

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего
образования «Пермский национальный исследовательский политехнический
университет»

На правах рукописи

Коротков Юрий Григорьевич



ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ
ПЕСКОПРОЯВЛЯЮЩИХ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН УСТАНОВКАМИ
ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ

Специальность 2.8.4. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых
месторождений

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель
доктор технических наук, доцент
Шишлянников Д. И.

Пермь – 2025

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
ГЛАВА 1 АНАЛИЗ КОНСТРУКТИВНЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ И ПРОЦЕССА ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ УСТАНОВОК ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ ДЛЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ.....	13
1.1 Область применения и конструктивные особенности установок электроцентробежных насосов (УЭЦН).....	13
1.1.1 Область применения установок электроцентробежных насосов.....	13
1.1.2 Конструктивные особенности и направления совершенствования установок электроцентробежных насосов.....	15
1.2 Факторы, осложняющие скважинную добычу нефти с использованием УЭЦН.....	21
1.3 Влияние пескопроявления в скважинах на наработку УЭЦН (на примере Софьинского месторождения ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь»).....	26
1.4 Оценка абразивных свойств частиц механических примесей, содержащихся в скважинной жидкости.....	31
1.5 Способы и оборудование для снижения интенсивности гидроабразивного изнашивания рабочих ступеней и предвключенных устройств УЭЦН.....	34
1.5.1 Классификация способов защиты УЭЦН от вредного влияния механических примесей.....	34
1.5.2 Анализ конструктивных особенностей оборудования УЭЦН в износостойком исполнении.....	37
1.5.3 Сепараторы механических примесей, применяемые в составе установок электроцентробежных насосов.....	42
1.5.4 Фильтры, применяемые в составе установок электроцентробежных насосов.....	47
1.6 Выводы по главе 1. Цель и задачи исследования.....	52

ГЛАВА 2 АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРОЦЕССА ГИДРОАБРАЗИВНОГО ИЗНАШИВАНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ УЭЦН.....	54
2.1 Литературный обзор по теме исследования.....	54
2.2 Механизм и теория гидроабразивного изнашивания.....	56
2.3 Анализ исследований процесса гидроабразивного изнашивания рабочих ступеней электроцентробежных насосов.....	60
2.4 Анализ исследований процесса гидроабразивного изнашивания рабочих органов газосепараторов УЭЦН.....	66
2.5 Кольматация фильтров скважинных насосных установок.....	74
2.6 Методические основы подбора фильтров УЭЦН к условиям нефтяных скважин.....	79
2.7 Выводы по главе 2.....	83
ГЛАВА 3 ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА ГИДРОАБРАЗИВНОГО ИЗНАШИВАНИЯ РАБОЧИХ СТУПЕНЕЙ СКВАЖИННЫХ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ.....	85
3.1 Общие положения методики экспериментальных исследований.....	85
3.2 Лабораторный стенд для исследования процесса гидроабразивного изнашивания ступеней скважинных электроцентробежных насосов.....	87
3.3 Порядок проведения экспериментальных исследований и их результаты.....	91
3.3.1 Оценка изменения абразивности частиц механических примесей при прохождении их с потоком жидкости через рабочие ступени ЭЦН.....	91
3.3.2 Определение интенсивности изнашивания рабочих ступеней в зависимости от их положения в испытываемой секции ЭЦН.....	99
3.4 Выводы по главе 3.....	101
ГЛАВА 4 РАЗРАБОТКА СПОСОБОВ ЗАЩИТЫ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ И ПРЕДВКЛЮЧЕННЫХ УСТРОЙСТВ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН ОСЛОЖНЕННЫХ ПЕСКОПРОЯВЛЕНИЕМ.....	103

4.1 Обоснование рациональной структуры оборудования для очистки скважинной жидкости от абразивных частиц песка	103
4.2 Разработка самоочищающихся скважинных фильтров	106
4.3 Обоснование рационального способа защиты УЭЦН от перерезания корпусов при гидроабразивном износе	119
4.4 Обоснование экономической эффективности внедрения самоочищающихся фильтров в скважинах осложненных пескопроявлением	123
4.5 Выводы по главе 4.....	132
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	133
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ	136
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	141
ПРИЛОЖЕНИЕ А Акты о внедрении результатов диссертационного исследования	157
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Патентные документы	159

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования

На нефтяных промыслах России и зарубежных стран широкое применение получили установки электроцентробежных насосов (УЭЦН). По данным технической литературы, с использованием данных насосных установок эксплуатируется свыше 65 % скважин и добывается более 80 % нефти. Область применения УЭЦН включает скважины осложненного фонда, эффективная эксплуатация которых определяется временем безотказной работы глубинно-насосного оборудования, что связано с необходимостью предупреждения и преодоления негативных последствий осложняющих факторов.

Одним из факторов, обуславливающим возникновение аварийных отказов УЭЦН, является высокая концентрация частиц механических примесей в добываемой скважинной жидкости. В частности, на нефтяных промыслах Пермского края интенсивное пескопроявление наблюдается при добыче жидкости из терригенных коллекторов. Гидроабразивное изнашивание рабочих ступеней насосов и предвключенных устройств приводит к перерезанию корпусов элементов УЭЦН и, в отдельных случаях, к разрушению и падению частей установок в скважины (полёты на забой), что определяет необходимость выполнения трудоемких и материально затратных ловильных работ при ремонте скважин.

Традиционные способы защиты УЭЦН от гидроабразивного изнашивания предусматривают использование сепараторов механических примесей и фильтров различных конструкций. Однако, эффективность работы сепараторов существенно зависит от скважинных условий, а традиционные конструкции фильтров характеризуются малой грязеёмкостью, ограничивающей время наработки УЭЦН в скважине. Применение электроцентробежных насосов в износостойком исполнении характеризуется высокими затратами на их приобретение.

Таким образом, обоснование технико-технологических решений по увеличению наработки УЭЦН эксплуатируемых в скважинах осложненных пескопроявлением является актуальной научной задачей, решение которой представляет теоретический и практический интерес.

Степень разработанности темы исследования

Вопросам обоснования технологических мероприятий по борьбе с пескопроявлением в нефтедобывающих скважинах посвящены работы Н. А. Аксёновой, И. В. Воробьева, Г. Г. Гилаева, А. В. Деньгаева, А. И. Ермолаева, М. К. Рогачева, Д. С. Тананыхина и других ученых.

Значительный вклад в решение вопросов, связанных с исследованием процесса гидроабразивного изнашивания элементов УЭЦН и обоснованием решений по повышению эффективности эксплуатации пескопроявляющих скважин, внесли Ш. Р. Агеев, В. С. Алексеев, А. А. Богданов, А. В. Булат, В. М. Гаврилко, Н. Е. Гринштейн, Ю. В. Данченко, А. В. Деговцов, Л. С. Животовский, В. Н. Ивановский, В. Я. Карелин, И. А. Кудрявцев, П. Д. Ляпков, Н. А. Лыкова, А. Н. Мусинский, В. Г. Островский, С. Н. Пещеренко, В. М. Попов, А. А. Сабиров, А. М. Рабинович, А. И. Степанов, С. Б. Якимов, K. Pfleiderer, J. F. Gulich и др. Несмотря на значительный объем публикаций в отечественной и зарубежной технической литературе практически не исследован процесс изменения изнашивающих свойств частиц механических примесей при прохождении через рабочие ступени электроцентробежных насосов. Результаты таких исследований позволят обосновать рациональные параметры фильтров для очистки скважинной жидкости от частиц механических примесей при эксплуатации пескопроявляющих нефтяных скважин с использованием УЭЦН.

Объект исследования – нефтедобывающая скважина эксплуатируемая с использованием УЭЦН и осложненная пескопроявлением.

Предмет исследования – процесс гидроабразивного изнашивания узлов и деталей УЭЦН при эксплуатации пескопроявляющей скважины.

Идея работы. Увеличение межремонтного периода скважин осложненных пескопроявлением и предупреждение аварийного разрушения УЭЦН обеспечивается обоснованием рациональных параметров, конструктивных и компоновочных схем устройств очистки скважинной жидкости, а также разработкой способов автоматического срыва подачи УЭЦН при интенсивном развитии гидроабразивного изнашивания.

Цель работы. Обоснование технико-технологических решений снижения интенсивности и предотвращения негативных последствий гидроабразивного изнашивания рабочих органов оборудования УЭЦН при эксплуатации пескопроявляющих нефтяных скважин.

Задачи исследования

1. Исследование процесса эксплуатации пескопроявляющих нефтяных скважин с использованием УЭЦН.
2. Анализ литературных источников и теоретические исследования процесса гидроабразивного изнашивания рабочих органов оборудования УЭЦН.
3. Экспериментальные исследования процесса гидроабразивного изнашивания рабочих органов оборудования УЭЦН. Оценка изменения абразивности частиц песка при прохождении через рабочие ступени электроцентробежных насосов.
4. Обоснование компоновочных схем, конструкции и параметров устройств очистки скважинной жидкости, функционирующих в составе УЭЦН. Обоснование конструкции и параметров самоочищающихся фильтров УЭЦН для работы в пескопроявляющих нефтяных скважинах.
5. Обоснование способа автоматического срыва подачи УЭЦН при интенсивном развитии гидроабразивного изнашивания и высокой вероятности фрагментарного разрушения узлов насосных установок при эксплуатации пескопроявляющих нефтяных скважин.

Научная новизна

1. Теоретически доказано и экспериментально подтверждено, что при прохождении через рабочие ступени электроцентробежного насоса с потоком перекачиваемой жидкости частицы кварцевого песка измельчаются, при этом величина показателя абразивности частиц увеличивается, что обуславливает повышение интенсивности гидроабразивного изнашивания опорных шайб рабочих ступеней в насосной секции по направлению потока перекачиваемой жидкости.

2. Доказано, что при эксплуатации нефтяных скважин осложненных пескопроявлением увеличение наработки УЭЦН обеспечивается посредством использования каскадных систем очистки скважинной жидкости, а также самоочищающихся фильтров, функционирующих за счет преобразования возвратно-поступательного перемещения компоновки УЭЦН при деформации колонны НКТ в движение устройств восстановления проницаемости фильтроэлементов.

3. Доказано, что предотвращение перерезания корпусов скважинного насосного оборудования с вращающимися роторами, входящего в компоновки УЭЦН и работающего в условиях перекачивания гидроабразивных смесей, обеспечивается на этапе конструирования посредством включения в состав насосного оборудования элементов, реализующих автоматический срыв подачи скважинной жидкости при интенсивном развитии гидроабразивного изнашивания в экспериментально определенных зонах его локального развития.

Соответствие паспорту заявленной специальности

Содержание диссертационной работы соответствует паспорту специальности 2.8.4. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений по п. 7 «Исследования и обеспечение прочности и надежности промышленных объектов обустройства, нахождения оптимальных и/или рациональных конструктивных решений, включая выбор материалов, силовых схем, размеров и т.п.» и п. 8 «Разработки и усовершенствование методов

эксплуатации и технической диагностики оборудования, размещенного на объектах промышленного обустройства месторождений и методов защиты их от коррозии и негативных природных факторов».

Теоретическая и практическая значимость работы

Теоретическая значимость работы заключается в установлении зависимостей изменения показателей абразивности, формы и геометрических параметров частиц кварцевого песка при прохождении с потоком перекачиваемой жидкости через рабочие ступени электроцентробежных насосов.

Практическая значимость работы заключается в обосновании технических решений по повышению межремонтного периода скважин осложненных пескопроявлением и эксплуатирующихся с использованием УЭЦН. Предложенные технические решения использованы сотрудниками ООО «НСХ «АЗИЯ ДРИЛЛИНГ» при разработке методики обоснования рациональных параметров и конструкций скважинных фильтров, что подтверждается актом внедрения от 17.11.2025 (Приложение А).

Результаты работы применяются ФГАОУ ВО «Пермский национальный исследовательский политехнический университет» при обучении студентов по направлению подготовки 21.05.06 «Нефтегазовая техника и технология» по специальности «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», что подтверждается актом внедрения от 11.11.2025 (см. Приложение А).

Методология и методы исследований

Методология исследований заключалась в анализе и обобщении результатов ранее опубликованных исследований по повышению эффективности эксплуатации пескопроявляющих нефтяных скважин с использованием УЭЦН, выполнении расчетов, проведении экспериментальных исследований по оценке изменения абразивности частиц песка при прохождении через рабочие ступени электроцентробежных насосов с потоком перекачиваемой жидкости.

Положения, выносимые на защиту

1. Частицы кварцевого песка со средним диаметром 0,26 мм и 0,58 мм при прохождении с потоком перекачиваемой жидкости через 80 рабочих ступеней ЭЦН7А-150 электроцентробежного насоса измельчаются до среднего диаметра 0,2 мм и 0,25 мм соответственно, при этом величина показателя абразивности частиц увеличивается на 22,9 % и 37,0 % соответственно, что обуславливает увеличение интенсивности гидроабразивного изнашивания опорных шайб рабочих ступеней в испытываемой насосной секции по направлению потока перекачиваемой жидкости.

2. Увеличение наработки УЭЦН при эксплуатации нефтяных скважин с высоким содержанием абразивных частиц песка в перекачиваемой жидкости обеспечивается посредством использования каскадных систем очистки, а также самочищающихся фильтров, функционирующих за счет преобразования возвратно-поступательного перемещения компоновки УЭЦН при деформации колонны НКТ в движение устройств восстановления проницаемости фильтроэлементов.

3. Предотвращение перерезания корпусов скважинного насосного оборудования с вращающимися роторами, входящего в компоновки УЭЦН и работающего в условиях перекачивания жидкости с высоким содержанием абразивных частиц песка, обеспечивается на этапе конструирования посредством включения в состав насосного оборудования элементов, реализующих срыв подачи скважинной жидкости при интенсивном развитии гидроабразивного изнашивания в экспериментально определенных зонах его локального развития.

Степень достоверности результатов

Достоверность результатов работы обеспечивалась применением широко апробированных, а также оригинальных методик экспериментальных исследований, осуществленных с использованием оборудования, прошедшего государственную поверку. Результаты теоретических и экспериментальных исследований процесса гидроабразивного изнашивания оборудования УЭЦН и

оценки изменения абразивности частиц механических примесей, проходящих через ступени насоса с потоком перекачиваемой жидкости, согласуются с известными результатами, ранее опубликованными в работах по вопросам конструирования и эксплуатации насосного оборудования. Относительная погрешность экспериментальных данных не превышает 5 %.

Апробация результатов

Основные положения работы, результаты теоретических и экспериментальных исследований докладывались на конференциях: всероссийская конференция «Проблемы разработки углеводородных и рудных полезных ископаемых» (г. Пермь, 2023, 2024, 2025 гг.), международная научно-практическая конференция «Горная и нефтяная электромеханика» (г. Пермь, 2023, 2024 г.), международная научно-техническая конференция «Чтения памяти В. Р. Кубачека» (г. Екатеринбург, 2022, 2023, 2024 гг.), онлайн-форум ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «Инновации для повышения эффективности сопровождения нефтегазовых активов» (г. Москва, 2024).

Личный вклад автора заключается в анализе научной литературы по теме исследования; постановке цели и задач диссертационного исследования; получении исходных данных, разработки методики и выполнении экспериментальных исследований. Варианты конструктивного исполнения самоочищающихся фильтров УЭЦН разработаны при непосредственном участии автора. Организация внедрения результатов диссертационной работы осуществлена в равной степени с соавторами.

Публикации

Результаты диссертации в достаточной степени освещены в 4 печатных работах (пункты списка литературы № 39, 106, 107, 109), в том числе в 3 статьях в изданиях из перечня рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученой степени кандидата наук, на соискание ученой степени доктора наук по специальности 2.8.4. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых

месторождений; 1 статье в издании, индексируемом в международной наукометрической базе данных *Scopus*. Получен 1 патент на изобретение и 1 патент на полезную модель (Приложение Б).

Структура и объем диссертации

Диссертация состоит из введения, четырех глав с выводами по каждой из них, заключения, двух приложений, общим объемом 160 страниц печатного текста, содержит 13 таблиц и 58 рисунка, список литературы из 117 наименований.

ГЛАВА 1 АНАЛИЗ КОНСТРУКТИВНЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ И ПРОЦЕССА ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ УСТАНОВОК ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ ДЛЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ

1.1 Область применения и конструктивные особенности установок электроцентробежных насосов (УЭЦН)

1.1.1 Область применения установок электроцентробежных насосов

На промыслах России и стран СНГ наиболее широко применяется механизированный способ добычи нефти с использованием скважинных насосных установок. По данным [31] свыше 80% нефти добывается установками электроцентробежных насосов (УЭЦН). Распределение фонда нефтяных скважин России по типам насосного оборудования приведено на рисунке 1.1.

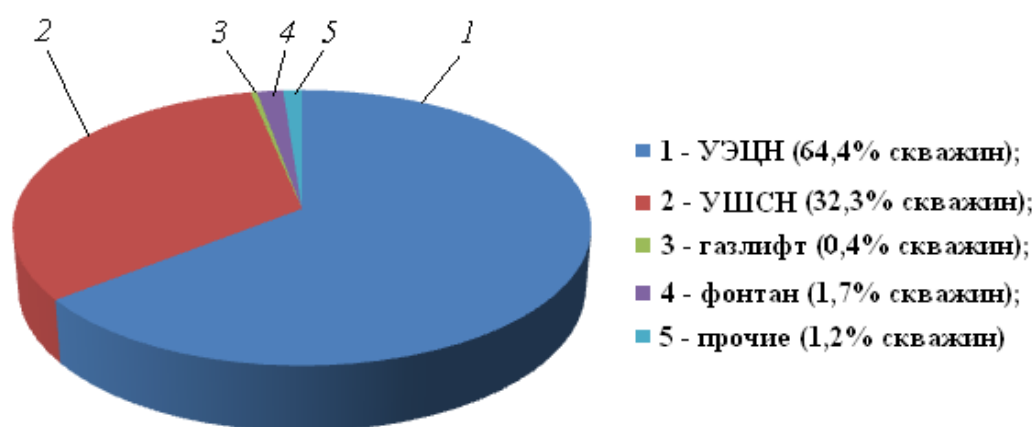


Рисунок 1.1 – Диаграмма распределения насосных установок для эксплуатации нефтяных скважин механизированным способом на промыслах России [31, 100]

В настоящее время промышленностью выпускаются УЭЦН, как для скважин с низким дебитом (2, 2А и 3 габариты), так и для высокодебитных скважин (8, 9, 10 габариты), с подачей от 20 м³/сут до 12 тыс. м³/сут [51]. УЭЦН могут спускаться в вертикальные или наклонно направленные скважины, а также скважины с боковыми стволами, на глубину до 3 тыс. м и более (Таблица 1.1).

Дополнительное расширение области использования УЭЦН обеспечивается посредством применения периодического способа эксплуатации скважин.

Таблица 1.1 – Диаметральные габариты УЭЦН, выпускаемых предприятиями РФ

Габарит	Диаметр насоса, мм	Минимальный внутренний диаметр эксплуатационной колонны, мм	Габарит	Диаметр насоса, мм	Минимальный внутренний диаметр эксплуатационной колонны, мм
2	55	76	6	114	143
2А	69	88	6А	123	154
3	81	100	7А	136	165
4	86	112,5	8	172	212,5
5	92	126	9	188	221
5А	103	130	10	229	250

УЭЦН предназначены для подъема скважинной жидкости, содержащей нефть, воду, газ и механические примеси. Выбор габарита насосной установки определяется внутренним диаметром эксплуатационной колонны.

Главными преимуществами УЭЦН являются высокий КПД, широкая номенклатура типов рабочих ступеней и габаритов, а также возможность создания высокой депрессии за счет больших напоров и низких глубин спуска. Если учитывать незначительное влияние кривизны ствола скважины на работу УЭЦН, то для части фонда добывающих скважин данный способ эксплуатации является практически безальтернативным.

Обслуживание УЭЦН заключается в поддержании исправного состояния станции управления и трансформатора, при этом функционирование установок электроцентробежных насосов зачастую автоматизировано, контроль параметров работы осуществляется с использованием систем телеметрии.

В то же время, следует отметить и существенный недостаток УЭЦН – снижение КПД в области низких номинальных подач. Например, по данным [27, 28, 90, 101, 102] при снижении подачи с 50 до 15 м³/сут КПД УЭЦН уменьшается с 48 % до 24 %. Значительное снижение энергоэффективности функционирования центробежных насосов наблюдается также при перекачке вязких жидкостей. Уменьшение времени наработки погружных электродвигателей и гидрозащит

связано с повышенной температурой пласта и перекачиваемой жидкости. Аварийные отказы УЭЦН обуславливают необходимость выполнения дорогостоящих спускоподъемных операций (СПО).

Усложняющиеся условия скважинной добычи нефти определяют необходимость изготовления УЭЦН в специальных исполнениях (например, износо- и коррозионностойких), а также применения предвключенных устройств, разработка и совершенствование конструкций которых является актуальной научно-технической задачей.

1.1.2 Конструктивные особенности и направления совершенствования установок электроцентробежных насосов

УЭЦН относятся к классу бесштанговых насосных установок. Типовая конструкция установки электроцентробежного насоса (рисунок 1.2) включает в себя трансформатор 10, станцию управления 9. Плоский кабель 5 крепится вдоль насосно-компрессорных труб (НКТ) 6 с помощью клямс 7. Погружной электродвигатель (ПЭД) 2 выполнен маслonaполненным. От приводного вала ПЭД через гидрозащиту 3 крутящий момент передается на ротор электроцентробежного насоса (ЭЦН) 4. Скважинная жидкость перекачивается насосом 4 по НКТ 6 к оборудованию устья скважины 8 и далее на приёмный пункт скважинной продукции. Погружной электроцентробежный насос выполняется многоступенчатым, что обусловлено малым напором, развиваемым каждой отдельной ступенью.

Различают следующие типы сборки рабочих ступеней электроцентробежных насосов (таблица 1.2):

– базовая, с «плавающим» типом рабочих колес – служит для работы ЭЦН в скважинах с концентрацией взвешенных частиц (КВЧ) в добываемой скважинной жидкости до 0,2 г/л, колеса каждой ступени могут перемещаться в осевом направлении между направляющими аппаратами вдоль приводного вала;

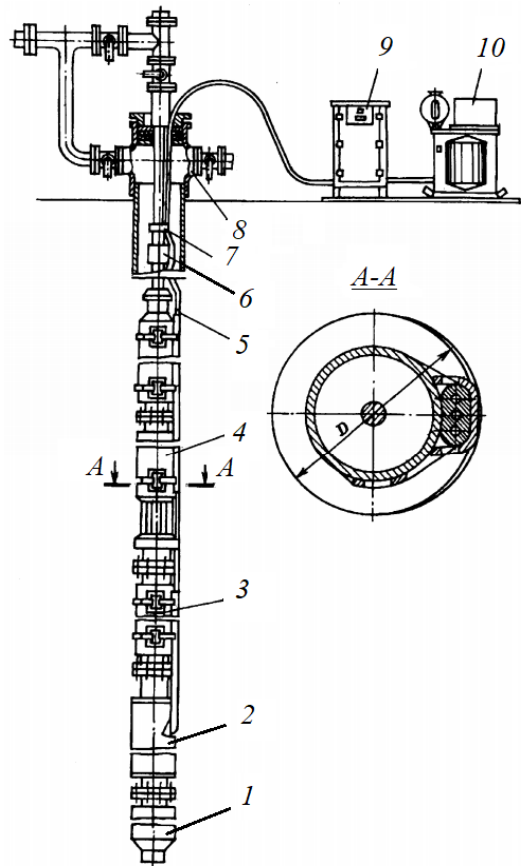


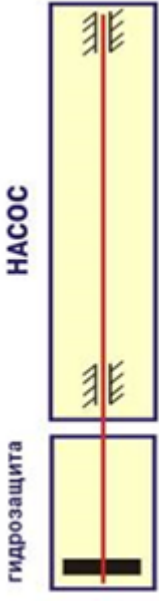
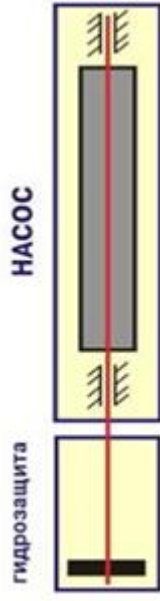
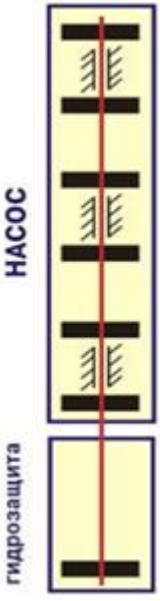


Рисунок 1.2 – Принципиальная схема компоновки УЭЦН:

1 – телеметрическая система (ТМС); 2 – погружной электродвигатель (ПЭД);
 3 – гидрозащита; 4 – электроцентробежный насос (ЭЦН); 5 – кабель; 6 – насосно-компрессорный трубопровод (НКТ); 7 – клямса; 8 – устьевое оборудование УЭЦН;
 9 – станция управления; 10 – трансформатор

– компрессионная – используется для ЭЦН, перекачивающих скважинную жидкость с КВЧ до 1 г/л, благодаря точной подгонке высоты ступиц рабочих колес обеспечивается их соприкосновение друг с другом и передача осевого усилия;

– пакетная – применяется для ЭЦН, перекачивающих скважинную жидкость с КВЧ до 1 г/л, конструкция данных насосов включает в себя несколько ступеней (от 3 до 10), собирающихся в пакеты, при этом между ступицами рабочих колес должен быть небольшой зазор [1, 7, 8, 27, 31].

Таблица 1.2 – Схемы сборки ступеней электроцентробежных насосов

Комплектация	Базовая	Износостойкая	
		Компрессионная	Пакетная
Концентрация механических примесей, г/л	0,2	1,0	1,0
Схема			
	радиальный подшипник		
	осевой подшипник		

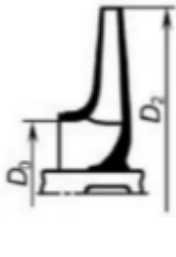
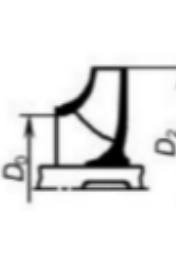
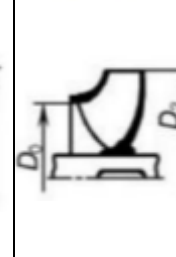
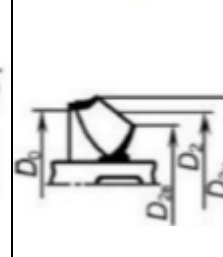
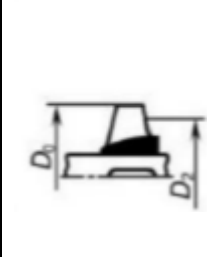
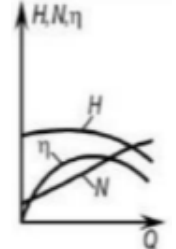
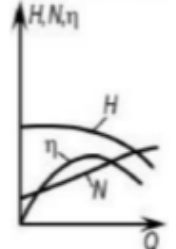
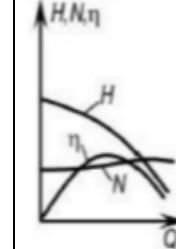
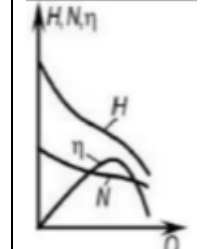
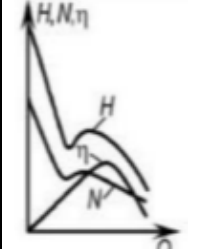
Использование в пакетах диагональных ступеней позволяет применять насосы при КВЧ в перекачиваемых жидкостях до 3 г/л.

В зависимости от условий работы ступени насосов изготавливают с использованием следующих материалов и технологий:

- ступени из модифицированного серого чугуна, легированных сталей (например, 08X14H5M2Д), чугуна типа «нирезист» изготавливают по литейной технологии;
- порошковые ступени изготавливают методом штамповки с последующим спеканием;
- ступени из полимерных материалов – методом штамповки.

Типы рабочих колес, используемых в конструкции погружных электроприводных лопастных насосов, приведены в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Рабочие колеса лопастных насосов

Параметр рабочих колес	Центробежные			Диагональные	Осевые
	Тихоходные	Нормальные	Быстроходные		
Коэффициент быстроходности n_s	50...90	80...180	150...300	250...500	500...1000
Сечение рабочего колеса					
D_2/D_0	3,0...2,5	2,5...1,4	2,5...1,4	1,4...0,9*	0,8*
Форма лопасти	Цилиндрическая	Двойной кривизны на входе, цилиндрическая на выходе	Двойной кривизны	Двойной кривизны	Двойной кривизны
Характеристика H – напор, м; Q – расход, м ³ /сут; η – КПД; N_c – мощность, Вт					
*У диагональных и осевых колес $D_1 = (D_{2H} - D_{2B})/2$					

Коэффициент быстроходности рабочего колеса n_s определяется по формуле (1.1):

$$n_s = \frac{3,65 n_{p.k} \sqrt{Q}}{0,75 \sqrt{H}}, \quad (1.1)$$

где $n_{p.k}$ – частота вращения рабочего колеса, об/мин;

Q – подача, м³/с;

H – напор, м.

Насосы с величиной коэффициента быстроходности $n_s = 90...300$ характеризуются наибольшим КПД. Преимуществом осевых насосов с $n_s = 500...1000$ является компактность и меньшая металлоемкость.

На входе в насос зачастую устанавливаются предвключенные устройства: газосепараторы, газостабилизаторы, входные фильтры, что необходимо для обеспечения функционирования УЭЦН в осложненных условиях эксплуатации.

ПЭД маслозаполненный, герметизированный. В составе УЭЦН в настоящее время применяются асинхронные и вентильные ПЭД с частотами вращения ротора до 2950 об/мин и 12000 об/мин соответственно. Питание ПЭД осуществляется напряжением до 2 кВт, что обуславливает необходимость использования в составе УЭЦН повышающих трансформаторов. Вал ПЭД соединен с валом гидрозащиты, основной функцией которой является предотвращение попадания в погружной двигатель скважинной жидкости.

Телеметрическая система (ТМС) размещается под ПЭД и осуществляет контроль параметров работы и технического состояния скважинного оборудования. Данные с ТМС передаются по кабелю непосредственно на станцию управления в режиме реального времени.

Современные станции управления позволяют задавать и поддерживать необходимые режимы работы системы «скважина-УЭЦН» и осуществлять мониторинг состояния УЭЦН.

Обозначение УЭЦН осуществляется в соответствии с ГОСТ Р 56830-2015 «Установки скважинных электроприводных лопастных насосов. Общие технические требования» (таблицы 1.4 и 1.5) [16], а также в соответствии с техническими условиями заводов изготовителей. К основным направлениям совершенствования УЭЦН в настоящее время относят следующее.

Повышение энергоэффективности. Обеспечивается снижением потерь энергии в кабельных линиях, использованием вентильных двигателей и станций управления с адаптивными алгоритмами управления УЭЦН.

Оптимизация конструкций рабочих ступеней электроцентробежных насосов, использование неметаллических материалов и покрытий с низкой адгезионной способностью обеспечивает повышение КПД насосов до 15 %. Кроме того, совершенствование расчетных методик подбора оборудования к

условиям конкретной скважины, создание автоматизированных систем подбора оборудования, осуществляющих учёт горно-технических и технологических условий функционирования УЭЦН, обеспечивает снижение удельного энергопотребления при скважинной добыче нефти.

Таблица 1.4 – Структура условного обозначения электроприводных лопастных насосов

Порядковый номер элемента обозначения	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Элемент обозначения	XXX	УЭЛН	XX	XXXX	-	XXXX	-	X.X	XX
	Код: МХ АХ СХ ГХ КХ ТХ								

Таблица 1.5 – Расшифровка элементов условного обозначения электроприводных лопастных насосов

Номер элемента обозначения	Расшифровка элемента обозначения
1	Диаметр окружности, описывающей максимальное поперечное сечение погружной части установки, мм
2	У – установка; Э – с приводом от погружного электродвигателя; ЛН – лопастной насос
3	Наименование конструкции насоса: Ц – центробежный; ЦВ – центробежно-вихревой; ЦР – центробежно-радиальный (с радиальными направляющими аппаратами); ЦО – центробежно-осевой; ДГ – диагональный; РВ – роторно-вихревой
4	Номинальная подача насоса на воде плотностью 1000 кг/м ³ при номинальной частоте вращения приводного вала, м ³ /сут
5	Дефис
6	Напор насоса в метрах водяного столба плотностью 1000 кг/м ³ при номинальной подаче
7	Дефис
8	Номинальная частота вращения приводного вала ПЭД установки, уменьшенная в 1000 раз, об/мин; если номинальная частота 2910 об/мин, то её не указывают
9	Условный индекс завода-изготовителя (комплектовщика) погружной части установки согласно техническим условиям
Код	Код зашифрованных показателей скважинных условий, для работы в которых предназначена установка

Повышение надежности функционирования УЭЦН достигается, в первую очередь, разработкой узлов установок в специальных исполнениях: коррозионно- и износостойких, теплостойких. Совершенствование уплотнений обеспечивает повышение наработки насосов, гидрозащит и погружных электродвигателей. Использование рабочих колес открытого типа, направляющих аппаратов с оребренными верхними дисками и увеличенными сечениями проходных каналов позволяет увеличить стойкость насосов к воздействию твердых частиц механических примесей [55, 116, 117].

Расширение области применения УЭЦН обеспечивается посредством создания малогабаритных установок с высокооборотными двигателями, установок монтируемых на грузонесущих кабелях, устройств для работы УЭЦН в боковых стволах и скважинах с искривленным профилем, систем одновременно-раздельной эксплуатации скважин и т.п.

В настоящее время скважинная добыча нефти практически повсеместно сопряжена с преодолением сопутствующих осложняющих факторов: наличием большого содержания свободного нерастворенного газа в пластовой жидкости, отложением солей и асфальтосмолопарафинов (АСПО), значительным выносом механических примесей в перекачиваемую жидкость. Предотвращение и устранение негативных последствий осложняющих факторов в нефтедобыче обеспечивается использованием предвключенных устройств, эффективная работа которых позволяет кратно увеличить наработку УЭЦН в осложненных условиях эксплуатации.

1.2 Факторы, осложняющие скважинную добычу нефти с использованием УЭЦН

Современное состояние нефтяной промышленности характеризуется значительными осложнениями условий разработки большинства месторождений. В себестоимости добычи нефти затраты на преодоление осложняющих факторов составляют 30...50 % эксплуатационных затрат. Основное количество

месторождений и залежей находятся на 3 или 4 стадиях разработки, что обуславливает снижение дебитов скважин и повышение обводненности добываемой продукции. Вновь вводимые в эксплуатацию месторождения не всегда характеризуются благоприятными горно-геологическими условиями. На рисунке 1.3 приведены основные осложняющие факторы в нефтедобыче [5, 6, 11, 32, 41, 42, 53].

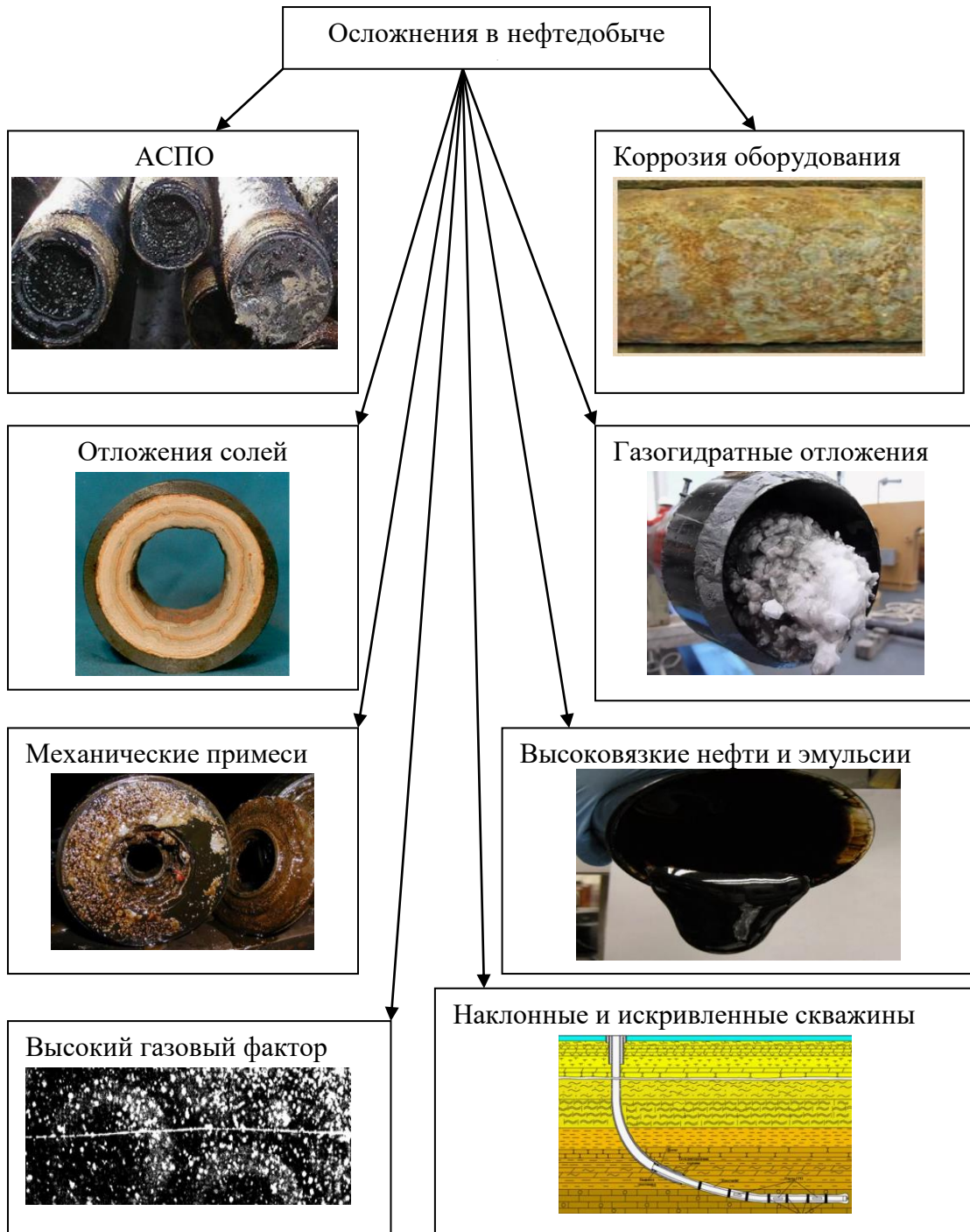


Рисунок 1.3 – Факторы, осложняющие добычу нефти

Следует отметить, что осложнения могут носить комплексный (сочетанный) характер, что требует использования все более совершенных технических и технологических мероприятий по устранению их негативных последствий. Вопросам описания физических явлений, связанных с осложняющими факторами в нефтедобыче, посвящены работы [51, 52, 53, 57, 78, 79, 96, 98, 110].

Обводнение продуктивных пластов нефтяных месторождений вызывает серьёзные осложнения при добыче, связанные с образованием стойких нефтяных эмульсий, которые характеризуются высокой вязкостью. При перекачке высоковязких эмульсий (ВВЭ) снижаются показатели надежности работы УЭЦН вследствие перегрузок ПЭД и пробоев электрической части.

Пластовая вода имеет в своем составе хлоркальциевые соли с концентрацией до 200 г/л, плотность пластовых вод составляет 1100...1180 кг/м³. При контакте с узлами УЭЦН (поверхности ПЭД, проточные каналы рабочих ступеней) осуществляется отложение солей, что ухудшает условия охлаждения ПЭД и вызывает засорение центробежных насосов [2, 4].

Причиной отложений солей при откачке скважинной жидкости является превышение концентрации соли в растворе C_i над равновесной концентрацией C_{ip} , то есть в соответствии с неравенством (1.2):

$$C_i \geq C_{ip}. \quad (1.2)$$

Условия для выполнения неравенства (1.2) могут реализовываться при смешении несовместимых вод или изменении термобарических параметров.

Следует также отметить, что пластовая вода является сильноагрессивной жидкостью по отношению к металлическим деталям и узлам УЭЦН. Указанное обуславливает развитие химической и электрохимической коррозии погружного оборудования. Заражение продуктивных пластов сульфатвосстанавливающими бактериями (СВБ) определяет развитие микробиологической коррозии узлов УЭЦН [44, 45].

Пластовая жидкость содержит значительное количество растворенного газа. Величина газового фактора для месторождений России изменяется в широких

пределах – от 5 до 400 м³/м³. В составе попутного нефтяного газа (ПНГ) преобладают углеводородные газы и азот (балластный газ, содержание до 80 %). При выделении ПНГ в процессе скважинной добычи нефти снижается подача и напор, развиваемые центробежным насосом, уменьшается энергоэффективность функционирования УЭЦН, развиваются процессы, связанные с кавитационным разрушением металла рабочих ступеней [51].

На месторождениях Пермского края, Удмуртии, Башкирии и Татарстана преобладающим осложнением при скважинной добыче нефти является отложение асфальтосмолопарафинов (АСПО). АСПО – это углеводородная смесь, состоящая из парафинов (массовая доля 20...70 %), асфальтосмолистых веществ (массовая доля 20...40 %), силикагелевой смолы, масел, воды и механических примесей [32, 33, 35, 39, 40].

Процесс образования АСПО является многофакторным и в общем случае может быть описан функциональной зависимостью (1.3):

$$YI = f\left(\frac{V^\tau \sigma^\chi Ra \Delta T}{\mu b_0^\psi}\right), \quad (1.3)$$

где YI – интенсивность формирования АСПО, кг/м²сут;

V – скорость потока, м/с;

σ – газовый фактор, м³/м³;

Ra – шероховатость внутренней поверхности НКТ, мкм;

ΔT – разность температур скважинной жидкости и стенки НКТ, °С;

μ – вязкость скважинной жидкости, мПа·с;

b_0 – обводненность скважинной жидкости, доли единицы;

τ , χ , ψ – показатели степени, характеризующие горно-геологические и технологические условия разработки месторождения.

Образование АСПО приводит к частичному или полному перекрытию сечения НКТ, что определяет необходимость выполнения ремонтных работ на скважинах [78, 88, 90, 92].

Износ рабочих ступеней, перерезание корпусов насосов и предвключенных устройств, засорение проточных каналов – эти негативные явления возникают вследствие высокого содержания механических примесей в составе добываемой скважинной жидкости. Появление механических примесей в скважинной продукции может быть связано с разрушением горной породы в призабойной зоне скважин и механическими воздействиями на пласт, к которым относятся проведение гидроразрывов пласта, а также химические обработки скважин (образование взвесей при смешении несовместимых вод и продуктов коррозии оборудования).

Несмотря на то, что количество скважин, осложненных высоким содержанием механических примесей, составляет, как правило, небольшую долю от осложненного фонда, в общем числе аварийных отказов УЭЦН выход из строя установок вследствие гидроабразивного износа и засорения рабочих ступеней насосов занимает 20...30 % (рисунок 1.4).

