

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

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
<b>Автоматизация очистки погружного оборудования скважин гидродинамическим способом с учетом применения обратного клапана электромагнитным приводом</b>

УДК 622.24.05-776

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4В	Шарапов Арсений Николаевич		

Руководитель ВКР

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

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

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
3-2Б4В	Шарапову Арсению Николаевичу

Тема работы:

Автоматизация очистки погружного оборудования скважин гидродинамическим способом с учетом применения обратного клапана электромагнитным приводом	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	1828/с от 11.03.2019

Срок сдачи студентом выполненной работы:

--	--

#### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p><b>Исходные данные к работе</b></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>Демонстрационный материал, представляющий собой аналитические таблицы, схемы процессов, устройств, являющийся результатом работы, полученный лично магистром; тексты и графические материалы отчетов и научно-исследовательских работ ООО «РН-Ванкор»; АО «Самотлорнефтегаз»; ООО «РН-Краснодарнефтегаз» фондовая и периодическая литература; электронные ресурсы; научные статьи, патенты, диссертации и авторефераты по теме ВКР; пакет информации по геологической характеристике месторождений Западной и Восточной Сибири</p>
---	---

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b> <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>Геолого-физическая характеристика обломочных пород; характеристика пескопроводящих коллекторов; причины разрушения коллектора и выноса песка; последствия выноса песка в скважину; методы борьбы с пескопроявлением; способы ликвидации песчаных пробок; технологические промывки при эксплуатации скважин; скважинные фильтры; анализ патентов оборудования, направленных на очистку погружного оборудования; гидравлический расчет промывки забойных песчаных пробок; автоматизация процесса очистки внутрискважинного оборудования на основе клапана с электромагнитным приводом; оценка экономической эффективности применения обратного клапана с электромагнитным приводом; социальная ответственность при эксплуатации фонда скважин.</p>
<p><b>Перечень графического материала</b> <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>1. Расчетные формулы 2. Таблицы: 1. Исходные данные для расчета гидравлической промывки песчаных пробок</p>
<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p><b>Раздел</b></p>	<p><b>Консультант</b></p>
<p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p>Доцент, к.т.н., Криницына Зоя Васильевна</p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Ассистент, Черемискина Марина Сергеевна</p>
<p><b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b></p>	
<p>Причины разрушения коллектора и выноса песка</p>	
<p>Технологические промывки при эксплуатации скважин</p>	
<p>Автоматизация процесса очистки внутрискважинного оборудования на основе клапана с электромагнитным приводом</p>	
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	
<p>Социальная ответственность</p>	

<p><b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b></p>	<p>19.03.2019</p>
--	-------------------

**Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<p>Старший преподаватель</p>	<p>Орлова Юлия Николаевна</p>	<p>к.ф.-м.н.</p>		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
<p>3-Б4В</p>	<p>Шарапов Арсений Николаевич</p>		

## Планируемые результаты обучения

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

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
		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)
<b>в области организационно-управленческой деятельности</b>		
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)
<b>в области экспериментально-исследовательской деятельности</b>		
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)
<b>в области проектной деятельности</b>		
Р11	Способность применять знания, современные методы и программные	Требования

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
	средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30), (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)

## **РЕФЕРАТ**

Выпускная квалификационная работа по теме «Автоматизация очистки погружного оборудования гидродинамическим способом с учетом применения обратного клапана электромагнитным приводом» изложена на 103 страницах машинописного текста, и включает в себя введение, четыре главы основного материала, заключение, список обозначений и сокращений, и список состоящий из 30 использованных источников.

Цель работы: автоматизация процесса эксплуатации механизированного фонда месторождений в осложненных условиях для интенсификации добычи нефти из скважин с наклонными и горизонтальными расположением ствола.

Ключевые слова: АВТОМАТИЗАЦИЯ, ПЕСКОПРОЯВЛЕНИЕ, ОЧИСТКА ПОГРУЖНОГО ОБОРУДОВАНИЯ, ПРОМЫВКА СКВАЖИН, ОБРАТНЫЙ КЛАПАН, МОДЕРНИЗАЦИЯ, ФИЛЬТРЫ, КОЛЛЕКТОР, ГОРИЗОНТАЛЬНЫЕ СКВАЖИНЫ, ЭЛЕКТРОМАГНИТ.

## **Определения, обозначения, сокращения**

АНПД – аномально низкое пластовое давление

АСПО – асфальтосмолопарафинистые отложения

ГНКТ – гибкая насосно-компрессорная труба

МРП – межремонтный период

НКТ – насосно-компрессорная труба

УЭЦН – установка электроцентрабежного насоса

ФСЭЛ – фильтр сетчатый экран листовой

ННО – наработка на отказ

КВЧ – количество взвешенных частиц

ШГН – штанговая глубинно-насосная установка;

ГТМ – геолого-технические мероприятия;

СПО – спуско-подъемные операции;

ПАВ – поверхностно-активные вещества;

ГРП – гидравлический разрыв пласта;

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства



## **ОГЛАВЛЕНИЕ**

ВВЕДЕНИЕ.....	11
1. ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ.....	12
1.1 Геолого-физическая характеристика горных пород.....	12
1.2 Характеристика пескопроявляющих коллекторов. ....	24
1.3 Причины разрушения коллектора и выноса песка. ....	27
1.4 Последствия выноса песка в скважину.....	29
1.5 Методы борьбы с пескопроявлением. ....	31
1.6 Способы ликвидации песчаных пробок в скважинах. ....	34
2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ.....	39
2.1 Технологические промывки при эксплуатации скважин. ....	39
2.1.1 Очистка оборудования от АСПО. ....	39
2.1.2 Очистка погружного оборудования от механических примесей.....	40
2.1.3 Промывки горизонтальных скважин и скважин с АНПД. ....	41
2.2 Скважинные фильтры.....	45
2.3 Анализ патентов оборудования, направленных на очистку погружного оборудования. ....	47
2.4 Гидравлический расчет промывки забойных песчаных пробок. ....	53
2.5 Автоматизация процесса очистки внутрискважинного оборудования на основе клапана с электромагнитным приводом. ....	68
3. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ .....	75
3.1 Расчёт дополнительной добычи .....	76
3.2 Расчет единовременных затрат и суммы амортизационных отчислений на проведение мероприятия.....	77
3.3 Расчет эксплуатационных затрат .....	82
3.4 Расчет экономического эффекта мероприятия .....	83
4. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	89
4.1 Производственная безопасность .....	89
4.1.1 Анализ вредных производственных факторов .....	90
4.1.2 Анализ опасных производственных факторов .....	92

4.2 Экологическая безопасность.....	95
4.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	96
4.4 Правовые и организационные вопросы проведения безопасности .....	97
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	99
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	101

## **ВВЕДЕНИЕ**

При эксплуатации скважин, осложненных выносом механических примесей, возникает проблема засорения забоя скважин, оборудования и призабойной зоны пласта (ПЗП), это в свою очередь приводит к снижению дебита скважины. Аналогичная ситуация происходит и при проведении различных технологических операций.

Возникновение песчаных или парафино-гидратных «пробок» для нефтегазодобывающих предприятий дело достаточно обычное. Применительно к подземному насосному оборудованию механические примеси являются главной причиной поломок и образования дефектов конструкции. Согласно известным статистическим данным, процентная доля выхода из строя насосного оборудования связанных с воздействием механических примесей намного превосходит влияние других геолого-технических факторов, главными из которых являются коррозия и солеобразование. Для большинства нефтяных месторождений Западной и Восточной Сибири механические примеси составляют 35-50 % от общего числа основных причин отказов глубинных насосов, тогда как коррозия 20-25%, а солеобразование 15 - 20 %. Так же, вследствие выноса песка, образуются песчаные пробки, которые перекрывают весь интервал перфорации скважины, в результате чего скважина перестаёт функционировать ввиду отсутствия притока флюида из пласта.

Для поддержания уровня добычи нефти порой целесообразно увеличение дебитов скважин, которое неизбежно приводит к высоким скоростям фильтрации, способствующим срыву и выносу мехпримесей из слабоцементированных коллекторов призабойной зоны вследствие разрушения скелета коллектора. При этом процесс разрушения коллектора будет непрерывным из-за постоянного выноса в скважину частиц разрушенной породы.

В итоге можно сказать что, проблемы ликвидации песчаных пробок в добывающих скважинах носят глобальный характер.

## **1. ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ**

### **1.1 Геолого-физическая характеристика горных пород**

Нефтегазоносные обломочные породы-коллекторы имеют ведущее значение в России и США, на Ближнем Востоке преобладают карбонатные породы-коллекторы. Наиболее известные нефтяные и газонефтяные месторождения России в обломочных коллекторах: Самотлорское, Мамонтовское, Сургутское (Западная Сибирь), Туймазинское, Бавлинское, Ромашкинское (Волго-Уральская провинция), Эхабинское и Тунгорское (Сахалин); газовые месторождения: Уренгойское, Губкинское, Заполярное (Западная Сибирь), Пелагиаднинское, Рашеватское, Тахта-Кугультинское (Ставропольский край), Ленинградское и Березанское (Азово-Кубанская область). Самым большим месторождением нефти является Самотлорское, а газа – Уренгойское. [1].

Обломочные породы – это главная группа пород - коллекторов нефти и газа, а так же одна из основных групп осадочных образований, составляющая до 20 % объема осадочной оболочки Земли. Они сложены более чем наполовину аллотигенными компонентами и в соответствии с особенностями литогенеза делятся на терригенные (континентальные) и эдафогенные (океанические). В основу классификации обломочных пород положены их структура ( размер и форма частиц), наличие цемента и минеральный состав [2]. В нефтегазовой геологии используют преимущественно десятичную схему классификации, предложенную Московским нефтяным институтом (Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина) которая предусматривает выделение грубообломочных, песчаных, алевритовых и пелитовых пород. В каждой структурной подгруппе выделяют породы рыхлые и сцементированные [3].

Составными частями грубообломочных пород являются обломки горных пород различного минерального состава и генезиса. Более мелкозернистые породы сложены обломками минералов. По минеральному составу различают мономиктовые, олигомиктовые и полимиктовые

терригенные породы. Крупные обломки наиболее подвержены механической обработке, поэтому для грубообломочных пород предусмотрено деление по признаку окатанности зерен [4].

