

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ СКВАЖИННОГО НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ЗА СЧЕТ ПРИМЕНЕНИЯ СЕПАРАТОРОВ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

УДК 622.276.054.5(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Г	Лунин Алексей Алексеевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глызина Татьяна Святославовна	к.х.н., доцент		

Консультант

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кащук Ирина Вадимовна	к.т.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5Г	Лунин Алексей Алексеевич

Тема работы:

Повышение эффективности работы скважинного насосного оборудования за счет применения сепараторов механических примесей на месторождениях Западной Сибири
--

Утверждена приказом директора (дата, номер)	
---	--

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы</p>
---	---

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Осложнения при добыче углеводородов, связанных с образованием механических примесей, природа возникновения механических примесей, анализ текущего состояния разработки Казанского нефтегазоконденсатного месторождения, последствия проявления механических примесей, механизмы борьбы с проявлением механических примесей, методы борьбы с механическими примесями, испытания скважинных сепараторов на основании проведенных испытаний, испытания на пропанте, испытания на мелком песке, рейтинг десендеров, гравитационные десендоры, инерционные десендоры, сепараторы, сепараторы газа и мехпримесей без привода от ПЭД.</p>
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>«Современное состояние добычи нефти с повышенным содержанием механических примесей»</p>	<p>Старший преподаватель Максимова Ю.А.</p>
<p>«Борьба с механическими примесями на казанском месторождении»</p>	
<p>«Анализ фильтров для борьбы с механическими примесями»</p>	
<p>«Анализ скважинных сепараторов механических примесей»</p>	
<p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p>Кашук Ирина Вадимовна</p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Черемискина Мария Сергеевна</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	
<p>Современное состояние добычи нефти с повышенным содержанием механических примесей</p>	

Борьба с механическими примесями на казанском месторождении
Анализ фильтров для борьбы с механическими примесями
Анализ скважинных сепараторов механических примесей

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

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глызина Т.С.	К.Х.Н		
Старший преподаватель	Максимова Ю.А.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Г	Лунин Алексей Алексеевич		

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
Уровень образования Бакалавр
Отделение школы Нефтегазового дела
Период выполнения Весенний семестр 2018 /2019 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

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

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	Методы увеличения нефтеотдачи	30
	Практическое применение методов увеличения нефтеотдачи в конкретных геолого-физических условиях	40
	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
	Социальная ответственность	15

СОСТАВИЛ:
Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глызина Т.С.	к.х.н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Ю.А.			

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
<i>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
Р1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)
Р2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
Р3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
Р4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3e)
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
Р5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
Р6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
Р7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
Р8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
Р9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
Р10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
<i>в области проектной деятельности</i>		
Р11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-e)

Обозначения, определения и сокращения

УЭЦН – установка электроприводного центробежного насоса;

КВЧ – количество взвешенных частиц;

ГРП – гидравлический разрыв пласта;

ПВД – поддержание пластового давления;

КИН – коэффициент извлечения нефти;

СШН – скважинные штанговые насосы;

НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения;

КВЧ – количество взвешенных частиц;

ПЗП – призабойной зоны пласта;

ВИР – водоизоляционные работы;

СЭМ – сканирующая электронная микроскопия;

КЭС – кратковременная эксплуатация скважин;

ВПП – выравнивание профиля приемистости;

ОПР – опытно-промышленные работы;

ИНФП – изменение направления фильтрационных потоков;

ГРП – гидроразрыв пласта;

ТРС – текущий ремонт скважин;

ГНО – глубинное насосное оборудование;

ФСД – фильтр скважинный дисковый;

ГТМ – геолого-технические мероприятия;

УШГН – установка штангового глубинного насоса;

СНО – смесь нефтяных отходов;

ПЭД – погружной электро-двигатель;

ПДК – предельно допустимая концентрация;

ЗВ – загрязняющие вещества;

ЗУ – замерная установка;

СИЗ – средства индивидуальной защиты

ЧС – чрезвычайная ситуация;

ПДК – предельно допустимые концентрации;

ПСК – предохранительный сбросной клапан;

ППС – промежуточная перекачивающая станция;

ВУС – вязко-упругий состав ;

Реферат

Выпускная квалификационная работа 112 страниц, в том числе 44 рисунка, 16 таблиц. Список литературы включает 62 источника.

Ключевые слова: нефть, газ, месторождение, пласт, коллектор, скважина, механические примеси, песчаник, фильтр.

Объектом исследования являются нагнетательные скважины, на которых применяются технологии по выравниванию профиля приёмистости.

Цель работы – анализ существующих сепараторов и фильтров для борьбы с механическими примесями в продукции скважин, а так же методы борьбы с ними. Определение целесообразности тех или иных методов с технологической и экономической точки зрения для внедрения их на нефтяные месторождения Западной Сибири.

Во введении обосновывается актуальность темы выпускной квалификационной работы, а так же анализированное влияние механических примесей на оборудование.

В процессе исследования проводился анализ имеющихся данных, на основе которых была определена целесообразность внедрения технологии крепления призабойной зоны скважины методом закачки цементно-песчаной смеси. Были проведены анализы фильтров и скважинных сепараторов механических примесей, после чего были выявлены наилучшие модели для борьбы с механическими примесями. Проанализировано текущее состояние разработки Казанского нефтегазоконденсатного месторождения.

В результате исследования было выявлено, что метод крепления забойного щелевого фильтра экономически целесообразен. Проанализировано 13 сепараторов разной конструкции и исполнения.

В процессе выполнения работы были использованы программы: Microsoft Word 2016, Microsoft Excel 2016.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Реферат	9
ВВЕДЕНИЕ	12
1 СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ С ПОВЫШЕННЫМ СОДЕРЖАНИЕМ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ	14
1.1 Осложнения при добыче углеводородов, связанных с образованием механических примесей	14
1.2 Природа возникновения механических примесей	15
1.3 Анализ текущего состояния разработки Казанского нефтегазоконденсатного месторождения	18
2 БОРЬБА С МЕХАНИЧЕСКИМИ ПРИМЕСЯМИ НА КАЗАНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	22
2.1 Последствия проявления механических примесей	22
2.2 Механизмы борьбы с проявлением механических примесей.....	23
2.3 Методы борьбы с механическими примесями	26
2.3.1 Химические методы.....	28
2.3.2 Физико-химические методы.....	32
2.3.3 Механические методы	34
2.3.4 Технологические методы.....	38
3 АНАЛИЗ ФИЛЬТРОВ ДЛЯ БОРЬБЫ С МЕХАНИЧЕСКИМИ ПРИМЕСЯМИ.....	43
3.2.1 Фильтр ЖНШ (ЗАО «НОВОМЕТ - Пермь»).....	43
3.2.2 Скважинный фильтр на проволочной основе типа ФС-73	44
3.2.3 Дисковые фильтры механических примесей.....	45
4 АНАЛИЗ СКВАЖИННЫХ СЕПАРАТОРОВ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ.....	49
4.1 Испытания скважинных сепараторов на основании проведенных испытаний	49
4.2 Испытания на пропанте	51
4.3 Испытания на мелком песке	55
4.4 Рейтинг десендеров.....	61
4.5 Десендер «Cavins».....	63

4.6	Десендер УСПШ (НПК ООО «Нефтспецтехника»)	64
4.7	Десендер ПГ(ОАО «ЭЛКАМ-Нсфтемаш»)	66
4.8	Десендер СМГБ (ПК «БОРЕЦ»)	68
4.9	Десендер ООО «АЛМАЗ»	72
4.10	Гравитационные десендоры	74
4.11	Инерционные десендоры	79
4.12	Сепараторы газа и мехпримесей без привода от ПЭД.	81
5	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	84
5.1	Расчёт дополнительной добычи	85
5.2	Расчет единовременных затрат и суммы амортизационных отчислений..	86
5.3	Расчёт эксплуатационных затрат	87
5.4	Расчет экономического эффекта мероприятия	90
6	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	95
6.1	Производственная безопасность	95
6.2	Анализ вредных производственных факторов	96
6.3	Анализ опасных производственных факторов	99
6.4	Экологическая безопасность	101
6.5	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	104
6.6	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	105
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	107
	Список используемых источников:	108

ВВЕДЕНИЕ

Интенсификация добычи нефти, это одна из самых важных задач для увеличения темпа добычи нефти в процессе эксплуатации нефтяных скважин.

Проблемы, связанные с механическими примесями, остаются неизменными и оказывают влияние на нефтедобычу, путем причинения ущерба на оборудование. Основные запасы углеводородов находятся в продуктивных пластах слабосцементированных пород, разработка данных месторождений влечет за собой насыщенный вынос механических примесей и разрушение скелета коллектора.

Механические примеси имеют многообразную природу. Частицы выносятся из пласта во время эксплуатации скважины с забоя из слабосцементированных пород, аналогично они могут попадать в скважину в результате проведения ремонтных работ, мероприятий для повышения продуктивности пласта, а также вместе с жидкостью глушения.

Усилить вынос механических примесей можно с помощью увеличения депрессии на пласт, а так же массовой обработкой призабойной зоны пласта. Добавление химических реагентов в скважину и использование гидравлических разрывов разной интенсивности, так же усилят вынос механических примесей. На территории Российской Федерации, основная добыча нефти осуществляется при помощи скважинных насосных установок, а 80% из них приходится на ЭЦН, работающие элементы которых находятся в движении и постоянно контактируют между собой и пластовым флюидом. Данные обстоятельства влекут за собой ограничения по гранулометрическому составу механических примесей, а также количеству твердости, которые содержатся в перекачиваемой среде, именно поэтому вопрос формирования эффективности проводимых мероприятий для защиты скважинного оборудования от различных механических примесей стоит на первом месте. Вынос твердых частиц, вызывает абразивный, а также коррозионно-механический износ работающих частей ЭЦН. На сегодняшний день, показатель КВЧ, не основной параметр по которому можно осуществить оценку для износостойкости конструкций и

насосов. Основные показатели, которыми руководствуются на производстве, это процент содержания частиц твердых минералов (кварц, плагиоклаз) и степень окатанности зерен данных минералов именно благодаря этим показателям, можно определить скорость износа оборудования. Общепринято рассматривать, что мелкие частицы вызывают вибрацию и повышенный абразивный износ, а более крупные могут вызвать заклинивание насоса. Статистические данные, собранные за несколько лет, показывают, что поломки ЭЦН из-за механических примесей значительно превышают влияние других.

Для эффективного выноса механических примесей с совместно добываемой продукцией применяют различные комплексы мероприятий, которые направлены на предупреждение и снижение отрицательного воздействия примесей на оборудование.

В формировании таких мероприятий необходимо учитывать взаимовлияние различных видов осложнений в определенной скважине и проводится на основе анализа о строении выбранного объекта.

1 СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ С ПОВЫШЕННЫМ СОДЕРЖАНИЕМ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ

1.1 Осложнения при добыче углеводородов, связанных с образованием механических примесей

Механические примеси представляют собой твердые частицы, которые содержатся в пластовом флюиде и входят в состав отложений на поверхности нефтепромыслового оборудования. Повышенные уровни механических примесей в продукции скважин — один из ключевых осложняющих механизированную добычу факторов. Данный фактор вызывает ряд осложнений, затрудняет эксплуатацию скважин, повышает износ оборудования, усложняет обслуживание скважин, при этом возрастают эксплуатационные расходы. В этих условиях очень быстро изнашиваются детали верхней пяты вала насоса и участок вала насоса под сальником, снижается надежность гидрозащиты погружного двигателя. Примеси, содержащиеся в откачиваемой жидкости, различны в качественном и количественном составе: это могут быть продукты разрушения пласта или цементного кольца или принесенные с поверхности частицы различного состава.

Что касается непосредственно установок электроцентробежных насосов (УЭЦН), то мехпримеси являются главной причиной выходов из строя и образования дефектов конструкции насосов. Они забивают фильтры насосов, вначале уменьшая, а затем полностью прекращая поступление жидкости в насос, или действуют как абразив, ускоряя процесс износа элементов насоса или заклинивания их. Отложения сульфидо-песчаного типа являются наиболее опасными для УЭЦН, так как по сравнению с отложениями другого типа вызывают интенсивный абразивный износ вращающихся деталей и, как следствие, преждевременный выход из строя установки, а в некоторых случаях падение установки на забой.

Обычно принято считать, что более крупные частицы вызывают заклинивание насоса, а мелкие частицы – вибрацию и повышенный абразивный износ. Исходя из известных статистических данных, которые были собраны за

последние несколько лет для различных месторождений (см. таблицу 1), большая часть поломок центробежных насосов от мехпримесей значительно превышает влияние других факторов, главные из которых, это солеотложения и коррозия.

Таблица 1 – Основные причины отказов УЭЦН

Причина отказа	Доля в процентах от общего числа
Мех примеси	35-50
Коррозия	20-25
Солеобразование	15-20

Осложнения так же возникают, как говорилось ранее, при работе скважины, в частности это может быть снижение гидродинамических характеристик скважины за счет кольтматации призабойной зоны пласта и засорения забоя скважины с образованием песчаных пробок. При значительных скоростях фильтрации мелкие механические частицы движутся вместе с фильтрующимся флюидом, вследствие чего закупориваются поровые каналы в призабойной зоне пласта.

1.2 Природа возникновения механических примесей

В процессе эксплуатации нефтегазовых месторождений, пласты которых представлены рыхлыми, слабосцементированными породами, происходит разрушение призабойной зоны пласта и поступление на забой скважины продуктов разрушения, что вызывает значительные осложнения.

Возникновение механических примесей в скважине может происходить в следствие продукта разрушения горных пород или из-за незакрепленного проппанта, который был закачен при ГРП, На заключительной стадии ГРП в стволе скважины обязательно остается определенное количество проппанта, не закачанного в пласт расклинивающего агента. Объем его может колебаться от сотен килограммов до десятка тонн.

Так же основным типом источника возникновения механических примесей являются технологические жидкости, закачиваемые в скважину, такие как: растворы глушения, промывочная жидкость, различные химические

реагенты, непрошедшие должным образом подготовку перед закачкой, что в особенности относится к жидкостям глушения.

Природа происхождения механических примесей в скважинной продукции различна. В основном это песок слабосцементированного коллектора. Имеет место избирательный характер разрушения слабосцементированных песчаников, обусловленный образованием высокопроницаемых каналов вдоль трещин, развитых в продуктивном пласте по вертикали и вдоль плоскостей напластования слоев.

Так же это могут быть продукты коррозии скважины и скважинного оборудования, пропант и продукты разрушения породы после проведения гидравлического разрыва пласта.

Самые значительные выносы мехпримесей, приводящие к отказам скважинного оборудования порядка 80% приходится на вновь введенные скважины из бурения, после забуривания второго ствола, проведения подземного ремонта и ГРП.

Механизмы, которые могут вызывать отделение песка от основной породы коллектора и его дальнейший вынос, наряду с вышеперечисленными факторами обычно следующие:

- Прорыв воды;
- Превышения максимально допустимой депрессии на забое скважины;
- Аномальное распределение вертикальных стрессов в пласте;
- Изменения перепадов давления на забое скважины, в результате внезапных и частых остановок эксплуатируемой скважины;
- Истощение пласта.

Условно причины разрушения коллектора и выноса механических примесей можно разделить на три группы, в зависимости от условий их происхождения: геологические (особенность залегания продуктивного пласта, литология), технологические (условия вскрытия продуктивных пластов и условия эксплуатации скважин) и технические (конструкция забоя).

К геологическим причинам разрушения коллектора можно отнести пластовое давление и, соответственно, глубину залегания пласта, горизонтальную составляющую горного давления, сцементированность породы пласта, её уплотнённость и естественную проницаемость; фазовое состояние и характер добываемого флюида; характеристику пластового песка (угловатость, глинистость); проникновение подошвенных вод в залежь и последующее растворение цементирующего материала; длительность выноса песка.

К технологическим причинам можно отнести величину репрессии и депрессии на пласт; дебит эксплуатируемой скважины; ухудшение естественной проницаемости, т.е. скин-эффект; фильтрационную нагрузку и нарушение капиллярного сцепления пластового песка.

К техническим можно отнести конструкцию забоя скважины и его поверхность, через которую происходит фильтрация (открыты или закупорены перфорационные каналы, интервал вскрытия пласта и т.д.).

Основной измеряемой характеристикой механических примесей является количество взвешенных частиц (КВЧ) в мг/л. Среди основных факторов, определяющих величину концентрации примесей, традиционно выделяют следующие:

- 1) Глубина залегания пласта и пластовое давление;
- 2) Проницаемость пласта;
- 3) Физико-химические свойства добываемой жидкости;
- 4) Обводнённость;
- 5) Плотность перфорации;
- 6) Дебит скважины;
- 7) Плотность перфорации;
- 8) Депрессия;
- 9) Тип рабочей жидкости, используемой в процессе ремонтно-восстановительных работ.

Обобщив данную информацию, можно сделать вывод, что причины возникновения механических примесей в продукции скважины слагаются из

геологических условий, степени цементированности пород пласта, и проведения технологических операций (бурение, ГРП, введение в эксплуатацию и т.д.).

1.3 Анализ текущего состояния разработки Казанского нефтегазоконденсатного месторождения

Добыча нефти проводилась из двух эксплуатационных объектов Ю₁¹, Ю₁². Состояние добывающего фонда скважин приведено на рисунке 1.

По объектам I и II (Ю₁¹ и Ю₁²) были выполнены 2 основных варианта разработки (1 вариант на естественном режиме, 2 – с обратной закачкой газа в течение первых 20 лет с последующим переходом на режим истощения) и 5-ть дополнительных варианта: для Ю₁¹ – с различной плотностью скважин от 25 до 300 га/скв. (1 вариант с заводнением и 4 с закачкой газа), для Ю₁² – 2 (с применением внутриконтурного и барьерного заводнения).

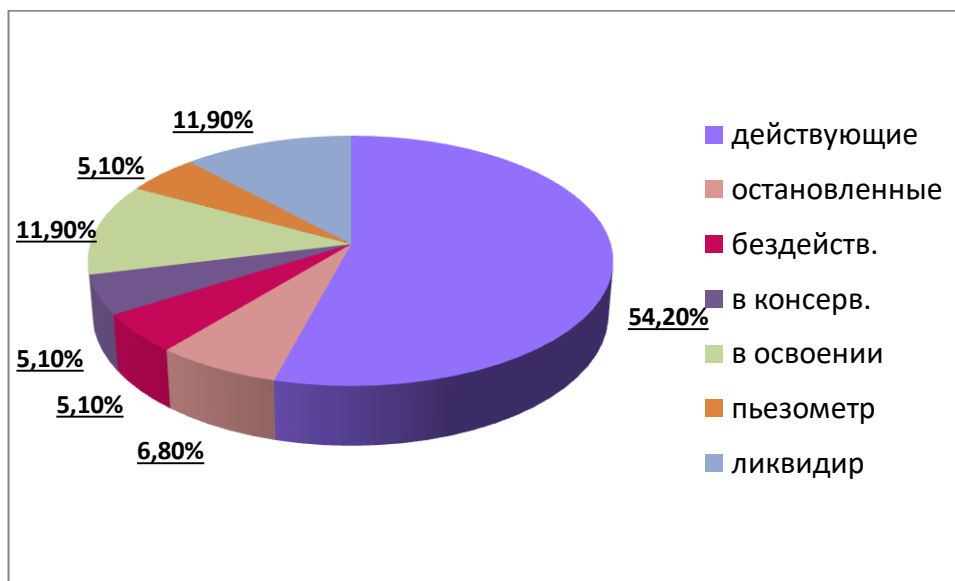


Рисунок 1 – Состояние фонда скважин Казанского месторождения.

Для III объекта (газоконденсатные пласты Ю₁³⁻⁴, Ю₃, Ю₄₋₅) был рассчитан вариант разработки в режиме истощения двумя наклонно-направленными скважинами.

Прогноз технологических показателей на полное развитие до 2033 года сделан для трех вариантов разработки: в режиме истощения, с поддержанием

давления нагнетанием воды (заводнение), с поддержанием давления нагнетанием газа (газовая репрессия).

Вариант 1

Разработка в режиме истощения. Расчет разработки в режиме истощения, газовая шапка не разрабатывается. Эксплуатационные скважины 25 размещаются равномерно по треугольной сетке с плотностью 700x700 м (49 га/скв.) в разбуренной зоне.

Фонд добывающих нефтяных скважин составляет 218 единиц. Ввод скважин проводится с 2009 по 2018 гг. Первоначально скважины пускаются в работу на фонтане при давлении на устье не ниже 2,5 МПа.

После того, как скважины останавливаются из-за невозможности соблюдения это условие, они переводятся на газлифтную эксплуатацию с давлением на забое не ниже 4,0 МПа.

Суммарная добыча нефти за расчетный период составила 4 930,6 тыс. т, КИН – 0,212

Вариант 2

Разработка с ППД нагнетанием воды. Расчет разработки при поддержании пластового давления путем нагнетания воды в пласт и попутного газа в газовую шапку. Размещение скважин трехрядное (три ряда добывающих и один нагнетательный, по треугольной сетке 700x700 м) с плотностью сетки скважин 49 га/скв. в разбуренной зоне.

Фонд добывающих нефтяных скважин составил 178 ед., водонагнетательных – 44 ед., газонагнетательных – 11 ед.

Добывающие скважины, как предполагалось, могли эксплуатироваться на фонтане при давлении на устье не ниже 2,5 МПа. Нагнетательные – с расходом не более 330 м³/сут. и давлением на забое не более 27,5 МПа. Одновременно ведется закачка всего попутного газа в газовую шапку.

Суммарная добыча нефти за расчетный период составила 5 310,2 тыс. т, КИН – 0,228.

Вариант 3

Разработка с ППД нагнетанием газа (газовая репрессия). Расчет разработки при поддержании давления нагнетанием газа.

Считалось, что при вытеснении нефти газом получают более высокие коэффициенты вытеснения и коэффициенты извлечения нефти, особенно в коллекторах с низкой проницаемостью.

Однако, чаще всего, более высокие КИН достигаются при вытеснении нефти газом только в условиях, когда благоприятным фактором являются процессы взаимного растворения УВ флюидов.

В пользу закачки газа говорит и то обстоятельство, что на Казанском месторождении имелся еще один объект - залежь «летучей» нефти в пласте Ю₁¹, содержащая большие ресурсы растворенного газа, которые при случае могли быть задействованы для закачки.

Схема размещения скважин также, как и в предыдущих вариантах трехрядная 700х700 м с плотностью 49 га/скв.

Фонд добывающих нефтяных скважин 174 ед., газонагнетательных для нагнетания газа в нефтяную залежь с целью поддержания пластового давления и вытеснения нефти 44 ед.

Добывающие скважины работают на фонтане при давлении на устье не ниже 2,5 МПа. Нагнетательные газовые скважины работают с давлением на забое не более 27,5 МПа. Нагнетание газа планировалось начать с 2012 г.

Последний вариант был рекомендован для реализации.

Проектный фонд скважин на оба пласта – 42 скважины (39 добывающих и 3 нагнетательных), фактический – 40 (38 добывающих и 2 нагнетательных).

В таблице 2 приведено сравнение проектных и фактических показателей разработки по объекту Ю₁¹ и Ю₁² Казанского месторождения.

На рисунке 2 изображён график, показывающий разницу между проектными показателями добычи и фактическими на Казанского НГКМ.

Таким образом, технологические показатели разработки пластов Ю₁¹ и Ю₁² Казанского месторождения заметно опережают их проектные значения.

Фактическая накопленная добыча нефти превышает проектные показатели на 34,7%, газа на 26,1%. 27

Таблица 2 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки по объекту Ю₁¹ и Ю₁² Казанского месторождения

Показатели	Ю ₁ ¹		Ю ₁ ²	
	Проект	Факт	Проект	Факт
Накопленная добыча нефти, тыс т	293,3	390,9	436,3	587,8
Накопленная добыча нефтяного газа, млн. м ³	258,1	344,8	162,7	205,3
Накопленная добыча жидкости, тыс. т	294,4	391,5	436,7	590,8

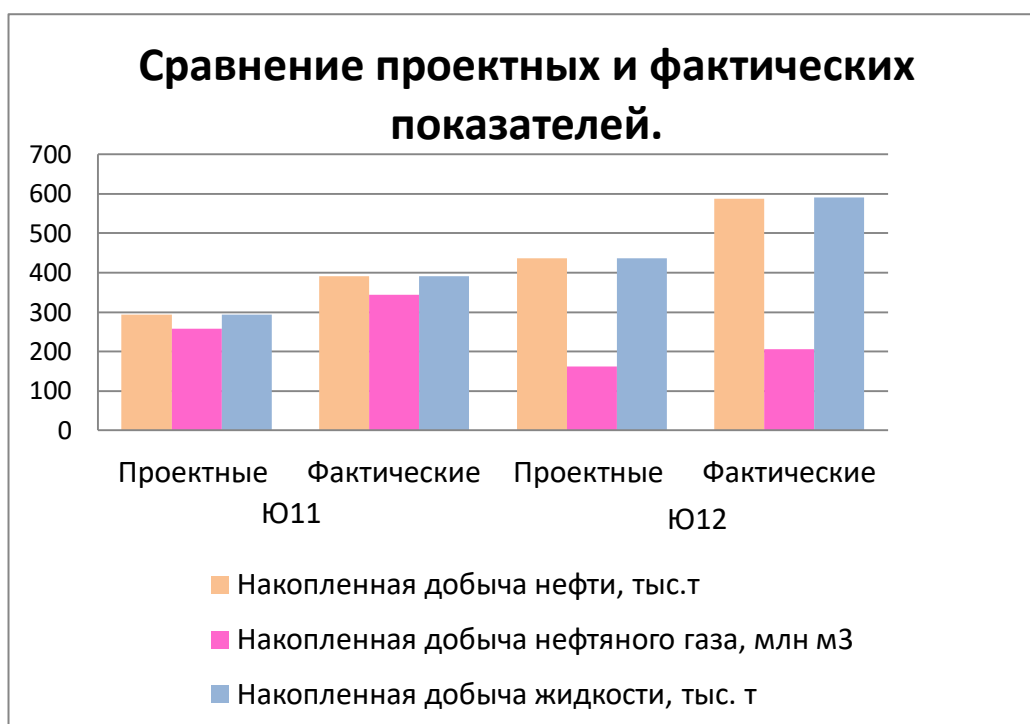


Рисунок 2 – Сравнение проектных и фактических показателей Казанского НГКМ

2 БОРЬБА С МЕХАНИЧЕСКИМИ ПРИМЕСЯМИ НА КАЗАНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

2.1 Последствия проявления механических примесей

Повышенные уровни механических примесей в продукции скважин — один из ключевых осложняющих механизированную добычу факторов. Самым печальным образом его воздействие сказывается на узлах УЭЦН. Эксплуатация УЭЦН в скважинах, пласты которых сложены слабосцементированными и рыхлыми песчаниками, сопровождается разрушением пласта и поступлением жидкостно-песчаной смеси в насос. При содержании песка в откачиваемой жидкости до 1% в течении 10 – 15 суток полностью выходят из строя торцевые поверхности рабочих колес, ступицы, уплотнения, текстолитовые шайбы, пята, вал. Интенсивный вынос песка ведет так же к образованию песчаных пробок и полному прекращению подачи.

Одним из наиболее быстропротекающих процессов разрушения рабочих поверхностей деталей при трении является абразивное изнашивание. Учитывая, что эксплуатация погружных агрегатов УЭЦН осуществляется в жидкостной среде, этот вид изнашивания называется гидроабразивным, так как происходит в результате действия твёрдых частиц, взвешенных в жидкости и перемещающихся относительно изнашиваемого тела. По мнению ряда авторов [1–3], абразивное изнашивание подавляет менее интенсивные процессы изнашивания и поэтому является основной причиной преждевременного отказа оборудования и инструмента. Наличие в пластовой жидкости, откачиваемой погружным ЭЦН (УЭЦН), абразивных мелкодисперсных частиц приводит к ускоренному износу торцевой поверхности рабочих колёс, ступиц, текстолитовых шайб, вала, деталей гидродинамической пяты. Интенсивность гидроабразивного изнашивания подшипниковых узлов также зависит от концентрации в перекачиваемой жидкости механических примесей

Мехпримеси способствуют снижению гидродинамических характеристик скважины за счет кольматации призабойной зоны пласта и засорения забоя скважины. Засорение, увеличение вибрации и более

интенсивный износ ЭЦН с порчей дорогостоящего оборудования приводит к трудоемким и дорогим ремонтам как скважин, так и самих установок, а в итоге — к значительным финансовым потерям и простоям скважин. Осложнения при выводе скважины на режим обусловлены большим содержанием КВЧ в начальный период работы после подземного ремонта или ГРП - от 200 до 10000 мг/л. Это часто превышает паспортные характеристики насосов, даже износостойкого исполнения. Механические частицы, проходя через рабочие органы СШН, производят абразивную работу, являются основной причиной заклинивания плунжеров в цилиндре, обрыва штанг, отказа клапанных пар, забивают фильтр насоса.