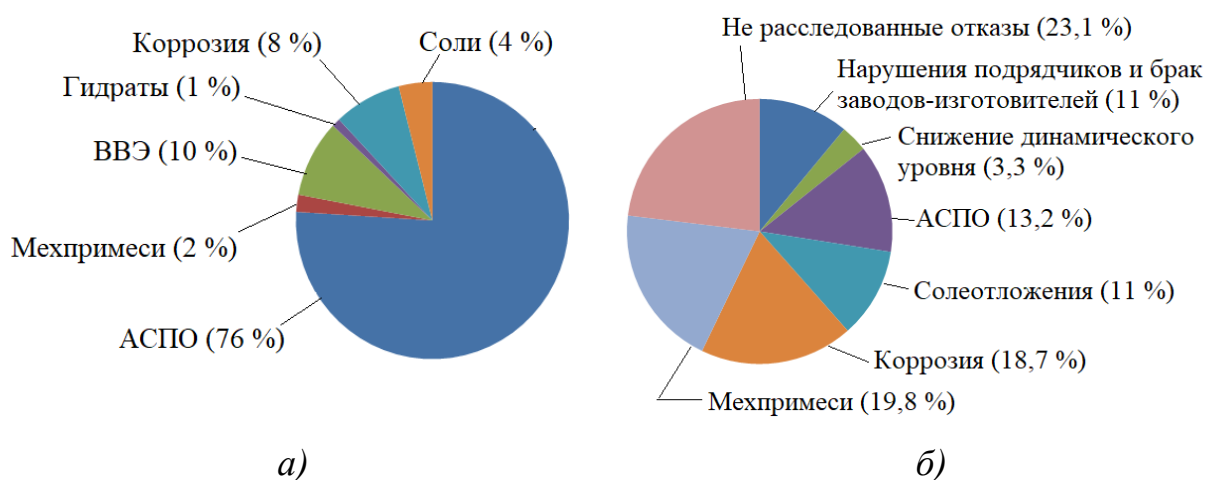


Рисунок 1.4 – Статистические данные по скважинам, оборудованным УЭЦН, ПАО «ЛУКОЙЛ-Пермь» за 2023 год:

а – распределение факторов от общего числа осложненных скважин;

б – распределение причин аварийных отказов УЭЦН

Указанное обуславливает необходимость разработки и использования эффективных методов и средств защиты погружного оборудования УЭЦН от

негативного воздействия механических примесей, содержащихся в перекачиваемой скважинной жидкости [13, 23, 33, 38, 40, 42].

В научной литературе подробно описываются технологические и технические способы снижения влияния механических примесей на работу насосов и предвключенных устройств УЭЦН. В то же время, недостаточно изученными остаются неявные особенности процесса гидроабразивного изнашивания рабочих органов глубинно-насосного оборудования, что затрудняет поиски рациональных решений по защите насосных установок.

1.3 Влияние пескопроявления в скважинах на наработку УЭЦН (на примере Софьинского месторождения ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь»)

Скважинная жидкость содержит частицы механических примесей, характеристики которых определяются их твердостью, гранулометрическим составом и концентрацией. Классификация абразивных частиц по происхождению представлена на рисунке 1.5.

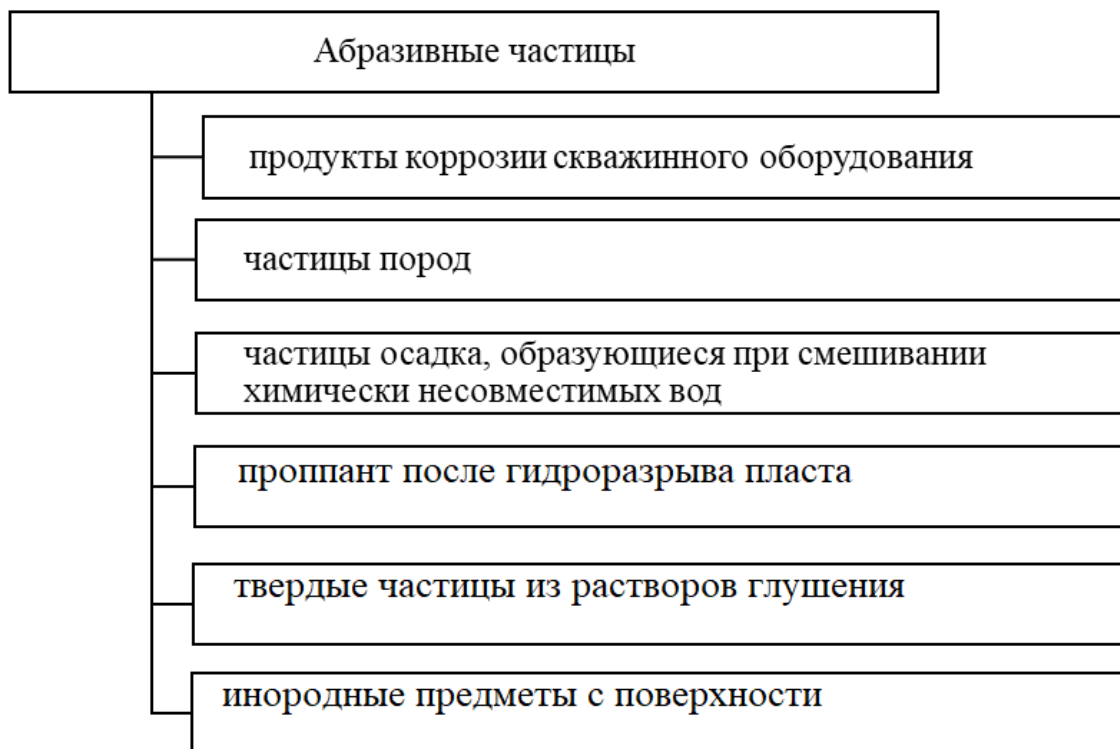


Рисунок 1.5 – Классификация абразивных частиц по роду происхождения

КВЧ в добываемой скважинной жидкости, как правило, является не постоянной величиной и может увеличиваться на порядки при залповых выбросах примесей в жидкость.

Считается, что на интенсивность выноса песка в скважину и увеличение КВЧ в перекачиваемой жидкости оказывают влияние следующие факторы.

1. Пластовое давление, залегание пласта по глубине.
2. Цементированность породы, её уплотняемость, а также естественная проницаемость.
3. Характеристики поверхности забоя, через которую происходит фильтрация.
4. Дебит скважины и пластовая депрессия.
5. Характер добываемого флюида и его фазовое состояние.
6. Физико-механические свойства пластового песка.

В работах [93, 112] указывается, что КВЧ является величиной, существенно изменяющейся во времени. Резкое возрастание показателя КВЧ (до двух порядков при залповых выбросах) возникает при проведении следующих технологических операций.

1. Запуск насосов и вывод скважин на режим при освоении или после ремонта.
2. Непродолжительные остановки подачи и запуски УЭЦН при периодической эксплуатации скважин.
3. Изменения динамического уровня и обводненности скважиной жидкости.

На нефтяных промыслах Пермского края пескопроявления характерны при эксплуатации слабосцементированных терригенных коллекторов, сложенных песчаниками и алевролитами. Коллекторские параметры рассматриваемых пород зависят, в первую очередь, от крупности и формы зерен, их компоновки, способа цементации.

Рассмотрим характерные условия эксплуатации пескопроявляющих скважин на примере Софьинского газонефтяного месторождения ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь».

Месторождение находится в Октябрьском районе Пермского края, в 155 км к югу от краевого центра, открыто в 1992 году и введено в разработку в 2001 году. На месторождении пробурено 58 скважин, из них в добывающем нефтяном фонде 43 скважины (часть в консервации), в нагнетательном фонде 14 (все действующие), в добывающем газовом фонде 1 скважина (в консервации). Закачка воды с целью поддержания пластового давления начата в 2012 году. Обводненность добываемой продукции составляет 35,6 %, текущий коэффициент извлечения нефти (КИН) составляет 0,075.

В тектоническом отношении Софьинское месторождение приурочено к северной части Башкирского свода. На площади месторождения выделено 6 куполов: Северо-Ефремовский, Ореховый, Хуторской, Ефремовский, Софьинский и Новотартинский (рисунок 1.6). На месторождении выявлено 40 залежей нефти и 1 залежь свободного газа в 13 продуктивных пластах.

В пределах визейского терригенного нефтегазоносного комплекса выделено четыре продуктивных пласта: Тл2-а, Тл2-б, Бб1 и Бб2.

С отбором керна на месторождении пробурена 21 скважина. Суммарная проходка с отбором керна составила 2,9 тыс. м при выносе 1,9 тыс. м, или 66,7 %. В девяти скважинах проходка с отбором керна составила 891,7 м при выносе 880 м, или 98,7 % [21].

Терригенные породы преимущественно представлены образцами с пористостью от 10 до 22,5 % (91 % выборки). Коэффициент проницаемости в большинстве образцов составляет от 100 до 500 мД (54 % выборки) [21].

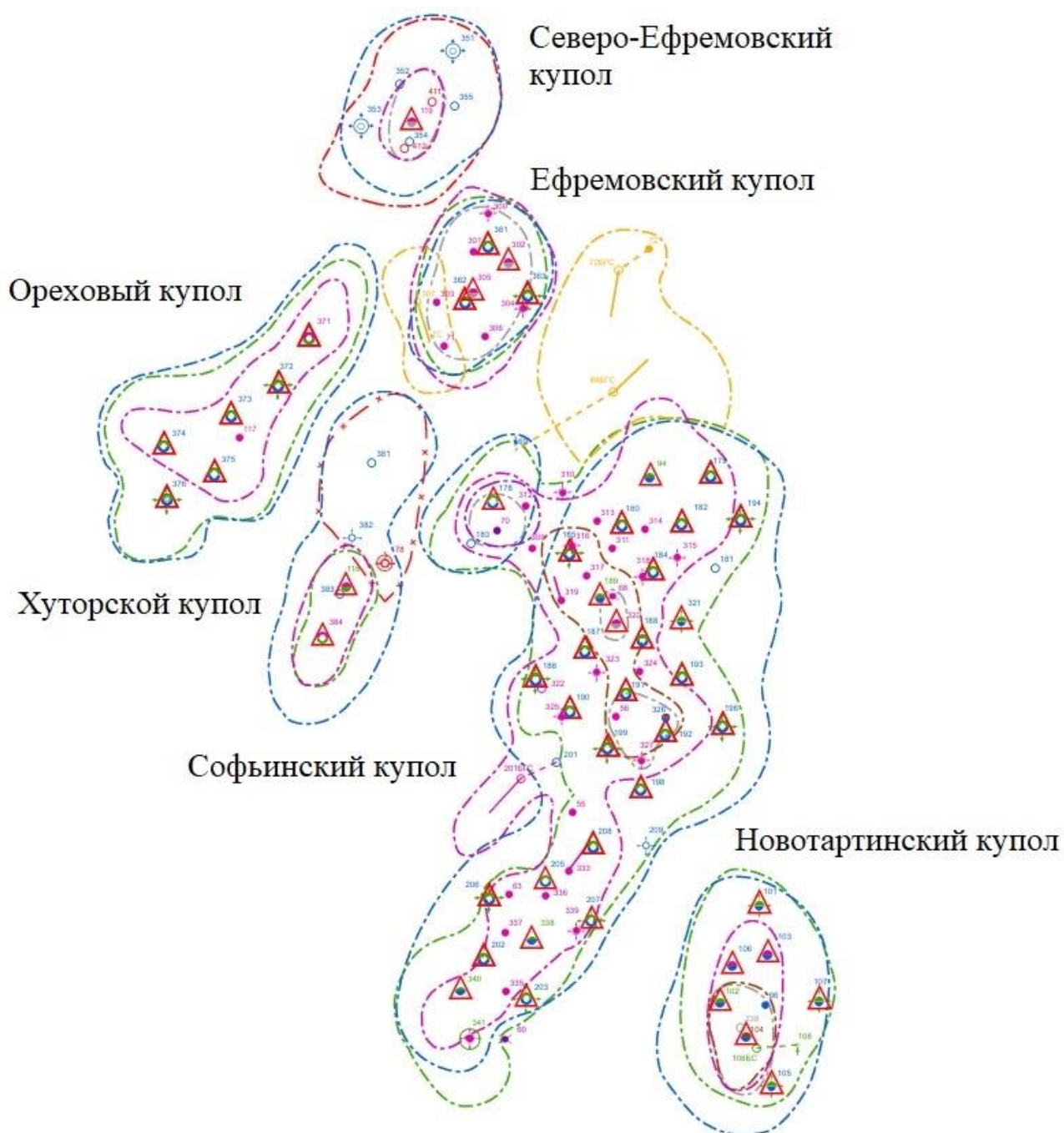


Рисунок 1.6 – Схема Софьинского газонефтяного месторождения

Значительный период разработки продуктивных пластов Софьинского месторождения обуславливает необходимость отбора скважинной жидкости при уменьшении забойного давления и повышении депрессии. Указанное определяет ухудшение прочностных характеристик пород в зоне перфорации скважин, в том числе вследствие изменения водонасыщенности и миграции глинистых частиц.

Влияние пескопроявления на наработку УЭЦН, возможно оценить по данным, полученным автором (таблица 1.6).

Таблица 1.6 – Результаты применения устройств очистки жидкости в скважинах осложненных пескопроявлением (Софьинское месторождение ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь»)

Номер скважины	Тип насосной установки и предвключенные устройства	Наработка УЭЦН до использования предвключенных устройств, сут.	Наработка УЭЦН после монтажа предвключенных устройств, сут.
71	УЭЦН Фильтр ФБР-5 Сепаратор механических примесей ССМПЦ-60 Якорь газопесочный ПГ-5	39	621
205	УЭЦН Фильтр ФБР-5 Сепаратор механических примесей ССМПЦ-60	54	598
301	УЭЦН Фильтр ФБР-5 Сепаратор газовый	47	435
319	УЭЦН Фильтр ФБР-5 Якорь газопесочный ПГ-5	49	593
327	УЭЦН Фильтр ФБР-5	63	571
Средний МРП скважин, сут.		50	564

Средняя величина наработки УЭЦН (и соответственно межремонтного периода (МРП) скважины) до установки фильтров и сепараторов механических примесей на Софьинском газонефтяном месторождении составляла около 50 суток. Отказ УЭЦН по причине засорения и заклинивания роторов приводил к необходимости выполнения дорогостоящих спускоподъемных операций. При этом использование износостойких электроцентробежных насосов не всегда обеспечивало достижение положительного результата.

Высокую эффективность показали способы защиты погружных электроцентробежных насосов и предвключенных устройств от гидроабразивного изнашивания посредством снижения КВЧ и уменьшения среднего размера частиц

песка в перекачиваемой скважинной жидкости, проходящей через рабочие органы ЭЦН при использовании фильтров и сепараторов механических примесей [13, 14, 25, 33, 108, 112].

1.4 Оценка абразивных свойств частиц механических примесей, содержащихся в скважинной жидкости

В работе [42] на основании анализа причин отказов УЭЦН сделан вывод о том, что для электроцентробежных насосов в базовом исполнении КВЧ менее 0,1 г/л не оказывает существенного влияния на интенсивность развития гидроабразивного изнашивания рабочих ступеней. Аналогичный вывод сделан для ЭЦН в износостойком исполнении: при КВЧ менее 0,3 г/л интенсивное гидроабразивное изнашивание отсутствует. Для ЭЦН в базовом исполнении при КВЧ в диапазоне от 0,1 до 0,5 г/л (и от 0,3 до 1 г/л – для ЭЦН износостойкого исполнения) наблюдаются гидроабразивное изнашивание рабочих ступеней и существенные вибрации при работе насосов. При КВЧ свыше $c \geq 1$ г/л зачастую происходит засорение рабочих ступеней и заклинивание роторов насосов.

Абразивные свойства механических примесей определяются минеральным и гранулометрическим составами, твердостью, формой, наличием острых граней. Исследования гранулометрического состава проб механических примесей позволяют утверждать, что основная их часть имеет размер зерен от 0,1 до 1 мм.

Гидроабразивное изнашивание рабочих ступеней ЭЦН является многофакторным процессом. Интенсивность потери металла изнашиваемой ступени определяется выражением (1.4):

$$\frac{dM_i}{dt} = f(R, F, \rho, H_c, c, K, H_d, F_d, \omega), \quad (1.4)$$

где M_i – относительное изменение массы изнашиваемой детали рабочей ступени ЭЦН;

t – время воздействия абразивных частиц на изнашиваемую деталь;

dM_i/dt – скорость гидроабразивного изнашивания;

R, F, ρ, H_c, c – размер, форма, плотность, твердость и концентрация взвешенных частиц механических примесей соответственно;

K – коррозионная активность среды;

H_d – твердость поверхности изнашиваемой детали;

F_d – форма поверхности изнашиваемой детали;

ω – частота вращения приводного вала насоса [36, 46, 48, 49, 55].

Оценка изнашивающего воздействия твердых частиц, содержащихся в потоке жидкости, на межступенчатые уплотнения и опорные шайбы рабочих колес ЭЦН, осуществляется величиной комплексного показателя абразивности, предложенного сотрудниками Американского института нефти (*American Petroleum Institute – API*) и в общем виде определяемого выражением (1.5):

$$AI = f(R, F, \rho, H_c), \quad (1.5)$$

где AI – показатель абразивности механических примесей, %.

Количественно значение показателя абразивности AI рассчитывается по эмпирической формуле (1.6):

$$AI = 0,3M_{-0,25\%} + 10(2 - K_o - K_s) + 0,25(M_{н.о\%} + M_{кв\%}), \quad (1.6)$$

где $M_{-0,25\%}$ – массовая доля абразивных частиц механических примесей размером менее 0,25 мм, %;

K_o – коэффициент округлости частиц механических примесей, найденный по методике *API*;

K_s – коэффициент сферичности частиц механических примесей, найденный по методике *API*;

$M_{н.о\%}$ – массовая доля нерастворимого остатка (частиц, не растворимых в кислоте), %;

$M_{кв\%}$ – доля частиц кварца в общей массе механических примесей, % [106, 116].

Значения коэффициентов округлости K_o и сферичности K_s частиц примесей определяется визуально по диаграмме Крумбьена-Шлосса (рисунок 1.7) [50, 55, 56].

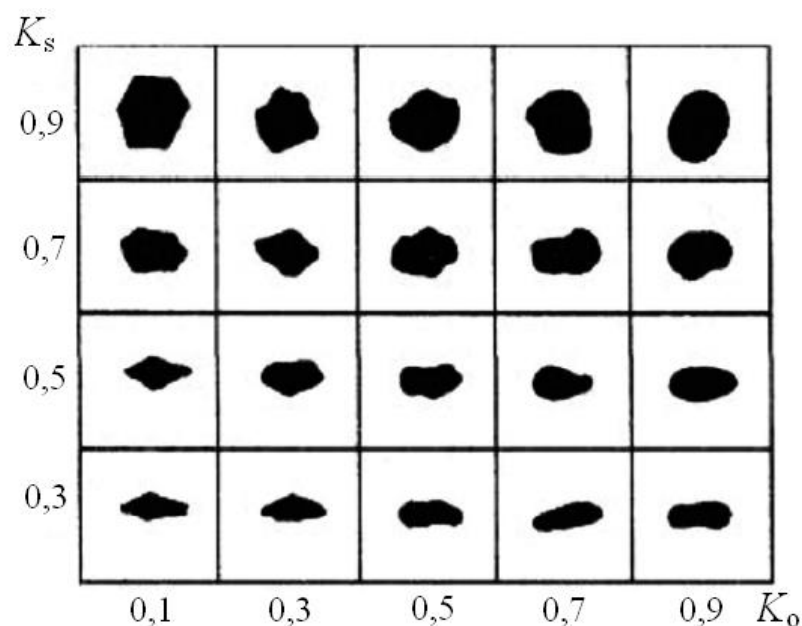


Рисунок 1.7 – Диаграмма Крумбуэна-Шлосса для визуального определения коэффициентов округлости K_o и сферичности K_s твердых частиц механических примесей

Анализ формулы (1.6) показывает, что форма частиц (округлость и сферичность) оказывает существенное влияние на их изнашивающую способность (абразивность).

Практическое использование формулы (1.6) ограничено не полными данными по физико-механическим свойствам и гранулометрическому составу механических примесей, выносимых в скважину.

В силу простоты методики подбора УЭЦН к скважине по значению КВЧ, нефтяные компании пока не стремятся заменить ее. На нефтяных промыслах России существенная часть насосов в базовом исполнении подобрана к скважине по методике оценки КВЧ не верно [56, 57].

В работе [27] отмечается, что при прохождении через ступени центробежных насосов абразивность частиц механических примесей изменяется. Частицы примесей измельчаются, изменяется их форма, а следовательно и величины коэффициентов округлости K_o и сферичности K_s .

Недостаточно изученным является вопрос количественной оценки изменения абразивных свойств механических примесей, подвергающихся воздействию

ступеней электроцентробежного насоса в процессе перекачки жидкости. В технической литературе отсутствуют соответствующие данные.

1.5 Способы и оборудование для снижения интенсивности гидроабразивного изнашивания рабочих ступеней и предвключенных устройств УЭЦН

1.5.1 Классификация способов защиты УЭЦН от вредного влияния механических примесей

Формирование эффективного комплекса мероприятий по защите узлов УЭЦН от гидроабразивного изнашивания включает химические, технологические, технические и профилактические методы (рисунок 1.8).

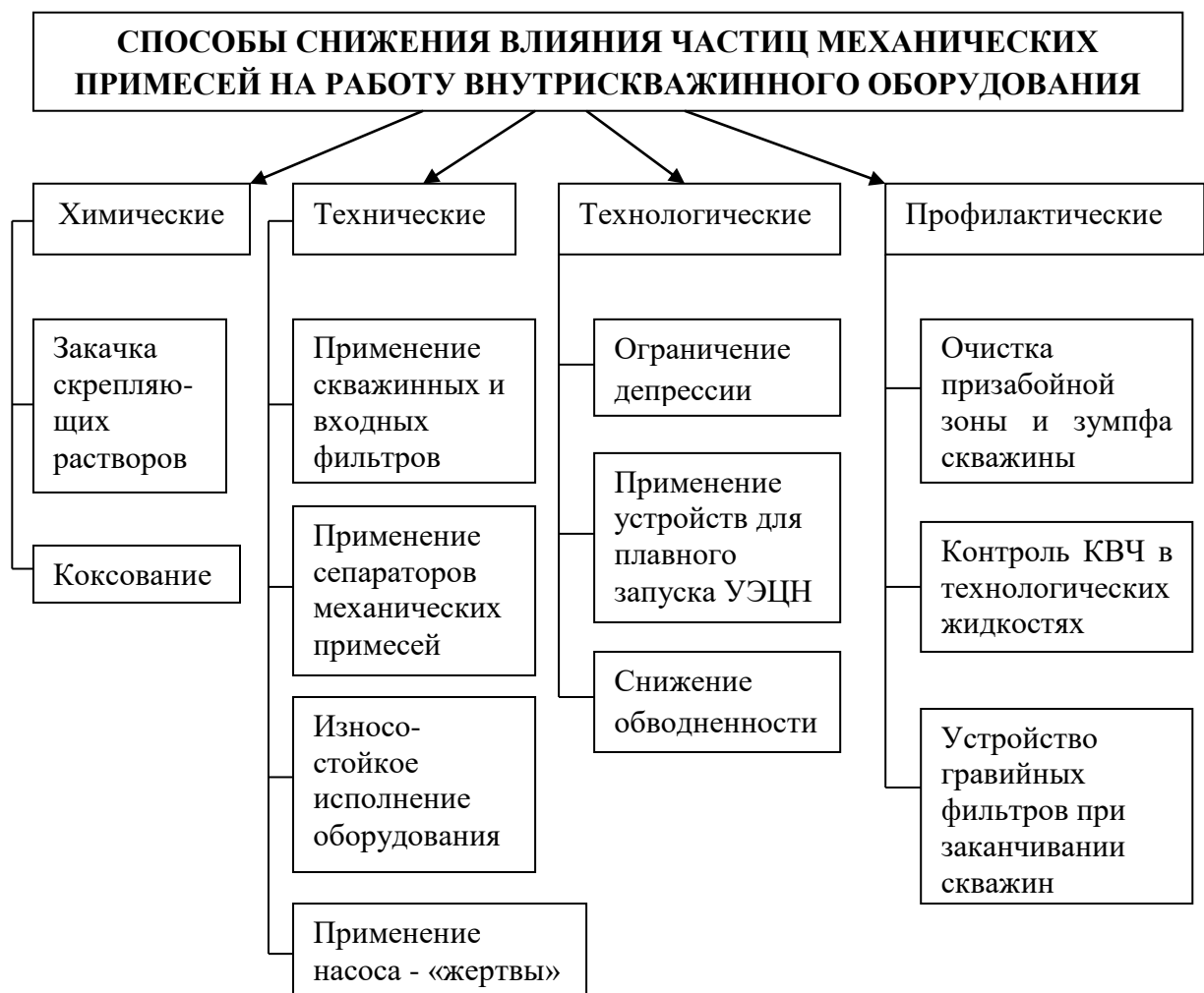


Рисунок 1.8 – Классификация методов борьбы с негативным влиянием частиц механических примесей на работу узлов УЭЦН

Методы химической защиты предусматривают закачку в призабойную зону пласта скрепляющих растворов, смол и композиций на их основе. Ряд технологий гидроразрыва пласта предусматривает закачку в пласт проппанта, обработанного скрепляющими растворами, для предотвращения его интенсивного выноса из скважины на этапах освоения и эксплуатации. Главным недостатком такого метода является сложность создания пористой, проницаемой структуры, что может существенно влиять на дебиты обрабатываемых скважин [6, 17, 96, 97].

Другой способ укрепления пород в призабойной зоне – коксование. Суть способа заключается в длительном термическом воздействии на нефть в призабойной зоне пласта для получения вяжущего материала – кокса [8, 11].

Технологические методы включают в себя мероприятия, связанные с подбором параметров эксплуатации скважин и ограничением депрессии на пласт ниже критического уровня, при котором происходит разрушение пород. Таким образом, предупреждается вынос твердых частиц в скважину.

Увеличение обводненности обуславливает размыв глинистых частиц пород коллекторов нефти, что определяет вынос пластового песка в скважины. Применение устройств для плавного пуска УЭЦН обуславливает снижение вибраций при работе установки, что позволяет снизить вероятность залповых выбросов песка в добывающую нефтяную скважину.

Для снижения оказываемого влияния механических примесей на работу глубинно-насосного оборудования используют профилактические методы, а именно обработку призабойной зоны скважины различными гидроволновыми устройствами с последующей промывкой. Эффективным является способ заканчивания скважин с устройством гравийного фильтра в необсаженном продуктивном интервале. Сущность метода заключается в закачке по трубам НКТ гравия с заданным гранулометрическим составом на забой скважины. Создание гравийного фильтра является одной из наиболее эффективных технологии профилактики выноса механических примесей в скважины [13, 107].

Технические методы снижения влияния механических примесей на работу УЭЦН (см. рисунок 1.8) предусматривает использование насосов в износостойком исполнении, а также применение сепараторов твердых частиц, скважинных и входных фильтров. Например, по данным [4] применение электроцентробежных насосов в износостойком исполнении позволило повысить наработку УЭЦН в скважинах ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» до трех раз (рисунок 1.9).

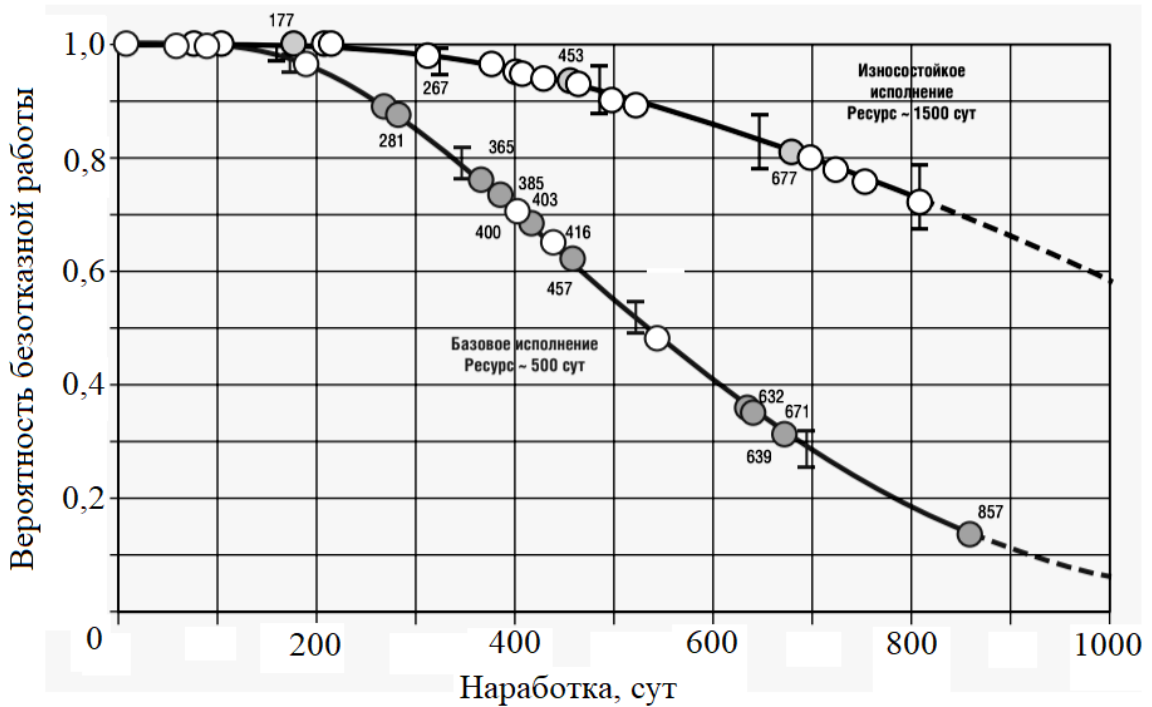


Рисунок 1.9 – Результаты внедрения электроцентробежных насосов износостойкого исполнения на нефтяных промыслах ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»

Ниже в пунктах 1.5.2. и 1.5.3 рассмотрены типовые конструкции износостойких насосов и предвключенных устройств УЭЦН. Разработка технических решений по совершенствованию конструкций оборудования УЭЦН является одним из наиболее рентабельных способов повышения наработки скважинных установок при перекачке гидроабразивных смесей.

1.5.2 Анализ конструктивных особенностей оборудования УЭЦН в износостойком исполнении

Основным элементом электроцентробежного насоса являются рабочие ступени. Они же являются наиболее уязвимыми для воздействия твердых частиц механических примесей. Пример деградации напорно-расходной характеристики (НРХ) рабочей ступени ВНН5-20 вследствие гидроабразивного изнашивания приведен на рисунке 1.10.

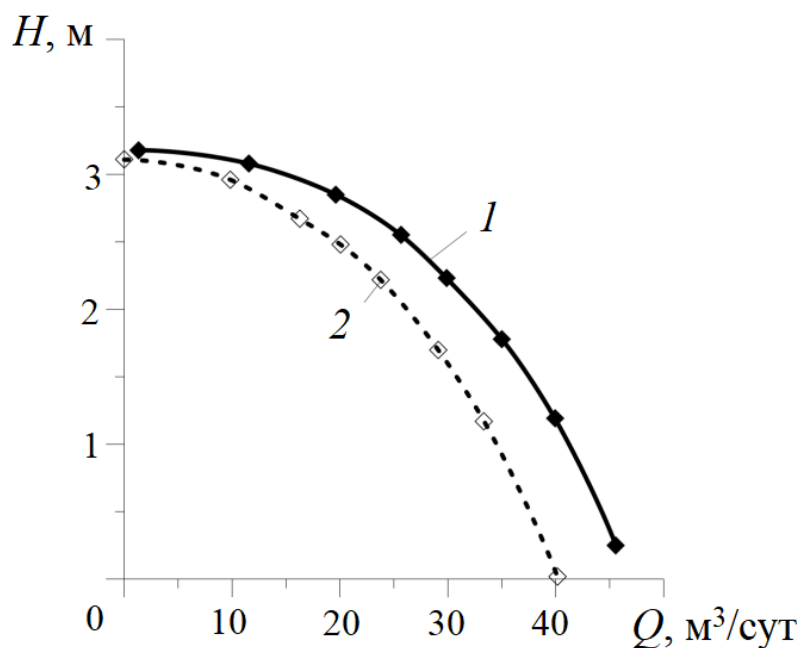


Рисунок 1.10 – Деградация напорно-расходной характеристики рабочей ступени электроцентробежного насоса ВНН5-20 вследствие гидроабразивного изнашивания:
 1 – характеристика новой ступени; 2 – характеристика изношенной ступени

В работе [55], указывается, что разрушение рабочих ступеней электроцентробежных насосов под воздействием абразивных частиц происходят вне зоны течения основного потока жидкости и, как правило, обусловлено вторичными течениями.

Вопрос износа осевых опор рабочих ступеней электроцентробежных насосов изучен достаточно полно и в технической литературе описывается следующим образом.

Посредством рабочего колеса осуществляется прирост напора жидкости $H_{\text{рк}}$, который определяется (без учета потерь) выражением (1.7):

$$H_{\text{рк}} = \frac{v_2^2 - v_1^2}{2g} + \frac{(\omega r_2)^2 - (\omega r_1)^2}{2g} + \frac{W_1^2 - W_2^2}{2g}, \quad (1.7)$$

где v – абсолютная скорость, м/с;

ω – угловая скорость вращения, рад/с;

r – радиус колеса, м;

W – относительная скорость, м/с;

g – гравитационная постоянная, $g = 9,8 \text{ м/с}^2$ [26].

Первый член выражения (1.7) характеризует прирост кинетической энергии перекачиваемой жидкости в рабочем колесе насоса (динамический напор). Два других слагаемых определяют прирост статического напора, то есть энергию давления. Следовательно, разница давлений создает осевую силу, воздействующую на рабочие колеса лопастных насосов.

Большинство фирм-изготовителей УЭЦН предлагают использовать для перекачки гидроабразивных смесей насосы в компрессионном и пакетном исполнении. Указанное, как правило, позволяет минимизировать изнашивание осевых опор. Однако при эксплуатации данных типов насосов существенное количество механических примесей сепарируется из потока и накапливается в полостях под рабочими колесами. В результате интенсифицируется изнашивание корпусов направляющих аппаратов вследствие циркуляции твердых абразивных частиц в вихревых течениях. Зачастую указанное приводит к перерезанию корпуса направляющего аппарата и центробежного насоса, что обуславливает аварийный отказ УЭЦН, связанный с полетом ПЭД, гидрозащиты и других узлов установки в скважину (рисунок 1.11) [19, 34, 35, 44].

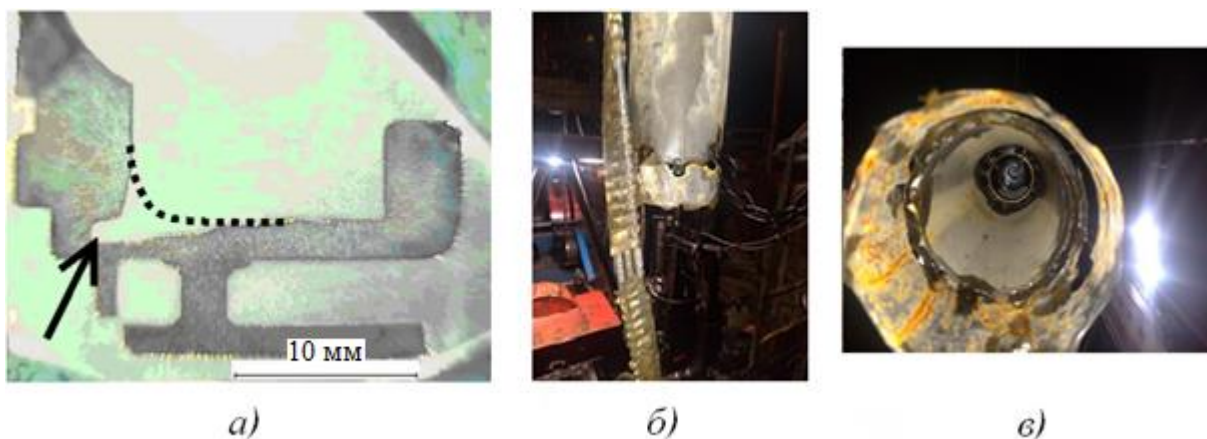


Рисунок 1.11 – Гидроабразивный износ направляющего аппарата (а) и последствия перерезания корпусов электроцентробежных насосов (б, в)

Снижение абразивного воздействия твердых частиц, накапливающихся в полостях под рабочими колесами, на корпуса направляющих аппаратов обеспечивается следующим:

- использование ступеней с отверстиями в верхних дисках направляющих аппаратов (рисунок 1.12, а);
- применение ступеней с защитными ребрами на верхних дисках направляющих аппаратов и увеличенным сечением проточных каналов рабочих колес (рисунок 1.12, б) [104];
- применение твердых покрытий поверхностей ступеней ЭЦН.

Следует отметить, что указанные технические решения позволяют добиться повышения стойкости ЭЦН к гидроабразивному изнашиванию, но также увеличивают стоимость, габариты и металлоемкость насоса [28, 57, 58, 79, 80].

Установка защитных ребер в полости под рабочим колесом позволяет изменить структуру вторичных течений: частицы механических примесей, сталкиваясь с радиальными ребрами, теряют свою энергию. Корпус направляющего аппарата начинает изнашиваться после разрушения защитных ребер, что позволяет повысить наработку ЭЦН на отказ на 30...40% при наличии механических примесей. Однако в условиях эксплуатации УЭЦН в скважинах с высокой концентрацией механических примесей данный эффект часто

оказывается недостаточным [55], так как геометрия рёбер рабочих ступеней не оптимизирована.

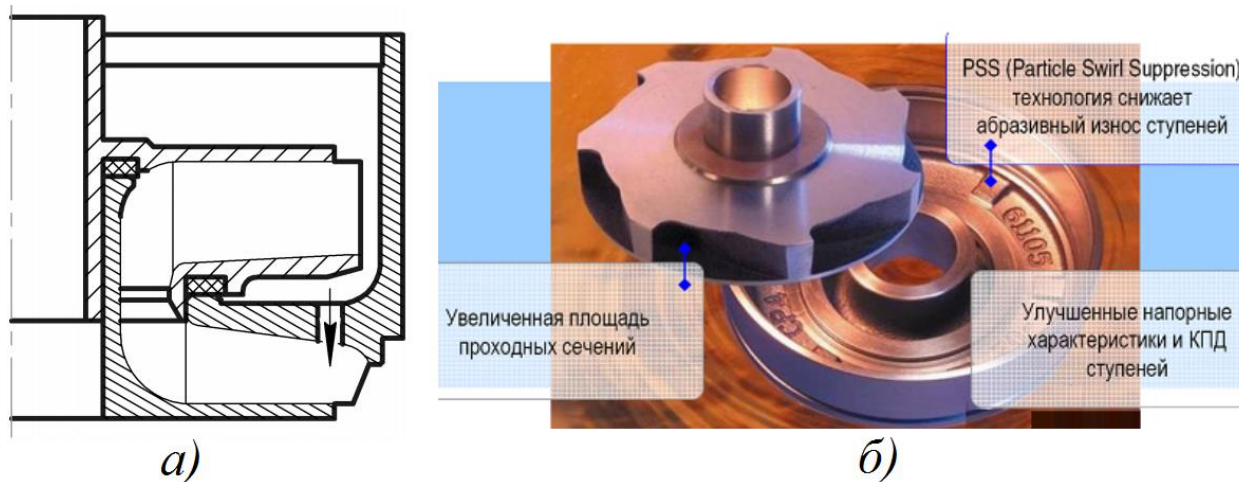


Рисунок 1.12 – Ступени с отверстиями в верхних дисках направляющих аппаратов для удаления абразивных частиц (а) и с увеличенным сечением проходных каналов и защитными ребрами под рабочими колесами (б) [56]

С целью устранения указанных недостатков сотрудниками АО «Новомет-Пермь» предложена конструкция рабочей ступени ЭЦН с выступами оптимизированной формы, размещенными на его верхнем диске направляющего аппарата (рисунок 1.13).

Конструкция перспективной ступени ЭЦН включает в себя рабочее колесо 1 с уплотнением 8 и направляющий аппарат 2. Полость 5 расположена между нижним диском 3 рабочего колеса 1 и верхним диском 4 и направляющего аппарата 2 [104]. Для обеспечения минимального вихреобразования в полости 5 при номинальной частоте вращения рабочего колеса 1 в конструкции на верхнем диске 4 направляющего аппарата 2 предусмотрены выступы 7, геометрия которых спрофилирована специальным образом. Для минимизации объемных потерь, связанных с перетоками жидкости в полость 5, между направляющим аппаратом 2 и рабочим колесом 1 располагается уплотнение 8. Принцип работы перспективной ступени ЭЦН заключается в следующем. Рабочее колесо 1 приводится в движение и начинает вращаться относительно направляющего

аппарата 2. Абразивные частицы сепарируются из потока жидкости и накапливаются в полости 5, где под действиям центробежных сил прижимаются к стенкам корпуса 6 направляющего аппарата 2. Однако специальная форма (криволинейный профиль) передней кромки 9 выступов 7 обеспечивает отвод механических примесей от стенок корпуса 6 направляющего аппарата 2 к его центру.

За счет такой конструкции снижается интенсивность гидроабразивного износа вследствие уменьшения скорости движения частиц в составе механических примесей, что также подавляет образование вихревых вторичных течений. Таким образом, изнашивается лишь передняя кромка 9 выступов 7, однако рабочие характеристики ступени насоса при этом остаются неизменными [104, 107].

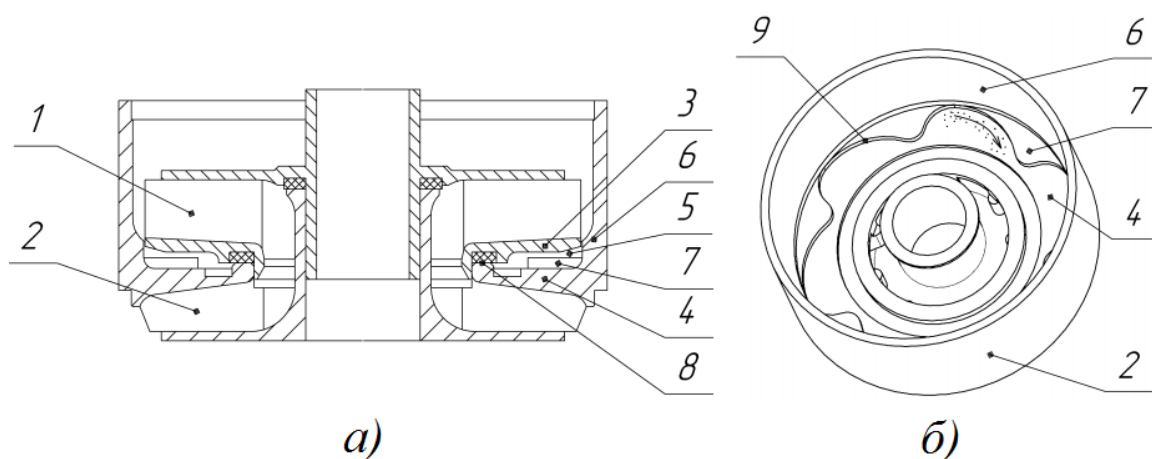


Рисунок 1.13 – Ступени стойкие к гидроабразивному износу конструкции АО «Новомет-Пермь» [104]

В ходе сравнительных испытаний рабочих ступеней, выполненных с выступами оптимизированной геометрии на верхних дисках направляющих аппаратов, со ступенями традиционных конструкций, было продемонстрировано существенное снижение скорости гидроабразивного износа металла направляющих аппаратов в полостях под рабочими колесами [56, 57].

Также для повышения стойкости к гидроабразивному изнашиванию применяют центробежно-осевые (диагональные) рабочие ступени насосов.

Уменьшение центробежных сил, действующих на частицы механических примесей, обуславливает снижение интенсивности изнашивания. Однако диагональные ступени имеют большие габаритные размеры, следовательно, насосы, собранные из таких ступеней, имеют большую стоимость и худшую монтажеспособность вследствие большей длины [104].

Описанные технические решения не позволяют решить задачу снижения интенсивности гидроабразивного изнашивания рабочих органов УЭЦН. В текущих условиях нефтедобычи наиболее широкое практическое применение получили методы защиты насосных установок, связанные с отделением твердых частиц от потока перекачиваемой скважинной жидкости, то есть использование сепараторов и фильтров.

1.5.3 Сепараторы механических примесей, применяемые в составе установок электроцентробежных насосов

Применяемые в настоящее время в составе УЭЦН сепараторы механических примесей принято классифицировать по принципу действия на гравитационные, инерционные и центробежные (рисунок 1.14) [4, 9].

Установка сепараторов осуществляется под ПЭД УЭЦН через узел-разобщик. Очищенная жидкость поступает через сепаратор на вход электроцентробежного насоса. Механические примеси, отделенные от скважинной жидкости, накапливаются в специальном контейнере или сбрасываются в зумпф скважины через хвостовик.

Коэффициент сепарации $k_{\text{сеп}}$, является главным параметром, характеризующим эффективность работы сепараторов механических примесей, который определяется выражением (1.8):

$$k_{\text{сеп}} = \frac{M_{\text{отд}}}{M_{\text{вх}}}, \quad (1.8)$$

где $M_{\text{отд}}$ – масса отделенных частиц, кг;

$M_{\text{вх}}$ – масса частиц механических примесей на входе в сепаратор, кг.