**Грубообломочные породы**, – составляют небольшую часть (десятые доли процента) стратисферы. Наибольшую роль они играют в составе осадочно-вулканогенных и молассовых формаций, изучать которые нефтяникам приходится особенно часто. В других толщах их можно встретить в виде отдельных пачек, слоев и линз. Псефиты представляют собой начальные продукты разрушения древних пород. В связи с этим обломки представлены преимущественно горными породами. Структуры грубообломочных пород псефитовые и псаммопсефитовые. Текстуры неслоистые или грубослоистые, часто косо- и диагонально-слоистые. Галечные и щебеночные породы сложены обломками размером 10-100 мм, составляющими более 25 %. *Щебенка* и *брекчии* сложены продуктами наземных и подводных обвалов, оползней, осыпей, селевых и донных потоков, выветривания и деятельности ледников. Сортировка материала практически не проявлена. Континентальные брекчии цементирует песчано-глинистый материал, морские – кальцит, доломит, халцедон, опал. *Галечники* и *конгломераты* состоят из гальки магматических, метаморфических и осадочных пород, преимущественно мелкозернистых (эффузивов, тонких сланцев, кварцитов, алевролитов и яшм). Важным типом галечных пород являются конгломерато-брекчии (*конглобрекчии*). Цементом в конгломератах обычно служит песчано-глинистый, известково-глинистый, карбонатный или кремнистый материал.

Дресвяные и гравийные породы сложены обломками различных пород, реже минералов с преобладающим размером 1-10 мм. Дресвяные породы состоят преимущественно из остроугольных обломков, а гравийные – из окатанных. Различают рыхлые отложения – *дресвяники*, *гравийники* и сцементированные – *дресвиты*, *гравелиты*. Они ассоциируют с щебеночными и галечными породами. Цементом в дресвитах обычно служит

несортированный песчано-глинистый материал, а в гравелитах – песчано-глинистый, карбонатно-глинистый и карбонатный [4, 5].

**Песчаные породы**, – относятся к наиболее распространенным обломочным образованиям, слагая вместе с алевритовыми породами многокилометровые толщи. К ним относится более половины коллекторов нефти и газа, особенно в нефтегазоносных комплексах кайнозойского возраста. С песчаными породами связаны такие гигантские нефтегазовые месторождения как Боливар, Панхэндл-Хьюгтон, Прадхо-Бей, Ромашкино, Самотлор и др.

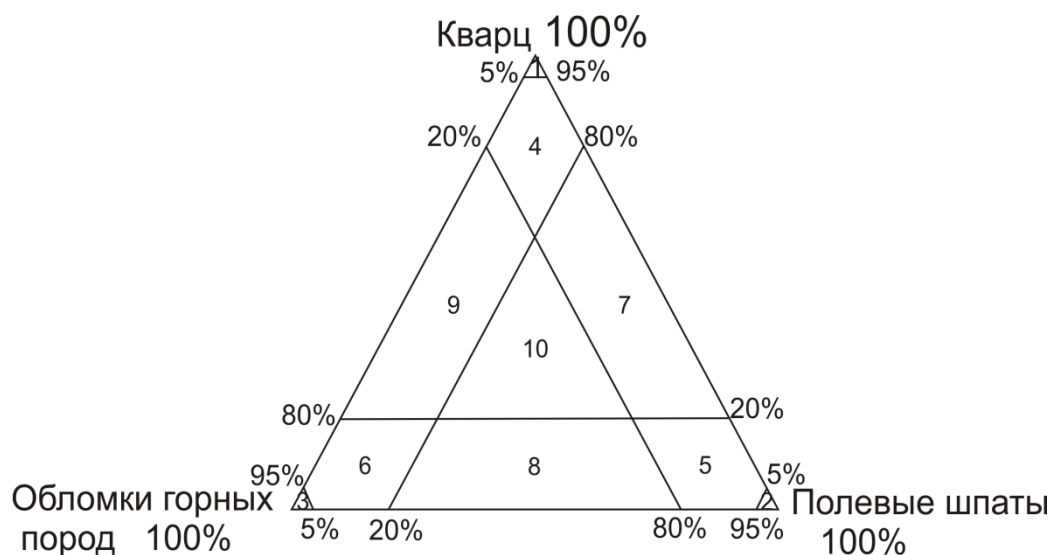
Песчаные породы состоят на 50 % и более из частиц размером 0,1-1,0 мм. и подразделяются на крупно-, средне- и мелкозернистые. Структуры песчаных пород псаммитовые, псефопсаммитовые, алевропсаммитовые. В измененных песчаниках наблюдаются мозаичные конформно-регенерационные и бластопсаммитовые структуры. Структуры цементирующего материала весьма разнообразны. Из наиболее распространенных типов цемента, – базального, порового, контактового и пленочного наиболее важны в нефтегазовой геологии два последние, определяющие повышенную пористость песчаников. Текстуры песчаников весьма разнообразны. Для них характерны различные виды слоистости, гиероглифы, следы жизнедеятельности животных и т. п. [6].

В строении песчаных пород принимают участие преимущественно обломки аллотигенных минералов, хотя могут встречаться и обломки микрозернистых пород. Состав обломков крайне разнообразен и положен в основу минералогической классификации пород. Выделяют мономиктовые, олигомиктовые и полимиктовые породы (рисунке 1).

*Полимиктовые* разности представлены аркозами, граувакками и породами смешанного состава. Их общий признак – пониженное содержание основного компонента <80% или отсутствие такового, причем несколько компонентов могут присутствовать примерно в равных количествах. Аркозовые песчаные породы или *аркозы* образуются за счет продуктов

разрушения гранитов, гнейсов и других близких по составу пород. Цемент сложен гидрослюдой, каолинитом или карбонатами.

*Граувакками* называют песчаники, содержащие кварц и обломки различных горных пород в количестве не менее 20% каждого компонента. В обломках часто встречаются глинистые, глинисто-кремнистые и углисто-кремнистые сланцы, андезиты, базальты и другие эффузивы. Постоянной примесью в граувакках являются полевые шпаты и слюды. Обломки часто слабо сортированы и плохо окатаны. Цементом служат глина и продукты изменения аллотигенных минералов: серицит, хлорит, цеолиты и др. Переходные породы между аркозами и граувакками представляют собой *литоидные (литические) аркозы* или смешанные породы, в составе которых все три компонента (обломки пород, кварц и полевой шпат) содержатся в количестве более 20%, – *аркозо-граувакки*. Существует понятие зрелости песчаных пород, отраженной в соотношении химически устойчивого кварца и менее устойчивых полевых шпатов: при содержании полевых шпатов менее 25% породы считаются химически зрелыми. Физическая зрелость обломочного материала выражена в степени его сортированности и окатанности. Степень структурной зрелости определяется соотношением объемов обломочной части и цемента. Породы, содержащие более 15% цемента, считают незрелыми и называют *вакками*, в отличие от более "чистых" *аренитов* [2,3,5]



Мономинеральные или мономиктовые: 1 – кварцевые; 2 – полевошпатовые; 3 – литоидные. Олигомиктовые: 4 – полевошпатово-кварцевые; 5 – кварцево-полевошпатовые; 6 – кварцево-литоидные. Полиминеральные или полимиктовые: 7 – аркозовые; 8 – литоидные аркозы; 9 – граувакковые; 10 – породы смешанного состава – аркозо-граувакки.

Рисунок 1. Классификация песчаных и алевроитовых пород (по Н.В. Логвиненко)

**Алевроитовые породы** представлены различными рыхлыми отложениями – алевроитами и сцементированными породами – алевролитами, сложенными на 50 % и более частицами размером 0,01-0,1 мм. Они отличаются от псаммитов более высокой долей устойчивых аллотигенных минералов – кварца, мусковита, халцедона, и пониженными содержаниями щелочных полевых шпатов, плагиоклазов и обломков пород. В них больше глинистого материала, органического вещества, аксессуарных минералов, оксидов и гидроксидов железа. По минеральному составу среди алевроитовых пород, как и среди песчаных, выделяют мономинеральные, олигомиктовые и полимиктовые разновидности. Вместе с тем, среди них не встречаются литоидные разновидности и граувакки, относительно редки аркозы. Состав и типы цемента такие же, как в песчаниках [7].



Алевритовые структуры делят на крупно-, средне- и мелкозернистые. Текстуры алевритовых пород слоистые и неслоистые. Слоистость обычно тонкая, горизонтальная, реже косая, волнистая или диагональная.

Мощность пакетов и слоев в алевритовых породах значительно меньше, чем в песчаных. Часто встречаются микрослоистые и ориентированные текстуры, выраженные в параллельном расположении чешуек глинистых и слюдистых минералов.

**Смешанные породы** состоят из обломков различных фракций, особенно песчаной, алевритовой и пелитовой, содержание которых примерно одинаково. Такими являются отложения красноцветных, молассовых, граувакковых, флишевых и ледниковых толщ. Совершенно несортированные разности смешанных пород, в которых три и более компонента содержатся примерно в равных количествах, называют хлидолитами или паттумами.

Геологические тела, сложенные обломочными породами-коллекторами, представляют собой слои, линзы, пачки тонкого переслаивания песчаных, алевритовых и глинистых слоев. Они формируются в различных тектонических обстановках и климатических условиях. Наиболее распространенные генетические типы обломочных коллекторов – морские, дельтовые, речные и эоловые отложения.

Формирование коллекторских свойств обломочных пород начинается уже на ранних стадиях литогенеза, когда определяется состав, способ, длительность и дальность переноса обломочного материала физико-химические и гидродинамические условия осаждения и преобразования осадка. Условия образования отражаются на размере, форме, сортированности обломков, имеющих большое значение для емкостных и фильтрационных свойств терригенных пород. Большое влияние на коллекторские свойства терригенной породы оказывают процессы дифференциации и сортировки обломков во время переноса и осаждения. Более крупнозернистые породы обладают более крупными порами, а более окатанные обломки определяют правильную изометрическую форму пустот

и однородность порового пространства. Постседиментационные процессы способствуют преимущественно сокращению свободного порового пространства терригенных пород вследствие их уплотнения и цементации. Первичный цемент (глинистый, карбонатный, железистый и др.), накапливаясь вместе с обломочным материалом, уменьшает пористость породы [8].

### **Типы коллекторов.**

Первичная седиментогенная межзерновая пористость, катагенная трещиноватость и их сочетание обуславливают проявление в обломочных породах трех основных типов коллекторов: порового, трещинного и смешанного.

*Поровый тип* коллекторов распространен очень широко и характеризуется межзерновым видом пор. Их размер в идеализированных породах, состоящих из изометричных зерен одного размера, в зависимости от способа укладки частиц и при отсутствии цемента составляет 0,154-0,414 диаметра зерен. Теоретически в мелкозернистом песчанике размер пор при самых благоприятных условиях может варьировать от 0,015 до 0,1 мм, а в крупнозернистом – от 0,15 до 0,4 мм. В реальных породах размер пор меньше. Это определяется сортированностью обломков, содержанием и распределением в породе цемента, уплотнением, минеральными новообразованиями, регенерацией и растворением аллотигенных минералов. Влияние всех этих факторов возрастает с глубиной. Форма пор в обломочных породах весьма разнообразна. В случае однородных окатанных обломков при отсутствии цемента поры представляют собой сложный многоугольник, ограниченный гладкими криволинейными поверхностями. Слабая окатанность обломочных частиц усложняют форму и поверхность пор. В породах, содержащих небольшое количество цемента, распределенного равномерно, поры имеют более или менее округлую форму. Поровый тип коллектора является первичным и очень характерен для песчаных и алевритовых пород, залегающих на небольших глубинах. На больших

глубинах более 4 км такие коллекторы встречаются значительно реже и преимущественно в молодых отложениях [2, 3].

