_g \cdot K_{sep} \quad (8)$$

5) Находим давление на выкиде насоса по рекуррентной формуле:

$$P_{vik} := P_{pr} + \rho_{sm} \cdot g \cdot H \cdot \chi \cdot \frac{F}{F_0} \quad (9)$$

где $F_0 = 50$ Гц – номинальная частота вращения,

Плотность смеси в насосе определяем по формуле:

$$\rho_{sm} := (1 - \varphi) \cdot \left[0.01 \cdot OBV + (1 - 0.01 \cdot OBV) \cdot \frac{\rho_n}{B_n} \right] \quad (10)$$

где B_n – объемный коэффициент расширения нефти, φ – доля газа в насосе, равная полусумме долей газа на приеме и выкиде насоса: φ_{pr} и $\varphi_{вык}$, χ – коэффициент деградации напора насоса. Для ЭЦН определим:

$$\chi_{сн} := \chi_g \cdot \chi_\mu \cdot \chi_{доп} \quad (11)$$

Здесь

$$\chi_g := -9\varphi^2 + 0.6 \cdot \varphi + 1 \quad (12)$$

эмпирический коэффициент деградации напора ЭЦН из-за влияния газа:

$$\chi_\mu := 1 - \exp \left[-0.0338 \left[20.96 \cdot \frac{N \cdot Q_j \cdot g}{\mu_{sm} \cdot (P_{vik} - P_{pr})} \right]^{0.368} \right] \quad (13)$$

коэффициент деградации напора ЭЦН из-за вязкости:

$$\mu_{sm} := 0.01 \cdot OBV \cdot \mu_v + (1 - 0.01 \cdot OBV) \cdot \mu_v \quad (14)$$

Температура жидкости на выкиде ЭЦН будет определяться по формуле:

$$T_{vik} := T_{pr} + \frac{86400 \cdot N \cdot \eta_{kab} \cdot (1 - \eta_{dv} \cdot \eta_{nas})}{C_{sm} \cdot \rho_{sm} \cdot Q_j} \quad (16)$$

где потребляемая мощность насоса:

$$N := \frac{(P_{vik} \cdot P_{pr}) \cdot Q_j}{864 \cdot \chi_g \cdot \eta_{kab} \cdot \eta_{nas} \cdot \eta_{dv}} \quad (17)$$

$\eta_{dv} = 0,85$ – КПД погружного электродвигателя,

$\eta_{нас}$ – КПД ЭЦН:

$$\eta_{nas} := 0.8 - \frac{18}{Q_j + 20} \quad (17)$$

η_{kab} – КПД погружного электрокабеля,

$$\eta_{kab} := 1 - \frac{0.05 \cdot H_{sp}}{2000} \quad (18)$$

$C_{см} = 0,01 \cdot ОБВ \cdot 4200 + (1 - 0,01 \cdot ОБВ) \cdot 2100$ – удельная теплоемкость водонефтяной смеси.

б) По формуле определяется давление на буфере $P_{буф}$, которое берется в качестве давления рабочей жидкости для струйного насоса.

$$P_{\text{buf}} := P_{\text{vik}} + \Delta P \quad (19)$$

где $P_{\text{вык}}$ и $T_{\text{вык}}$ – давление и температура жидкости на выкиде ЭЦН.

Температура жидкости на буфере вычисляется по формуле:

$$T_{\text{buf}} := T_{\text{vik}} - \frac{H_{\text{sp}} \cdot \left[0.0034 + 0.79 \cdot (T_{\text{pl}} - 3) \cdot \frac{\cos \alpha}{(H_{\text{vd}} \cdot \cos \alpha - 25)} \right]}{10^{Q_j}} \quad (20)$$

7) Для известных давления и температуры газожидкостной смеси на буфере и расхода газа в затрубном пространстве по методике расчета струйного насоса [28] определяются давление и температура газожидкостной смеси на выходе из эжектора $P_{\text{эж}}$ и $T_{\text{эж}}$ и давление в приемной камере струйного насоса $P_{\text{затр.}}$

8) В идеальном случае (если дебит жидкости $Q_{\text{ж}}$ подобран правильно) давление на выходе из эжектора $P_{\text{эж}}$ должно в точности совпасть с линейным давлением $P_{\text{лин.}}$. Если оказывается, что $P_{\text{эж}} < P_{\text{лин.}}$, то следует уменьшить дебит жидкости и вернуться к шагу 2, если выполняется неравенство $P_{\text{эж}} > P_{\text{лин.}}$, то, наоборот, увеличить и также вернуться к шагу 2. Вычисления продолжают до тех пор, пока разность между значениями $P_{\text{эж}}$ и $P_{\text{лин.}}$ по абсолютной величине остается больше заданной погрешности вычислений.

После того, когда будет выполняться равенство $P_{\text{эж}} = P_{\text{лин.}}$, найденные значения дебита жидкости и давлений можно использовать для нахождения искомых величин.

Далее выполняем расчеты для заданной частоты ЭЦН уже с смонтированным струйным насосом. Рабочие параметры эжектора зависят от его диаметра сопла и камеры смешения. В работе были сделаны расчеты для трех типов эжекторов: диаметр сопла и камеры смешения равны 3 и 10 мм, 5 и 10 мм и 8 и 16 мм соответственно.

В таблице 2 приведены результаты значений, для выбранных скважин при различных характеристиках струйного насоса. При которых выполнялось необходимое условие $P_{\text{эж}} = P_{\text{лин}}$. Так же рассчитаны параметры до внедрения эжектора.

Таблица 2. Результаты расчетов скважин с ЭЦН и эжекторов для текущей частоты ЭЦН

Номер скважины	№1	№2	№3
Без эжектора			
$Q_{\text{ж}}, \text{м}^3/\text{сут}$	72	126	250
$P_{\text{затр}}, \text{атм}$	30	26	30
$H_{\text{сп}} - H_{\text{дин}}, \text{м}$	198	51	1
$d_c = 3 \text{ мм}$			
$Q_{\text{ж}}, \text{м}^3/\text{сут}$	49,1	-	-
$P_{\text{затр}}, \text{атм}$	24,5	-	-
$H_{\text{сп}} - H_{\text{дин}}, \text{м}$	818	-	-
$d_c = 5 \text{ мм}$			
$Q_{\text{ж}}, \text{м}^3/\text{сут}$	68,1	77,2	-
$P_{\text{затр}}, \text{атм}$	26,5	21,3	-
$H_{\text{сп}} - H_{\text{дин}}, \text{м}$	336	336	-
$d_c = 8 \text{ мм}$			
$Q_{\text{ж}}, \text{м}^3/\text{сут}$	-	117,2	233,5
$P_{\text{затр}}, \text{атм}$	-	24,5	24,2
$H_{\text{сп}} - H_{\text{дин}}, \text{м}$	-	114	180

Далее изменили частоту ЭЦН, где $F=60$ Гц. Получившиеся результаты представлены в таблице 3.

Таблица 3. Результаты расчетов скважин с ЭЦН и эжекторов для увеличенной частоты ЭЦН

Номер скважины	№1	№2	№3
Без эжектора			
$Q_{ж}, \text{м}^3/\text{сут}$	72	125,8	250
$Q_{н}, \text{т/сут}$	15,7	57,2	151,5
$d_c = 3 \text{ мм}$			
$Q_{ж}, \text{м}^3/\text{сут}$	66,9	-	-
$Q_{н}, \text{т/сут}$	14,6	-	-
$d_c = 5 \text{ мм}$			
$Q_{ж}, \text{м}^3/\text{сут}$	74,2	141,4	-
$Q_{н}, \text{т/сут}$	16,2	64,3	-
$d_c = 8 \text{ мм}$			
$Q_{ж}, \text{м}^3/\text{сут}$	-	129,9	260,4
$Q_{н}, \text{т/сут}$	-	59	157,9

Согласно данным расчетов на всех скважинах наблюдается прирост дебита жидкости и нефти: в среднем $6,8 \text{ м}^3/\text{сут}$ и $3,2 \text{ т/сут}$ соответственно. При этом наиболее существенный прирост дебита нефти получается по скважинам №1 ($7,1 \text{ т/сут}$) и №2 ($6,4 \text{ т/сут}$). Таким образом, установка эжектора на выкидной линии скважин, оборудованных УЭЦН, позволяет получить ощутимый прирост дебита нефти при сохранении погружения под динамический уровень.

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ84	Цедрик Сергею Андреевичу

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Стоимость материальных ресурсов определялась по средней стоимости по г. Томску. Тарифные ставки исполнителей определены штатным расписанием НИ ТПУ.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Районный коэффициент 1,3; премиальный коэффициент 30%; коэффициент дополнительной заработной платы 15%; коэффициент, учитывающий накладные расходы 16%.
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 20% Коэффициент, учитывающий отчисления во внебюджетные фонды 30%.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Анализ конкурентных технических решений, SWOT-анализ
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	Определение трудоемкости выполнения работ, разработка плана и графика выполнения проекта (графика Ганта).
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Расчет интегральной эффективности внедрения новой техники или технологии

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. <i>Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений</i>
2. <i>Матрица SWOT</i>
3. <i>Календарный план график</i>
4. <i>Сравнительная оценка характеристик разработки</i>
5. <i>Бюджет затрат НИ</i>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романюк В.Б.	к.э.н, доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ84	Цедрик Сергей Андреевич		

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Целью исследования диссертации заключается в модернизации эффективности внедрения струйного аппарата для перепуска затрубного газа, для повышения работы скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов.