На Рисунке 3 показаны последствия и проблемы, связанные с выносом механических примесей.



Рисунок 3 – Последствия выноса механических примесей

2.2 Механизмы борьбы с проявлением механических примесей

На сегодняшний день борьба с механическими примесями стоит наиболее остро, поэтому для уменьшения их концентрации в ЭЦН имеются различные способы для борьбы с ними. Такие как:

Подбор оптимальных значений депрессии на пласт, позволяющих достичь максимального дебита без разрушения рыхлых пропластков с выносом дисперсной породы;

– При производстве сложных ремонтов, ГРП, кислотных обработок, а также при выводе скважин из длительного бездействия, предусмотреть качественную подготовку и промывку скважин перед спуском УЭЦН, например, с использованием комплекта гибких НКТ – колтюбинг. Разработанная конструкция на основе илопескоотделителя ИГ45М с промывочным агрегатом ПА-80 обеспечивает замкнутый цикл циркуляции, прямой или обратной промывки, очистку от механических примесей диаметром более 0,01 мм на 95 %;

– Применение жидкостей глушения скважин, очищенных от механических примесей в процессе их приготовления. Блок очистки жидкости БОЖ-1 (изготовитель ОАО «Нефтемаш», г. Тюмень) используется на растворных узлах, его производительность 50 м³ /час, КВЧ после фильтрации не более 20 мг/л. Есть и другие аналоги.

– Очистка от АСПО, продуктов коррозии, песка, солей механическим или абразивным методами (щетками, пескоструй, дробеструй), дефектоскопия и отбраковка поднятых в процессе ремонта скважин НКТ.

– Применение УЭЦН в коррозионно- и износостойком исполнении путем использования более стойких сталей и сплавов (типа «Нирезист»), упрочнения и создания защитной пленки на поверхности обычных стальных труб плазменным, электрохимическим или др. способами;

– Применение при необходимости (по итогам анализов добываемых флюидов) индивидуальных механических фильтров для УЭЦН (проволочных и сетчатых). Для УЭЦН рекомендуется применение механических фильтров, устанавливаемых через пакер на забое, либо на приеме насоса (фильтры Meshrite Screen, REDA Schlumberger, апробированные на Приобском месторождении ОАО «Юганскнефтегаз»; фильтры типа ЖНШ, производства ОАО Новомет-Пермь, апробированные на месторождениях ОАО «Газпромнефть» в Ноябрьске) [4].

– Установка в интервале перфорации гравийных забойных фильтров – при интенсивном выносе проппанта или пластового песка (КВЧ более 500 мг/л)

в течение длительного срока (более 6 месяцев после ГТМ), либо при быстрой кольматации проволочных и сетчатых механических фильтров (менее 1-2 мес); комплекс подземного оборудования ОАО «Тяжпрессмаш» (Рязань) для сооружения гравийного фильтра включает пакеры, проволочный или щелевой фильтр, устройства для намыва гравия прямой или обратной циркуляцией и последующих промывок фильтра. Известны также комплексные технологии предотвращения выноса песка типа FracPac (Halliburton Energy Services), сочетающие локальные ГРП пласта с гравийными забойными фильтрами, обеспечивающими длительную эксплуатацию скважин без существенного снижения дебита.

– Закрепление проппанта при ГРП. Например, это применение проппанта марки Fores RCP. Проппант покрыт фенолформальдегидными смолами. Склеивание начинается при давлении выше 69 атм.

Существует две группы технологий эксплуатации нефтяных скважин с пескопроявлением: технологии, которые позволяют работать с механическими примесями, и технологии, направленные на предотвращение или снижение выноса механических примесей [5].

К первой группе относятся технологии обеспечения условий выноса механических примесей (уменьшение отборов, снижение обводнённости и т.д.) и технологии, основанные на использовании износостойкого насосного оборудования. Методы борьбы с пескопроявлением подразделяются на

- Технологические (специальное исполнение насосного оборудования);
- Химические (использование химических реагентов для крепления призабойной зоны пласта);
- Физико-химические (коксовые);
- Механические (фильтры).

Далее будут более подробно описаны вышеупомянутые способы борьбы с проявлением механических примесей.

2.3 Методы борьбы с механическими примесями

Применение жидкостей глушения скважин, очищенных от механических примесей (не более 20 мг/л). Очистку жидкостей глушения производят в процессе их приготовления. Блоки очистки выпускаются российскими заводами. Блок очистки жидкости БОЖ-1 (изготовитель ДАООТ “Нефтемаш”, г. Тюмень), используется на растворных узлах, его производительность 50 м³/час, КВЧ после фильтрации не более 20 мг/л. Устройство для очистки воды от мех. примесей, растворенной и микроэмульгированной нефти, работающее на эффекте микрофлотации, производится ООО “Уралтехнострой”, г.Уфа;

Очистка от АСПО, продуктов коррозии, песка, солей, дефектоскопия и отбраковка поднятых в процессе ремонта скважин НКТ механическим или абразивным методами (щетки, пескоструй, дробеструй). Требуется полная замена подвески НКТ бывшими в употреблении, но пригодными к эксплуатации; снятые НКТ после чистки и разбраковки используются на других скважинах. На трубной базе организован участок по очистке НКТ.

Применение УЭЦН в коррозионно- и износостойком исполнении путем использования более стойких сталей и сплавов, упрочнения и создания защитной пленки на поверхности обычных стальных труб плазменным, электрохимическим и другими способами.

замена раствора глушения скважины после ремонтных работ нефтью путем промывки с вымыванием из скважины дисперсных загрязнителей;

Применение индивидуальных механических сеточных фильтров для УЭЦН – при периодическом выносе и невысоком уровне КВЧ, до 300 мг/л.

Крепление призабойной зоны пласта включает как физические, так и физико-химические методы борьбы с механическими примесями, и служит для ограничения выноса твёрдых частиц из пласта не в скважине, а непосредственно в призабойной зоне.

Успешное применение технологии значительно, иногда в несколько раз, снижает количество твёрдых частиц, выносимых из пласта, что в ряде случаев

позволяет отказаться от использования других технологий защиты насосного оборудования (фильтры, износостойкие насосы).

В то же время, нельзя не отметить, что использование данной технологии имеет ряд недостатков, а именно, высокую стоимость реагентов для крепления пласта и высокую стоимость проведения самих работ, имеющиеся технологические ограничения, неизбежное увеличение времени ремонта скважины, снижение (в большинстве случаев) продуктивных свойств коллектора. Основные методы крепления призабойной зоны пласта приведены в таблице 3

Таблица 3 – Основные методы крепления призабойной зоны пласта

Метод	Механизм (способ) крепления ПЗП	Результат
Химический	Искусственное закрепление горных пород вяжущими и цементирующими веществами: синтетическими смолами, цементом с различными добавками, силикатами.	Снижение проницаемости продуктивного пласта на 20-30%
Физико-химический	-закачка крупнозернистого песка или цементно-песчаной смеси в пласт при давлении гидроразрыва пласта. -методы закрепления породы путём коксования нефти в призабойной зоне пласта, обработки призабойной зоны химреагентами с последующей термической обработкой, проведение гидроразрыва пласта с последующим закреплением.	Более эффективно при добыче тяжёлой высоковязкой нефти.
Механические методы и их комбинации	Противопесочные фильтры различных типов и конструкций: сетчатые, спиральные, щелевые, проволочные и другие, спускаемые на колонне труб, а также гравийные фильтры, намываемые с поверхности или подвесные.	Со временем в результате перемещения частиц к забою скважины происходит кольматация фильтра, что приводит к снижению продуктивности пласта.

2.3.1 Химические методы

Химические методы укрепления ПЗП основаны на образовании системы «песок-твердый полимер» в слабосцементированном коллекторе за счет адгезии фрагментов полимера на границе между частицами песка. Обработка скважин составами на основе синтетических смол требует мало времени и относительно низких затрат.

Известны разные составы и технологии для ограничения и ликвидации выноса песка в нефтяных и газовых скважинах на основе полимерных смол: фурановых, эпоксидных, карбаминоформальдегидных, фенолоформальдегидных, уретановых смол, а также кремнийорганических соединений [6].

Составы на основе кремнийорганических соединений используются для закрепления песка в слабосцементированном коллекторе, но основная область применения составов – проведение водоизоляционных работ (ВИР). Сущность применения кремнийорганических соединений для проведения ВИР заключается в способности соединений подвергаться гидролизу с образованием геля кремневой кислоты. Эти гели обладают высокой температурной устойчивостью, но их образование происходит в полном поровом объеме пласта, в результате снижая его проницаемость.

Промысловые испытания данной технологии проводились на скважинах Северного моря. Осложнения в скважине заключались в недостижении потенциала по дебиту нефти из-за перспективы выноса песка (2,5 тыс. м³/сут, при потенциале 6 тыс. м³/сут при толщине перфорированного интервала 35 м и обводненности менее 10%). После обработки дебит скважины составил 6 тыс. м³/сут при обводненности 13% за счет конусообразования.

Конденсационные смолы на основе формальдегида являются двухкомпонентными системами. При их использовании необходимы специальные вещества – отвердители, усложняющие процесс проведения ремонтных работ. Их отверждение также происходит в поровом объеме, способствуя снижению проницаемости пласта. Недостатком данных составов

является исходная высокая вязкость, может достигать 3500мПа*с, что затрудняет обработку пласта.

Одна из разновидностей таких смол – карбамидноформальдегидная смола. Крепление призабойной зоны с помощью карбамидной смолы осуществляется по следующей технологии. В скважину намывают крупнозернистый песок, а затем прокачивают жидкость, состоящую из раствора (1 часть смолы +2 части воды +4-5 % объема 10 %-ной соляной кислоты), и продавливают водой или нефтью при давлении, не превышающем давление гидроразрыва пласта. Под действием катализатора — соляной кислоты — вязкость смолы увеличивается из-за поликонденсации и образуется твердая нефтепроницаемая масса. Не менее распространённая конденсационная смола на основе формальдегида - фенолформальдегидная смола СФЖ-3012. Отвердевшая смола представляет собой полимер, не растворимый в воде, нефтепродуктах и кислотах. Важным свойством ее является увеличение прочности при отверждении от 3,5 до 50 МПа за первые 3 суток. Для обработки призабойной зоны используют раствор, содержащий 50 % СФЖ-3012, 35 % воды и 15 % соляной кислоты 10 %-ной концентрации.

Крепление призабойной зоны конденсационными смолами на основе формальдегида ТС Д-9 и ТС-10 проводилось в 12 скважинах на месторождениях НГДУ "Хадыженнефть". Однако результаты испытаний показали низкую эффективность, где в качестве отвердителя использовались уротропин или формалин. Главная причина таких результатов, по мнению авторов, заключается в высокой обводненности продукции.

Составы на основе эпоксидной смолы также находят применения в нефтегазовой промышленности для крепления призабойной зоны пласта. Технология проведения работ составами на этой основе является двухкомпонентной и имеет те же недостатки, что и перечисленные выше.

Использование уретанового предполимера для закрепления песка позволяет получить оптимальное сочетание прочности и проницаемости закрепленной породы. Данная технология позволяет создавать

внутрипластовый полимерный фильтр внутри породы с показателем прочности до 6 мПа при минимальном снижении проницаемости породы не более 15-20%.

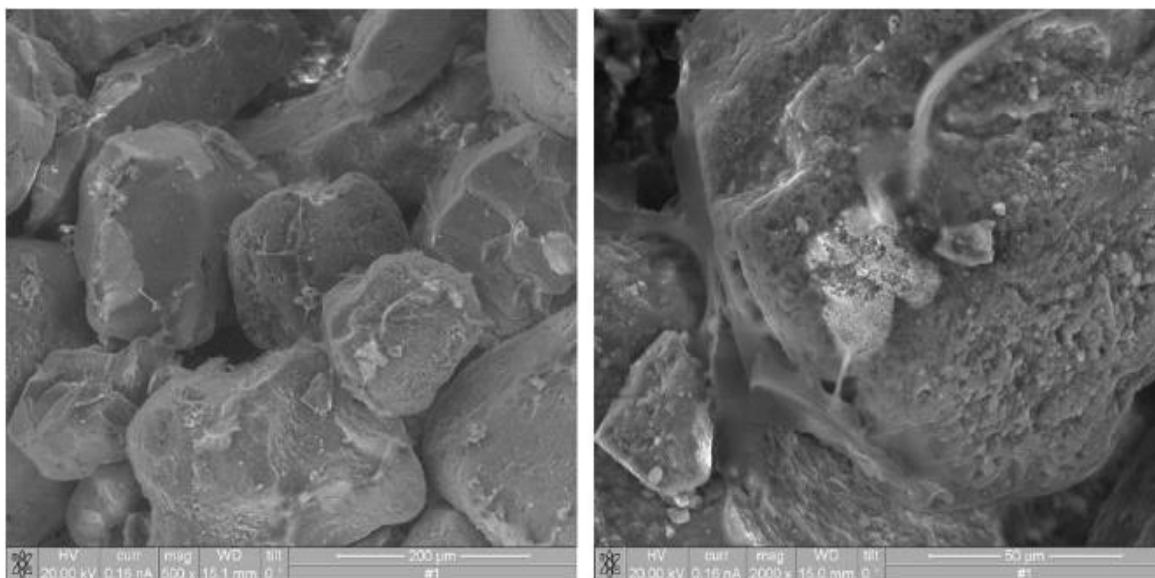


Рисунок 4 – Изображения кварцевого песка, скрепленного системой ИПНГ, полученные с помощью СЭМ

Изучение структуры внутрипластового фильтра, произведенное методом сканирующей электронной микроскопии (СЭМ), позволило идентифицировать области скрепления частиц песка уретановым предполимером. Снимки показывают наличие значительного объема свободного пространства между частицами песка, обеспечивающего высокую проницаемость внутрипластового фильтра (рисунок 4).

Важным показателем, определяющим эффективность скрепления песка, является способность пород сопротивляться разрушению под действием внешних сил. Для оценки этой характеристики использовали способ определения коэффициента предела прочности на объемное сжатие. При химическом связывании песка составом предполимер-растворитель образуется внутрипластовый полимерный фильтр, характеризующийся высокой механической прочностью до 6 мПа и проницаемостью по нефти 80-85% от начальной (рисунок 5).

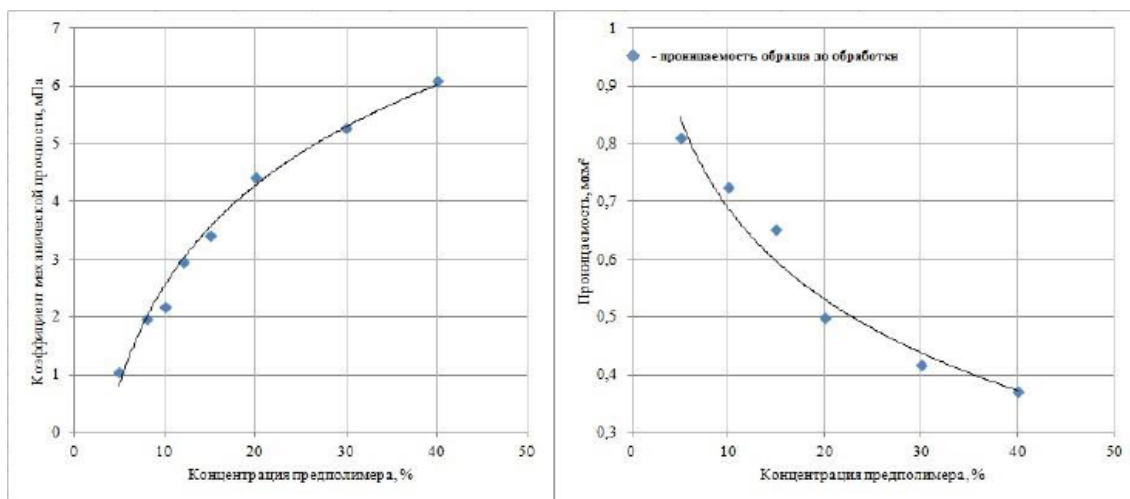


Рисунок 5 – Влияние концентрации предполимера на прочностные и фильтрационные свойства закрепляемого песка.

На Уренгойском ГКМ было проведено более 80 успешных скважин-операций по установке внутрипластового фильтра, основанного на технологии применения уретанового предполимера.

Обзор существующих химических методов борьбы с пескопроявлением показывает широкое их использование при проведении работ на скважине. Для этих целей используется большое разнообразие химических реагентов, преимущественно на основе полимеров. Разнообразие применяемых составов вызвано необходимостью учета геолого-промысловых условий конкретного месторождения или скважины.

Значительный опыт крепления ПЗП с использованием **синтетических полимеров** (смола) накоплен в России. При консолидации крупного и среднезернистого песков полимер конденсируется на поверхности песчинок и при отверждении цементирует песок.

Другим направлением является использование тампонажных составов, при отверждении которых образуется проницаемый камень. В настоящее время в качестве таких материалов используется синтетическая смола «Геотерм-01» и «Линк». Полимерные составы обладают значительной прочностью, коррозионно-устойчивы в пластовых флюидах, однако, как отмечалось выше, они закупоривают поры пласта, снижают проницаемость, повышают гидродинамическое сопротивление притоку жидкости из пласта.

При реализации данного метода последовательно проводятся следующие операции: закачка буферной оторочки, закачка основного состава, закачка гидрофобной жидкости (товарная нефть, солярка и т.д.) объемом в 1.5-2 раза превышающем объем закачанного состава. После этого выдержка на отверждение состава и постепенный ввод скважины в эксплуатацию. Использование данной технологии позволяет существенно повысить наработку на отказ и добиться увеличения дебита жидкости, но при этом более чем в два раза снижается продуктивность пласта.

Имеющаяся информация позволяет сформулировать некоторые общие требования к результатам химического воздействия на призабойную зону скважины:

- минимальное воздействие на фильтрационные свойства коллектора и ПЗП, снижение проницаемости не более 15-20%
- достижение прочностных свойств закреплённого коллектора не менее 1-3мПа.

2.3.2 Физико-химические методы

К физико-химическим относятся методы, осуществляющиеся путем закачивания крупнозернистого песка или цементно-песчаной смеси в пласт при давлении гидроразрыва пласта; методы закрепления пород путем коксования нефти в призабойной зоне пласта, обработки призабойной зоны химреагентами с последующей термической обработкой. Эти методы особенно эффективны при добыче тяжелых, высоковязких нефтей.

Для восстановления работы скважин, осложненных выносом песка, в НГДУ "Хадыженнефть" крепление призабойной зоны осуществляли путем закачки крупнозернистого песка или цементно-песчаной смеси в пласт при давлении гидроразрыва пласта. В каждую скважину за одну операцию закачивали 8-10 т крупнозернистого песка (размер фракции 1,2-2 мм).

В качестве жидкости-носителя используется нефть вязкостью 80—120 мПа*с. Проведение этого мероприятия уменьшает число образований песчаных пробок в 3—4 раза. Кроме того, увеличивается межремонтный период

эксплуатации скважин от 35-40 дней до 3-4 месяцев. Крепление призабойной зоны пласта проводится и путем закачки в нее цементно-песчаных смесей на воде в соотношении количества цемента и песка 1:2.

Имеется опыт применения проппанта с полимерным покрытием для снижения выноса песка из пласта. Такие работы проводились на 3 скважинах месторождения Прадхо-Бей со следующими условиями: пластовые температуры от 26 до 43°C, проницаемость пластов от 0,08 до 0,7 мкм², нефть высоковязкая, плотность её 920-950 кг/м³. При низких температурах в качестве реагента-отвердителя использовались материалы, несовместимые с боратными сшивателями для жидкости гидроразрыва, одним из них являлась оксиэтилцеллюлоза. Две из трех обработок были успешными. После проведения гидроразрыва пласта в соответствии с дизайном производилась выдержка скважины на реакцию для консолидации проппанта. Только в одной из скважин после обработки наблюдались пескопроявления.

Гидроразрыв пласта с добавлением к проппанту упрочняющих волокон проводится с целью интенсификации добычи нефти и приобщения интервалов. При этом слой проппанта является фильтром для выносимого песка.

Для обеспечения эффективности обработки требуется предотвратить возможный вынос проппанта. Для этого используется добавка PropNET. Ее волокна образуют сетку, упрочняющую структуру проппанта в трещине. При этом можно получать трещины с большей шириной, критический дебит для начала выноса проппанта определяется фазовым составом и вязкостью добываемого флюида. Концентрация добавки составляет около 1,5% от массы проппанта, она совместима с вязкоупругими жидкостями разрыва, применение которых наиболее желательно в этом случае. Для оптимизации процесса ГРП требуется, чтобы перфорационные отверстия в интервале располагались в одной плоскости. Работы проводились на месторождении Джованна (Адриатическое море, Италия), (газовые скважины с высоким выносом песка при низкой проницаемости породы по газу). В первой скважине после ГРП

была увеличена депрессия, более 2,5 месяцев добыча газа велась в условиях отсутствия песка, частиц пропантанта или волокон

Метод крепления за счет термических процессов в призабойной зоне пласта включают окисление нефти с образованием кокса и взаимодействие химреагентов с породами пласта. На начальном этапе происходит окисление нефти, при этом увеличивается ее вязкость, в результате чего газ не полностью вытесняет нефть из призабойной зоны пласта. При дальнейшем прокачивании газа происходит прогрев нефти до оптимальной температуры и продолжается процесс коксования с образованием нерастворимой в нефти твердой фазы, скрепляющей породу пласта. Согласно результатам лабораторных исследований, прочность скрепленной породы на сжатие составляет 9,6 МПа, проницаемость керна снижается не более чем на 30%.

Описываемая технология была испытана на пяти скважинах месторождения Туларе (округ Керн, Калифорния), нефть которого характеризуется высокой вязкостью (3500 мПа*с) и плотностью 970 кг/м³. Глубина залегания пластов составляла 200-1000 м. Закачивание нагретого воздуха (210°С) производилось со скоростью 23-37 тыс. м³/сут. в течение нескольких суток (4-9). Дебиты нефти до обработки не превышали 1 м³/сут, после обработки составили в среднем 24 м³/сут при обводненности 17%, при сокращении выноса песка практически до нуля. В двух случаях эффективность работ была низкой из-за наличия дополнительных осложнений (негерметичности колонн). Показано, что наиболее успешное применение термических методов возможно при нефтенасыщенности пласта более 0,4.

2.3.3 Механические методы

К механическим методам относятся противопесочные фильтры различных типов и конструкций: сетчатые, спиральные, щелевые, проволочные (однослойные, многослойные) и другие, спускаемые на колонне труб, а также гравийные фильтры, намываемые с поверхности или подвесные. При использовании щелевых или проволочных фильтров без гравийной обсыпки нужно правильно выбирать ширину щелей с учетом размеров частиц

пластового песка, который необходимо задержать. Там, где щелевые и проволочные фильтры не могут задержать тонкозернистые пески и где фильтры с очень малым раскрытием щелей легко закупориваются, широко применяются гравийные фильтры с наружной обсыпкой или подвесные.

При выборе гравийных фильтров приходится ориентироваться на самые тонкие фракции пластового песка, присутствующие в продуктивном интервале. Однако такой подход иногда вынуждает использовать гравий, который отрицательно влияет на продуктивность скважины. Однако, данные фильтры часто закупориваются мелкими частицами при добыче и, следовательно, способны вызывать кольматацию фильтрующей зоны (отложение глины, окислов железа, выпадение солей при несовместимости водных растворов). Происходит закупорка призабойной зоны пласта этими частицами, что приводит к значительному снижению проницаемости призабойной зоны. В этом случае даже проведение кислотных обработок ПЗП не обеспечивает восстановление первоначальной продуктивности скважины.

Также применяется технология установки песочных якорей. Песочный якорь прямого действия одновременно является газовым якорем. Применение песочных якорей - не основной, а вспомогательный метод борьбы с песком. Метод эффективен для скважин, в которых поступление песка непродолжительно и общее его количество невелико. Якорь предназначен для выделения крупных частиц песка из потока нефти во время работы штангового насоса. Якорь песочный устанавливается под пакер ниже уровня насоса. Якорь работает на принципе гравитационного осаждения частиц в восходящем потоке жидкости. За счет низких скоростей движения потоков жидкости в чашках песочного якоря, производится отделение песка и выпадение его в бункер, составленный из НКТ с заглушенным нижним концом, который устанавливается под якорем. Такая схема работы обладает низким гидравлическим сопротивлением и позволяет обеспечить длительную работу без поступления песка в насос.

Далее приведён сравнительный анализ характеристик и особенностей эксплуатации фильтров.

Скважинные фильтры изготавливаются из различных материалов (металл, пластик), имеют неодинаковую протяженность (от метра до нескольких сотен метров) и конструкцию фильтрующих элементов.

В сетчатых фильтрах (Рисунок 6) фильтрующая поверхность, иногда многослойная, выполнена в виде сетки. Данные фильтры сравнительно легко устанавливаются в скважину и извлекаются из нее при проведении ремонтных работ. Сетчатые фильтры позволяют задерживать достаточно мелкие частицы (до 50 мкм и менее), поэтому довольно часто применяются в тех случаях, когда необходимо обеспечить высокую степень очистки скважинной продукции (например, фильтр тонкой очистки). Из недостатков следует выделить сравнительно большие входные сопротивления на сетчатых фильтрах и их низкую ремонтпригодность в случае повреждения или засорения фильтрующих элементов.

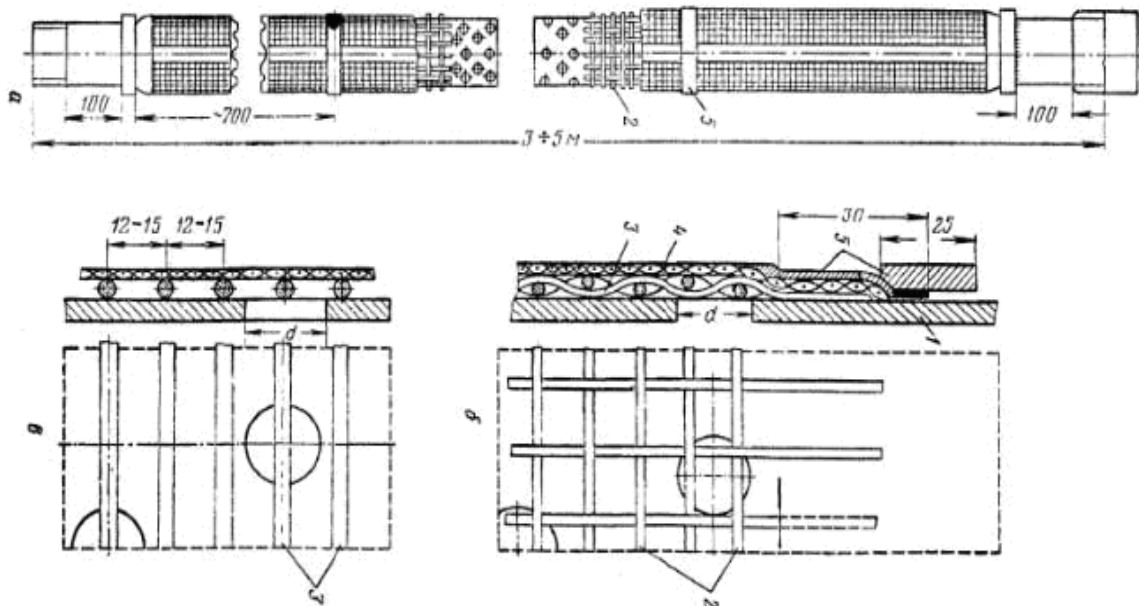


Рисунок 6 – Сетчатый фильтр. а) Общий вид фильтра, б), детали фильтра, в). 1 – опорный каркас, 2 – подкладочная сетка, 3 – проволочная спираль, 4 – фильтрационная сетка, 5 – накладные планки

Основным элементом проволочных фильтров является профилированная проволока, которая наматывается на каркас, состоящий из

параллельных стержней. На заре своего применения проволока для фильтра имела круглое сечение. Это часто приводило к тому, что при контакте с породой щели между обмотками проволоки заполнялись твердыми частицами, которые вызывали расклинивающий эффект, способствующий уплотнению породы и закупорке фильтра. Со временем конструкция проволочных фильтров претерпела изменение: вместо круглого сечения стали использоваться треугольные профили проволоки, причем одна из вершин треугольника направлялась внутрь фильтра, а две другие располагались на его внешней стороне (рисунок 7).