*Трещинный тип* коллекторов выделяют в случае ведущей роли трещинного вида порового пространства. Характерной особенностью этого типа коллекторов является низкая пористость (от долей до 1,5-2 %, максимум 3-3,5 %) и широкий диапазон колебаний проницаемости. Трещины в обломочных коллекторах имеют различную природу, – тектоническую, литогенетическую или гидроразрывную. Раскрытость трещин очень небольшая, – доли миллиметра, реже первые миллиметры, при этом смещения пород вдоль трещин обычно не наблюдается. Ориентировка, плотность и густота трещин могут быть различными.

Тектонические трещины группируются в системы по залеганию, возрасту и раскрытости. Они нередко ветвятся, что приводит к увеличению их плотности и густоты. Ориентировка трещин определяется не только направлением тектонических напряжений, но и литологическим составом пород.

Густота трещин нередко зависит от мощности слоев: чем меньше мощность тем, при прочих равных условиях, интенсивнее трещиноватость. Литогенетические трещины отличаются пологоволнистой морфологией и ориентировкой, параллельной наложению. Они наиболее характерны для толщ тонкого переслаивания песчаников, алевролитов и аргиллитов. Трещины гидроразрыва (авторазрыва) возникают на больших глубинах на стадии катагенеза в результате развития аномально высоких пластовых давлений, превышающих нагрузку вышележащих пород. Они характеризуются неравномерным распределением и незначительными размерами, нередко затухая на расстояниях в несколько сантиметров.

Трещинный тип коллектора по своей природе вторичен. Он возникает в сильно уплотненных, хрупких обломочных породах, залегающих на больших глубинах или деформированных под действием стресса. Трещиноватость разного генезиса может сочетаться в одном коллекторе и преобразовываться

вследствие позднейших тектонических и гидроразрывных воздействий. Со временем трещины могут быть залечены минеральным веществом или закрыты вследствие механических напряжений. В результате трещинный коллектор перестает существовать [7].

*Смешанный (сложный) тип* коллекторов выделяется в обломочных породах в случае сочетания межзерновых и трещинных пор. Такие коллекторы возникают в первично трещиноватых и пористых породах или породах, испытавших на больших глубинах уплотнение и деформированных, но частично сохранивших (или приобретших вновь) межзерновую пористость. Сочетание трещин с межгранулярными порами существенно повышает емкостные и, особенно, фильтрационные свойства пород [2,3,7].

#### **Факторы коллекторских свойств.**

Объем порового пространства в обломочных породах колеблется в широких пределах, – от долей до 50%. Коллекторские свойства обломочных пород определяются размером, формой, сортированностью обломков, составом, структурой цемента, характером вторичных преобразований и слоистостью агрегата [9].

Размер обломков отражается на пористости и проницаемости пород неоднозначно. Величина общей пористости не зависит от размера обломочных частиц, однако, чем больше их размер, тем крупнее поры и наоборот. Размер межзерновых пор, в свою очередь, существенно влияет на проницаемость агрегата: чем крупнее поры, тем выше проницаемость. В реальных терригенных породах, где размер пор варьирует в широких пределах, фильтрация осуществляется только по наиболее крупным порам. Мелкие поры (менее 1-2 мкм) заполнены физически связанной водой и практически непроницаемы.

В случае преобладания в породе крупных пор (50 мкм и более) поры диаметром 20-30 мкм и менее в фильтрации практически не участвуют [8].

Форма зерен, в частности их окатанность, также отражаются на величине проницаемости пород. При прочих равных условиях породы,

сложенные изометричными окатанными частицами, обладают большей проницаемостью, чем сложенные изометричными неокатанными. Форма и степень окатанности обломков существенно не отражаются на величине пористости агрегата. В случае рыхлой упаковки угловатых обломков пористость агрегата может превосходить на несколько процентов пористость породы, сложенной окатанными зернами. Но в реальных породах промежутки между угловатыми зернами заполняются мелкими обломками, и пористость заметно снижается.

Наличие в песчано-алевритовых породах уплощенных обломков слюды, хлорита и других минералов определяет сильную анизотропию проницаемости: в направлении, перпендикулярном к ориентировке табличек, она резко понижена, по сравнению с направлением, параллельным ориентировке. Пористость пород в этих случаях также является пониженной.

Сортированность обломков – важнейший литологический параметр обломочных пород-коллекторов. В общем виде чем однороднее частицы по величине, тем выше пористость пород. Прекрасно сортированные породы приближаются по пористости к моделям агрегатов, сложенных одинаковыми шарами, – до 26-47,6 %.

Сортированность обломочных частиц отражается на плотности и проницаемости пород. С увеличением однородности зерен плотность пород несколько уменьшается, а проницаемость пород, при прочих равных условиях, возрастает. Это объясняется тем, что в сортированных породах отсутствует мелкообломочный заполнитель пор, способный уменьшать сечения каналов, увеличивать их извилистость и снижать таким образом пропускную способность агрегата [1].

Тип цемента заметно влияет на коллекторские свойства обломочной породы. Совершенно ясно, что чем большая часть пустот между зернами породы будет занята цементом, тем ниже будет пористость такой породы. Наименьшая пористость наблюдается в коллекторах с базальным и поровым типами цемента. Остальные типы соединения зерен предполагают наличие

пористости той или иной величины, зависящей от содержания цемента. Базальный тип цемента встречается в породах с содержанием цемента 40-50 %. Поровый и сгустковый типы цемента характерны для пород с содержанием цемента соответственно 25-40 % и менее 20 %. Пленочный и контактовый типы присущи породам, содержащим менее 25 % цемента. Колебание содержания цемента при одинаковых способах цементации объясняется разнообразием строения пород. При высокой степени сортированности обломочных зерен, их кубической укладке и слабой уплотненности пород для данного типа цементации требуется наибольшее количество цемента. Плохая сортированность обломков и ромбоэдрическая укладка не позволяют достичь какого-либо типа цементации при минимальном количестве цемента. Цемент оказывает существенное влияние и на проницаемость обломочных пород. Чем больше цемента в породе, тем более извилисты, при прочих равных условиях, поровые каналы и мельче поры, тем слабее связь между порами и ниже проницаемость. В случае равномерного распределения цемента проницаемость оказывается ниже, чем в случаях сгусткового типа цементации, позволяющего части крупных пор оставаться открытыми.

*Состав цемента* влияет на коллекторские свойства пород. Особенно заметным является отрицательное влияние глинистой примеси в породах. Причем присутствие в составе глинистых минералов монтмориллонита, особенно склонного к разбуханию, усугубляет это явление. Например, двухпроцентная примесь монтмориллонита снижает проницаемость крупнозернистого песка в 10 раз, пятипроцентная – в 30 раз, а десятипроцентная делает породы практически непроницаемыми [1, 8].

Установлено, что на небольших глубинах (до 1000-1500 м) при одинаковом содержании цемента пористость пород с глинистым цементом выше, чем у пород, сцементированных кальцитом. На глубине 2500-3000 м роль глинистого и известкового цементов становится примерно одинаковой. Песчаники и алевролиты с базальным и поровым кальцитовым цементом

практически непроницаемы. Существенное влияние на процессы цементации оказывает органическое вещество. Преобразование глинистых минералов в порах коллекторов при погружении пород практически не происходят, если глинистая масса пропитана органическим веществом. Замечено, что в породе-коллекторе, содержащей нефть, процессы цементации замедляются или даже прекращаются, продолжая развиваться за контуром природного резервуара. Нефть, являясь диэлектриком, тормозит электролитические процессы, обменные явления, во много раз замедляет вторичное изменение пород и как бы консервирует поровое пространство коллектора [9].

Механическое уплотнение обычно снижает качество коллекторов. Возрастающее с глубиной уплотнение ведет к более тесной укладке, изменению типов контактов зерен, – от точечных к механоконформным и сутурным. При этом происходит частичное дробление зерен и заполнение порового пространства продуктами дробления. С ростом удельной поверхности контактов пористость и проницаемость пород понижаются прогрессирующими темпами до определенного момента. При дальнейшем росте нагрузки жесткий скелет испытывает лишь упругие сжатия, переходящие в дальнейшем в разрушение.

Ухудшение коллекторских характеристик с глубиной в терригенных породах разного гранулометрического состава происходит разными темпами. Быстрее всего снижается пористость и проницаемость у пелитовых пород, а у песчаников и алевролитов – менее интенсивно и в зависимости от содержания глинистого материала. Снижение пористости на одной и той же

глубине проявляется в обломочных породах с глинистым цементом в значительно большей мере, чем в породах с кремнистым цементом. При прочих равных условиях более заметное уменьшение пористости происходит в плохо сортированных породах, например, в глинистых алевролитах. Имеет значение количество и распределение цемента. Степень уплотнения обломочных пород определяется также составом зерен: граувакки

уплотняются в большой степени, чем аркозовые или тем более кварцевые [10].

## **1.2 Характеристика пескопроявляющих коллекторов.**

В процессе эксплуатации скважин твердые частицы выносятся из пласта вследствие разрушения в нем природного цементирующего материала. Это может происходить из-за: нарушения равновесия в массиве породы в пристволевой зоне под воздействием горного и забойного давлений; влияния переменных механических нагрузок на пласт; воздействия нагрузок при фильтрации жидкостей; растворения цементирующего материала в результате притока пластовой воды. Породы, с которыми связана проблема пескопроявления, можно разделить на несколько видов:

1. Хрупкие или полустойчивые выглядят как хорошо консолидированные. Обычно они хорошо сцементированы, легко разбуриваются и достаточно прочны. Тем не менее, в скважинах, вскрывших такие породы, первоначально в течение небольшого периода времени нередко наблюдается поступление пластового песка. Поставка песка может начаться также после истощения коллектора или после прорыва воды в добывающую скважину. Сложены такие породы алевролитами, доломитами, песчаниками.

2. Частично сцементированные пласты. Зерна песка в них скреплены мягкой глиной и илом. Чаще всего такие породы имеют низкую прочность при сжатии и ограниченную сопротивляемость фильтрации пластового флюида. Скважины, вскрывшие подобные пласты, бывают пескопроявляющими на протяжении некоторого периода их эксплуатации. Сложены гипсом, кремнями и разновидностями известняков.