Одной из основных проблем при эксплуатации установок погружных электроцентробежных насосов в условиях Западной Сибири является повышенное газосодержание на входе в насос, приводящее к срывам подачи и выходу из строя дорогостоящего оборудования. Для решения данной проблемы может быть применен эжектор. Основным показателем, характеризующим экономическую эффективность данного мероприятия, будет увеличение межремонтного периода, а вследствие этого дополнительная добыча нефти.

В данной главе проведена оценка перспективности и успешности научно-исследовательской работы.

Для достижения цели необходимо решить задачи такие как:

- анализ конкурентных технических решений
- планирование научно-исследовательских работ;
- расчет бюджета затрат;
- определение ресурсной эффективности исследования.

4.1. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

4.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Потенциальными потребителями результатов исследования являются коммерческие организации, специализирующиеся в нефтегазовой отрасли, в частности – нефтедобывающие компании. Для данных предприятий актуальным является решение задачи по совершенствованию техники и технологии функционирования УЭЦН, постановка задач исследования на базе анализа основных причин отказов вследствие избыточного свободного газа в

межтрубном пространстве, разработка технических средств, позволяющих перепускать свободный газ в колонну НКТ выше динамического уровня, и разработка рекомендаций для увеличения межремонтного периода работы скважин.

Таблица 4 – Карта сегментирования рынка

Размер компании	Направление деятельности		
	Проектирование строительства	Выполнение проектов строительства	Разработка оборудования
Мелкая	-	-	+
Средняя	-	+	+
Крупная	+	+	+

Проектирование и разработка вспомогательного оборудования играет не мало важную роль для эксплуатации нефтедобывающих скважин, так как от правильно подобранного оборудования и его рабочих параметров, зависит межремонтный период и увеличение добываемой нефти.

4.1.2 Анализ конкурентных технических решений

Существует множество способов снижения газа в затрубном пространстве. Однако, как показывает практика, регулирование давления газа в затрубном пространстве с помощью данных устройств не всегда эффективно, а часто и вовсе невозможно. Поэтому необходимо проводить систематический анализ, конкурирующих разработок для получения максимального эффекта при минимальных затратах.

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения. Для данного анализа строится оценочная карта.

Таблица 5 - Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Срок службы	0,12	5	3	4	0,6	0,36	0,48
2. Надежность	0,1	5	4	4	0,5	0,4	0,4
3. Простота эксплуатации	0,05	4	5	4	0,2	0,25	0,2
4. Ремонтопригодность	0,08	5	3	3	0,4	0,24	0,24
5. Удобство эксплуатации	0,05	4	4	5	0,2	0,2	0,25
6. Уровень шума	0,04	4	5	5	0,16	0,2	0,2
7.Повышение производительности	0,16	5	4	3	0,8	0,64	0,48
8. Безопасность	0,11	5	4	5	0,55	0,44	0,55
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность продукта	0,11	5	3	4	0,55	0,33	0,44
2. Уровень проникновения на рынок	0,09	5	4	3	0,45	0,36	0,27
3. Стоимость	0,03	4	5	4	0,12	0,15	0,12
4. Долговечность	0,06	5	3	4	0,3	0,18	0,24
Итого	1	56	47	48	4,83	3,75	4,05

Эти критерии основаны на выбранных объектах сравнения на основе их экономических и технических характеристиках разработки, создания и эксплуатации.

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot Б_i = 0,12 \cdot 5 + 0,1 \cdot 5 + \dots + 0,06 \cdot 5 = 4,83 \quad (21)$$

где К – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i -го показателя.

Исходя из данного анализа конкурентоспособность разработки равна 4,83, а у других двух аналогов 3,75 и 4,05 соответственно. Опираясь на полученные результаты, можно сделать вывод, что разрабатываемая модернизация установки электроцентробежного насоса с применением струйного аппарата(эжектора) на нефтедобывающей скважине является наиболее эффективной. Уязвимость конкурентов объясняется наличием таких причин, как меньшее увеличение производительности, более низкая устойчивость и надежность, высокая цена и низкий срок эксплуатации.

4.1.3 SWOT-анализ

Таблица 6 – Перекрестный SWOT-анализ

	Сильные стороны научно-исследовательского проекта: С1. Экономичность и энергоэффективность проекта. С2. Простота, надежность и низкая металлоемкость конструкции. С3. Более низкая стоимость. С4. Актуальность разработки. С5. Отсутствие вредного воздействия на окружающую среду	Слабые стороны научно-исследовательского проекта: Сл1. Отсутствие работающего прототипа. Сл2. Отсутствие рассчитанной математической модели проекта.
--	--	---

Возможности: В1. Повышение стоимости конкурентных разработок В2. Стабильный интерес к технологии В3. Получение гранта для дальнейших исследований;	Большой потенциал применения обуславливается введением системы управления, мало распространенной на территории РФ и находящейся на уровне лучших зарубежных аналогов. Использование рассмотренной схемы может увеличить добычу нефти больше чем на 95 тонн, так как требуется больший межремонтный период. Срок окупаемости предлагаемого технического решения от 2 до 3 лет, так как количество добываемой нефти в 2,7 раз больше	Санкции, наложенные на РФ, и высокий курс евро/доллара будут ограничивать появление новых иностранных технологий на российском рынке.
Угрозы: У1. Отсутствие спроса на новые технологии. У2. Развитая конкуренция.	Отсутствие спроса на новые технологии производства. Новая система управления и актуальность разработки не сказываются на спросе	Медленный ввод данной системы в эксплуатацию позволит переждать

УЗ. Сложность перехода на новую систему.		возможных скачков на рынке спроса.
--	--	------------------------------------

С помощью этих данных представляется возможным выявить проблемы, стоящие перед разработкой проекта, а также определить направление использования существующего потенциала для их разрешения. С учетом слабых и сильных сторон проекта, можно сказать, что современные высокие технологии позволяют выполнять разработку и модернизацию подобных технологий с учетом всех нюансов, однако для этого нужен квалифицированный персонал.

4.2. Планирование научно-исследовательских работ

4.2.1. Структура работ в рамках научного исследования

Для реализации поставленных задач необходимо:

- указать участников выполняемых работ
- указать продолжительность выполнения работ
- указать структуры работ в рамках научного исследования
- построить график проведения научных исследований

Тема выпускной квалификационной работы «Совершенствование УЭЦН для скважин, осложненных высоким газовым фактором». Для проведения научного исследования необходимо составить состав руководителей, инженеров и сформировать перечень основных этапов и работ. Порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 7.

Таблица 7 - Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Этапы работы	№ работы	Содержание работ	Должность исполнителя
Подготовка технического задания	1	Выбор темы исследования	Научный руководитель
	2	Составление и утверждение технического задания	
Выбор направления технического проектирования	3	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер
Расчеты и разработка внедрения технологий эжекторных	4	Изучение объекта исследования	Инженер
	5	Календарное планирование работ	Научный руководитель
	6	Описание условий эксплуатации	Инженер
	7	Изучение имеющихся вариантов	Инженер
	8	Разработка схемы	Инженер
	9	Построение модели	Инженер, научный руководитель
	10	Расчет показателей эффективности	Инженер, научный руководитель
	11	Анализ наработанного материала	Инженер, научный руководитель
Обобщение и оценка результатов	12	Оценка эффективности полученных результатов	Инженер совместно с

			научным руководителем
Оформление отчета по техническому проектированию	13	Составление пояснительной записки	Инженер
	14	Проверка выпускной квалификационной работы руководителем	Научный руководитель

4.2.2. Определение трудоемкости выполнения работ

Выполнение научной разработки зависит от множества факторов. Трудоемкость научной разработки оценивается экспертным путем в человеко-днях. Определение среднего значения трудоемкости $t_{ожі}$ используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{3 \cdot t_{mini} + 2 \cdot t_{maxi}}{5} \quad (22)$$

выполнения i -ой работы чел.-дн.;

t_{mini} – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

t_{maxi} – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_p , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы, так как удельный вес зарплаты в общей сметной стоимости научных исследований составляет около 55 %.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{q_i} \quad (23)$$

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

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

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

4.2.3. Разработка графика проведения научного исследования

Студенты, при выполнении дипломных работ в основном становятся участниками сравнительно небольших научных тем. Построение диаграммы Ганта помогает наглядно отобразить реализацию данного проекта. В виде ленточной диаграммы, в которой работы по теме представлены протяженными во времени отрезками с указанием начала и окончания выполнения данных работ.

Для более удобного построения графика, длительность каждого из этапов работ переводится из рабочих дней в календарные. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{кал} \quad (24)$$

Коэффициент календарности в 2019 году при шестидневной рабочей неделе, определяется по следующей формуле:

$$k_{кал} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}} = \frac{365}{365 - 68} = 1,23 \quad (25)$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;
 T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях; $k_{кал}$ – коэффициент календарности, где:

$T_{кал}$ – количество календарных дней в году;

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

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

Тогда длительность первой работы в календарных днях:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{кал} \quad (26)$$

Все рассчитанные значения сводим в таблицу 8.