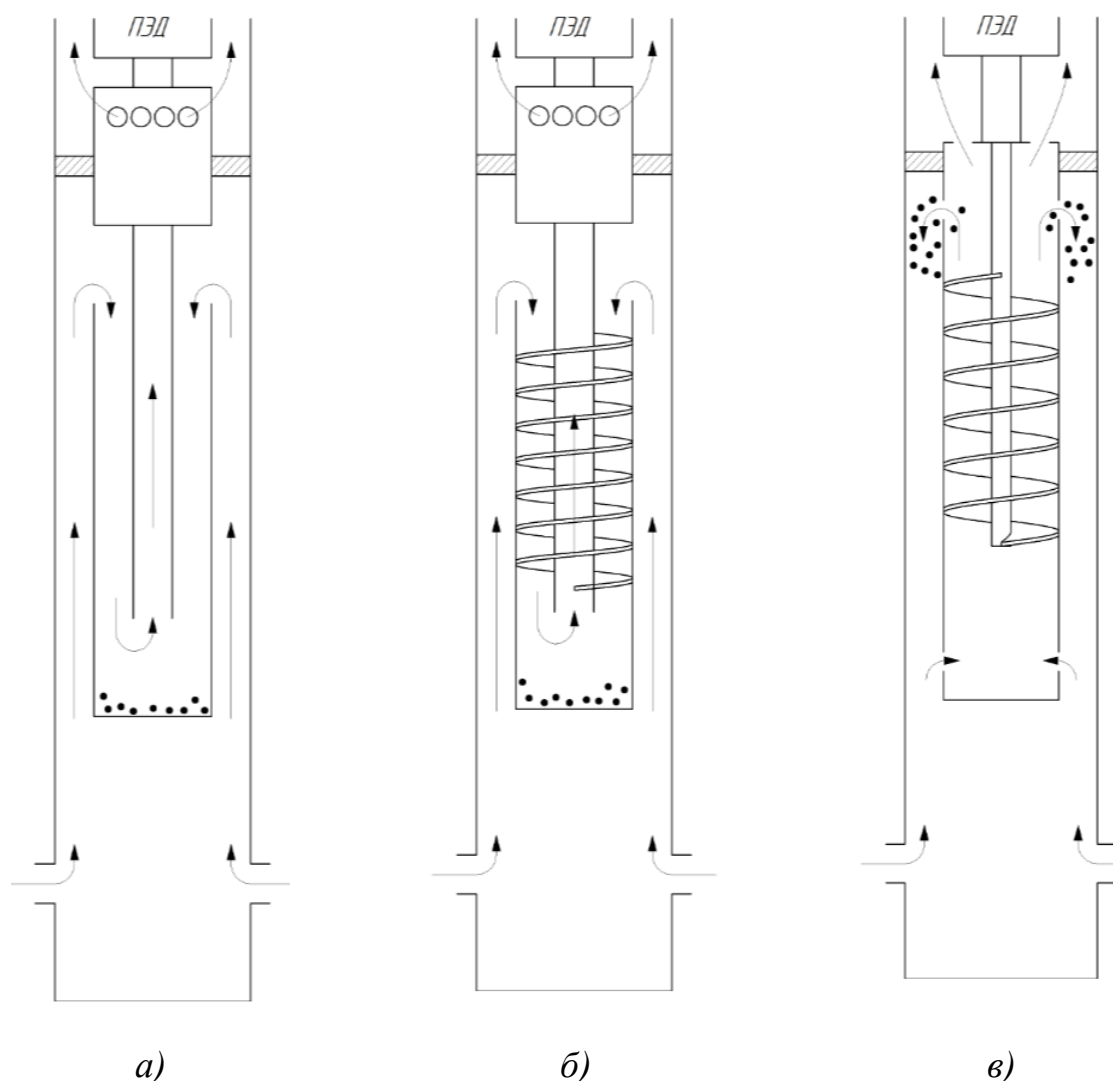


Рисунок 1.14 – Принципиальные схемы функционирования скважинных сепараторов механических примесей в составе УЭЦН:

а – гравитационный; *б* – инерционный; *в* – центробежный

Согласно требованиям нефтедобывающих предприятий и данным технической литературы, эффективной является работа сепаратора при $k_{\text{сеп}} > 0,8$.

Гравитационные сепараторы по типу «труба в трубе» характеризуются простой конструкцией и малой стоимостью. Процесс отделения механических примесей от жидкости происходит под действием гравитационных сил, то есть при изменении направления движения потока частицы с большей массой отделяются от жидкости. Принцип работы гравитационного сепаратора (рисунок 1.15, *а*) рассмотрим на примере сепаратора УСПТ89 производства ООО «Нефтьспецтехника», предназначенного для скважин с дебитом до 200 м³/сут.

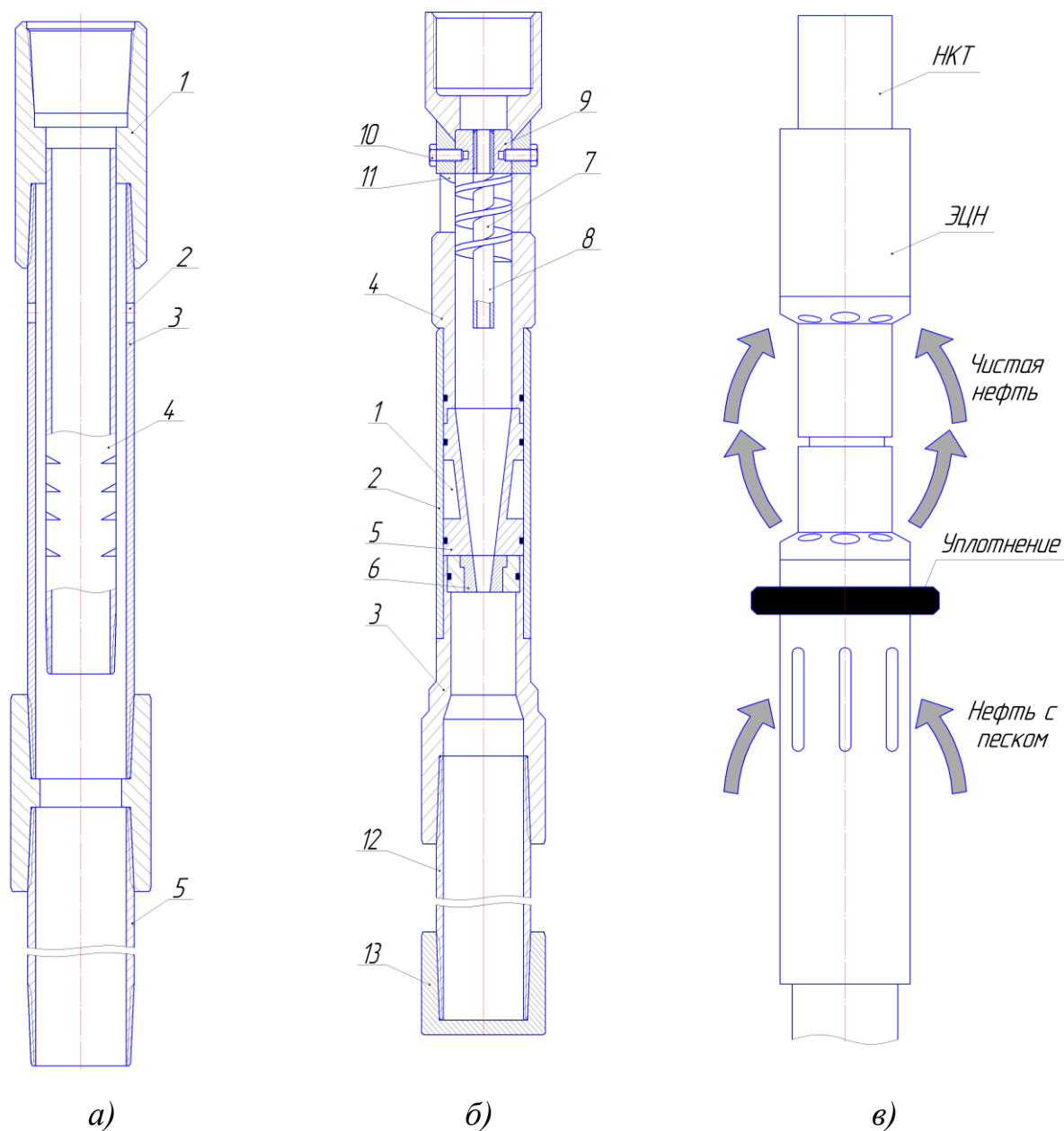


Рисунок 1.15 – Примеры конструкций сепараторов механических примесей:

a – гравитационный сепаратор УСПТ89 ООО «Нефтеспецтехника»; *б* – инерционный сепаратор СМГБ производства ПК «Борец»; *в* – центробежный сепаратор *SandCat*

Вход жидкости в сепаратор осуществляется через отверстия 2. Далее скважинная жидкость перемещается по кольцевому каналу, образованному трубой 3 и внешней стенкой приёмно-выкидного патрубка 4, изменяя направление движения и поднимаясь через внутренний канал приёмно-выкидного

патрубка. Под действием гравитационных сил происходит седиментация механических примесей с их последующим осаждением в контейнере 5.

Вместо контейнера 5 может использоваться открытый хвостовик для сброса отсепарированных частиц непосредственно в зумпф скважины [8].

Аналогичную конструкцию имеют сепараторы УСПТ73 и УСПТ114 производства ООО «Нефтьспецтехника», рассчитанные на скважины с дебитом до 100 и до 400 м³/сут, соответственно. Несмотря на характеристики, заявленные заводом-изготовителем, следует отметить, что использование гравитационных сепараторов в скважинах с дебитом более 50 м³/сут является неэффективным.

Гравитационная сепарация твердой частицы из потока жидкости выполняется при соблюдении условия (1.9):

$$0,5k_{\text{соп}}\rho S v^2 < F_{\Gamma} - F_{\text{А}}, \quad (1.9)$$

где $k_{\text{соп}}$ – коэффициент сопротивления движению частицы в жидкости;

ρ – плотность частицы, кг/м³;

S – эффективная площадь поперечного сечения твердой частицы, м²;

v – скорость потока жидкости, м/с;

F_{Γ} и $F_{\text{А}}$ – силы тяжести и Архимеда, действующие на частицу соответственно, Н.

Анализ зависимости (1.9) показывает, что с увеличением скорости потока жидкости v (то есть подачи насоса и дебита скважины) эффективность гравитационной сепарации твердых частиц снижается [4, 5].

В скважинах с дебитом до 200 м³/сут возможно эффективное использование инерционных сепараторов механических примесей. В инерционных сепараторах скважинная жидкость поднимается по кольцевому пространству и поступает во внутреннюю полость сепаратора, где происходит изменение направления потока на противоположное. После этого жидкость движется по кольцевому каналу, образованному корпусом сепаратора и приёмно-выкидным патрубком, оснащённым спиралью (шнеком). В каналах шнека происходит отделение твердых частиц от жидкости за счет действия центробежных сил. Далее жидкость меняет направление потока и поднимается по внутреннему каналу приёмно-

выкидного патрубка. Соединение сепаратора с УЭЦН осуществляется посредством резьбового соединения.

Рассмотрим конструкцию и принцип действия инерционного сепаратора СМГБ (ПК «БОРЕЦ») (рисунок 1.15, б), выполненного конструктивно для работы с УЭЦН габаритами 5 и 5А в эксплуатационных колоннах с условными диаметрами от 140 до 178 мм по ГОСТ 632-80, который состоит из гидроциклона 1, корпуса 2 и переходника 3. Гидроциклон 1 включает в себя цилиндрическую головку 4, сменные конусы 5 и конические разгрузочные насадки 6, которые поджимаются переходником 3.

Инерционный сепаратор содержит гидроциклон 1 и шнек 7 с патрубком 8. Шнек 7 закреплен на вставке 9 и фиксируется в головке 4 посредством упорных винтов 10. Рабочая жидкость поступает в гидроциклон через отверстие сменной насадки 11, изготовленной из износостойкого материала, которая запрессована в головке 4. Отвод очищенной жидкости осуществляется через сливное отверстие 8 патрубка 7, а отвод механических примесей – через разгрузочное отверстие сменной насадки 6, также выполненной из износостойкого материала и установленной в вершине конуса 5. Выбор типа исполнения гидроциклона определяется параметрами рабочей жидкости и условиями эксплуатации.

Принцип работы устройства следующий. Рабочая жидкость поступает через питающее отверстие в канал, сформированный спиралью шнека 7. Там жидкость приобретает вращательное и поступательное движение, после чего, под действием центробежных сил, начинает двигаться тангенциально по отношению к стенке цилиндрической части гидроциклона 1. Поскольку диаметр сливного отверстия 8 больше, чем диаметр разгрузочного 6, основная часть жидкости выходит через сливное отверстие 8. Частицы механических примесей, отбрасываемые центробежной силой к внутренней поверхности гидроциклона 1, опускаются по ней к вершине конуса и удаляются через разгрузочное отверстие 6 в контейнер-накопитель 12 с крышкой 13.

Центробежные сепараторы механических примесей имеют в составе своей конструкции вращающийся ротор, создающий центробежную силу, отбрасывающую твердые частицы от центра к периферии потока. Примерами подобных устройств являются центробежные сепараторы фирмы *RMS-Pumptools*, выполненные по технологии *SandCat* (см. рисунок 1.15, в), а так же опытные изделия АО «Новомет-Пермь». Изготовители заявляют, что при работе описанных устройств от потока перекачиваемой жидкости сепарируются частицы крупностью свыше 10...40 мкм. Следует, однако, отметить, что центробежные сепараторы не получили широкого распространения вследствие сложности конструкции и малой надежности. Механические примеси, концентрирующиеся у внутренней поверхности корпуса, повышают вероятность его сквозного перерезания [9, 90, 93].

Основным фактором, ограничивающим применение сепараторов механических примесей, является существенное изменение эффективности их функционирования (то есть коэффициента сепарации) в зависимости от дебита скважин. Следует отметить, что крупные частицы сепарируются эффективнее, чем мелкие. Из указанного следует, что рациональным является использование сепараторов в каскадных системах очистки по типу «сепаратор + фильтр».

1.5.4 Фильтры, применяемые в составе установок электроцентробежных насосов

Для отделения частиц механических примесей от потока скважинной жидкости широко используются фильтры поверхностного и объемного действия. Фильтры могут устанавливаться под ПЭД или ТМС УЭЦН через разобщающий узел (скважинные фильтры), а также на входе в электроцентробежный насос (входные фильтры) между насосом и гидрозащитой (рисунок 1.16) [4, 13, 14, 33].

Для любой конструкции фильтров скважинных насосных установок существует перечень характеристик, многие из которых относятся непосредственно к фильтроэлементу (таблица 1.7).

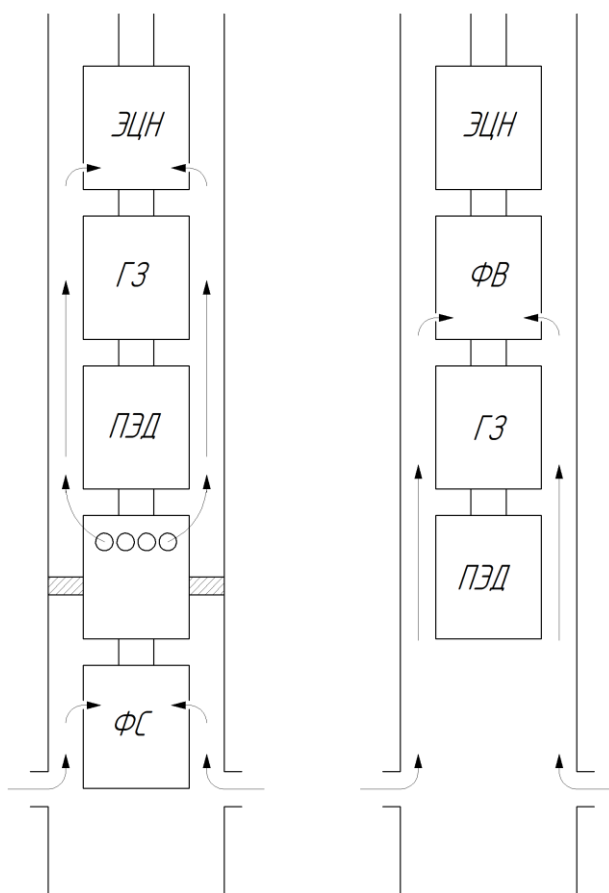


Рисунок 1.16 – Принципиальная схема установки скважинного (а) и входного (б) фильтров в составе УЭЦН: ФС – фильтр скважинный; ПЭД – погружной электродвигатель; ГЗ – гидрозащита; ФВ – фильтр входной; ЭЦН – электроцентробежный насос

Таблица 1.7 – Характеристики фильтров

№ п/п	Группы характеристик	Наименование
1	Фильтрационные	Тонкость очистки жидкости, пропускная способность, регенерируемость
2	Структурные	Скважность, размер и форма ячеек, принцип действия, гидравлическое сопротивление
3	Прочностные	Прочность на разрыв, изгиб, продавливание
4	Ресурсные	Грязеёмкость, наработка на отказ

Входные фильтры выполнены в виде отдельного модуля погружной части УЭЦН. Монтаж таких фильтров в скважину не вызывает дополнительных сложностей. Вместе с тем, входной фильтр не должен нарушать функциональности УЭЦН, что накладывает определенные ограничения на его габаритные размеры.

Скважинные фильтры могут выполняться длиной от метра до нескольких десятков метров. Монтаж под УЭЦН через уплотнительный узел позволяет выполнить данные фильтры многосекционными и даже каскадными (фильтр + сепаратор механических примесей), что положительно сказывается на времени их эффективной работы в скважине.

Фильтры объемного действия выполняются из пористых материалов (пеноникель, пористые полимеры), проволочных проницаемых материалов (ППМ-фильтры ООО «РЕАМ-РТИ»), проволочных дисков (рисунок 1.17).

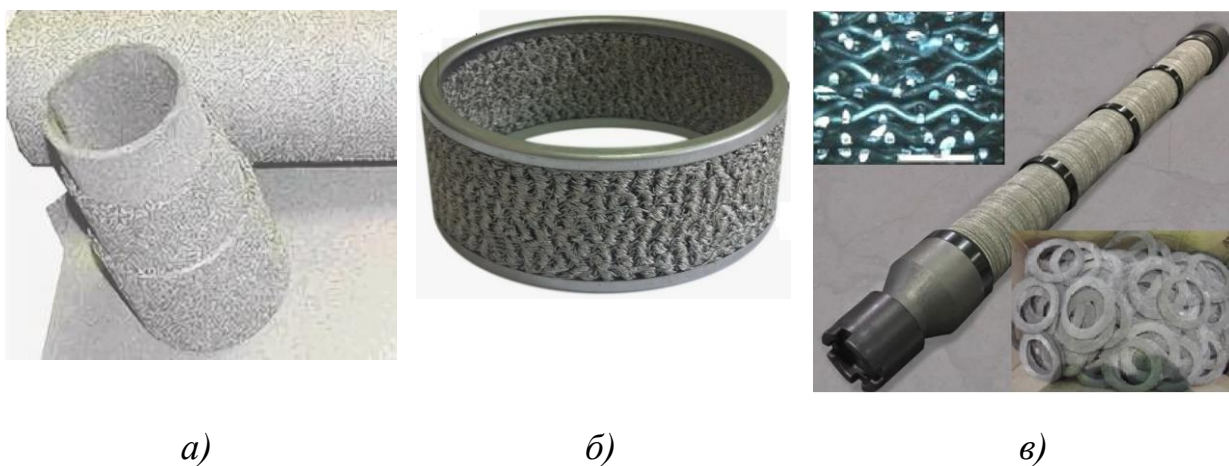


Рисунок 1.17 – Фильтроэлементы объемного действия

Фильтры из пористых материалов (см. рисунок 1.17, *а*) обеспечивают очистку скважинной жидкости от частиц крупностью более 20 мкм. Однако сложность регенерации, высокая стоимость и низкая ремонтпригодность существенно ограничивают область применения данных изделий.

Фильтроэлементы из ППМ (см. рисунок 1.17, *б*) выполнены в виде колец, закрепленных на каркасе. Материал представляет собой деформированную по спирали сплетенную проволоку, образующую открыто-пористую упругую систему. Данные фильтры обеспечивают тонкость очистки скважинной жидкости от частиц крупностью свыше 30...50 мкм. Материал характеризуется высокой скважностью, прочностью и упругостью, регенерируется при обратной промывке.

Фильтры из проволочных дисков (см. рисунок 1.17, *в*) содержат каркас в виде перфорированной трубы, на который коаксиально монтируются диски из металлической сетки с центральным отверстием. Поджимными кольцами проволочные диски деформируются в осевом направлении, в результате чего образуется цельный фильтрующий элемент цилиндрической формы, обладающий радиальной жесткостью для сопротивления перепаду давления. Сжимаемость дисков зависит от упругости и жесткости используемой металлической сетки. Требуемая тонкость очистки обеспечивается выбором типа металлической сетки и заданной величиной поджимного усилия.

Фильтры поверхностного действия традиционно разделяют на щелевые, сетчатые и пружинные (рисунок 1.18).

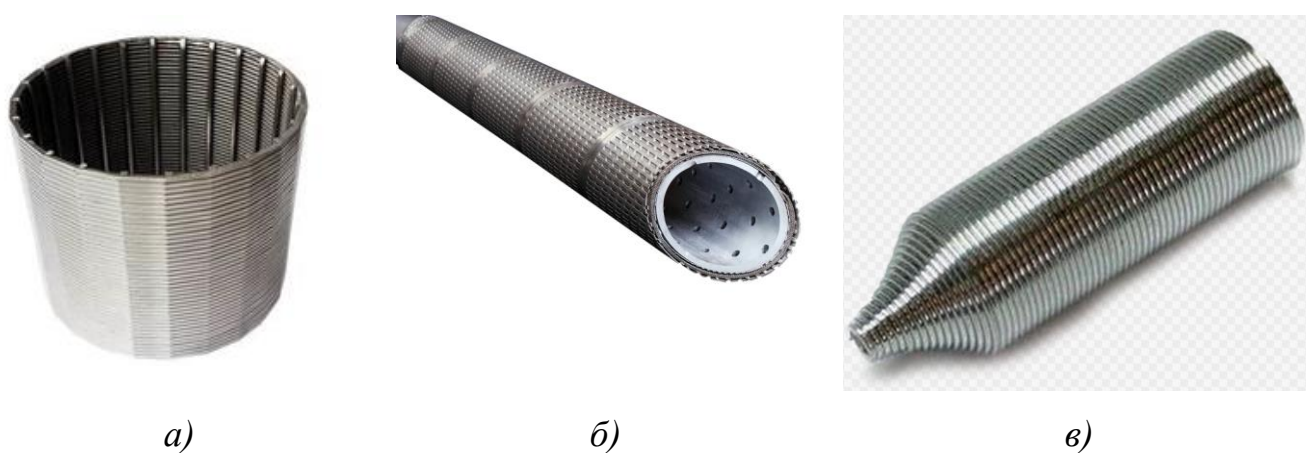


Рисунок 1.18 – Фильтроэлементы поверхностного действия

Щелевые (см. рисунок 1.18, *а*) фильтры содержат каркас в виде перфорированной трубы, на которую коаксиально устанавливается щелевой фильтроэлемент, выполненный из проволоки V-образного профиля, закрепленной на стержневых направляющих. Щелевые фильтры характеризуются простой, надежной и не дорогой конструкцией. Как правило, обеспечивают очистку скважинной жидкости от частиц крупностью более 200...300 мкм. Недостатком данных фильтров является малая скважность поверхности и, как следствие,

быстрая кольматация вследствие засорения механическими примесями и образования отложений солей.

Сетчатый фильтр (см. рисунок 1.18, б) состоит из опорного каркаса, выполненного из обсадной трубы с круглыми или щелевыми отверстиями, подкладочной проволочной спирали или сетки с крупными отверстиями и фильтрационной сетки, которая наплавляется или нашивается на каркас. Применение сетки обеспечивает высокую пропускную способность фильтра за счет включения в работу всей его поверхности. Однако тонкость очистки данных фильтров составляет 700...800 мкм и является неудовлетворительной для условия большинства нефтяных скважин [109].

Пружинные фильтры (см. рисунок 1.18, в) представляют собой перспективные конструкции, которые используются в настоящее время в ограниченном количестве, в основном, в малодебитных скважинах, оборудованных УШСН. Принцип работы таких фильтров во многом схож с обычными щелевыми фильтрами, но вместо намотанной на каркас проволоки используется пружина из нержавеющей стали с круглым сечением. Пружинные фильтры обеспечивают отделение из потока жидкости частиц 700...800 мкм. За счет изменения поджатия пружины регулируется тонкость очистки. Следует отметить, что регулировка поджатия пружины осуществляется на поверхности и не может быть изменена в процессе эксплуатации фильтра, после монтажа в скважину. Рядом исследователей указанное рассматривается как существенный недостаток пружинных фильтров [99, 105, 107, 108].

Общим недостатком рассмотренных конструкций фильтров является их ограниченная грязеемкость и невозможность регенерации (т.е. восстановления пропускной способности) фильтроэлемента без подъема насосной установки из скважины. Тем не менее, использование фильтров является оправданным, так как позволяеткратно увеличить наработку УЭЦН в скважине в условиях высокой КВЧ в перекачиваемой жидкости. Из указанного следует, что ключевыми направлениями в совершенствовании фильтров УЭЦН является:

- разработка простых и дешевых конструкций, характеризующихся высокой надежностью при работе в условиях нефтяных скважин;
- регенерация фильтроэлементов без подъема УЭЦН из скважин;
- подбор новых материалов для фильтроэлементов;
- создание каскадных систем фильтрации скважинной жидкости.

Таким образом, анализ конструктивных особенностей фильтров УЭЦН и разработка технических решений по их совершенствованию является актуальной научно-технической задачей.

1.6 Выводы по главе 1. Цель и задачи исследования

1. Ухудшающиеся условия скважинной добычи нефти определяют актуальность использования УЭЦН в специальных исполнениях, например, износо- и коррозионностойких. Такие УЭЦН характеризуются высокой стоимостью, что снижает рентабельность нефтедобычи.

2. В себестоимости добычи нефти на промыслах Российской Федерации затраты на преодоление осложняющих факторов составляют 30...50 % эксплуатационных затрат.

3. Количество скважин, осложненных пескопроявлением, составляет, как правило, небольшую долю от осложненного фонда. Однако, в общем числе аварийных отказов выход из строя УЭЦН вследствие гидроабразивного износа и засорения рабочих ступеней насосов занимает 20...30 %.

4. Предотвращение и устранение негативных последствий осложняющих факторов в нефтедобыче без существенного увеличения стоимости насосной установки обеспечивается использованием предвключенных устройств. Рациональный выбор и эффективное функционирование предвключенных устройств позволяеткратно увеличить межремонтный период скважин осложненных пескопроявлением.

5. Разработка конструкций и обоснования параметров устройств очистки жидкости, функционирующих в пескопроявляющих скважинах в составе компоновки УЭЦН, возможны на основе результатов исследований особенностей

процесса гидроабразивного изнашивания рабочих органов погружного глубинно-насосного оборудования.

На основании анализа конструктивных особенностей и технологии применения УЭЦН в условиях эксплуатации, осложненных высоким содержанием частиц механических примесей в перекачиваемой скважинной жидкости, сформулирована цель и задачи исследования.

Цель работы. Обоснование технико-технологических решений снижения интенсивности и предотвращения негативных последствий гидроабразивного изнашивания рабочих органов оборудования УЭЦН при эксплуатации пескопроявляющих нефтяных скважин.

Задачи исследования

1. Исследование процесса эксплуатации пескопроявляющих нефтяных скважин с использованием УЭЦН.

2. Анализ литературных источников и теоретические исследования процесса гидроабразивного изнашивания рабочих органов оборудования УЭЦН.

3. Экспериментальные исследования процесса гидроабразивного изнашивания рабочих органов оборудования УЭЦН. Оценка изменения абразивности частиц песка при прохождении через рабочие ступени электроцентробежных насосов.

4. Обоснование компоновочных схем, конструкции и параметров устройств очистки скважинной жидкости, функционирующих в составе УЭЦН. Обоснование конструкции и параметров самоочищающихся фильтров УЭЦН для работы в пескопроявляющих нефтяных скважинах.

5. Обоснование способа автоматического срыва подачи УЭЦН при интенсивном развитии гидроабразивного изнашивания и высокой вероятности фрагментарного разрушения узлов насосных установок при эксплуатации пескопроявляющих нефтяных скважин.

ГЛАВА 2 АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРОЦЕССА ГИДРОАБРАЗИВНОГО ИЗНАШИВАНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ УЭЦН

2.1 Литературный обзор по теме исследования

Погружные установки электроцентробежных насосов используются для добычи нефти уже около 100 лет. Первая УЭЦН конструкции Армаиса Саркисовича Арутюнова была пущена в работу в нефтяной скважине в 1928 г.

Вопросам проектирования установок лопастных насосов для нефтяной промышленности посвящены работы Ш. Р. Агеева, А. А. Богданова, Н. Е. Гринштейна, В. Н. Ивановского, А. В. Ивановского, А. В. Деговцова, К. Pfleiderer, J. F. Gulich и др. [1, 7, 18, 25–31, 82, 114]. В указанных работах даны аналитические и эмпирические зависимости для выбора рациональных параметров рабочих ступеней электроцентробежных насосов. Приведены результаты исследований процесса течения газожидкостных и гидроабразивных смесей в каналах рабочих ступеней насосов, даны методологические и методические рекомендации по оптимизации конструкций рабочих ступеней скважинных установок лопастных насосов.

Вопросам обоснования технологических мероприятий по борьбе с пескопроявлением в нефтедобывающих скважинах посвящены работы Н. А. Аксёновой, И. В. Воробьева, Г. Г. Гилагаева, А. В. Деньгаева, А. И. Ермолаева, А. Е. Латышевой, М. К. Рогачева, Д. С. Тананыхина и других ученых [3, 15, 19, 24, 25, 47, 83, 94, 95].

Особенности процесса гидроабразивного изнашивания рабочих органов лопастных насосов и центробежных сепараторов описаны в трудах С. Н. Пещеренко, В. Г. Островского, И. А. Кудрявцева, С. Б. Якимова и др. [34, 42, 55–57, 63, 110]. Авторами исследован процесс разрушения уплотнений, подшипниковых опор, рабочих колес и направляющих аппаратов электроцентробежных насосов. Показано, что гидроабразивное изнашивание рабочих ступеней реализуется, как правило, вне основного потока

перекачиваемой жидкости и является результатом локальной концентрации механических примесей в вихревых вторичных течениях [56].

Для борьбы с гидроабразивным изнашиванием применяют насосы износостойкого исполнения: грунтовые, песковые и шламовые насосы. Работы Л. С. Животовского, В. Я. Карелина, В. М. Попова, А. А. Сабирова, А. И. Степанова посвящены разработке таких насосов [22, 27, 31, 36, 91].

Наиболее рентабельным методом предупреждения негативных последствий осложняющих факторов при скважинной добыче нефти механизированным способом является использование предвключенных устройств. Вопросам проектирования и исследованию работы предвключенных устройств УЭЦН посвящены труды П. Д. Ляпкина, А. А. Сабирова, А. В. Деньгаева, А. В. Булата, А. Н. Мусинского, Н. А. Лыковой, А. М. Рабиновича и др. [9, 19, 27, 29, 31, 34, 44, 45, 51, 63, 102]. Указанными авторами описаны конструкции газостабилизаторов, газосепараторов, фильтров, сепараторов механических примесей, применяемых в составе УЭЦН для добычи нефти. Приведены данные стендовых и промысловых испытаний по оценке эффективности функционирования предвключенных устройств. Даны рекомендации по повышению надежности и направлениям совершенствования оборудования, работающего в условиях осложненных нефтяных скважин.

Разработкой конструкций, обоснованием параметров и исследованием работы фильтров скважинных насосных установок занимались В. С. Алексеев, В. М. Гаврилко, К. Х. Зарипова, Ю. В. Данченко, Л. А. Фаррахов, А. В. Шавалеева и др. Указанными авторами, среди прочего, затрагивались вопросы разработки перспективных самоочищающихся фильтров [5, 13, 45, 99, 109].

Частицы, проходящие через ступени лопастных насосов, подвергаются механическим воздействиям, что приводит к изменению их формы и размеров, а, следовательно, изменяется и абразивность частиц. В настоящее время процесс изменения абразивности частиц после прохождения рабочих ступеней электроцентробежных насосов мало изучен. Научный интерес представляют

исследования механизмов, обуславливающих локальное изнашивание рабочих органов оборудования электроцентробежных насосов при перекачке гидроабразивных смесей и разработка способов его минимизации.

2.2 Механизм и теория гидроабразивного изнашивания

Гидроабразивное изнашивание представляет собой процесс, при котором происходит разрушение деталей гидравлических машин вследствие механического воздействия частиц, находящихся в составе перекачиваемой среды. Суммарная величина разрушения при гидроабразивном изнашивании, как правило, измеряется изменением веса или объема материала детали. Также износ детали характеризуют площадью и глубиной повреждения их поверхностей [8, 22, 50, 57].

Так как в рассматриваемом процессе носителем абразивных частиц является жидкость, интенсивность разрушения детали повышается вследствие разупрочняющего действия жидкости на поверхностные слои металла: вымывание продуктов разрушения, очищение зоны контакта, расклинивающее действие жидкости на микротрещины.

Существенное влияние на характер процесса изнашивания оказывает угол атаки α твердой частицы при ударе о поверхность детали. Внедрение частицы под углом α близким к прямому (рисунок 2.1) создает в металле углубление в виде лунки, по форме и размерам приблизительно соответствующим твердой частице. При этом интенсивность изнашивания определяется, в первую очередь, энергетическими факторами: массой единичных частиц и их скоростью [25, 36, 78, 93]. Относительный износ металла рабочей ступени в единицу времени от воздействия одной твердой частицы dM'/dt пропорционален кинетической энергии, которой обладает движущаяся частица, и в общем виде определяется выражением (2.1):

$$\frac{dM'}{dt} = k_1 \frac{m_1 v_1^2}{2} = k_1 E_{к.ч}, \quad (2.1)$$

где m_1 – масса единичной частицы;

v_1 – средняя поступательная скорость движения частицы;

k_1 – коэффициент пропорциональности;

$E_{к.ч}$ – кинетическая энергия единичной частицы, движущейся с потоком жидкости.

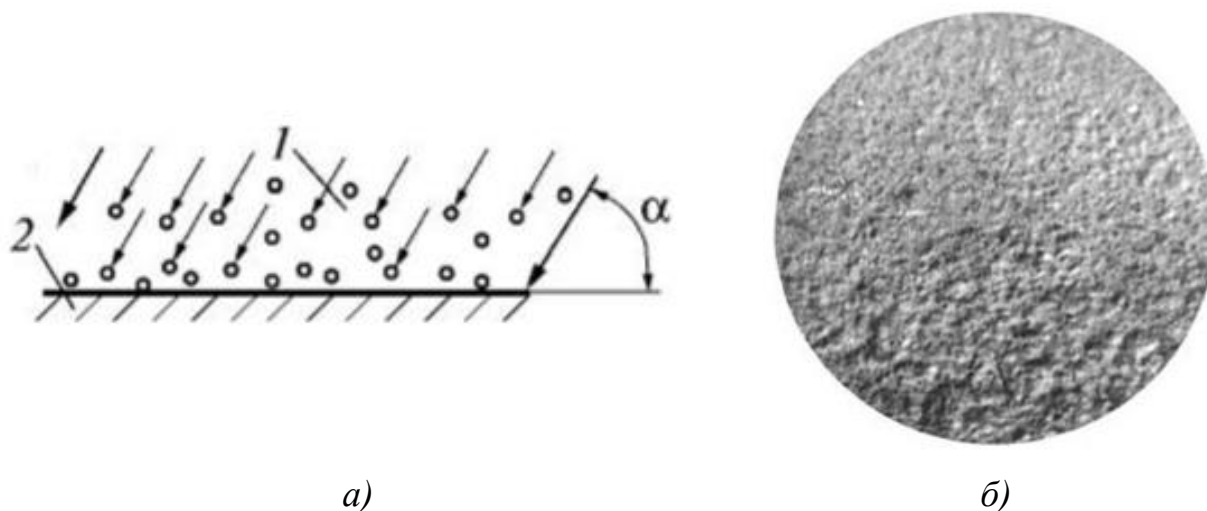


Рисунок 2.1 – Гидроабразивное изнашивание металла (2) при угле атаки твердых частиц (1) к поверхности $\alpha \approx 90^\circ$: а – принципиальная схема; б – вид поверхности при гидроабразивном изнашивании, материал – сталь Ст3

Количество твердых частиц $N_{т.ч}$, вошедших в соприкосновение с поверхностью детали за время t , в определяется выражением (2.2):

$$N_{т.ч} = k_2 c v t, \quad (2.2)$$

где c – концентрация частиц в потоке;

v – средняя скорость потока;

k_2 – коэффициент, зависящий от условий обтекания поверхности детали и транспортирующей способности потока.

Суммарный износ деталей насоса за время t определяется по формуле (2.3):

$$\frac{dM}{dt} = k_1 k_2 \frac{m_1 v_1^2 c v t}{2}. \quad (2.3)$$

Поступательная скорость твердых взвешенных частиц в потоке жидкости пропорциональна скорости натекания потока жидкости на поверхность изнашиваемой детали, определяется выражением (2.4):

$$v_1 = k_3 v. \quad (2.4)$$

Преобразуя выражение (2.3) получаем зависимость (2.5):

$$\frac{dM}{dt} = k_1 k_2 k_3^2 \frac{m_1 c v^3 t}{2} = k_\Sigma m_1 c v^3 t, \quad (2.5)$$

где k_Σ – суммарный коэффициент пропорциональности.

Из выражения (2.5) можно сделать вывод, что абразивный износ неподвижной детали, которую обтекает поток жидкости с взвешенными твердыми частицами, напрямую зависит от следующих факторов: массы частиц, их концентрации в потоке, скорости потока в третьей степени, а также времени воздействия потока на деталь [75, 76, 84, 86, 87, 89].

Вывод формулы (2.5) основан на предположении, что твердая частица движется нормально по отношению к поверхности разрушаемой детали. Изменение величины угла атаки α оказывает влияние на условия внешнего воздействия на поверхностный слой, что также сопровождается изменением интенсивности процесса разрушения деталей насоса.

При работе гидравлических машин поток перекачиваемой жидкости, как правило, турбулизирован, что обуславливает значения углов атаки $\alpha \ll 90^\circ$. Частицы механических примесей сепарируются от основного потока и накапливаются в турбулентных вихрях (рисунок 2.2). Процесс изнашивания представляет собой множество повторных соударений частицы с поверхностью разрушаемой детали. При этом на поверхности металла образуются характерный рельеф («волны износа», рельеф морского дна) [9, 36, 51, 55, 57].

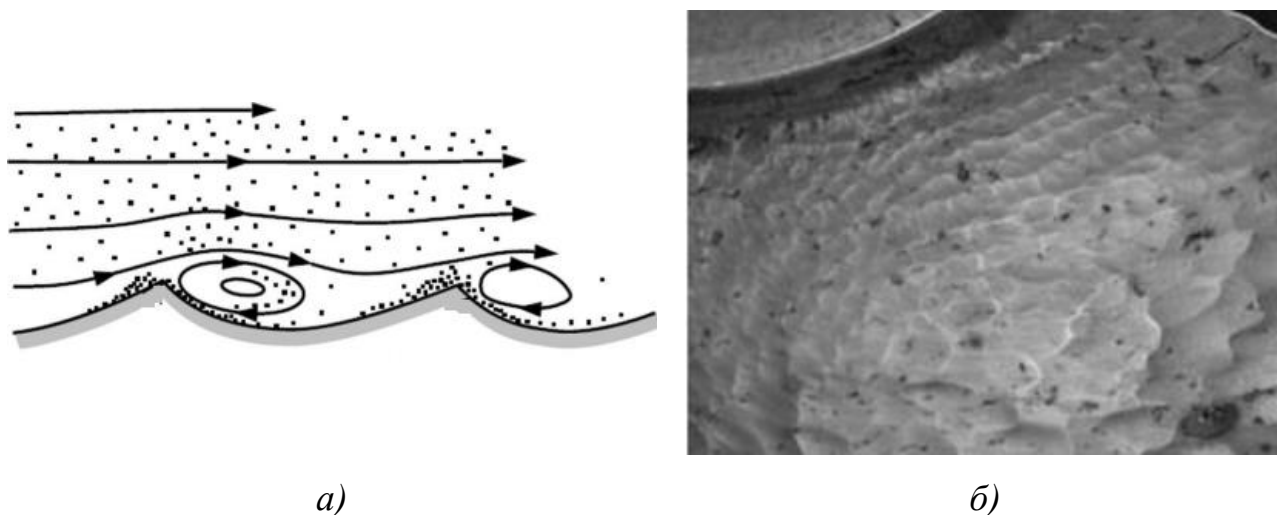


Рисунок 2.2 – Гидроабразивное изнашивание металла турбулентными вихрями с частицами механических примесей:

а – принципиальная схема; *б* – вид изношенной поверхности (рельеф морского дна)

Зачастую абразивное разрушение сопровождается коррозионными явлениями. При взаимодействии химически активных жидкостей с поверхностью металлических деталей на их поверхности появляется пленка окислов (пассивированный химический слой), способная быстро разрушаться абразивными частицами, транспортируемыми потоком жидкости. При очищении поверхности металла от продуктов коррозии происходит образование новых пленок окислов и очагов коррозионного разрушения, что сопровождается существенным увеличением интенсивности процесса гидроабразивного изнашивания.

Существенное влияние на процесс изнашивания оказывает форма движущихся абразивных частиц. Известно, что твердые частицы, имеющие острые грани, обуславливают высокую интенсивность изнашивания. Однако количественно оценить влияние этого фактора на процесс износа представляется затруднительным, так как форма частиц, как правило, непрерывно изменяется в процессе соударения и трения о разрушаемые поверхности [56, 106, 108, 110].

Согласно закону Риттингера при дроблении определённого объема породы Q_0 от начального диаметра частиц D_1 до конечного D_2 необходимо затратить энергию $E_{дрЮ}$, определяемую выражением (2.6):

$$E_{\text{др}} = k_{\text{у.эз}} \left(\frac{1}{D_1} - \frac{1}{D_2} \right) Q_0, \quad (2.6)$$

где $k_{\text{у.эз}}$ – коэффициент пропорциональности удельных энергозатрат на образование новых поверхностей при разрушении, МДж/м²;

D_1 и D_2 – начальный и конечный диаметры дробимых частиц, м;

Q_0 – объем дробимой породы, м³;

$E_{\text{др}}$ – энергия дробления заданного объема породы, МДж.

При $E_{\text{к.ч}} \geq E_{\text{др}}$ частицы примесей разрушаются, что обуславливает изменение абразивности AI взвешенных частиц, содержащихся в перекачиваемой скважинной жидкости [4, 7, 114, 116].

Из указанного следует, что для заданных скважинных условий, конструктивных и режимных параметров работы скважинного центробежного насоса существует определенная величина увеличения показателя абразивности частиц механических примесей, проходящих через насос с потоком перекачиваемой жидкости.

2.3 Анализ исследований процесса гидроабразивного изнашивания рабочих ступеней электроцентробежных насосов

Результаты исследований процесса разрушения ступеней электроцентробежных насосов при гидроабразивном изнашивании на лабораторных стендах в процессе ускоренных ресурсных испытаний приведены в работах [25, 27, 36, 39, 51, 52, 57]. Авторами были определены зоны локализации абразивного износа рабочих ступеней электроцентробежных насосов. В работах [56, 107] указывается, что области локального износа располагаются за пределами зоны основного потока перекачиваемой скважинной жидкости.