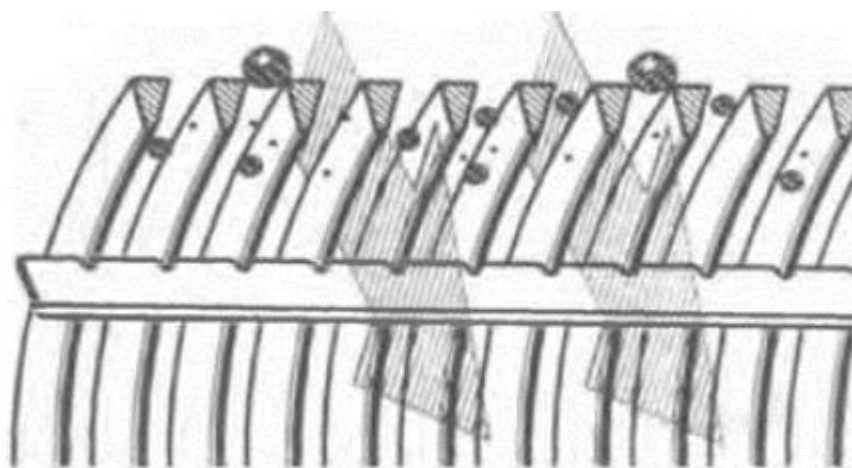


Рисунок 7 – Решётка фильтра с треугольным профилем

В процессе откачки пластовой жидкости с твердыми частицами поверхность таких щелей не способствует цементации и уплотнению породы, а напротив, стимулирует вынос частиц, меньших по размеру щели, и очищение профильтрованной зоны от шлама, мелких фракций и кольматантов.

Современные конструкции проволочных фильтров обеспечивают регулировку межвиткового расстояния, позволяющую адаптировать фильтры под конкретные скважинные условия.

Конструкция **щелевых фильтров** имеет много общего с конструкцией проволочных фильтров, поскольку и в том и в другом случае пластовая жидкость и механические примеси фильтруются через узкие щели (довольно часто используется название проволочно-щелевой фильтр). В отличие от проволочного фильтра ширина щели для щелевого фильтра всегда строго

фиксирована. Основным недостатком классических щелевых фильтров является их низкая скважность - отношение суммарной площади фильтрующих отверстий к общей площади поверхности фильтра. Для увеличения скважности в современных щелевых фильтрах используется технология, аналогичная той, которая применяется для проволочных фильтров, когда профилированные элементы (кольца или стержни) привариваются к опорным конструкциям. Это препятствует смятию фильтра в процессе спуско-подъемных операций на скважине, делает его конструкцию устойчивой по отношению к внешним воздействиям (рисунок 8).

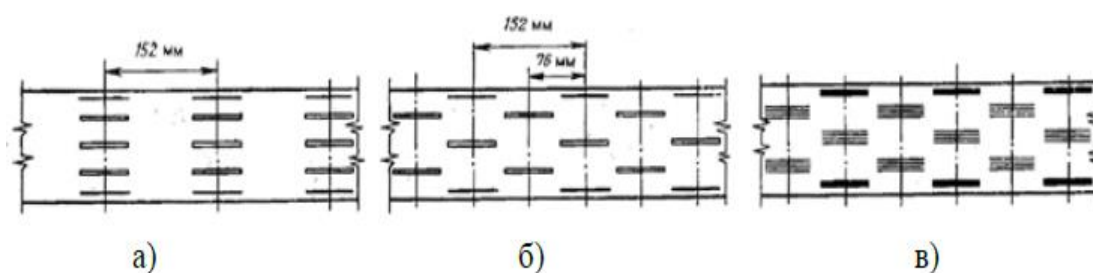


Рисунок 8 – Щелевые фильтры. а) щели расположены симметрично, б) щели расположены в шахматном порядке, в) двойные щели

К гравийным относятся фильтры, у которых поверхность, контактирующая с породой, состоит из искусственно вводимого гравия, расположенного вокруг опорных фильтровых каркасов. Гравийные фильтры делятся на два типа: подвесные и намывные. Подвесные гравийные фильтры представляют собой цельную конструкцию с запрессованной внутри корпуса гравийной набивкой, зачастую обработанной эпоксидной смолой. Подвесные фильтры полностью изготавливают на поверхности. Намывные фильтры наоборот, сооружаются непосредственно в скважине.

2.3.4 Технологические методы

Закрепление проппанта

Применение проппанта марки Fores RCP

Данная технология [7, 8] ориентирована на скважины с малым МРП, эксплуатирующие слабосцементированные, пескоотдающие пласты. Сущность данной технологии заключена в том, чтобы создать в призабойной зоне хорошо

проницаемый для добываемых флюидов экран, препятствующий выносу несцементированного мелкодисперсного песка. С этой целью в призабойную зону скважины производится закачка RCP-проппанта по агрессивному дизайну ГРП. Фракция закачиваемого проппанта подбирается исходя из данных гранулометрического анализа попутно выносимого песка. Возможно использование двух и более фракций проппанта. Проппант марки Fores RCP покрыт фенолформальдегидными смолами. Склеивание начинается при давлении выше 69 атм, при атмосферном давлении сшивание RCP проходит при температуре выше 90°C. В случаях низких пластовых температур (ниже 70°C) к закачиваемому RCP-проппанту рекомендуется добавлять активатор спекаемости или проводить мероприятия по прогреву призабойной зоны пласта (ПЗП) (рисунок 9). В качестве разогревающего состава применяются специальные композиции, которые при смешивании на забое выделяют большое количество теплоты (зафиксировано увеличение температуры на забое до 140° С).

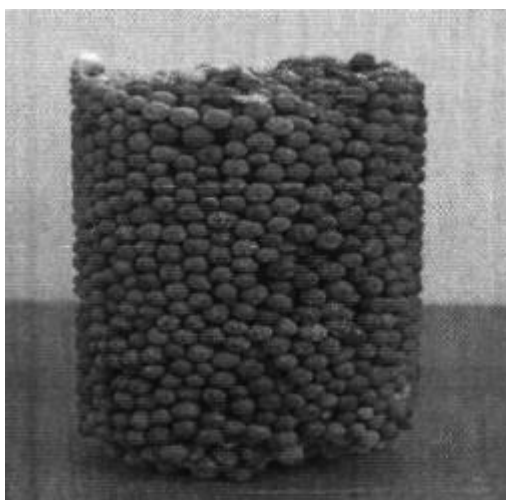


Рисунок 9 – Проппант RCP при термохимическом воздействии.

Технология «ЛИНК»

«ЛИНК» (основной разработчик — ЗАО «Геотехно-КИН») [9] предназначена для крепления ПЗП (рисунок 10). При ее реализации последовательно производятся: закачка буферной оторочки (6-8 м), закачка основного состава (0,7-0,8 м³ на 1 м эффективной толщины), закачка гидрофобной жидкости (товарная нефть, солянка и т.п.) объемом в 1,5-2,0 раза

больше объема закачанного состава, выдержка на реагирование и отверждение и постепенный ввод скважины в эксплуатацию.

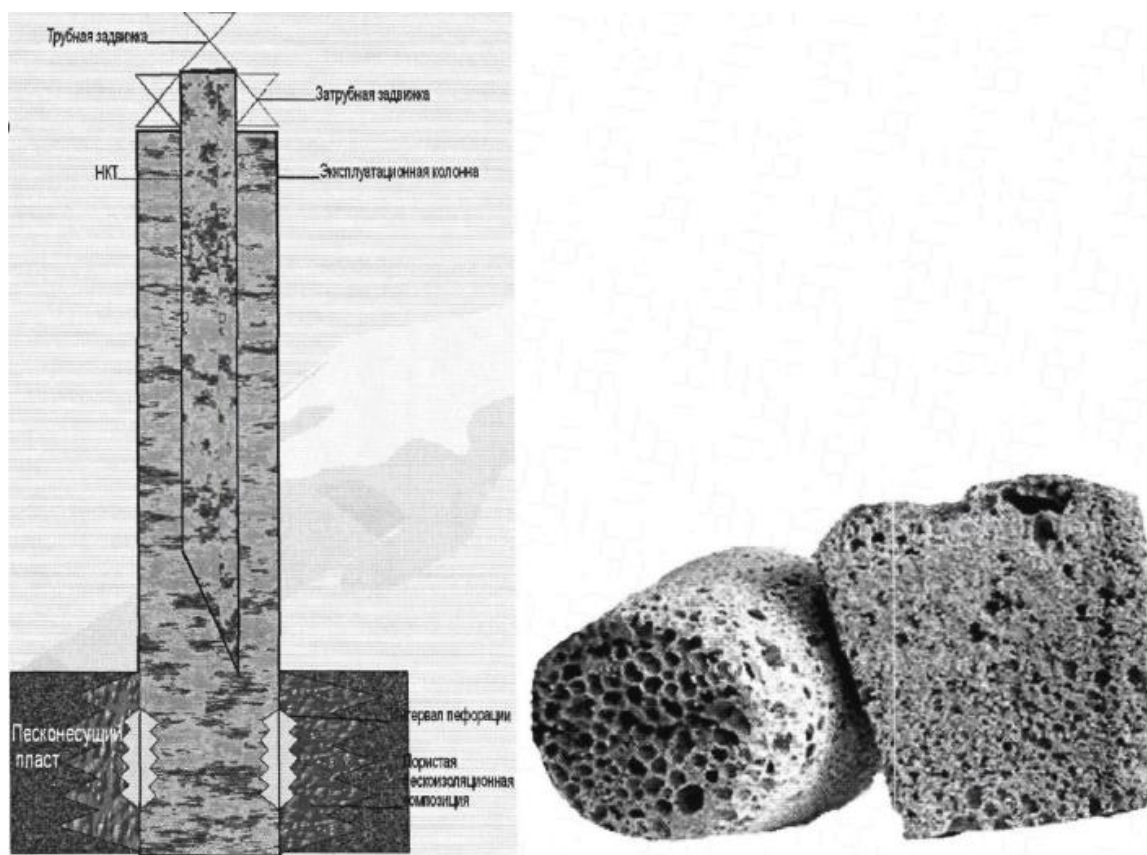


Рисунок 10 – Крепление ПЗП технологией ЛИНК

Недостатком данной технологии является возможное снижение фильтрационных свойств призабойной зоны пласта [10].

Кратковременная эксплуатация скважин (КЭС)

При КЭС [11] выделяют два цикла: цикл откачки и цикл накопления (рисунок 11). Продолжительность цикла откачки жидкости из скважины составляет в среднем 5-10 минут, цикл накопления составляет 0,5-1 час. Для КЭС используют высокопроизводительные УЭЦН ($Q > 80 \text{ м}^3/\text{сут.}$), станции управления с преобразователями частоты и системы погружной телеметрии. Применяется КЭС на малодобитных и среднедобитных скважинах (до 80 м³/сут.). В цикле накопления жидкости скважина при КЭС выполняет функции сепаратора. За счёт гравитационного разделения, нефть скапливается в верхней части столба жидкости над приёмом насоса, а вода - в нижней. При КЭС производительность УЭЦН в несколько раз превышает дебит скважины.

Поэтому, большая часть жидкости откачивается из межтрубного пространства над приёмом насоса, где она сепарирована.

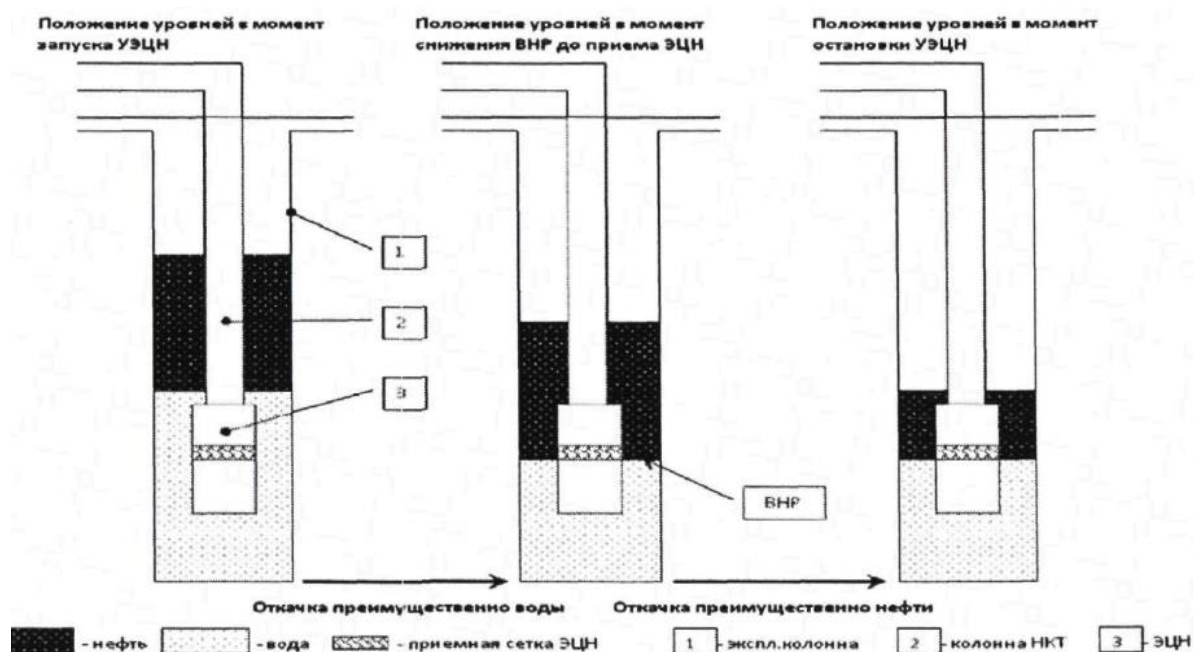


Рисунок 11 – Схема кратковременной эксплуатации скважины

Из скважины вначале откачивается высокообводнённая, а затем - низкообводнённая продукция. Так же можно добиться снижения механических примесей путем снижения депрессии на пласт и повышение качества технологических растворов, применений устройств для плавной работы насосного оборудования/

Данный этап является одним из наиболее важных, поскольку при выборе скважин-кандидатов, пригодных для применения технологии, остается только примерно 20 % от рассмотренного числа скважин. На это оказывают влияние такие факторы, как наличие сформированной системы разработки, стадийность проведения работ, техническая пригодность нагнетательных скважин, возможность проведения работ в строго определенное время года. Одним из критериев применимости технологий ВПП является наличие на одну нагнетательную минимум трех реагирующих добывающих скважин. Реагирующие скважины определяются по результатам трассерных исследований.

Стадийность выполнения работ по ВПП определяется масштабностью охвата участков воздействием. Так, при проведении опытно-промышленных работ (ОПР) по применению новых технологий подбираются участки с 1–2 нагнетательными скважинами, наиболее обособленные от других участков, где также проводятся аналогичные работы по изменению направления фильтрационных потоков (ИНФП), например, ВПП, смена режимов работы скважин, циклическое заводнение. На стадии промышленного внедрения технологий участки расширяют до блоков, которые могут содержать от 5 до 10 нагнетательных скважин. Сформированная система разработки на участке или блоке является необходимым требованием повышения эффективности реализации технологий ВПП.

Наличие или отсутствие заколонных перетоков определяет техническую пригодность для применения технологии ВПП нагнетательной скважины. Несмотря на то, что в скважинах с наличием технических проблем проведение работ по ВПП теоретически возможно, однако увеличение объемов закачки составов, связанное с учетом потерь, существенно снижает рентабельность проекта.

Другим фактором, определяющим выбор участка, является проведение работ по ВПП в строго определенное время года. Доступ к некоторым скважинам возможен только в холодное время года по временным переправам. В другое время года необходимо создавать на скважине запас химических реагентов, а возникновение внештатных ситуаций может снизить эффективность работ до нуля.

3 АНАЛИЗ ФИЛЬТРОВ ДЛЯ БОРЬБЫ С МЕХАНИЧЕСКИМИ ПРИМЕСЯМИ

3.1 Фильтры, устанавливаемые в зоне перфорации

Фильтр устанавливается в интервале перфорации скважины или в интервале открытого забоя и пакеруется на стенах эксплуатационной колонны [12]. Фильтрационный слой приводит к уменьшению или полному предотвращению выноса пластового песка, уменьшает износ наземного бурового оборудования от воздействия флюидов. За основу взята перфорированная обсадная труба (рисунок 12). На базовую трубу с помощью поддерживающего кольца установлены два слоя штампованных щелевых рубашек, которые также выполняют защитную функцию. Пространство между внутренней и внешней рубашками заполнено гравием. Все металлические компоненты соединены между собой путем сварки.

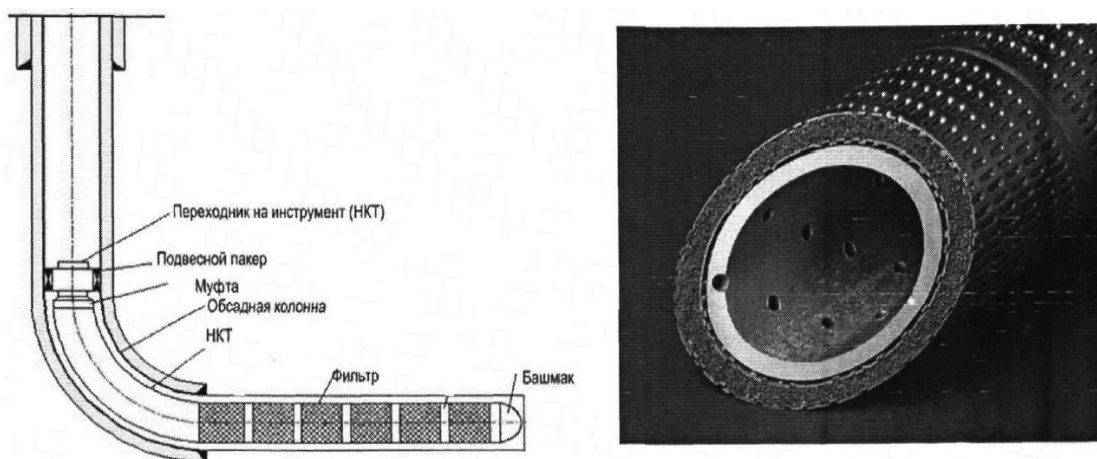


Рисунок 12 – Скважинный фильтр РРК

Недостатком данной конструкции является снижение коэффициента продуктивности пласта при засорении фильтра [13].

3.2 Фильтры, устанавливаемые на входе в насос

3.2.1 Фильтр ЖНШ (ЗАО «НОВОМЕТ - Пермь»)

В качестве фильтрующего элемента применяется щелевые решетки из V-образной проволоки из высокопрочной нержавеющей стали (рисунок 13)[14]. Размер задерживаемых частиц от 0,1-0,2 мм.

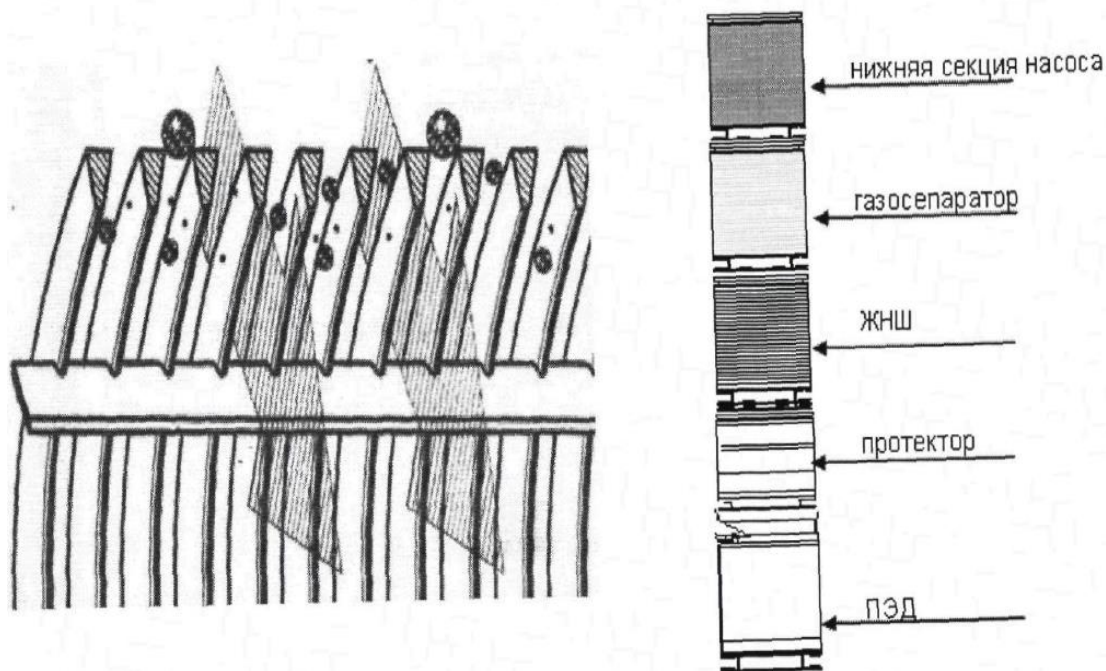


Рисунок 13 – Щелевой фильтр ЖНШ

Преимуществами применения фильтра являются удобство монтажа, так как он входит в состав установки УЭЦН, вследствие этого так же не увеличивает время на ТРС. Ремонтопригодность устройства и неподверженность засорению, возможность самоочищения за счет вибрации ЭЦН [15]. Недостатками фильтра ЖНШ является низкая наработка на отказ этого оборудования, вследствие оседания солей и АСПО на проволоках фильтра, что приводит к закупориванию щелей и, в конечном итоге, к срыву подачи. Тем сильнее влияние солей и АСПО, чем тоньше фильтрация щелевого фильтра. Увеличение общей длины УЭЦН, применение только с ГС без входного модуля, высокая стоимость и ограничения по нагрузке на вал.

Вследствие работы фильтра ЖНШ призабойная зона пласта засоряется крупными частицами песка [7,16].

3.2.2 Скважинный фильтр на проволочной основе типа ФС-73

В качестве фильтрующего элемента выступает проволочный корпус фильтра. Комплектуется вместе с пакером [7]. Принцип действия фильтра и заиливание проволочного корпуса после эксплуатации (рисунок 14).

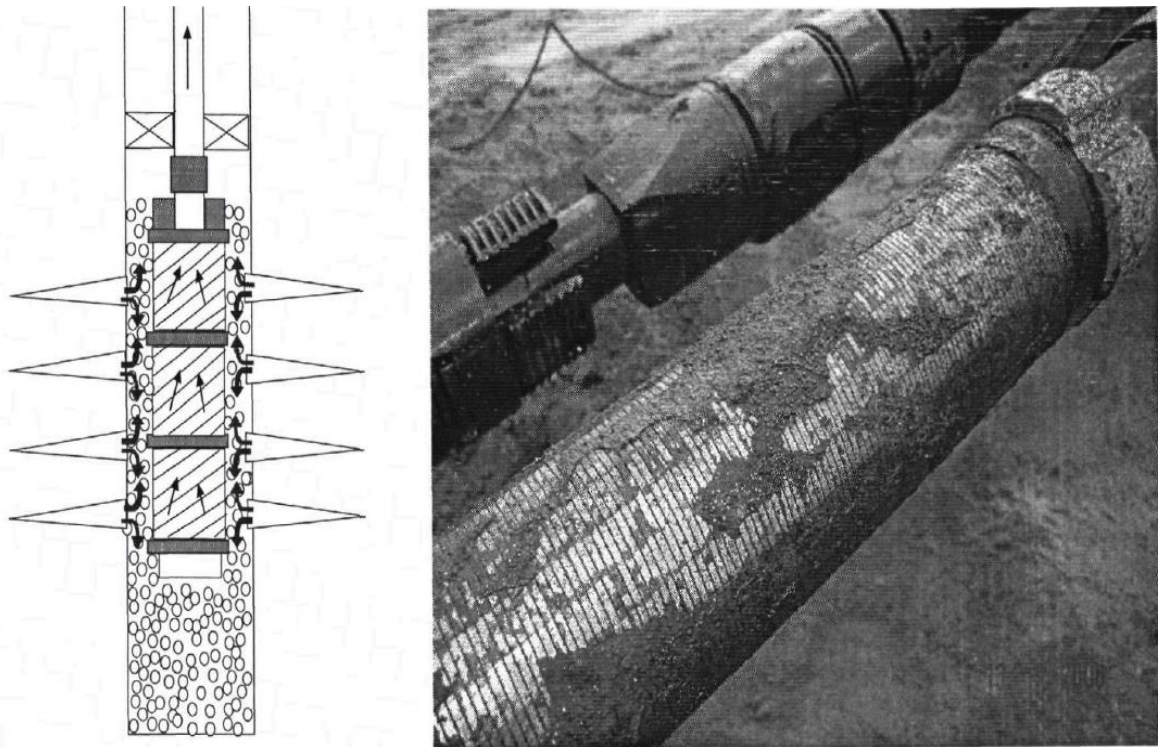


Рисунок 14 – Фильтр скважинный ФС-73

Преимущества применения устройства являются возможность использования нескольких рейсов УЭЦН без подъема фильтра, высокая пропускная способность (до $400 \text{ м}^3/\text{сут}$), независимость конструкции от габаритов УЭЦН. Недостатками являются снижение притока при засорении, увеличение времени на ТРС, за счет скреперования колонны и дополнительной операции СПО для посадки пакера с фильтром. При подъеме установки существует риск прихвата и аварии.

3.2.3 Дисковые фильтры механических примесей

Отличительная особенность дискового фильтра заключается в том, что задержание частиц механических примесей происходит в объеме сеточных дисков и на поверхности фильтра.

Скважинный фильтр содержит перфорированный каркас и concentrically размещенные на нем фильтрующие элементы в виде дисков из металлической сетки с центральным отверстием, образующие между собой каналы (рисунок 15). За счет выбора типа металлической сетки для дисков с учетом фракционного состава механических примесей обеспечивается требуемая тонкость очистки пластовой жидкости.

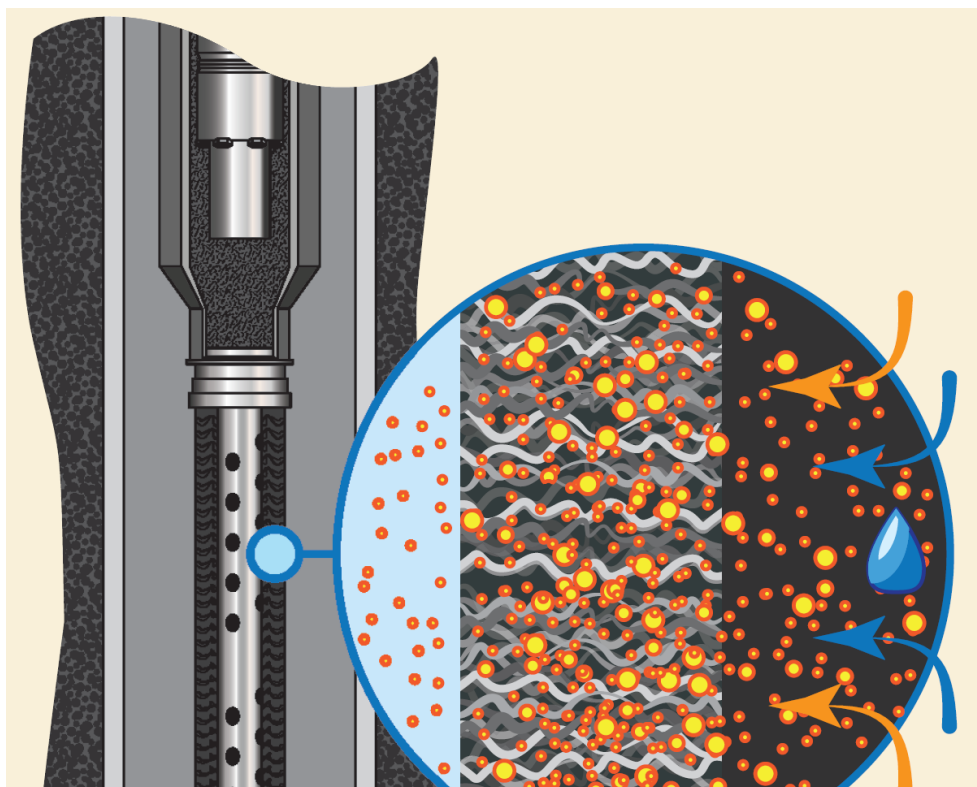


Рисунок 15 – Фильтр скважинный дисковый

Благодаря использованию поджимных колец диски деформируются в осевом направлении и образуют цельный фильтрующий элемент в форме цилиндра с приемлемой радиальной жесткостью для противодействия перепаду давления. Упругость и жесткость металлической сетки влияют на сжимаемость дисков. Конструкция фильтра защищена патентом РФ [7].