Таблица 8 - Временные показатели проведения научного исследования

Название работы		Трудоемкость работ (чел-дни)			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях T_{pi}	Длительность работ в календарных днях T_{ki}
		t_{min}	t_{max}	$t_{ож}$			
1.	Выбор темы исследования	1	2	1,4	Руков., инжен.	0,7	0,86
2.	Составление и утверждение технического задания	1	2	1,4	Руков., инжен.	0,7	0,86
3.	Подбор и изучение материалов по теме	5	7	5,8	Инжен.	5,8	7,13
4.	Изучение объекта исследования	8	10	8,8	Инжен.	8,8	10,82
5.	Календарное планирование работ	1	2	1,4	Руков., инжен.	0,7	0,86
6.	Описание условий эксплуатации	4	5	2,9	Инжен.	2,9	3,567
7.	Изучение имеющихся вариантов	2	4	2,4	Инжен.	2,4	2,95
8.	Разработка схемы	5	6	5,4	Инжен.	5,4	6,64
9.	Проектирование модели и проведение экспериментов	10	15	12	Руков., инжен.	6	7,38
10.	Расчет показателей эффективности	3	5	3,8	Руков., инжен.	1,9	2,33
11.	Анализ наработанного материала	3	4	3,4	Руков., инжен.	1,7	2,1
12.	Оценка эффективности полученных результатов	3	4	3,4	Руков., инжен.	1,7	2,09
13.	Составление пояснительной записки	2	3	2,4	Инжен.	2,4	2,95

14.	Проверка выпускной квалификационной работы	2	3	2,4	Руков., инжен.	1,2	1,48
Итого		50	72	56,9	Итого	42,3	52,02

На основании таблицы 7 строим календарный план-график, представленный в таблице 8.

Таблица 9 - Календарный план-график

№	Вид работы	Исполнители	Т _{кi} (кал. дн.)	Продолжительность выполнения работ									
				Февраль			Март			Апрель			Май
				1	2	3	1	2	3	1	2	3	1
1	Выбор темы исследования	Руководитель, инженер	0,86										
2	Составление и утверждение технического задания	Руководитель, инженер	0,86										
3	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер	7,13										
4	Изучение объекта исследования	Инженер	10,82										
5	Календарное планирование работ	Руководитель, инженер	0,86										
6	Описание условий эксплуатации	Инженер	3,567										
7	Изучение имеющихся вариантов	Инженер	2,95										
8	Разработка схемы	Инженер	6,64										
9	Проектирование модели и проведение экспериментов	Инженер, руководитель	7,38										
10	Расчет показателей эффективности	Инженер, руководитель	2,33										
11	Анализ наработанного материала	Инженер, руководитель	2,1										
12	Оценка эффективности полученных результатов	Инженер, руководитель	2,09										
13	Составление пояснительной записки	Инженер	2,95										

Таким образом диаграмма Ганта позволила более качественно оценить и спланировать время работы исполнителей проекта. График составлен для научного руководителя и инженера, чтобы упорядочить и систематизировать технические работы.

4.3. Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

При планировании бюджета НТИ необходимо учитывать все виды расходов, затраченные на его выполнение. При формировании бюджета НТИ используются следующие затраты по статьям:

- материальные затраты;
- затраты на амортизацию оборудования;
- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы.

4.3.1. Расчет материальных затрат

Материальные затраты состоят из стоимости приобретаемого сырья и материалов, запасные части для ремонта, рем. комплекты, и прочие изнашивающиеся предметы.

Все материальные затраты определяются по формуле:

$$Z_m = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{расхi}, \quad (27)$$

где m – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

$N_{расхi}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м и т.д.);

C_i – цена приобретения единицы i -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт., руб./кг, руб./м и т.д.)

K_T – (коэффициент) транспортно-заготовительные расходы.

$$Z_m = (1 + 0,2) \cdot ((9 \cdot 36) + (30 \cdot 4) + (270 \cdot 3)) = 1504 \text{ руб.} \quad (28)$$

4.3.2. Затраты на амортизацию оборудования

На этом этапе учитываем затраты на программное обеспечение, которое необходимо для проведения исследования работы. Расчет бюджета затрат на приобретение ПО для научных работ представлен в таблице 9.

Таблица 10 - Расчет амортизации оборудования

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во единиц	Цена единицы, руб.	Общая стоимость, руб.
1	Программное электронное устройство (компьютер)	1	40000	40000
Итого				40000

В связи с длительностью использования, учитывается данная стоимость с помощью амортизации:

$$A = Cm \cdot \frac{1}{n} \cdot \frac{T_{\text{кал.инж}}}{T_{\text{кал}}} = 40000 \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{52}{365} = 2850 \text{ руб.} \quad (29)$$

4.3.3. Полная и дополнительная заработная плата исполнителей темы

Сумма заработной платы зависит от трудоемкости исполнителей и действующей системы тарифных ставок и окладов.

Полная заработная плата включает основную и дополнительную заработную плату и определяется как:

$$Z_{\text{полн}} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}} \quad (30)$$

где $Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата; $Z_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата.

Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов и тарифных ставок.

Размер основной заработной платы определяется по формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p \quad (31)$$

где $Z_{дн}$ - среднедневная заработная плата; T_p - суммарная продолжительность работ, выполняемая научно-техническим работником.

Месячная зарплата научно-технического работника определяется по формуле:

$$Z_M = Z_{окл} \cdot (1 + k_{пр}) \cdot k_p, \quad (32)$$

где $Z_{окл}$ - заработная плата по тарифной ставке; $k_{пр}$ - премиальный коэффициент, равный 0,3; k_p - районный коэффициент, для наших исследуемых зон возьмем усредненный 1,3.

Находим основную заработную плату руководителя НТИ:

$$Z_M = Z_{окл} \cdot (1 + k_{пр}) \cdot k_p = 30000 \cdot (1 + 0,3) \cdot 1,3 = 50700 \text{ руб.} \quad (33)$$

$$Z_{дн} = \frac{Z_M}{T_{k_{окл}}} = \frac{50700}{26} = 1950 \text{ руб.} \quad (34)$$

$$Z_{дн} = \frac{Z_M}{T_{k_{окл}}} = \frac{50700}{26} = 1950 \text{ руб.} \quad (35)$$

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p = 1950 \cdot 14 = 27300 \text{ руб.} \quad (36)$$

$$Z_{доп} = Z_{осн} \cdot 0,15 = 27300 \cdot 0,15 = 4095 \text{ руб.} \quad (37)$$

$$Z_{\Pi} = Z_{осн} + Z_{доп} = 27300 + 4095 = 31395 \text{ руб.} \quad (38)$$

По аналогии рассчитаем заработную плату инженера за данную исследовательскую работу:

$$Z_M = Z_{окл} \cdot (1 + k_{пр}) \cdot k_p = 20000 \cdot (1 + 0,3) \cdot 1,3 = 33800 \text{ руб.} \quad (39)$$

$$Z_{дн} = \frac{Z_M}{T_{k_{окл}}} = \frac{30420}{26} = 1300 \text{ руб.} \quad (40)$$

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p = 1300 \cdot 42 = 54600 \text{ руб.} \quad (41)$$

$$Z_{доп} = Z_{осн} \cdot 0,15 = 54600 \cdot 0,15 = 8190 \text{ руб.} \quad (42)$$

$$Z_{доп} = Z_{осн} \cdot 0,15 = 54600 \cdot 0,15 = 8190 \text{ руб.} \quad (43)$$

$$З_{\Pi} = З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}} = 54600 + 8190 = 62790 \text{ руб.} \quad (44)$$

4.3.4. Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Страховые отчисления рассчитываются по установленным законодательством Российской Федерации нормам органами государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется по формуле:

$$З_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}) = 0,30 \cdot (81900 + 12285) = 28255 \text{ руб.} \quad (45)$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды.

В соответствии с Федеральным законом от 01.01.2017 гл.34 НК РФ размер страховых взносов равен 30%.

Таблица 11 - Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель	27300	4095
Инженер	54600	8190
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,30	
Отчисления во внебюджетные фонды		
Руководитель	8190	
Инженер	16380	

4.3.5. Накладные расходы

Накладные расходы включают в себя затраты, не включенные в предыдущие статьи расходов. Они определяются по следующей формуле:

$$\begin{aligned} З_{\text{накл}} &= k_{\text{нр}} \cdot З_{\text{проч}} = 0,16 \cdot (81900 + 12285 + 28255 + 2850) \\ &= 20052 \text{ руб.} \end{aligned} \quad (46)$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы равный 16%.

4.3.6. Формирование бюджета затрат НТИ

Существует нижний предел затрат, он определяется научной организацией. Предел затрат на разработку научно- технического исследования.

Таблица 12 - Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.	Доля в %
1. Материальные затраты	1504	1,02
2. Затраты на основную заработную плату исполнителей темы	81900	55,7
3. Затраты на дополнительную заработную плату исполнителей темы	12285	8,3
4. Отчисления во внебюджетные фонды	28255	19,2
5. Амортизация	2850	1,9
6. Накладные расходы	20052	13,6
Итого бюджет затрат НТИ	146846	100

4.4. Определение ресурсоэффективности проекта

Ресурсоэффективность научной разработки можно определить по формуле:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i \quad (47)$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности;

a_i – весовой коэффициент разработки;

b_i – балльная оценка разработки, определяется экспертным путем по выбранной шкале оценивания.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности представлен в таблице 13.