По результатам лабораторных испытаний на стенде секции электроцентробежного насоса, набранной из рабочих ступеней ВНН5А-100, при перекачке гидроабразивной смеси (вода с кварцевым песком концентрацией $c = 10$ г/л) авторы работы [57] выявили шесть зон, которые больше всего

подвергаются интенсивному гидроабразивному изнашиванию (рисунок 2.3). К ним относятся зона 1 – почти замкнутая полость, расположенная между нижним диском рабочего колеса и верхним диском направляющего аппарата; зона 2, в которой происходит поворот потока жидкости, поступающего в рабочее колесо ступени из направляющего аппарата; зона 3 – канал рабочего колеса; в этой области также происходит поворот потока жидкости; зона 4 – в ней осуществляется поворот потока жидкости в момент перехода потока из рабочего колеса в направляющий аппарат следующей ступени; зона 5 находится около ступичной втулки рабочего колеса с той стороны, где расположен верхний диск; зона 6 представляет собой вогнутую сторону лопатки направляющего аппарата [55].

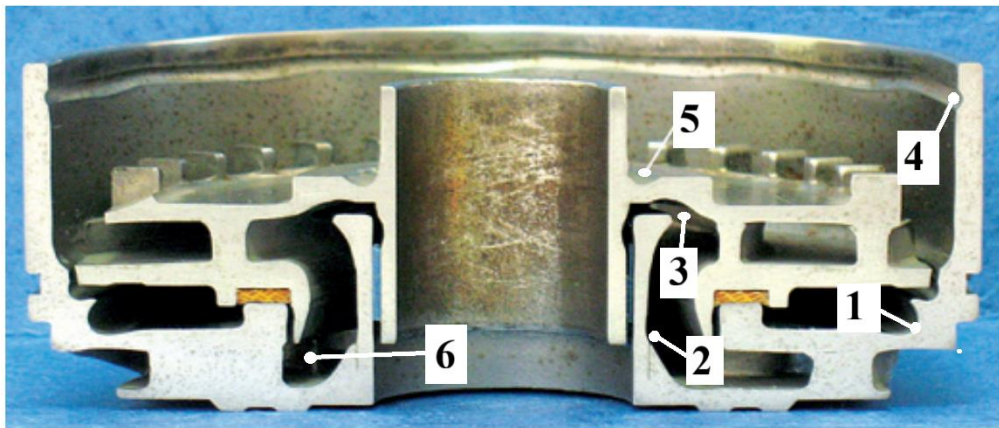


Рисунок 2.3 – Зоны локального износа ступени ВНН5А-100, образующиеся при перекачке гидроабразивной смеси (вода с кварцевым песком концентрацией $c = 10$ г/л)

В области 1 направляющего аппарата рабочей ступени ВНН5А-100 происходит интенсивный гидроабразивный износ, основной причиной появления которого является абразивное воздействие скопившихся под нижним диском рабочего колеса механических примесей, отделенных от основного потока. Вихреобразование в полости 1 определяет активное движение частиц механических примесей вдоль стенок направляющего аппарата [104]. Как следствие, именно эта область становится подверженной наиболее интенсивному гидроабразивному изнашиванию металла. Также интенсивность изнашивания

зависит от размеров вихрей: чем больше их размер, тем выше интенсивность изнашивания рабочих ступеней насосов [50].

Менее интенсивное развитие гидроабразивного изнашивания наблюдается в зонах 2, 3, 4 и 6. В области 5 износ возникает вследствие перетоков жидкости через карбонитовое уплотнение между втулкой направляющего аппарата и рабочим колесом. Жидкость с абразивами перетекает из одной ступени в другую против направления движения потока, разрушая карбонитовые уплотнения колес (рисунок 2.4) [106].

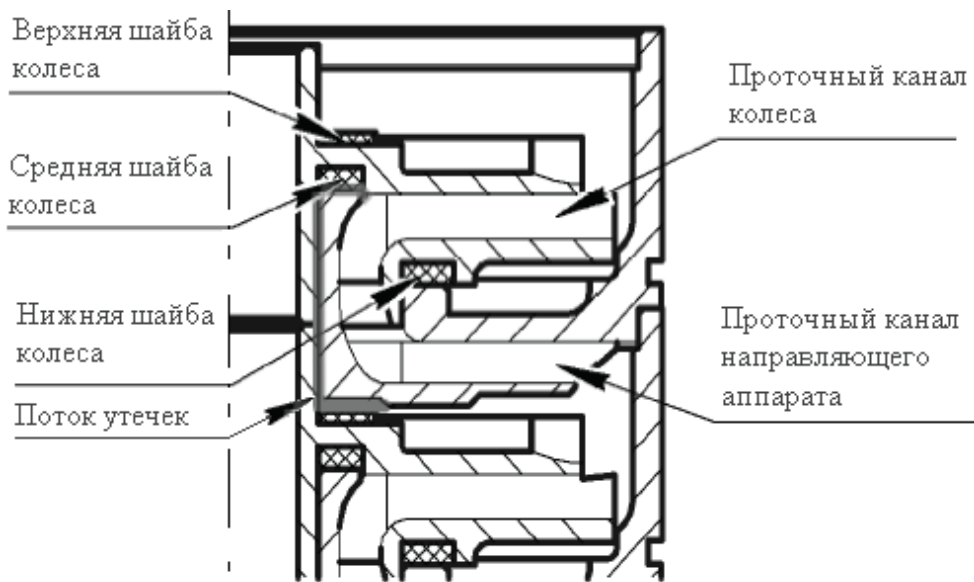


Рисунок 2.4 – Направление потока утечек в рабочей ступени ВНН5А-100 [106]

Интенсивность гидроабразивного изнашивания повышается с увеличением частоты вращения рабочих колес, что приводит к разрушению деталей – перепиливанию дисков и отсечению их от ступичной втулки рабочего колеса (рисунок 2.5). Из указанного следует, что повышение износостойкости межступенчатых уплотнений является одним из ключевых факторов повышения надежности электроцентробежного насоса в целом.

На рисунке 2.6 приведены графики изменения напора ступеней ВНН5А-100, перекачивающих гидроабразивную смесь при заданных частотах вращения приводного вала. В первые 1,5...2 часа работы фиксируется интенсивное

снижение напора. Однако в дальнейшем происходит выход ЭЦН на устойчивый режим в результате приработки ступеней [57, 107].



Рисунок 2.5 – Состояние ступени ВНН5А-100 по истечении 7 часов испытаний при перекачке гидроабразивной смеси с концентрацией механических примесей $C=10$ г/л с частотой вращения приводного вала $n = 6000$ об/мин

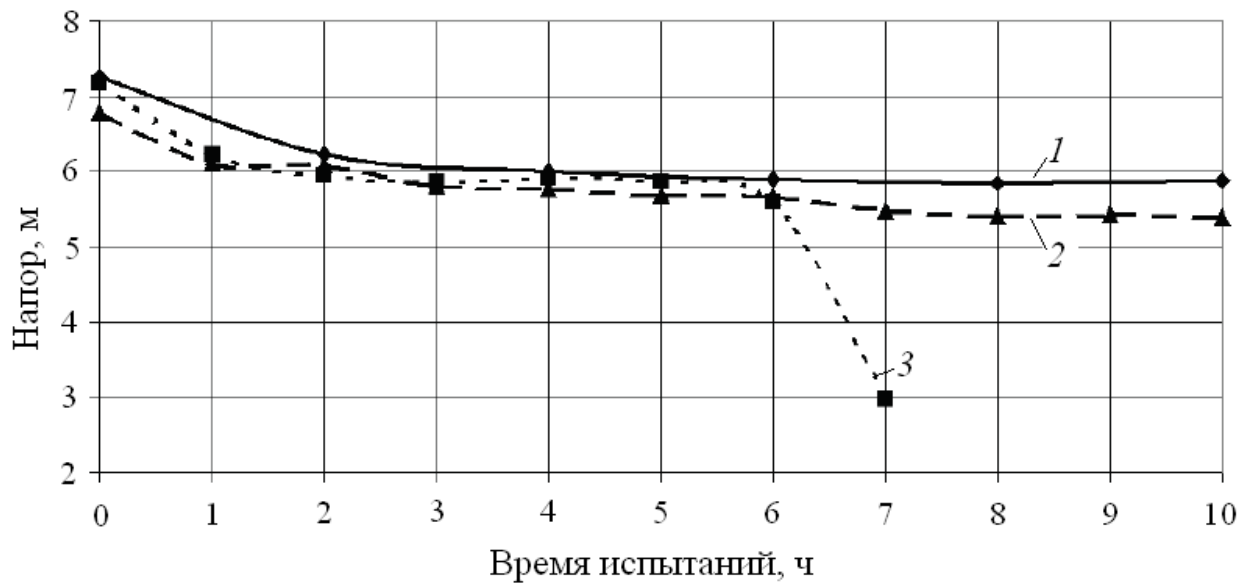


Рисунок 2.6 – Изменение напора секции ЭЦН, состоящей из испытываемых рабочих ступеней ВНН5А-100, при частоте вращения приводного вала (перекачиваемая среда – вода с кварцевым песком концентрацией $c = 10$ г/л):

1 – 3000 об/мин; 2 – 4500 об/мин; 3 – 6000 об/мин

В ходе испытаний насоса при частоте вращения 6000 об/мин наблюдалась потеря напора, начавшаяся через 5 часов после приработки. Спустя 7 часов испытаний падение напора достигло 60% от первоначального значения. После завершения испытаний проведены разбор и осмотр рабочих ступеней насосной секции. Выявлено частичное разрушение рабочих колес испытываемых ступеней ВНН5А-100, что и послужило причиной падения напора. При проведении испытаний на малых частотах вращения приводного вала секции насоса изнашивание рабочих ступеней происходило менее интенсивно. Испытываемая насосная секция безотказно проработала 10 часов.

Опытные данные, полученные в условиях нефтяных промыслов, показывают, что снизить вероятность гидроабразивного изнашивания УЭЦН возможно посредством определения максимального дебита жидкости, при котором частицы примесей не попадают в ЭЦН, а оседают в зумпфе скважины. Скорость осаждения частиц кварцевого песка в неподвижной жидкости зависит от разности плотностей песка и жидкости, размера и формы частиц песка, степени шероховатости поверхности частиц, физических свойств жидкости на границе с поверхностью песчинок. Так как частицы механических примесей имеют неправильную форму и различную шероховатость, расчет свободного осаждения песка основывается на опытных данных о средних скоростях осаждения его фракций.

Для определения скорости оседания $v_{осед}$ частиц механических примесей размером 1...100 мкм применяется формула Стокса (2.7):

$$v_{осед} = k_{ф.ч} g r^2 \frac{\rho_ч - \rho_ж}{\mu}, \quad (2.7)$$

где g – гравитационная постоянная, $g = 9,8 \text{ м/с}^2$;

r – радиус частицы, м;

$\rho_ч$ и $\rho_ж$ – плотность частицы и жидкости соответственно, кг/м^3 ;

μ – вязкость жидкости, $\text{м}^2/\text{с}$;

$k_{ф.ч}$ – коэффициент формы частицы (для сфер $k_{ф.ч} = 0,22$; для дисков $k_{ф.ч} = 0,14$; для чешуек $k_{ф.ч} = 0,04$).

При размере частиц 100...2000 мкм применяется формула Аллена (2.8):

$$v_{осед} = 51,53r^3 \sqrt{\frac{\rho_{ч} - \rho_{ж}}{\mu}}, \quad (2.8)$$

Скорость оседания частиц крупнее 2 мм определяется по уравнению Риттенгера (2.9):

$$v_{осед} = k_{рит} \sqrt{d_{усл} \left(\frac{\rho_{ч} - \rho_{ж}}{\rho_{ч}} \right)}, \quad (2.9)$$

где $k_{рит}$ – коэффициент Риттенгера;

$d_{усл}$ – условный диаметр частицы, м.

В формуле (2.9) вязкость жидкости учитывается в неявном виде при определении условного диаметра частицы через динамическое напряжение сдвига [1, 6, 14, 18, 23].

Таким образом, для исключения попадания механических примесей в насос скорость потока жидкости в стволе скважины $v_{пот}$ не должна превышать $v_{осед}$. Когда электроцентробежный насос находится выше интервала перфорации и отсутствует хвостовик $v_{пот}$ рассчитывается по формуле (2.10):

$$v_{пот} = \frac{Q_{нас}}{21600\pi d_{вн.э.к}^2}, \quad (2.10)$$

где $Q_{нас}$ – подача насоса, м³/сут;

$d_{вн.э.к}$ – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м.

Максимальная подача электроцентробежного насоса, при которой в насос не будут поступать механические примеси определенного гранулометрического состава, рассчитывается из равенства скорости оседания механических примесей в жидкости и скорости восходящего потока жидкости, определяется по формуле (2.11):

$$Q_{нас.мах} = 21,6v_{осед} \pi d_{вн.э.к}^2 \cdot 10^3. \quad (2.11)$$

В источниках [4, 5, 19, 28, 38] указывается, что если дебит скважины при непрерывной откачке жидкости превышает $Q_{\text{нас.мах}}$, то осуществлять вывод скважины на рабочий режим возможно с периодическими пусками/отключениями УЭЦН, предусматривая остановки отбора жидкости с достаточной продолжительностью для оседания частиц песка на забое скважины. Однако необходимо учитывать, что периодический режим работы УЭЦН создает условия для накопления механических примесей в рабочих ступенях насоса и приводит к более интенсивному изнашиванию ступеней [35, 47, 53].

2.4 Анализ исследований процесса гидроабразивного изнашивания рабочих органов газосепараторов УЭЦН

Как указывалось выше, освоенные месторождения нефти России характеризуются значительной выработкой запасов, что обуславливает потребность в проведении мероприятий по интенсификации нефтедобычи. Следует учитывать, что воздействия на пласт зачастую являются причиной возникновения осложнений в нефтедобыче. Например, при возрастании депрессии происходит интенсивное выделение газа, который негативно влияет на работу погружного оборудования при перекачке скважинной жидкости [2, 12]. Проведение гидравлического разрыва пласта (ГРП), а также кислотной обработки ускоряет гидроабразивное изнашивание узлов УЭЦН вследствие выноса частиц песка, что приводит к таким последствиям как перерезания корпусов глубинно-насосного оборудования и падение частей УЭЦН на забой скважины («полёты» установок) [32, 34, 37, 39].

В настоящее время для борьбы с высоким содержанием свободного газа в скважинной жидкости широко применяются газосепараторы, включенные в состав УЭЦН. Ежемесячно в России более 100 УЭЦН оснащаются такими устройствами [12, 20, 23, 24, 25, 36]. Следует отметить, что серийные газосепараторы обладают недостаточной устойчивостью к гидроабразивному изнашиванию и также подвержены перерезанию [16, 17, 44].

Содержание газа в составе газонефтяной смеси, как правило, составляет 5...60 % при допустимом его значении ≤ 30 % [34, 51, 63]. Негативное влияние газа на НРХ ЭЦН, на примере ступени ЭЦН5-200, показано на рисунке 2.7.

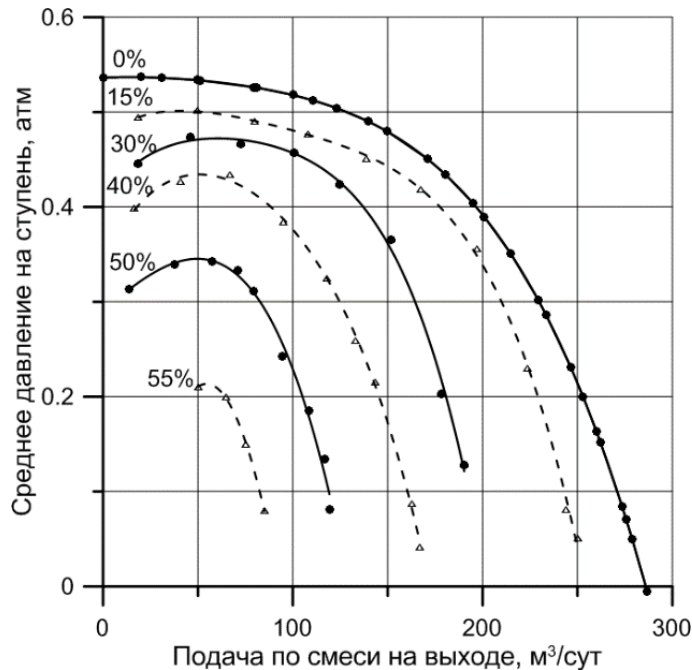


Рисунок 2.7 – Напорно-расходные характеристики рабочей ступени ЭЦН5-200 на газожидкостных смесях с различным газосодержанием при частоте вращения приводного вала $n = 2910$ об/мин

Допустимое содержание газа при работе УЭЦН рассчитывается по формуле (2.12):

$$\beta_{\text{вх.доп}} \approx 35\sqrt{1 - 0,01b}, \quad (2.12)$$

где $\beta_{\text{вх.доп}}$ – предельно допустимое объемное содержание свободного газа в газожидкостной смеси (ГЖС) на входе в электроцентробежный насос, %;

b – обводнённость ГЖС, %.

В настоящее время, на предприятиях нефтяного машиностроения России и зарубежных стран изготавливают газосепараторы, которые по своей конструкции, как правило, являются модернизированной версией газосепаратора П. Д. Ляпкина (рисунок 2.8).

Принцип работы описываемого центробежного газосепаратора следующий. Газожидкостная смесь (ГЖС) поступает в газосепаратор через входной модуль 1, а затем напорный шнек 2 направляет её на кавитирующее колесо 3 (в газосепараторе на рисунке 2.8, в отсутствует). Кавитирующее колесо создает зону пониженного давления, что способствует образованию и объединению пузырьков газа, выделившихся из ГЖС, в крупные каверны и придает потоку вращение. В сепарационном барабане 4 ГЖС разделяется на жидкую и газовую фазы. После разделения ГЖС на фазы через модуль-разделитель 5, отсепарированный газ сбрасывается в затрубное пространство скважины, а жидкость с остаточным содержанием газа поступает на вход электроцентробежного насоса [49, 51].

На вал 6 передается вращающий момент от погружного электродвигателя ПЭД. Защитная гильза 7 может выполняться из высоколегированной стали или твердого сплава типа ВК8 и служит для предотвращения перерезания корпуса 8, которое возникает вследствие гидроабразивного изнашивания.

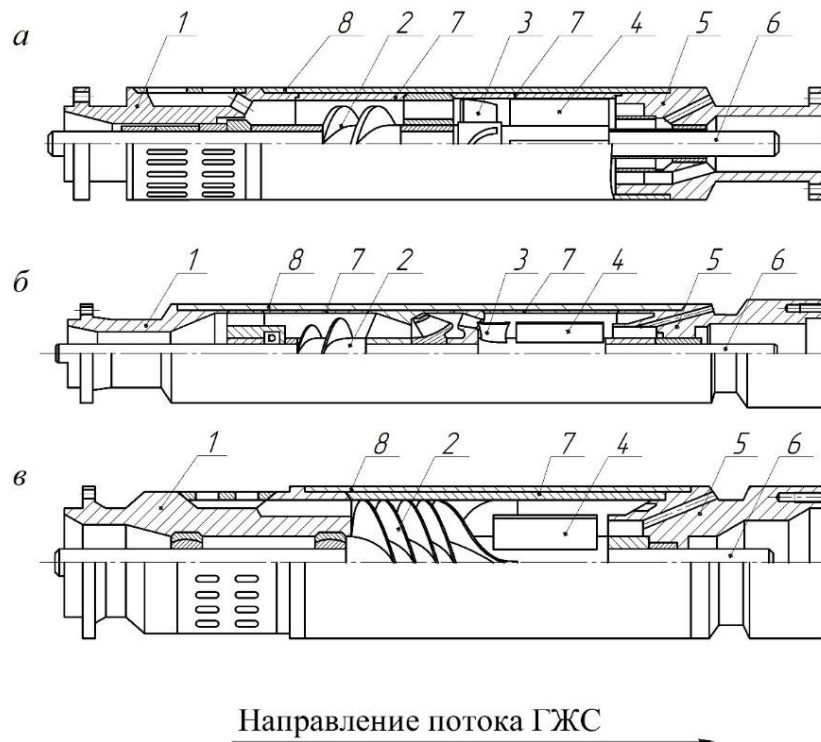


Рисунок 2.8 – Газосепараторы по типу конструкции П. Д. Ляпкина:
 а – газосепаратор МН-ГСЛ; б – газосепаратор компании «АЛНАС»;
 в – газосепаратор компании «Schlumberger»

Показателем эффективности работы газосепараторов в составе УЭЦН является коэффициент сепарации k_c , который определяется по формуле (2.13):

$$k_c = \frac{\beta_{\text{вх}} - \beta_{\text{ост}}}{\beta_{\text{вх}} (100 - \beta_{\text{ост}})}, \quad (2.13)$$

где $\beta_{\text{вх}}$ – объемное содержание газа в ГЖС на входе в газосепаратор, %;

$\beta_{\text{ост}}$ – остаточное содержание газа в ГЖС на выходе из газосепаратора, на входе в электроцентробежный насос, %.

Газосепараторы, созданные по типу конструкции П.Д. Ляпкина, имеют следующие характеристики: коэффициент сепарации $k_c > 0,7$, при подаче ГЖС до $100 \text{ м}^3/\text{сут}$ и входной концентрации газа $\beta_{\text{вх}} \approx 60...70 \%$, а при $\beta_{\text{вх}} > 75 \%$ наблюдается срыв подачи электроцентробежного насоса.

Сотрудниками АО «Новомет-Пермь» выполнено исследование процесса работы газосепаратора по типу конструкции П.Д. Ляпкина, результаты которого были изложены в работе [51]. Показано, что повышение эффективности работы центробежных газосепараторов достигается увеличением длины шнека. Отмечена низкая интенсивность сепарации газа из ГЖС в сепарационном барабане, следовательно, его можно исключить из конструкции.

Исследования [10, 28] показывают, что в газосепараторах, изготовленных по типу конструкции П. Д. Ляпкина, области перехода потока газожидкостной смеси (ГЖС) между различными элементами – от входного модуля к шнеку, от шнека к кавитирующему колесу и от кавитирующего колеса к сепарационным барабанам – являются зонами вихреобразования. В этих зонах наблюдается накопление механических примесей, содержащихся в ГЖС, проходящей через газосепаратор (рисунок 2.9).

Специалистами АО «Новомет-Пермь» разработан абразивостойкий центробежный газосепаратор УЭЦН (рисунок 2.10, а) [63].

В предложенной конструкции центробежного газосепаратора функции напорного и сепарационного блока реализуются посредством однозаходного шнека 1 с переменным шагом и углом наклона лопастей (геликоидальный шнек).

Шнек *1* расположен внутри защитной гильзы *2*, которая коаксиально установлена в корпусе *3*. Вращающий момент от погружного электродвигателя УЭЦН передается на приводной вал *4* газосепаратора. Входной модуль *5* оснащен решеткой с каналами-конфузорами, что обеспечивает увеличение скорости потока жидкости на входе в шнек *1*, уменьшение вихреобразования и сепарации механических примесей при прохождении газожидкостной смеси (ГЖС).

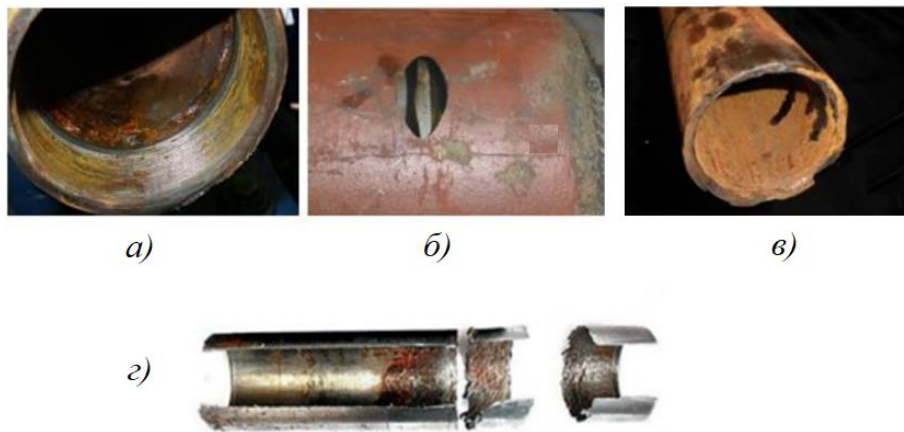


Рисунок 2.9 – Примеры гидроабразивного разрушения узлов газосепараторов:
a – износ корпуса и гильзы на 70 %; *б* – промыв корпуса; *в* – перерезание корпуса;
г – перерезание защитной гильзы



Рисунок 2.10 – Абразивостойкие газосепараторы УЭЦН производства АО «Новомет-Пермь»:
a – центробежный; *б* – вихревой; *1* – шнек; *2* – защитная гильза;
3 – корпус; *4* – приводной вал; *5* – входной модуль; *6* – модуль-разделитель; *7* – вихревая
камера

Для работы УЭЦН в высокодебитных скважинах разработаны вихревые газосепараторы (рисунок 2.10, б) [51], рассчитанные на подачу ГЖС от 600 м³/сут. Вихревые газосепараторы позиционируются производителями как абразивостойкие устройства. В состав конструкции данного газосепаратора также входит геликоидальный шнек 1, защитная гильза 2 установлена внутри корпуса 3. Главным отличием описываемых устройств является наличие вихревой камеры 7 (объем между гильзой 2 и валом 4), через которую проходит ГЖС и совершает вращение по инерции, что обеспечивает отделение газа.

Особенности процесса гидроабразивного изнашивания газосепараторов УЭЦН описаны в работах [28, 45]. Авторами указанных работ проведены экспериментальные исследования по перекачке жидкостей, содержащих твердые частицы механических примесей, через центробежные и вихревые газосепараторы. Исследования проводились на стенде инженерно-технического центра АО «Новомет-Пермь» (рисунок 2.11), элементами которого являются рама с установленным на ней гидробаком 1, газосепаратор 2 и насосная секция 3.

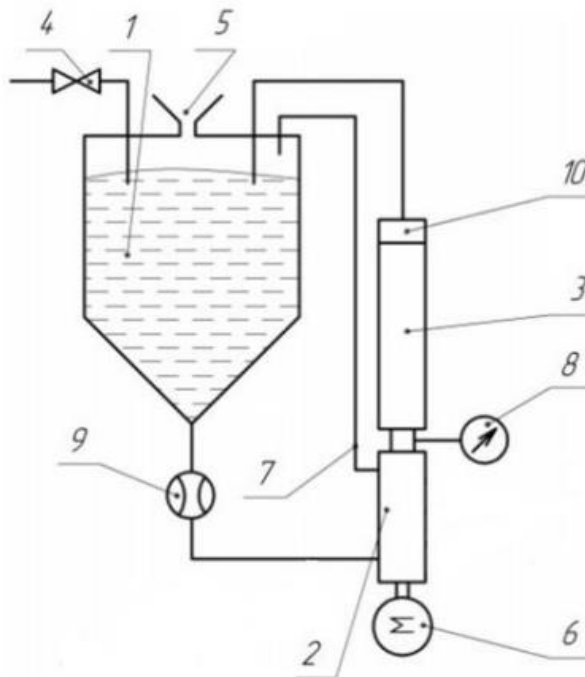


Рисунок 2.11 – Гидравлическая схема стенда для испытания газосепараторов при перекачке гидроабразивной смеси

При работе стендовой установки бак заполнялся из водопровода через задвижку 4, а механические примеси (кварцевый песок заданной крупности) засыпались через горловину 5. Электродвигатель 6 обеспечивал вращение валов газосепаратора 2 и насосной секции 3 с частотой 4500 об/мин. Выкидные отверстия газосепаратора 2 соединены с гидробаком 1 трубопроводом 7. Для контроля параметров работы использовалась контрольно-измерительная аппаратура, включающая манометр 8 и расходомер 9. Расход циркулирующей в гидросистеме гидроабразивной смеси регулировался с помощью сменных штуцеров 10, установленных на выходе насосной секции 3.

Перед проведением испытаний задавалась концентрация механических примесей в перекачиваемой гидроабразивной смеси (песок и вода) $C = 10$ г/л. В качестве абразива использовался кварцевый песок, смешанный из двух фракций с размерами частиц 10...20 мкм и 600...700 мкм в соотношении 1:1. Работу стенда останавливали с периодичностью в 60 минут, затем сливали отработанную модельную жидкость, промывали гидросистему и заполняли её свежей гидроабразивной смесью. Каждые 10 часов испытаний, что, по данным АО «Новомет-Пермь», эквивалентно 140 суткам работы в реальных условиях, газосепараторы снимались со стенда, разбирались, и проводился анализ повреждений деталей, вызванных гидроабразивным износом. Предполагалось, что песок крупной фракции изнашивает проточные каналы испытуемых устройств, а мелкие частицы проникают в зазоры подшипников скольжения и уплотнений, вызывая их гидроабразивное изнашивание.

Центробежный газосепаратор по типу конструкции П. Д. Ляпкина [7, 21] (см. рисунок 2.8, а) испытывался на стенде в течение 10 часов. Анализ результатов испытаний (рисунок 2.12, график 1) показал, что в процессе работы устройства произошло перерезание защитной гильзы вблизи кавитирующего колеса.

Вторая зона локализации гидроабразивного износа (с меньшей величиной) расположена на входе потока жидкости в шнек, где зона вихреобразования и

локального накопления механических примесей образована вследствие ударного натекания гидроабразивной смеси на лопасть шнека. Наименьшая величина износа отмечена на участке гильзы, расположенном вдоль сепарационных барабанов.

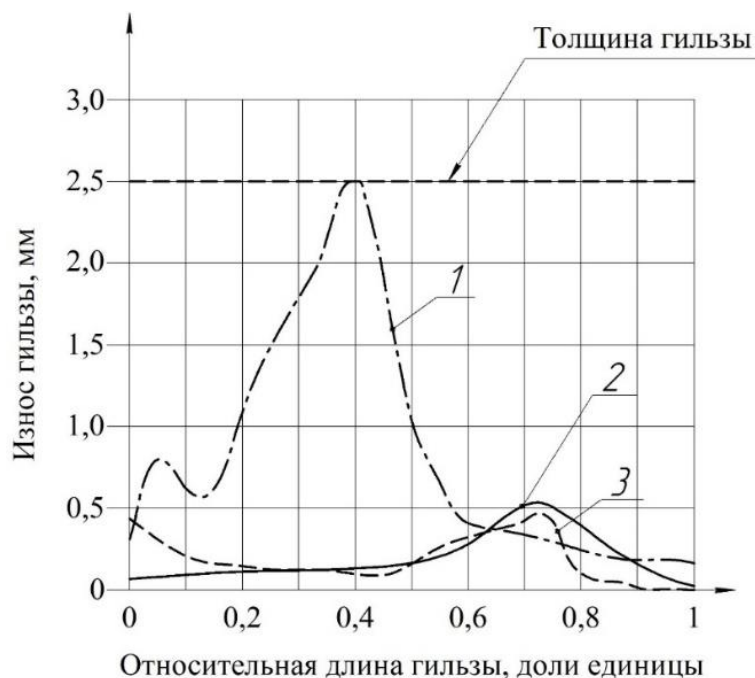


Рисунок 2.12 – Изменение толщины защитной гильзы по результатам испытаний газосепараторов на гидроабразивный износ:

1 – газосепаратор по типу конструкции П. Д. Ляпкина; 2 – центробежный газосепаратор с геликоидальным шнеком; 3 – вихревой газосепаратор

Результаты исследования показывают, что газосепараторы, выполненные по типу конструкции П.Д. Ляпкина, обладают недостаточной устойчивостью к гидроабразивному изнашиванию.

После 30 часов испытаний абразивостойкого центробежного газосепаратора с геликоидальным шнеком, разработанного АО «Новомет-Пермь» (см. рисунок 2.10, а), выявлены следующие зоны гидроабразивного износа: зона локального износа на поверхности защитной гильзы в области выхода потока из каналов геликоидального шнека (см. рисунок 2.12, график 2); износа поверхности конфузурных каналов решетки входного модуля и наклонных лопастей геликоидального шнека.

На выходе потока жидкости из каналов шнека абразивостойкого газосепаратора определена зона вихреобразования, где концентрируются механические примеси [28]. По сравнению с газосепаратором, выполненным по типу конструкции П.Д. Ляпкина, конструкция газосепаратора предприятия АО «Новомет-Пермь» характеризуется существенно меньшей интенсивностью локального изнашивания гильзы. Указанное обеспечивается смещением зоны интенсивного гидроабразивного изнашивания с внутренней поверхности защитной гильзы на поверхность наклонных лопаток шнека.

Отличительной особенностью конструкции абразивостойкого вихревого газосепаратора производства АО «Новомет-Пермь» (см. рисунок 2.10, б) является то, что он рассчитан на использование в высокодебитных скважинах. Газосепаратор испытывался с подачей гидроабразивной смеси 200 м³/сут. После 50 часов работы газосепаратора 5 габарита (см. рисунок 2.11, график 3) определены локальные зоны износа на защитной гильзе в местах входа и выхода потока из геликоидального шнека, где наиболее интенсивно протекают процессы вихреобразования и накопления механических примесей. Важно отметить, что защитная гильза испытанного вихревого газосепаратора конструкции АО «Новомет-Пермь» осталась целой, а износ наблюдался на лопатках шнека и на внутренней поверхности каналов решётки на входном модуле.

Анализ результатов испытаний известных конструкций газосепараторов показывает, что гидроабразивное изнашивание данных предвключенных устройств УЭЦН развивается локально. При этом зоны локального износа могут быть определены экспериментально при проведении ускоренных ресурсных испытаний.

2.5 Кольматация фильтров скважинных насосных установок

Как указывалось выше, наиболее рентабельным и просто реализуемым способом защиты погружного оборудования УЭЦН от гидроабразивного износа является применение фильтров различных конструкций [4, 5, 13, 33, 38, 40, 84].

Эффективность работы фильтров поверхностного действия, функционирующих в нефтяных скважинах, зависит от коагуляционно-суффозионных процессов на границах сред поверхность фильтра – скважинная жидкость. На поверхности фильтроэлемента формируются мостики (образование каркаса) из частиц примесей, обуславливающие механическое засорение и снижение приемной способности фильтра.

Устойчивость образованного каркаса зависит от ряда факторов, среди которых определяющим является форма и размер отверстий (рисунок 2.13). Частицы диаметром, равным половине ширины отверстия, имеют склонность заклиниваться и закупоривать отверстия с параллельными стенками. Отверстия клинообразной формы, более узкие на внешней стороне фильтроэлемента, засоряются менее интенсивно и легче очищаются при обратной промывке, когда таковую возможно выполнить [53, 57, 90, 108].

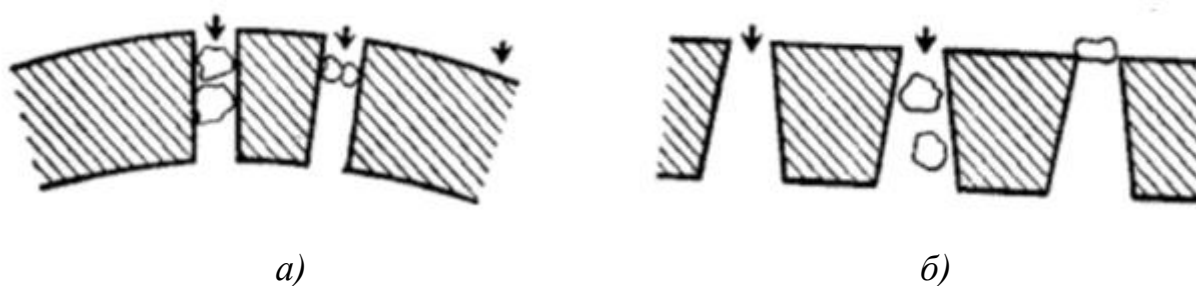


Рисунок 2.13 – Схема механической коагуляции фильтров поверхностного действия:

а – с параллельными стенками отверстий; *б* – с клинообразными отверстиями

Очистка фильтроэлементов поверхностного действия возможна путём кратковременного изменения размеров отверстий (щелей), что реализуется в конструкциях ряда фильтров грубой очистки (например, пружинных) силовых гидропередач нефтепромысловых, горных и строительных машин.

Коагуляция фильтров объемного действия осуществляется при закупорке пор и каналов частицами механических примесей (рисунок 2.14). При этом грязеемкость фильтров объемного действия существенно выше, а перепад давления (гидравлическое сопротивление), возникающий на границе сред

«скважинная жидкость – фильтроэлемент» меньше, чем у фильтров поверхностного действия [42, 43, 58, 79].

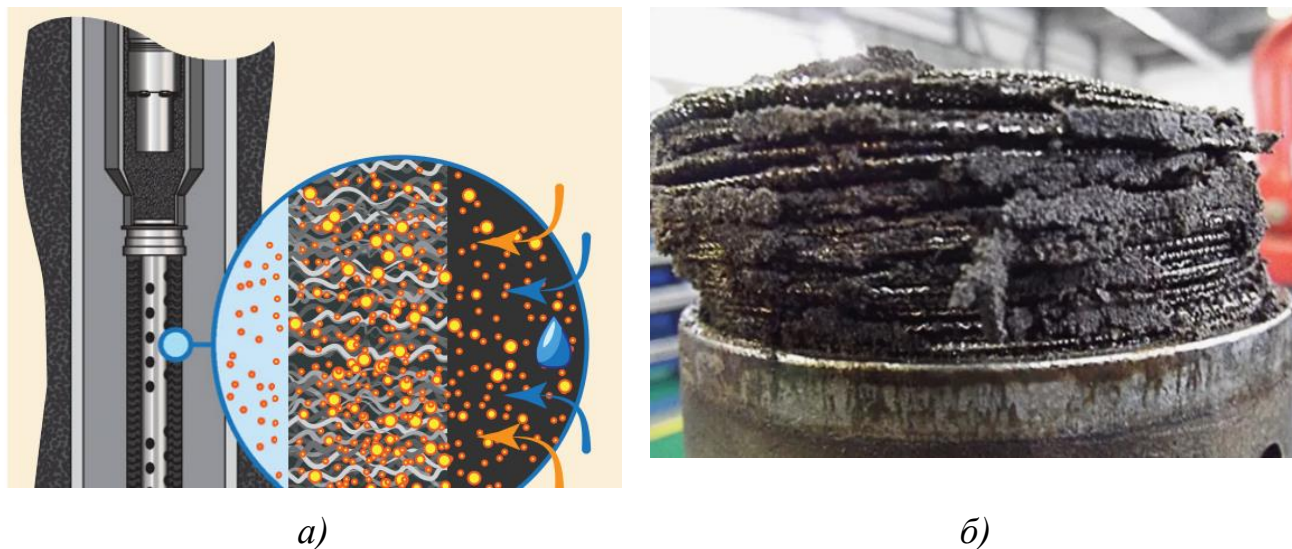


Рисунок 2.14 – Процесс колюматации фильтроэлемента объемного действия:
а – принципиальная схема; б – общий вид засоренного фильтроэлемента

Результаты стендовых испытаний, приведенные в [44, 45], по засорению фильтров поверхностного и объемного действия (щелевого и дискового соответственно) одинаковой длины и диаметра при размерах механических примесей 0...200 мкм показывают, что пропускная способность дискового фильтра в 6...9 раз выше вследствие большой скважности фильтроэлемента (рисунок 2.15).

Степень колюматации проницаемой пористой среды обычно выражается через величину насыщенности порового пространства частицами примесей ($v_{\text{пр}}$) или через удельный объем отложений ($v_{\text{от}}$), которые определяются выражениями (2.14) и (2.15):

$$v_{\text{пр}} = v_{\text{от}} / n_{\text{нач}}; \quad (2.14)$$

$$v_{\text{от}} = n_{\text{нач}} - n_{\text{тек}}, \quad (2.15)$$

где $n_{\text{нач}}$ – начальная пористость среды;

$n_{\text{тек}}$ – текущая пористость.

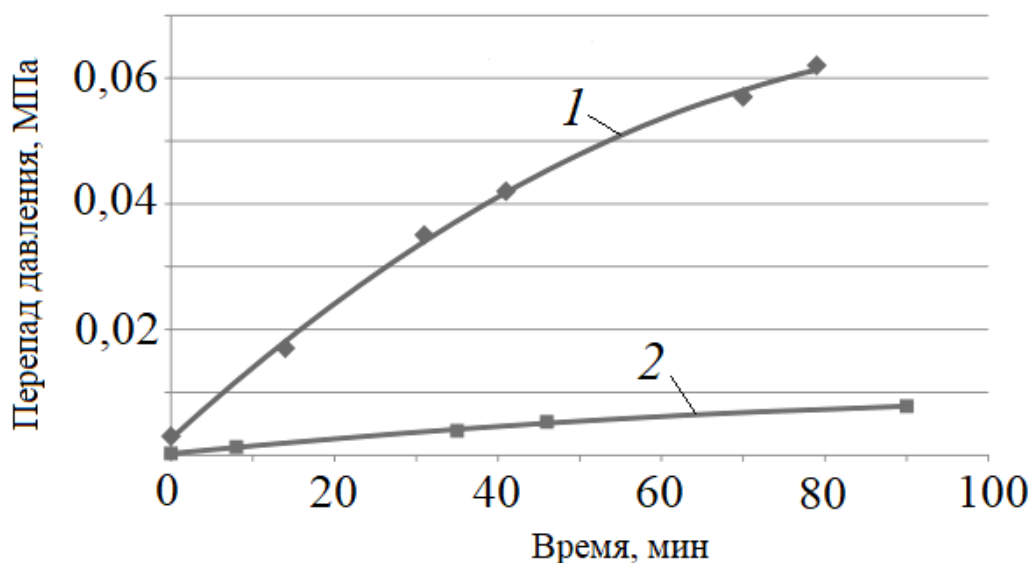


Рисунок 2.15 – Изменение пропускной способности щелевого (1) и дискового (2) фильтров при кольтматации механическими примесями

В работе [13] приводится ряд экспериментальных и теоретических зависимостей, устанавливающих связь между величиной проницаемости объемного фильтроэлемента $k_{\text{пр}}$ с насыщенностью $v_{\text{пр}}$ или удельным объемом отложений $v_{\text{от}}$. Теоретические зависимости, полученные на основе построения модели среды с условно заданной геометрической структурой, приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Теоретические зависимости проницаемости пористой среды от её насыщенности частицами механических примесей

Тип модели	$k_{\text{пр}} = f(n_{\text{нач}}, n_{\text{тек}})$	$k_{\text{пр}} = f(n_{\text{нач}}, v_{\text{от}} / n_{\text{нач}})$
Капиллярная	$(n_{\text{тек}} / n_{\text{нач}})^2$	$(1 - v_{\text{от}} / n_{\text{нач}})^2$
Из сферических пор	$(n_{\text{тек}} / n_{\text{нач}})^{5/3}$	$(1 - v_{\text{от}} / n_{\text{нач}})^{5/3}$
Из пор, образуемых системой стержней	$\left(\frac{n_{\text{тек}}}{n_{\text{нач}}}\right)^3 \left[\frac{1 - n_{\text{нач}}}{1 - n_{\text{тек}}}\right]^{0,5}$	$\left(1 - \frac{v_{\text{от}}}{n_{\text{нач}}}\right)^3 \left[\frac{1 - n_{\text{нач}}}{1 - n_{\text{нач}}(1 - v_{\text{от}} / n_{\text{нач}})}\right]^{0,5}$
Из пор, образуемых сферическими зёрнами	$\left(\frac{n_{\text{тек}}}{n_{\text{нач}}}\right)^3 \left[\frac{1 - n_{\text{нач}}}{1 - n_{\text{тек}}}\right]^{2/3}$	$\left(1 - \frac{v_{\text{от}}}{n_{\text{нач}}}\right)^3 \left[\frac{1 - n_{\text{нач}}}{1 - n_{\text{нач}}(1 - v_{\text{от}} / n_{\text{нач}})}\right]^{4/3}$

В существующих фильтрах УЭЦН происходит неравномерное засорение щелей (каналов) фильтроэлементов: в первую очередь засоряются преимущественно ячейки, находящиеся в верхней части фильтра, что обуславливает увеличение перепада давления и скорости потока жидкости в щелях (рисунок 2.16).