3. Полностью несцементированные пласты могут содержать большие количества связующих минералов и в то же время оставаться неконсолидированными. Целостность пласта может сохраняться за счет проявления небольших по величине сил сцепления и уплотнения пород. Следовательно, любое движение пластового флюида в направлении ствола



скважины приводит к иммобилизации песка. Эти пласты сложены галечником с крупным песком, каменной солью и каменным углем. В целом, несцементированным считается пласт, не содержащий достаточного количества природного цементирующего материала, чтобы удержать слагающие породу зерна минералов во взаимном контакте в процессе притока нефти или газа в скважину.

4. Несцементированные пласты встречаются практически во всех основных нефтедобывающих регионах мира. На таких месторождениях установлено огромное количество извлекаемых запасов, но по различным причинам они не разрабатываются. Основными причинами, препятствующими введению этих месторождений в разработку, является вынос песка из слабосцементированного коллектора [11].

Некоторые исследователи приводят классификацию пород по степени устойчивости (Таблица 1) [12].

Таблица 1 – Классификация пород по степени устойчивости

Степень Устойчивости	Горные породы	Связь между зернами
Весьма Неустойчивые	Рыхлые (пески, гравий, галечник)	Отсутствует
С изменяющейся Устойчивостью	Плотные невысокой прочности, растворимые или размываемые буровым раствором (глинистые породы, каменная соль)	Сложная (исчезающая при насыщении водой)
Слабоустойчивые	Скальные, но раздробленные; сбрекчированные	Недостаточно прочная
Устойчивые	Породы высокой и средней твердости, монолитные или слаботрещиноватые, не размываемые буровым раствором (граниты, диориты, базальты, кварциты)	Прочная

Помимо оценки степени устойчивости пород немаловажной является оценка фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, включающих: общую и открытую пористость; абсолютную, фазовую и относительную проницаемость; водо-, нефте- и газонасыщенность. В соответствии с совокупностью этих свойств коллектора подразделяются на соответствующие группы [13, 14] (Таблица 2).

Содержание глинистого и карбонатного цемента определяет ФЭС коллектора (Таблица 2). В первой группе среднее содержание глинистой (размер частиц  $d < 0,01$  мм) и алевролитовой ( $d = 0,1-0,01$  мм) фракций примерно одинаково и в сумме составляет около 97%. Карбонатность пород меняется от 0 до 18%.

Таблица 2 – Фильтрационно-емкостные свойства (ФЭС) коллекторов газоносной толщи сеноманских отложений

Свойства коллекторов, ФЭС	Коэффициент открытой пористости, %	Коэффициент газонасыщенности	Коэффициент проницаемости, мкм <sup>2</sup>	Содержание глины и карбонатов, %
Низкие	19,9-24,2	0,04-0,25	0,002	42-62
Средние	24,2-29,5	0,25-0,60	0,002-0,21	30-42
Высокие	29,5-40,7	0,60-0,90	0,21-3,5	15-30

Во второй группе со средними ФЭС преобладает алевролитовая фракция, среднее содержание которой составляет 55%, на долю глинистой фракции приходится в среднем 24%, а на долю песчаной 9%. Средняя величина карбонатности составляет 12%.

Третья группа пород характеризуется наилучшими ФЭС. Это связано со снижением доли глинистой фракции до 25% и увеличением объема песчаной в среднем на 26%.

Также выделяют группу коллекторов со сверхвысокими фильтрационно-емкостными свойствами – суперколлекторов. Главными признаками суперколлекторов является низкое содержание (до 6 %) глины и карбонатов.

глинистых фракций, которые представлены в основном иллитами (43%) и каолинитами (43%), состояние песчаной фракции до 94%, состоящей из кварца (55%) и натриево-калиевых шпатов (37%) с незначительными включениями доломитов (1%) и сидеритов (1%). Проницаемость таких коллекторов достигает 3,5 мкм<sup>2</sup>. Суперколлектора имеют очень низкие прочностные свойства и способны разрушаться при минимальных депрессиях от 0,1 до 0,4 МПа.

Ахметовым А.А [15] установлено, что песок в основном выносится из интервала залегания суперколлекторов с поверхности фильтрации при определенном режиме эксплуатации. По мере эксплуатации на поверхности фильтрации формируются дефекты, напоминающие по форме коррозионные раковины или язвы, которые в итоге приводят к более интенсивному разрушению коллектора, характеризующимся значительным выносом песка до нескольких килограммов в сутки.

В начальный период эксплуатации скважин разрушения продуктивных коллекторов не происходит, если депрессия на пласт не превышает предельной величины для данного типа коллектора. Для суперколлекторов в начальный период эксплуатации предельная депрессия составляет 0,5-0,6 МПа, а для более плотных коллекторов 1,0-1,2 МПа. По мере роста накопленной добычи газа, увеличения притока воды, снижения пластового давления величина предельно-допустимой репрессии снижается.

При накоплении объема добычи газа в расчете на один метр коллектора до 300-400 млн. м<sup>3</sup>/м и более, а также при интенсивном притоке вод суперколлектор начинает разрушаться при депрессиях ниже 0,3 МПа. В условиях поступления пластовой воды разрушение суперколлектора может происходить и при меньших объемах накопления добычи и депрессиях менее 0,1 МПа.

### **1.3 Причин разрушения коллектора и выноса песка.**

Для поддержания уровня добычи нефти необходимо увеличение дебитов скважин, которое неизбежно приводит к высоким скоростям

фильтрации, способствующим срыву и выносу мехпримесей из слабоцементированных коллекторов призабойной зоны вследствие разрушения скелета коллектора на стенках каналов и трещин из-за образования микротрещин. При этом процесс разрушения коллектора будет непрерывным из-за постоянного выноса в скважину частиц разрушенной породы. Возможно, усилением этих процессов объясняется часто встречающийся эффект – повышенный вынос КВЧ при забойном давлении ниже давления насыщения. Природа происхождения твердых частиц в насосном оборудовании многообразна. Основную их долю составляют частицы, выносимые из пласта в процессе эксплуатации скважин, но при этом значительная часть механических примесей имеет непластовое происхождение: продукты коррозии подземного оборудования и частицы, вносимые в скважину в результате проведения ремонтов и геолого-технических мероприятий; нерастворимые твердые включения в составе жидкости глушения или обломки проппанта после проведения гидроразрыва пласта, а также продукты, образованные взаимодействием химически несовместимых перекачиваемых жидкостей. Процентный состав механических примесей, содержащихся в продукции скважин, определяется преобладанием частиц пластового происхождения (таблица 3) [16].

Предложена классификация причин разрушения коллектора и выноса песка разделением их на три основные группы, исходя из условий возникновения:

- 1) геологические (особенности залегания пласта-коллектора, литология);
- 2) технологические (условия вскрытия пластов и эксплуатации скважин);
- 3) технические (конструкция забоя).

Таблица 3 – Классификация причин разрушения коллектора

Происхождение	Доля, %	Состав частиц	Доля, %
Пластовое	50-60	Магнитные частицы	25-65
Смешанное (пластово-поверхностное)	15-25	Минеральные частицы из пласта	20-25
Поверхностное	10-20	Поверхностные частицы	10-50

**Геологические:** глубина залегания пласта и пластовое давление; горизонтальная составляющая горного давления; степень сцементированности породы пласта, ее уплотненность и естественная проницаемость; характер добываемого флюида и его фазовое состояние; характеристика пластового песка (угловатость, глинистость); внедрение подошвенных вод в залежь и растворение цементирующего материала; продолжительность выноса песка.

**Технологические:** дебит скважины; величина репрессии и депрессии на пласт; ухудшение естественной проницаемости (скин-эффект); фильтрационные нагрузки и нарушение капиллярного сцепления песка.

**Технические:** конструкция забоя; поверхность забоя, через которую происходит фильтрация (интервал вскрытия пласта, открыты или закупорены перфорационные каналы и т.д.).

Среди основных факторов, определяющих величину концентрации примесей, традиционно выделяют следующие: глубина залегания пласта и пластовое давление; проницаемость пласта; физико-химические свойства добываемой жидкости; обводненность; характеристики частиц песка; дебит скважины; плотность перфорации; депрессия; тип рабочей жидкости, используемой в процессе ремонтно-восстановительных работ [17].

#### **1.4 Последствия выноса песка в скважину**

В результате пескопроявлений возникают потенциально опасные дорогостоящие осложнения: снижение дебитов из-за образования песчаных

пробок; нарушение целостности обсадных колонн; перекрытие интервала перфорации; абразивная эрозия подземного и наземного оборудования скважин и газопроводных систем (трубопроводов, запорных устройств, сепарационного оборудования); возникновение необходимости очистки добываемого продукта от песка и его утилизация.

С учетом вышеизложенного, стратегия защиты погружного оборудования от пескопроявления должна учитывать взаимовлияние различных видов осложнений в конкретной скважине.

На практике целесообразность проведения противопесочных мероприятий принимается, обычно, с учетом экономических соображений в сочетании с оценкой возможных технологических осложнений. При этом учитываются возможные последствия от образования песчаных пробок и от выноса на поверхность песка, то есть оценивается влияние песочного «наждака» по всему пути следования, а также затраты на ремонтно-восстановительные работы в скважинах.

Наиболее серьезная угроза, которую представляет выносимый в скважину песок, заключается в возможности снижения производительности скважины ниже экономически оправданного уровня. Песок, который скапливается на забое или образует мостовую пробку, может уменьшить дебит скважины или полностью воспрепятствовать притоку пластового флюида, если скорости восходящего потока недостаточны для транспортировки песка на поверхность.

Содержащийся в продукции скважины песок эродировать дорогостоящее скважинное и наземное оборудование, которое приходится заменять. Высокие издержки, связанные с потерей добычи во время замены или капитального ремонта суммируются с общими затратами.

Песок может эродировать и выводить из строя внутрискважинные предохранительные клапаны. Повреждение этих механизмов может стать причиной смертельных случаев и серьезного экономического ущерба, особенно в морских условиях и труднодоступных местах.

Эксплуатация скважин с выносом пластового песка на поверхность может способствовать образованию пустот за обсадной колонной, оставляя трубы без поддержки. Затем, в результате опускания и подвижек пластовой породы может развиваться неравномерное распределение сжимающей нагрузки на обсадную колонну, что ведет к ее смятию и изгибу. Вынос в скважину части пластового материала может привести к тому, что порода менее проницаемых пропластков заполнит пространство вокруг обсадной колонны, в результате произойдет значительное и необратимое снижение дебита.

Удаление песка может быть сопряжено с большими затратами, особенно в операциях на море, если этот песок загрязнен нефтью.

Следовательно, вынос песка из пласта в скважину и на поверхность может оказаться чрезвычайно дорогостоящим и потенциально опасным.