Таблица 13 - Сравнительная оценка характеристик разработки

Критерии	Весовой коэффициент	Балльная оценка разработки
1. Срок службы	0,18	5

2. Надежность	0,12	5
3. Простота эксплуатации	0,08	4
4. Ремонтопригодность	0,12	5
5. Удобство эксплуатации	0,09	4
6. Уровень шума	0,06	4
7.Повышение производительности	0,22	5
8. Безопасность	0,13	5
Итого	1,00	37

Интегральный показатель ресурсоэффективности для исследуемой разработки:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i = 0,18 \cdot 5 + 0,12 \cdot 5 + \dots + 0,13 \cdot 5 = 4,77 \quad (48)$$

Выводы по разделу:

Рассчитанная оценка ресурсоэффективности разработки является достаточно высокой (4,77), что говорит об эффективности реализуемой разработки с позиции ресурсной эффективности.

В итоге была доказана конкурентоспособность данного способа по внедрению струйного аппарата. был разработан график занятости, который ограничил выполнение работы в 52 дня. Также был посчитан бюджет НТИ равный 146846 руб, большая часть которого тратится на зарплаты исполнителей проекта.

Оценка предложенного мероприятия показала, что установка эжектора увеличивает среднюю наработку на отказ, что положительно влияет на стоимость одной тонны добытой нефти. Так же увеличивается и количество добытой нефти на одну скважину. Так как данное технологическое решение имеет положительный экономический эффект, его применение является рациональным и рентабельным.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ84	Цедрик Сергею Андреевичу

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Тема ВКР:

Совершенствование электро-центробежных насосов для скважин, осложненным высоким газовым фактором

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: электроцентробежные насосы Область применения: нефтяные и газовые скважины
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: • специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; • организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	Законодательные и нормативные документы по теме: • ПБ 08-624-03. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. • ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования. • Конституция Российской Федерации.
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Вредные и опасные факторы: • отклонение показателей климата на открытом воздухе; • повышенный уровень шума и вибрации; • загазованность воздуха рабочей зоны; • утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу; • повышенная загазованность рабочей зоны; • недостаточная освещенность; • опасность поражения электрическим током; • опасность механических повреждений; • пожароопасность.
3. Экологическая безопасность:	Атмосфера: выброс вредных и токсичных веществ. Гидросфера: загрязнение водоемов при бурении и эксплуатации нефтяных скважин. Литосфера: изменения почвенной среды ландшафта.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Возможные ЧС: лесные пожары, взрывы.

	Наиболее вероятные ЧС: аварии в результате ГНВП на кустовой площадке добывающих скважин.
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
2БМ84	Цедрик Сергей Андреевич		

5. Социальная ответственность

Социальная ответственность – это сознательное отношение субъекта социальной деятельности к требованиям социальной необходимости. При разработке новых решений должно обеспечиваться: исключение несчастных случаев; защиту здоровья работников; снижение вредных воздействий на окружающую среду; экономное расходование не возобновляемых природных ресурсов [29].

В магистерской диссертации производится исследование и обоснование решений по применению струйных аппаратов для перепуска затрубного газа, что в свою очередь поможет увеличить межремонтный период и добычу нефти. Избыточное количество газа между насосно-компрессорными трубами и обсадной колонной может привести к срыву потока, полной остановки добычи нефти, проявлению ГНВП и загазованности.

Целью данного раздела является оценка условий труда, анализ вредных и опасных факторов, разработка мер защиты от них, также рассмотрение вопросов техники производственной, экологической безопасности, безопасности в чрезвычайных ситуациях, пожарной профилактики и охраны окружающей среды.

Работы проводятся на открытых кустовых площадках. На месторождении преобладает континентальный климат. Практически вся Северо-Восточная Сибирь лежит в пределах арктического и субарктического климатических поясов. Лето прохладное, а зима холодная.

В качестве персонала в данном разделе рассматривается оператор добычи.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Рабочая область должна соответствовать требованиям, которые учитывают удобное выполнение работ в положении сидя или стоя или в обоих положениях. Компонировка рабочей зоны должна быть спроектирована для

удобного выполнения трудовых обязанностей оператора. Так как основная рабочая зона оператора - это кустовая площадка, то расположение объектов на ней должно соответствовать утверждённой принципиальной схеме, разработанной с учётом особенностей производственных условий и удобства работы с оборудованием, входящим в нее. Основным оборудованием кустовой площадки являются УЭЦН (установки электроцентробежных насосов), включающие электродвигатель и центробежный насос.

Добыча нефти должна производиться под постоянным контролем операторов добычи. Поэтому объект работает вахтовым методом в непрерывном режиме в две смены, 12-ти часовой рабочий график. Вахтовый метод работы. Поэтому необходимо создавать благоприятные условия для труда. Для этого на месторождениях необходимо постоянное соблюдение условий и охраны труда, экологическая безопасность, мероприятия по снижению риска получения травм сотрудника. Все требования должны соблюдаться согласно Федеральному закону от 21.07.1997 №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».

Для работников, выезжающих в районы крайнего Севера и приравненные к ним местности:

- Устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях
- Предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих. В районах крайнего Севера – 24 календарных дня, в местностях, приравненных к районам крайнего севера -16 календарных дней.
- За работу во вредных условиях предоставляется дополнительный отпуск в размере 9 календарных дней.

Отдельные нормативные акты содержат положения о размере доплат за работу во вредных условиях труда. Так, постановлением Министерства труда РФ от 25 апреля 1995 года N 25 рекомендовано при оплате труда работников организации внебюджетной сферы экономики тарифные ставки (оклады) на работах с тяжелыми и вредными условиями труда увеличивать по сравнению с тарифными ставками (окладами) для аналогичных работ с нормальными условиями труда на 12%, а на работах с особо тяжелыми и особо вредными условиями труда — на 24%.

Компенсационные выплаты, связанные с режимом работы с условиями труда — выплаты, установленные в соответствии с инструкцией Госкомстата РФ "О составе фонда заработной платы и выплат социального характера" от 10 июля 1995 г. № 89 включают выплаты, связанные с районным регулированием заработной платы, доплаты за работу во вредных и опасных условиях труда и на тяжелых работах, оплату работы в выходные и праздничные дни, оплату сверхурочной работы, оплату работникам за дни отдыха (отгулы), предоставленные в связи с работой сверх нормальной продолжительности рабочего времени, в случаях установленных законодательством, выплату разницы при временном замещении, компенсации за неиспользованный отпуск, оплату льготных часов подростков и т.д.

Первостепенное значение при охране труда и техники безопасности при эксплуатации установки электроцентробежного насоса уделяется соблюдению «Правил безопасности при эксплуатации электроустановок».

5.2 Производственная безопасность

На предприятиях рабочие могут подвергаться воздействию различных опасных и вредных производственных факторов.

В данном разделе будут проанализированы вредные и опасные факторы, из ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» которые могут возникать при работе оператора добычи нефти и газа на кустовых площадках [30].

**Таблица 14 – Опасные и вредные факторы при эксплуатации фонда
скважин**

Факторы (Гост 12.0.003-2015) [30]	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовлен ие	Эксплуатация	
Отклонение показателей климата на открытом воздухе	+	+	+	Требования к воздуху рабочей среды устанавливаются: ГОСТ 12.1.005–88 [31]; Требования к уровню шума устанавливаются: ГОСТ 12.1.003–2014 [32]; Требования к вибрации устанавливаются: ГОСТ 12.1.012–2004 [33]; Классификация и требования к вредным веществам приведены в ГОСТ 12.1.007–76 [34]; Требования к уровню освещения устанавливаются: СНиП 4156 – 86 [35], СНиП 23-05-95 [36]; Предельно допустимые значения напряжений устанавливаются: ГОСТ 12.1.038–82 [37]; Требования безопасности для предотвращения механических повреждений устанавливаются: ГОСТ 12.2.003-74 [38]; Требования пожарной безопасности устанавливаются: СНиП 2.09.04.87 [39]; ГОСТ 12.1.004-91 [40].
Повышенный уровень шума и вибрации	+	+	+	
Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу	-	-	+	
Повышенная загазованность рабочей зоны	-	-	+	
Недостаточная освещенность	+	+	+	
Опасность поражения электрическим током	+	+	+	
Опасность механических повреждений	-	+	+	
Пожароопасность	-	-	+	

5.2.1 Анализ вредных производственных факторов

Вредные производственные факторы оказывают воздействие на работника, которые могут привести к его заболеванию, снижению работоспособности и другим последствиям, отрицательно влияющим на

человека и выполнение его работы.

Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Климат на Севере может достигать низких температур от минус 15°C до минус 35°C иногда ниже. Вероятность заболевания гриппом, ОРВ, ОРЗ, обморожение конечностей при таких температурах велика. Поэтому в целях предупреждения заболеваний на открытом воздухе установлены предельные значения температур, при которых запрещено производить работы: без ветра: - 37 °С; при скорости ветра до 5 м/с: - 36 °С; от 5 до 10 м/с: - 35 °С; свыше 10 м/с: - 33 °С. При температуре окружающего воздуха - 11 °С и ниже, работающим на открытом воздухе и в необогреваемых закрытых помещениях, предоставляются перерывы для обогрева в специально отведенных помещениях. Требования приведены в ГОСТ 12.1.005 – 88 [31].

В зависимости от времени года рабочим необходимо выдавать спецодежду. В зимний период: шапка-ушанка, маски, утепленную обувь, ватные штаны и рукавицы. Летом - роба х/б, сапоги, спецобувь, каска, солнцезащитные очки, перчатки, средства защиты от насекомых.