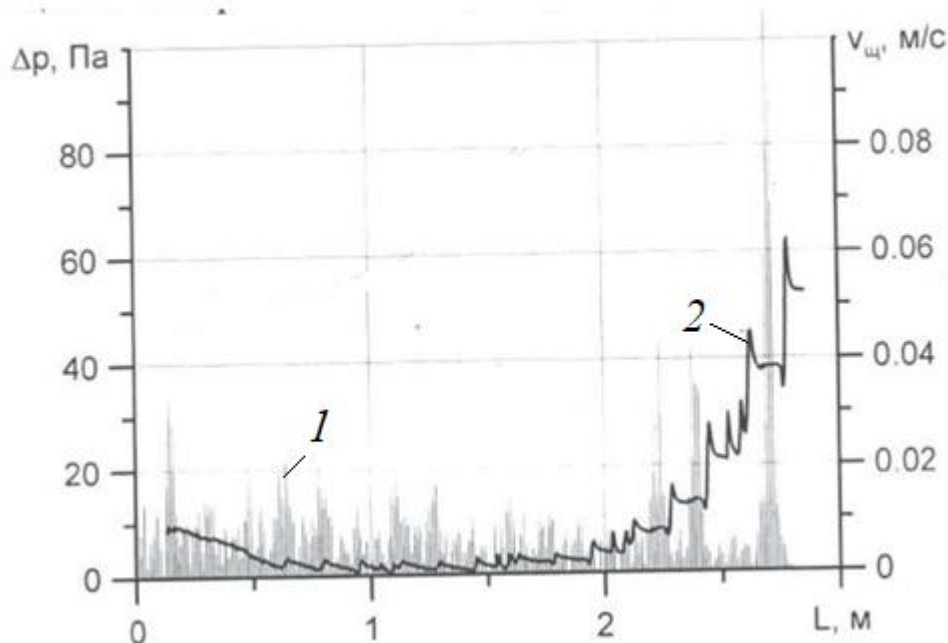


Рисунок 2.16 – Изменение скорости потока жидкости в щелях $v_{щ}$ (1) и перепада давления Δp (2) на щелевом фильтроэлементе по высоте входного щелевого фильтра серийной конструкции

Каркасы, создаваемые механическими примесями в фильтрах объемного действия, характеризуются большей устойчивостью, по сравнению с каркасами на фильтроэлементах поверхностного действия. Для их разрушения требуются специальные способы регенерации фильтров, что, как правило, не реализуемо в скважинных условиях. Очистка скважинных фильтров обратной промывкой является сложно осуществимым техническим мероприятием, эффективность которого зачастую крайне низка [58, 79, 92].

Опыт эксплуатации нефтяных скважин показывает, что, помимо механической коагуляции фильтров, возможно снижение пропускной способности фильтроэлементов вследствие зарастания фильтров и

прифильтровых зон скважин гидратом окиси железа, карбонатом кальция и силикатными образованиями. Регенерация фильтров при их химической кольматации возможна применением ингибиторов солеотложений и кислотных обработок.

Процессы химического кольматажа, происходящие в прифильтровых зонах скважин, интенсифицируются биологической деятельностью. При заводнении продуктивные пласты нефтяных месторождений заражаются сульфатовосстанавливающими бактериями (СВБ), жизнедеятельность которых обуславливает появление твердых частиц коррозии и взвесей в скважинной жидкости. Указанные негативные явления и их последствия минимизируются бактерицидными обработками скважин.

2.6 Методические основы подбора фильтров УЭЦН к условиям нефтяных скважин

Эффективность применения скважинных и входных фильтров УЭЦН определяется правильным подбором к условиям конкретной скважины. В практике нефтяной отрасли известны случаи, когда использование фильтров позволило увеличить наработку УЭЦН в осложненных условиях эксплуатации 10 и более раз.

Фильтры УЭЦН характеризуются следующими основными параметрами: пропускная способность; длина и диаметр фильтроэлемента; скважность фильтра; ширина щелей или каналов (определяет тонкость фильтрации).

Пропускная способность фильтра f определяется по формуле (2.16):

$$f = \pi d_{\text{скв}} l v_{\text{ср}}, \quad (2.16)$$

где l – длина фильтроэлемента, м;

$d_{\text{скв}}$ – диаметр фильтроэлемента, м;

$v_{\text{ср}}$ – допустимая входная скорость фильтрации в м/сут.

При выборе конструкции фильтра необходимо соблюдать условие (2.17):

$$f \geq Q, \quad (2.17)$$

где f – пропускная способность фильтра, м³/сут;

Q – ожидаемый дебит скважины, м³/сут.

Допустимые входные скорости фильтрации зависят от крупности частиц, выносимых из породы-коллектора, и не должны превышать величин приведенных в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Значения допустимых входных скоростей фильтрации

Крупность частиц механических примесей, мм	Содержание, %	Допустимая входная скорость $v_{ср}$, м/с
<1	60	0,02
<0,5	40	0,01
<0,25	40	0,005

Скважность фильтра – один из основных конструктивных параметров, определяется как отношение площадей отверстий (щелей) к общей площади поверхности фильтра, выраженное в процентах.

Скважность перфорированной каркасной трубы фильтра определяют по формуле (2.18):

$$z_{фк} = \frac{d^2 n_{\phi}}{4000D}, \quad (2.18)$$

где $z_{фк}$ – скважность, %;

d – диаметр отверстий, мм;

n_{ϕ} – число отверстий на 1 м фильтра, шт;

D – наружный диаметр перфорированной каркасной трубы, мм.

Скважность щелевого фильтра определяется по формуле (2.19):

$$z_{фщ} = \frac{abn_{\phi}}{\pi D \cdot 10^3}, \quad (2.19)$$

где a – ширина щели, мм;

b – длина щели, мм.

Применяемые в настоящее время щелевые фильтры имеют скважность от 6 до 30 %. В сетчатых фильтрах скважность определяется по перфорации опорного

каркаса (то есть перфорированной трубы) и не превышает 20...25 % при скважности внешней поверхности 60...65 % [13, 99, 109].

При определении ширины щелей или каналов фильтроэлемента (тонкости фильтрации) исходят из гипотезы, впервые сформулированной в работе [114]: для песка заданной крупности существует оптимальный размер щели фильтроэлемента, при которой наработка фильтра будет максимальной. Ширину щели фильтроэлемента предлагается определять по номограммам (рисунок 2.17) в соответствии с величиной коэффициента однородности песка, который рассчитывается по формуле (2.20):

$$U_c = \frac{a_{40}}{a_{90}}, \quad (2.20)$$

где U_c – коэффициент однородности механических примесей;

a_{40} – ширина щели фильтроэлемента, при которой задерживается 40 % частиц механических примесей, мм;

a_{90} – ширина щели фильтроэлемента, при которой задерживается 90 % частиц механических примесей, мм.

При $U_c < 2,5$ гранулометрический состав механических примесей характеризуется повышенной однородностью. Ширина щели выбирается по номограмме 1 (см. рисунок 2.17), исходя из условия, что фильтроэлементом задерживается 50 % частиц механических примесей.

При $U_c = 2,5...4,0$ гранулометрический состав механических примесей характеризуется как однородный, а ширина щели фильтроэлемента выбирается по номограмме 2 (см. рисунок 2.17), исходя из условия, что фильтроэлементом задерживается 40 % частиц механических примесей.

При $U_c > 4,0$ гранулометрический состав механических примесей характеризуется как неоднородный, а ширина щели фильтроэлемента выбирается по номограмме 3 (см. рисунок 2.17), исходя из условия, что фильтроэлементом задерживается 30 % частиц механических примесей.

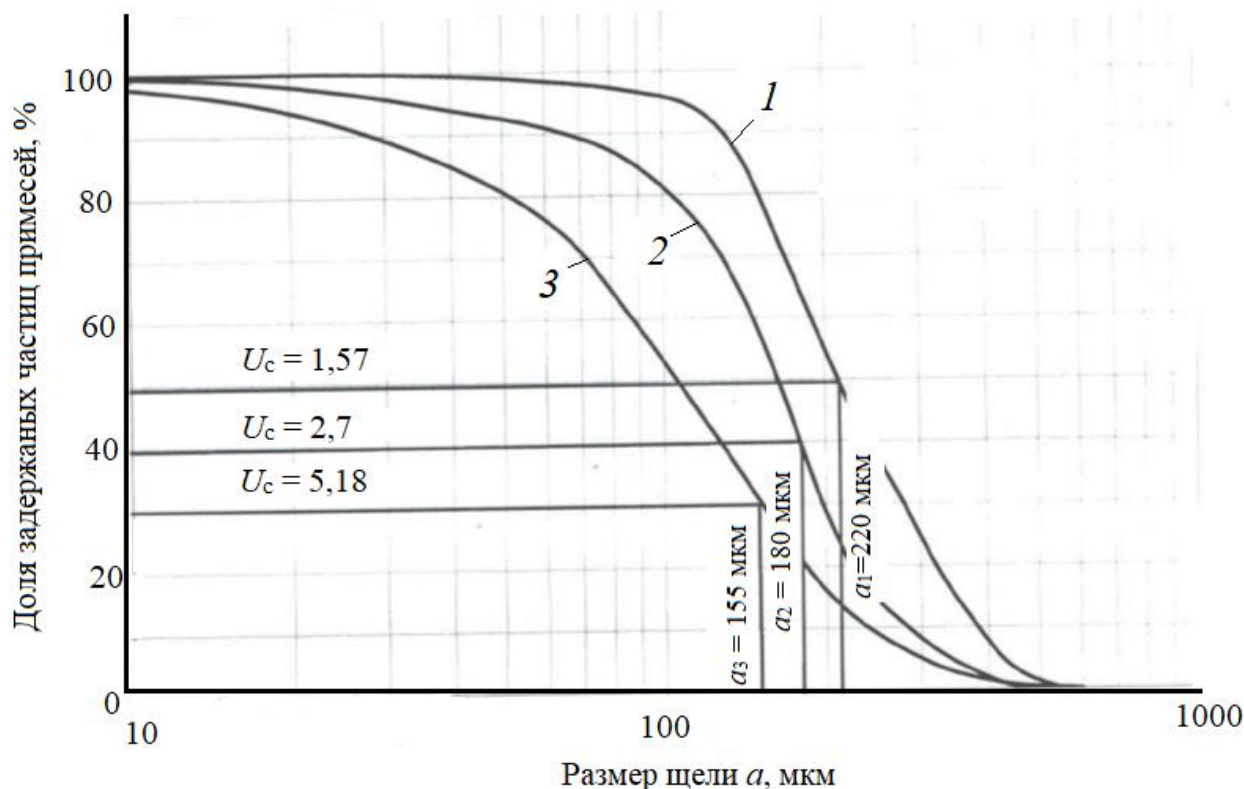


Рисунок 2.17 – Номограммы для определения размера щели фильтроэлемента при выборе фильтра к условиям скважины с учетом характеристик механических примесей

Анализ приведенной информации показывает, что задача подбора фильтров УЭЦН к условиям нефтяных скважин с использованием типовых методик решается на основе информации о гранулометрическом составе механических примесей в перекачиваемой жидкости и величинах дебита скважин. При этом следует отметить, что пробы механических примесей зачастую отбираются на устьях скважин, после прохождения частиц через рабочие ступени ЭЦН. Указанное обуславливает изменение физико-механических характеристик частиц примесей, содержащихся в перекачиваемой жидкости, и определяет не рациональный выбор входных и скважинных фильтров УЭЦН.

Известно, что повышение наработки устройств очистки жидкости возможно посредством применения каскадных систем фильтрации и сепарации. Например, в гидроприводах нефтепромысловых и горных машин зачастую устанавливаются сепараторы (центрифуги) для грубой очистки рабочих жидкостей и фильтры тонкой очистки [103, 105]. Использование сепараторов обеспечивает увеличение

периода работы фильтров тонкой очистки до замены фильтроэлементов. Другим способом повышения эффективности устройств очистки жидкостей является использование самоочищающихся фильтров.

Из указанного следует, что повышение межремонтного периода скважин, оборудованных УЭЦН, при добыче скважинной жидкости с высоким содержанием механических примесей возможно посредством разработки и использования каскадных систем очистки скважинной жидкости и фильтров с регенерируемыми фильтроэлементами.

2.7 Выводы по главе 2

1. Несмотря на значительное количество работ, посвященных исследованию гидроабразивного износа узлов УЭЦН, недостаточное внимание уделено вопросу изменения абразивности частиц механических примесей, проходящих с потоком перекачиваемой жидкости через рабочие органы глубинно-насосного оборудования.

2. Гидроабразивный износ рабочих ступеней и предвключенных устройств (газосепараторов, сепараторов механических примесей) УЭЦН носит выраженный локальный характер. Зоны локального износа оборудования УЭЦН различных конструкций достоверно определяются в процессе ускоренных ресурсных испытаний при перекачке гидроабразивных смесей на лабораторных стендах.

3. Гидроабразивный износ узлов УЭЦН является сложным многофакторным процессом. Аналитический учет всех влияющих факторов затруднителен, поэтому исследование процесса гидроабразивного изнашивания рабочих органов оборудования УЭЦН рационально осуществлять экспериментально.

4. Для защиты УЭЦН от негативных последствий гидроабразивного износа широко используются фильтры поверхностного и объемного действия. Основным недостатком фильтров УЭЦН является ограниченная грязеемкость, что

обуславливает необходимость подъема установки из скважины при кольматации фильтра.

5. Задача подбора параметров фильтров к условиям скважины должна решаться с учетом характеристик абразивных частиц песка, содержащихся в перекачиваемой жидкости.

6. Повышение межремонтного периода скважин, осложненных пескопроявлением и эксплуатируемых с использованием УЭЦН, возможно посредством разработки и использования каскадных систем очистки скважинной жидкости.

7. Актуальной является задача разработки способов регенерации фильтроэлементов в условиях скважин без подъема УЭЦН на дневную поверхность.

8. Наиболее просто поддаются регенерации фильтроэлементы поверхностного действия. Очистка скважинных фильтров обратной промывкой является сложно реализуемым техническим мероприятием, эффективность которого зачастую крайне низка.

ГЛАВА 3 ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА ГИДРОАБРАЗИВНОГО ИЗНАШИВАНИЯ РАБОЧИХ СТУПЕНЕЙ СКВАЖИННЫХ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ

3.1 Общие положения методики экспериментальных исследований

Гидроабразивное изнашивание узлов центробежных насосов – распространенное явление во многих областях техники при перекачивании гидравлических смесей с высоким содержанием частиц механических примесей. Интенсивность гидроабразивного изнашивания рабочих ступеней ЭЦН определяется физико-механическими характеристиками и концентрацией твердых частиц в перекачиваемой жидкости, а также конструктивными параметрами и режимом работы насосов. Следует отметить, что данный процесс является случайным и многофакторным, то есть аналитически учесть все его особенности затруднительно [80, 84, 86, 116, 117].

Известно, что достоверная оценка ресурса рабочих ступеней центробежных насосов, а также выявление неявных особенностей процесса гидроабразивного разрушения колес и направляющих аппаратов ЭЦН, возможны посредством проведения экспериментальных исследований на лабораторных стендах [22, 37, 41, 87, 88].

Исследования, результаты которых приведены в данной главе, выполнены в условиях инженерно-технического центра АО «Новомет-Пермь» с использованием сертифицированного оборудования и поверенных средств измерения. Целью исследований являлось определение закономерностей изменения абразивности частиц механических примесей при прохождении их с потоком жидкости через ступени насосных секций ЭЦН, а также оценка интенсивности воздействия механических примесей на рабочие ступени в зависимости от их положения в испытываемой насосной секции.

В соответствии с целью сформулированы задачи экспериментальных исследований.

1. Конструирование и изготовление лабораторного стенда – насосной секции с замкнутой системой циркуляции гидроабразивной смеси.

2. Разработка методики проведения экспериментальных исследований.

3. Исследование процесса изменения абразивности частиц механических примесей при прохождении их с потоком перекачиваемой жидкости через ступени насосной секции ЭЦН.

4. Определение интенсивности изнашивания рабочих ступеней в зависимости от их положения в испытываемой секции ЭЦН по ходу потока перекачиваемой жидкости.

Физическое моделирование процесса взаимодействия абразивных частиц механических примесей, содержащихся в потоке перекачиваемой жидкости, с рабочими ступенями ЭЦН возможно на лабораторном стенде. К конструкции стенда сформулированы следующие требования:

1. Наличие насосной секции, собираемой из ступеней ЭЦН заданного габарита, соединенной с циркуляционной системой, в состав которой входит мерный бак и пробоотборники.

2. Наличие запорных устройств (задвижек) на всасывающем и нагнетательном трубопроводе испытываемой секции ЭЦН, обеспечивающих разобщение (отсоединение) насосной секции от циркуляционной системы стенда.

3. Наличие привода, обеспечивающего вращение рабочих колес секции ЭЦН с заданной частотой.

4. Использование поверенных средств измерения.

Необходимая доверительная вероятность результатов исследований принята равной 0,9 при относительной погрешности 0,1 [37, 87, 91].

3.2 Лабораторный стенд для исследования процесса гидроабразивного изнашивания ступеней скважинных электроцентробежных насосов

В соответствии с требованиями, изложенными в разделе 3.1, автором сконструирован и изготовлен стенд, представляющий собой насосную секцию, собранную из 20 ступеней ЭЦН 7А-150.

Стенд (рисунок 3.1) смонтирован на раме 1, включает в себя приводной электродвигатель 2, узел ввода жидкости 3, насосную секцию 4, узел отвода жидкости 5, задвижки 6 и 10, нагнетательный трубопровод 7. Комплект измерительного оборудования включает манометр 8 и расходомер 9 [80, 81, 85].

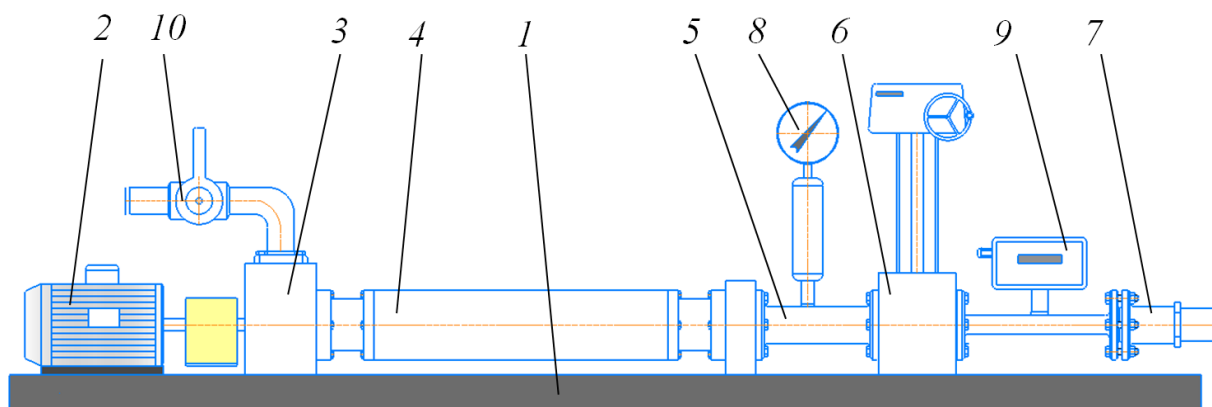


Рисунок 3.1 – Схема лабораторного стенда для исследования процесса гидроабразивного изнашивания рабочих ступеней ЭЦН

В процессе работы стенда осуществляется подача гидроабразивной смеси в насосную секцию 4 самотеком из бака (не показан на рисунке 3.1) через открытую задвижку 10 и узел ввода жидкости 3, затем происходит ее нагнетание в трубопровод 7 через узел вывода жидкости 5. Перекрытие напорного трубопровода секции ЭЦН 4 осуществляется задвижкой 6. При этом частота вращения вала приводного двигателя составляет 2910 об/мин. Общий вид стенда показан на рисунке 3.2.

Характеристики рабочей ступени ЭЦН 7А-150 приведены на рисунке 3.3 [40, 106, 107].



Рисунок 3.2 – Общий вид лабораторного стенда для исследования процесса гидроабразивного изнашивания рабочих ступеней ЭЦН

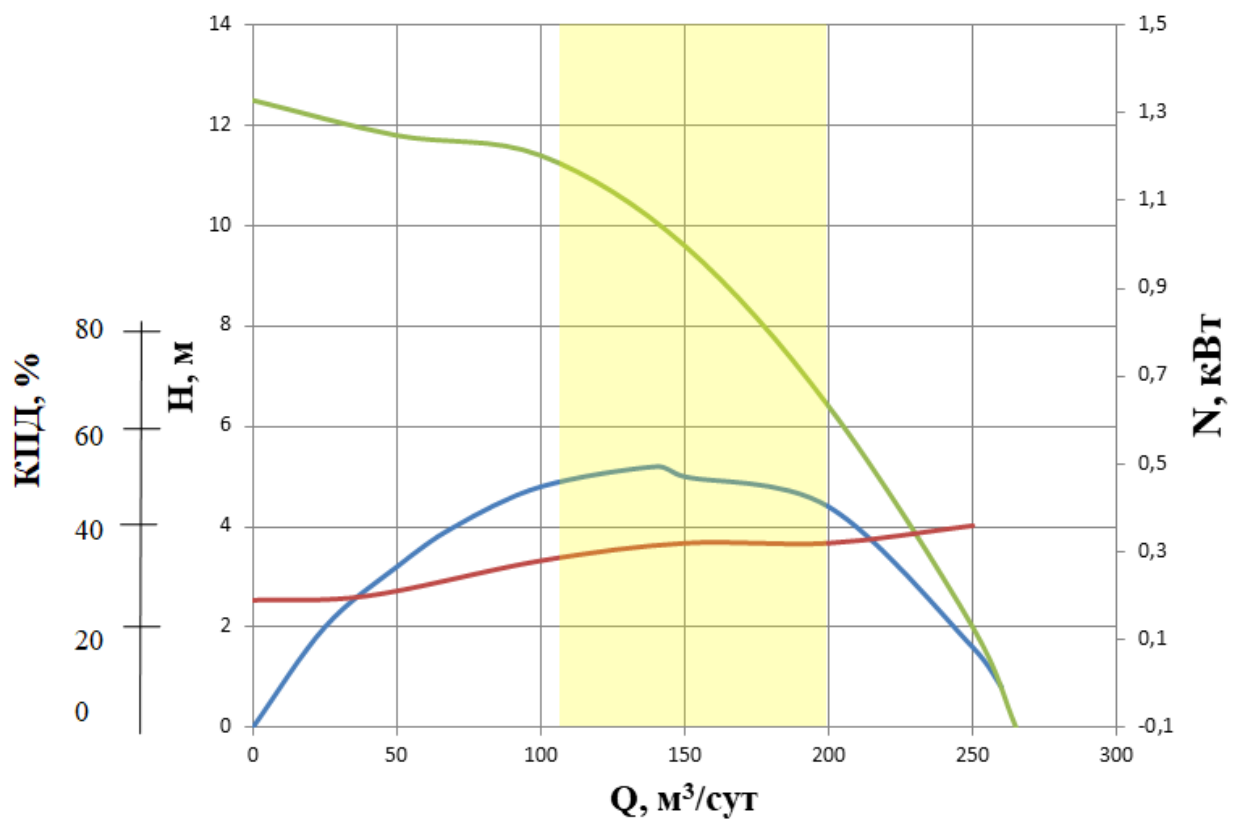


Рисунок 3.3 – Напорно-расходная и энергетические характеристики рабочей ступени ЭЦН 7А-150

Гидравлическая схема лабораторного стенда приведена на рисунке 3.4. Принцип работы лабораторного стенда заключается в следующем. Из трубопровода 1 через задвижку 2 подводится жидкость к гидравлическому баку 4, который заполняется водой, при этом в отверстие 3 засыпаются механические примеси. Затем из гидравлического бака 4 жидкость с абразивными частицами подается в трубопровод 5 и, пройдя через открытую задвижку 6, поступает в ступени испытываемой насосной секции 7. После прохождения жидкости с частицами механических примесей через насосную секцию 7, происходит ее нагнетание по трубопроводу 11 через задвижку 9 обратно в гидравлический бак 4. Посредством манометра 8 и расходомера 10 осуществляется контроль давления и расхода перекачиваемой жидкости. Отбор проб жидкости с абразивными частицами осуществляется из пробоотборника 12 [62].

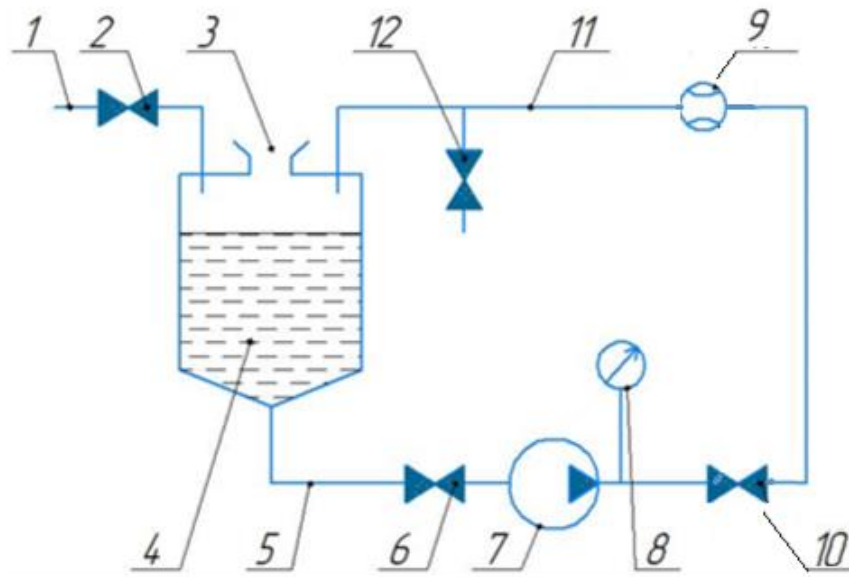


Рисунок 3.4 – Гидравлическая схема лабораторного стенда для исследования процесса гидроабразивного изнашивания рабочих ступеней ЭЦН

Бак 4 снабжён мерными отметками. Максимальный объем бака составляет $V_6 = 0,2 \text{ м}^3$. Масса механических примесей, засыпаемых в гидравлический бак 4 через отверстие 3, принималась равной $m_{\text{п}}$. Концентрация примесей c в

циркулирующей через насосную секцию 7 гидроабразивной смеси определялась по формуле (3.1):

$$c = \frac{m_{\text{п}}}{V_6}. \quad (3.1)$$

Пробы жидкости, содержащей частицы механических примесей, были отобраны из пробоотборника 12 (см. рисунок 3.4), после чего частицы механических примесей отфильтровывались и высушивались. Посредством лабораторного микроскопа со специализированным программным обеспечением определялся гранулометрический состав примесей и анализировалась их форма.

Величина относительного измельчения частиц механических примесей в модельной гидроабразивной смеси определялась по формуле (3.2):

$$\varepsilon_D = \frac{D_{\text{с.н}}}{D_{\text{с.к}}}, \quad (3.2)$$

где ε_D – относительное измельчение частиц механических примесей в модельной жидкости, доли единиц;

$D_{\text{с.н}}$ – начальный средний диаметр частиц механических примесей, содержащихся в модельной гидроабразивной смеси (до измельчения), мм;

$D_{\text{с.к}}$ – конечный средний диаметр частиц механических примесей, содержащихся в модельной гидроабразивной смеси после прохождения через ступени испытываемой насосной секции (после измельчения), мм.

Величины относительного изменения коэффициентов округности и сферичности частиц механических примесей в модельной гидроабразивной смеси определялись по формулам (3.3) и (3.4) соответственно:

$$\varepsilon_o = \frac{K_{\text{o.н}}}{K_{\text{o.к}}}; \quad (3.3)$$

$$\varepsilon_s = \frac{K_{\text{s.н}}}{K_{\text{s.к}}}, \quad (3.4)$$

где ε_o и ε_s – относительное изменение коэффициентов округности и сферичности частиц механических примесей в модельной гидроабразивной смеси, соответственно, доли единиц;

$K_{o,n}$ и $K_{s,n}$ – начальные значения (до измельчения) коэффициентов округлости и сферичности частиц примесей в модельной гидроабразивной смеси, соответственно, доли единиц;

$K_{o,k}$ и $K_{s,k}$ – конечные значения (после измельчения) коэффициентов округлости и сферичности частиц примесей в модельной гидроабразивной смеси соответственно, доли единиц.

Приращение абразивности частиц механических примесей в модельной жидкости определялось по формуле (3.5):

$$\Delta_{AI} = AI_n - AI_k, \quad (3.5)$$

где Δ_{AI} – приращение абразивности частиц механических примесей, %;

AI_n – начальное значение показателя абразивности частиц механических примесей в модельной гидроабразивной жидкости, %;

AI_k – значение показателя абразивности частиц механических примесей после прохождения модельной гидроабразивной жидкости через ступени испытываемой насосной секции, % [107].

3.3 Порядок проведения экспериментальных исследований и их результаты

3.3.1 Оценка изменения абразивности частиц механических примесей при прохождении их с потоком жидкости через рабочие ступени ЭЦН

В ходе проведения экспериментальных исследований в качестве модельной жидкости (гидроабразивной смеси) была использована вода с концентрацией механических примесей $c = 3$ г/л. Исследовалось изменение абразивности AI частиц следующих материалов:

- кварцевого песка искусственного происхождения, полученного при размоле габаритных кусков кварца в дробилках, средний диаметр частиц $D_{с.н} = 1,1$ мм (рисунок 3.5, а);

- кварцевого песка естественного происхождения двух фракций, средний диаметр частиц $D_{с.н} = 0,26$ мм и $D_{с.н} = 0,58$ мм (рисунок 3.5, б);

– пропанта со средним диаметром частиц $D_{с.н} = 0,88$ мм (рисунок 3.5, в) [17, 54].

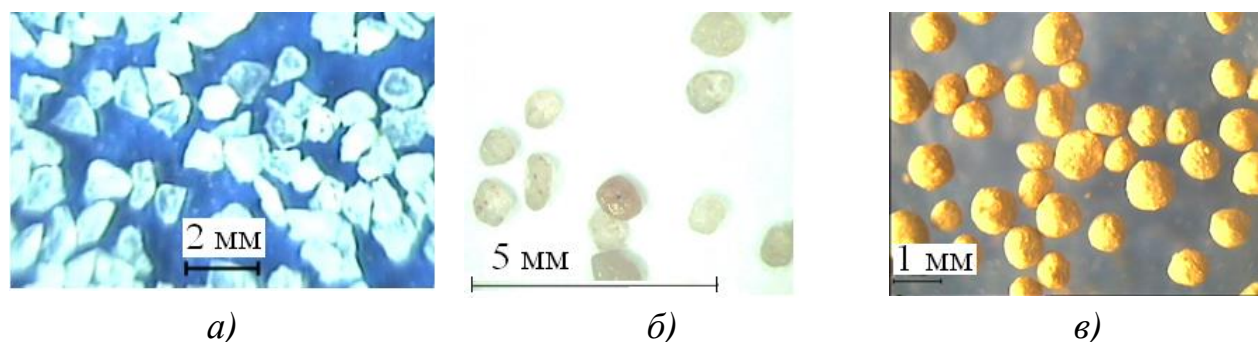


Рисунок 3.5 – Форма частиц и гранулометрический состав модельных механических примесей:

a – песок искусственного происхождения; *б* – песок естественного происхождения;

в – пропант

Гранулометрический состав механических примесей для модельной гидроабразивной смеси задавался посредством проведения отсева на фракции исходных материалов на лабораторных ситах (рисунок 3.6). Использование микроскопа с цифровой камерой (рисунок 3.7) и специальным программным обеспечением позволило контролировать форму и крупность частиц механических примесей посредством проведения визуального анализа и автоматических измерений [46, 48, 81, 91].

Пробы механических примесей отбирались после многократного прохождения гидроабразивной смеси через рабочие ступени испытываемой насосной секции ЭЦН 7А-150. Расчет времени отбора проб осуществлялся по формуле (3.6):

$$T = \frac{3,6NV_6}{Qz}, \quad (3.6)$$

где T – время отбора проб, с;

N – число рабочих ступеней, через которые пройдет абразивная частица, шт.;

Q – подача испытываемой насосной секции, $Q = 6,25$ м³/час;

z – число рабочих ступеней в испытываемой насосной секции, $z = 20$ шт;

V_6 – объём бака стенда, $V_6 = 200$ л.



Рисунок 3.6 – Комплект сит и вибромашина для подготовки модельных механических примесей



Рисунок 3.7 – Микроскоп для оптической оценки гранулометрического состава и формы частиц механических примесей

Пробы жидкости с механическими примесями отбирались после прохождения абразивных частиц через 20, 40, 60 и 80 рабочих ступеней. Далее с помощью диаграммы Крумбьена-Шлосса (см. рисунок 1.7) определялись коэффициенты сферичности K_s и округлости K_o частиц. С использованием формулы (1.6) рассчитывался показатель абразивности AI . Результаты исследований для гидроабразивных смесей с искусственным и естественным кварцевым песком представлены на рисунках 3.8–3.12.

Анализ графиков позволяет сделать вывод о том, что частицы песка крупной фракции с начальным диаметром $D_{с.н} = 0,58$ мм интенсивно измельчаются, проходя через 40 ступеней ЭЦН (см. рисунок 3.8, а, поз. 1, 2), до среднего диаметра $D_{с.к} = 0,25$ мм. При дальнейшей циркуляции гидроабразивной смеси крупность частиц практически не меняется. Частицы песка естественного происхождения мелкой фракции со средним начальным диаметром частиц $D_{с.н} =$

0,26 мм (см. рисунок 3.8, *a*, поз. 3) подвергаются незначительному измельчению до среднего диаметра $D_{с.к} = 0,2$ мм.

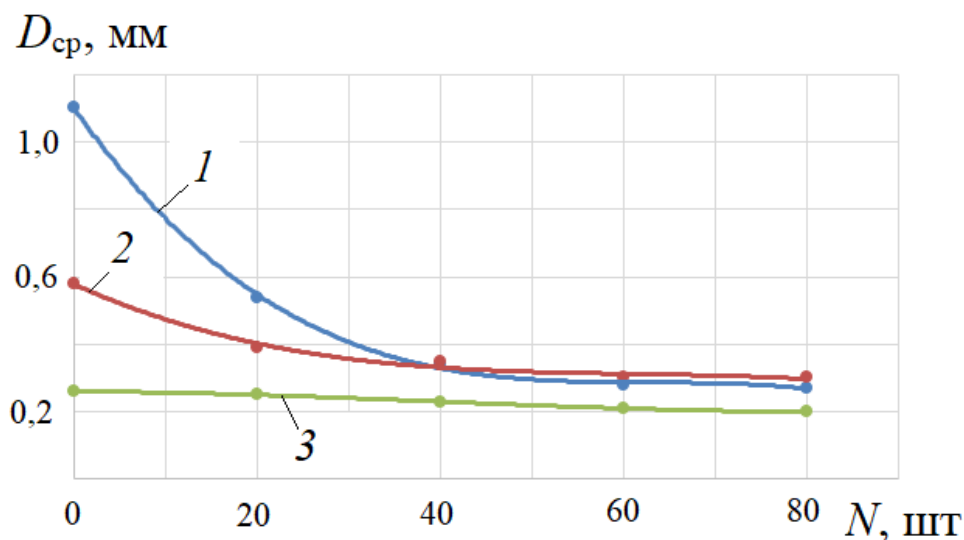


Рисунок 3.8 – Изменение среднего диаметра частиц механических примесей в гидроабразивной смеси при прохождении через ступени ЭЦН7А-150 испытываемой насосной секции:

1 – кварцевого песка искусственного происхождения $D_{с.н} = 1,1$ мм; 2 – кварцевого песка естественного происхождения со средним диаметром частиц $D_{с.н} = 0,58$ мм; 3 – кварцевого песка естественного происхождения со средним диаметром частиц $D_{с.н} = 0,26$ мм

Измельченные частицы кварцевого песка характеризуются вытянутой пластинчатой формой с острыми краями (рисунок 3.9, *a*, *б*). Указанное обуславливает уменьшение коэффициентов округлости и сферичности измельчённых частиц [84, 85].

Зависимости изменения коэффициентов округлости K_o и сферичности K_s приведены на рисунках 3.10 и 3.11. Наличие исходных трещин и ослаблений техногенного характера обуславливает существенное относительное измельчение частиц кварцевого песка искусственного происхождения и максимальное относительное изменение коэффициента сферичности $\varepsilon_s = 2,33$.

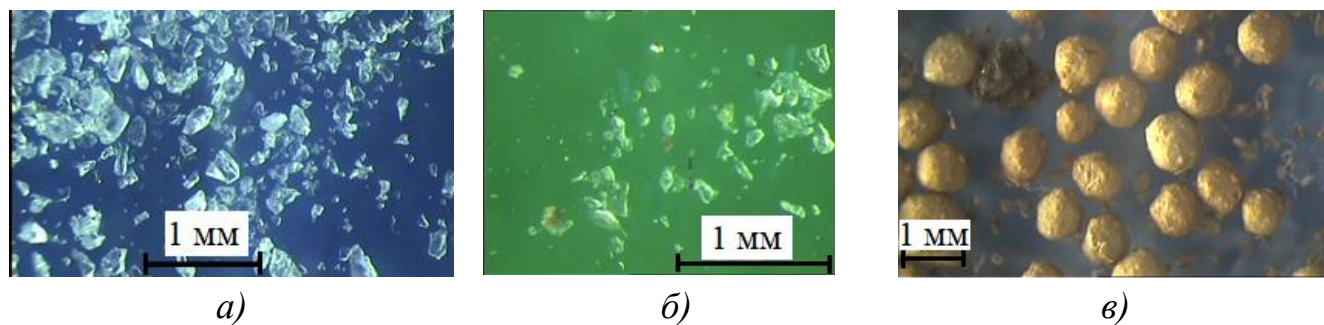


Рисунок 3.9 – Форма частиц и гранулометрический состав модельных механических примесей после их прохождения через рабочие ступени ЭЦН7А-150 ($N = 80$ шт.): *a* – песок искусственного происхождения; *б* – песок естественного происхождения; *в* – проппант

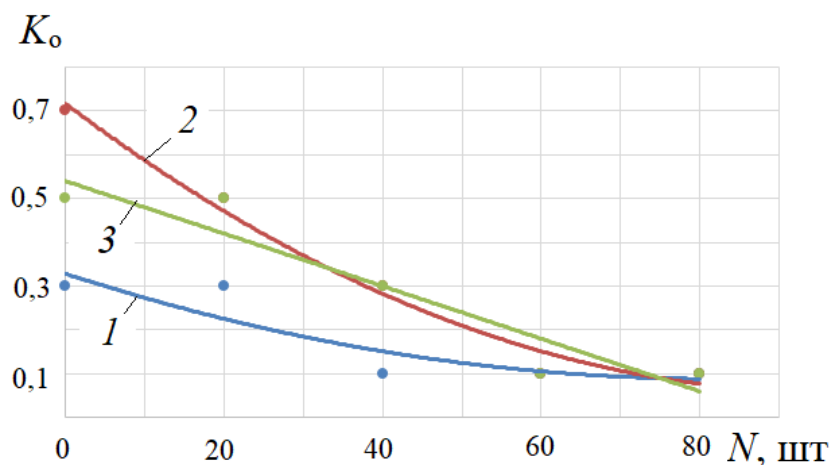


Рисунок 3.10 – Изменение коэффициента округлости K_0 частиц механических примесей в гидроабразивной смеси при ее прохождении через ступени ЭЦН7А-150 насосной секции: *1* – кварцевого песка искусственного происхождения $D_{с.н} = 1,1$ мм; *2* – кварцевого песка естественного происхождения со средним диаметром частиц $D_{с.н} = 0,58$ мм; *3* – кварцевого песка естественного происхождения со средним диаметром частиц $D_{с.н} = 0,26$ мм

В то же время, относительное изменение коэффициента округлости минимально по сравнению с другими модельными примесями $\epsilon_0 = 3,0$. Начальные значения соответствующих коэффициентов округлости и сферичности для кварцевого песка искусственного происхождения со средним диаметром частиц $D_{с.н} = 1,1$ мм составляют $K_{0.н} = 0,3$ и $K_{с.н} = 0,7$. После прохождения частиц через 80 ступеней ЭЦН7А-150 в потоке перекачиваемой жидкости средний диаметр частиц уменьшился до значений $D_{с.к} = 0,25$ мм, а значения соответствующих

коэффициентов составили $K_{o.k} = 0,1$ и $K_{s.k} = 0,3$ (см. рисунок 3.10, поз. 1 и рисунок 3.11, поз. 1).

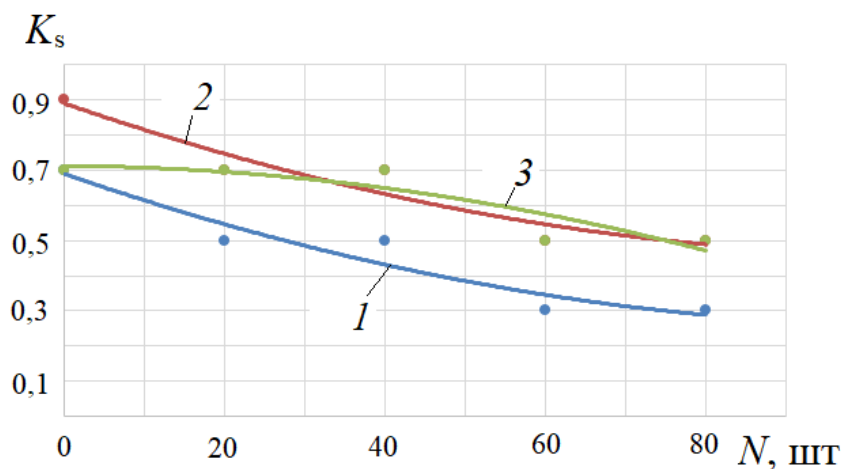


Рисунок 3.11 – Изменение коэффициента сферичности K_s частиц механических примесей в гидроабразивной смеси при прохождении через ступени ЭЦН7А-150 насосной секции:
 1 – кварцевого песка искусственного происхождения со средним диаметром $D_{с.н} = 1,1$ мм;
 2 – кварцевого песка естественного происхождения со средним диаметром частиц $D_{с.н} = 0,58$ мм; 3 – кварцевого песка естественного происхождения со средним диаметром частиц $D_{с.н} = 0,26$ мм

Рационально предположить, что частицы кварцевого песка естественного происхождения с начальным средним диаметром $D_{с.н} = 0,58$ мм имеют меньше исходных нарушений (трещин, дефектов строения, концентраторов напряжений) – зародышей разрушений. Кроме того, вследствие меньшей массы, кинетическая энергия менее крупных частиц, движущихся в потоке жидкости, также меньше, по сравнению с крупными частицами. Указанное обуславливает меньшее относительное измельчение данных частиц. Начальные значения коэффициентов округлости и сферичности составляли $K_{o.н} = 0,7$ и $K_{s.н} = 0,9$. После прохождения через 80 ступеней ЭЦН7А-150 с потоком перекачиваемой жидкости частицы измельчились до среднего диаметра $D_{с.к} = 0,25$ мм, значения соответствующих коэффициентов уменьшились и составили $K_{o.к} = 0,1$ и $K_{s.к} = 0,9$ (см. рисунок 3.10, поз. 2 и рисунок 3.11, поз. 2).

Значение коэффициентов сферичности и округлости частиц мелкого песка естественного происхождения изменяются от начальных значений $K_{o,n} = 0,5$ и $K_{s,n} = 0,7$ до величин $K_{o,k} = 0,1$ и $K_{s,k} = 0,5$ после прохождения 80 ступеней ЭЦН 7А-150. Показатель абразивности AI и, соответственно, изнашивающая способность измельченных частиц после прохождения через 80 ступеней рабочей секции увеличился следующим образом (рисунок 3.12):

- для песка естественного происхождения с начальным средним диаметром частиц $D_{с.н} = 0,58$ мм от $AI_n = 54$ % до $AI_k = 91$ %;
- для песка естественного происхождения с начальным средним диаметром частиц $D_{с.н} = 0,26$ мм от $AI_n = 69,1$ % до $AI_k = 92$ %;
- для песка искусственного происхождения с начальным средним диаметром частиц $D_{с.н} = 1,1$ мм от $AI_n = 60$ % до $AI_k = 70,9$ %.