### **1.5 Методы борьбы с пескопроявлением.**

Решение проблемы борьбы с выносом песка в ствол скважины связано с необходимостью предотвращения пробкообразования при испытании и эксплуатации скважин, повышения их производительности, уменьшения затрат на капитальный и текущий ремонт.

Изучение многолетнего промыслового опыта борьбы с пескопроявлением показало, что наиболее рациональными путями борьбы с выносом песка являются следующие методы, которые можно разделить на две группы:

- установка фильтров различной конструкции (проволочные, щелевые, гравийные др.);
- закрепление пород в призабойной зоне с использованием различных способов и материалов (тампонажные составы, смолы, химические растворы и т.д.).

Следует отметить, что пескопроявление в некоторых случаях может играть и положительную роль в случае эксплуатации маломощных пластов, сложенных из малопроницаемых пород. Вынос песка и частичек

разрушенных пород из таких пластов приводит к увеличению проницаемости призабойной зоны и, как следствие, к увеличению дебита скважины. С этой точки зрения методы эксплуатации скважин с пескопроявлением подразделяют на две обширные группы:

- эксплуатация скважин с выносом песка на поверхность;
- эксплуатация скважин с предотвращением выноса песка из пласта.

В таблице 5 [18] представлена матрица применимости каждого из методов в зависимости от условий пескопроявления. При выборе способа борьбы с выносом песка в скважину учитывается ряд факторов. Большое значение имеет конструкция забоя скважин. При заканчивании скважин с открытым забоем, как правило, используются механические или комбинированные способы. Химические методы закрепления песка применяются, в основном, в новых скважинах, где еще не успели образоваться каверны из-за выноса песка.

Таблица 5 – Матрица критериев применимости методов защиты от песка

Методы защиты		Технология	Область Защиты	Критерии применения
Без защиты				Маломощные пласты сложенные из малопроницаемых пород
Механические	Применение фильтрующих систем, шламоуловителей	Установка фильтров и другого оборудования ниже и выше насоса для предотвращения попадания в него песка	Прием насоса, Насос	Слабый и умеренный вынос песка без пересыпания забоя
Химические	Закачивание смол и их композиций в ПЗП	Создание пористого экрана для предотвращения разрушения коллектора	Интервал перфораций, Прием насоса, насос	Интенсивный вынос песка с пересыпанием забоя



Продолжение таблицы 5.				
Методы защиты		Технология	Область защиты	Критерии применения
Физико-химические	Применение RCP проппанта	Создание проппантной упаковки за эксплуатационной колонной и в пласте	Интервал перфораций, прием насоса, насос	Интенсивный вынос песка с пересыпанием забоя и образованием каверн
	Коксование нефти в ПЗП	Создание проницаемого и пористого фильтра		Слабый и умеренный вынос песка без пересыпания забоя

При выборе способа борьбы с выносом песка учитываются температурные ограничения. Для химических методов допустимые пределы температур составляют 16-175 °С, для механических методов таких ограничений нет, кроме тех случаев, когда при образовании набивок используются нефть или загущенные растворы.

К технологическим методам предотвращения пескопроявления в скважинах относятся, прежде всего, регулирование отборов флюидов из скважины. При этом определенное значение имеет вязкость флюида в пластовых условиях. Чем выше вязкость флюида, тем меньший градиент давления может быть критическим, то есть таковым, при котором начинается вынос песка.

Газ имеет значительно более низкую вязкость, чем вода или, тем более, тяжелая смолистая нефть. Поэтому газовый пласт, сложенный слабосцементированными песчаниками, может подвергаться более значительным депрессиям, поэтому в процессе разработки газового месторождения по мере отбора газа происходит стягивание контура водоносности или подъем подошвенной воды, благодаря чему вода приближается к эксплуатационной газовой скважине и, в конце концов, поступает на забой. Если песчаник сцементирован глинистым или

известковистым материалом, то вода по мере ее отбора из скважины постепенно вымывает этот материал, способствуя разрушению пласта даже при более низких депрессиях, чем первоначально[12].

Для первой группы методов характерным является применение различных технико-технологических решений по обеспечению очистки поступающего в скважину песка в призабойной зоне или предупреждению его негативного воздействия на скважинное оборудование. Более эффективны методы борьбы с пескопроявлением, в основе которых лежит принцип предотвращения выноса песка в скважину. С этой целью применяются химические, физико-химические, механические методы и их комбинации для крепления пород пласта в призабойной зоне скважин.

**К механическим** методам [19] относятся противопесочные фильтры различной конструкции. Это гравийно-намывные, каркасно-гравийные, многослойные сетчатые, гравийно-набивные и др.

**К физико-химическим** относятся методы закрепления коллекторов путем коксования нефти в призабойной зоне, а также сочетание физических и химических методов, например создание проппантного фильтра в призабойной зоне скважины.

**Химические** методы основаны на искусственном закреплении призабойной зоны пласта смолами, цементом с соответствующими наполнителями.

С учетом многолетнего опыта борьбы с пескопроявлением в скважинах проблеме уделяется много внимания, но известные методы по тем или иным причинам не дают требуемого результата.

### **1.6 Способы ликвидации песчаных пробок в скважинах.**

При разработке пластов, сложенных рыхлыми породами в призабойной зоне разрушается скелет пласта. В этом случае жидкость и газ во время движения по пласту увлекают в скважину значительное количество песка. Если скорость недостаточна для подъема песчинок, то они осаждаются на забое, образуя пробку, прекращая доступ флюида из пласта. Поэтому для

возобновления нормальной эксплуатации скважины необходимо очистить забой от песка. Разберем наиболее используемые способы [10, 21].

Прямая промывка скважины от песчаной пробки - процесс удаления из нее песка путем нагнетания промывочной жидкости внутрь спущенных НКТ и выноса размытой породы жидкостью через затрубное пространство скважины (затруб). Конец подвески труб оборудуют пером, фрезером, фрезером-карандашом.

Скоростная прямая промывка - при наращивании промывочных труб процесс промывки не прекращается, это исключает оседание размытого песка и прихват колонны НКТ.

Обратная промывка скважины - процесс удаления песка из скважины путем нагнетания промывочной жидкости в затрубное пространство и направлением восходящего потока жидкости через промывочные трубы. Благодаря меньшему сечению в них создаются большие скорости восходящего потока, что обеспечивает лучший вынос песка.

Промывка скважин струйными аппаратами применяется в тех случаях, когда экс. колонна имеет дефекты. Установка для промывки состоит из струйного насоса, концентрично расположенных труб и поверхностного оборудования (шланга, вертлюга, приспособления для подлива воды).

Очистка скважин от песчаных пробок аэрированной жидкостью, пенами и сжатым воздухом. Применяют в скважинах с небольшим столбом жидкости и при наличии на забоях рыхлых пробок. Для герметизации устья используют сальник. В качестве рабочего агента применяют аэрированную жидкость, пену, сжатый воздух. Преимущества такого способа - исключение поглощения промывочной жидкости пластом; ускорение процесса ввода скважины в эксплуатацию после очистки от пробки; возможность очистки части колонны ниже отверстий фильтра.

Промывка аэрированной жидкостью с добавлением ПАВ. Применяют в скважинах с низким пластовым давлением, эксплуатация которых осложнена

частыми пробкообразованиями, а ликвидация пробок связана с поглощением пластом промывочной жидкости.

Промывка скважин с поверхностно-активными веществами (ПАВ). Применяют для снижения поверхностного натяжения на границе нефть - вода. Добавка ПАВ к жесткой воде способствует снижению ее поверхностного натяжения и быстрому, почти полному удалению этой воды из призабойной зоны при освоении скважины. В качестве ПАВ используют сульфанол, сульфонатриевые соли, деэмульгаторы и др.

Промывка скважин пенами. При определенной концентрации раствора ПАВ в воде образуется стабильная пена, которую используют для промывки скважин.

Рисунок 2 подходит для всех вышеперечисленных способов промывок, будет меняться только состав промывочной жидкости.

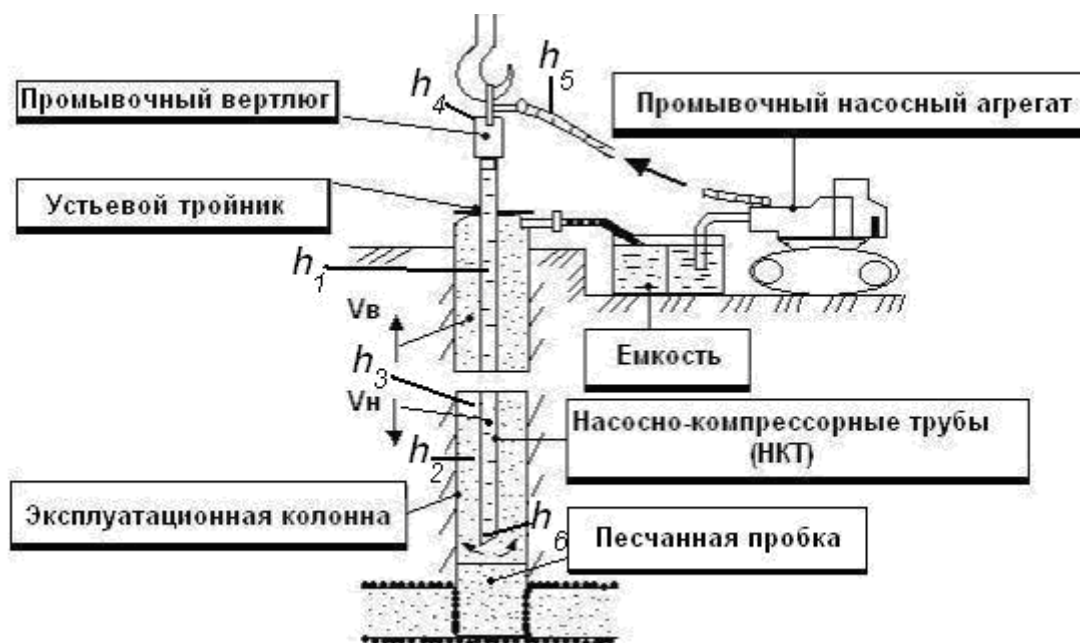
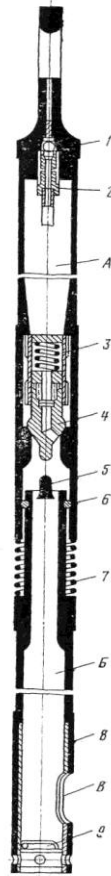


Рисунок 2. Типовая схема промывки скважин

Очистка скважин от пробок желонками (рисунок 3). Метод заключается в последовательном спуске на забой желонки, заполнении ее и подъеме. Различают простые, поршневые и автоматические желонки. Несмотря на простоту, этот метод обладает рядом существенных недостатков - длительность процесса; возможность протирания экс. колонны;

возможность обрыва тартального каната или проволоки; загрязнения рабочего места. При очистке скважины от рыхлых пробок и небольшой высоте столба жидкости рекомендуется использовать простые желонки, при плотных пробках - поршневые, во всех остальных случаях - автоматические.