Повышенный уровень шума и вибрации

При работе на кустовых площадках источниками повышенного шума являются многие производственные процессы (работа производственного оборудования, установки электроцентробежных насосов, спускоподъемные операции и другие). Уровень шума выше нормированных значений оказывает неблагоприятное воздействие на здоровье человека. Длительное воздействие шума снижает остроту слуха, может являться причиной его потери, изменяет кровяное давление, ухудшает зрение, нарушает координацию движений, влияет на нервную систему. Согласно системам стандартов безопасности труда, нормированный уровень шума для человека составляет 80 дБ, в узле редуцирования газа шум колеблется в пределах 105-110 дБ [32]. Основным способом борьбы с повышенным шумом является применение СИЗ для органов слуха (беруши, наушники, заглушки).

Согласно ГОСТ 12.1.012–2004 технологическая норма уровня виброскорости составляет 92 дБ, при частоте в 63 Гц [33]. На рабочем месте оператора добычи уroveň вибрации составляет около 30 дБ, что не превышает норму. Однако при работе на спецтехнике необходимо использовать резиновые перчатки для снижения вибрации на тело.

Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу

Химические вещества, технологические операции на кустовых площадках оказывают в разной степени неблагоприятное воздействие на организм человека. К таким веществам относятся, в первую очередь, природный газ, одорант и метанол. Природный газ состоит из метана, этана, пропана, бутана, водорода, окиси углерода, азота, углекислого газа, кислорода и вредных примесей (сероводорода, синильной кислоты). К веществам, неблагоприятно влияющим на здоровье человека, можно отнести: углеводороды, углекислый газ, сероводород, синильную кислоту. В качестве одоранта используют меркаптаны (чаще этилмеркаптан), ПДК и класс опасности которых также приведены в ГОСТ 12.1.007–76 [34].

Вышеперечисленные вещества можно классифицировать как яды, взаимодействие с которыми может привести к различным пагубным последствиям для здоровья, таким как тошнота, недомогание, повышение температуры, затруднение дыхания, раздражение слизистых.

Повышенная загазованность рабочей зоны

Работы, проводимые в местах, где возможно образование концентрации вредных газов, пыли и паров в воздухе выше допустимых норм, работникам необходимо выдавать СИЗОД [35].

СИЗОД выдаются каждому сотруднику индивидуально, подбираются по размерам и хранятся в своей ячейке. На ячейке и противогазе должны быть указаны фамилия владельца, марка и размер маски. В технических паспортах и инструкциях по эксплуатации должны быть указаны даты и сроки проверки оборудования на исправность.

В местах повышенной загазованности вывешиваются предупредительные знаки «Газоопасно», «Проезд запрещен», «Опасно» и др.

Газоопасные работы можно проводить только по наряду допуску, где указывается список лиц, которые могут проводить работы. К работам допускаются только лица достигшие совершеннолетия, после прохождения медицинского освидетельствования, проведения первичного инструктажа, сдачи ежегодного экзамена. Работы должны быть утверждены в плане проведения газоопасных работ.

При газоопасных работах необходимо применение газозащитных средств (Шланговые и фильтрующие противогазы, изолирующие респираторы).

Недостаточная освещенность.

Освещённость объектов нефтяной промышленности должна удовлетворять СНиП 4156 – 86 «Санитарные правила для нефтяной промышленности» [36]. Освещенность рабочих мест должна быть равномерной и исключать возникновение слепящего действия осветительных приспособлений на работающих. Производство работ в неосвещенных местах не разрешается. Во всех производственных помещениях, кроме рабочего, необходимо предусматривать аварийное освещение, а в зонах работ в ночное время на открытых площадках - аварийное или эвакуационное освещение. Светильники аварийного и эвакуационного освещения должны питаться от независимого источника. Вместо устройства стационарного аварийного и эвакуационного освещения разрешается применение ручных светильников с аккумуляторами. Освещённость рабочей зоны должна быть не ниже 30 лк согласно СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение» [37].

5.2.2 Анализ опасных производственных факторов

Опасность поражения электрическим током

Опасность поражения электрическим током возможна при работе с любым электрооборудованием. На таких объектах как кустовая площадка

электробезопасности следует уделять особое внимание, так как в воздухе рабочей зоны возможно появление взрывопожароопасных веществ, при определенной концентрации которых в воздухе и появлении искры возможен взрыв или возгорание.

Использование скважины с УЭЦН Характеризуется наличием высокого напряжения в силовом кабеле. При возникновении каких-либо неисправностей эл. оборудования, эл. сетей или несоблюдения правил техники безопасности существует опасность поражения электрическим током рабочего персонала.

На производстве необходимо, что бы электрооборудование имело исправную взрывозащиту, проходить плановое ТО согласно графика ППР. В «Журнале осмотра взрывозащищенного оборудования» нужно указать виды проведенных работ с отметкой производивших эти работы.

Все электрооборудование должно иметь заземление. К сети заземления должны быть присоединены корпуса электродвигателей, аппаратов, каркасы щитов, кабельные конструкции согласно ГОСТ 12.1.038–82 [38].

К средствам защиты от поражения электрическим током относятся:

- 1) Защитные перчатки (не менее 35 см в длину, чтобы было удобно надевать поверх шерстяных перчаток)
- 2) Ботинки, предназначенные для защиты от земного и шагового напряжения
- 3) Подставки из стекла, дерева, фарфора
- 4) Щиты для временных ограждений электроустановок.

Механические повреждения

На кустовом участке, опасность предоставляют: движущиеся машины, механизмы, передвигающиеся изделия, острые кромки, стружка, шероховатости, наледь, падение предметов представляют механические повреждения на производстве.

Согласно ГОСТ 12.2.003-74 Применение козырьков, щитов, кожухов,

барьеров, предупреждающих знаков, предохранительных устройств по повышенному давлению являются необходимыми средствами защиты от механических повреждений [39]. Выполнение техники безопасности и применение СИЗ (спецодежда, каска, перчатки, обувь с металлическим наконечником, очки) снижают риск травматизма на производстве. Необходимо следовать правилам безопасности и при работе на площадках, находящихся выше уровня земли.

Для поддержания давления в нормативных пределах необходима установка оборудования для отслеживания давления – манометров, оборудования для поддержания давления в рабочем диапазоне – предохранительные клапаны и регуляторы давления. Также особое внимание следует уделять состоянию трубопроводов и оборудования, не допускать коррозии и других повреждений, своевременно производить осмотры и ремонты, заменять неисправные и выработавшие свой ресурс системы.

Пожаробезопасность

При перекачке и добыче нефти из скважины могут выделяться взрывоопасные, пожароопасные и токсичные вещества (нефть, сероводород, природный газ, диэмульгаторы, реагенты, смазочные вещества) в соответствии со СНиП 2.09.04.87 данное производство отнесено к классу В-1Г и В-1 [40].

Методы снижения взрывопожароопасности:

1. исключение появления источников утечки вредных веществ (соблюдение правил эксплуатации, противокоррозионная защита, своевременная замена уплотнений оборудования и запорной арматуры).
2. вентилирование помещений, в которых возможно появление взрывопожароопасных веществ, для снижения их концентрации в воздухе рабочей зоны.
3. применение молниезащиты
4. применение газоанализаторов для контроля загазованности.

5. использование электрооборудования во взрывобезопасном исполнении.
6. использование инструмента в искробезопасном исполнении.
7. использование приборов КИПиА для контроля технологического процесса
8. подземные емкости должны быть оборудованы огнепреградителями
9. все металлические и электрические части должны быть с заземлением

Основные причины возникновения пожаров на месторождении:

- пренебрежение техникой безопасности
- неосторожное обращение с огнем
- нарушение режима технологического процесса
- неудовлетворительное состояние электромеханических устройств

На случай возникновения ситуации, когда предотвратить появление пожара всё же не удалось, на территории кустовой установки должны находиться первичные средства пожаротушения: емкость с песком, ведро, лопата, багор, асбестовые покрывала, ручные огнетушители. Должны быть установлены планы эвакуации персонала.

Нормативные документы, регулирующие пожарную безопасность на предприятии, осуществляющем строительно-монтажные работы, являются: ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. «Пожарная безопасность. Общие требования».

5.3 Экологическая безопасность

В соответствии с действующими законами, постановлениями и положениями Правительства РФ во всех проектных документах по разработке Линейного месторождения должны быть предусмотрены и реализованы на практике экологические исследования района работ и основные организационно-технические мероприятия, обеспечивающие безопасность

населения, охрану недр, окружающей среды от возможных вредных воздействий, связанных с эксплуатацией залежи нефти.

Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду

Защита атмосферы

Загрязняющие вещества при бурении, добыче, подготовки и транспорта нефти могут попадать в атмосферу при сгорании на факельном хозяйстве попутного нефтяного газа, нарушениях в работе оборудования, износе уплотнений, повышения давления в трубопроводе и оборудовании выше допустимых пределов, вследствие чего часть газа сбрасывается в атмосферу через свечу путем открытия предохранительных клапанов, испарения части одоранта во время его перемещения из емкости, в которой он транспортировался в емкость его хранения. Источниками выбросов могут являться: печи подогрева нефти, котельные, системы вентиляции помещений, ДВС.

В атмосферу попадают вещества 1-4 класса опасности:

- углеводороды- вызывают острые и хронические отравления, 4 класс опасности;
- сернистый ангидрит - оказывает токсическое воздействие, 3 класс опасности;
- окись азота - оказывает действие на ЦНС, 2 класс опасности;
- двуокись азота - вызывает раздражающее действие на легкие, 2 класс опасности.