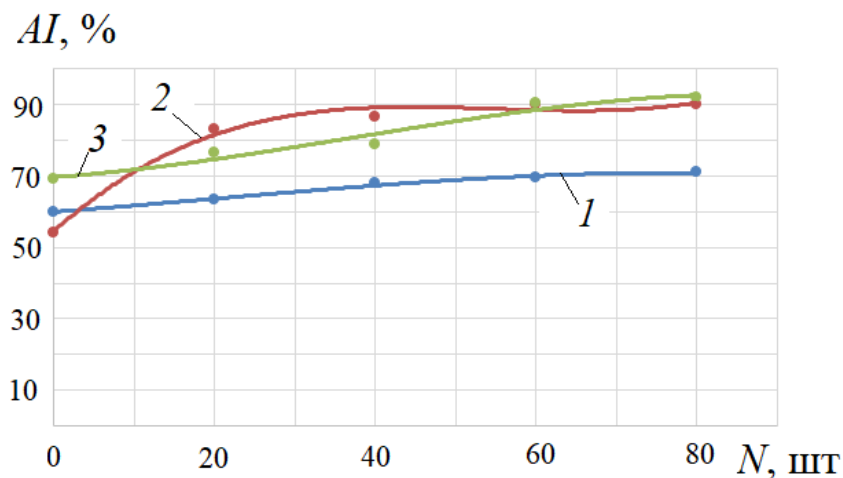


Рисунок 3.12 – Изменение коэффициента сферичности K_s частиц механических примесей в гидроабразивной смеси при прохождении через ступени ЭЦН7А-150 насосной секции:
 1 – кварцевого песка искусственного происхождения со средним диаметром $D_{с.н} = 1,1$ мм;
 2 – кварцевого песка естественного происхождения со средним диаметром частиц $D_{с.н} = 0,58$ мм;
 3 – кварцевого песка естественного происхождения со средним диаметром частиц $D_{с.н} = 0,26$ мм

Сводные данные по изменению величины относительного измельчения ε_D , относительного изменения коэффициентов округлости ε_o и сферичности ε_s , а

также приращения абразивности Δ_{AI} частиц модельных механических примесей приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Изменение относительных величин, характеризующих абразивность частиц модельных механических примесей

Тип механических примесей	Относительное измельчение частиц $\varepsilon_D = D_{с.н} / D_{с.к}$	Относительное изменение коэффициента окружности $\varepsilon_o = K_{о.н} / K_{о.к}$	Относительное изменение коэффициента сферичности $\varepsilon_s = K_{с.н} / K_{с.к}$	Приращение абразивности $\Delta_{AI} = AI_n - AI_k$, %
Песок кварцевый искусственного происхождения $D_{с.н} = 1,1$ мм	4,4	3,0	2,33	10,9
Песок кварцевый естественного происхождения $D_{с.н} = 0,58$ мм	2,23	7,0	1,8	37,0
Песок кварцевый естественного происхождения $D_{с.н} = 0,26$ мм	1,3	5,0	1,4	22,9

Анализ данных, приведенных в таблице 3.1, показывает, что наименьшим приращением абразивности при прохождении через испытываемую насосную секцию с модельной жидкостью характеризуются частицы кварцевого песка искусственного происхождения с $D_{с.н} = 1,1$ мм. Несмотря на существенное относительное измельчение частиц $\varepsilon_D = 4,4$, приращение абразивности составило $\Delta_{AI} = 10,9$ %. Указанное обусловлено тем, что частицы изначально имели достаточно высокую абразивность $AI_n = 60$ %, а образование новых поверхностей разрушения при измельчении частиц искусственного происхождения осуществлялось по уже имеющимся концентраторам напряжений и зародышам разрушения техногенного происхождения.

Частицы кварцевого песка естественного происхождения с $D_{с.н} = 0,58$ мм при прохождении через 80 ступеней ЭЦН7А-150 измельчились более чем вдвое,

$\varepsilon_D = 2,23$. При этом продукты измельчения имеют выраженную пластинчатую форму и острые края. Относительное изменение коэффициента окружности составило $\varepsilon_o = 7$, а приращение абразивности $\Delta_{AI} = 37,0 \%$, то есть максимальное среди рассматриваемых модельных примесей.

Минимальной величиной относительного измельчения $\varepsilon_D = 1,3$ и средним значением приращения абразивности $\Delta_{AI} = 22,9 \%$ характеризуются частицы кварцевого песка естественного происхождения с начальным средним диаметром $D_{с.н} = 0,26$ мм.

Необходимо отметить, что длительная циркуляция гидромеханической смеси через испытываемую секцию ЭЦН определяет стабилизацию крупности и формы частиц.

Экспериментальные исследования, в которых в качестве рабочей среды использовалась гидроабразивная смесь на основе воды и пропанта, выявили высокую устойчивость пропанта к механическому разрушению в условиях прохождения через рабочие ступени насосной секции ЭЦН7А-150. При контакте с металлом рабочих колёс и направляющих аппаратов происходит снятие верхних слоёв гранул пропанта, при этом к циркулирующей гидроабразивной смеси добавляются продукты разрушения уплотнений, металла и частицы коррозии (см. рисунок 3,9, в). При увеличении концентрации пропанта в модельной гидроабразивной смеси более $c = 3$ г/л происходит практически мгновенное разрушение опорных шайб рабочих колес первых по ходу потока ступеней и заклинивание ротора испытываемой насосной секции.

3.3.2 Определение интенсивности изнашивания рабочих ступеней в зависимости от их положения в испытываемой секции ЭЦН

Оценка величины износа рабочих ступеней ЭЦН7А-150 в зависимости от их положения в испытываемой насосной секции проводилась с использованием модельной гидроабразивной смеси: воды с частицами кварцевого песка естественного происхождения крупностью $D_{с.н} = 0,58$ мм с концентрацией

$c = 3$ г/л. В качестве деталей, по которым определялась величина износа рабочих ступеней, приняты опорные шайбы рабочих колес (рисунок 3.13). Указанный выбор обоснован удобством проведения измерений потери толщины опорных шайб при гидроабразивном изнашивании, а также возможностью лёгкой замены изношенных опорных шайб рабочих колес.

Результаты 4-часовых стендовых испытаний насосной секции, состоящей из 20 рабочих ступеней 7А-150 показали увеличение интенсивности изнашивания опорных шайб рабочих колес ступеней по ходу потока от входа к выходу из насосной секции (рисунок 3.14).

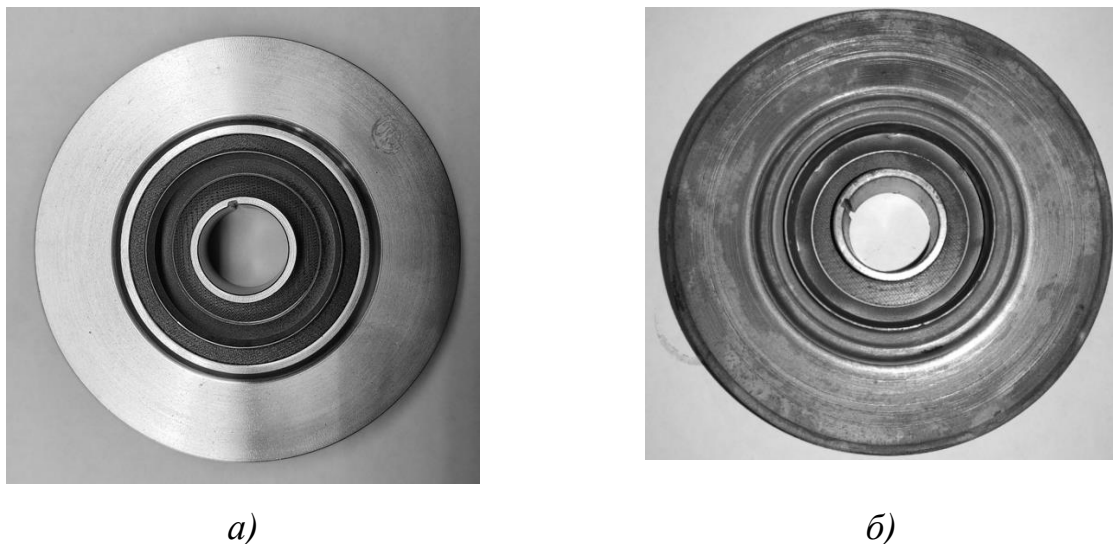


Рисунок 3.13 – Рабочие колеса ЭЦН7А-150 с установленными новыми (а) и изношенными (б) опорными шайбами

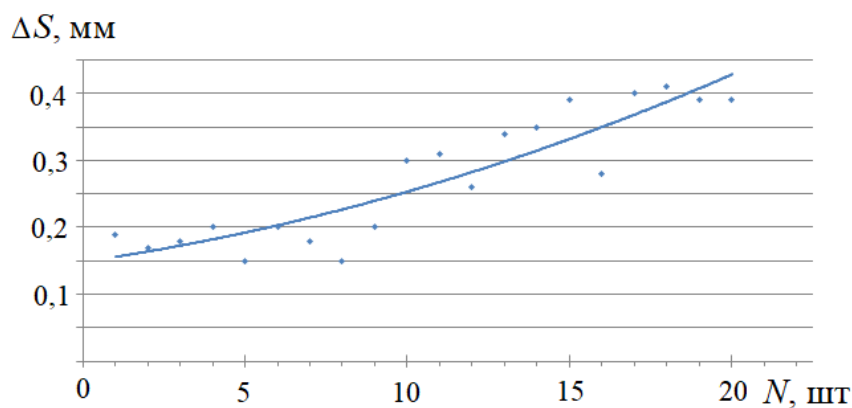


Рисунок 3.14 – Изменение интенсивности изнашивания опорных шайб ΔS рабочих колес ступеней ЭЦН7А-150 в зависимости от положения в испытываемой секции

Полученные результаты объясняются увеличением абразивности частиц механических примесей, проходящих через рабочие ступени вместе с перекачиваемым потоком жидкости. Частицы механических примесей, отсепарированные от основного потока, накапливаются под нижним диском рабочего колеса, а затем попадают под осевые опоры вместе с потоком утечек [33, 36, 38, 42, 43, 55].

Полученные данные согласуются с результатами ранее выполненных исследований и позволяют обосновать рациональные параметры щелевых фильтроэлементов и каскадных систем очистки скважинной жидкости, применяемых в составе УЭЦН. С целью предотвращения интенсивного изнашивания межступенчатых уплотнений и опорных шайб рабочих ступеней измельченными частицами механических примесей, следует использовать фильтры УЭЦН с тонкостью очистки не менее 200 мкм (диаметр щели 0,2 мм).

3.4 Выводы по главе 3

1. Исследован процесс гидроабразивного изнашивания рабочих ступеней ЭЦН с применением следующих модельных механических примесей: кварцевого песка искусственного происхождения со средним диаметром частиц $D_{с.н} = 1,1$ мм; кварцевого песка естественного происхождения со средним диаметром частиц $D_{с.н} = 0,58$ мм и $D_{с.н} = 0,26$ мм; пропанта со средним диаметром частиц $D_{с.н} = 0,88$ мм.

2. Экспериментально доказано, что частицы кварцевого песка, проходя с потоком перекачиваемой жидкости через рабочие ступени ЭЦН7А-150, интенсивно измельчаются, что обуславливает увеличение их абразивности.

3. По результатам выполненных экспериментов доказано, что наиболее существенное приращение абразивности ($\Delta_{AI} = 37,0$ %) среди рассматриваемых модельных примесей отмечено при измельчении в рабочих ступенях ЭЦН7А-150 испытываемой насосной секции частиц кварцевого песка естественного происхождения со средним исходным диаметром частиц $D_{с.н} = 0,58$ мм. При этом

продукты разрушения рассматриваемых модельных примесей имеют пластинчатую форму и острые края.

4. Доказано, что частицы пропанта, имеющие высокую твердость, практически не изменяют форму и размеры при прохождении с потоком жидкости через рабочие ступени ЭЦН7А-150 испытываемой насосной секции. В концентрациях до 3 г/л наличие частиц пропанта в перекачиваемой модельной жидкости обуславливает интенсивное изнашивание и разрушение осевых опор рабочих ступеней. При $c > 3$ г/л разрушение осевых опор, установленных первыми по ходу потока рабочих ступеней насосной секции, осуществляется почти мгновенно, что определяет заклинивание ротора испытываемого электроцентробежного насоса.

5. Изнашивание опорных шайб рабочих ступеней ЭЦН7А-150 испытываемой насосной секции происходит неравномерно. Доказано повышение интенсивности изнашивания опорных шайб рабочих ступеней ЭЦН7А-150 по ходу потока в насосной секции (от входа к нагнетательному трубопроводу), что объясняется увеличением абразивности частиц механических примесей при их прохождении через рабочие ступени насоса с потоком модельной жидкости и измельчением.

6. С целью предотвращения интенсивного изнашивания межступенчатых уплотнений и опорных шайб рабочих ступеней измельченными частицами песка следует использовать фильтры с тонкостью очистки не менее 200 мкм (диаметр щели 0,2 мм).

ГЛАВА 4 РАЗРАБОТКА СПОСОБОВ ЗАЩИТЫ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ И ПРЕДВКЛЮЧЕННЫХ УСТРОЙСТВ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН ОСЛОЖНЕННЫХ ПЕСКОПРОЯВЛЕНИЕМ

4.1 Обоснование рациональной структуры оборудования для очистки скважинной жидкости от абразивных частиц песка

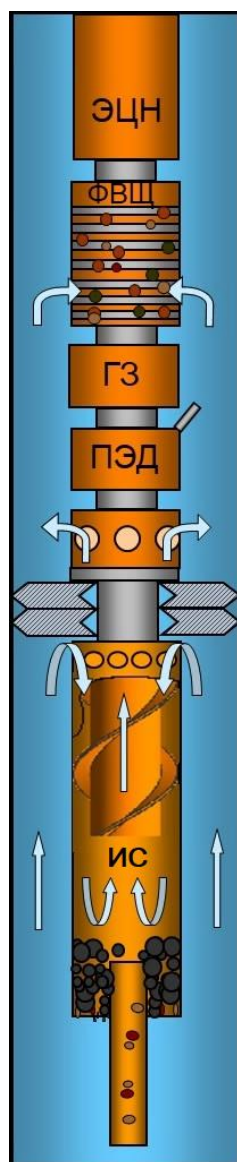
Анализ результатов теоретических и экспериментальных исследований, проведенных в главах 2 и 3 настоящей работы, позволяет сделать вывод о том, что наиболее рентабельным способом защиты элементов УЭЦН от вредного влияния абразивных частиц песка является использование фильтров и сепараторов механических примесей различных конструкций. В то же время, из практики нефтедобычи известны и основные недостатки данных устройств:

- малая грязеёмкость фильтров;
- существенная зависимость эффективности работы сепараторов механических примесей от скважинных условий – дебита скважин, вязкости добываемой жидкости, отклонение ствола скважин от вертикального положения и проч.;
- снижение эффективности работы сепараторов механических примесей при уменьшении крупности взвешенных частиц в перекачиваемой жидкости, а также при изменении перепада давления на входе в сепаратор и выходе из него.

В работе [9] отмечается, что в диапазоне подач $Q = 50 \dots 100 \text{ м}^3/\text{сут}$ при использовании модельных механических примесей с крупностью частиц $D = 0,177 \dots 0,21 \text{ мм}$ (песок 100 mesh) коэффициент сепарации большинства серийно выпускаемых отечественной промышленностью инерционных скважинных сепараторов составляет менее 50 %, а в диапазоне подач $Q = 100 \dots 200 \text{ м}^3/\text{сут}$ снижается до 25...30 %. Гравитационные сепараторы по типу «труба в трубе» не рационально использовать при подачах более $Q > 50 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Следует отметить, что результаты испытаний, приведенной в той же работе, показывают стабильно высокие (более 80 %) коэффициенты сепарации механических примесей с крупностью частиц $D = 0,25 \dots 0,6$ мм (пропант 30/60) [9].

Указанное позволяет сформулировать технические предложения, связанные с использованием каскадных систем защиты элементов УЭЦН от гидроабразивного изнашивания (рисунок 4.1).



ЭЦН – электроцентробежный насос;
 ФВЩ – фильтр входной щелевой;
 ГЗ – гидрозащита;
 ПЭД – погружной электродвигатель;
 ИС – инерционный сепаратор

Рисунок 4.1 – Компоновка УЭЦН в скважине с каскадной системой очистки скважинной жидкости от механических примесей

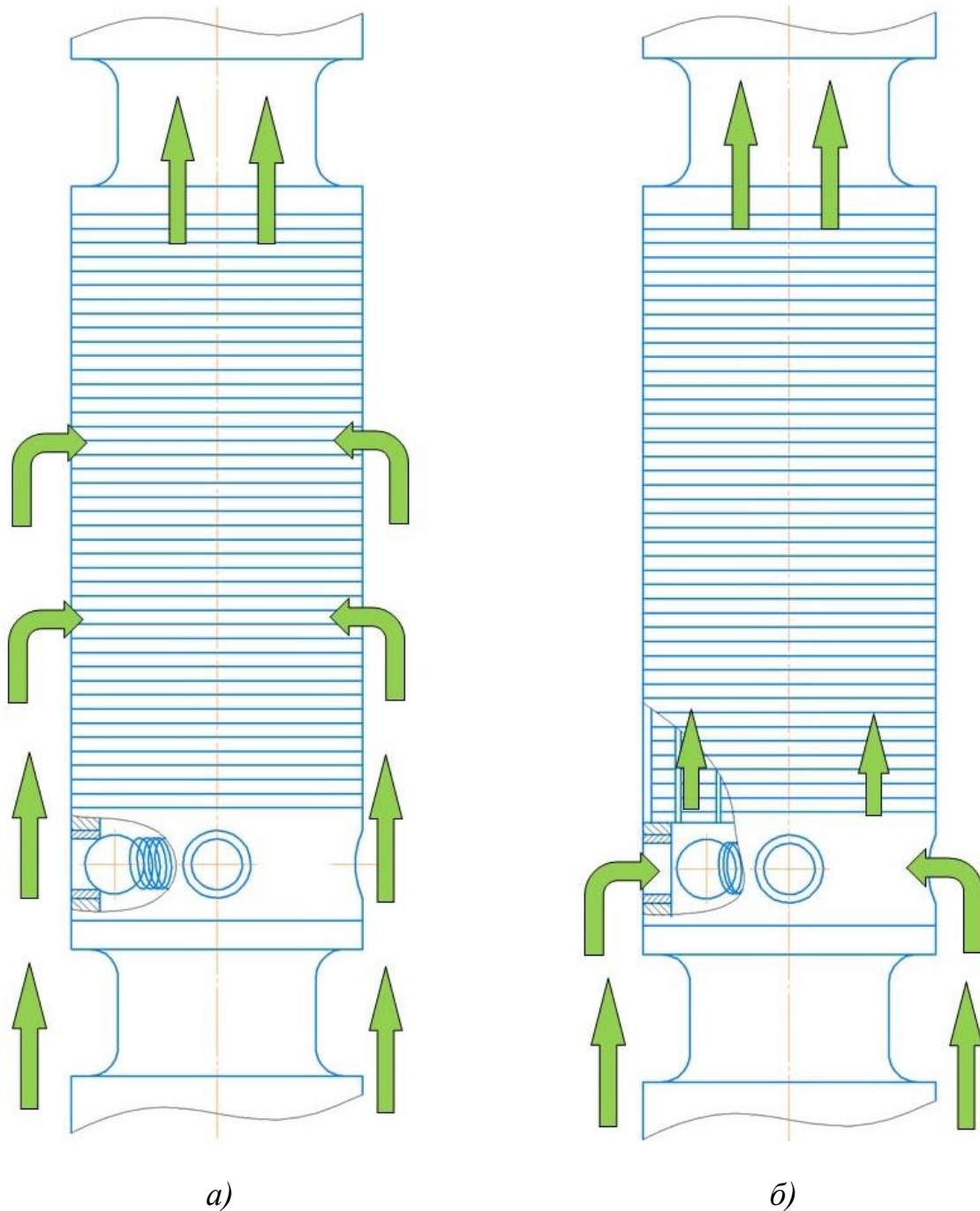


Рисунок 4.2 – Входной фильтр УЭЦН с предохранительными клапанами:

a – предохранительные клапаны закрыты, жидкость поступает к насосу через фильтроэлемент;

б – предохранительные клапаны открыты, жидкость поступает к насосу минуя засоренный фильтроэлемент

Суть предлагаемого решения заключается в монтаже под компоновку УЭЦН через уплотнительный узел инерционного сепаратора механических

примесей, осуществляющего отделение от потока крупных абразивных частиц. Отсепарированные от потока крупные частицы сбрасываются в зумпф скважины.

Прошедшая предварительную очистку скважинная жидкость, минуя уплотнительный узел, подается на вход электроцентробежного насоса, где в качестве входного модуля используется входной фильтр с тонкостью очистки 0,2 мм (200 мкм). При этом следует учитывать, что на входной фильтр подается жидкость с существенно сниженной концентрацией механических примесей, что положительно сказывается на времени наработки входного фильтра УЭЦН в скважине.

Крупность частиц $D < 0,2$ мм, проходящих через рабочие ступени ЭЦН с потоком скважинной жидкости, обусловит их малое измельчение и, как следствие незначительное увеличение абразивности и низкую интенсивность протекания процесса гидроабразивного изнашивания при работе предлагаемой компоновки оборудования.

На случай кольматации фильтроэлемента в конструкции входного фильтра УЭЦН могут быть предусмотрены предохранительные клапаны (рисунок 4.2), открывающиеся при перепаде давления $\Delta P > 0,3$ атм. Таким образом, обеспечивается подача скважинной жидкости на вход электроцентробежного насоса, минуя засоренный фильтроэлемент [60].

Использование каскадных систем очистки скважинной жидкости, добываемой с использованием УЭЦН, позволиткратно увеличить наработку насосного оборудования в условиях перекачки гидроабразивной среды [11, 82, 97, 98]. При этом следует отметить высокую рентабельность описанного технического решения.

4.2 Разработка самоочищающихся скважинных фильтров

Использование сепараторов механических примесей в составе УЭЦН возможно при работе установки в скважине с вертикальным или слабо искривленным стволом. При монтаже сепараторов в стволах с углами отклонения

от вертикали более 20° эффективность их функционирования снижается. В таких случаях использование скважинных или входных фильтров для защиты глубинно-насосного оборудования от гидроабразивного изнашивания является практически безальтернативным решением. При этом следует учитывать ограниченную грязеемкость фильтроэлементов, что приводит к отказу УЭЦН по срыву подачи и необходимости выполнения спускоподъемных операций (СПО).

Вопросам восстановления проницаемости фильтроэлементов без демонтажа фильтров из скважин и выполнения дорогостоящего и длительного комплекса спускоподъемных операций УЭЦН посвящены работы [99, 101, 116, 117]. Следует отметить, что обратная промывка входных и скважинных фильтров УЭЦН является мероприятием, трудно реализуемым с технической точки зрения, а также является весьма малоэффективным способом восстановления проницаемости.

Решить данную задачу возможно с помощью внедрению различных самоочищающихся фильтров, способных к восстановлению пропускной способности фильтроэлемента без применения спускоподъемных операций и демонтажа погружного оборудования из скважины. Ключевой особенностью большинства известных конструкций самоочищающихся фильтров является наличие привода. Приводы могут быть реализованы следующими способами: использование погружного электродвигателя, приведение в движение потоком жидкости (через турбинное колесо или шнек), либо прямое воздействие на НКТ (подъем - спуск, поворот) [60, 61, 68–77].

Предлагаемые технические решения могут вызвать сложности с точки зрения производства и эксплуатации, а наличие дополнительного привода в конструкции сильно увеличивает стоимость самоочищающегося фильтра и снижает надежность всей УЭЦН.

Перспективным решением является разработка самоочищающегося фильтра, привод которого основан на упругой деформации насосно-компрессорных труб НКТ при работе установки электроцентробежного насоса УЭЦН. В этом случае изменение давления в НКТ обуславливает изменение

длины (деформацию) трубопровода, что позволяет производить очищение фильтра за счет возвратно-поступательного движения фильтра вместе с компоновкой погружного оборудования.

Автором разработаны и запатентованы различные модификации самоочищающихся щелевых фильтров, конструкции которых позволяют обеспечить повышение наработки УЭЦН при эксплуатации скважин осложненных пескопроявлением [59, 64, 65, 66].

На рисунке 4.3 представлена схема скважинного щелевого фильтра УЭЦН, содержащего деформируемый фильтроэлемент [64]. В конструкцию щелевого фильтра входит труба 1 с фильтровальным участком 2, с выполненной на нем перфорацией в виде сквозных отверстий 3, также выполнена установка ребер жесткости 4 на наружной поверхности. Вокруг трубы 1 на ее окончаниях смонтированы в виде стаканов верхний 5 и нижний 6 неподвижные упоры. Между внутренней поверхностью стенок стаканов и наружной поверхностью трубы 1 имеются кольцевые зазоры. Деформируемый фильтрующий элемент 7 с навитой по спирали проволокой 8, между витками которой образованы щели 9, установлен концентрично вокруг трубы 1 между подвижным двусторонним упором 10 и верхним неподвижным упором 5, при этом торцевые витки спиральной проволоки 8 фильтрующего элемента 7, размещенные внутри кольцевых зазоров, жестко соединены с упорами 5 и 10.

Двусторонний подвижный упор 10 осуществляет перемещение в осевом направлении вдоль трубы 1 и ограничительных пазов 11, в которые заглублены концы винтов 12. К боковой поверхности упора 10 винтами 12 крепится упругий элемент – манжета 13, имеющая сквозные отверстия 14.

Внутри скважины происходит контакт манжеты 13 со стенками эксплуатационной колонны 15. Между нижним неподвижным упором 6 и двусторонним подвижным упором 10, опирающимися на свои кольцевые площадки, расположена пружина 16. Усилие, создаваемое пружиной 16, превышает величину упругой деформации проволоки фильтрующего элемента 7.

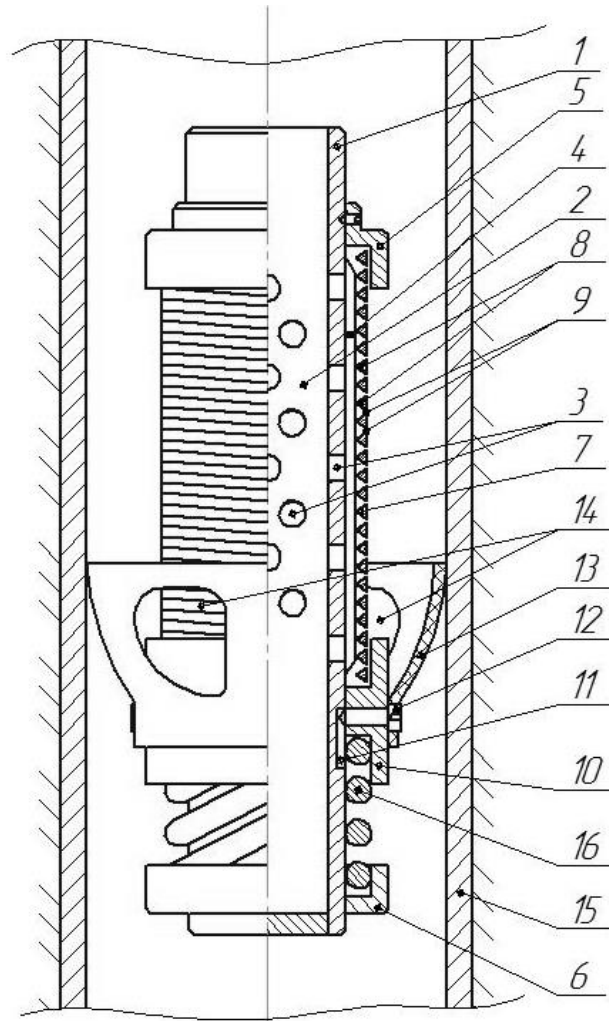


Рисунок 4.3 – Принципиальная схема скважинного щелевого самоочищающегося фильтра с деформируемым фильтроэлементом в виде спиральной пружины

При спуске щелевого фильтра в скважину вместе с насосной установкой, скважинная жидкость с механическими примесями через сквозные отверстия 14 манжеты 13 свободно поступает на поверхность фильтрующего элемента 7. Очищение скважинной жидкости происходит в момент ее прохождения между щелями 9 витков навитой проволоки по спирали фильтрующего элемента 7, затем через отверстия 3 фильтрующего участка 2 она попадает вовнутрь трубы 1, по которой в дальнейшем движется к скважинному насосу (не показан на рисунке 4.3). Отделившиеся от скважинной жидкости частицы механических примесей остаются на внешней поверхности фильтрующего элемента 7, тем самым создавая «мостики» отложений и снижая со временем его пропускную способность.

Фильтрующий элемент 7 периодически очищается за счёт деформации колонны НКТ, на которой УЭЦН подвешена в скважине. Деформация НКТ достигается посредством изменения давления на устье скважины.

Известно, что при заполнении колонны НКТ скважинной жидкостью и создания на устье скважины избыточного давления $P_{уст}$ колонна НКТ деформируется на величину Δ , значение которой рассчитывается по формуле (4.1):

$$\Delta = \frac{L^2}{20E} [\gamma - 2\gamma_{ж}(1 - \mu_{п})] + \frac{(1 - 2\mu_{п})F_{пр}LP_{уст}}{EF} \cdot 10^3, \quad (4.1)$$

где Δ – величина деформации колонны НКТ, м;

L – длина колонны НКТ, м;

E – модуль упругости материала труб НКТ, МПа;

$\mu_{п}$ – коэффициент Пуассона материала труб НКТ;

γ – удельный вес труб НКТ, Н/м³; $\gamma_{ж}$ – удельный вес жидкости в НКТ, Н/м³;

$F_{пр}$ – площадь проходного канала труб НКТ, м²;

F – площадь кольцевого поперечного сечения труб НКТ, м²;

$P_{уст}$ – давление на устье скважины, МПа [40, 107].

При изменении значения устьевого давления ($P_{уст} = var$) при заполненной колонне НКТ левая часть выражения (4.1) является постоянной величиной, то есть, согласно выражению (4.2):

$$\frac{L^2}{20E} [\gamma - 2\gamma_{ж}(1 - \mu_{п})] = const. \quad (4.2)$$

Следовательно, величина деформации Δ при изменении значения $P_{уст}$ определяется выражением (4.3):

$$\Delta = \frac{(1 - 2\mu_{п})F_{пр}LP_{уст}}{EF} \cdot 10^3. \quad (4.3)$$

Рассчитаем деформацию труб по формуле (4.3) при следующих условиях: используются трубы из стали 30ХМА (аналоги 25CrMo4, 34CrMo4) диаметром 73 мм и толщиной 5,5 мм. Длина колонны труб L составляет 1000 м. Материал имеет модуль упругости $E = 2,12 \cdot 10^5$ МПа и коэффициент Пуассона $\mu_{п} = 0,3$. Площадь

проходного канала труб $F_{\text{пр}} = 30,2 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2$, площадь кольцевого поперечного сечения труб НКТ, $F = 11,7 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2$. Если давление на поверхности скважины $P_{\text{уст}}$ изменится от 0 до 4 МПа, то значение деформации колонны составит $\Delta = 0,02 \text{ м}$ (рисунок 4.4).

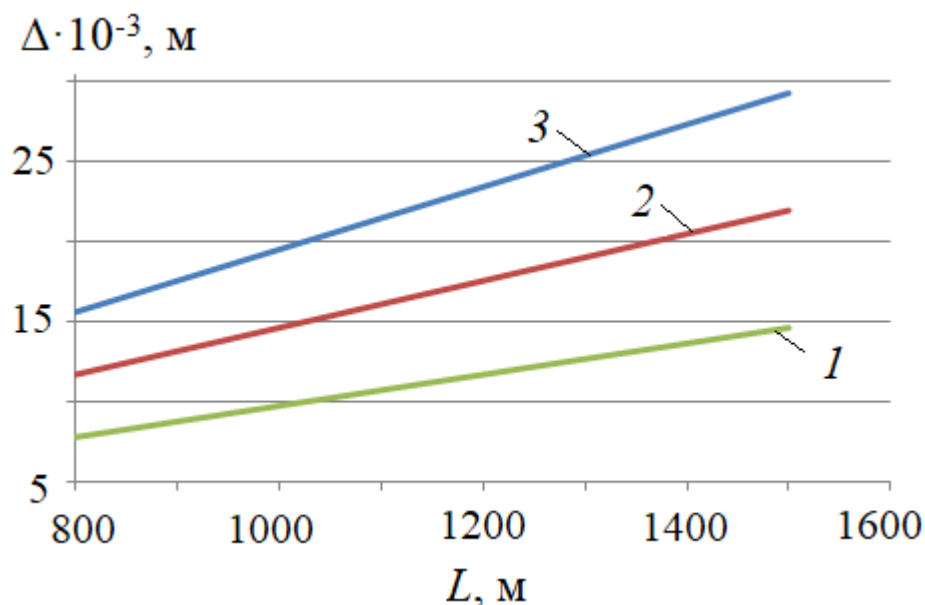


Рисунок 4.4 – Изменение деформации (Δ) колонны НКТ 73×5,5 – Е ГОСТ 633-80 в зависимости от длины трубопровода (L) при устьевом давлении:

$$1 - P_{\text{уст}} = 2 \text{ МПа}; 2 - P_{\text{уст}} = 3 \text{ МПа}; 3 - P_{\text{уст}} = 4 \text{ МПа}$$

Таким образом, увеличение устьевого давления скважины до $P_{\text{уст}} = 4 \text{ МПа}$ при длине колонны НКТ $L = 1000 \text{ м}$, вызывает перемещение (углубление) погружной насосной установки вместе с щелевым фильтром вдоль эксплуатационной колонны на значение $\Delta = 0,02 \text{ м}$. В момент отключения насосного оборудования и сброса устьевого давления скважины до нулевого значения, вся компоновка поднимается на ту же величину $\Delta = 0,02 \text{ м}$. При этом происходит взаимодействие манжеты 13 со стенками эксплуатационной колонны 15 (см. рисунок 4.3). Данное перемещение обуславливает временную деформацию растяжения фильтрующего элемента 7, увеличение геометрических размеров щелей 9, разрушение «мостиков» отложений механических примесей и, как следствие, восстановление проницаемости фильтрующей поверхности 7. Возврат

в исходное положение осуществляется за счет усилия пружины 16, воздействующей на упор 10 с манжетой 13, что приводит к восстановлению номинальных размеров щелей 9 и фильтрующего элемента 7.

Таким образом, регулярное проведение механических очисток фильтрующего элемента обуславливает увеличение продолжительности работы щелевого фильтра в скважине и повышение наработки УЭЦН. На указанное устройство оформлен патент [64, 107].

Недостатком описанного устройства является неравномерность очистки фильтрующего элемента, поскольку он выполнен в виде спиральной пружины, а, следовательно, обладает малой жесткостью, из-за чего невозможно одновременное изменение размеров щелей на одинаковую величину. Малая жесткость фильтрующего элемента определяет его деформацию при работе, обуславливает изменение размеров щелей и ухудшение эффективности очистки жидкости.

Автором предложен и запатентован щелевой фильтр с вертикальным расположением щелей и элементов фильтрующего каркаса (рисунок 4.5) [66].

Щелевой фильтр состоит из трубы 1 с направляющими пазами 2 и фильтровальным участком с перфорацией в виде отверстий 3. Труба 1 снабжена резьбовыми соединениями 4, подшипниковыми узлами 5, через которые проходит вал 6. Также на трубе 1 закреплены нижний неподвижный упор 7 и втулка 8 верхнего неподвижного упора 9, например, с помощью винтов 10 и 11 соответственно, а также поперечные ребра жесткости 12, закрепленные, например, посредством сварки. Нижний неподвижный упор 7 имеет коническую поверхность 13. На втулку 8 с помощью резьбы 14 навинчена накидная гайка 15 верхнего неподвижного упора 9. Навинчивание и свинчивание накидной гайки 15 может осуществляться, например, через технологические отверстия 16 ломиком или специальным ключом. На накидную гайку 15 одним своим торцом опирается возвратная пружина 17, которая вторым своим торцом упирается в крышку 18 подвижного упора 19.

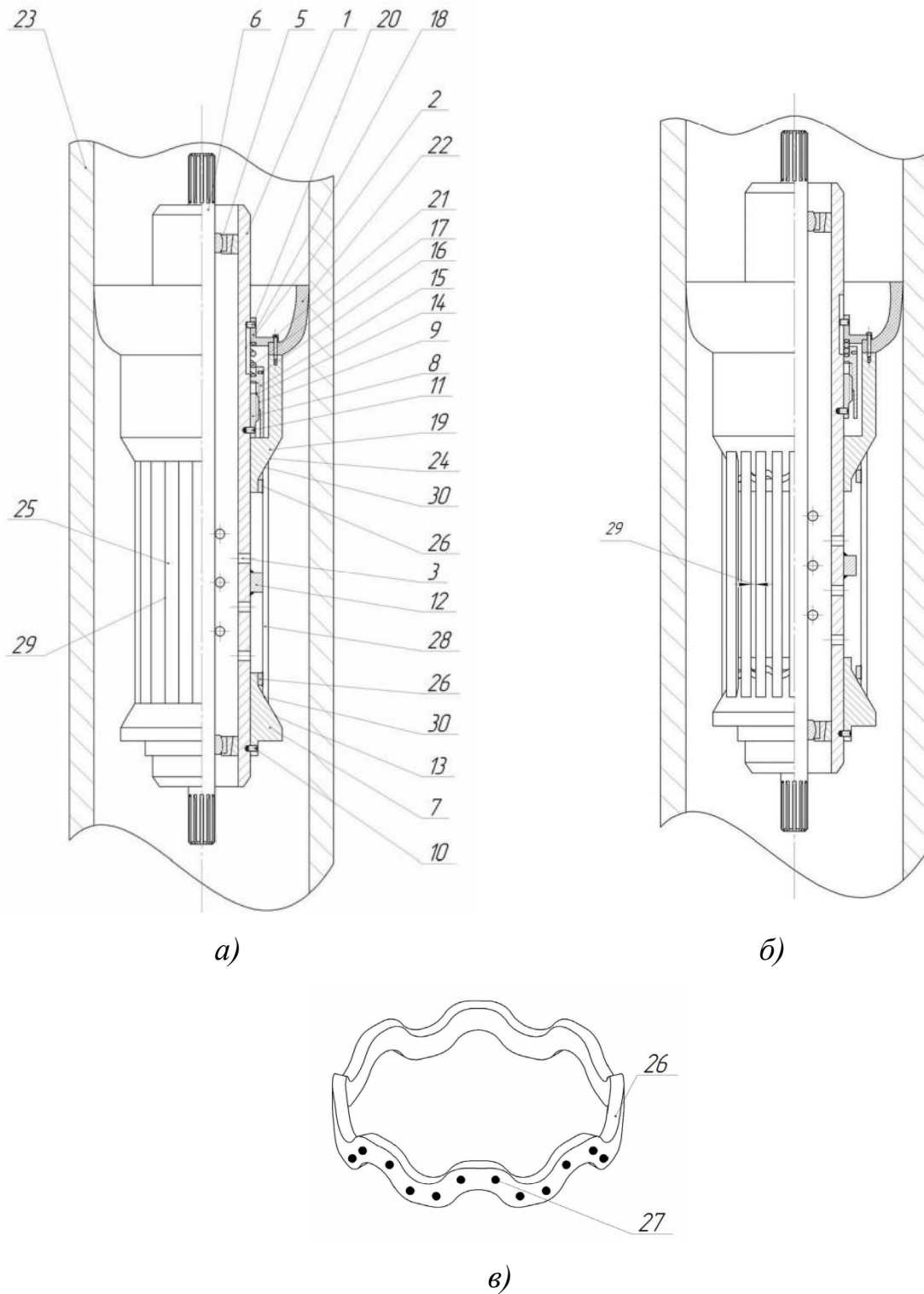


Рисунок 4.5 – Принципиальная схема входного щелевого самоочищающегося фильтра с деформируемым фильтроэлементом в виде вертикального фильтрующего каркаса:
a – рабочее положение каркаса фильтроэлемента; *б* – положение каркаса фильтроэлемента при очистке; *в* – кольцевая пружина

Крышка 18 имеет входящие в направляющие пазы 2 элементы, выполненные, например, в виде винтов 20. Крышка 18 прикреплена к подвижному упору 19, например, винтами 21, при этом между ними расположен упругий элемент 22, который контактирует с внутренней поверхностью обсадной трубы 23. Подвижный упор 19 так же, как и нижний неподвижный упор 7, имеет коническую поверхность 24. Концентрично упорам 7 и 19 расположен фильтрующий элемент 25, состоящий из кольцевых пружин 26, на которые в точках 27 закреплены вертикальные продольные стержни 28 с образованием между ними щелей 29, например, посредством точечной сварки. Стержни 28 имеют по торцам опорные поверхности 30. Щелевой фильтр работает следующим образом.

Посредством трубы 1 с направляющими пазами 2 имеющей фильтровальный участок с перфорацией в виде отверстий 3 щелевой фильтр посредством резьбы 4 монтируется к присоединительным патрубкам погружного оборудования. Вал 6, установленный в подшипниковых узлах 5, присоединяется своими концами, например, с помощью муфт к валам погружного оборудования (гидрозащиты и электроцентробежного насоса).

На трубе 1 жестко закреплены нижний неподвижный упор 7 и втулка 8 верхнего неподвижного упора 9, например, винтами 10 и 11, а также поперечные ребра жесткости 12, например, посредством сварки, при этом нижний неподвижный упор 7 имеет коническую поверхность 13. На втулку 8 верхнего неподвижного упора 9 с помощью резьбы 14 навинчена накидная гайка 15, имеющая технологические отверстия 16 для ее навинчивания и свинчивания. Навинчивая и свинчивая накидную гайку 15, через опирающуюся на нее возвратную пружину 17 осуществляется осевое перемещение крышки 18 и, соответственно, соединенного с ней подвижного упора 19. Вращению подвижного упора 19 препятствуют элементы крышки 18, например, в виде винтов 20, входящие в направляющие пазы 2. При перемещении колонны НКТ или их деформации в результате изменения давления внутри них, происходит

движение фильтра. Посредством упругого элемента 22, контактирующего с поверхностью обсадной трубы 23 и закрепленного через крышку 18 к подвижному упору 19, например, с помощью винтов 21, создается торможение и, соответственно, перемещение подвижного упора 19 относительно в осевом направлении и деформация пружины 17. За счет того, что нижний неподвижный упор 7 и подвижный упор 19 имеют конические поверхности 13 и 24, при их сближении происходит деформация коаксиально расположенного фильтрующего элемента 25 и растяжение кольцевых пружин 26 в радиальном направлении. Так как на кольцевых пружинах 26 в точках 27 закреплены продольные вертикальные стержни 28, при ее деформации происходит их перемещение в радиальном направлении, и, соответственно, увеличение размера щелей 29. На всем интервале перемещения обеспечивается равномерное перемещение стержней 28 друг от друга, увеличение размера щелей 29, и центрирование фильтрующего элемента 25 за счет того, что стержни 28 имеют опорные поверхности 30. После очистки фильтрующего элемента 25 благодаря упругой энергии пружин 17 и 26 происходит обратное движение подвижного упора 19 в осевом направлении и стержней 28 в радиальном. Тем самым стержни 28 принимают исходное положение, фильтроэлемент 25 готов к дальнейшей работе.

Еще один вариант самоочищающегося щелевого фильтра, разработанный и запатентованный автором, приведен на рисунке 4.6 [59].

В конструкцию скважинного щелевого фильтра входит труба 1 с участком для фильтрации 2, с выполненной на нем перфорацией в виде сквозных отверстий 3. На концах трубы 1 коаксиально установлены верхний 4 и нижний 5 неподвижные упоры. Между внутренней поверхностью стенок неподвижных упоров, выполненных в виде стаканов, и наружной поверхностью трубы 1 находятся кольцевые зазоры. Вокруг трубы 1 коаксиально расположен фильтрующий элемент 6, состоящий из продольных стержней 7, между которыми образованы щели 8.