Очистка скважин от песчаных пробок гидробурами. Песчаные пробки из скважины можно удалять и без спуска промывочных труб. Для этой цели применяют гидробур, спускаемый на канате. После удара о пробку гидробур приподнимают на 2 - 3 метра и вновь ударяют долотом о поверхность. Во время очередного подъема плунжер засасывает жидкость с песком из-под долота, затем песок попадает в желонку, а жидкость - в поршневой насос. При таких ударах в несколько приемов в гидробур засасывается осевшая на забое песчаная пробка. Во избежание образования петель каната или большого его натяга и обрыва рекомендуется проводить работы на пониженной скорости подъемника[21].



1- головка, 2- шариковый клапан, 3- стакан, 4 - конусный клапан, 5- ударник; 6- шариковый фиксатор; 7- пружина; 8- заслонка; 9- приемный клапан, А- воздушная камера, Б- песочная камера, В- выпускное отверстие.

Рисунок 3. Схема промывки скважин автоматической желонкой

## **2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ**

### **2.1 Технологические промывки при эксплуатации скважин.**

#### **2.1.1 Очистка оборудования от АСПО.**

В ходе эксплуатации нефтяных скважин, не редко происходит засорение НКТ и рабочих органов насосного оборудования парафином, солями, асфальтенами, смолами. В виду всего выше сказанного, существует необходимость периодической очистки внутрискважинного оборудования от нежелательных веществ. Имеется достаточное количество методов, направленных на удаление АСПО в подъемных лифтовых трубах и насосном оборудовании, а именно:

- механический
- физический
- тепловой
- электро-химический
- химический

Наиболее распространённым способом борьбы с АСПО в НКТ и насосном оборудовании является промывка скважин горячей нефтью.

Имеются специальные агрегаты АДП-4-150 для нагрева и нагнетания нефти или других рабочих агентов в скважины с целью удаления отложений парафина. Эти агрегаты также можно использовать и для депарафинизации трубопроводов, трапов, манифольдов и другого нефтепромыслового оборудования[22].

Применяют два варианта закачки[23]:

1. Создание циркуляции горячей жидкости без остановки работы скважинного насоса (обратная промывка).
2. Нагнетание горячей жидкости в трубки НКТ с остановкой насосного оборудования (прямая промывка).

Также обработка горячей нефтью применяется для удаления АСПО в призабойной зоне пласта.

При первом варианте, не прекращая работы насосной установки, горячую жидкость закачивают через межтрубное пространство. По пути она нагревает НКТ, расплавляет парафин с их внутренних стенок и, проникая в призабойную зону, расплавляет и вымывает парафиносмолистые отложения в непосредственной близости от скважины. Основным минус этого способа для очистки погружного оборудования – это большие тепловые потери, так как горячая нефть теряет температуру при подходе на прием насоса по затрубному пространству.

Для осуществления второго варианта производится остановка насосного оборудования. Горячую жидкость закачивают в трубки НКТ. Горячая жидкость растворяет парафиносмолистые отложения в НКТ и насосном оборудовании, после чего производится запуск насосной установки и при откачке эти вещества выносятся вместе с нефтью на поверхность.

Основным плюсом такой промывки - это меньшие потери тепла, так как закачиваемая жидкость поступает непосредственно в НКТ меньшего диаметра, чем в затрубном пространстве.

Первый вариант более прост по своему осуществлению, так как не требует остановки скважины. Однако при этом варианте парафин растворяется лишь в подъемных трубах и выкидной линии, призабойная зона скважины практически не прогревается.

Закачка горячей жидкости в скважину по второму варианту более эффективна по сравнению с первым. Недостатком этого варианта является необходимость остановки скважины. Также к недостатку этого метода можно отнести оборудование подъемных труб обратным клапаном, расположенным над насосным оборудованием, так как при его наличии мы не можем производить прямую промывку [23].

### **2.1.2 Очистка погружного оборудования от механических примесей.**

При эксплуатации скважин оборудованных глубинным оборудованием (УЭЦН), не редко возникают ситуации, при которых установка перестаёт



подавать газожидкостную смесь на устье скважины. Причин весьма много, но опираясь на анализ работы механизированного фонда Ванкорского месторождения, можно сделать вывод что основные отказы погружного оборудования связаны с заклиниванием рабочих органов насоса (23% всех отказов по механическим примесям), засорением фильтров на приеме насоса песком, солями, следами коррозии оборудования и прочее (15%). Данные осложнения не являются критическими для работы скважины, их можно устранить не прибегая к выводу скважины из работы на длительное время вследствие капитального ремонта скважины, имеется возможность промыть оборудование при помощи ЦА-320 водой (для очистки фильтра на приеме насоса), либо кислотой (для удаления расклинившейся частицы в рабочих органах насоса). Для осуществления очистки оборудования применяется прямая промывка. При очистке фильтра на приеме насоса применяется промывка водой, в результате которой налипшие частицы песка и прочие механические примеси вымываются обратным потоком. При данной операции применяется только прямая промывка, так как нам необходимо изменить привычное направление потока жидкости на обратное. Для расклинивания рабочих органов ЭЦН применяется как прямая, так и обратная промывка, главной целью которой является довести расчетный объем кислоты до предполагаемого места заклинивания. После прокачки расчетного объема скважина находится в состоянии технического отстоя в течение необходимого времени на реагирование кислоты [23].

### **2.1.3 Промывки горизонтальных скважин и скважин с АНПД.**

Для оптимизации производительности скважин на месторождениях поздней стадии разработки, а также в сложных для эксплуатации пластах эффективность очистки является критически важной.

Чтобы промывка получилась эффективной, необходимо иметь полные данные для моделирования процесса очистки. Получение точных данных имеет решающее значение для подготовки, выбора оптимальной методики и рабочих жидкостей для успешного завершения работ.

Для рабочей операции по промывке забоя скважины необходимы следующие данные:

- Параметры коллектора;
- Геометрия скважины и заканчивания;
- Характеристики осадков;
- Ограничение по материально-техническому обеспечению;
- Рабочие характеристики оборудования;

Наиболее сложным при сборе данных для работ являются параметры коллектора такие как: размер частиц; плотность материала; растворимость; цементированность; расчетный объем и вязкость материалов.

Рабочие жидкости используемые при промывки скважин:

- Вода/солевой раствор (недорогие, легки в обращении, возможно использовать повторно, хорошие струйные характеристики, отсутствует статическое взвешивание, возможны проблемы с совместимостью);

- Нефть/дизтопливо (более низкая плотность, меньше проблем с совместимостью, трудности в обращении, нельзя использовать повторно, утилизация в промышленные трубопроводы, огнеопасны);

- Загущенные жидкости (это вода или жидкость на нефтяной основе, хорошая несущая и взвешивающая способность, чувствительность к внутрискважинным условиям (флюиды и температура);

- Жидкостные и азотные стадии (применимы для условий пониженного пластового давления, облегчают трудности связанные с давлением трения, имеет сложный график закачивания и подачи ГНКТ);

- Пена (наилучшая несущая и взвешивающая способность, на водяной или нефтяной основе, низкая струйная способность, применима в условиях пониженного давления);

- Газообразный азот (ограничен в применении в условиях очень низкого давления, для выноса частиц необходима чрезвычайно высокая скорость).

Так же при выборе рабочей жидкости следует учитывать: забойные условия, забойные давление и температура (потеря циркуляции); способность жидкости выносить частицы; давление трения при требуемом расходе; ограничения по утилизации и материально-техническому обеспечению; совместимость с скважинными и пластовыми флюидами; стоимость.

После выбора рабочей жидкости, производят подачу колонны гибких труб в скважину. Подача колонны гибких труб в скважину должна координироваться с закачкой рабочей жидкости [24]. Для этого необходимо выполнения следующих условий:

- Определение глубины нахождения осадков, определить уровень для определения их объёма;

- Для того чтобы не перегрузить затруб, проход сквозь песок должен контролироваться и проходить только если форсунка активизируется жидкостью, а не газом.

Технические трудности при промывки забоя скважины могут быть следующими: горизонтальные и наклонные стволы  $>50$  градусов; большие обсадные колонны  $>168$  мм; низкие пластовые давления  $< 0.5 P_{\text{гидрост}}$ ; высокие температуры  $>130$  0С; гидравлические потери в ГНКТ; скорость восходящего потока; осыпание, образование дюн; выпадение частиц; деградация вязкости при высоких забойных температурах (рисунок 4).



Рисунок 4. Основные проблемы при промывки скважин с использованием ГНКТ

Спуск ГНКТ в горизонтальную скважину обусловлен такими трудностями как получение синусоидального и спиралевидного изгиба, происходит это по причине присутствия остаточного изгиба в колонне НКТ плюс ко всему этому склонность ГНКТ к расположению на нижней стороне ствола скважины, что в свою очередь создает дополнительные силы трения. Чтобы уменьшить негативное влияние силы сопротивления и трения применяют различные растворы, снижающие трение, а так же выпрямитель колонны ГНКТ. Еще применяют так называемые внешние силы, это внутрискважинные тяговые устройства.

Спиралевидные изгибы ограничивают проникновение ГНКТ в горизонтальный ствол, чем дольше удастся задержать наступление выпучивания, тем ниже сил расходуется на силы сопротивления (трения) и тем больше происходит проникновение вглубь ствола. Удаление остаточного изгиба колонны ГНК возможно при помощи выпрямителя ГНКТ. Выпрямитель устанавливается между направляющим сектором и инжектором, дополнительное проникновение, за счет выпрямителя, сравнимо с понижением трения на 30% [24].

Наружное ограждение, то есть наша обсадная колонна, так же является предупреждением от возникновения выпучивания, чем меньше отношение внутреннего диаметра ОК к наружному диаметру ГНКТ, тем глубже проникновение.

Уменьшения трения добиваются путем прокачки полимера через ГНКТ по затрубю понижает коэффициент трения между ГНКТ и НКТ/ОК. Также снизить трение помогает добавление шариков, закачиваемых с загеленной жидкостью, такой метод приводит к эффекту «шарикоподшипника» в забое [24].

## **2.2 Скважинные фильтры**

Наиболее распространенным средств защиты внутрискважинного оборудования от механических примесей являются фильтры.

Скважинные фильтры имеют неодинаковую протяженность (от метра до нескольких сотен метров) и конструкцию фильтрующих элементов.

К основным типам конструкций фильтров можно отнести следующие:

- 1) сетчатые фильтры,
- 2) проволочные фильтры,
- 3) щелевые фильтры,
- 4) гравийные фильтры.