Для минимизации выбросов в атмосферу на предприятии проводится проверка всех сварных соединений, защита от коррозии, герметизация оборудования. Сосуды, трубопроводы, емкости должны быть оборудованы предохранительными клапанами, для сброса избыточного давления. Во время аварийных ситуаций продукты переработки и нефть перекачиваются в дренажные емкости. Вновь введенное оборудование и трубопроводы

подвергаются гидроиспытаниям. Для уменьшения сгорания попутного газа на факел, необходимо утилизировать его на нужды промысла.

Защита гидросферы

На кустовом участке некоторые загрязняющие вещества, такие как, например, метанол, масла, одорант, могут нанести вред гидросфере, попав в сточные воды. Причиной этого могут послужить ремонтные работы, несоблюдение правил эксплуатации оборудования, износ уплотнений оборудования, сосудов, запорной арматуры, аварии.

При бурении нефтяных скважин и эксплуатации основными загрязнителями вод являются нефть, буровой раствор, химические реагенты, минеральные соли, механические примеси.

На месторождении должен применяться ряд мер, по предотвращению выбросов нефти в водоемы. Запрещается сброс сточных вод в водохранилища. Система сбора, хранения и транспортировки продукции должна быть герметична. Переходы трубопроводов должны быть выполнены в подземном исполнении.

Защита литосферы

При осуществлении любой производственной деятельности на литосферную среду оказывается негативное воздействие, связанное с образованием большого количества отходов производства.

При бурении и эксплуатации нефтяной скважины негативное воздействие на литосферу оказывает вырубка леса для постройки месторождения. При аварийном разливе нефти изменяется состав почвы, который оказывает негативное влияние.

Для снижения влияния разработки месторождения необходимо выполнять строительные работы в строго отведенных местах, а полученную древесину использовать на нужды производства. Незамедлительно необходимо ликвидировать отходы производства, для предотвращения загрязнения земель.

5.4 Меры безопасности в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация - это обстановка на определённой территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, распространения заболевания, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

На объекте могут возникнуть различные ЧС. К природным можно отнести: пожары, метели, наводнения. К производственным относятся: прекращение подачи электроэнергии, пожар, взрыв, нарушение герметичности аппаратов и трубопроводов - это приводит к загазованности, утечки нефтепродуктов и повлечь за собой отравление персонала или возгорание.

Наиболее распространённым видом ЧС является авария, связанная с разгерметизацией обвязки фонтанной арматуры (ГНВП). Причиной этой аварии является: некачественное сварное соединение, утонение стенки трубопроводов, коррозия, механические повреждения, заводские дефекты.

Действия производственного персонала по спасению людей, ликвидации ГНВП:

1. сообщить об аварии непосредственному руководителю;
2. оповестить об аварии руководителей и специалистов согласно списку оповещения;
3. оценив обстановку, в зависимости от степени опасности, дать распоряжение о вызове требуемых для ликвидации специалистов;
4. определить опасную зону;
5. вывести людей, не занятых ведением технологического процесса и не участвующих в ликвидации аварии из опасной зоны;
6. выставить посты, предупредительные знаки на путях возможного появления людей и техники;
7. оказать первую помощь пострадавшим;

8. вывести технику за пределы территории куста скважин или заглушить;
9. отсечь аварийный участок, закрыть задвижки на скважине и в АГЗУ;
10. произвести сброс давления с поврежденного участка;
11. приступить к ремонтно-восстановительным работам;
12. при возникновении отрытого фонтана вызвать аварийную бригаду по ликвидации открытых фонтанов.

Дальнейшие работы производить под руководством штаба по ликвидации открытых фонтанов.

Для предотвращения и быстрой ликвидации аварий, которые могут возникнуть на объектах нефтедобычи, составляются планы по ликвидации возможных аварий (ПЛВА). ПЛВА составляются в соответствии с Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности.

Выводы по разделу

Таким образом, в данном разделе были рассмотрены правовые вопросы обеспечения безопасности для лиц, работающих на кустовых площадках, приведены организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. Также были проанализированы опасные и вредные производственные факторы, обоснованы мероприятия по их устранению; изучены вопросы, касающиеся влияния работ на экологическую безопасность и безопасность в чрезвычайных ситуациях. Производственная работа на нефтедобывающей кустовой площадке организована в соответствии со всеми требованиями и нормами и не нуждается в улучшении и совершенствовании.

Заключение

Одним из осложняющих факторов, негативно оказывающих влияние на работу центробежных насосов, является высокое значение газового фактора. Негативное влияние свободного газа на насосное оборудование давно известно. При содержании свободного газа в центробежном насосе возможно снижение производительности и КПД насоса, может произойти срыв подачи по газу. Рассмотренные различные технологии по борьбе с влиянием высокого газового фактора: применение предвключенных устройств (газосепараторы, диспергаторы, мультифазные насосы). Перспективной технологией добычи нефти является применение тандемной установки струйного аппарата и УЭЦН, обеспечивающих стабильную работу при высоких значениях газового фактора и обводненности.

Внедрение струйных аппаратов на добывающих скважинах, что применение эжектора на скважинах, эксплуатируемых установками электроцентробежных насосов, позволяет получить ощутимый прирост дебита нефти. Применение данного оборудования позволило увеличить время наработки центробежных насосов, снизить количество простоев скважины и тем самым повысить добычу нефти.

Подводя итог данной выпускной работы можно сделать вывод о том, что в настоящее время проблема с отказами центробежных насосов еще не решена полностью и требует дальнейшего изучения. В выпускной магистерской работе были достигнуты поставленные с цели, также был предложен вариант повышения эффективности центробежного насоса при высоком значении газового фактора.

Список литературы:

1. Дроздов А.Н. Технология и техника добычи нефти погружными насосами в осложнённых условиях: Учебное пособие для вузов. – М.: РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2008. – с. 616.
2. Маркелов Д. В. центробежная сепарация газа и твердых частиц в центробежных устройствах погружных насосных установок для добычи нефти. - Дис.... Канд. тех. Москва, 2007. -118 С.-2007.
3. Сарачева Д. А., Вахитова Р. И., Уразаков К. Р. Расчет параметров струйного устройства для отбора нефтяного газа\ //Известия Тульского государственного университета. Науки о земле. – 2020. – №. 1.
4. Рабаев Р. У., Белозеров В. В., Молчанова В. А. Методы утилизации попутного затрубного нефтяного газа //Нефтегазовое дело. – 2019, №. 2. – С. 88-93.
5. Топольников А. С. и др. Методика расчета параметров струйного насоса при совместной эксплуатации с ЭЦН //Сетевое издание «Нефтегазовое дело». – 2011. – №. 3. – С. 134-146.
6. Дроздов А.Н. Технология и техника добычи нефти погружными насосами в осложнённых условиях: Учебное пособие для вузов. – М.: РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2008. – с. 616.
7. Зейгман, Ю.В. Оптимизация работы УЭЦН для предотвращения образования осложнений / Ю.В. Зейгман, А.В. Колонских // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2005. №2. URL: http://ogbus.ru/authors/Zeigman/Zeigman_1.pdf.
8. Максимов В.П. Работа погружного центробежного насоса на водонефтегазовых смесях / Максимов В.П., Антропов А.Д., Голиков В.И. // Нефтепромысловое дело, 1969, № 5, с. 9 - 11.
9. Ляпков П.Д. Методика исследования структуры потока газожидкостной смеси в каналах центробежного насоса. - Тр. /МИНХ и ГП, 1972, вып. 99, с. 100 - 106.
10. Муравьев И.М., Мищенко И.Т. Экспериментальное

исследование работы ступени погружного центробежного электронасоса при перекачке вязких газожидкостных смесей. - Нефтяное хозяйство, 1966, № 10, с. 51 - 54.

11. Каплан Л.С. Эксплуатация осложнённых скважин центробежными электронасосами / Каплан Л.С., Семёнов А.В., Разгоняев Н.Ф // – М.: Недра, 1994. – 190 с.

12. Мищенко, И.Т. Скважинная добыча нефти: Учебное пособие для вузов / И.Т. Мищенко. - М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003.-816 с.

13. Сарачева Д.А. Совершенствование электроцентробежных насосных установок для скважин, осложненных высоким газовым фактором: дис. канд. наук. / Сарачева Д.А. –Уфа, 2016. – 124 с.

14. Подлив дегазированной жидкости для борьбы с вредным влиянием газа на работу погружного центробежного электронасоса /Алибеков Б.И., Листергартен Л.Б., Пирвердян А.М. - Изв. вузов. Нефть и газ, 1963, №8, с.51 - 55.

15. Агеев Ш.Р. Конический насос как средство повышения эффективности работы и надёжности ЭЦН при откачке газожидкостной смеси.

16. «Нефтяное хозяйство». – 2003. - №12. – С.60-61.

17. Газосепараторы EZ-Line. Техническое описание. – Тюмень.: ООО

18. Гафуров О.Г. Влияние дисперсности газовой фазы на работу ступени погружного электроцентробежного насоса. - Тр. /БашНИПИнефть, 1973, вып.34, с.36 - 49.

19. Репин, Н.Н. Технология механизированной добычи нефти / Н.Н. Репин, В.В. Девликамов, О.М. Юсупов. - Москва: Недра, 1976. -176с.