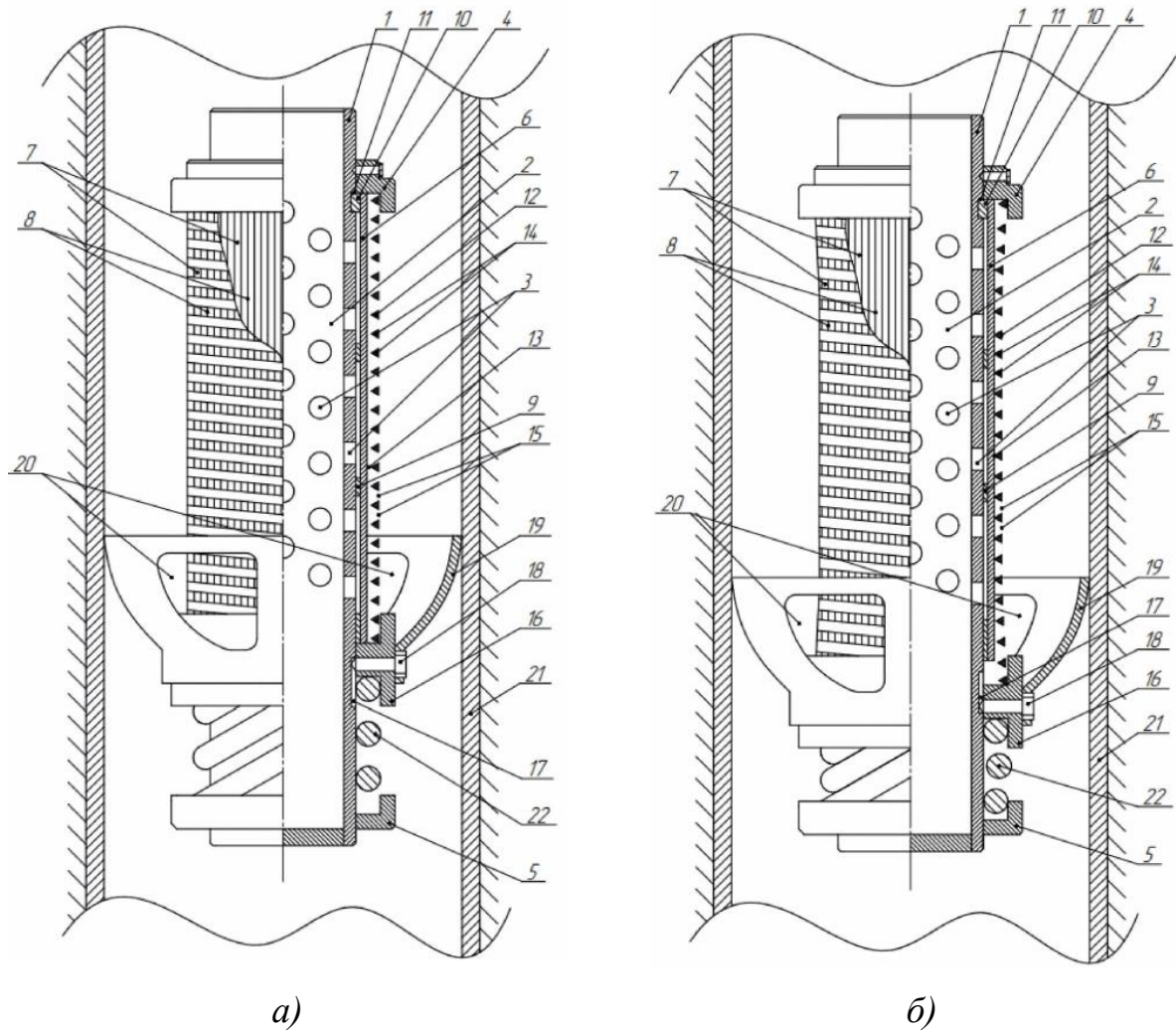


Рисунок 4.6 – Принципиальная схема скважинного щелевого самоочищающегося фильтра с каскадным фильтроэлементом: *а* – рабочее положение фильтроэлемента; *б* – положение спиральной пружины фильтроэлемента при очистке

Для обеспечения жесткости конструкции фильтрующего элемента *б* используются поперечные крепежные кольца *9*, которые жестко соединены с внутренней поверхностью продольных стержней *7*, формируя зазор между трубой *1* и фильтрующим элементом *б*. Неподвижную фиксацию фильтрующего элемента *б* относительно трубы *1* обеспечивает разрезное крепежное кольцо *10*, располагающееся в проточке *11*. Верхнее крепежное кольцо *10* может быть выполнено разрезным и устанавливаться в проточку *11*, выполненную на внешней поверхности трубы *1*. Коаксиально фильтрующему элементу тонкой очистки *б* установлен фильтрующий элемент *12*. При этом между фильтрующими

элементами 6 и 12 образуется кольцевой зазор 13. Фильтрующий элемент 12 выполнен в виде навитой по спирали проволоки 14 с образованием щелей 15 и расположен между верхним 4 и подвижным двусторонним упором 16, которые жестко соединяют торцевые витки спиральной проволоки 14 фильтрующего элемента 12, располагающиеся внутри кольцевых зазоров. Двусторонний подвижный упор 16 имеет возможность осевого перемещения вдоль трубы 1, ограниченного длиной пазов 17, расположенных на наружной поверхности трубы 1, в которые входят концы винтов 18, фиксирующих упор. Упругий элемент, выполненный в виде манжеты 19 со сквозными отверстиями 20, закреплен винтами 18 на боковой поверхности упора 16. Конструкция обеспечивает взаимодействие манжеты 19 со стенками эксплуатационной колонны 21. Пружина 22 расположена между нижним неподвижным упором 5 и двусторонним подвижным упором 16, опираясь на их кольцевые площадки, и создает усилие, достаточное для преодоления упругой деформации проволоки фильтрующего элемента 12. Принцип работы заявляемого щелевого фильтра следующий. При спуске фильтра в скважину в составе компоновки насосной установки скважинная жидкость с частицами механических примесей начинает свободно поступать через отверстия 20 манжеты 19 к поверхности фильтрующего устройства 12. Пройдя между витками спирально навитой проволоки 14 фильтрующего элемента 12, скважинная жидкость предварительно очищается от крупных частиц механических примесей и поступает на поверхность фильтрующего элемента тонкой очистки 6. Дальнейшее очищение скважинной жидкости от более мелких частиц механических примесей происходит за счет ее прохождения через щели 8 между продольными стержнями 7 фильтрующего элемента 6. Жидкость попадает в кольцевой зазор между трубой 1 и продольными стержнями 7, затем через отверстия 3 жидкость поступает в трубу 1 и направляется к скважинному насосу (не показан на рисунке 4.6), который поднимает её на поверхность. Отделившиеся частицы механических примесей оседают на поверхностях фильтрующих элементов 6 и 12 в виде «мостиков», снижая с течением времени их

проницаемость. При увеличении перепада давлений на поверхностях фильтрующего элемента 6 наблюдается возрастание нагрузки на внешнюю поверхность элемента. Благодаря наличию в конструкции крепежных колец 9 деформация продольных стержней 7 не возникает. Пружина 22, расположенная в кольцевом зазоре неподвижного упора 5, удерживает фильтрующий элемент 12 и двусторонний упор 16, обеспечивая их устойчивое положение. Очистка фильтрующих элементов 6 и 12 осуществляется за счет изменения давления в насосно-компрессорном трубопроводе скважинной насосной установки, что приводит к деформации (упругому растяжению/сжатию) насосно-компрессорного трубопровода и возвратно-поступательному перемещению компоновки скважинной насосной установки вдоль эксплуатационной колонны 21. При упругом сжатии насосно-компрессорного трубопровода (например, при отключении насосной установки) и перемещении в сторону устья скважины компоновки скважинной насосной установки, в составе которой находится заявляемое устройство, упругая манжета 19 трется о стенки обсадной колонны, и возникающая при этом сила трения становится направленной в сторону, противоположную усилию сжатия пружины 22. В результате воздействия силы происходит перемещение подвижного двустороннего упора 16 с закрепленным упругим элементом вдоль направляющих пазов, что приводит к деформации сжатия пружины 22 и одновременному растяжению фильтрующего элемента 12 вдоль поверхности продольных стержней 7 фильтрующего элемента 6. Указанная деформация растяжения проволоки фильтрующего элемента 12 сопровождается уменьшением диаметра поперечного сечения проволоки и увеличением межвиткового расстояния. Это приводит к разрушению «мостиков» отложений механических примесей, накопившихся на поверхности фильтрующего элемента 12. При растяжении фильтрующего элемента 12 внутренние поверхности проволоки 14 его витков начинают контактировать с внешней поверхностью фильтрующего элемента 6, так как поперечное сечение зазора 13 уменьшается. При этом механически разрушаются отложения на поверхности фильтрующего

элемента 6. Так осуществляется механическая очистка заявляемого щелевого фильтра. Отделившиеся от поверхности фильтрующих элементов 6 и 12 частицы механических примесей через отверстия 20 в манжете 19 оседают в зумпф скважины. При упругом растяжении под действием избыточного давления насосно-компрессорного трубопровода (например, при включении привода насосной установки) скважинная компоновка насосной установки перемещается вдоль эксплуатационной колонны 21 в сторону забоя скважины. При перемещении компоновки направление силы трения, создаваемой контактом стенок упругой манжеты 19 и эксплуатационной колонны 21, изменяется. Подвижный упор 16 перемещается вверх в пазах 17 за счет деформации пружины 22, тем самым сжимая витки проволоки 14. После совершенных действия очищенный щелевой фильтр готов для дальнейшей работы.

Таким образом, благодаря использованию дополнительного фильтрующего элемента, обеспечивающего более тонкую степень очистки скважинной жидкости от механических примесей, повышается наработка УЭЦН на отказ.

4.3 Обоснование рационального способа защиты УЭЦН от перерезания корпусов при гидроабразивном износе

Результаты теоретических и экспериментальных исследований, приведенные в главах 2 и 3, показывают, что гидроабразивный износ скважинных электроцентробежных насосов и предвключенных устройств (например, газосепараторов) развивается не равномерно и имеет преимущественно локальный характер. При этом зоны наиболее интенсивного локального износа могут быть определены экспериментально, либо с помощью проведения компьютерного моделирования в программных средах типа *Ansys Fluent* и аналогичных. С высокой долей вероятности зонами наиболее интенсивного локального износа скважинного оборудования с вращающимися роторами являются области изменения скорости течения потока жидкости, где

формируются условия для накопления и местного увеличения концентрации частиц механических примесей в жидкости [19, 20, 36, 51].

Одним из подходов к увеличению наработки УЭЦН является конструктивное усиление элементов насосов и предвключенных устройств в местах локального изнашивания. Например, первые и последние по ходу потока ступени секций электроцентробежных насосов могут быть выполнены в износостойком исполнении. А во внутрь корпусов газосепараторов предприятия-изготовители устанавливают защитные гильзы, выполненные из дорогостоящих высоколегированных сталей или сплавов типа ВК8. Указанные технические решения позволяют увеличить наработку насосной установки в скважине, но, в то же время, не исключают вероятность аварийного отказа УЭЦН и остановки скважины по причине перерезания корпуса насоса или газосепаратора вследствие гидроабразивного износа и полёта установки на забой.

Другим подходом к проектированию насосного оборудования с вращающимися роторами, работающего в условиях перекачивания жидкостей с высоким содержанием механических примесей, является предупреждение тяжелых последствий аварийных отказов (полетов) путём автоматического срыва подачи при интенсивном развитии гидроабразивного изнашивания. Рассмотрим реализацию предлагаемого подхода на примере модернизации центробежного газосепаратора УЭЦН.

На основе компьютерного моделирования или проведения экспериментальных исследований процесса функционирования газосепаратора УЭЦН, перекачивающего газожидкостную смесь с высоким содержанием механических примесей, выявляются зоны локального гидроабразивного износа защитной гильзы газосепаратора (рисунок 4.7).



Рисунок 4.7 – Изменение интенсивности изнашивания по длине защитной гильзы центробежного газосепаратора конструкции П.Д. Ляпкина

После обнаружения зон локализации гидроабразивного износа, на корпусе газосепаратора выполняют отверстия или пазы напротив этих зон (рисунок 4.8), защитная гильза при этом может быть набранной из сегментов, а не выполняться цельной. Указанное позволяет создавать защитные гильзы из дорогих износостойких материалов (например, сплав ВК8) для наиболее изнашиваемых участков. Из менее износостойких материалов (например, из инструментальной стали) могут набираться участки гильз, наименее подверженные изнашиванию.

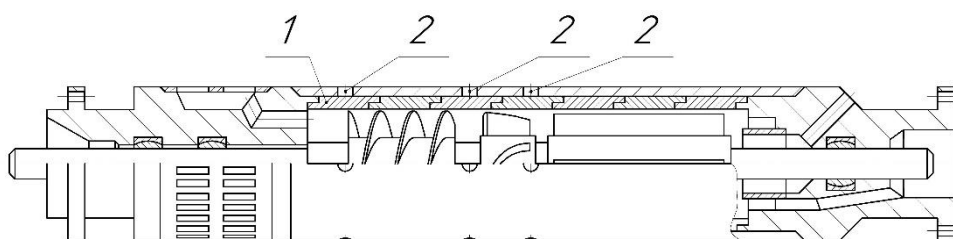


Рисунок 4.8 – Модернизированный центробежный газосепаратор конструкции П.Д. Ляпкина:

1 – защитная гильза из сегментов; 2 – отверстия в корпусе

Погружной сепаратор при спуске в скважину с вышеперечисленными доработками работает следующим образом. Вследствие высокой концентрации

частиц песка в скважинной жидкости возникает гидроабразивное изнашивание гильзы на ранее выявленных участках. После промывки защитной гильзы абразивом внутренняя полость газосепаратора соединяется с затрубным пространством через отверстия или пазы, специально выполненные в корпусе. Поток перекачиваемой жидкости вместе с механическими примесями отводится в затруб, при этом работа газосепаратора будет нарушена. То есть на вход электроцентробежного насоса будет поступать скважинная жидкость с высоким содержанием свободного газа, что приведет к срыву подачи и остановке УЭЦН. Вместе с тем будет предотвращено полное перерезание корпуса газосепаратора и минимизирована вероятность полёта части УЭЦН в скважину. Указанное позволит избежать существенных затрат, связанных с устранением последствий тяжелого аварийного отказа. Оборудование, отказавшее по срыву подачи, будет извлечено из скважины, для проведения дефектации и ремонтно-восстановительных мероприятий [39].

В программной среде «Компас-3D» автором проведен прочностной расчет корпуса газосепаратора, по следующим исходным данным:

- тип газосепаратора ГС-5А;
- масса погружного электродвигателя ПЭД $m_{\text{ПЭД}}=560$ кг;
- масса гидрозащиты $m_{\text{ГЗ}} = 75$ кг;
- толщина стенки корпуса ГС-5А $s_{\text{ГС}} = 6,5$ мм;
- наружный диаметр корпуса ГС-5А $d_{\text{ГС}}=103$ мм;
- материал корпуса ГС-5А - Сталь 40;
- количество отверстий в корпусе ГС-5А $n_{\text{ГС}} = 8$ шт;
- диаметр отверстий $d_{\text{отв}}=20$ мм.

На рисунке 4.9 показано, что при заданных условиях расчета запас прочности корпуса ГС-5А на растяжение составил 63 раза.

Таким образом, доказано, что предложенное техническое решение не оказывает негативного влияния на работоспособность газосепаратора и УЭЦН в целом.

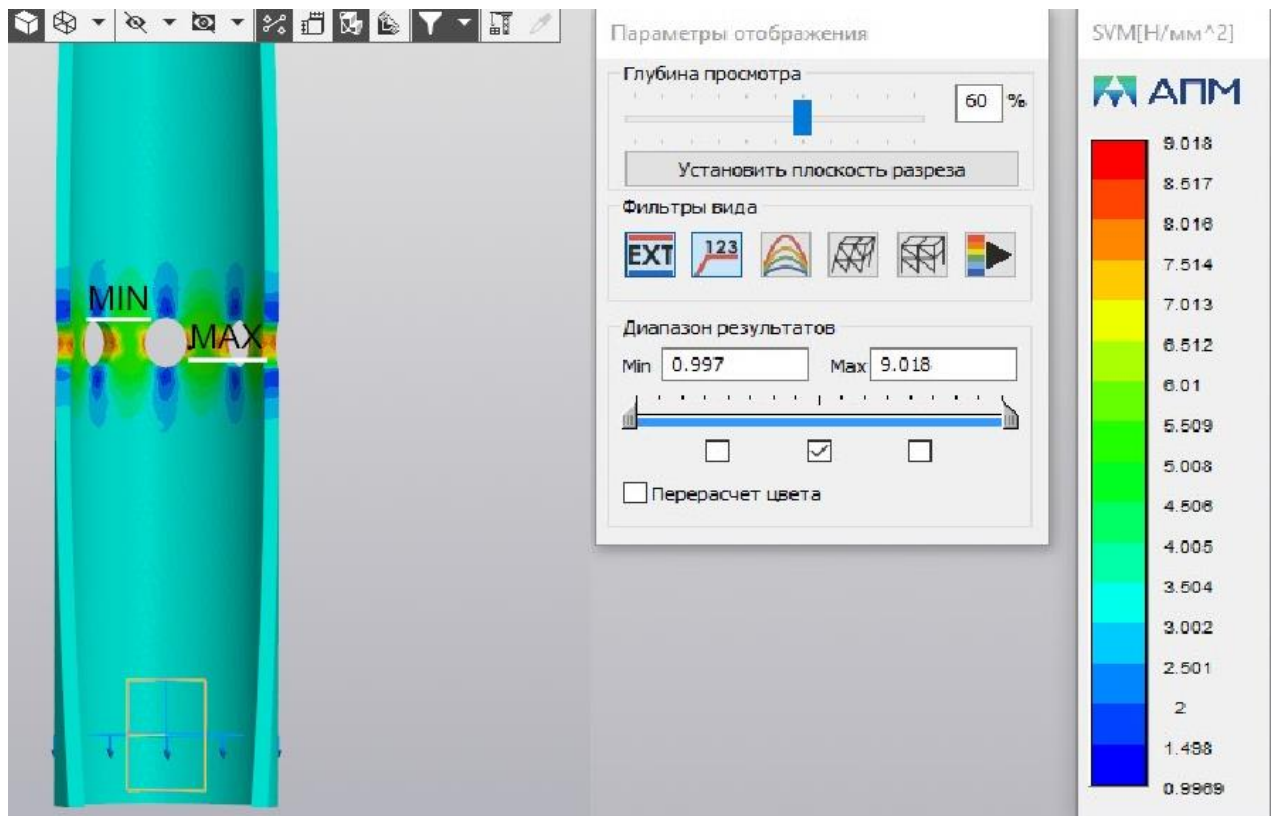


Рисунок 4.9 – Результаты прочностного расчета корпуса модернизированного газосепаратора ГС-5А в программной среде «Компас-3D»

Изложенный подход может быть применен при конструировании центробежных и мультифазных насосов, а также предвключенных устройств (сепараторов, диспергаторов) УЭЦН, осуществляющих перекачку скважинной жидкости с высоким содержанием твердых механических частиц.

4.4 Обоснование экономической эффективности внедрения самоочищающихся фильтров в скважинах осложненных пескопроявлением

Расчет экономической эффективности внедрения самоочищающихся фильтров УЭЦН выполнен в соответствии с исходными данными, приведенными в таблицах 4.1 и 4.2

Таблица 4.1 – Показатели работы рассчитываемой скважины и стоимость оборудования

Показатель	Значение до внедрения	Значение после внедрения
Дебит скважины по нефти за анализируемый год (среднесуточный), т/сут.	20	21,5
Средняя наработка на отказ, сут.	50	564
Средняя продолжительность ремонта, часов	120	120
Средняя стоимость текущего ремонта скважины (ТРС), руб./ед.	469300	469300
Затраты на приобретение скважинного самоочищающегося фильтра, руб./ед.	-	103000

Таблица 4.2 – Исходные данные для расчета экономических показателей

Показатель	Единица измерения	Значение
1	2	3
Цена реализации:		
Нефти на внутреннем рынке (с НДС)	руб./т	22157,86
Нефти на внешнем рынке	долл. США/баррель	57,7
Налоги и платежи (НК РФ):		
Таможенная пошлина	долл. США/т	12,1
НДС	%	18
Налог на прибыль	%	20
Ставка НДС	руб./т	919
Эксплуатационные затраты:		
Стоимость 1 операции ТРС	руб./бр. час	5867,9
Затраты на 1т добычи жидкости механизированным способом	руб./т	38,24
Расходы на оплату труда	тыс.руб./скв.	904,7
Сбор и транспорт нефти	руб./т	60,49
Технологическая подготовка нефти	руб./т	30,28
Расходы по экспорту нефти	руб./т	912

Дополнительную добычу нефти в течение календарного года при оборудовании скважины самоочищающимся фильтром вычислим согласно методике, изложенной в ГОСТ Р 53710-2009 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила проектирования разработки». Величина дополнительной добычи нефти ΔQ за год определяется по формуле (4.4):

$$\Delta Q = (q_2 - q_1)365K_{\text{Э}} + \Delta \text{МРП}, \quad (4.4)$$

где q_1 и q_2 – среднесуточный дебит скважины по нефти до и после установки фильтра соответственно, т/сут;

$K_{\text{Э}}$ – коэффициент эксплуатации скважины, $K_{\text{Э}} = 0,98$;

365 – количество суток в году;

$\Delta\text{МРП}$ – дополнительная добыча нефти в результате увеличения межремонтного периода, т.

Величина $\Delta\text{МРП}$ рассчитывается по формуле (4.5):

$$\Delta\text{МРП} = (N_{\text{до}} - N_{\text{после}})Tq_{\text{СР}}, \quad (4.5)$$

где $N_{\text{до}}$ – количество ремонтов за скользящий год до установки самоочищающегося фильтра по причине засорения скважины механическими примесями, ед.;

$N_{\text{после}}$ – количество ремонтов за скользящий год после установки самоочищающегося фильтра, по причине засорения установки механическими примесями, ед.;

T – средняя продолжительность ремонта, сут.;

$q_{\text{СР}}$ – средний дебит скважины, т/сут.

Количество ремонтов за скользящий год до установки самоочищающегося фильтра $N_{\text{до}}$ рассчитывается по формуле (4.6):

$$N_{\text{до}} = 365 / \text{СНО}_{\text{до}}, \quad (4.6)$$

где $\text{СНО}_{\text{до}}$ – средняя наработка на отказ УЭЦН в скважине до монтажа фильтра, сут.

Количество ремонтов за скользящий год после установки самоочищающегося фильтра рассчитывается по формуле (4.7):

$$N_{\text{после}} = 365 / \text{СНО}_{\text{после}}, \quad (4.7)$$

где $\text{СНО}_{\text{после}}$ – средняя наработка на отказ УЭЦН в скважине после установки самоочищающегося фильтра, сут.

Выполняя расчеты по формулам (4.4)–(4.7) получаем

$$N_{\text{до}} = 365 / \text{СНО}_{\text{до}} = 365 / 50 = 7,3;$$

$$N_{\text{после}} = 365 / \text{СНО}_{\text{после}} = 365 / 564 = 0,65;$$

$$\Delta \text{МРП} = (N_{\text{до}} - N_{\text{после}}) T q_{\text{СР}} = (7,3 - 0,65) \cdot 5 \cdot (20 + 21,5) \cdot 0,5 = 689,94 \text{ т};$$

$$\Delta Q = (q_2 - q_1) 365 K_{\text{Э}} + \Delta \text{МРП} = (21,5 - 20) \cdot 365 \cdot 0,98 + 689,94 = 1226,49 \text{ т}.$$

Таким образом, использование самоочищающегося фильтра позволит за год добыть из скважины дополнительно 1226,49 т нефти за счет увеличения времени производительной работы УЭЦН.

Согласно постановлению Правительства РФ от 01.01.2002 №1 (ред. от 06.07.2015) «О классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы» фильтры и сепараторы механических примесей отнесены к 1-ой амортизационной группе оборудования (норма амортизации составляет $H_A = 49,99\%$ в год, срок полезного использования – 2 года).

Рассчитаем размер амортизационных отчислений A_r за 1 год использования самоочищающегося фильтра по формуле (4.8):

$$A_r = (C_{\text{п}} H_A) / 100\% = (103000 \cdot 49,99\%) / 100\% = 51489,7 \text{ руб.}, \quad (4.8)$$

где $C_{\text{п}}$ – первоначальная стоимость самоочищающегося фильтра, $C_{\text{п}} = 103000$ руб.;

H_A – норма амортизационных отчислений, $H_A = 49,99\%$.

Материальные затраты на электроэнергию $Z_{\text{Э}}$ при добыче нефти за рассматриваемый год (до установки самоочищающегося фильтра) рассчитываются по формуле (4.9):

$$Z_{\text{Э}} = 365 q_1 U_{\text{Э}}, \quad (4.9)$$

где $U_{\text{Э}}$ – удельные затраты на электроэнергию при добыче нефти с использованием УЭЦН, $U_{\text{Э}} = 38,24$ руб./т.

$$Z_{\text{Э}} = 365 \cdot 20 \cdot 38,24 = 279\,152 \text{ руб.}$$

Годовые затраты на сбор и транспорт нефти $Z_{\text{ТН}}$ рассчитываются по формуле (4.10):

$$Z_{\text{ТН}} = 365 q_1 U_{\text{ТН}}, \quad (4.10)$$

где $U_{\text{ТН}}$ – удельные затраты на сбор и транспорт нефти, $U_{\text{ТН}} = 60,49$ руб./т

$$Z_{\text{ТН}} = 365 \cdot 20 \cdot 60,49 = 441\,577 \text{ руб.}$$

Затраты предприятия на технологическую подготовку нефти Z_{Π} за рассматриваемый год (до установки самоочищающегося фильтра) рассчитываются по формуле (4.11):

$$Z_{\Pi} = 365 q_1 U_{\Pi}, \quad (4.11)$$

где U_{Π} – удельные материальные затраты на технологическую подготовку нефти, $U_{\Pi} = 30,28$ руб./т.

$$Z_{\Pi} = 365 \cdot 20 \cdot 30,28 = 221\,044 \text{ руб.}$$

Транспортные расходы Z_T , связанные с экспортом нефти, рассчитываются по формуле (4.12):

$$Z_T = 365 q_1 U_T X, \quad (4.12)$$

где U_T – удельные материальные затраты на транспорт экспортируемой нефти, $U_T = 912$ руб./т;

X – доля нефти, отправляемой на экспорт, $X = 0,3$.

$$Z_T = 365 \cdot 20 \cdot 912 \cdot 0,3 = 1\,997\,280 \text{ руб.}$$

Расходы, связанные с обслуживанием и ремонтом скважины $Z_{\text{рем}}$ за рассматриваемый календарный год рассчитываются по формуле (4.13):

$$Z_{\text{рем}} = N_{\text{до}} U_{\text{рем}}, \quad (4.13)$$

где $U_{\text{рем}}$ – удельные материальные затраты на ремонт рассматриваемой скважины в год, руб.;

n_p – количество ремонтов за рассматриваемый год.

Удельные материальные затраты на ремонт рассматриваемой скважины в год $U_{\text{рем}}$ определяются по формуле (4.14):

$$U_{\text{рем}} = C_{\text{бр}} T, \quad (4.14)$$

где $C_{\text{бр}}$ – стоимость 1 часа работы бригады текущего ремонта скважин, $C_{\text{бр}} = 5867,9$ руб.;

T – средняя продолжительность текущего ремонта скважины, $T = 120$ час.

Из (4.13) и (4.14) следует, что

$$Z_{\text{рем}} = 7,3 \cdot 120 \cdot 5867,9 = 5140280,4 \text{ руб.}$$

Прочие расходы, связанные с оплатой труда персонала на одну скважину за рассматриваемый календарный год, составили $Z_{OT} = 904700$ руб.

Таким образом, общие эксплуатационные затраты на добычу нефти в течение рассматриваемого года до установки самоочищающегося фильтра рассчитываются по формуле (4.15):

$$\begin{aligned} \mathcal{E}_{\text{общ1}} = Z_{OT} + Z_{\text{рем}} + Z_T + Z_{\Pi} + Z_{\text{ТН}} + Z_{\mathcal{E}} = & 904700 + 5140280,4 + 1997280 + \\ & + 221044 + 441577 + 279152 = 8984033,4 \text{ руб.} \end{aligned} \quad (4.15)$$

Себестоимость одной тонны нефти C_1 до использования самоочищающегося фильтра в компоновке УЭЦН рассчитывается по формуле (4.16):

$$C_1 = \mathcal{E}_{\text{общ}} / 365 q_1 = 8984033,4 / 365 \cdot 20 = 1230,69 \text{ руб./т} \quad (4.16)$$

Используя зависимости (4.9) – (4.16), выполним расчет себестоимости тонны добываемой нефти при использовании самоочищающегося фильтра в компоновке УЭЦН.

Материальные затраты на электроэнергию при добыче нефти за рассматриваемый год (после установки самоочищающегося фильтра) рассчитываются по формуле (4.17):

$$Z_{\mathcal{E}} = (365q_1 + \Delta Q) V_{\mathcal{E}} = (365 \cdot 20 + 1226,49) \cdot 38,24 = 326034,24 \text{ руб.} \quad (4.17)$$

Годовые затраты на сбор и транспорт нефти за рассматриваемый год (после установки самоочищающегося фильтра) рассчитываются по формуле (4.18):

$$Z_{\text{ТН}} = (365q_1 + \Delta Q) V_{\text{ТН}} = (365 \cdot 20 + 1226,49) \cdot 60,49 = 515737,74 \text{ руб.} \quad (4.18)$$

Годовые затраты предприятия на технологическую подготовку нефти за рассматриваемый год (после установки самоочищающегося фильтра) рассчитываются по формуле (4.19):

$$Z_{\Pi} = (365q_1 + \Delta Q) V_{\Pi} = (365 \cdot 20 + 1226,49) \cdot 30,28 = 258167,28 \text{ руб.} \quad (4.19)$$

Транспортные расходы, связанные с экспортом нефти, за рассматриваемый год (после установки самоочищающегося фильтра) рассчитываются по формуле (4.20):

$$Z_T = (365q_1 + \Delta Q) V_T X = (365 \cdot 20 + 1226,49) \cdot 912 \cdot 0,3 = 2332713,6 \text{ руб.} \quad (4.20)$$

Расходы, связанные с обслуживанием и ремонтом скважины за рассматриваемый календарный год (после установки самоочищающегося фильтра) рассчитываются по формуле (4.21):

$$Z_{\text{рем}} = N_{\text{после}} V_{\text{рем}} = 0,65 \cdot 120 \cdot 5867,9 = 457696,2 \text{ руб.} \quad (4.21)$$

В расчете принимаем, что прочие расходы, связанные с оплатой труда персонала на одну скважину за рассматриваемый календарный год, после установки самоочищающегося фильтра в компоновку УЭЦН не изменились и составили $Z_{\text{от}} = 904700$ руб.

Общие эксплуатационные затраты на добычу нефти $\mathcal{E}_{\text{общ}2}$ в течение рассматриваемого года после установки самоочищающегося фильтра рассчитываются по формуле (4.22):

$$\begin{aligned} \mathcal{E}_{\text{общ}2} = Z_{\text{от}} + Z_{\text{рем}} + Z_{\text{T}} + Z_{\text{П}} + Z_{\text{ТН}} + Z_{\text{Э}} = 904700 + 457696,2 + \\ + 2332713,6 + 258167,28 + 515737,74 + 326034,24 = 4795049,06 \text{ руб.} \end{aligned} \quad (4.22)$$

Себестоимость одной тонны нефти после установки самоочищающегося фильтра в компоновку УЭЦН рассчитываются по формуле (4.23):

$$C_2 = \mathcal{E}_{\text{общ}} / (365q_1 + \Delta Q) = 4795049,06 / (365 \cdot 20 + 1226,49) = 562,37 \text{ руб./т} \quad (4.23)$$

Результаты расчетов представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Сравнение годовых затрат на добычу нефти при установке самоочищающегося фильтра в компоновку УЭЦН

Статьи затрат	До установки фильтра	При установке фильтра
Материальные затраты на электроэнергию $Z_{\text{Э}}$, руб.	279 152	326034,24
Годовые затраты на сбор и транспорт нефти $Z_{\text{ТН}}$, руб.	441 577	515737,74
Затраты предприятия на технологическую подготовку нефти $Z_{\text{П}}$, руб.	221044	258167,28
Транспортные расходы Z_{T} , руб.	1997280	2332713,6
Расходы, связанные с обслуживанием и ремонтом скважины $Z_{\text{рем}}$, руб.	5140280,4	457696,2
Общие эксплуатационные затраты на добычу нефти $\mathcal{E}_{\text{общ}}$, руб.	8984033,4	4795049,06
Себестоимость одной тонны нефти C , руб./т	1230,69	562,37

Снижение эксплуатационных затрат за год $\Delta \mathcal{E}$ при добыче нефти с использованием УЭЦН после монтажа самоочищающегося фильтра рассчитывается по формуле (4.24):

$$\Delta \mathcal{E} = \mathcal{E}_{\text{общ1}} - \mathcal{E}_{\text{общ2}} = 8984033,4 - 4795049,06 = 4188984,34 \text{ руб.} \quad (4.24)$$

Снижение себестоимости тонны нефти $C_{\text{ср}}$ после установки в скважину самоочищающегося фильтра, рассчитывается по формуле (4.25):

$$C_{\text{ср}} = \frac{C_1 - C_2}{C_1} \cdot 100\% = \frac{1230,69 - 562,37}{1230,69} \cdot 100\% = 54,3\% \quad (4.25)$$

Увеличение выручки предприятия $V_{\text{вн}}$ за рассчитываемый календарный год при реализации дополнительного количества добытой нефти ΔQ на внутреннем рынке рассчитывается по формуле (4.26):

$$V_{\text{вн}} = (1 - X) \Delta Q C_{\text{т}}, \quad (4.26)$$

где $C_{\text{т}}$ – цена реализации нефти на внутреннем рынке РФ с учётом НДС, $C_{\text{т}} = 22157,86 \text{ руб./т}$.

$$V_{\text{вн}} = (1 - 0,3) \cdot 1226,49 \cdot 22157,86 = 19023475,6 \text{ руб.}$$

Увеличение выручки предприятия $V_{\text{в}}$ за рассчитываемый календарный год при реализации дополнительного количества добытой нефти ΔQ на внешних рынках рассчитывается по формуле (4.27):

$$V_{\text{в}} = X \Delta Q C_{\text{э}}, \quad (4.27)$$

где $C_{\text{э}}$ – цена реализации нефти на внешнем рынке, $C_{\text{э}} = 34445,29 \text{ руб./т}$.

$$V_{\text{в}} = 0,3 \cdot 1226,49 \cdot 34445,29 = 12674041,12 \text{ руб.}$$

Таким образом, суммарное увеличение выручки P_t предприятия вследствие добычи дополнительного количества нефти за рассчитываемый календарный год определяется выражением (4.28):

$$P_t = V_{\text{в}} + V_{\text{вн}} = 12674041,12 + 19023475,6 = 31697516,72 \text{ руб.} \quad (4.28)$$

Сумма дополнительно уплаченного предприятием налога на добычу полезных ископаемых НДПИ_t определяется выражением (4.29):

$$\text{НДПИ}_t = B_{\text{с}} \Delta Q K_{\text{ц}} K_{\text{в}}, \quad (4.29)$$

где $B_{\text{с}}$ – базовая налоговая ставка НДПИ , $B_{\text{с}} = 919 \text{ руб./т}$;

K_b – коэффициент выработанности участка недр, $K_b = 1$;

$K_{ц}$ – коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть, определяется выражением (4.30):

$$K_{ц} = (Ц - 15)P / 261, \quad (4.30)$$

где $Ц$ – цена нефти *Urals* на внешнем рынке, $Ц = 57,7$ долл. США/баррель;

P – среднее значение курса доллара США к рублю, $P = 77,79$ руб./долл.

Из (4.30) и (4.29) следует:

$$K_{ц} = (57,7 - 15) \cdot 77,79 / 261 = 12,73.$$

$$\text{НДПИ}_t = 919 \cdot 1226,49 \cdot 12,73 \cdot 1 = 14344673,32 \text{ руб.}$$

Размер таможенной пошлины $ТП$ при экспорте дополнительного объема добытой нефти рассчитывается по формуле (4.31):

$$ТП = \text{СТП} \cdot X \cdot Q \cdot P, \quad (4.31)$$

где СТП – размер таможенной пошлины за 1 тонну нефти, $\text{СТП} = 0,1364$ долл. США/т.

$$ТП = 0,1364 \cdot 0,3 \cdot 1226,49 \cdot 77,79 = 3904,12 \text{ руб.}$$

Валовая прибыль Π предприятия от добычи дополнительного объема нефти за рассчитываемый календарный год рассчитывается по формуле (4.32):

$$\begin{aligned} \Pi = P_t - \Delta \mathcal{E} - A_t - \text{НДПИ}_t - ТП = 31697516,72 - 4188984,34 - \\ - 51489,7 - 14344673,32 - 3904,12 = 13108465,24 \text{ руб.} \end{aligned} \quad (4.32)$$

Налог на дополнительную прибыль предприятия НП за рассчитываемый календарный год определяется выражением (4.33):

$$\text{НП} = C_{\text{НП}} \Pi, \quad (4.33)$$

где $C_{\text{НП}}$ – ставка налога на прибыль, $C_{\text{НП}} = 0,2$.

$$\text{НП} = 0,2 \cdot 13108465,24 = 2621693,05 \text{ руб.}$$

Чистая прибыль предприятия за рассчитываемый календарный год определяется выражением (4.34):

$$\text{ЧП} = \Pi - \text{НП} = 13108465,24 - 2621693,05 = 10486772,19. \quad (4.34)$$

Анализ полученных данных показывает, что использование самоочищающегося фильтра в компоновке УЭЦН позволяет снизить

себестоимость тонны добываемой нефти более чем вдвое, и повысить прибыль нефтедобывающего предприятия. При этом межремонтный период скважин, осложненных пескопроявлением, увеличивается кратно.

4.5 Выводы по главе 4

1. Обоснована рациональная структура оборудования для защиты УЭЦН от гидроабразивного изнашивания. Показано, что использование каскадных систем очистки скважинной жидкости от механических примесей по типу «сепаратор механических примесей + входной фильтр» обеспечит повышение наработки УЭЦН в скважине.

2. Предложены и запатентованы варианты конструкций самоочищающихся фильтров с деформируемыми и жесткими фильтроэлементами. Восстановление проницаемости фильтроэлементов предложенных конструкций фильтров при функционировании в скважине в составе компоновки УЭЦН осуществляется посредством возвратно-поступательного перемещения компоновки УЭЦН относительно эксплуатационной колонны при деформации НКТ.

3. Проведен расчет деформации НКТ при изменении устьевого давления. Показано, что величины деформации НКТ в эксплуатационной скважине достаточно для функционирования устройств очистки фильтроэлементов предложенных самоочищающихся фильтров.

4. Предложен способ защиты узлов УЭЦН от перерезания при гидроабразивном изнашивании и предотвращения полета частей насосных установок в скважины. Суть предложенного способа раскрыта на примере модернизации центробежного газосепаратора конструкции П.Д. Ляпкина.

5. Выполнен прочностной расчет корпуса модернизированного газосепаратора ГС-5А. Показано, что предложенное техническое решение не оказывает негативного влияния на работоспособность газосепаратора и УЭЦН в целом. Изложенный подход может быть применен при конструировании насосов,

а также предвключенных устройств УЭЦН, осуществляющих перекачку скважинной жидкости с высоким содержанием твердых механических частиц.

6. Использование самоочищающегося фильтра в компоновке УЭЦН позволяет снизить себестоимость тонны добываемой нефти более чем вдвое. При этом межремонтный период скважин, осложненных пескопроявлением, увеличивается более чем на порядок.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В диссертационной работе на основании выполненных автором исследований решена актуальная задача повышения эффективности эксплуатации нефтяных пескопроявляющих скважин посредством обоснования технико-технологических решений снижения интенсивности и предотвращения негативных последствий гидроабразивного изнашивания рабочих органов оборудования УЭЦН.

Основные результаты работы заключаются в следующем.

1. Исследован процесс эксплуатации пескопроявляющих скважин с использованием УЭЦН. Показано, что гидроабразивное изнашивание обуславливает кратное снижение наработки УЭЦН в нефтяных скважинах.

2. Выполнен анализ литературных источников и проведены теоретические исследования процесса гидроабразивного изнашивания рабочих органов оборудования УЭЦН. Показано, что процесс гидроабразивного изнашивания рабочих органов оборудования УЭЦН носит локальный характер, а выявление зон локального износа возможно при проведении стендовых испытаний.

3. Выполнены экспериментальные исследования процесса гидроабразивного изнашивания рабочих органов оборудования УЭЦН. Доказано, что при прохождении через рабочие ступени электроцентробежных насосов с потоком перекачиваемой жидкости частицы кварцевого песка интенсивно измельчаются при этом увеличивается их абразивность и изнашивающая способность по отношению к межступенчатым уплотнениям и опорным шайбам рабочих колес ЭЦН.

4. Предложены компоновочные схемы устройств очистки флюида пескопроявляющих скважин. Разработаны варианты конструкций и обоснованы параметры самоочищающихся фильтров УЭЦН. Доказано, что восстановление проницаемости фильтроэлементов возможно посредством преобразования возвратно-поступательного перемещения компоновки УЭЦН при деформации колонны НКТ в скважине.

5. Предложен способ реализации автоматического срыва подачи УЭЦН в процессе перекачки скважинной жидкости с высоким содержанием частиц песка при интенсивном развитии гидроабразивного износа и высокой вероятности фрагментарного разрушения узлов УЭЦН.