В сетчатых фильтрах фильтрующая поверхность, иногда многослойная, выполнена в виде сетки. Данные фильтры позволяют задерживать остаточные 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.

Основным элементом проволочных фильтров является профилированная проволока, которая наматывается на каркас, состоящих из параллельных стержней. Используются треугольные профили проволоки,

причем одна из вершин треугольника направлялась внутрь фильтра, а две другие располагались на его внешней стороне. 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.

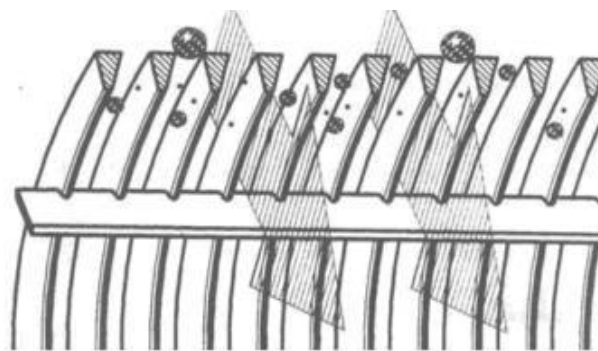
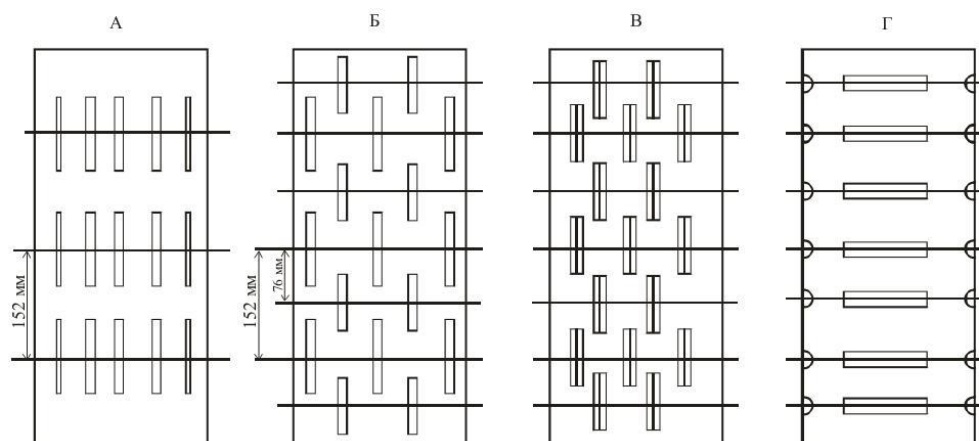


Рисунок 5. Скважинный фильтр

Конструкция щелевых (безпроволочных) фильтров имеют 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 (например, ВМТФ) 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 спускоподъемных операций на скважине, делают его конструкцию устойчивой по отношению к внешним воздействиям.



А) щели расположены симметрично, Б) щели расположены в шахматном порядке, В) двойные щели, Г) горизонтальные щели.

Рисунок 6. Щелевые фильтры

### 2.3 Анализ патентов оборудования, направленных на очистку погружного оборудования.

Опыты и наблюдения, проводимые на различных нефтегазовых сооружениях, позволили сделать заключение, что ни один из способов восстановления производительности (химический, гидромеханический или комбинированный) не возвращают скважинам их первоначальных дебитов в процессе эксплуатации, а носят временный характер. В связи с этим актуально применение такой системы, при которой частые остановки работы скважины совмещаются с постоянным циклическим чередованием гидромеханических и химических способов очистки. Возможное решение проблемы организации постоянной циклической работы очистного оборудования связано с автоматизацией его работы без проведения спускоподъемных операций. Известным способом решения выше указанной проблемы является модернизация существующего обратного клапана. В штатном режиме клапан предупреждает излив жидкости из насосно-компрессорной трубы в скважину и раскручивание вала насоса. Скважины, оборудованные обратными клапанами, на Ванкорском нефтегазоконденсатном месторождении не имеют возможности проведения технологической прямой промывки при расклинивании, либо при промывке фильтра на приеме насоса. Что в значительной степени осложняет

технологический процесс. Метод очистки фильтра с извлечением НКТ является самым дорогостоящим. При всём этом, существующие скважинные обратные клапана нуждаются в доработке. Необходимо модернизировать существующие клапана таким образом, чтобы при работе скважины за короткий промежуток времени имелась возможность прямой промывки насосного оборудования. Данная модернизация позволит проводить промывку фильтра на приеме насоса от налипших механических примесей с остановкой насоса, но без СПО. Вследствие этого будет сокращено время и средства на очистку погружного оборудования.

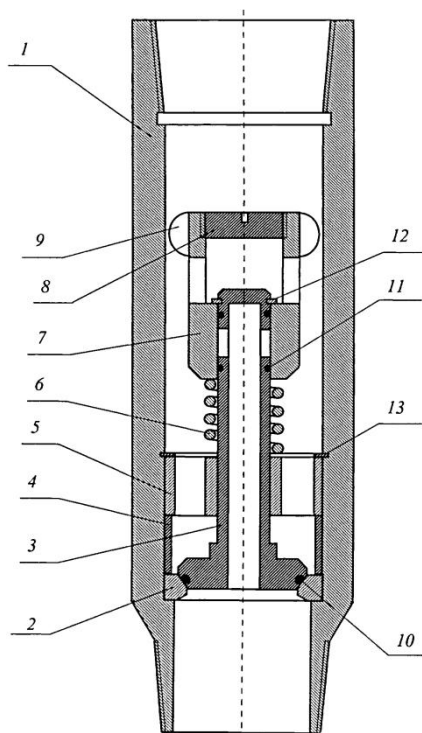
### **Патент RU 2544 930, клапан обратный электроцентробежной установки и способ очистки фильтра на приеме насоса.**

Группа изобретений относится к нефтяной промышленности и может быть применена для промывки приема и полости электроцентробежных насосов от твердых взвешенных частиц песка, асфальтосмолистых веществ и солей.

Клапан включает корпус (1) с верхней и нижней присоединительными резьбами, седло (2) для клапана, закрепленное неподвижно внутри корпуса, упорную втулку (4) и шайбу (5) с центральным и периферийными отверстиями, закрепленную в корпусе с помощью стопорного кольца (13), тарельчатый клапан (3) со штоком, проходящим через центральное отверстие шайбы, подвижную втулку (7) и пружину (6), установленную между шайбой и подвижной втулкой. Шток тарельчатого клапана выполнен полым с горизонтальными отверстиями в верхней части, соединяющими надклапанную область НКТ с подклапанной. Подвижная втулка выполнена ступенчатой, нижняя часть которой с меньшим диаметром образует с наружной поверхностью полого штока клапана скользящую пару трения. В верхней части втулки с ввернутой крышкой (8) и центраторами (9) выполнены горизонтальные отверстия большего в сравнении с отверстиями штока клапана диаметра. В верхней части штока клапана снаружи установлены стопорное кольцо (12) и уплотнительные кольца из эластичного



материала, расположенные по обе стороны горизонтальных отверстий штока клапана (рисунок 7).



1-корпус клапана; 2- седло; 3- тарельчатый клапан; 4- упорная втулка; 5- шайба; 6- пружина; 7- подвижная втулка; 8 – крышка; 9- центраторы; 10,11- эластичные манжеты; 12,13- стопорные кольца.

Рисунок 7. Клапан обратный электроцентробежной установки

После спуска электроцентробежного насоса в скважину обратный клапан под собственным весом принимает крайнее нижнее положение, указанное на рисунке 7. При этом пружина (6) остается в полностью разжатом положении, при котором горизонтальные отверстия во втулке (7) и полом штоке клапана не совпадают, что предупреждает проток жидкости из НКТ в насос.

При запуске насоса в работу под действием напора жидкости снизу клапан поднимается и пропускает жидкость в НКТ через периферийные каналы шайбы (5). Небольшое поднятие клапана приведет к тому, что подвижная втулка (7) под собственным весом опустится по отношению к

штоку, а горизонтальные отверстия втулки и полого штока совпадут. Пружина (6) так же, как в случае, указанном на рисунке 7, остается в разжатом состоянии. Таким образом, часть добываемой жидкости из насоса в НКТ будет поступать и через полый шток клапана.

Для очистки фильтра на приеме насоса от налипших мехпримесей производится его остановка. Клапан под собственным весом опустится вниз и прижмется гидростатическим давлением сверху к седлу (2). Пружина (6) вернет втулку (7) в крайнее верхнее положение, при котором отверстия во втулке (7) и полом штоке клапана уже не совпадут, что предотвратит переток жидкости из НКТ в насос.

Далее в НКТ скважины через лубрикатор на скребковой проволоке спускают груз, который благодаря весу, превышающему силу упругости пружины (6), сожмет ее и переместит втулку (7) вниз. При этом отверстия во втулке (7) и полом штоке клапана совпадут и жидкость из НКТ под большим напором будет перетекать в скважину через полость насоса и приемный фильтр с обратной ее стороны. Обратная промывка жидкостью фильтра позволит смыть с нее налипшую грязь. По истечении определенного времени груз приподнимают и втулка (7) под действием сжатой пружины (6) вернется в крайнее верхнее положение, при котором прекратится переток жидкости из НКТ в скважину. В дальнейшем груз извлекают из скважины. Время очистки приемной части насоса выбирается с расчетом предупреждения достижения жидкостью статического уровня в скважине, при котором уже создается репрессия на пласт. После операции промывки производят запуск насоса в работу.

Технико-экономическими преимуществами данного устройства и способа являются простота и надежность его работы, а также отсутствие необходимости подъема давления в НКТ на значительную величину для промывки насоса и фильтра. Кроме того, обратный клапан может одновременно выполнять роль сливного клапана, что упрощает спуско-подъемные операции при ремонте скважины.

Основным недостатком данного клапана является то, что его нельзя использовать в горизонтальных и наклонно-направленных скважинах по причине того, что спущенный груз будет давить не на клапан, а на стенку НКТ, тем самым становится недостаточно усилий для сжатия пружины [25].

#### **Патент RU №104618 U1, клапан обратный трехпозиционный.**

Представляет собой корпус с верхней и нижней присоединительными резьбами. Корпус клапана выполнен составным и имеет верхнюю, среднюю и нижнюю части. Полый шток закреплен внутри корпуса неподвижно, верхняя часть штока выполнена в виде седла для клапана, а под седлом на нем выполнены сквозные радиальные каналы. Подвижным элементом клапана обратного трехпозиционного является полый поршень, расположенный на внешней образующей полого штока соосно с ним с возможностью перекрывать и открывать радиальные каналы полого штока. Подвижный полый поршень подпружинен и имеет два бурта, являющиеся фиксатором движения поршня по вертикали при определенном давлении на поршень.