20. «Технологическая компания Шлюмберже», 2010. - 5с

21. Пещеренко М.П., Перельман О.М., Рабинович А.И., Каплан А.Л. Повышение эффективности эксплуатации УЭЦН путем применения

мультифазных насосов // Бурение и Нефть. – Москва, 2014. – №4. – 56-60.

22. Пещеренко С.Н., Долгих А.П. Области применения мультифазных насосов и газосепараторов // Нефтегазовая Вертикаль. - 2010.- №11. – С.66.

23. Снарев А.И. Расчеты машин и оборудования для добычи нефти и газа. – Москва, 2010. - 224 с.

24. Дроздов А.Н. Опыт применения и перспективы развития насосно-эжекторных систем // Территория НЕФТЕГАЗ. – Москва, 2012. – №2. – 8689.

25. Шурыгин М.Н., Лавриненко А.А., Пономарёв А.С. Анализ проблем использования насосно-эжекторных систем в нефтегазовой отрасли // Территория НЕФТЕГАЗ. – Москва, 2015. – №10. – 80-87

26. Применение насосно-эжекторных систем «Тандем» на нефтяных месторождениях Российской Федерации /Дроздов А.Н.и др. // Нефтепромысловое дело. 2004. №3. С.31-46.

27. Молчанова В.А., Топольников А.С. Исследование эффективности устройства для откачки газа из затрубного пространства // Нефтепромысловое дело. 2007. №10. С.34-40.

28. Методика расчета параметров струйного насоса при совместной эксплуатации с ЭЦН /Топольников А.С. и др. // Нефтегазовое дело. 2011. №3. С.134-146.

29. Коротков Э. М., Александрова О. Н., Антонов С. А. Корпоративная социальная ответственность //М.: Юрайт. – 2013. – Т. 448.

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

31. ГОСТ 12.1.005 – 88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

32. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности

33. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования

34. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
35. СНиП 4156 – 86. Санитарные правила для нефтяной промышленности [Электронный ресурс]: URL:https://ohranatruda.ru/ot_biblio/norma/246702/
36. СНиП 23-05-95. Естественное и искусственное освещение. [Электронный ресурс]: URL:<http://docs.cntd.ru/document/871001026>
37. ГОСТ 12.1.038-82 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов
38. ГОСТ 12.2.003-74. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс]: URL: <http://docs.cntd.ru/document/901702428>
39. СНиП 2.09.04-87 Административные и бытовые здания. [Электронный ресурс]: URL: <http://docs.cntd.ru/document/5200093>
40. ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожарная безопасность. Общие требования

Приложение А
(справочное)

**Improvement of electrical submersible pumps for wells
complicated by high gas-oil ratio.**

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ84	Цедрик Сергей Андреевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Саруев Л. А.	Д.Т.Н.		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Макаровских А.В.	-		

Introduction

At present the main method of oil production in Russia is the operation of wells with electrical submersible pumps (ESP). This is due to the fact that in the conditions of the need for maximum oil extraction and increasing water availability of deposits, they have the following advantages compared to other methods of production (high productivity, ease of installation and maintenance, a relatively long repair period, etc.). However, when operating wells equipped with ESP, oil companies face various difficulties such as unstable operation of installations in complicated conditions, due to many factors [1].

The high activity of formation fluid, which is a multi-component medium consisting of oil, free and dissolved gas, as well as deposit water, is one of the reasons for equipment failures in wells where production occurs using a pump. The short service life of the equipment is the reason for increasing its weight and dimensions, reducing allowable loads, and frequent repairs [2]. All this affects the increase of maintenance costs, development and manufacturing of equipment, affects the amount of oil produced, and increases the cost of the finished product.

The annular gas accumulated in the annular space is released to the surface when oil rises in exploitation wells (between the flow strings and the casing string). An excessive amount of this gas leads to undesirable consequences in the operation of wells such as dynamic level increase in the well and the formation of gas hydrates.

In the presence of free gas in the extracted products, the pressure and, accordingly, the efficiency of the electrical submersible pump installation may decrease, the equipment overheats due to insufficient cooling, risks of capacity failure and in-shift downtime occur leading to premature equipment failures. With an increase of the amount of free gas, the number of required ESP stages increases, their pressure characteristics decrease causing a decrease in the draw-down pressure exerted on the formation, and leads to a decrease in the well flow rate. New technologies and equipment are being developed and implemented to minimize the number of equipment failures, increase the oil recovery factor, and stabilize the operation of the ESP in conditions complicated by the gas-oil ratio.

The objective of the thesis is to analyze the performance of production wells equipped with ESP in conditions of high gas content and to offer current methods and technologies aimed at improving the efficiency of their operation in the fields of Western Siberia.

Literature review

When performing the master's thesis, various scientific and educational sources were used as well as existing methods were analyzed and modern technological schemes were studied.

The textbook "Downhole pumping units for oil production" by Ivanovsky V. N., Darishchev V. I., Sabirov A. A., Kashtanov V. S., Pekin S. S. contains the data on installations with electrical submersible pumps as well as on the equipment of downhole pumping units with submerged electric drive, downhole hydraulic drive, jet pumps, mud-pulse pumps, hydraulic piston pumps, screw pumps and sucker rod pumping units used for oil production. The book contains parameters and diagrams of equipment used for oil wells maintenance, produced by the best engineering firms in Russia and abroad. In their book the authors described how to select the necessary equipment and calculate its operating parameters. Recommendations on how to choose the right machines and mechanisms to meet the specified requirements when performing the technical process are also given. The book is assumed to be used by the students of technical universities that belong to the oil-producing sphere, studying under the program "Machinery and equipment of the oil and gas industry", as well as for engineering and technical workers of the oil and gas industry.

Sazonov Y. A. is the author of another textbook. It provides methods for designing pumping and ejector installations used for pumping single-phase media and gas-liquid mixtures. In his book the author considered the system representation of the developed design methodology based on the use of high-speed computer programs that provide opportunities to work in real time. Besides, there are offers for storing and processing information in digital format, in order to preserve the accumulated knowledge in the field of hydraulic machines, with the possibility of rapid application of this knowledge in the development of new patentable technical solutions.

The existing methods considered and the main theoretical calculations of ejectors that are used for the operation of oil wells are described in the book of Mishchenko I. T., Gumersky H. H., Maryenko V. P. "Jet pumps for oil production".

It considers the basic schemes of installations with jet pumps, the features of their use in oil production, as well as technological calculations in relation to the production of wells. Besides, it contains the materials on the industrial use of ESP tandem installations as well as economic issues of using jet pumps for oil production that can be useful for scientific and engineering workers of the oil and gas complex.

In their article "Methods of utilization of annular associated petroleum gas" Rubaev R. U., Belozerov V. V., Molchanova V. A. considered the influence of annular associated petroleum gas (APG) on the performance of a deep well pump. It is known that gas separators are used in wells with a high gas-oil ratio, but they do not completely solve the issues of the negative impact of APG on the capacity, reliability and dynamics of deep pumps. Under these conditions, the pressure in the annular space is maintained close to the pressure in the delivery line, but exceeds it by the amount of hydraulic losses in the valve. The action of this pressure causes the dynamic level to be squeezed out and the liquid layer above the pump intake to decrease, and in the extreme case, the gas breaks into the pump cavity, followed by jamming of the plunger pair. In this article the problems of reducing the pressure of annular gas and recycling this gas are considered. In this regard, the experience of using methods of utilization of annular APG and devices for reducing the excessive pressure of annular gas is considered. The scheme of a mobile unit for collecting annular APG and subsequent disposal in an oil collector is proposed. A method for calculating the frequency and volume of utilization for the well, depending on the gas-oil ratio and the water content of the produced products is given. The advantages of suspended compressor using the energy of an unbalanced sucker rod column to pump gas into the collector are shown [3].

The book "Hydraulic jet pumps and installations" by Lyamaev B. F. presents engineering methods for calculating and designing jet pumps and installations, their generalized operating and cavitation characteristics. The circuit and design solutions for various installations with hydraulic jet and vane-type (centrifugal and vortex) pumps including hydrotransport, vacuum, for converting the performance characteristics of vane pumps, etc are considered.

When performing calculations and selecting the necessary parameters of the jet device, the "method for calculating the parameters of the jet pump in joint operation with the ESP" was used by Topolnikov A. S., Urazakov K. R., Vakhitova R. I., Saracheva D. A.. The authors described the theory of choosing the operating parameters of the ejector, the purpose of which is the injection of annular gas during the operation of the ESP in an oil well. The publication explores several processes. The first one is injecting separated before the electric submersible pump gas back into the well tubing string with the help of the ejector. The second process is the removal of part of the gas from the annular space to the delivery line. Each question is considered individually, i.e. the optimal characteristics of the ejector (depth of descent and nozzle diameter) based on the known data of the well (reservoir pressure, water content, gas-oil ratio) are calculated [4].

In the scientific work "Modeling of jet pump characteristics" by Urazakov K. R., Mukhin I. A., Vakhitova R. I. the problem of gas removal from the annular space of the well (the annular space between the outer surface of the pump and well tubing strings and the casing string) is considered. The main reason for the increase of annular pressure is the use of a pressure system in the fields, which is accompanied by an increase of wellhead pressures. Reducing the gas pressure in the annular space is an effective measure to increase the productivity of the well, so oil companies have accumulated considerable experience in solving this problem. The most common are wellhead check valves mounted on wellhead fittings, but they have a number of operational disadvantages. One of the main problems is that these valves only work if the pressure in the annular space increases to a value higher than the pressure in the collecting pipeline. And since the pressure in the latter is often high and depends on many factors such as the length of the pipeline, its geodesic mark, the viscosity of the liquid, the annular space also maintains a high pressure. Also, at low outdoor temperatures, they freeze reducing their reliability. One of the proposed solutions for automatic pressure reduction in the annular space is the use of a jet pump that provides gas injection from the annular space above the dynamic level in the pumping and well tubing strings during its operation.