В процессе эксплуатации скважин с дисковым фильтром поток пластовой жидкости с механическими частицами распределяется по каналам и движется преимущественно в радиальном направлении. При этом наиболее крупные частицы задерживаются снаружи, а частицы меньшего размера движутся с потоком жидкости по лабиринтообразным каналам. Во время движения частицы многократно сталкиваются с проволоками основы, изменяют траектории движения, теряют скорость и в конечном счете задерживаются в ячейках. На выходе из каналов фильтра жидкость попадает внутрь профильной трубы, а затем оказывается на приеме погружного насоса.

Использование тонких дисков из металлической сетки увеличивает число фильтрующих отверстий на единицу длины скважинного фильтра и общую площадь фильтрующей поверхности. Это, в свою очередь, повышает пропускную способность и ресурс работы фильтра. В результате стендовых испытаний по засорению щелевого и дискового фильтров одинаковой длины при размерах твердых частиц 0-200 мкм было установлено, что пропускная способность дискового фильтра в 6-8 раз выше (рисунок 16). Это объясняется высокой удельной площадью открытых ячеек.

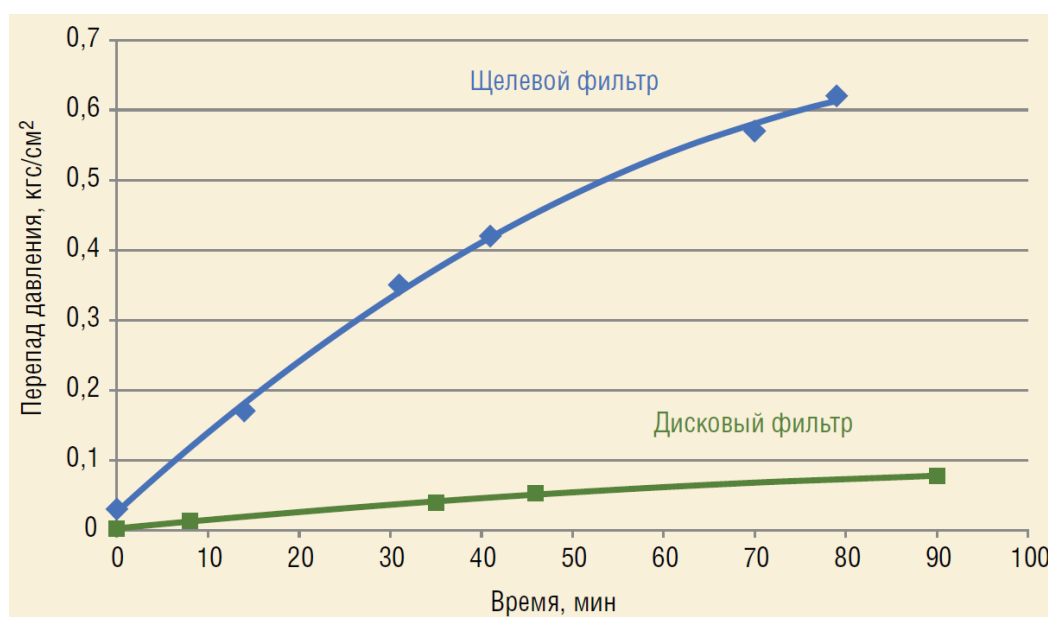


Рисунок 16 – Сравнение пропускной способности щелевого и дискового фильтра

В таблице 4 показаны результаты опытно-промысловых испытаний дискового фильтра в одной из нефтедобывающих компаний Приволжского округа. Применение устройства позволило снизить концентрацию механических примесей и повысить наработку ГНО. Результаты испытаний были признаны успешными. Тот факт, что в пробах осадков из насосов наблюдалось содержание кальцита до 45%, позволяет прогнозировать возможность работы фильтра даже в условиях отложения солей.

Таблица 4 – Результаты опытно-промысловых испытаний внедрения ФСД

№ скважины	До внедрения ФСД			После внедрения ФСД		
	КВЧ, мг/л	НнО, сут	Причина отказа	КВЧ, мг/л	НнО,сут	Причина отказа
1	219	109	ГТМ,переход с УШГН на УЭЦН	112	777	Нарушение изоляции (R=0)
2	400	255,259,267	Клин; Засорение; Износ	241	369	Снижение подачи

4 АНАЛИЗ СКВАЖИННЫХ СЕПАРАТОРОВ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ

4.1 Испытания скважинных сепараторов на основании проведенных испытаний

В настоящее время в России используют различные виды оборудования для борьбы с механическими примесями, и одними из самых эффективных устройств для этого являются десендеры. Десендеры различных конструкций – гравитационного, инерционного и гидроциклонного типов (рисунок 17)

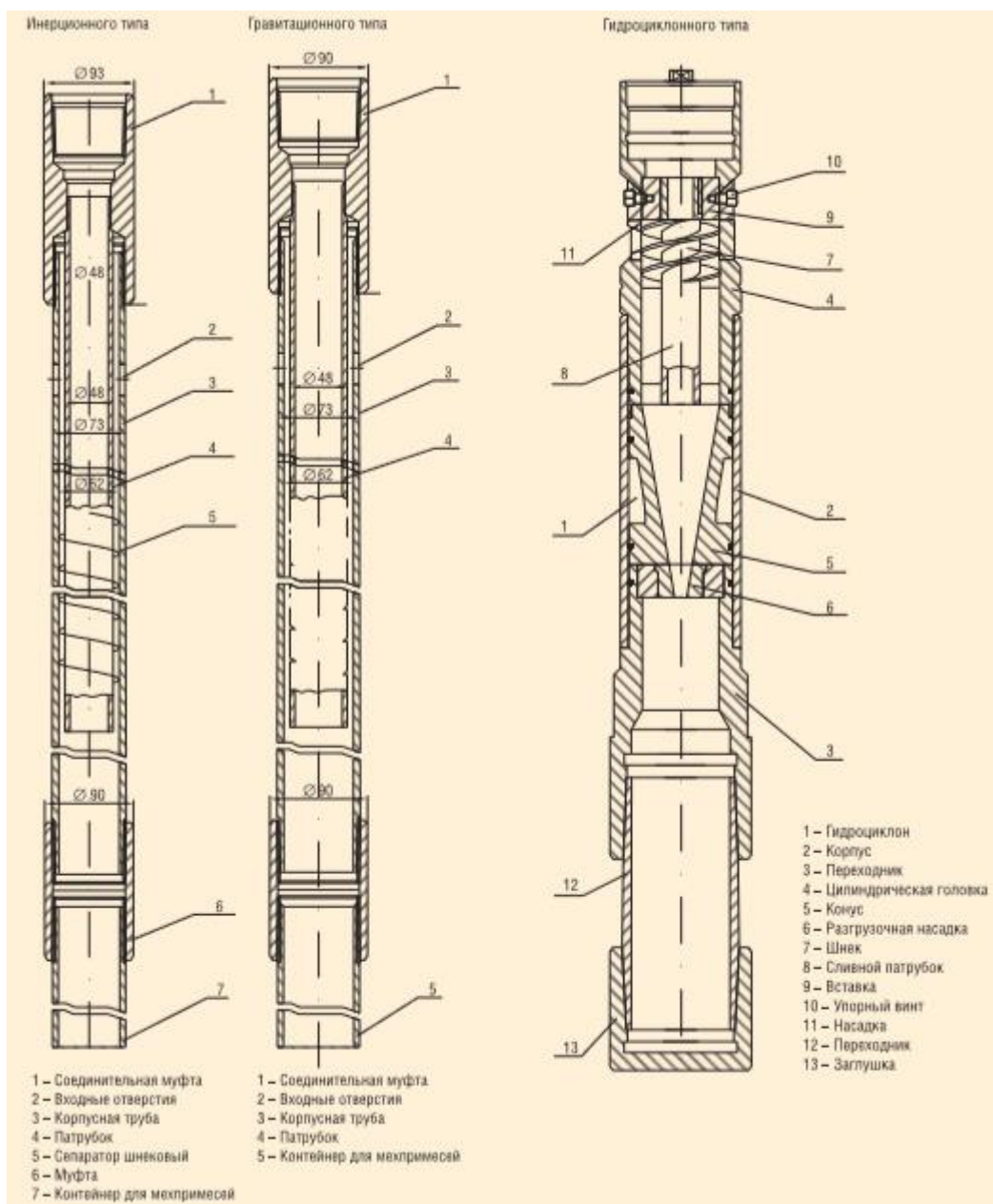


Рисунок 17 – Конструктивные схемы сепараторов механических примесей

Так поступившие в РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина на исследование 13 сепараторов были разделены на три группы соответственно типу конструкции (способу действия), чтобы можно было сравнить их эффективность по типам (рисунок 18).

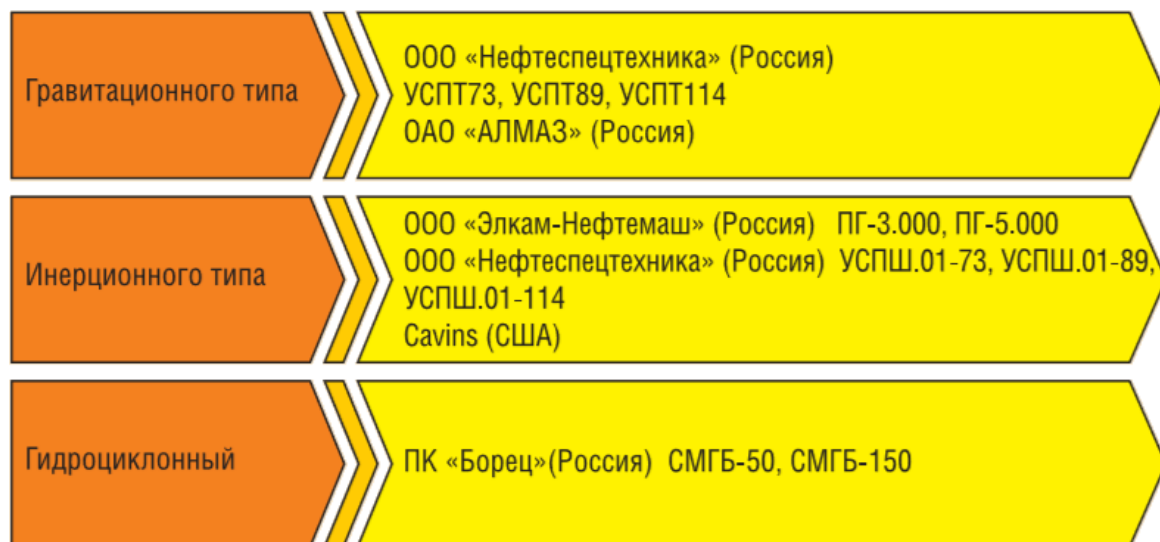


Рисунок 18 – Сепараторы механических примесей по типам и производителям

В число испытанных ими сепараторов гравитационного типа вошли устройства УСПТ73, УСПТ89, УСПТ114 (ООО «Нефтеспецтехника») производительностью до 100, 200 и 400 м³/сут соответственно и сепараторы производства ОАО «АЛМАЗ». Инерционные сепараторы были представлены продукцией ООО «Элкам-Нефтемаш» для УСШН (ПГ-3.000, ПГ-5.000), оборудованием ООО «Нефтеспецтехника» (УСПШ.01-73, УСПШ.01-89, УСПШ.01-114) и двумя сепараторами Cavins американского производства. И, наконец, третью группу составили гидроциклонные устройства ПК «Борец»: СМГБ-50 и СМГБ150 производительностью соответственно до 50 и 150 м³/сутки. Испытания проводились в РГУ нефти и газа на специально спроектированном стенде. В связи с многообразием условий эксплуатации и невозможностью смоделировать все эти условия на стенде эффективность десендеров определялась по методике «сравнительных испытаний». На стенде в специальном баке происходит подготовка рабочей жидкости, в состав которой входят мехпримеси и вода. Поток рабочей жидкости затем подается в

устройство, где размещается сепаратор (десендер), после прохождения через который рабочая жидкость поступает в устройство, где происходит сбор мехпримесей (рисунок 19).

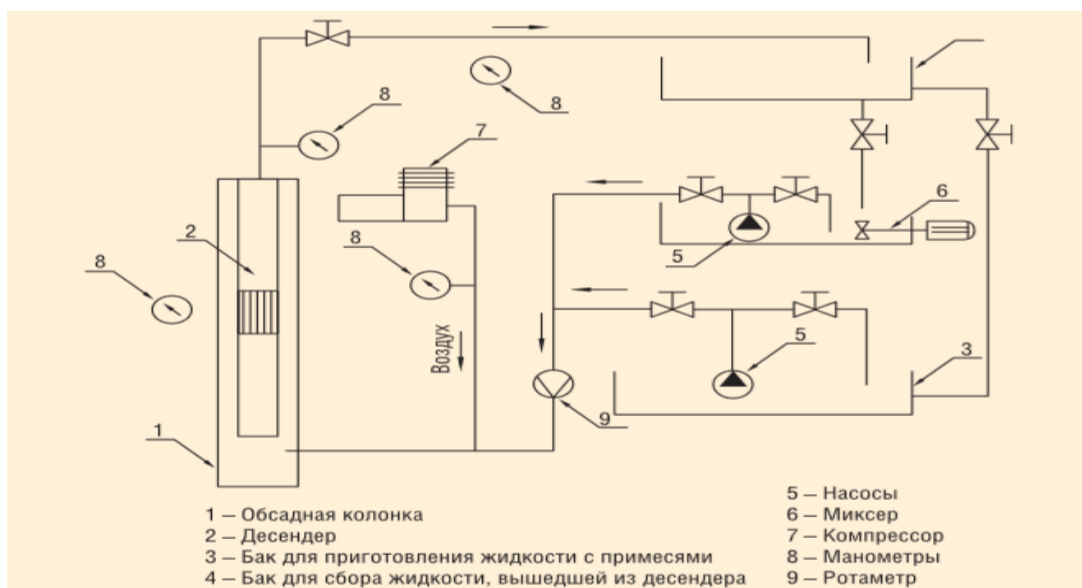


Рисунок 19 – Схема стенда для определения эффективности десендера

Для испытаний использовались пропантом размером 20/40, 30/60, песок – 100 меш и песок кварцевый – 0,1 мм. В целях последующего анализа они выделили четыре диапазона подач: 50, 100, 200 и 400 м³/сут.

4.2 Испытания на пропанте

Как видно из приведенных результатов исследования, при расходе порядка 50 м³/сут коэффициент сепарации устройств гравитационного типа составляет в среднем около 40% (рисунок 20). В то же время у устройств инерционного типа этот показатель достигает фактически 100%.

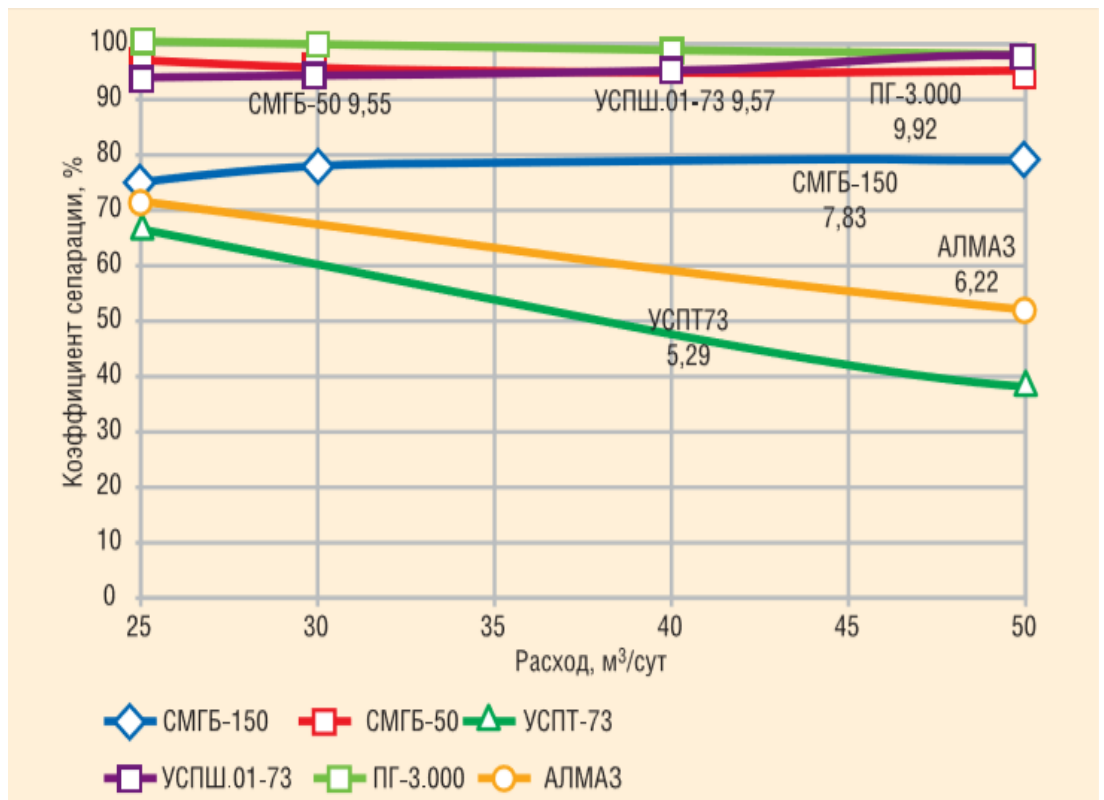


Рисунок 20 – Распределение коэффициентов сепарации десендеров в зависимости от гранулометрического состава проппанта 30/60 (0,6–0,25 мм) на входе в десендер и расхода жидкости от 25 до 50 м³/сут

Результаты испытаний остальных сепараторов расположились между этими значениями.

При расходе жидкости до 100 м³/сут коэффициент сепарации десендера СМГБ-50 производства ПК «Борец» также выше остальных – на уровне 95% (рисунок 21).

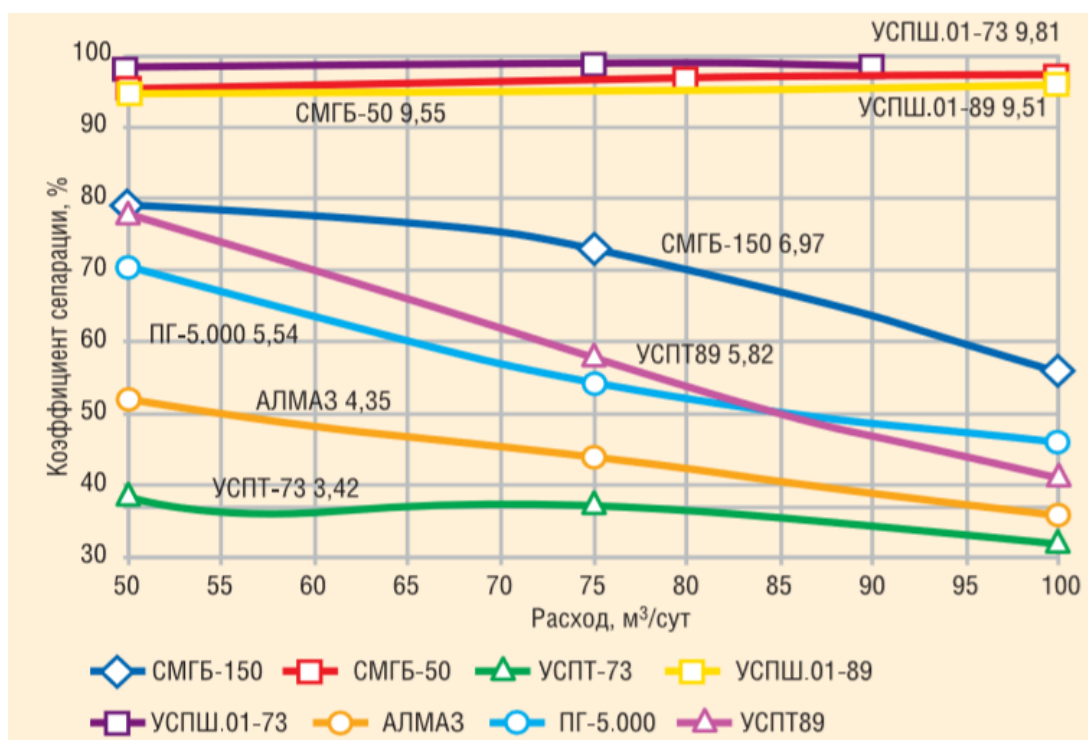


Рисунок 21 – Распределение коэффициентов сепарации десендеров в зависимости от гранулометрического состава пропанта 30/60 (0,6–0,25 мм) на входе в десендер и расхода жидкости от 50 до 100 м³/сут

И устройство ООО «Нефтеспецтехника» также показывает достаточно высокий коэффициент сепарации. В то же время мы видим, что характеристики сепаратора СМГБ-150, предназначенного для эффективной работы в диапазоне подач до 150 м³/сут, начинают резко снижаться. Коэффициент сепарации устройства ПГ-5,000, также рассчитанного на работу с ЭЦН производительностью до 100 м³/сут, тоже серьезно падает – до 50% и даже ниже. И сепаратор производства компании «АЛМАЗ» с гравитационным принципом работы показывает коэффициент сепарации на уровне 40%.

В диапазоне расхода от 100 до 200 м³/сут к сравнению добавляется устройство Cavins производства США (рисунок 22).

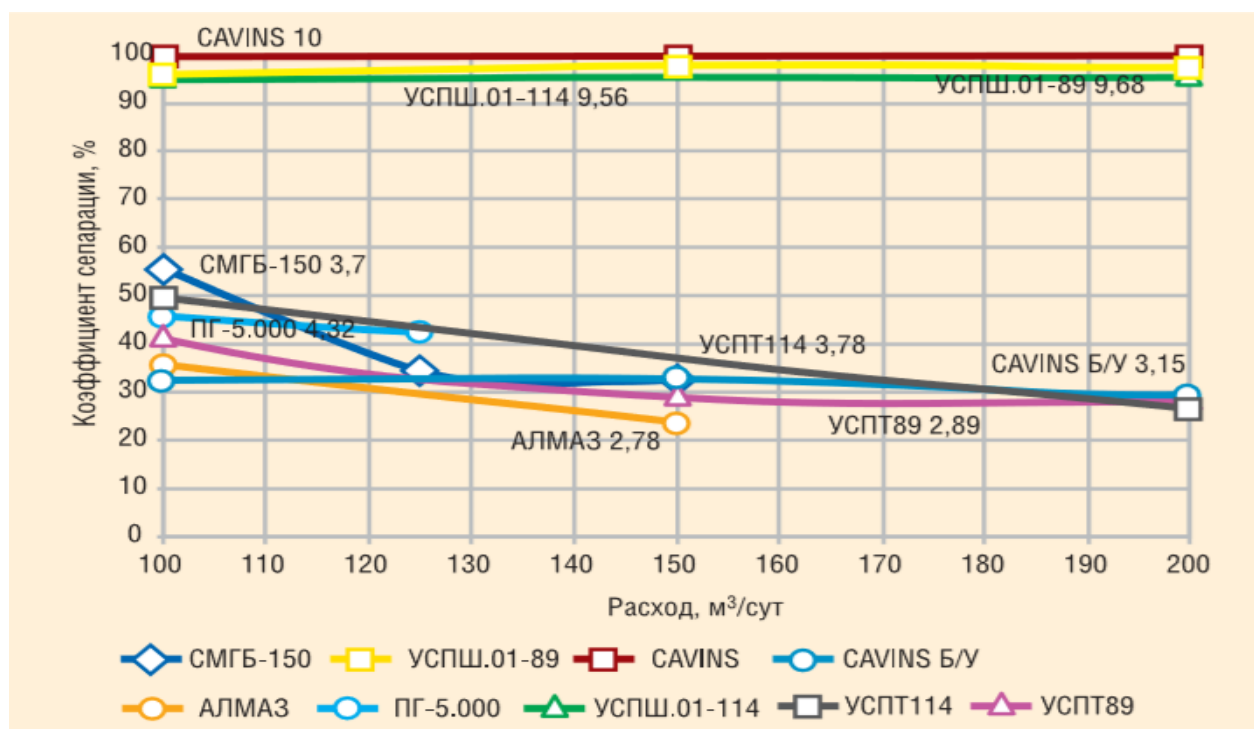


Рисунок 22 – Распределение коэффициентов сепарации десендеров в зависимости от гранулометрического состава проппанта 30/60 (0,6–0,25 мм) на входе в десендер и расхода жидкости от 100 до 200 м³/сут.

Коэффициент сепарации у этого десендера не отклоняется от 100%, тогда как лучший результат российских устройств только 95% (рисунок 21). При этом коэффициенты большинства российских сепараторов как инерционного, так и гравитационного типов колеблются при расходе 200 м³/сут на уровне 30%. Низкие результаты показал и десендер, который мы условно назвали «Cavins б/у». Дело в том, что после разбора одного из двух образцов сепаратора Cavins, работавшего с низким коэффициентом сепарации, мы обнаружили у него эрозионный износ. Таким образом, фактически сепаратор работал по принципу «труба в трубе». В диапазоне 200–400 м³/сут мы продолжили испытывать оба сепаратора Cavins, а также УСПШ.01144 и УСПТ114 производства ООО «Нефтеспецтехника» (рисунок 23).

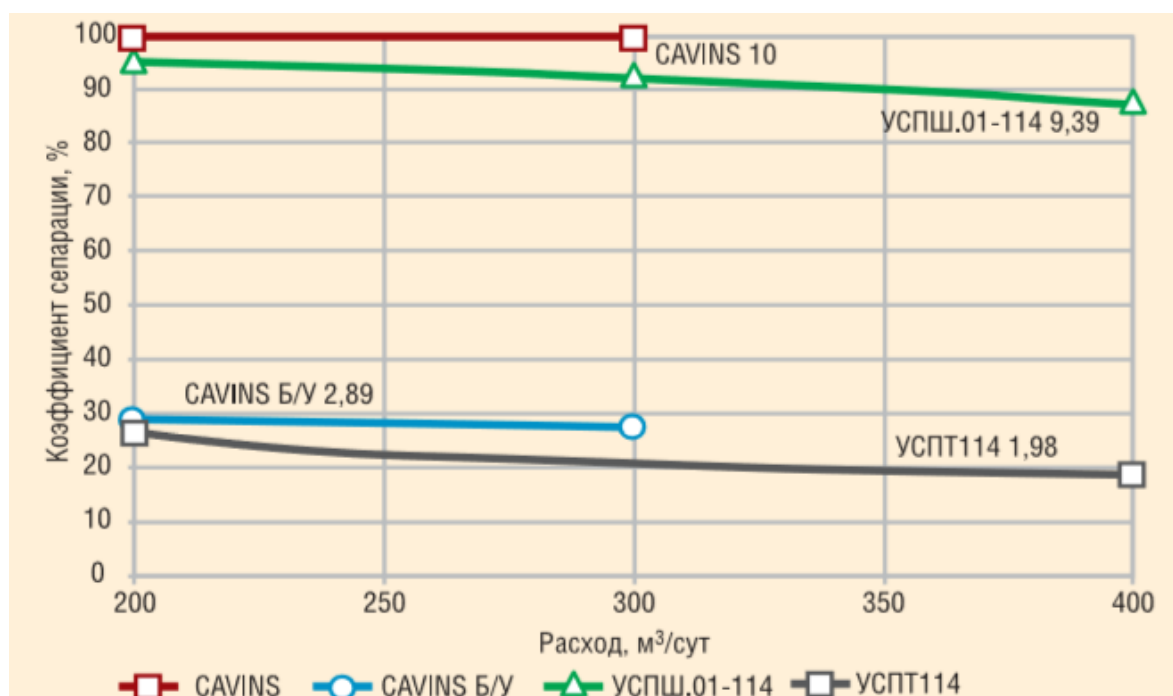


Рисунок 23 – Распределение коэффициентов сепарации десендеров в зависимости от гранулометрического состава пропантa 30/60 (0,6–0,25 мм) на входе в десендер и расхода жидкости от 200 до 400 м³/сут

И здесь мы видим, что гравитационные сепараторы уступают инерционным по коэффициенту сепарации более чем в четыре раза.