6. Результаты диссертации использованы сотрудниками ООО «НСХ АЗИЯ ДРИЛЛИНГ» (г. Пермь) при разработке методики обоснования рациональных параметров и конструкций скважинных фильтров; применяются ФГАОУ ВО «Пермский национальный исследовательский политехнический университет» при обучении студентов по направлению подготовки 21.05.06 «Нефтегазовые техника и технология» по специальности «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

7. Перспективным направлением развития темы исследования является обоснование способов восстановления проницаемости объемных фильтроэлементов скважинных и входных фильтров УЭЦН с целью повышения межремонтного периода скважин, осложненных пескопроявлением.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

a – ширина щели фильтра, мм;

AI – показатель абразивности механических примесей, %;

$AI_{\text{к}}$ – значение показателя абразивности частиц механических примесей после прохождения модельной гидроабразивной жидкости через ступени испытываемой насосной секции, %;

$AI_{\text{н}}$ – начальное значение показателя абразивности частиц механических примесей в модельной гидроабразивной жидкости, %;

Δ_{AI} – приращение абразивности частиц механических примесей, %;

API – Американский институт нефти;

b – длина щели фильтра, мм;

b_0 – обводненность скважинной жидкости, д.е.;

C – концентрация механических примесей, г/л;

C_i – концентрация соли в растворе, г/л;

C_{ip} – равновесная концентрация, г/л;

d – диаметр отверстий, мм;

$d_{\text{вн.э.к}}$ – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м;

$d_{\text{ГС}}$ – наружный диаметр корпуса газосепаратора, мм;

$d_{\text{отв}}$ – диаметр отверстий в корпусе газосепаратора, мм;

$d_{\text{скв}}$ – диаметр фильтроэлемента, м;

$d_{\text{усл}}$ – условный диаметр частицы, используемый в уравнении Риттенгера, м;

dM/dt – суммарный износ деталей насоса за время t ;

D – крупность частиц механических примесей, мм;

D – наружный диаметр перфорированной каркасной трубы, мм;

D_1 и D_2 – начальный и конечный диаметры дробимых частиц, м;

$D_{\text{с.к}}$ – конечный средний диаметр частиц механических примесей в составе модельной гидроабразивной смеси после прохождения через ступени испытываемой насосной секции (после измельчения), мм;

$D_{с.н}$ – начальный средний диаметр частиц механических примесей в составе модельной гидроабразивной смеси (до измельчения), мм;

D_0 – внутренний диаметр рабочего колеса, мм;

E – модуль упругости материала НКТ, МПа;

$E_{др}$ – энергия, необходимая для дробления заданного объёма породы, МДж;

$E_{к.ч}$ – кинетическая энергия единичной частицы, движущейся с потоком жидкости; Дж;

f – пропускная способность фильтра, м³/сут;

F – площадь кольцевого поперечного сечения труб НКТ, м²;

$F_{пр}$ – площадь проходного канала труб НКТ, м²;

F_G и F_A – силы тяжести и Архимеда, действующие на частицу соответственно, Н;

F_d – форма поверхности изнашиваемой детали;

g – гравитационная постоянная, $g = 9,8$ м/с²;

H – напор, м;

H_d – твердость поверхности изнашиваемой детали;

$k_{рит}$ – коэффициент Риттенгера;

$k_{у.эз}$ – коэффициент пропорциональности удельных энергозатрат на образование новых поверхностей при разрушении, МДж/м²;

$k_{ф.ч}$ – коэффициент формы частицы;

k_1 – коэффициент пропорциональности;

k_2 – коэффициент, зависящий от условий обтекания поверхности детали и транспортирующей способности потока;

k_{Σ} – суммарный коэффициент пропорциональности;

$k_{сеп}$ – коэффициент сепарации, %;

$k_{соп}$ – коэффициент сопротивления движению частицы в жидкости;

K – коррозионная активность среды;

K_0 – коэффициент округлости частиц механических примесей по методике *API*;

K_s – коэффициент сферичности частиц механических примесей по методике *API*;

$K_{o,n}$ и $K_{s,n}$ – начальные значения (до измельчения) коэффициентов окружности и сферичности частиц механических примесей в составе модельной гидроабразивной смеси, соответственно, д.е.;

$K_{o,k}$ и $K_{s,k}$ – конечные значения (после измельчения) коэффициентов окружности и сферичности частиц механических примесей в составе модельной гидроабразивной смеси соответственно, д.е.;

l – длина фильтроэлемента, м;

L – длина колонны НКТ, м;

m_1 – масса единичной частицы, кг;

$m_{п}$ – масса механических примесей, засыпаемых в гидравлический бак, кг;

$m_{ПЭД}$ – масса погружного электродвигателя (ПЭД), кг;

$M_{вх}$ – масса частиц механических примесей на входе в сепаратор, кг;

$M_{кв\%}$ – доля частиц кварца в общей массе механических примесей, %;

$M_{н.о\%}$ – массовая доля нерастворимого остатка (частиц, не растворимых в кислоте), %;

$M_{отд}$ – масса отделенных частиц, кг;

M_i – относительное изменение массы изнашиваемой детали рабочей ступени электроцентробежного насоса, кг;

$M_{0,25\%}$ – массовая доля абразивных частиц механических примесей размером менее 0,25 мм, %;

$n_{р.к}$ – частота вращения рабочего колеса, об/мин;

n – частота вращения приводного вала, об/мин;

n_{Φ} – число отверстий на 1 м фильтра, шт;

$n_{ГС}$ – количество отверстий в корпусе газосепаратора, шт;

$n_{нач}$ – начальная пористость среды;

$n_{тек}$ – текущая пористость среды;

n_s – коэффициент быстроходности;

N_c – мощность, Вт;

$N_{т.ч}$ – количество твердых частиц, вошедших в соприкосновение с поверхностью детали за время t , шт.;

N – число рабочих ступеней, через которые пройдет абразивная частица, шт.;

ΔP – перепад давления, атм;

$P_{уст}$ – давление на устье скважины, атм;

Q – ожидаемый дебит скважины, м³/сут;

Q_0 – объем дробимой породы, м³;

$Q_{нас}$ – подача насоса, м³/сут;

$Q_{нас.мах}$ – максимальная подача насоса, м³/сут;

r – радиус колеса, м;

R – крупность частиц механических примесей, мм;

Ra – шероховатость внутренней поверхности НКТ, мкм;

R – размер взвешенных частиц механических примесей;

$s_{ГС}$ – толщина стенки корпуса газосепаратора, мм;

S – эффективная площадь поперечного сечения твердой частицы, м²;

ΔS – изменение интенсивности изнашивания опорных шайб, мм;

t – время воздействия абразивных частиц на изнашиваемую деталь, с;

T – время отбора проб, с;

ΔT – разность температур скважинной жидкости и стенки НКТ, °С;

v – скорость потока жидкости, м/с;

v_1 – поступательная скорость твердых взвешенных частиц в потоке жидкости, м/с;

$v_{осед}$ – скорость оседания частиц механических примесей, м/с;

$v_{от}$ – удельный объем отложений;

$v_{пот}$ – скорость потока жидкости в стволе скважины, м/с;

$v_{пр}$ – величина насыщенности порового пространства частицами примесей;

$v_{ср}$ – допустимая входная скорость фильтрации, м/сут;

V_6 – максимальный объем бака, м³;

W – относительная скорость, м/с;

YI – интенсивность формирования АСПО, кг/м²сут;

z – число рабочих ступеней в испытываемой насосной секции;

$z_{\text{фк}}$ – скважность перфорированной каркасной трубы фильтра, %;

$z_{\text{фщ}}$ – скважность щелевого фильтра, %.

α – угол атаки твердых частиц к поверхности, °;

$\beta_{\text{вх}}$ – объемное содержание свободного газа в газожидкостной смеси на входе в газосепаратор, %;

$\beta_{\text{вх.доп}}$ – предельно допустимое объемное содержание свободного газа в газожидкостной смеси на входе в электроцентробежный насос, %;

$\beta_{\text{ост}}$ – остаточное содержание газа в газожидкостной смеси на выходе из газосепаратора, на входе в электроцентробежный насос, %;

γ – удельный вес НКТ, Н/м³;

$\gamma_{\text{ж}}$ – удельный вес жидкости в НКТ, Н/м³;

ε_D – относительное измельчение частиц механических примесей в модельной жидкости, д.е.;

ε_0 и ε_s – относительное изменение коэффициентов окружности и сферичности частиц механических примесей в модельной гидроабразивной смеси, соответственно, д.е.

η – коэффициент полезного действия, %;

μ – вязкость жидкости, м²/с;

$\mu_{\text{п}}$ – коэффициент Пуассона материала труб НКТ;

$\rho_{\text{ч}}$ – плотность частицы, кг/м³;

$\rho_{\text{ж}}$ – плотность жидкости, кг/м³.

σ – газовый фактор, м³/м³;

ω – частота вращения приводного вала насоса, рад/с.

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения;

ВВЭ – высоковязкие эмульсии;

ВНН – центробежно-вихревой насос;

ГЖС – газожидкостная смесь;

ГЗ – гидрозащита;

ГС – газосепаратор;
КВЧ – концентрация взвешенных частиц;
КПД – коэффициент полезного действия;
МРП – межремонтный период;
НКТ – насосно-компрессорные трубы;
НРХ – напорно-расходная характеристика;
ПНГ – попутный нефтяной газ;
ППМ – проволочно-проницаемый материал;
ПЭД – погружной электродвигатель;
СВБ – сульфатвосстанавливающие бактерии;
СМГБ – инерционный сепаратор;
СПО – спускоподъемные операции;
ТМС – телеметрическая система;
УШСН – штанговая скважинная насосная установка;
УЭЦН – установка электроцентробежного насоса;
ФВ – фильтр входной;
ФС – фильтр скважинный;
ЭЦН – электроцентробежный насос.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Агеев, Ш. Р. Российские установки лопастных насосов для добычи нефти и их применение / Ш. Р. Агеев, Е. Е. Григорян, Г. П. Макиенко. – Энциклопедический справочник. – Пермь: ООО «Пресс-мастер», 2007. – 645 с.
2. Адельшин, А. А. Блочная установка очистки нефтесодержащих сточных вод на основе применения закрученных потоков для целей поддержания пластового давления / А. А. Адельшин, А. Б. Адельшин, Л. Р. Хисамеева, И. Г. Шешегова // Известия КГАСУ. – 2007. – № 1 (7). – С. 83–86.
3. Аксенова, Н.А. Технология и технические средства заканчивания скважин с неустойчивыми коллекторами: монография / Н.А. Аксенова, В.П. Овчинников, А.Е. Анашкина. – Тюмень: ТИУ, 2018 – 134 с.
4. Антипина, Н. А. Моделирование рабочих процессов в устройствах защиты нефтяных насосов от засорения с целью повышения их эффективности : дис. ... канд. техн. наук: 05.13.18 / Антипина Наталья Анатольевна – Пермь, 2012. – 130 с.
5. Балабанов, А. П. Гидроструйная эксплуатация скважин с применением блока распределения, измерения и фильтрации «БРИФ» производства ЗАО «Новомет-Пермь» / А. П. Балабанов, М. С. Попов, Ю. В. Данченко // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2013. – № 6. – С. 4–14.
6. Башкатов, А. Д. Прогрессивные технологии сооружения скважин / А. Д. Башкатов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 554 с.
7. Богданов, А. А. Погружные центробежные электронасосы для добычи нефти (расчет и конструкция) / А. А. Богданов. – М.: Недра, 1968. – 272 с.
8. Большой справочник инженера нефтегазодобычи. Разработка месторождений / Оборудование и технологии добычи: под ред. У. Лайонза, Г. Плизга. – СПб: Профессия, 2009. – 952 с.

9. Бочкарев, В. К. Разработка и исследование технологий ограничения и ликвидации водопескопроявлений в нефтяных скважинах : автореф. дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17 / Бочкарев Виктор Кузьмич. – Тюмень, 2009. – 23 с.

10. Булат, А. В. Повышение эффективности работы скважинного насосного оборудования за счет применения сепараторов механических примесей : дис. ... канд. техн. наук: 05.02.13 / Булат Андрей Владимирович – Москва, 2013. – 139 с.

11. Вдовин, Э. Ю. Новые технологии эксплуатации малодебитного и периодического фонда / Э. Ю Вдовин, Л. И Локшин, М. А Лурье, А. Д Коротаяев, Э. О. Тимашев // Инженерная практика. – 2017. – №11. – С. 40 – 43.

12. Волков, М. Г. Исследование влияния структуры газожидкостной смеси на эффективность процесса сепарации газа в центробежном газосепараторе / М. Г. Волков, В. Г. Михайлов, П. В. Петров // Вестник УГАТУ. – 2012. – Т.16. №5(50). – С. 93-99.

13. Гаврилко, В. М. Фильтры буровых скважин. – 3-е изд., перераб. и доп. / В. М. Гаврилко, В. С. Алексеев. – М.: Недра, 1985. – 334с.

14. Генералов, И. В. Повышение эффективности эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН, в осложненных условиях : автореф. дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17 / Генералов Иван Викторович. – Уфа, 2005. – 20 с.

15. Гилаев, Г.Г. Методы борьбы с пескопроявлениями в эксплуатационных скважинах/ Г.Г. Гилаев, М.Я. Хабибуллин, А.Г. Гилаев, А.М. Хабибуллин // Нефтегазовое дело. – 2021. –Т.19. –№5. – С. 119–127.

16. ГОСТ Р 56830-2015. Нефтяная и газовая промышленность. Установки скважинных электроприводных лопастных насосов. Общие технические требования. – М.: Стандартинформ, 2016. – 133 с.

17. ГОСТ Р 51761-2013. Пропанты алюмосиликатные. – М.: Стандартинформ, 2014. – 28 с.

18. Гринштейн, Н. Е. Центробежные насосы с открытыми рабочими колесами для эксплуатации нефтяных скважин : автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.02.13 / Гринштейн Николай Евгеньевич. – Москва, 1965. – 12 с.

19. Деньгаев, А. В. Повышение эффективности эксплуатации скважин погружными центробежными насосами при откачке газожидкостных смесей : дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17 / Деньгаев Алексей Викторович. – Москва, 2005. – 194 с.

20. Дроздов, А. Н. Влияние давления на образование каверны в потоке газожидкостной смеси за моделью лопасти центробежного насоса / А.Н. Дроздов // Бурение и нефть. – 2010. - №. 2. – С. 20-23.

21. Ефремова, Е. И. Путилов И.С. К вопросу о применении гидравлических единиц потока в терригенных отложениях с учетом фаций (на примере Софьинского месторождения Пермского края) // Недропользование. – 2022. – Т.22, №2. – С.52–57.

22. Животовский, Л. С. Техническая механика гидросмесей и грунтовые насосы / Л. С. Животовский, Л. А. Смойловская. – М.: Машиностроение, 1986. – 224 с.

23. Зейгман, Ю. В. Выбор оборудования и режима работы скважин с установками штанговых и электроцентробежных насосов : учебное пособие / Ю. В. Зейгман, О. А. Гумеров, И. В. Генералов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2000. – 120 с.

24. Зиновьев, А.М. Исследование реологических свойств и особенностей фильтрации высоковязких нефтей месторождений Самарской области / А.М. Зиновьев, В.А. Ольховская, В.В. Коновалов, Д.В. Мардашов, Д.С. Тананыхин, П.В. Роцин // Вестник Самарского государственного технического университета. Серия: технические науки. – 2013. – №. 2 (38). – С. 197-205.

25. Ибрагимова, Д.Р. Анализ факторов, влияющих на пескопроявления слабоконсолидированных газовых коллекторов / Д.Р. Ибрагимова, В.В. Милованова, М.Д. Субботин, Д.А. Петелин, И.В. Воробьев // Экспозиция Нефть Газ. – 2022. – №. 5. – С. 50-54.

26. Ивановский, А. В. Влияние геометрии проточной части осецентробежной ступени электроприводного лопастного насоса для добычи нефти на его характеристик : дис. ... канд. техн. наук: 2.5.21 / Ивановский Александр Владимирович. – Москва, 2024. – 250 с.

27. Ивановский, В. Н. Установки погружных центробежных насосов для добычи нефти / В. Н. Ивановский, С. С. Пекин, А. А. Сабиров. – М.: ГУП Изд-во: «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2002. – 256 с.

28. Ивановский, В. Н. Скважинные насосные установки для добычи нефти / В. Н. Ивановский, В. И. Дарищев, А. А. Сабиров, В. С. Каштанов, С. С. Пекин. – М.: ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2002. – 824 с.

29. Ивановский, В. Н. Цифровые двойники и предиктивный анализ работы установок ЭЛН в осложненных условиях / В. Н. Ивановский, А. А. Сабиров, А. В. Деговцов, И. Н. Герасимов // Деловой журнал NEFTEGAZ.RU. – 2021. – № 4(21). – С. 164–171.

30. Ивановский, В. Н. Энергетика добычи нефти: основные направления оптимизации энергопотребления / В. Н. Ивановский // Инженерная практика. – 2011. – № 6. – С. 18–26.

31. Ивановский, В. Н. Энергопотребление и энергоэффективность добычи и подготовки нефти: учебное пособие / В. Н. Ивановский, А. В. Деговцев, А. А. Сабиров, А. В. Булат и др. – М.: РГУ нефти и газа (НИУ) им. И. М. Губкина, 2020. – 527 с.

32. Игнатъев, М. Осложняющие осложнения / Игнатъев М. // Нефтегазовая вертикаль. – 2011. - № 13-14. – С. 102-106.

33. Исангулов А. К. Обобщение опыта внедрения фильтров для тонкой очистки воды в системе поддержания пластового давления Южно-Хыльчуйского месторождения / А.К. Исангулов, И.В. Шарапов, Р.Х. Мусаверов // Территория Нефтегаз. – 2011. – № 11. – С. 84–87.

34. Исследование характеристик абразивостойких газосепараторов в промышленных и стендовых условиях / А. Н. Мусинский, М. О. Перельман, С. Н. Пещеренко [и др.] // Экспозиция Нефть Газ. – 2017. – № 3. – С. 56-59.

35. Казаков, Д. П. Повышение эффективности эксплуатации скважин электроцентробежными насосами после гидравлического разрыва пласта (на примере Вынгапуровского месторождения) : автореф. дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17 / Казаков Дмитрий Петрович. – Уфа, 2010. – 26 с.

36. Карелин, В. Я. Износ лопастных гидравлических машин от кавитации и наносов / В. Я. Карелин. – М.: «Машиностроение», 1970. – 184 с.

37. Карелин, В. Я. Насосы и насосные станции: учеб. для вузов. – 2-е изд. пер. и доп. / В. Я. Карелин, А. В. Минаев. – М.: Стройиздат, 1986. – 320 с.

38. Колмаков, Е.А. Обзор конструкций фильтров в составе погружных электроцентробежных насосов при добыче нефти / Е.А. Колмаков, П.М. Кондрашов, И.В. Зеньков // Вестник Кузбасского государственного технического университета. – 2016. – № 1. – С. 150-155.

39. **Коротков, Ю. Г.** Повышение надежности газосепараторов, применяемых в условиях добычи абразивосодержащих скважинных жидкостей / **Ю. Г. Коротков**, Д. И. Шишлянников // Нефтегазовое дело. – 2025. Т.23. №1. – С. 1-10.

40. Коротков, Ю. Г. Самоочищающийся фильтр установок для скважинной добычи нефти / Ю. Г. Коротков, Д. И. Дремина // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2022. Т.1. – С. 569-572.

41. Крец, В. Г. Нефтегазопромысловое оборудование : учебное пособие / В. Г. Крец, Л. А. Саруев, В. Г. Лукьянов, А. В. Шадрин; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 236 с.

42. Кудрявцев, И. А. Совершенствование технологии добычи нефти в условиях интенсивного выноса мехпримесей (на примере Самотлорского

месторождения) : автореф. дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17 / Кудрявцев Игорь Анатольевич. – Тюмень, 2004. – 24 с.

43. Ланина, Т. Д. Возможные пути решения проблемы подготовки воды для системы ППД нефтяных месторождений / Т. Д. Ланина // Оборудование и технологии нефтегазового комплекса. – 2009. – № 2. – С. 56–60.

44. Лыкова, Н. А. Оборудование для работы УЭЦН в условиях интенсивного выноса механических примесей / Н. А. Лыкова // Инженерная практика. – 2017. – № 3. – С. 58-62.

45. Лыкова, Н. А. Оборудование для защиты установок электроцентробежных насосов от солеотложений и коррозии / Н. А. Лыкова, А. В. Шавалеева, Д. И. Шишлянников // Горное оборудование и электромеханика. – 2017. – № 7 (134). – С. 18–22.

46. Макушкин, Д. О. Расчет и конструирование машин и оборудования нефтяных и газовых промыслов [Электронный ресурс] : электрон. учеб. пособие / Д. О. Макушкин, Т. С. Спирин. – Электрон. дан. (6 Мб). – Красноярск : ИПК СФУ, 2009. – (Расчет и конструирование машин и оборудования нефтяных и газовых промыслов : УМКД № 1627–2008 / рук. творч. коллектива Д. О. Макушкин). – 1 электрон. опт. диск (*DVD*). – Систем. требования : *Intel Pentium* (или аналогичный процессор других производителей) 1 ГГц ; 512 Мб оперативной памяти ; 50 Мб свободного дискового пространства ; привод *DVD* ; операционная система *Microsoft Windows XP SP 2 / Vista* (32 бит) ; *Adobe Reader 7.0* (или аналогичный продукт для чтения файлов формата *pdf*).

47. Мищенко, И. Т. Выбор способа эксплуатации скважин нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами / И. Т. Мищенко, Т. Б. Бравичеса, А. И. Ермолаев. – М.: Нефть и газ, 2005. – 448 с.

48. Мищенко, И. Т. Расчеты при добыче нефти и газа / И. Т. Мищенко. – М.: Нефть и газ, 2008. – 296 с.

49. Молчанов, А. Г. Нефтепромысловые машины и механизмы / А. Г. Молчанов, В. Л. Чичеров. – Учебник для техникумов. 2-е изд., перераб. и доп.. – Москва : Недра, 1983. – 308 с.

50. Муравьев, И. М. Эксплуатация погружных центробежных электронасосов на вязких жидкостях и газожидкостных смесях / И. М. Муравьев, И. Т. Мищенко. – М.: Недра, 1969. – 248 с.

51. Мусинский, А. Н. Разработка и исследование вихревых газосепараторов для высокодебитных скважин: дис. ...канд. техн. наук: 05.02.13 / Мусинский Артем Николаевич. – Уфа, 2021. – 172 с.

52. Нефтегазопромысловое оборудование / В. Н. Ивановский, В. И. Дарищев, В. С. Каштанов [и др.]. – Под общ. ред. В. Н. Ивановского. Учеб. для ВУЗов. – Москва : ЦентрЛитНефтеГаз, 2006. – 720 с.

53. Осложнения в нефтедобыче / Н. Г. Ибрагимов, А. Р. Хафизов, В. В. Шайдаков [и др.]. – Под ред. Н. Г. Ибрагимова, Е. И. Ишемгужина. – Уфа : ООО "Монография", 2003. – 302 с.

54. ОСТ 39-225-88. Отраслевой стандарт. Вода для заводнения нефтяных пластов : утвержден приказом Министерства нефтяной промышленности от 28 мар. 1988 г.

55. Островский, В. Г. Исследования процесса изнашивающего воздействия частиц механических примесей на узлы электроцентробежных насосов / В. Г. Островский, Д. И. Шишлянников, С. В. Воробель // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2019. – № 3 (111). – С. 12–16.

56. Островский, В. Г. Управление вторичными течениями в ступенях нефтяных насосов для снижения их гидроабразивного износа : дис. ... канд. техн. наук: 01.02.05 / Островский Виктор Георгиевич. – Пермь, 2013. – 100 с.

57. Островский, В. Г. Механизм гидроабразивного износа ступеней нефтяных насосов / В. Г. Островский, М. О. Перельман, С. Н. Пещеренко // Бурение и нефть. – 2012. – № 10. – С. 36–38.

58. Павлов, А. В. Использование установок электроприводных центробежных насосов в Российских условиях нефтедобычи / А. В. Павлов // Транспортные системы. – 2024. – №1(31). – С. 42-53.

59. Патент на полезную модель 232200 Российская Федерация, МПК E21B 43/08 (2006.01). Щелевой фильтр: № 2025101563; заявлено 27.01.2025; опубликовано 28.02.2025 / Д. И. Шишлянников, **Ю. Г. Коротков**, Д. И. Ситников, И. Х. Тюбеев, В. К. Картавец; заявитель ПНИПУ. Бюл. №7. – 9 с.

60. Патент 2652221 Российская федерация, МПК E21B 48/38 (2006.01). Скважинный фильтр: № 2017117116; заявлено 16.05.2017; опубликовано 25.04.2018 / Ю. В. Данченко, А. В. Сергиенко; заявитель АО «Новомет-Пермь». Бюл. № 12. – 9 с.

61. Патент 2618248 Российская федерация, МПК E21B 48/38 (2006.01). Самоочищающийся скважинный фильтр: № 2016117062; заявлено 28.04.2016; опубликовано 03.05.2017 / Ю. В. Данченко, А. В. Сергиенко; заявитель АО «Новомет-Пермь». Бюл. № 13. – 8 с.

62. Патент 2687690 Российская Федерация, МПК E21B 43/08 (2006.01). Стенд для испытания фильтров скважинных насосных установок: № 2018125414; заявлено 10.07.2018; опубликовано 15.05.2019 / Д. И. Шишлянников, А. В. Шавалеева, Ю. Г. Коротков, О. Р. Механошина; заявитель АО «Новомет-Пермь». Бюл. №14. – 12 с.

63. Патент 2696040 Российская федерация, МПК E21B 48/38 (2006.01). Абразивостойкий роторный газосепаратор: № 2018141445; заявлено 26.11.2018; опубликовано 30.07.2019 / М. П. Пещеренко, С. Н. Пещеренко, А. Н. Мусинский, А. А. Одинцов; заявитель АО «Новомет-Пермь». Бюл. № 22. – 6 с.

64. Патент 2709580 Российская Федерация, МПК E21B 43/08 (2006.01). Щелевой фильтр: № 2019128459; заявлено 10.09.2019; опубликовано 18.12.2019 / Д. И. Шишлянников, А. В. Шавалеева, Ю. Г. Коротков, М. О. Перельман, Е. В. Пошвин; заявитель АО «Новомет-Пермь». Бюл. №35. – 13 с.

65. Патент 2715774 Российская Федерация, МПК E21B 43/08 (2006.01). Щелевой фильтр: № 2019134083; заявлено 23.10.2019; опубликовано 03.03.2020 / Д. И. Шишлянников, А. В. Шавалева, Ю. Г. Коротков, М. О. Перельман, Е. В. Пошвин; заявитель АО «Новомет-Пермь». Бюл. №7. – 13 с.

66. Патент 2811164 Российская Федерация, МПК E21B 43/08 (2006.01). Щелевой фильтр: № 2023114026; заявлено 30.05.2023; опубликовано 11.01.2024 / В. К. Картавец, Д. И. Шишлянников, В. Ю. Зверев, **Ю. Г. Коротков**, В. И. Шишлянников, О. И. Свольская; заявитель ПНИПУ. Бюл. №2. –12 с.

67. Патент № 2816643 Российская Федерация, МПК E21B 43/00, E21B 37/08. Скважинная насосная установка с самоочищающимся приемным фильтром / М.З. Валитов, С.С. Лутфуллоев; заявитель и патентообладатель Государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Альметьевский государственный нефтяной институт». – № 2023107638; заявл. 28.03.2023, опубл. 02.04.2024, бюл. № 10. – 8 с

68. Патент № 2838688 Российская Федерация, МПК E21B 43/08. Скважинный самоочищающийся фильтр вставного насоса / Р.А. Ахметшин, А.С. Шайдуллин, В.З. Газизов, патентообладатель публичное акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина. –№ 2024126673; заявл. 11.09.2024, опубл. 22.04.2025, бюл. № 12. – 6 с.

69. Патент № 157904 Российская Федерация, МПК E21B 43/08. Фильтр скважинный самоочищающийся регенерируемый / С.А. Бородин, Ю.Н. Васильев, Н.О. Николаев; патентообладатель Общество с ограниченной ответственностью "Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий - Газпром ВНИИГАЗ". – № 2015111610/03; заявл. 31.03.2015, опубл. 20.12.2015, бюл. № 35. – 2 с.

70. Патент № 102674 Российская Федерация, МПК E21B 43/08. Фильтр скважинный самоочищающийся / С.А. Бородин, С.Н. Бузинов, Д.В. Люгай; патентообладатель Общество с ограниченной ответственностью "Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий - Газпром

ВНИИГАЗ". – № 2010136526/03; заявл 31.08.2010, опубл. 10.03.2011, бюл. №7. – 8 с.

71. Патент № 2789218 Российская Федерация, МПК E21B 43/08, E21B 37/08. Самоочищающийся скважинный фильтр и способ его промывки без извлечения / А.Г. Яруллин, Н.М. Латыпов, Е.Н. Висковатых, Е.А. Новиков; патентообладатель Управляющая Компания Общество с ограниченной ответственностью "ТМС ГРУПП". – № 2022104509; заявл 21.02.2022, опубл. 31.01.2023, бюл. № 4. – 14 с.

72. Патент № 2792939 Российская Федерация, МПК F04D 29/70, E21B 43/08. Самоочищающийся фильтр для защиты УЭЦН / В.М. Хафизов, А.В. Суходеев, С.А. Чалдаев; патентообладатель АО "Самаранефтегаз". – № 2022113774, заявл. 24.05.2022, опубл. 28.03.2023, бюл. № 10. – 7 с.

73. Патент № 2600224 Российская Федерация, МПК E21B 43/08. Самоочищающийся скважинный фильтр / Н.Б. Болотин; патентообладатель Н.Б. Болотин. – №2015140372/03, заявл.22.09.2015, опубл.20.10.2016, бюл. №29. – 11 с.

74. Патент № 2706841 Российская Федерация, МПК E21B 43/08. Самоочищающийся фильтр / А.А. Третьяк, В.В. Швец, К.А. Борисов; патентообладатель А.А. Третьяк. – № 2019122233; заявл. 11.07.2019, опубл. 21.11.2019, бюл. № 33. – 11 с.

75. Патент № 2338871 Российская Федерация, МПК E21B 43/08. Самоочищающийся скважинный фильтр / С.Е. Варламов, Н.Б. Болотин, Д.С. Варламов, Е.Н. Нефедова; патентообладатели С.Е. Варламов, Н.Б. Болотин, Д.С. Варламов, Е.Н. Нефедова. – № 2007100322/03; заявл. 09.01.2007, опубл. 20.11.2008, бюл. № 32. – 8 с.

76. Патент № 2748832 Российская Федерация, МПК E21B 43/08. Глубинный самоочищающийся фильтр очистки скважинной жидкости (варианты) / О.С. Николаев; патентообладатель О.С. Николаев. – № 2020129134; заявл. 02.09.2020, опубл. 31.05.2021, бюл. № 16. – 11 с.

77. Патент № 2685514 Российская Федерация, МПК E21B 43/08. Скважинный самоочищающийся фильтр / А.А. Третьяк, Ю.Ф. Литкевич, В.В. Щвец; патентообладатель А.А. Третьяк. – № 2018113630; заявл. 13.04.2018, опубл. 19.04.2019, бюл. № 11. – 8 с.

78. Персиянцев, М. Н. Добыча нефти в осложненных условиях / М. Н. Персиянцев // М.: Недра-Бизнесцентр, 2000. – 653 с.

79. Предотвращение выноса песка из добывающих скважин / Рики Дж. Арментор, Майкл Р. Уайз, Майк Боумен [и др.] // Нефтегазовое обозрение. – 2007. – № 4. – С. 4-17.

80. Прожега, М. В. Разработка методов повышения износостойкости радиальных пар трения скольжения электрических центробежных насосов : автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.02.04 / Прожега Максим Васильевич. – Москва, 2009. – 19 с.

81. Проккоев, В. В. О метрологических испытаниях установок для измерения количества извлекаемых из недр нефти и нефтяного газа / В. В. Проккоев, А. И. Сабилов, И. А. Юманкин // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2014. – № 5. – С. 3–10.

82. Пфлейдерер, К. Лопаточные машины для жидкостей и газов / Водяные насосы, вентиляторы, турбовоздуходувки, турбокомпрессоры: под ред. д-ра техн. наук, профессора В. И. Поликовского. – М.: Государственное научно-техническое издательство машиностроительной литературы, 1960. – 342 с.

83. Рогачев, М.К. Реология нефти и нефтепродуктов: Учебное пособие / М.К. Рогачев, Н.К. Кондрашева. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2000. – 89 с.

84. Рычагов В. В. Проектирование насосных станций и испытание насосных установок: 2-е изд. доп. и испр. / В. В. Рычагов, А. А. Третьяков, М. М. Флоринский. – М.: Колос, 1971. – 320.

85. Семенов, В. В. Специальные асинхронные электрические двигатели для нефтедобычи: монография / В. В. Семенов, Е. М. Очарков, А. Д. Коротаев. – Пермь: Издательство ПНИПУ, 2014 – 286 с.

86. Сидельников, Л. Г. Обзор методов контроля технического состояния асинхронных двигателей в процессе эксплуатации / Л. Г. Сидельников, Д. О. Афанасьев // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2013. – №7. – С. 127–137.

87. Соловьев, В. А. Элементарные методы обработки результатов экспериментов / В. А. Соловьев, В. Е. Яхонтова. – Л.: Изд-во Ленинградского университета, 1977. – 72 с.

88. Смирнов, Н. И. Научные основы повышения ресурса УЭЦН для малодебитных скважин / Н. И. Смирнов, Н. Н. Смирнов, С. Ф. Горланов // Инженерная практика. – 2010. – № 7. – С. 18-21.

89. Смирнов, Н. И. Научные подходы к повышению надежности УЭЦН / Н. И. Смирнов, Н. Н. Смирнов, С. Ф. Горланов // Инженерная практика. – 2010. – № 2. – С. 14-18.

90. Справочник по добыче нефти / К. Р. Уразаков, Э. О. Тимашев, В. А. Молчанова, М. Г. Волков. – Пермь: ООО «Астер Плюс», 2020. – 600 с.

91. Степанов, А. И. Центробежные и осевые насосы. Теория, конструирование и применение / А. И. Степанов. – Пер. с англ./ Ред. В. И. Поликовского. – Москва : Государственное научно-техническое издательство машиностроительной литературы, 1960. – 464 с.

92. Строительство скважин. Оборудование и технологии / В. Е. Петренко, А. С. Сальников, Г. С. Оганов, Д. В. Меркурьев [и др.] // Проектирование и разработка нефтегазовых месторождений. – 2022. – № 1. – С. 4-26.

93. Сьюмен Д. Справочник по контролю и борьбе с пескопроявлениями в скважинах / Д. Сьюмен, Р. Эллис, Р. Снайдер. – Пер. с англ./ Пер. и ред. М. А. Цайгера. – Москва : Недра, 1986. – 176 с.

94. Тананыхин, Д. С. Научное обоснование системы прогнозирования и ограничения пескопроявления при разработке нефтяных месторождений: дис.

...докт. техн. наук: 2.8.4. / Тананыхин Дмитрий Сергеевич. – Санкт-Петербург, 2025. – 418 с.

95. Тананыхин, Д.С. Разработка химического способа обработки призабойной зоны для ограничения выноса песка в нефтяных скважинах / Д.С. Тананыхин, А.В. Петухов // Инженер-нефтяник. – 2012. – № 4. – С. 31–34.

96. Тимашев, Э. О. Научные и методологические основы совершенствования насосных систем механизированной эксплуатации низкодебитных скважин: дис. ...докт. техн. наук: 05.02.13 / Тимашев Эдуард Олегович. – Уфа, 2021. – 389 с.

97. Уразаков, К. Р. Нефтепромысловое оборудование для кустовых скважин / К. Р. Уразаков, В. В. Андреев, В. П. Жулаев – М.: Недра, 1999. – 268 с.

98. Уразаков, К. Р. Эксплуатация наклонно-направленных скважин / К. Р. Уразаков. – М.: Недра, 1993. – 169 с.

99. Фаррахов, Л. А. Мировой и отечественный опыт наработок по прогнозированию и анализу проблематики работы с фондом скважин, осложненным выносом механических примесей / Л. А. Фаррахов, К. Х. Зарипова // PRO нефть. Профессионально о нефти. – 2024. – № 9(1). – С. 153–172.

100. Фролов, С. А. Повышение энергоэффективности функционирования электротехнических систем приводов штанговых скважинных насосных установок для добычи нефти : дис. ... канд. техн. наук: 2.4.2 / Фролов Сергей Алексеевич – Пермь, 2025. – 153 с.

101. Чичеров, Л. Г. Нефтепромысловые машины и механизмы: учеб. пособие для вузов / Л. Г. Чичеров. – М.: Недра, 1983. – 312 с.

102. Чичеров, Л. Г. Расчет и конструирование нефтепромыслового оборудования: учебное пособие / Л. Г. Чичеров, Г. В. Молчанов, А. М. Рабинович и др. – М.: Изд-во «Недра», 1987. – 422 с.

103. Шишлянников, Д. И. Гидропривод бурового и нефтедобывающего оборудования: учебное пособие / Д. И. Шишлянников, В. Г. Островский, С. А. Фролов, В. Ю. Зверев. – Пермь: Изд-во ПНИПУ, 2019. – 91 с.

104. Шишлянников, Д. И. Исследование гидроабразивного износа рабочих ступеней скважинных электроцентробежных насосов, перекачивающих жидкости с высоким содержанием механических примесей / Д. И. Шишлянников, С. А. Лавренко, В. Ю. Зверев, А. К. Муравский, А. Ю. Микрюков // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2023. № 7. – с. 5-20.

105. Шишлянников, Д. И. Основы автоматизации технологических процессов нефтегазового производства. Ремонт и эксплуатация бурового и нефтегазодобывающего оборудования: учебное пособие / Д. И. Шишлянников, Ю. Г. Коротков, Я. В. Устинова, П. В. Иванова, И. Е. Звонарев. – СПб: Санкт-Петербургский горный университет, 2022. – 90 с.

106. Шишлянников, Д. И. Оценка изменения абразивности частиц механических примесей, содержащихся в жидкостях, перекачиваемых установками скважинных насосов / Д. И. Шишлянников, **Ю. Г. Коротков**, А. А. Иванченко, Д. И. Дремина, В. К. Картавец // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2024. №7. – с. 125-141.

107. Шишлянников, Д. И. Повышение наработки скважинных насосных установок в условиях добычи нефти с высоким содержанием механических примесей / Д. И. Шишлянников, **Ю. Г. Коротков**, Д. Н. Лебедев, А. А. Иванченко, С. А. Фролов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2022. № 5(353). – с. 29-35.

108. Шишлянников, Д. И. Повышение эффективности водоподготовки на нефтяных промыслах посредством использования фильтров производства АО «Новомет-Пермь» / Д. И. Шишлянников, А. В. Шавалеева, С. В. Кулаков, Ю. Г. Коротков // Нефтепромысловое дело. – 2018. – №12. – С. 68-73.

109. Шишлянников, Д.И. Повышение эффективности очистки оборотной воды на нефтяных промыслах / Д.И. Шишлянников, В.К. Картавец, **Ю.Г. Коротков**, А.А. Иванченко, Д.И. Дремина // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2025. – №5(389). – С. 54–60.

110. Штурн, Л. В. Отечественные фильтры для заканчивания скважин / Л. В. Штурн, А. А. Кононенко, С.О. Денисов // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2010. – № 6. – С. 57–61.
111. Якимов, С. Б. Состояние и перспективы использования технологий эксплуатации малодебитных скважин в ОАО «НК «Роснефть» / С. Б. Якимов // Инженерная практика. – 2014. – № 11. – С. 4–12.
112. Яковлев, А. Л. Анализ эффективности применяемого оборудования и возможных причин отказа при интенсификации добычи нефти на месторождениях Краснодарского края / А. Л. Яковлев, О. В. Савенок // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2016. – № 5. – С. 149-163. – ISSN 0236-1493
113. Яременко, О. В. Испытания насосов. Справочное пособие / О. В. Яременко. – М.: «Машиностроение», 1976. – 113 с.
114. Coberly, C. J. Some Considerations in the Selection and Installation of Gravel Pack for Oil Wells / C. J. Coberly, E. M. Wagner // America'n Institute of Mining and Metallurgical Engineers, Inc. Petroleum Technology. – 1938. August. – P. 1–20.
115. Gulich, J. F. Centrifugal Pumps / J. F. Gulich. – Berlin: Springer-Verlag, 2010. – 964 p.
116. Korotkov, I. G. Increasing the operating time of electrical submersible pumps by using self-cleaning filters / I. G. Korotkov, V. K. Kartavtsev, A. V. Senkin [and etc] // Mining Journal. – 2023. №3. – С. 9-16.
117. Lavrenko, S. Test results for hydraulic drives of sucker-rod pumping units / S. Lavrenko, I. Klushnik, V. Iarmolenko // ARPN Journal of Engineering and Applied Sciences. – 2019. – Т. 14. – Vol. 16 – P. 2881–2885.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Акты о внедрении результатов диссертационного исследования



ООО «НСХ АЗИЯ ДРИЛЛИНГ»
ул. Комсомольский пр., д. 20, г. Пермь, 614990

Телефон: +7(342) 215-50-29

E-mail: info@nad.pnsh.ru
pnsh.ru

ОКПО: 60723897
ОГРН: 1095914000390
ИНН: 5914024719
КПП: 591401001

Утверждаю
Технический директор
ООО «НСХ АЗИЯ ДРИЛЛИНГ»

М.Н. Мелашенко
« 17 » ноября 2025 г.

АКТ

о внедрении (использовании) результатов кандидатской диссертационной работы Короткова Юрия Григорьевича на тему «Повышение эффективности эксплуатации пескопроявляющих нефтяных скважин установками электроцентробежных насосов» по научной специальности 2.8.4. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

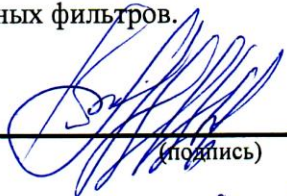
Комиссия научно-технического совета ООО «НСХ АЗИЯ ДРИЛЛИНГ» в составе:

Председатель – М.Н. Мелашенко, технический директор;

Члены комиссии – В.Ю. Ончуков (начальник отдела технической политики), С.А. Фролов (ведущий инженер отдела технической политики, к.т.н.) составили настоящий акт о том, что результаты диссертационной работы Ю.Г. Короткова на тему «Повышение эффективности эксплуатации пескопроявляющих нефтяных скважин установками электроцентробежных насосов», представленной на соискание ученой степени кандидата технических наук, планируются к использованию в деятельности ООО «НСХ АЗИЯ ДРИЛЛИНГ» при разработке методики обоснования рациональных параметров и конструкций скважинных фильтров.

Материалы и результаты работы использованы в виде технических предложений и рекомендаций к проекту «Цифровая буровая» при разработке перспективных комплексов и систем нефтепромыслового оборудования. Использование результатов диссертационной работы Короткова Юрия Григорьевича обеспечивает повышение качества проектирования и эффективности работы скважинных фильтров.

Председатель комиссии
Технический директор




(подпись)

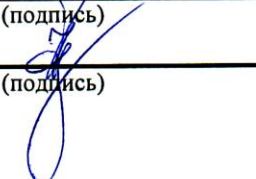
М.Н. Мелашенко

Члены комиссии:

Начальник отдела
технической политики
Ведущий инженер отдела
технической политики, к.т.н.



(подпись)



(подпись)

В.Ю. Ончуков

С.А. Фролов



Утверждаю
 проректор по образовательной
 деятельности ФГАОУ ВО «Пермский
 национальный исследовательский
 политехнический университет»,
 д-р пед. наук, доцент
 И. Ю. Черникова
 « 11 » ноябре 2025 г.

АКТ

о внедрении (использовании) результатов кандидатской диссертационной работы Короткова Юрия Григорьевича на тему «Повышение эффективности эксплуатации пескопроявляющих нефтяных скважин установками электроцентробежных насосов» по научной специальности 2.8.4. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Рабочая комиссия ФГАОУ ВО «Пермский национальный исследовательский политехнический университет» в составе:

Председатель

Г.Д. Трифанов, заведующий кафедрой «Горная электромеханика», д.т.н., профессор;

Члены комиссии

С.Е. Чернышов, заведующий кафедрой «Нефтегазовые технологии», д.т.н., доцент;

И.Н. Пономарева, профессор кафедры «Нефтегазовые технологии, д.т.н., доцент;

А.А. Рыбин, профессор кафедры «Горная электромеханика», д.т.н., доцент

составили настоящий акт о том, что результаты диссертации Ю.Г. Короткова на тему «Повышение эффективности эксплуатации пескопроявляющих нефтяных скважин установками электроцентробежных насосов», представленной на соискание ученой степени кандидата технических наук, планируются к использованию при составлении рабочих программ по дисциплине «Нефтегазопромысловое оборудование». Старшим преподавателем Коротковым Ю. Г. подготовлено и опубликовано учебное пособие «Основы автоматизации технологических процессов нефтегазового производства. Ремонт и эксплуатация бурового и нефтегазодобывающего оборудования» для студентов, обучающихся по направлению подготовки 21.05.06. Нефтегазовая техника и технологии (специализация «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений») и 15.03.02. Технологические машины и оборудование (профиль «Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов»).

Председатель комиссии

Заведующий кафедрой

«Горная электромеханика»,

д.т.н., профессор

Г.Д. Трифанов

(подпись, дата)

10.11.2025.

Члены комиссии:

Заведующий кафедрой

«Нефтегазовые технологии»,

д.т.н., доцент

(подпись, дата)

С.Е. Чернышов

Профессор кафедры

«Нефтегазовые технологии»,

д.т.н., доцент

(подпись, дата)

И.Н. Пономарева

Профессор кафедры

«Горная электромеханика»,

д.т.н., доцент

(подпись, дата)

А.А. Рыбин

ПРИЛОЖЕНИЕ Б
 Патентные документы

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



ПАТЕНТ

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2811164

ЩЕЛЕВОЙ ФИЛЬТР

Патентообладатель: *Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования "Пермский национальный исследовательский политехнический университет" (RU)*

Авторы: *Картавец Вадим Кириллович (RU), Шишлянников Дмитрий Игоревич (RU), Зверев Валерий Юрьевич (RU), Коротков Юрий Григорьевич (RU), Шишлянников Владислав Игоревич (RU), Свольская Оксана Игоревна (RU)*

Заявка № **2023114026**

Приоритет изобретения **30 мая 2023 г.**

Дата государственной регистрации
 в Государственном реестре изобретений

Российской Федерации **11 января 2024 г.**

Срок действия исключительного права
 на изобретение истекает **30 мая 2043 г.**

*Руководитель Федеральной службы
 по интеллектуальной собственности*

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ
 ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ
 Сертификат: 42986a26-348-22647b76163673e44a7
 Владелец: **Зубов Юрий Сергеевич**
 Действителен с 08.08.2023 по 02.08.2024

Ю.С. Зубов