In their work "Jet apparatus" Sokolov E. Y. and Singer N. M. outlined the theory and methods of calculation of the main types of jet devices. The authors provided nomograms for determining the main types of jet devices. The results of experimental studies and recommended calculation dependencies were also considered. Characteristic schemes and designs of jet devices are described. In the second and third editions, the material was updated and machine methods of calculation are given.

In the scientific work "Two-phase jet devices" Tsegelsky V. G. considered and presented the results of theoretical and experimental studies of two-phase jet devices of various types. The author proposed a theory that explains the processes taking place in them from a unified point of view. He also considered the physical features of the flow of two-phase media in the flow part of the device. Besides, the method of calculation of two-phase jet devices of ejector and injection types is given in the book. He showed the prospects of using these devices in the oil and gas, oil refining and petrochemical industries, in energy, space and deep-water engineering.

Characteristics of liquid-gas ejectors were considered by Morozova N. V. and Korshak A. A. in their work "Universal characteristics of liquid-gas ejectors". Liquid-gas ejectors (LGE) are a promising means of compressing oil gases and vapors of oil or petroleum products. The advantage of the device is standard dimensions, which helped to get the necessary calculations and dependencies for the ejection coefficient and pressure recovery coefficient. The main characteristics of the LGE are presented in dimensionless universal coordinates that do not depend on the gas flow rate. Ejection coefficients, operating pressure, efficiency, operating range of ejection and compression ratio are denoted as dimensionless coefficients. The authors have proved that all these data will help to combine universal characteristics and help to choose the compressed gas with the use of LGE, depending on the requirements for the flow rate of the pumped gas, obtaining the necessary compression ratio and other parameters. [5]

Spiridonov E. K. published an article "Designs of liquid-gas jet pumps. Status and prospects". In his article Spiridonov E. K. considered and studied the

principle of operation of liquid-gas ejectors. There were definitely three types of such jet pumps. The data analyzed were taken from various literature sources and patents. The author described the development prospects and challenges for improving liquid-gas ejectors. He suggested methods and ways of improvement.

In the article "Short – term operation of wells-a unique way to combat complicating factors" Kuzmichev N. P. considered the methods used to combat complicating factors, which are characterized by low economic efficiency. The economic effect of increasing the MCI offsets additional costs associated with the use of a specific method dealing with a particular complicating factor. Short-term operation of wells is the most cost effective method of mechanized oil production from medium-sized wells. Reducing the cost of oil production is the main competitive advantage of short-term well operation. It is achieved by simultaneously having a positive impact on all the main components of the cost of oil production: an increase in production volumes, an increase in MCI, and a reduction in energy consumption. Technologically, short-term operation of wells has a number of unique advantages. The main ones are the ability to effectively counteract almost all factors that complicate the operation of wells as well as the ability to resist several complicating factors when they occur simultaneously on a single well. The advantages of short-term well operation have been proven in practice during the field tests conducted since 2005 in the oil companies TNK-BP, Rosneft, Tatneft, and RussNeft. The tests were carried out on the programs agreed with the oil and service companies as well as under contracts on performance of research works. The results of field tests are presented in 13 reports at scientific and practical conferences and seminars, in 11 articles published in scientific and technical journals of oil and gas topics. Short-term operation of wells is protected by 3 patents of the Russian Federation, the Eurasian patent and the US patent for inventions.

The authors of the article "Multiphase Ejector to Boost Production: First Application in the Gulf of Mexico" by Sodini S., Faluomi V., Ciandri P., Ansiati A. suggested that multiphase ejectors can bring great value in the framework of new technologies for oil production from wells. The authors emphasize that these

systems are characterized by simple design, lack of moving parts and small size allowing easy installation and management procedures during work, combined with a high degree of reliability and low cost of installation compared to other systems. High speeds and large pressure drops required for efficient use of multiphase ejectors are also emphasized. In order to extend the service life of the ejector an improved multiphase ejector to optimize some of the main geometric parameters such as the nozzle diameter, mixing chamber length, etc. was proposed in this article. The article describes the application of this multiphase ejector, its advantages and disadvantages.

In their article "Investigation of the ejector characteristics to improve the technology of pumping gas from the annular space during well operation by electrical submersible pump unit" Drozdov A. N. and. Drozdov N. A. presented the results of experimental study of influence of working fluid pressure on the performance of the ejector for the subsequent use in the improvement of methods of selection of the most appropriate flow part of the jet device using ESP blocks and pumping gas from the annular space into the pipeline. The characteristics of the jet apparatus were studied on an experimental stand, on the basis of which pressure distribution curves were constructed along the length of the flow part of the gas-liquid ejector at different working body pressures. The authors presented the dependencies of the relative pressure drop and ejector efficiency on the pressure of the working fluid in front of the nozzle to assess the efficiency of the ejector at different operating pressures. The dependency of the optimal operation mode of the gas-liquid ejector on the working pressure was also revealed. The experiments measured the pressure distribution curves along the length of the ejector, and the characteristics of the jet apparatus, which were obtained when pumping gas with a liquid jet with an accuracy suitable for practical purposes. It is shown that with a decrease in the working pressure, the nature of the pressure distribution along the length of the ejector changes dramatically. The most optimal mode for the liquid gas ejector is the mode in which the flow mixing process is completed immediately before the diffuser - the optimal mode also depends on the working pressure. The

results of experimental studies expand the possibilities of optimizing the flow part of ejectors for the use in various pump and ejector technologies in order to use associated petroleum gas and increase oil recovery. Based on the results of experimental studies presented in the article, it is possible to choose the most suitable flow part of the ejector, including the length of its mixing chamber when working with ESP units and gas injection from the annular space into the pipeline.

In his textbook "Technology and technique of oil production by submersible pumps in complicated conditions", Drozdov A. N. outlined general information about submersible pumping units and their characteristics, and cited the main complicating factors in the operation of wells. He considered the regularities of operation of submersible pumps, gas separators, dispersants and pump-ejector systems when pumping gas-liquid mixtures from wells. Besides, he presented the results of theoretical, bench-based and field research carried out in recent years at National University of Oil and Gas "Gubkin University" (Gubkin University). The textbook is intended for students, bachelors, undergraduates and postgraduates of oil universities, and can also be useful for improving the skills of engineers and scientists in the oil industry. The author described the prospects for the development and application of submersible pumping units, the scheme and main elements of the installation of a submersible centrifugal pump, the influence of the density and viscosity of the pumped liquid on the characteristics of the ESP.

Due to the involvement in the development of oil fields with hard-to-recover reserves of formation products and the operation of oil wells in the conditions of increasing complicating factors (gas content and high temperature, scale, removal of mechanical impurities), the choice of technologies for mechanized oil production is subject to increased requirements. In the process of production of formation products with an increased volume of annular gas, serious complications are experienced by ESP installations, which are the dominant method of operation in many oil companies today (both in terms of the number of oil wells equipped with them, and in terms of production volume). These difficulties are sometimes solved by

equipping dispersants, gas separators, or special pump designs (multiphase pumps, conical assembly), however, quite often these technologies do not help.

The research of joint work of the submersible pump and the jet pump in oil wells was carried out by Gomerski H. H., Maryenko V. P., Mironov S. D., Mishchenko I. T., Y. A. Tseplyaev. They considered different layouts of submersible pumps and jet pumps and proved their performance to obtain the appropriate technological effect. Jet pumps are used in various industries, this is due to their good reliability, lack of moving parts, simplicity of design, ability to work in complicated conditions: under aggressive conditions of injected products and at high temperatures, with a high content of mechanical impurities in the pumped liquid.

This technology did not become widespread in the oil fields of domestic companies, despite the obvious advantages of production using tandem technology (reducing the specific weight of the liquid column in the pump-compressor pipes due to gas injection, relative cheapness, and the ability to stabilize the dynamic level). The main reason for this situation is the complexity of selecting the optimal parameters of the submersible and jet pumps (the location of the pumps in the well, the performance and head of the ESP, the size of the mixing chamber and the diameter of the jet pump nozzle).

References

1. Markelov D. V. centrifugal separation of gas and solid particles in the receiving devices of submersible pumping units for oil production. - Dis.... Cand. tech. Moscow, 2007. -118 p. - 2007.
2. Sarajevo D. A., Vakhitova, R. I. Urazakov K. R. calculation of parameters of jet device for selection of oil gas//Izvestiya of the Tula state University. Earth Sciences. - 2020. - №. 1.
3. Rabaev R. U., Belozerov V. V., Molchanova V. A. methods of utilization of associated annular oil //Oil and gas business, 2019, №. 2, p. 88-93.
4. Topolnikov A. S. et al. Method for calculating parameters of a jet pump in joint operation with an ESN //Online publication "oil and Gas business". - 2011. - № 3. - P. 134-146.
5. Morozova N. V., Korshak A. A. Universal characteristics of liquid-gas ejectors //Online publication "oil and Gas business". - 2013. - №. 6. - P. 368-383.