4.3 Испытания на мелком песке

Следующие испытания проводились на более мелком песке (100 меш). Мы видим, что коэффициенты сепарации ус тройств ПГ-3, ПГ-5, достаточно эффективно работавших при расходах до 20 м³/сут, далее начинают стремительно падать (рисунок 24).

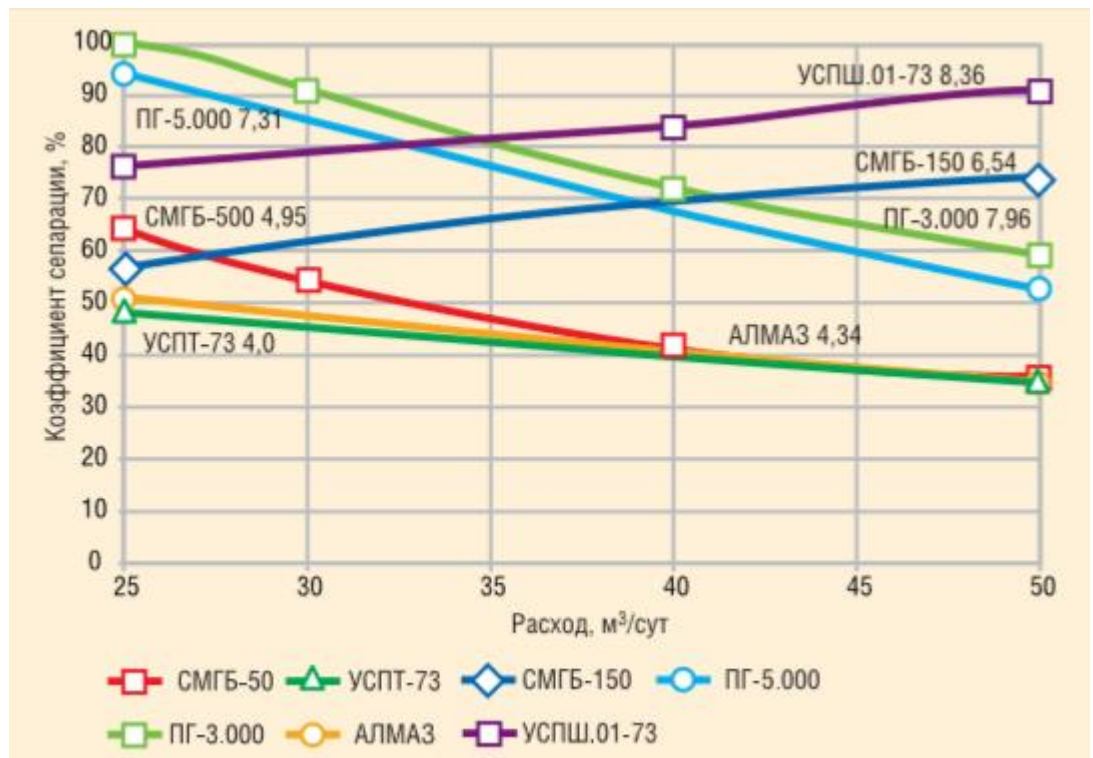


Рисунок 24 – Распределение коэффициентов сепарации десендеров при работе с песком размером 100 меш (0,425–0,1 мм) на входе в десендер и расхода жидкости от 25 до 50 м³/сут

В то же время хорошие результаты показывают устройства ООО «Нефтьспецтехника» – УСПШ 01-73 и достаточно неплохие – «борцовский» СМГБ-150. У СМГБ-50, как мы видим, коэффициент падает до уровня устройств обычного гравитационного типа. В диапазоне до 100 м³/сут мы наблюдаем более пеструю картину (рисунок 25).

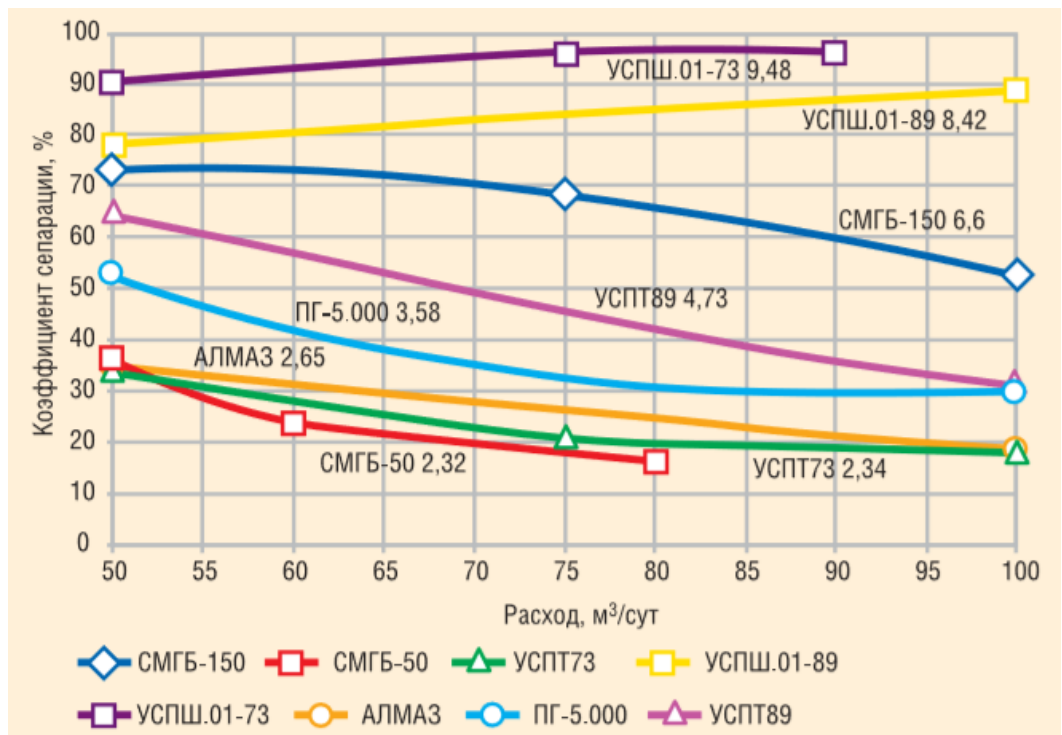


Рисунок 25 – Распределение коэффициентов сепарации десандеров при работе с песком размером 100 меш (0,425–0,1 мм) на входе в десандер и расхода жидкости от 50 до 100 м³/сут

Десандеры «Нефтеспецтехники» проявляют достаточно стабильный коэффициент сепарации – от 80 до более чем 90%. С заметным отрывом далее следует СМГБ-150 «Борца». В следующем диапазоне подач опять лидирует Cavins, за которым с небольшим отставанием следуют устройства «Нефтеспецтехники» с коэффициентом сепарации от 90 до 100% (рисунок 26).

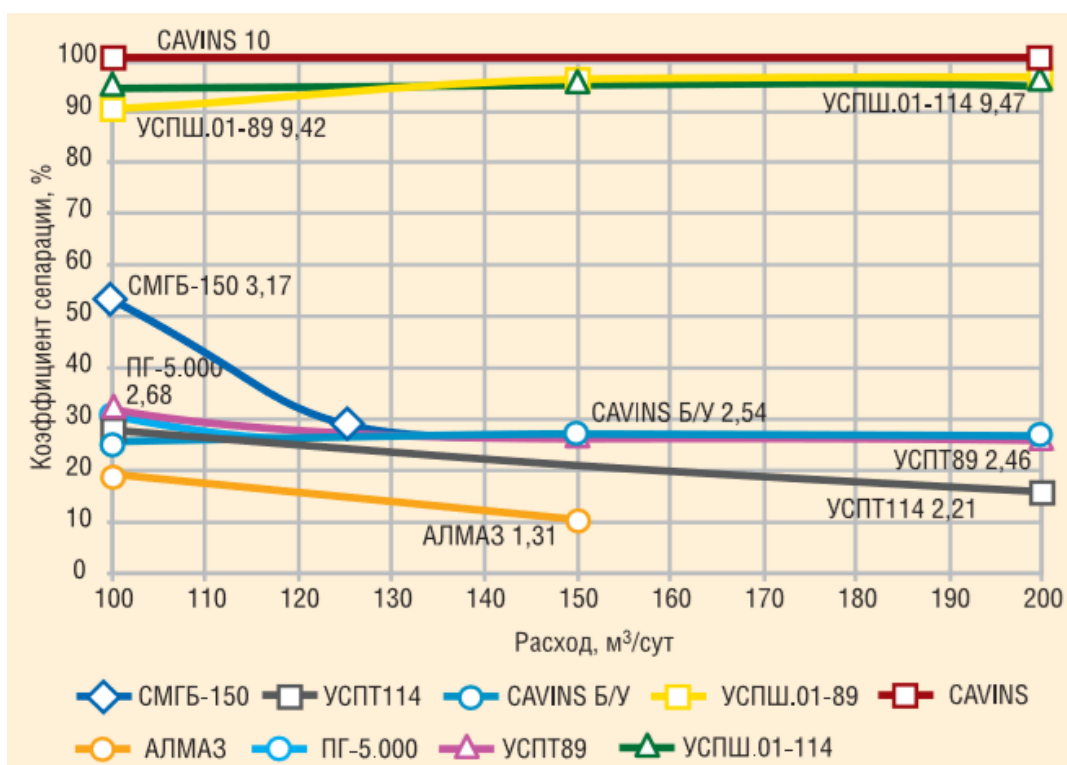


Рисунок 26 – Распределение коэффициентов сепарации десендеров при работе с песком размером 100 меш (0,425–0,1 мм) на входе в десендер и расхода жидкости от 100 до 200 м³/сут

Остальные устройства показывают довольно низкую эффективность сепарации. И, наконец, при самом высоком расходе в данных условиях картина аналогична испытаниям на проп панте (рисунок 27).

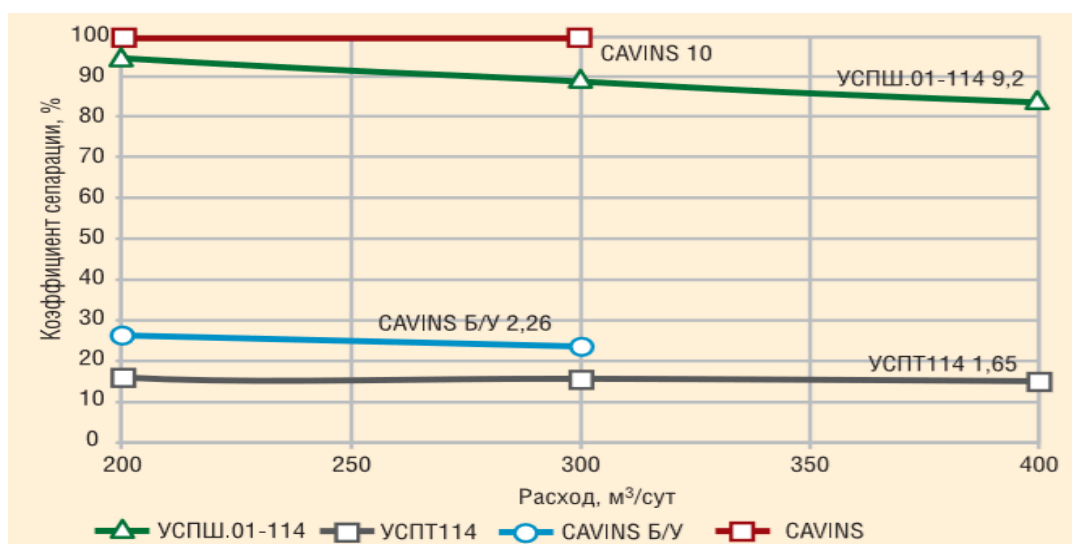


Рисунок 27 – Распределение коэффициентов сепарации десендеров при работе с песком размером 100 меш (0,425–0,1 мм) на входе в десендер и расхода жидкости от 200 до 400 м³/сут

Мы видим, что устройства, занимавшие лидирующие позиции в других диапазонах, также показывают достаточно хорошие коэффициенты сепарации мехпримесей. Испытания на смеси пропанта и песка также не принесли никаких неожиданностей. На малых подачах коэффициенты сепарации всех устройств оказались выше 50% (рисунок 28).

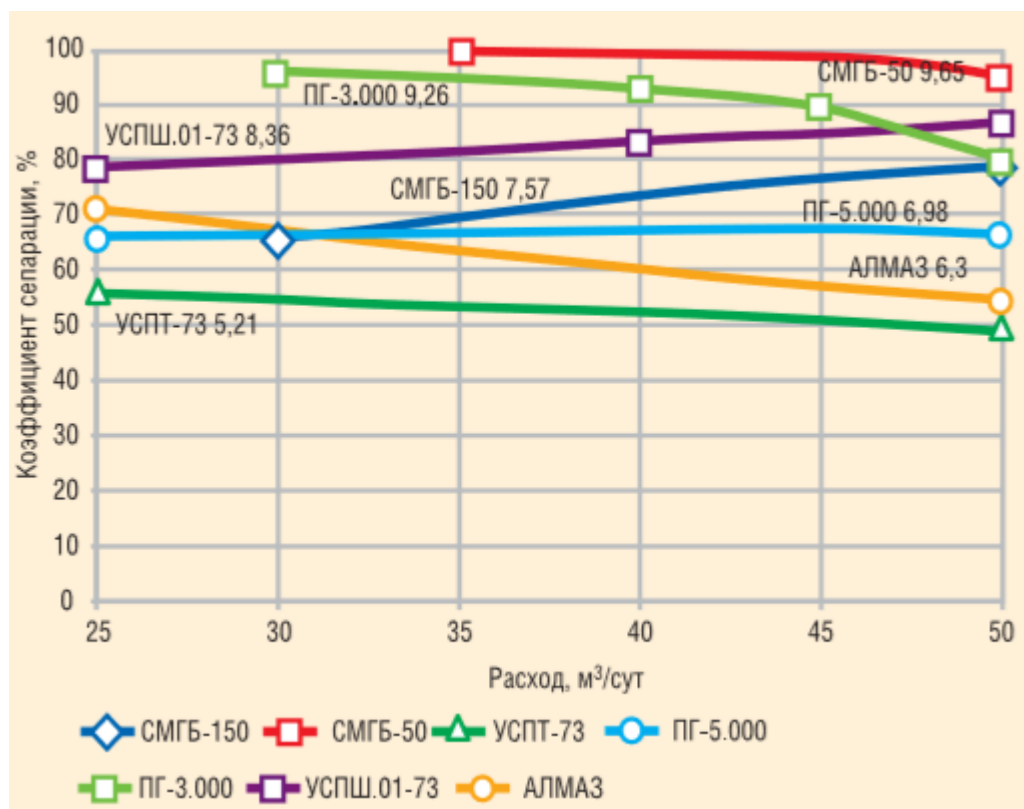


Рисунок 28 – Распределение коэффициентов сепарации десендеров в зависимости от гранулометрического состава – смесь: пропант 20/40+100 меш (0,85–0,1 мм) на входе в десендер и расхода жидкости от 25 до 50 м³/сут

Далее начинало проявляться различие коэффициентов по типам десендеров с преобладанием инерционных (рисунок 29).

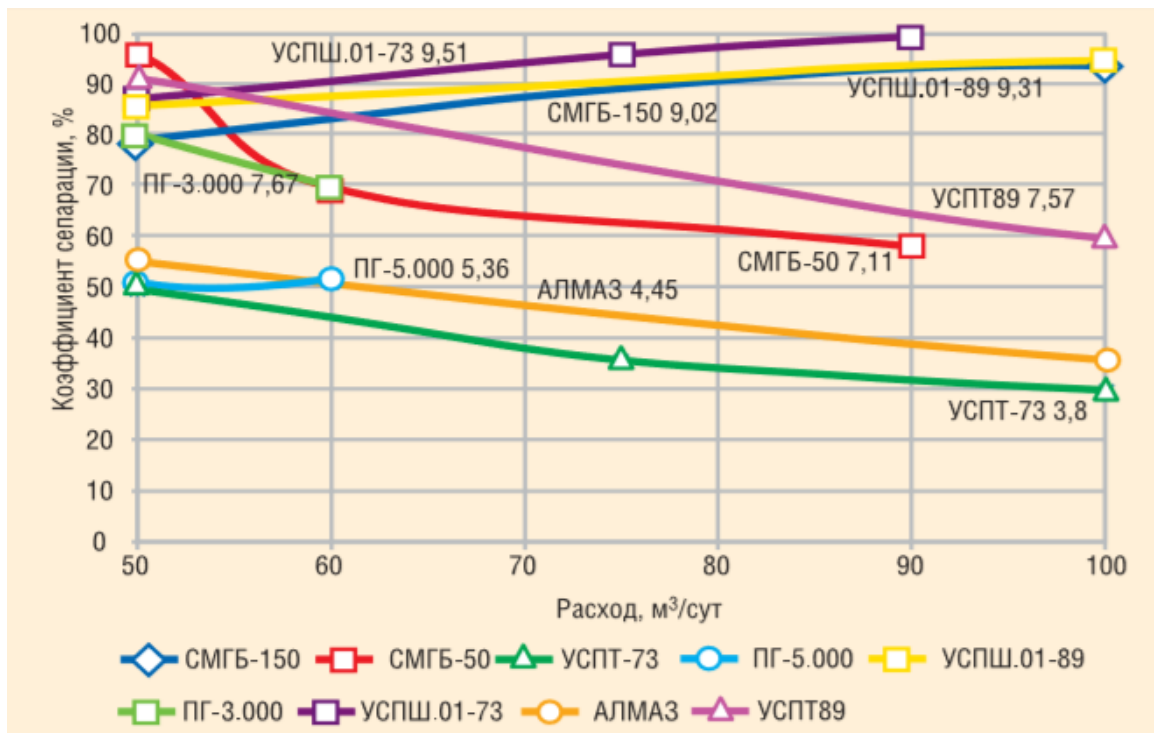


Рисунок 29 – Распределение коэффициентов сепарации десендеров в зависимости от гранулометрического состава – смесь: пропант 20/40+100 меш (0,85–0,1мм) на входе в десендер и расхода жидкости от 50 до 100 м³/сут

А при производительности насоса 200 м³/сут исследуемые устройства разделились на две группы: эффективные (Cavins и два вида УСПШ) и неэффективные (остальные) (рисунок 30).

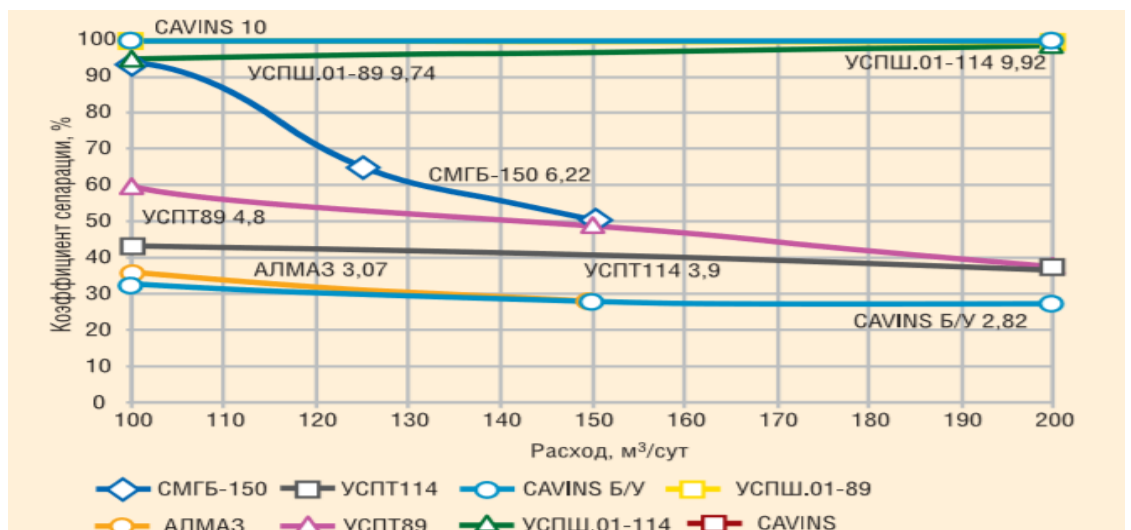


Рисунок 30 – Распределение коэффициентов сепарации десендеров в зависимости от гранулометрического состава – смесь: пропант 20/40+100 меш (0,85–0,1мм) на входе в десендер и расхода жидкости от 100 до 200 м³/сут

И, наконец, в диапазоне 200–400 м³/сут в лидерах опять-таки остались Cavins и УСПШ-114, тогда как у остальных устройств коэффициент и был в 4 раза меньше (рисунок 31).

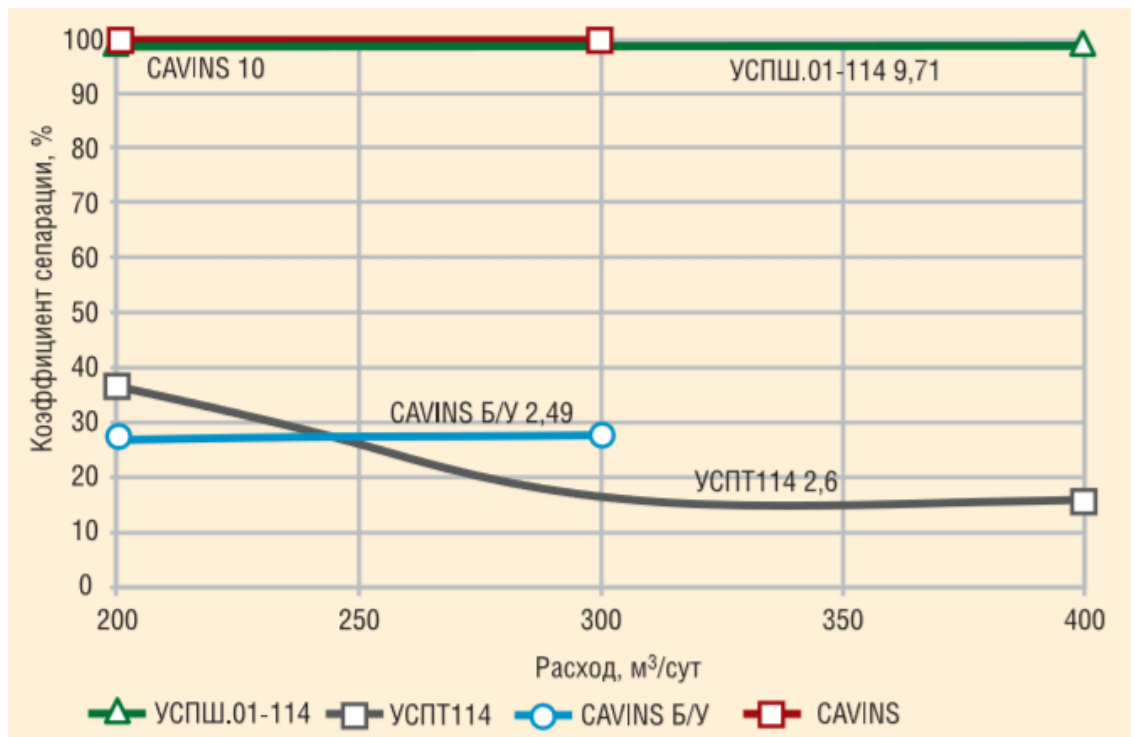


Рисунок 31 – Распределение коэффициентов сепарации десендеров в зависимости от гранулометрического состава – смесь: проппант 20/40+100 меш (0,85–0,1мм) на входе в десендер и расхода жидкости от 200 до 400 м³/сут

4.4 Рейтинг десендеров

Для облегчения задачи подбора десендера к скважинным условиям мы составили рейтинговую таблицу на основе полученных в ходе исследований данных (таблица 5). Рейтинг составлялся по десятибалльной шкале, по которой высший балл присвоили десендеру Cavins.

Таблица 5 – Рейтинг десендеров на основе полученных результатов

Десендер/Мехпримеси	16/20	20/40	30/60	100 меш	Песок 0,1 мм	Смесь	Общий рейтинг	Место
CAVINS	10	10	10	10	10	10	10,00	1
УСПШ.01-114	9,90	9,46	9,45	9,29	8,77	9,78	9,44	2
УСПШ.01-89	9,99	9,91	9,62	9,08	8,32	9,50	9,40	3
УСПШ.01-73	9,74	9,32	9,71	9,04	8,59	9,03	9,24	4
ПГ-3000	10,00	9,97	9,87	6,95	3,14	8,65	8,10	5
СМГБ-50	8,26	7,12	9,55	3,44	3,20	8,16	6,62	6
СМГБ-150	6,78	6,33	5,70	5,16	5,90	7,64	6,25	7
ПГ-5000	7,32	6,42	5,97	4,40	3,46	5,36	5,49	8
УСПТ89	5,81	4,80	3,87	3,25	2,77	5,73	4,37	9
УСПТ73	6,57	5,39	4,05	2,89	2,27	4,27	4,24	10
АЛМАЗ	6,03	4,98	4,11	2,46	1,17	4,28	3,84	11
CAVINS Б/У	3,51	3,45	3,02	2,4	2,19	2,66	2,87	12
УСПТ114	4,11	2,95	2,59	1,84	0,71	3,04	2,54	13

Лучшими по коэффициенту сепарации крупных и мелких частиц показали себя сепараторы песка Cavins (США), УСПШ.01-73, УСПШ.01-89, УСПШ.01-114 ООО «Нефтеспецтехника». Они проявили наибольшую стабильность работы во всем диапазоне исследований при работе с пропантом и мелким песком. Незакрепленный выносимый пропант при дебитах до 50 м³/сут можно сепарировать десендером ООО «Алмаз», и в целом до 40 м³/сут можно вполне ограничиваться наиболее простыми и дешевыми сепараторами типа «труба в трубе». Десендеры производства ПК «Борец» и ОАО «Элкам-Нефтемаш» могут использоваться в определенных диапазонах дебитов для улавливания определенных фракций пропанта и песка, однако не обладают высокой эффективностью в широких диапазонах применения. Например, сепаратор песка СМГБ-50 производства ПК «Борец» показал высокие коэффициенты сепарации пропанта разных фракций в диапазоне дебитов от 25 до 90 м³/сут, но недостаточную эффективность сепарации мелких фракций песка. Основной вывод из проведенной работы – сепараторы механических примесей необходимо применять на тех скважинах, где есть вынос мехпримесей, потому что они принесут значительный экономический эффект. Мы наглядно видим эффект от применения относительно недорогих устройств.

4.5 Десендер «Cavins»

Циклонный десендер [17] конструктивно выполнен для работы с насосами габаритов 5 и 5 А в эксплуатационных колоннах с условными диаметрами от 140 до 178 мм ГОСТ 632-80. В нижней части сепаратора устанавливается шламоборник, составленный из труб диаметром 89 или 102 мм по ГОСТ 633-80. Скважины, в которых эксплуатируется десендер, по допустимому темпу набора кривизны ствола скважины, углу отклонения ствола скважины от вертикали в зоне работы сепаратора, кривизне ствола скважины в зоне расположения десендера должны удовлетворять требованиям руководства по эксплуатации УЭЦН РЭ «Установки погружных центробежных насосов УЭЦН».

Условия эксплуатации - пластовая жидкость (смесь нефти, попутной воды и нефтяного газа).

Таблица 6 – Допустимые значения пластовой жидкости для нормальной работы

Характеристика пластовой жидкости	
Максимальная плотность жидкости, кг/м ³	1400
водородный показатель попутной воды, рН	6.0...8.5
максимальная концентрация сероводорода, %	0.001(0.01)
максимальное содержание попутной воды, %	99
температура откачиваемой жидкости, °С, не более	150

Принцип работы десендера (рисунок 32) заключается в следующем. Рабочая жидкость поступает в сепаратор через входные отверстия А поступает в канал, образованный корпусом 1 и приемновыкидным патрубком 3 по образованному каналу рабочая жидкость поступает на шнек 4, где приобретает вращательно-поступательное движение и в дальнейшем под действием центробежных сил движется тангенциально относительно стенки цилиндрической части циклона 5. Более тяжелые и крупные зерна мех. примесей отбрасываются центробежной силой к внутренней поверхности гидроциклона и, спускаясь по ней к вершине конуса, и далее в шламоборник

10. Очищенная рабочая жидкость поступает на вход Д сливного патрубка и по ней движется до выходных отверстий В.

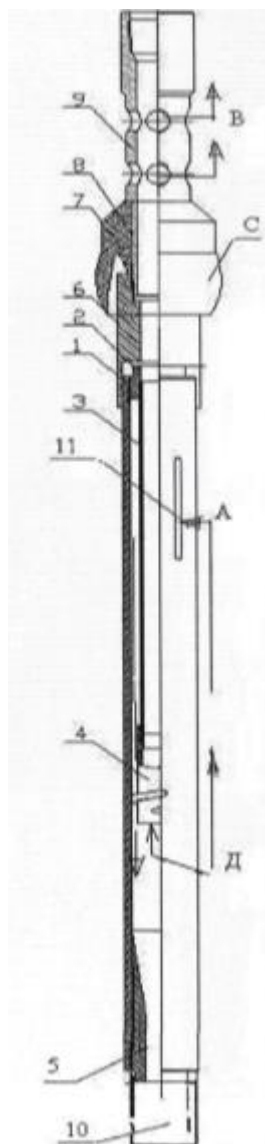


Рисунок 32 – Циклонный десендер фирмы «Covins» 1-корпус, 2-верхняя гайка, 3- приемно-выкидной патрубков, 4шнек, 5- циклон, 6- соединительная муфта, 7- манжета, 8направляющая втулка, 9- переходник, 10-шламособорник, А — ходные отверстия, В- выходные отверстия, С разобщик, Д- отверстие приемно-выкидного патрубка.

4.6 Десендер УСПШ (НПК ООО «Нефтспецтехника»)

Инерционный десендер УСПШ (рисунок 33) состоит из корпуса 3, выполненным из трубы НКТ. В корпусе сделаны входные отверстия 2. Через соединительную муфту 1 сепаратор соединяется с насосной установкой.

Внутри корпуса располагается патрубок 4 и шнековый сепаратор 5, также выполненный из НКТ. Снизу к корпусу через соединительную муфту 6 крепится контейнер для механических примесей 7. Длина контейнера зависит от условий эксплуатации скважины [18].

При работе насоса жидкость, находящаяся в затрубье, по кольцевому пространству между обсадной колонной и НКТ поднимается вверх, доходит до входа в десендер, меняет направление движения и поступает в песочный якорь через входные отверстия 2. Вследствие изменения направления на противоположное и снижения скорости происходит выделения газа и отделение крупных фракций песка. Жидкость продолжает движение по кольцевому пространству, образованному внутренней поверхностью стенки корпуса 3 и наружной поверхностью приёмно-выкидного патрубка корпуса 4, на котором навита нисходящая спираль 5 - шнековый сепаратор. При движении жидкости по шнековому сепаратору по кругу и вниз за счет центробежных сил происходит отделение песка, который попадает на кольцевой ускоритель потока и прижимаются к внутренней стенке корпуса 3 осаждаются в контейнере 7. Поток жидкости снова меняет направление движения на противоположное и через нижнее отверстие приёмно-выкидного патрубка 4 двигается вверх.

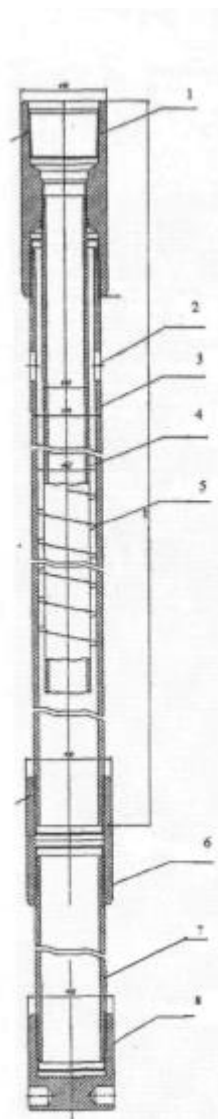


Рисунок 33 – Инерционный десендер УСПШ 1-соединительная муфта, 2- входные отверстия, 3-корпусная труба НКТ, 4 патрубок НКТ48, 5-сепаратор шнековый, 6- муфта НКТ, 7- контейнер для мехпримесей, 8- пробка с резьбой НКТ.

4.7 Десендер ПГ (ОАО «ЭЛКАМ-Нсфтемаш»)

Инерционный десендер ПГ предназначен для исключения (значительного снижения) вредного влияния песка и других мех. примесей, попадающих в клапанные и плунжерные пары штанговых насосных установок [19, 20].

Устройство десендера, представленного на рисунке 32, работает на инерционногравитационном принципе с механической очисткой. Десендер представляет собой стальной цилиндрический корпус, в верхней части которого

находится соединительная муфта 1. При работе насоса жидкость, находящаяся в затрубье, по кольцевому пространству между обсадной колонной и НКТ поднимается вверх, доходит до входа в десендер, меняет направление движения, и жидкость поступает в десендер через проволочный фильтр 4. Вследствие изменения направления на противоположное и снижения скорости происходит выделения газа и отделение крупных фракций песка. Жидкость продолжает движение по кольцевому пространству образованному внутренней поверхностью стенки НКТ и наружной поверхностью приёмно-выкидного патрубка 6, на котором навита нисходящая спираль 5, заходящая в пескоотводящий патрубок 7. На песочной спирали, при движение жидкости по кругу и вниз, происходит отделение песка 8, который через песочный патрубок 7 осаждаётся в контейнере 9. Поток жидкости снова меняет направление движения на противоположное и через нижнее отверстие приемно-выкидного патрубка 6 двигается вверх. На газосепараторе 3 происходит отделение газа, который выходит из устройства через отверстие 2, жидкость через соединительную муфту 1 поступает на прием насоса. Длина контейнера механических включений (количество НКТ) определяется исходя из конкретных условий. В таблице 7 приведены значения длины СПМ и длины контейнеров для механических примесей.

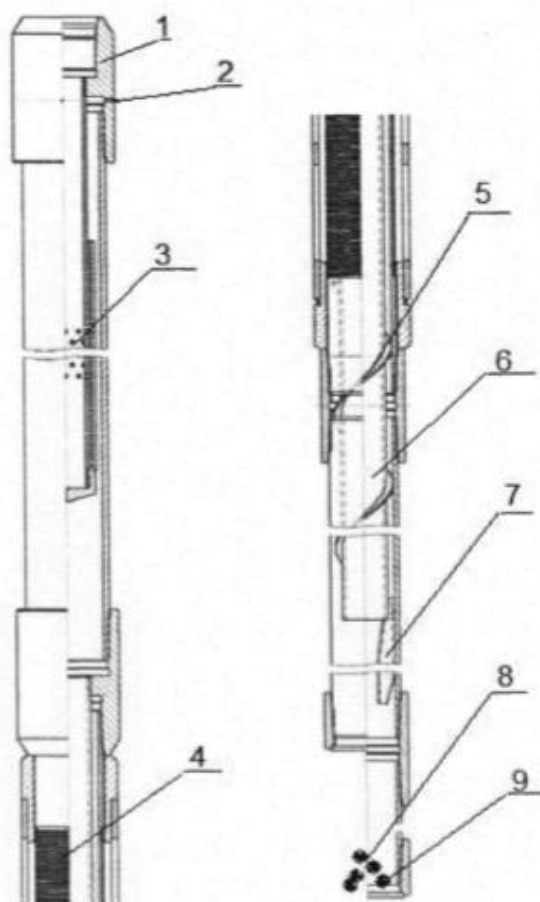


Рисунок 34 – Инерционный десендер ПГ 1 -соединительная муфта, 2- отверстия для удаления газа из десендера, 3- сепаратор газа, 4- проволочный фильтр, 5 - песочная спираль, 6 - приемновыкидной патрубков, 7- пескоотводящий патрубков, 8- мех.примеси, 9- контейнер для мехпримесей.

Таблица 7 – Габаритные размеры сепаратора ПГ

Присоединительный размер	НКТ73 (60)
Габаритные размеры	
Диаметр, мм	108
Длина, мм (без подвесных труб)	3200
Количество подвесных труб, шт.	1...4*

4.8 Десендер СМГБ (ПК «БОРЕЦ»)

Циклонный десендер конструктивно выполнен для работы с насосами габаритов 5 и 5 А в эксплуатационных колоннах с условными диаметрами от 140 до 178 мм ГОСТ 632-80 [21]. Десендер (рисунок 35) включает в себя гидроциклон 1, корпус 2 и переходник 3. Гидроциклон 1 состоит из

цилиндрической головки 4, сменных конусов 5 и конических разгрузочных насадок 6, которые поджимаются переходником 3. Внутри гидроциклона 1 устанавливается шнек 7 со сливным патрубком 8. Шнек 7, закрепленный на вставке 9, фиксируется в головке 4 упорными винтами 10. Рабочая жидкость поступает в гидроциклон через питающее отверстие насадки 11, запрессованной в головке 4. Разгрузка очищенной жидкости производится через сливное отверстие в патрубке 8, а выход мехпримесей - через разгрузочное отверстие в насадке 6, установленной в вершине конуса 5.

Сменные насадки 6 и 11 выполнены из износостойкого материала. Исполнение гидроциклона выбирается в зависимости от конкретных характеристик рабочей жидкости и условий эксплуатации.

Устройство работает следующим образом. Рабочая жидкость под давлением через питающее отверстие поступает в канал, образованный спиралью шнека 7, где приобретает вращательно-поступательное движение и в дальнейшем под действием центробежных сил движется тангенциально относительно стенки цилиндрической части гидроциклона.

За счет того, что диаметр сливного отверстия больше диаметра разгрузочного отверстия основная часть продукта, поступающего в сепаратор разгружается через сливное отверстие. Более тяжелые и крупные зерна мех. примесей отбрасываются центробежной силой к внутренней поверхности гидроциклона и, спускаясь по ней к вершине конуса, разгружаются через разгрузочное отверстие[22].

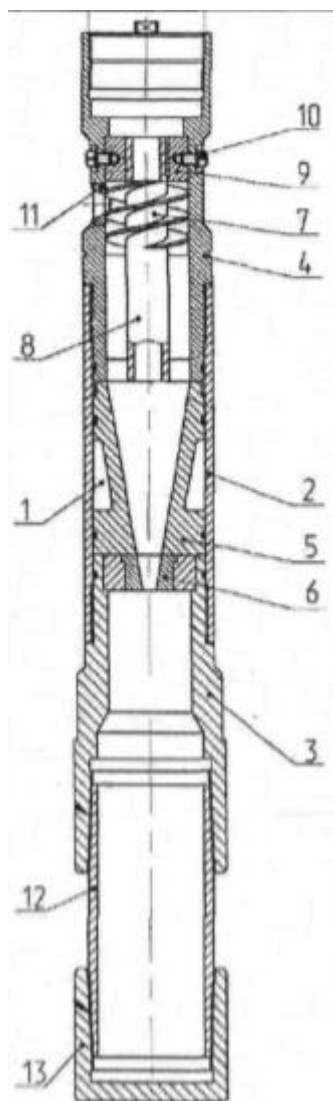


Рисунок 35 – Циклонный десендер СМГБ 1-гидроциклон, 2- корпус, 3- переходник, 4- цилиндрическая головка, 5- конус, 6- разгрузочная насадка, 7- шнек, 8- сливной патрубкок, 9-вставка, 10- упорный винт, 11-насадка, 12- переходник, 13-заглушка.

Устройство работает следующим образом. При проведении промывочных работ в скважине рабочая жидкость через НКТ поступает под давлением на обратный клапан, вследствие чего шаровой клапан 5 закрывается и золотник 3 с шаровым клапаном 5 под действием перепада давления и разности площадей, сжимая пружину 6, занимает крайнее нижнее положение. Отверстия А и Б совмещаются и рабочая жидкость направляется в затрубное пространство.

Разобщик (рисунок 36) служит для герметизации затрубного пространства, обеспечивая движение откачиваемой среды через приемное отверстие ГЦС. Устанавливается концентрично с возможностью осевого перемещения на патрубок, имеющем муфтовый и ниппельный концы НКТ-73 ГОСТ 633-80. Разобщик включает в себя направляющую втулку 1, на которой монтируются шесть армированных уплотнителей 2 с проставками 3 и два центриатора 4, поджимаемых гайкой 5 и контргайкой 6.

Переходник 7, установленный на муфтовом конце патрубка имеет четыре окна для перепуска отсепарированной среды в полость над разобщиком и одновременно служит для присоединения сепаратора через заглушку к электродвигателю. Уплотнители 2 имеют наружные диаметры на 2-3 мм меньше внутренних диаметров эксплуатационных колонн с условным диаметром от 140 до 178 мм. Такая конструкция разобщика позволяет производить спуск-подъем погружного агрегата в условиях, когда, в отличие от пакерных разобщиков, отсутствует натяг уплотнителей со стенкой эксплуатационной колонны.

Подбор уплотнителей производится по фактическим внутренним диаметрам эксплуатационных колонн заказчиком по результатам измерений. Кольцевые полости, образованные уплотнителями 2 с проставками 3, а также способность резины уплотнителей к самонабуханию в процессе эксплуатации насоса создают дополнительный эффект, исключая проникновение забойной жидкости в полость над разобщиком с отфильтрованной жидкостью. Центриаторы на обоих концах разобщика в процессе спуска-подъема служат для устранения контакта УЭЦН с обсадной колонной, а также для разрушения различного рода отложений на стенках обсадной колонны, например, парафиновых, снижающих ее проходное сечение. При спуске-подъеме погружного насоса в скважину, в случае заклинивания разобщика, колонна НКТ с насосом, оказывая ударное воздействие на верхний торец подвижной втулки, должна обеспечить дальнейшее движение насосного

агрегата. При необходимости ударное воздействие осуществляется несколько раз путем подъема на 1,5-2 м и последующего спуска («расхаживания») НКТ.

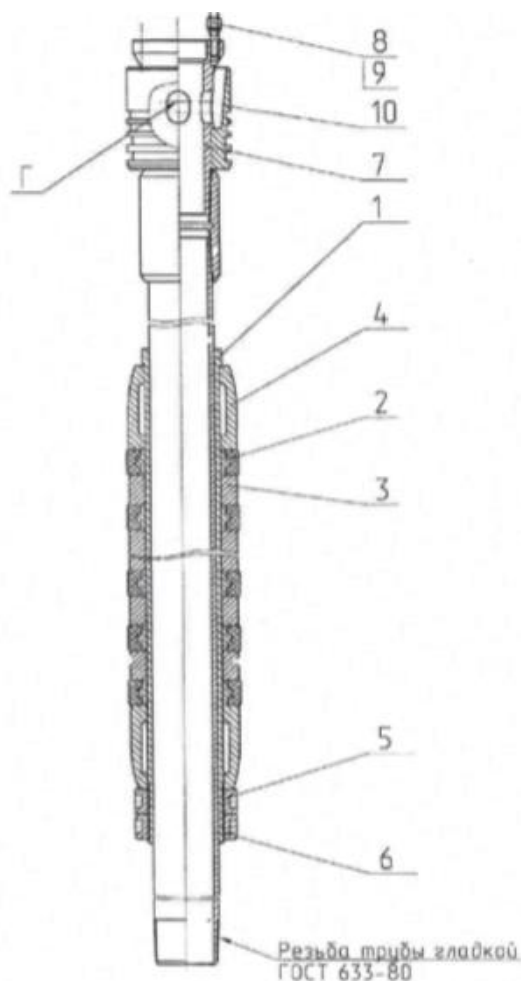


Рисунок 36 – Разобщик 1-направляющая втулка, 2- уплотнитель, 3- проставка, 4- центратор, 5нажимная гайка, 6-контргайка, 7- переходник, 8,9- крепеж., 10-шламоуловитель

4.9 Десендер ООО «АЛМАЗ»

Гравитационный десендер ООО «Алмаз» [23] предназначен для отделения механических примесей от потока нефти. Устанавливается перед входом в насосную установку. Комплектуется пакером-разобшителем.

При работе насоса жидкость, находящаяся в затрубье, по кольцевому пространству между обсадной колонной и НКТ поднимается вверх, доходит до входа в десендер А (рисунок 37.), меняет направление движения и поступает в каналы образованные патрубками 4,5 и корпусом 3. Вследствие изменения

направления на противоположное и снижения скорости происходит выделения газа и отделение крупных фракций песка. Жидкость продолжает движение по кольцевому пространству, образованному внутренней поверхностью стенки корпуса 3 и наружной поверхностью патрубка корпуса 4, при движении жидкости по кругу и вниз за счет центробежных сил происходит отделение песка, который прижимаются к внутренней стенке корпуса 3 и осаждаются в контейнер 8.

Поток жидкости снова меняет направление движения на противоположное и через нижнее отверстие В приемно-выкидного патрубка 6 двигается вверх до выхода С. Длина контейнера для механических включений (количество НКТ) определяется исходя из конкретных условий эксплуатации.

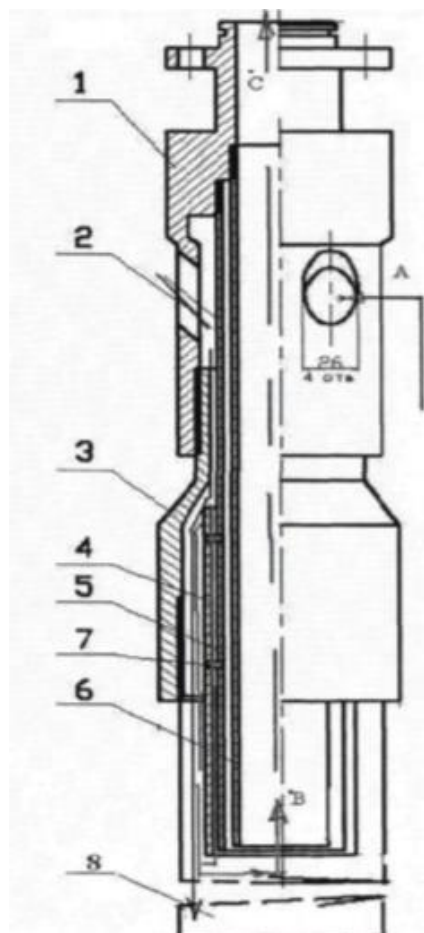


Рисунок 37 – Гравитационный десандер ООО «Алмаз» 1-соединительная муфта, 2- входные отверстия, 3-корпус, 4,5- патрубки, 6- приемно-выкидной патрубков, 7- штифт крепления, 8 - шламоборник НКТ-73. В- вход в сливной патрубков, С- выходное отверстие.

4.10 Гравитационные десендоры

В гравитационных десендерах [24, 25] отделение механических примесей достигается за счет гравитационных сил при повороте потока жидкости и смене направления движения (снизу-вверх и наоборот). Рассмотрим принцип действия (рисунок 38) на примере десендера УСПТ89, производства ООО «Нефтеспецтехника»[18]. Жидкость поступает в десендер по кольцевому пространству между обсадной колонной и НКТ через входные отверстия 2. Далее жидкость движется по кольцевому пространству, образованному внутренней стенкой НКТ 3 и наружной стенкой приёмо-выкидного патрубка 4. Далее поток жидкости меняет направление и поднимается вверх по внутреннему каналу приёмо-выкидного патрубка. За счет действия гравитационных сил механические примеси осаждаются в контейнер 5.

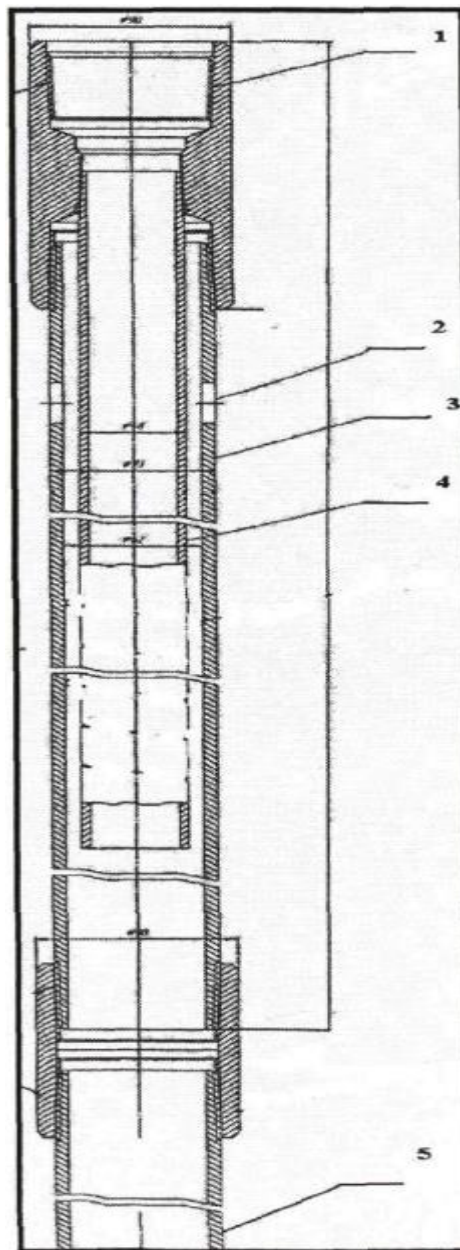


Рисунок 38 – Гравитационный десендер

1-соединительная муфта, 2- входные отверстия, 3- корпусная труба, 4- патрубок, 5-контейнер для мехпримесей

Более высокую надежность при интенсивном выносе механических примесей показывают гравитационные сепараторы твердых частиц (также их называют инерционными сепараторами или «десендерами»). В АО «Новомет-Пермь» был разработан гравитационный сепаратор, эффективно отделяющий твердые частицы размером 100 мкм и более. Для решения задачи была предложена имитационная математическая модель отделения твердых частиц

от жидкости в гравитационном сепараторе, с помощью которой инженеры компании разработали оптимальную конструкцию.

Для проведения физических экспериментов и подтверждения результатов моделирования были разработаны специальный испытательный стенд и методика испытаний, с использованием которых можно оценить коэффициент сепарации, т.е. массовую долю осевших в сепараторе частиц. Гравитационный сепаратор с оптимальными геометрическими параметрами был изготовлен и испытан на стенде. Расхождение расчетных и экспериментальных данных не превысило 5-7% [26].

Характеристики разработанного гравитационного сепаратора также были подтверждены в ходе испытаний в независимой лаборатории ООО «ЦОНИК имени И.М. Губкина». В таблице 8 показано значение коэффициента сепарации для частиц различных размеров при расходе модельной воды от 200 до 400 м³/сутки.

Таблица 8 – Эффективность инерционного сепаратора

Механические примеси	Проппант 30/60	Смесь 20/40+100 Mesh	Песок 100 Mesh
Средний размер частиц, мкм	463	376	166
Коэффициент сепарации, %	98,3	97,1	93,8

На основе гравитационных сепараторов также были спроектированы комбинированные устройства, сочетающие в себе фильтр поверхностного действия и гравитационный сепаратор. За счет комбинации устройств можно увеличить продолжительность их работы в случае параллельного соединения (рисунок 37) либо улучшить тонкость очистки в случае последовательного соединения (рисунок 38) благодаря двум ступеням сепарации [27].

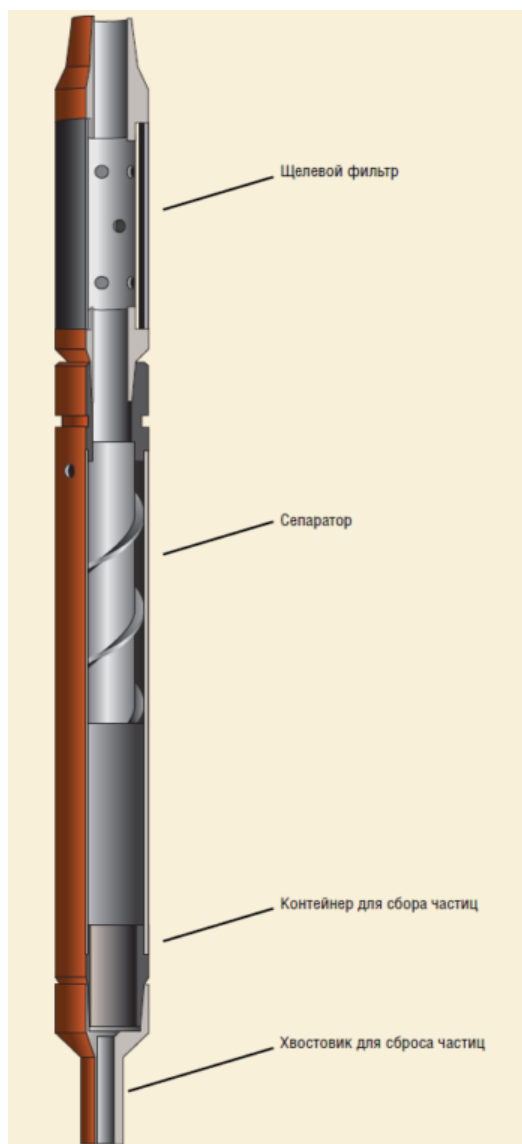


Рисунок 39 – Схема гравитационно-щелевого фильтра

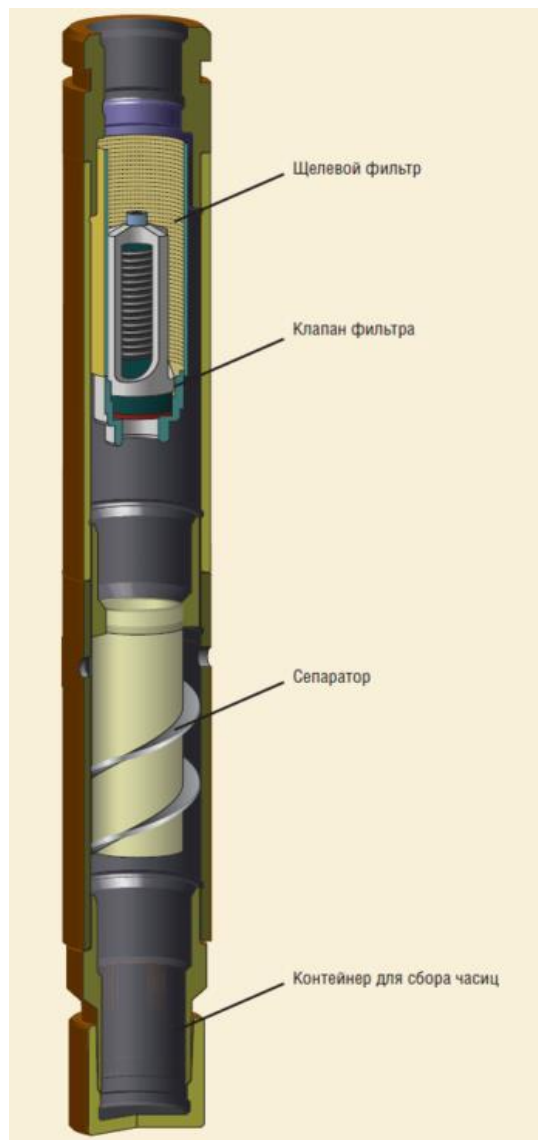


Рисунок 40 – Схема каскадного фильтра

Такой тип комбинированных устройств, как гравитационно-щелевые фильтры, широко внедрялись на месторождениях АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз». Отсутствие движущихся частей и надежность обеспечивают возможность быстрого ремонта и многократного использования данных фильтров. По результатам их работы на более чем 200 скважинах фонда, осложненного выносом механических примесей, видно существенное увеличение СНО и повышение вероятности безотказной работы (рисунок 39).

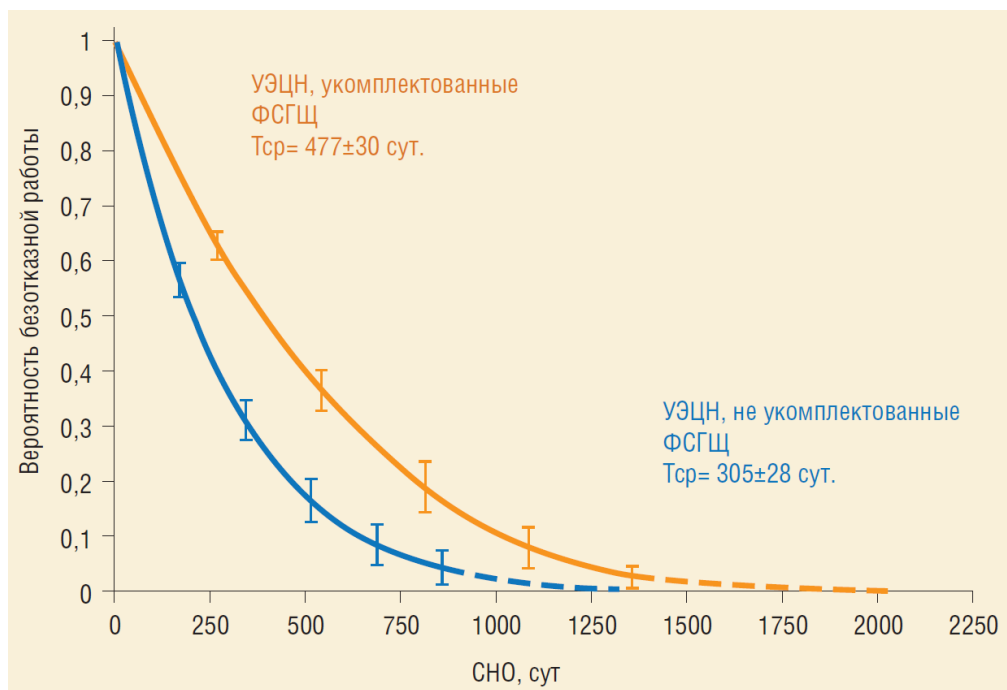


Рисунок 41 – Результаты внедрения гравитационно-щелевого фильтра

4.11 Инерционные десендеры

В инерционных десендерах [28, 29] жидкость, находящаяся в затрубном пространстве, по кольцевому пространству между обсадной колонной и НКТ поднимается вверх и, дойдя до входных отверстий фильтра 2, проходит в десендер, при этом меняя направление на противоположное (рисунок 42). Далее жидкость движется по кольцевому пространству, образованному внутренней стенкой НКТ и наружной стенкой приёмо-выкидного патрубка 4, на котором навита нисходящая спираль, заходящая в пескоотводящий патрубок. На песочной спирали при движении жидкости по кругу и вниз за счет центробежных сил происходит отделение песка, который затем осаждается в накопителе 7 (за счет гравитационных сил). Далее поток очищенной жидкости снова меняет направление и поднимается вверх по внутреннему каналу приёмо-выкидного патрубка 2. Десендер соединяется с установкой через муфту 1 посредством резьбового соединения.

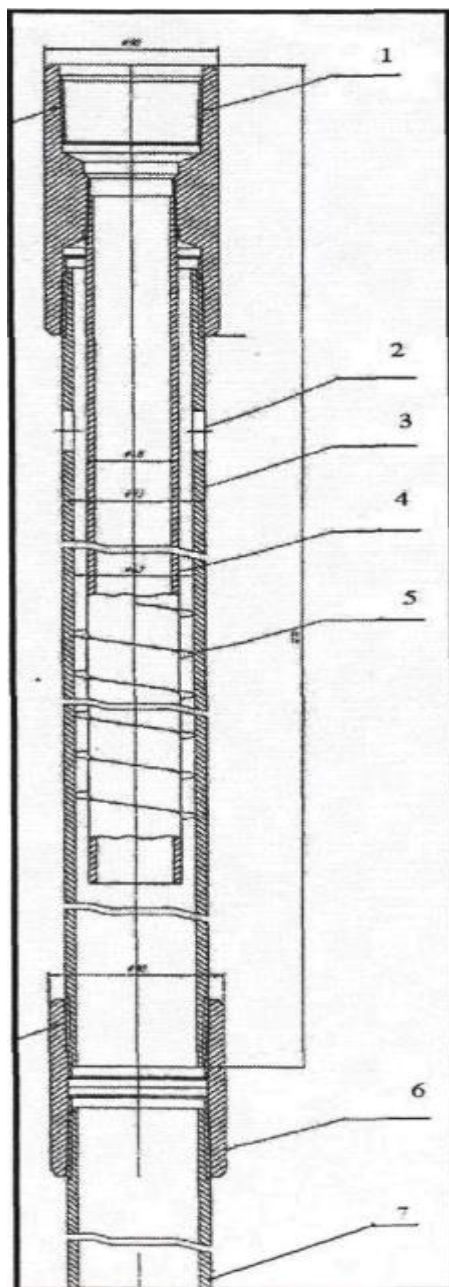


Рисунок 42 – Инерционный десендер

1-соединительная муфта, 2- входные отверстия, 3- корпусная труба, 4- патрубков, 5-сепаратор шнековый, 6- муфта, 7- контейнер для мехпримесей

Преимущества применения десендеров заключается в том, что они не снижают коэффициент продуктивности пласта, не требуют проведения дорогостоящих операций по закреплению пропанта, в них отсутствуют движущиеся детали, в простоте и легкости монтажа, спуск десендера проводится в составе насосного оборудования, не требуют привода от погружного электродвигателя.

4.12 Сепараторы газа и мехпримесей без привода от ПЭД.

В 2016 году в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» были начаты испытания высокоэффективных сепараторов газа и мехпримесей (десендеров) без привода от ПЭД производства ООО «ЭЛКАМ» (рисунок 43). Эти сепараторы предназначены для защиты насосного оборудования при эксплуатации нефтяных скважин с высоким содержанием мехпримесей в добываемой продукции и могут применяться в скважинах, оборудованных любыми видами скважинных насосных установок.

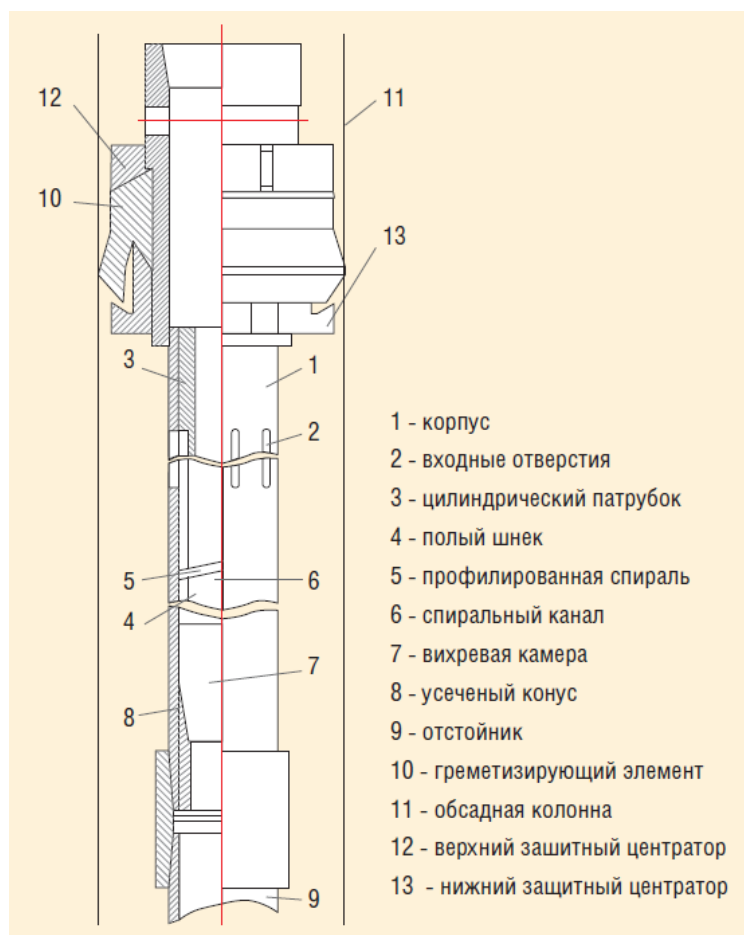


Рисунок 43 – Техническое устройство скважинного сепаратора газа и мехпримесей без привода от ПЭД.

Скважинный сепаратор работает следующим образом. Пластовая жидкость с мехпримесями поступает внутрь корпуса через входные отверстия, далее направляется в спиральные каналы, образованные профилированной спиралью сепарирующего узла, выполненного в виде шнека. На выходе из шнека в полости вихревой камеры формируется контур циркуляции с

вращательным движением жидкости. Твердые частицы за счет центробежных сил оттесняются к стенкам вихревой камеры. Под действием гравитационных сил твердые частицы смещаются вниз к усеченному конусу и далее оседают в отстойнике. Очищенная от мехпримесей жидкость поступает в патрубок и далее движется вверх, к входу скважинного насоса.

В отличие от других сепараторов данная конструкция обеспечивает необходимую степень герметизации затрубного пространства, а при спуске и подъеме предотвращает вероятность прихвата ЭК.

В 2017 году были внедрены десять десендеров. При внедрении десендера на одной из скважин Сыповского месторождения была зафиксирована разгрузка ГНО при спуске вследствие «распирания» герметизирующего элемента десендера в ЭК. Впоследствии герметизирующий элемент десендера был армирован металлическим кольцом (рисунок 44). Кроме того, была произведена доработка состава резины конструкции герметизирующего элемента. В результате по состоянию на ноябрь 2017 года текущий показатель наработки сепаратора составил 312 сут при СНО до внедрения 207 суток.



Рисунок 44 – Армирование герметизирующего элемента скважинного сепаратора металлическим кольцом

В 2019 году ОПР десендеров продолжают. Планируется, что до конца 2019 года будут внедрены 20 сепараторов с модернизированным герметизирующим элементом.

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5Г	Лунину Алексею Алексеевичу

чап

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело (21.03.01)

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

<i>1. Расчёт экономической эффективности борьбы с механическими примесями за счет установки забойного щелевого фильтра.</i>	<ul style="list-style-type: none"> -Затраты на проведение работ -Затраты на ремонт -Прибыль от продажи нефти -Налог на прибыль -Прирост прибыли за счёт снижения количества ремонтов -Индекс доходности
---	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и крепление призабойной зоны скважины разными методами с точки зрения ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Применение данного метода эффективно с финансовой точки зрения, так как выручка от реализации будет превышать затраты.</i>
<i>2. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Применение данного метода эффективно с финансовой точки зрения, так как выручка от реализации будет превышать затраты.</i>

Перечень графического материала

--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кащук Ирина Вадимовна	Кандидат технических наук		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Г	Лунин Алексей Алексеевич		

5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Одной из основных проблем при эксплуатации установок погружных электроцентробежных насосов в условиях Западной Сибири является повышенное содержание механических примесей, приводящее к срывам подачи и выходу из строя дорогостоящего оборудования. Для решения данной проблемы может быть применен забойный щелевой фильтр и контроль за выносом механических примесей во время вывода скважины на режим и в процессе эксплуатации. Основным показателем, характеризующим экономическую эффективность данного мероприятия, будет увеличение межремонтного периода, а вследствие этого дополнительная добыча нефти.

Расходы на проведение данного мероприятия будут складываться из единовременных затрат на покупку оборудования и эксплуатационных затрат, связанных с текущими издержками на оплату электроэнергии, добычу нефти, переработку, транспортировку, обслуживание скважины в течение года и заработную плату работников.

Так как проектируемое мероприятие по установке забойного щелевого фильтра на забой ЭЦН проводится в течение одного года и эффект от его проведения наблюдается только в текущем году, то экономическая эффективность рассчитывается без учета дисконтирования. Исходные данные для проведения расчёта приведены в таблицах 9 и 10.

Таблица 9 – Показатели работы фонда эксплуатационных скважин и стоимости оборудования

Показатель	Значение до внедрения	Значение после внедрения
Средний дебит по нефти, т/сут.	15	15
Средняя наработка на отказ, сут.	116	219
Средняя продолжительность ремонта, час	136	136
Средняя стоимость 1 ремонта ТРС руб./ед.	515870	515870
Затраты на приобретение забойного щелевого фильтра, руб./ед.	0	43000

Таблица 10 – Исходные данные для расчета экономических показателей

Показатель	Единица измерения	Значение
1	2	3
Цена реализации:		
Нефти на внутреннем рынке (с НДС)*	руб./т	25749,79
Нефти на внешнем рынке**	долл.США/баррель	69
Налоги и платежи (НК РФ):		
Таможенная пошлина*	долл.США/т	30
НДС	%	18
Налог на прибыль	%	20
Ставка НДСИ*	руб./т	919
Эксплуатационные затраты:		
Стоимость 1 операции ТРС*	руб./бр.час	5481,2
Энергетические на 1т добычи жидкости механизированным способом*	руб./т	75
Расходы на оплату труда*	тыс.руб./скв.	938,8
Сбор и транспорт нефти*	руб./т	352,4
Технологическая подготовка нефти*	руб./т	312,7
Расходы по экспорту нефти*	руб./т	1052
Дополнительные данные:		
Курс российского рубля**	руб./долл.США	65,14
Доля нефти для продажи на внешнем рынке*	%	60

* по данным на 2019 год

** средневзвешенный за 2019 год

5.1 Расчёт дополнительной добычи

Расчет прироста добычи нефти. Дополнительную добычу нефти (ΔQ) от оборудования скважин газосепаратором-диспергатором вычислим согласно ГОСТ Р 53710-2009 от 01.07.2011 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила проектирования разработки»:

$$\Delta Q_t = (q_1 - q_2) \times 365 \times K_3 + \Delta \text{МРП} \quad (6.1)$$

где q_1 и q_2 - среднесуточный дебит скважины нефти до и после внедрения, т/сут;

K_3 – коэффициент эксплуатации;

365 – количество дней в году;

Δ МРП – дополнительная добыча нефти в результате увеличения межремонтного периода, т/год.

$$\Delta\text{МРП} = (N_{\text{до}} - N_{\text{после}}) \times T \times q_{\text{ср}} \quad (6.2)$$

где $N_{\text{до}}$ – количество ремонтов за скользящий год до установки ГСНД5-250, по причине срыва подачи;

$N_{\text{после}}$ – количество ремонтов за скользящий год после установки газосепаратора-диспергатора, по причине срыва подачи;

$q_{\text{ср}}$ – средний дебит одной скважины, т/сут;

T – средняя продолжительность ремонта, час;

$$N_{\text{до}} = \frac{365}{\text{СНО}_{\text{до}}} \quad (6.3)$$

$$N_{\text{после}} = \frac{365}{\text{СНО}_{\text{после}}} \quad (6.4)$$

где $\text{СНО}_{\text{до}}$ и $\text{СНО}_{\text{после}}$ – средняя наработка на отказ до и после установки фильтра В71048054 соответственно, сут.

$$N_{\text{до}} = 365/116 = 3,14$$

$$N_{\text{после}} = 365/219 = 1,66$$

$$\Delta\text{МРП} = (3,14 - 1,66) \times \frac{136}{24} \times 15 = 125,8 \text{ т/год}$$

$$\Delta Q_t = 0 + 83,86 = 125,8 \text{ т/год}$$

Причем дебит скважины за год при использовании забойного щелевого фильтра составил:

$$Q_n = 15 \times 365 + 125,8 = 5600,8 \text{ т.}$$

5.2 Расчет единовременных затрат и суммы амортизационных отчислений

К единовременным затратам отнесем затраты на покупку фильтра В71048054:

$$Z_{\text{ед}} = 43000 \text{ руб.}$$

Согласно постановления Правительства РФ от 01.01.2002 №1 (ред. от 28.04.2018) "О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы", «Фильтр» отнесен к 3-ей амортизационной группе (от 3 до 5 лет включительно); оборудование для подготовительных работ при ремонте и обслуживании эксплуатационных скважин и прочее; код ОКОФ2 – 330.28.29.12.130, куда относится все имущество, в т.ч. Фильтры жидкостные дисковые, фильтры жидкого топлива и масел, фильтры механических частиц и фильтры жидкостные емкостные. Норма амортизации составляет 50 % в год. Срок полезного использования – 5 лет.

Произведем расчет размера амортизационных отчислений за 1 год использования. Размер амортизационных отчислений за первый год вычислим линейным методом.

$$A_{г} = C_{п} \times H_{А} / 100\% = 43000 \times 50\% / 100\% = 21500 \text{ руб.} \quad (6.5)$$

где $C_{п}$ – первоначальная стоимость данного вида основных средств, руб.;
 $H_{А}$ – норма амортизационных отчислений, %.

5.3 Расчёт эксплуатационных затрат

При расчете эксплуатационных затрат на дополнительную добычу нефти необходимо учитывать только переменные затраты, зависящие от объема добычи нефти. Затраты включают в себя текущие издержки на добычу дополнительной нефти и затраты на закачку реагента (при необходимости). Дополнительным капитальным вложением будет являться покупка газосепаратора-диспергатора.

Расчет себестоимости одной тонны нефти до установки фильтра В71048054 на прием насоса:

Энергетические затраты:

$$Z_{э} = Q_{н} \times Y_{э} \quad (6.6)$$

где $Y_{э}$ – удельные затраты на электроэнергию для добычи нефти механизированным способом, руб./т.

$$Z_{э} = 5600 \times 75 = 420000 \text{ руб.}$$

Сбор и транспорт нефти:

$$Z_{\text{тн}} = Q_{\text{н}} \times Y_{\text{тн}} \quad (6.7)$$

где $Y_{\text{тн}}$ – удельные затраты на сбор и транспорт нефти, руб./т.

$$Z_{\text{тн}} = 5600 \times 352,4 = 1973440 \text{ руб.}$$

Технологическая подготовка нефти:

$$Z_{\text{п}} = Q_{\text{н}} \times Y_{\text{п}} \quad (6.8)$$

где $Y_{\text{п}}$ – удельные затраты на подготовку нефти, руб./т.

$$Z_{\text{п}} = 5600 \times 312,7 = 1751120 \text{ руб.}$$

Транспортные расходы, связанные с экспортом нефти:

$$Z_{\text{т}} = Q_{\text{н}} \times X \times Y_{\text{т}} \quad (6.9)$$

где $Y_{\text{т}}$ – удельные затраты на транспорт экспортируемой нефти, руб./т;

X - доля нефти на экспорт, %.

$$Z_{\text{т}} = 5600 \times 0,5 \times 1052 = 2945600 \text{ руб.}$$

Прочие расходы, связанные с оплатой труда на одну скважину:

$$Z_{\text{от}} = n \times Y_{\text{от}} \quad (6.10)$$

где $Y_{\text{от}}$ – удельные затраты на оплату труда за одну скважину в год, тыс.руб./скв.;

n – количество скважин.

$$Z_{\text{от}} = 1 \times 918540 = 918540 \text{ руб.}$$

Расходы, связанные с обслуживанием скважин (ремонт насоса после срыва подачи):

$$Z_{\text{рем}} = n \times Y_{\text{рем}} \quad (6.11)$$

где $Y_{\text{рем}}$ – удельные затраты на ремонт одной скважины в год, руб.;

n – количество ремонтов.

$$Y_{\text{рем}} = C_{\text{бр}} \times T \quad (6.12)$$

где $C_{\text{бр}}$ – стоимость 1 часа работы бригады ГРС, руб./час;

T – средняя продолжительность ремонта, час.

$$Y_{\text{рем}} = 5481 \times 136 = 745416 \text{ руб}$$

$$Z_{\text{рем}} = 3,14 \times 745416 = 2340606,24 \text{ руб.}$$

Себестоимость одной тонны нефти до установки фильтра В71048054:

$$C_1 = \frac{\mathcal{E}_{\text{общ}}}{Q_0} \quad (6.13)$$

где $\mathcal{E}_{\text{общ}}$ – общие эксплуатационные затраты до внедрения мероприятия, руб.;

Q_0 – объем добычи нефти до внедрения мероприятия, т.

$$C_1 = \frac{7035341,32}{4800} = 1465,69 \text{ руб./т.}$$

Расчет себестоимости одной тонны нефти после установки ГСНД5-250:

Энергетические затраты:

$$Z_э = 4856 \times 75 = 364200 \text{ руб.}$$

Сбор и транспорт нефти:

$$Z_{\text{тн}} = 4856 \times 352,4 = 1711254,4 \text{ руб.}$$

Технологическая подготовка нефти:

$$Z_{\text{п}} = 4856 \times 312,7 = 1518471,2 \text{ руб.}$$

Транспортные расходы, связанные с экспортом нефти:

$$Z_{\text{т}} = 4856 \times 0,5 \times 1052 = 2554256 \text{ руб}$$

Прочие расходы, связанные с оплатой труда на одну скважину:

$$Z_{\text{от}} = 1 \times 918540 = 918540 \text{ руб.}$$

Расходы, связанные с обслуживанием скважин (ремонт насоса после срыва подачи):

$$Z_{\text{рем}} = 1,66 \times 745416 = 1237390,56 \text{ руб.}$$

Себестоимость одной тонны нефти после установки фильтра В71048054 определяется по формуле:

$$C_2 = \frac{\mathcal{E}_{\text{общ}}}{Q_0 + \Delta Q} \quad (6.14)$$

где ΔQ – изменение объема добычи нефти после внедрения мероприятия, т.

$$C_2 = \frac{6684503,54}{4800 + 125,8} = 1357,03 \text{ руб./т.}$$

5.4 Расчет экономического эффекта мероприятия

Экономический эффект при технико-экономическом обосновании внедрения забойного щелевого фильтра на забой определяется по формуле:

$$\text{Эффект} = \frac{\Delta \text{Э}}{(C + E_n \times K)} \times 100\% \quad (6.15)$$

где $\Delta \text{Э}$ – выручка от реализации продукции, руб.;

C – текущие годовые затраты ($Z_{\text{рем}}$), руб.;

E_n – нормативный коэффициент эффективности равен 0,15;

K – капитальные вложения ($Z_{\text{ед}}$ + средняя стоимость одного ТРС), руб.

$$\Delta \text{Э} = \Delta Q \times C_t = 95,58 \times 0,1364 \times 70,01 \times 62,71 = 57237,19 \text{ руб.} \quad (6.16)$$

C_t – оптовая цена предприятия за единицу продукции.

Для расчета были использованы средневзвешенные данные за 2018 год. Стоимость 1 барреля нефти принималась равной 69\$. 1 баррель \approx 0,1364 т, курс доллара: 1\$ = 65,14 руб.

$$\text{Эффект} = \frac{469854,69}{1315474,16 \times 0,15 \times 572600} \times 100\% = 4,13\%$$

Снижение себестоимости одной тонны нефти определяем по формуле:

$$C_{\text{сп}} = \frac{C_1 - C_2}{C_1} \times 100\% = \frac{2198 - 1804,36}{2198} \times 100\% = 17,9\% \quad (6.17)$$

где C_1 – себестоимость на добычу нефти до внедрения мероприятия, руб./т;

C_2 – себестоимость одной тонны нефти после внедрения мероприятия, руб./т.

Объем выручки определяется от реализации продукции на внешнем и внутреннем рынках. При реализации на экспорт выручка определяется с учетом доли продукции, реализуемой на экспорт по соответствующей цене в твердой валюте, с переводом ее в рублевый эквивалент по принятому курсу.

Выручка от реализации нефти на внешнем рынке:

$$\Delta B_3 = Q_n \times X \times C_3 \times C_{\$} \quad (6.18)$$

$$\Delta B_3 = 125,8 \times 0,1364 \times 0,6 \times 69 \times 65,14 = 46274,64 \text{ руб.}$$

Выручка от реализации нефти на внутреннем рынке:

$$\Delta B_{\text{вн}} = Q_{\text{н}} \times (1 - X) \times C_{\text{вн}} = 125,8 \times (1 - 0.6) \times 25749,79 = 1295729,43 \text{ руб.} \quad (6.19)$$

После расчета выручки определяется величина уплачиваемых налогов.

Налог на добычу полезных ископаемых в части нефти определяется по формуле:

$$\text{НДПИ} = K_{\text{ц}} \times 919 - D_{\text{м}} \quad (6.20)$$

где 919 рублей – ставка НДПИ в период с 1 января по 31 декабря 2018 года за 1 тонну добытой нефти обессоленной, обезвоженной и стабилизированной ($B_{\text{с}}$).

$$K_{\text{ц}} = \frac{(C - C_{\text{баз}}) \times P}{261} \quad (6.21)$$

Где C – цена нефти на мировом рынке, долл./барр.;

$C_{\text{баз}}$ – базовая цена нефти (15 долл./барр.);

P – курс доллара;

$$D_{\text{м}} = K_{\text{НДПИ}} \times K_{\text{ц}} \times (1 - K_{\text{в}} \times K_{\text{з}} \times K_{\text{д}} \times K_{\text{дв}} \times K_{\text{кан}}) \quad (6.22)$$

$K_{\text{НДПИ}} = 556$ руб./т на период с 1 января по 31 декабря 2018 года;

$K_{\text{в}}$ – коэффициент, характеризующий степень выработанности запасов участка;

$K_{\text{з}}$ – коэффициент, характеризующий величину запасов участка;

$K_{\text{д}}$ – коэффициент, характеризующий сложность добычи нефти;

$K_{\text{дв}}$ – коэффициент, характеризующий степень выработанности запасов залежи;

$K_{\text{кан}}$ – коэффициент, характеризующий регион добычи и свойств нефти;

Значения коэффициентов $K_{\text{в}}$, $K_{\text{з}}$, $K_{\text{д}}$, $K_{\text{дв}}$, $K_{\text{кан}}$ равны 0,3; 1; 1; 0,3; 1 соответственно.

$$\text{НДПИ} = Q_{\text{н}} \times (B_{\text{с}} \times \frac{(C - C_{\text{баз}})}{261} - D_{\text{м}}) \quad (6.23)$$

Производим расчёт НДПИ по формуле (6.23) с учетом имеющихся коэффициентов:

$$\text{НДПИ} = 125,8 \times (919 \times \frac{(69-15) \times 65,14}{261} - (556 \times 13,21 \times (1-0,3 \times 1 \times 1 \times 0,3 \times 1))) = 532312,4 \text{ руб.}$$

где B_c – ставка НДС, 919 руб./т.;

Таможенная пошлина:

$$\text{ТП} = \Delta Q_n \times X \times C_{\text{ТП}} \times P \quad (6.24)$$

где $C_{\text{ТП}}$ – размер таможенной пошлины на 1 т. нефти, долл. США/т.

$$\text{ТП} = 125,8 \times 0,1364 \times 0,6 \times 30 \times 65,14 = 20119,41 \text{ руб.}$$

Налог на прибыль:

$$\text{НП} = \Pi \times C_{\text{НП}} \quad (6.25)$$

где $C_{\text{НП}}$ – ставка налога на прибыль (20%);

Π – валовая прибыль, руб.

Валовая прибыль:

$$\begin{aligned} \Pi &= \Delta B_{\text{вн}} + \Delta B_{\text{э}} - \Delta Z_{\text{э}} - \Delta Z_{\text{тн}} - \Delta Z_{\text{п}} - \Delta Z_{\text{т}} - \Delta Z_{\text{рем}} - Z_{\text{ед}} - A_1 - \text{НДПИ} - \\ \text{ТП} &= 1295729,43 + 46274,64 - 6121,2 - 29898,6 - 29326,4 - 48363,5 \\ &+ 1429472 - 60000 - 30000 - 516452,8 - 14696,05 = 2036618 \text{ руб.} \end{aligned} \quad (6.26)$$

$$\text{НП} = 2036618 \times 0,2 = 407323 \text{ руб.}$$

Чистая прибыль:

$$\text{ЧП} = \Pi - \text{НП} = 2036618 - 407323 = 1629295 \text{ руб.} \quad (6.27)$$

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 2Б5Г	ФИО Лунину Алексею Алексеевичу
----------------	-----------------------------------

Школа	ИШПР	Отделение школы	ОНД
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль: «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Повышение эффективности работы скважинного насосного оборудования за счет применения сепараторов механических примесей.
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведения допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (коллективной и индивидуальной). <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (источники, средства защиты). 	<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1 Проанализировать выявленные вредные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Повышенная запыленность – Превышение уровней шума и вибрации; – Низкая освещённость рабочей зоны – Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ. – Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися <p>1.2 Проанализировать выявленные опасные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Движущиеся машины и механизмы; – Сосуды и аппараты, находящиеся под давлением – Пожаро-взрывобезопасность; – Электробезопасность;
<p>2. Экологическая безопасность: защита селитебной зоны</p> <ul style="list-style-type: none"> – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>2. Экологическая безопасность</p> <ul style="list-style-type: none"> – анализ воздействия объекта на атмосферу – анализ воздействия объекта на гидросферу – анализ воздействия объекта на литосферу – решение по обеспечению экологической безопасности.
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий 	<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</p> <ul style="list-style-type: none"> – анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – перечень возможных ЧС на объекте – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.

<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны 	<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.
--	--

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина М. С.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Г	Лунин Алексей Алексеевич		

6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Место работы оператора находится на кустовой площадке нефтегазового промысла на открытом воздухе при любых погодных условиях и в любое время года. Из-за непрерывности нефтедобывающего производства они работают в ночные смены, в выходные и праздничные дни. Место их работы отличается достаточно высоким уровнем опасности, кроме того велика вероятность возникновения различных экстремальных ситуаций, которые создают угрозу здоровью работника. По этой причине мероприятия по оздоровлению и улучшению условий труда обязательны для проведения в производственном процессе. Необходимо создать наиболее благоприятные условия, необходимые для производительного труда и устранения причин профессиональных заболеваний и производственного травматизма, что возможно лишь при строгом следовании инструкциям по охране труда.

6.1 Производственная безопасность

Во время выполнения технологических операций работник может быть подвержен опасным и вредным факторам, способным нанести существенный вред его здоровью.

В таблице 11 приведены опасные и вредные факторы для рассматриваемых в работе методов повышения эффективности эксплуатации скважин за счет оборудования за счет применения сепараторов механических примесей.

Таблица 11 – Опасные и вредные факторы при выполнении работ по повышению эффективности эксплуатации скважин, осложнённых примесями.

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Полевые работы: 1) Работа с оборудованием, находящимся под давлением; 2) Отбор проб с добывающих скважин;	1) Повышенная запыленность и загазованность воздушно-й среды; 2) Превышение уровней шума и вибрации;	1) Движущиеся машины и механизмы; 2) Сосуды и аппараты, находящиеся под давлением.	ГОСТ 12.1.005-88[30]; ГОСТ 12.01.003-83[31]; ГОСТ 12.4.011-89[32]; ГОСТ 24346-80[33]; ГОСТ 12.1.004-

3) работа с машинами и механизмами; 4) закачка рабочих жидкостей в пласт. 5) снятие показаний приборов;	3) Низкая освещённость рабочей зоны 4) Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ. 5) Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися	3) Пожаро-взрывобезопасность; 4) Электробезопасность;	91[34]; ГОСТ Р 52630-2012[35]; ГОСТ Р 12.1.019-2009[36]. ГОСТ 12.2.003-91[37]; СП 5.13130.2009[38] ГН 2.1.7.2041-06[39] ГОСТ 12.2.049-80[40]
---	--	--	--

6.2 Анализ вредных производственных факторов

Повышенная запыленность и загазованность воздушной среды

В процессе производственных операций по креплению призабойной зоны пласта для повышения эффективности эксплуатации скважин при пескопроявлении рабочие могут подвергаться воздействию вредных газов, выделяемых различными транспортными средствами, которые также поднимают в воздух большое количество пыли, негативно влияющей на организм работника.

Содержание вредных веществ в воздухе регламентируется системой стандартов безопасности труда с помощью предельно допустимой концентрации (ПДК) отдельных веществ в воздухе. В таблице 12 приведены ПДК для различных видов пыли в воздухе.

Таблица 12 – ПДК веществ, наиболее часто встречающихся при использовании транспорта [41].

Вещество	ПДК, мг/м ³	Класс опасности
Пыль, содержащая более 70% SiO ₂	2	3
Пыль, содержащая от 10 до 70% SiO ₂	2	4
Пыль растительного и животного происхождения	4	4

Коллективные средства защиты - устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Индивидуальной защиты: очки, защитные маски, противогазы.

Повышенный уровень шума и вибраций

При проведении технологических операций на нефтегазовых промыслах оператор подвержен воздействию повышенного уровня шума и вибраций, способных навредить органам слуха. Предельно допустимый уровень шума, согласно [42], на производственных объектах не должен превышать 80 дБ. Уровень вибраций в рабочей зоне также регламентирован, согласно [43]. Некоторые предельно допустимые величины нормируемых параметров производственной локальной вибрации при длительности вибрационного воздействия 480 мин (8 ч) приведены в таблице 13.

Для снижения воздействия повышенного уровня шума и вибраций на нефтегазовых промыслах необходимо рациональное планирование расположения технологических объектов, снижение уровня шума в его источнике, рациональное планирование режима труда и отдыха работников, обеспечение работников средствами индивидуальной защиты: звукоизолирующие наушники, беруши, виброгасящая обувь, перчатки.

Таблица 13 – Предельно допустимые значения производственной локальной вибрации

Среднегеометрические частоты октавных полос, Гц	Предельно допустимые значения по осям X, Y, Z			
	Виброускорения		Виброскорости	
	м/с ²	дБ	м/с*10 ⁻²	дБ
8	1,4	123	2,8	115
16	1,4	123	1,4	109
31,5	2,8	129	1,4	109
63	5,6	135	1,4	109
125	11	141	1,4	109

Недостаточная освещённость рабочей зоны

Проведение различных технологических операций на кустовых площадках, рабочем месте оператора, может занимать достаточно много времени, по этой причине работы могут проводиться в вечернее и в ночное время, когда уровень естественной освещённости очень низок. Согласно [44] рабочие места, объекты, проезды и подходы к ним, проходы и переходы в темное время суток должны быть освещены. Для освещения кустовых площадок используются прожекторы, подвешенные на определённой высоте,

что необходимо для избегания их слепящего воздействия. Минимальная освещённость кустовых площадок должна быть не менее 13 лк [44].

Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ

При выполнении различных технологических операций на кустовых площадках, при работе со скважинами, работники подвержены воздействию токсических и раздражающих веществ. Это могут быть лёгкие, летучие фракции нефти, испарения нефти, попутный газ.

Очень опасной может быть комбинация углеводорода и сероводорода. Совместное их воздействие на организм проявляется значительно быстрее, чем изолированное и в первую очередь поражению поддаётся центральная нервная система. Углеводороды могут влиять на сердечно-сосудистую систему, эндокринный аппарат, нарушать функции печени, приводят к снижению в крови содержания гемоглобина и эритроцитов. Отравление парами нефти обычно сопровождается удушьем, головокружением, тошнотой, общей слабостью организма. Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны регулируется согласно [41].

Значения ПДК для наиболее распространённых веществ на нефтегазовых промыслах представлены в таблице 14.

Таблица 14 – ПДК для вредных веществ в воздухе на рабочих местах [41]

Вещество	ПДК, мг/м ³	Класс опасности
Метанол	15	3
Углеводороды предельные C12-19	1	4
Диоксид серы	10	3
Бензол	2	2
Сажа	4	3
Углерода оксид	5	4

Для снижения рисков заболеваний и отравлений работники нефтегазового промысла должны быть снабжены средствами индивидуальной защиты согласно [45]. Для этих целей выдаётся спецодежда, специальная обувь,

перчатки, фильтрующие противогазы, респираторы, защитные очки и прочие средства защиты.

Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися

Рабочая зона оператора – это преимущественно кустовые площадки, находящиеся на открытой местности. В связи с этим, при выполнении любых работ, возможен контакт с живностью, обитающей в дикой природе, окружающей месторождение.

Кровососущие насекомые способны нанести незначительный ущерб здоровью в виде кожного зуда, небольших воспалений, однако они также способны переносить различные заболевания. Для того, чтобы обезопасить себя, рабочим необходимо применять средства индивидуальной защиты – москитные маски, плотная одежда, спреи от клещей и комаров. Если наверняка известно о присутствии в области рабочей зоны насекомых, передающих заболевания, то необходимо проводить дезинсекцию, согласно [46].

6.3 Анализ опасных производственных факторов

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

При проведении работ по снижению пескопроявления скважины, проводят различные операции, например, крепление призабойной зоны пласта путём закачивания крупнозернистого песка или цементно-песчаной смеси в пласт при давлении гидроразрыва пласта. Для этого используется большое количество различных транспортных средств и агрегатов на базе автомобилей, вследствие чего возникает вероятность травматизма для работников со стороны движущихся машин и механизмов. Техника безопасности при проведении производственных работ, правильное расположение рабочих агрегатов относительно скважин и относительно друг друга регулируется согласно [47].

Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением

Высокий уровень давления в технологическом оборудовании и трубопроводах могут привести к разрушению оборудования и как следствие, нанести травмы работникам, в том числе несовместимых с жизнью. Во

избежание опасных для жизни ситуаций всё оборудование должно соответствовать требуемым нормам [48]. Работники же должны знать технику безопасности при работе с оборудованием, находящимся под высоким давлением, для чего периодически проводятся инструктажи.

Недопустима подача в сосуды сжатого воздуха или газа с большим содержанием паров масла, которое при перегреве разлагается и, соединяясь с воздухом, может образовать взрывоопасную смесь.

Пожаровзрывобезопасность на рабочем месте

Нефтегазовые промыслы особенно подвержены возникновению пожаров и опасных взрывов. Чтобы избежать опасных ситуаций территория нефтегазового комплекса должна быть всегда в чистоте и порядке, легковоспламеняющиеся предметы должны храниться в изоляции, бытовой мусор должен утилизироваться, не допускается хранение нефти и нефтепродуктов в открытом виде, в ямах и открытых резервуарах.

Для предупреждения пожаров все нефтегазопромысловые объекты должны быть оборудованы системами пожарной безопасности, современными автоматическими средствами сигнализации, автоматическими стационарными системами тушения пожаров, первичными средствами пожаротушения. Данные правила безопасности регламентируются согласно [49]. Тип, количество и размещение средств тушения пожаров определяют по нормам, приведенным в [50].

При небольших возгораниях первичные средства пожаротушения такие как пожарные стволы, действующие от внутреннего пожарного трубопровода, огнетушители, сухой песок, асбестовые одеяла и др. При крупных возгораниях применяют стационарные установки пожаротушения, в которых все элементы смонтированы и постоянно находятся в готовности к действию. Они могут быть автоматическими или дистанционными (приводятся в действие людьми). Не менее распространены спринклерные установки. Они представляют собой сеть водопроводных труб, расположенных под перекрытием. В трубах

постоянно находится вода. В них через определенные расстояния вмонтированы оросительные головки - спринклеры.

Электробезопасность

Все нефтегазовые комплексы полностью электрифицированы, поэтому рабочие постоянно сталкиваются с приборами и оборудованием, находящимся под напряжением. Поэтому работник должен уметь пользоваться такими приборами, знать их основное устройство, принцип работы. Известно, что поражение человека электрическим током возможно лишь при замыкании электрической цепи через тело человека, т. е. при прикосновении человека к сети не менее чем в двух точках. При этом повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека, может стать причиной летального исхода.

Индивидуальные основные изолирующие электробезопасные средства способны длительно выдерживать рабочее напряжение электроустановок, поэтому ими разрешается касаться токоведущих частей под напряжением. В установках до 1000 В – это диэлектрические перчатки, инструмент с изолированными рукоятками. Индивидуальные дополнительные электробезопасные средства обладают недостаточной электрической прочностью и не могут самостоятельно защитить человека от поражения током. Их назначение – усилить защитное действие основных изолирующих средств, с которыми они должны применяться. В установках до 1000 В – диэлектрические боты, диэлектрические резиновые коврики, изолирующие подставки. Основные требования к электробезопасности на предприятиях представлены в [51].

6.4 Экологическая безопасность

Защита атмосферы

Большая часть выбросов на нефтегазовых промыслах, порядка 70-75% [52], приходится на атмосферу. При добыче нефти от кустовых площадок выделяются загрязняющие вещества (ЗВ), которые складываются из выбросов через неплотности фланцевых соединений, запорно-регулирующей арматуры скважин и замерной установки (ЗУ), а также сальниковых уплотнений.

Выбросы ЗВ на технической площадке УПН складываются из выбросов от работы нефтяных и газовых сепараторов, насосов и запорной арматуры.

Одним из основных источников выбросов загрязняющих веществ являются факельное хозяйство, предназначенное для сжигания газа при работе оборудования. Также влияние на загрязнение атмосферы оказывают выхлопные газы двигателей внутреннего сгорания автомобилей промысла, и различных технологических установок, буровые установки, газопроявление и выбросы попутного нефтяного газа, прорывы выкидных линий и прочие аварии, причинами которых обычно являются некачественное строительство; механические повреждения; коррозия трубопроводов; изменение проектных решений в процессе строительства.

Для предотвращения неконтролируемых выбросов в атмосферу проводят полную герметизацию оборудования для сбора и транспортировки нефти и газа, осуществляют контроль швов сварных соединений трубопроводов, проводят защиту оборудования от коррозии, утилизируют попутный газ.

Чистота атмосферного воздуха обеспечивается путем сокращения абсолютных выбросов газов и обезвреживанием выбросов, содержащих вредные вещества при помощи фильтров и рассеиванием в высоких трубах. ПДК некоторых вредных веществ в воздухе рабочей зоны представлены в таблице 15.

Таблица 15 – ПДК вредных веществ в рабочей зоне [53]

Наименование загрязняющих веществ	ПДК в воздухе, мг/м ³	Класс опасности
Двуокись азота	0,085	2
Окись углерода	5	4
Углеводороды	5	4
Сажа	0,15	3
Метанол	1	3
Бензин	100	4
Серы диоксид	10	3

Защита гидросферы

Порядка 20% [54] всех углеводородных выбросов на нефтегазовых промыслах приходится на гидросферу. Помимо углеводородов в различные водные источники так же попадают соединения серы, азота, кислорода, которые также негативно влияют на водные ресурсы.

Источников загрязнения водоёмов может быть очень много, это поступление токсичных веществ из шламовых амбаров в грунтовые воды, загрязнение грунтовых вод в результате отсутствия гидроизоляции технологических площадок, попадание загрязнений в грунтовые воды при аварийных разливах нефти, сточных вод и других отходов в результате порывов трубопроводов, поступление нефти и минерализованных вод в подземные воды в результате перетоков по затрубному пространству при некачественном цементировании скважины и ее негерметичности и многие другие.

Особое отрицательное воздействие на химический состав водоемов при эксплуатации объектов нефтедобычи оказывают разливы нефти и вод с высокой минерализацией. При попадании нефти в водоемы на поверхности воды образуется пленка, препятствующая воздушному обмену. Содержание растворённой нефти не должно быть выше 10 мг/л. Для оценки загрязнения воды, поглощающей кислород, введён коэффициент биохимической потребности в кислороде (БПК), который не должен превышать 3 мг/л согласно [54].

Для предотвращения выбросов нефти и нефтепродуктов в водоёмы необходимо проведение целого ряда различных мероприятий. Система сбора и транспорта продукции скважин должна быть надёжно герметизирована. Переходы трубопроводов через водные преграды должны осуществляться подземно. Сбор разлившихся нефтепродуктов необходимо проводить в аварийную емкость с последующей перекачкой на УПН.

Защита литосферы

Около 5% [53] всех загрязнений от нефтегазовых промыслов приходится на почву. Бурение скважин, обустройство нефтегазовых месторождений, сооружение подземных хранилищ приводит к изменениям почвенной среды и ландшафта.

Для почв предусмотрены предельно-допустимые значения концентраций вредных химических соединений, основные из которых представлены в таблице 16.

Таблица 16 – ПДК вредных химических веществ в почве [55]

Вещество	ПДК, мг/кг	Показатель вредности
Бензин	0,1	Воздушно-миграционный
Диметилбензолы	0,3	Транслокационный
Сероводород	0,4	Воздушно-миграционный
Серная кислота	160	Общесанитарный
Этилбензол	0,1	Воздушно-миграционный

Планирование экологической защиты литосферы начинается на стадии проектирования строительства нефтегазового комплекса согласно [56]. Если всё же загрязнение почвы неизбежно, то необходима её последующая рекультивация, согласно [57].

6.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

В основе аварий могут лежать как технические причины, так и человеческий фактор, а также могут быть следствием экологических и стихийных факторов. На нефтегазовых промыслах из всех чрезвычайных ситуаций наиболее вероятны и опасны пожары и взрывы. Причиной возникновения пожара может открытый огонь, искра, трение, удары, перегревы деталей механизмов, неисправностей в электроснабжении.

Чтобы не допустить пожароопасной ситуации все объекты на промысле должны быть правильно расположены относительно друг друга: от устья скважины до общественных зданий расстояние должно быть не менее 500 м, до насосных станций и резервуаров от 40 м, до газокompрессорной станции – 60 м. Всё электрооборудование на промысле должно проходить своевременную проверку, работать с ним должны только специально обученные люди и

персонал, прошедший инструктаж. Все установки на промысле должны быть снабжены системами противопожарной сигнализации и противопожарной автоматикой [58].

В случае возникновения открытого огня необходимо его ликвидировать средствами первичного пожаротушения: огнетушителями, струёй воды, изоляцией огня от кислорода и т.д. Если тушение открытого огня не представляется возможным, в связи с его площадью и интенсивностью, необходима срочная эвакуация рабочего персонала по заранее разработанному плану действий согласно [59], который включает в себя стратегию эвакуации рабочих и пункт сбора, систему оповещений и радио- и телефонной связи, укрытие рабочего персонала в специальные помещения, предназначенные для защиты в случае таких ситуаций, использование СИЗ в случае необходимости, оказание медицинской помощи пострадавшим, организация аварийно-спасательных работ в зонах ЧС.

Чтобы снизить вероятность возникновения ЧС необходим комплекс по предупреждению подобных ситуаций. К нему можно отнести – повышение надежности технологического оборудования, совершенствование рабочих процессов, своевременное обновление используемых материалов, агрегатов и установок, применение высококачественного сырья и материалов, участие в работах высококвалифицированного персонала.

6.6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Правовые нормы трудового законодательства

Рабочие смены оператора делятся на две, по 12 часов каждая, так как необходим постоянный контроль за состоянием скважин. Не допускаются к работе женщины, подростки и лица, не имеющие соответствующих допусков. Перед началом работы сотрудник должен быть снабжён спецодеждой в количестве двух комплектов.

Работникам выплачиваются льготы и компенсации в случае получения ими физического ущерба, т.к. работы на нефтяных и газовых промыслах

являются вредными и опасными для здоровья. Это могут быть увеличение оплаты труда, льготные пенсионные отчисления, дополнительный оплачиваемый отпуск, предоставляемый каждый год.

Оператор добычи ежедневно контактирует с нефтегазовым оборудованием, которое должно отвечать требованиям надёжности и безопасности. Конструкция оборудования должна содержать защитные средства, и обеспечивать удобное выполнение трудовых обязанностей оператора для того, чтобы обеспечить устранение или снижение опасных и вредных факторов до соответствующих значений. Рабочая область должна соответствовать требованиям [60], которые учитывают удобное выполнение работ в положении сидя или стоя или в обоих положениях.

Рабочее пространство и рабочее место должны проектироваться в соответствии с [61] и [62].

Компоновка рабочей зоны должна быть спроектирована для удобного выполнения трудовых обязанностей оператора. Так как основная рабочая зона оператора - это кустовая площадка, то расположение объектов на ней должно соответствовать утверждённой принципиальной схеме, разработанной с учётом особенностей производственных условий и удобства работы с оборудованием, входящим в неё.

Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

При организации рабочих мест операторов обязательно их обеспечение инструментами и расходными материалами, необходимыми для выполнения конкретных работ с соблюдением требований действующих санитарных норм. К такой оснастке относятся слесарный инструмент, переносные приборы, обтирочный материал, техническая документация и другое в зависимости от поставленных задач. Для эффективного выполнения рабочих обязанностей необходимо иметь достаточное пространство, оборудование должно находиться в исправном состоянии. Оператор должен иметь при себе газоанализатор, для определения степени загазованности закрытых помещений.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Снижение проявления механических примесей на территории Западной Сибири может значительно облегчить процесс эксплуатации за счёт увеличения межремонтного периода. В результате проведённого подробного анализа существующих методов борьбы с механическими примесями, их разновидности, технологии, позволяющие их осуществлять, анализа их технологической эффективности с целью определения наиболее эффективных из них, выявлено, что наиболее эффективным способом защиты насосного оборудования от негативного влияния механических примесей является применение десендеров.

Комбинации различных методов позволяют практически полностью нейтрализовать последствия проявления мехпримесей, что и было предложено в данной работе. Был проведен сравнительный анализ испытаний 13 типоразмеров десендеров различных типов, имеющих общее свойство - отсутствие приводного вала. Полученные рабочие характеристики десендеров, позволяют повысить эффективность их использования в составе скважинных насосных установок за счет правильного выбора.

Был проведён экономический расчёт эффективности метода крепления забойного щелевого фильтра, в результате которого выяснилось, что данный метод позволяет увеличить время межремонтного периода, а вследствие этого происходит дополнительная добыча нефти. Также в данной работе были освещены основные обстоятельства, влияющие на окружающую среду, опасные и вредные производственные факторы.

Список используемых источников:

1. Бабаев С.Г. Надёжность нефтепромыслового оборудования. – М.: Недра, 1987. – 264 с.
2. Справочник инженера по бурению / под ред. В.И. Мищевича, М.А. Сидорова. – Т. 1. – М.: Недра, 1973. – 520 с
3. Зорин В.А. Основы работоспособности технических систем. – М.: Издательский центр "Академия", 2009. – 208 с
4. «Производительность скважин» / Хеманта Мукерджи. – Москва. 2001.- 183с
5. Смольников С.В. Повышение эффективности эксплуатации продуктивных пластов, сложенных слабосцементированными песчаниками. 2015. – 134 с.
6. Каушанский Д.А. химические методы ограничения выноса песка в нефтяных и газовых скважинах. Научная статья/ Цицорин А.И., Демьяновский В.Б., Каушанский Д.А., 2013. – 8.
7. Гарифуллин А.Р. «Опыт борьбы с мехпримесями в ООО «РН Юганскнефтегаз», Инженерная практика №2, 2010г. с.20-25 с.
8. Патент РФ № 2395474 Проппант с полимерным покрытием. Изобретатели: Прибытков Евгений Анатольевич, Пейчев Виктор Георгиевич. - М, кл. С 04 В 41/83 заявл. 26.12.2008, опубл. 27.07.2010.
9. Шакиров Э.И. «Опыт применения технологий добычи и ограничения пескопроявления на пластах пачки ПК месторождений Барсуковского направления», Инженерная практика №2, 2010г. с.58-65
10. Ивановский В.Н., Сабиров А.А., Булат А.В., «Системы защиты скважинного оборудования от механических примесей» Территория нефтегаз №9, 2010 г с.62-67
11. Кузьмичев Н.П. «Кратковременная эксплуатация скважин - эффективный способ эксплуатации скважин, осложненных выносом мехпримесей», Инженерная практика №2, 2010г. с. 107-110

12. Шакуров А.Р. «Современные методы борьбы с пескопроявлением при заканчивавши скважин. Скважинные фильтры PPS, PMS, PPK», Инженерная практика №2, 2010г. с.116-119
13. «Фильтры модули ЖНШ производства компании «КАМТЕХНОПАРК» эффективное решение при высоких уровнях КВЧ», Инженерная практика №2, 2010г. с.56-57
14. Сабиров А.А., Соколов Н.Н., Донской Ю.А., Булат А.В., Якимов СБ., Строев В.С. «О возможности использования десендеров в борьбе с песком», Территория нефтегаз №3, 2010г. с.
15. «Скважинный фильтр ФЗСМ», Бурение и нефть №9, 2004г.
16. Патент РФ № 2395474 Проппант с полимерным покрытием. Изобретатели: Прибытков Евгений Анатольевич, Пейчев Виктор Георгиевич. - М, кл. С 04 В 41/83 заявл. 26.12.2008, опубл. 27.07.2010
17. Каталог оборудования «Cavins», 2007 г.
18. Каталог оборудования НПК ООО «Нефтеспецтехника», 2008 г.
19. Наговицын Э.А. «Оборудование для снижения влияния механических примесей при добычи нефти механизированным способом», Инженерная практика №2, 2010г. с.90-96
20. Каталог оборудования ОАО «Элкам -Нефтемаш» 2009 г.
21. А. С. Говберг и др. «Гидроциклонные сепараторы механических примесей типа СМГБ для погружных электроцентробежных насосов» Химическое и нефтегазовое машиностроение № 2, 2009г. с. 28-29
22. Каталог оборудования ПК «Борец», 2009 г.
23. Каталог оборудования ООО «АЛМАЗ», 2010 г.
24. Патент РФ № 2159329 Скважинный газопесочный сепаратор. Изобретатели: Горланов С.Ф., Шевелев А.В., Панахов Г.М., Шахвердиев А.Х. -М, кл. Е 21 В 43/38 заявл. 13.05.1999, опубл. 20.11.2000
25. Патент РФ № 2006574 Устройство для отделения песка и газа из нефти в скважине. Изобретатели: Сулейманов Р.Ю., Волков Б.П., Локтев А.В.,

- Аминев М.Х., Шайхуллов Ж.С. -М, кл. Е 21 В 43/38 заявл. 24.08.1992, опубл. 30.01.1994
- 26.«Миллиарды тонн пути», Коммерсантъ.ш №161 (4946), 30.08.2012г.
- 27.Агеев Ш.Г., Григорян Г.П., Макиенко Г.П. «Энциклопедический справочник лопастных насосов для добычи нефти и их применение», Пермь: ООО «Пресс мастер», 2007г
- 28.А.с. СССР № 1308754 Газопесочный сепаратор для подземного оборудования скважины. Изобретатель: Оразклычев К. -М. кл. Е 21 В 43/38 заявл. 10.08.1989, опубл. 07.09.1992, Б.И. №33
- 29.А.с. СССР №313961 Устройство для отделения песка из нефти в скважине. Изобретатель: Габриелов Л.В. -М, кл. Е 21 В 43/38 заявл. 12.04.1982, опубл. 07.12.1983, Б.И. №45
- 30.ГОСТ 12.1.005-88
- 31.ГОСТ 12.01.003-83
- 32.ГОСТ 12.4.011-89
- 33.ГОСТ 24346-80
- 34.ГОСТ 12.1.004-91
- 35.ГОСТ Р 52630-2012
- 36.ГОСТ Р 12.1.019-2009
- 37.ГОСТ 12.2.003-91
- 38.СП5 .13130.2009
- 39.ГН 2.1.7.2041-06
- 40.ГОСТ 12.2.049-80
- 41.ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»
- 42.ГОСТ 12.01.003-83 «Шум. Общие требования безопасности»
- 43.ГОСТ 24346-80 «Вибрация. Термины и определения»
- 44.ПБ 08-624-03 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»

- 45.ГОСТ 12.4.011-89 «Средства защиты работающих. Общие требования и классификация»;
- 46.СанПиН 3.5.2.1376-03 «Санитарно-эпидемиологические требования к организации и проведению дезинсекционных мероприятий против синантропных членистоногих»
- 47.ГОСТ 12.2.003-91 «Оборудование производственное. Общие требования безопасности»
- 48.ГОСТ Р 52630-2012 «Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия»
- 49.ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность. Общие требования»;
- 50.СП 5.13130.2009 «Свод правил. Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования»;
- 51.ГОСТ Р 12.1.019-2009 «Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты»;
- 52.ГОСТ Р 55415-2013 «Месторождения газовые, газоконденсатные, нефтегазовые и нефтегазоконденсатные. Правила разработки»
- 53.ГН 2.2.5.686-98 «Химические факторы производственной среды. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы»;
- 54.СанПиН 4630-88 «Санитарные правила и нормы охраны поверхностных вод от загрязнения»;
- 55.ГН 2.1.7.2041-06 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в почве. Гигиенические нормативы»;
56. СНиП 11-01-95 «Инструкция о порядке разработки, согласования, утверждения и составе проектной документации на строительство предприятий, зданий и сооружений»;
- 57.ГОСТ 17.5.3.04-83 «Охрана природы. Земли. Общие требования к рекультивации земель»

58. НПБ 88-2001 «Установки пожаротушения и сигнализации. Нормы и правила проектирования»;
59. ГОСТ Р 22.3.03-94 «Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Защита населения. Основные положения»;
60. ГОСТ 12.2.049-80 «Оборудование производственное. Общие эргономические требования»;
61. ГОСТ 19605-74 «Организация труда. Основные понятия. Термины и определения»;
62. ГОСТ Р ИСО 6385-2007 «Эргономика. Применение эргономических принципов при проектировании производственных систем»