Недостатками данного клапана являются необходимость дополнительного подъема давления жидкости в НКТ, исчисляемого десятками атмосфер, что повышает риск аварийной ситуации, присутствие двух поверхностей трения полого подвижного поршня (внутренней и наружной), приводящее к его заклиниванию, возможность накопления грязи над поршнем, также приводящего к заклиниванию пар трения [26].

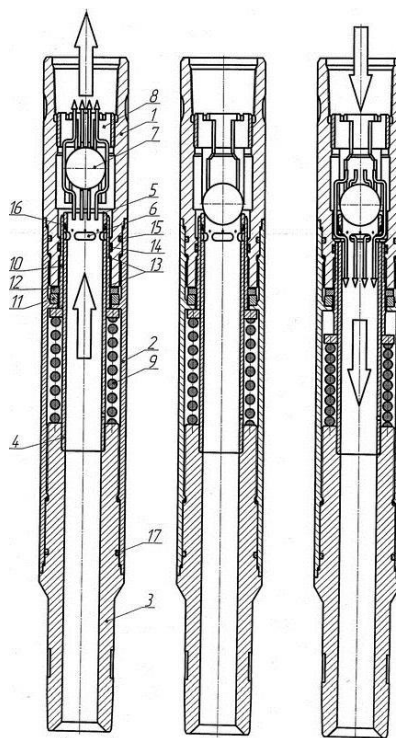


Рисунок 8. Трехпозиционный обратный клапан

Из рассмотренных патентов можно выделить трехпозиционный обратный клапан Патент RU №104618 U1, он применим для работы в скважинных условиях, и отлично подходит для определенных скважин, помимо своих достоинств имеет и недостатки, изучив недостатки данных клапанов делаем вывод что для дальнейшего анализа нам всё же ближе обратный клапан электроцентробежной установки как способ очистки фильтра на приеме насоса Патент RU 2544 930, так как он более адаптирован к скважинной среде, меньше дополнительных деталей и он прост в сборке по своей конструкции. Клапан обладает простым механизмом при его работе, но имеет один существенный недостаток, его нельзя использовать в горизонтальных и наклонно-направленных скважинах по причине того, что спущенный груз будет давить не на тарелку клапана, как это предусмотрено в его конструкции, а на стенку НКТ, тем самым будет создаваться недостаточно усилий для сжатия пружины. В связи с выше изложенным данный клапан не подходит для спуска в горизонтальные и наклонно-направленные скважины.

В настоящее время ведется активная работа по модернизации существующих клапанов, известна статья «Автоматизация процесса очистки внутрискважинного оборудования на основе клапана с электромагнитным приводом» [27].

Предлагаемая модернизация заключается в возможности его плавного открывания в обратном направлении при помощи электромагнита, а так же промывки приема и полости электроцентробежных насосов от твердых взвешенных частиц песка, асфальтосмолистых веществ и солей путем подачи очистного раствора с устья скважины.

Способ очистки фильтра на приеме насоса без подъема погружного оборудования на поверхность обратной промывкой фильтрующего элемента жидкостью из колонны насосно-компрессорных труб. Очистка включает в себя остановку насоса для проведения ремонта на определенное время, время очистки приемной части насоса выбирается с расчетом предупреждения достижения жидкостью статического уровня в скважине, при котором уже создается репрессия на пласт, после чего насос снова запускают в работу.

Преимуществами данного клапана являются:

- отсутствие необходимости подъема давления в НКТ на значительную величину для промывки насоса и фильтра;
- работоспособность в горизонтальных и наклонно-направленных скважинах.

Кроме того, обратный клапан может также выполнять роль сливного клапана при необходимости опорожнения НКТ, что упрощает спуско-подъемные операции при ремонте скважины [27].

#### **2.4 Гидравлический расчет промывки забойных песчаных пробок.**

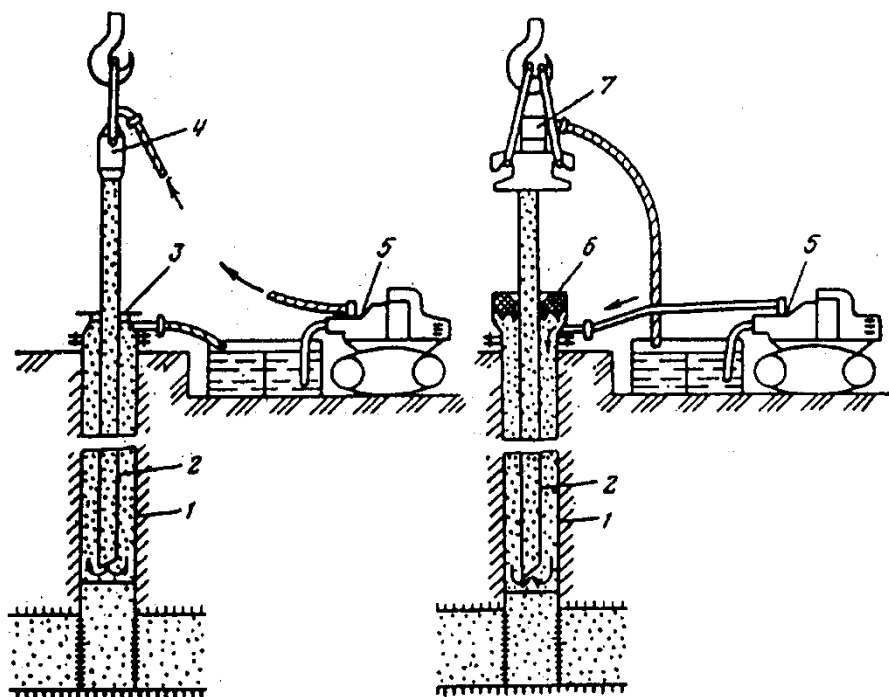
Проведем гидравлический расчет промывки забойной песчаной пробки, для этого определим давление на выкиде насоса, необходимую мощность двигателя, давление на забое скважины, время на промывку пробки и разрушающее действие струи. Так же сравним прямую и обратную промывку водой [28,29].

Исходные данные: глубина скважины  $H = 1000$  м ; диаметр эксплуатационной колонны  $D = 141$  мм; диаметр промывочных труб  $d = 73$  мм ; максимальный размер песчинок, составляющих пробку 0,9 мм ; песчаная пробка находится в эксплуатационной колонне выше фильтра. Промывка ведется промывочным агрегатом АЗИНМАШ-35 (таблица 6).

Таблица 6 – Техническая характеристика агрегата АЗИНМАШ-35

(максимальная мощность двигателя 110 кВт)

Включенная скорость	Номинальная частота вращения двигателя, об/мин	Число двойных ходов плунжера в минуту	Подача насоса, л/с	Давление на выкидной линии, МПа
I	2500	39,7	3,16	16,0
II	2500	58,0	4,61	11,0
III	2500	88,2	7,01	7,2
IV	2500	134,0	10,51	4,3



1 – колонна; 2 – НКТ; 3 – устьевой тройник; 4 – промывочный вертлюг;  
 5 – промывочный насосный агрегат; 6 – устьевой сальник; 7 – переводник со  
 шлангом.

Рисунок 9. Схема прямой (а) и обратной (б) промывок скважин

### Прямая промывка водой.

Потери давления на гидравлические сопротивления при движении жидкости в 73-мм трубах определяются по формуле:

$$h_1 = \lambda * \frac{H}{d_B} * \frac{V_H^2}{2 * g}, \text{ м вод ст.}; \quad (2.1)$$

где  $\lambda$  – коэффициент трения при движении воды в трубах

$d_B$  – внутренний диаметр промывочных труб, м;

$V_H$  – скорость нисходящего потока жидкости, м/с.

Таблица 7 – Коэффициент гидравлического сопротивления  $\lambda$  для воды

Диаметр труб, мм	48	60	73	89	114
Значение $\lambda$	0,04	0,037	0,035	0,034	0,032

$$d_B=0,059 \text{ м}; V_{H1}=1,046 \text{ м/с}; V_{H2}=1,53 \text{ м/с}; V_{H3}=2,32 \text{ м/с}; V_{H4}=3,36 \text{ м/с}.$$

Скорости найдены методом интерполирования для расходов жидкости (при I, II, III и IV скоростях), равных 3,16; 4,61; 7,01 и 10,15 л/с.

$$h_{I} = 0,035 \frac{1000}{0,059} * \frac{1,046^2}{2 * 9,81} = 33,086 м$$

$$h_{II} = 0,035 \frac{1000}{0,059} * \frac{1,53^2}{2 * 9,81} = 70,79 м$$

$$h_{III} = 0,035 \frac{1000}{0,059} * \frac{2,32^2}{2 * 9,81} = 162,6 м$$

$$h_{IV} = 0,035 \frac{1000}{0,059} * \frac{3,36^2}{2 * 9,81} = 341,397 м$$

Таблица 8 – Скорость нисходящего потока жидкости в промывочных трубах (вн, см/с)

Расход жидкости, л/с	Диаметр труб, мм			
	60	73	89	114
1	49,5	33,1	22,0	12,6
2	99,0	66,2	44,0	25,2
3	148,5	99,3	66,0	37,8
4	198,0	132,4	88,0	50,4
5	247,5	165,5	110,0	66,0
6	297,0	198,6	132,0	75,6
7	346,5	231,7	154,0	88,2
8	396,0	264,8	176,0	100,8
10	495,0	331,0	220,0	126,0
15	742,6	496,6	330,0	189,0

Потери давления на гидравлические сопротивления при движении смеси жидкости с песком в кольцевом пространстве скважины определяются по формуле:

$$h_2 = \varphi * \lambda \frac{H}{D_6 - d_H} * \frac{v_6^2}{2g}, м.вод.ст, (2.2)$$

Здесь  $\varphi$  – коэффициент, учитывающий повышение гидравлических потерь давления в результате содержания песка в жидкости. Величина



колеблется от 1,1 до 1,2, принимаем 1,1;  $\lambda$  – коэффициент трения при движении воды в кольцевом пространстве, определяется по разности диаметров 141-мм и 73-мм труб  $125-73=52$ мм;  $\lambda=0,035$ ,  $d=0,073$  мм – наружный диаметр промывочных труб; – скорость восходящего потока жидкости в кольцевом пространстве, м/с (находят путем интерполирования) [29].

Таблица 9 – Скорость движения жидкости в кольцевом пространстве

Расход жидкости, л/с	Диаметр эксплуатационной колонны, мм						
	114		146		168		
	Диаметр насосно-компрессорных труб, мм						
	60	73	60	73	60	73	89
3	59,0	79,8	30	34,5	20,2	22,2	26,2
4	78,8	106,4	40	46,0	27,0	29,6	34,9
5	98,4	133,0	50	57,5	33,8	37,0	43,6
6	118,0	159,6	60	69,0	40,5	44,5	52,3
7	137,8	186,2	70	80,5	47,3	51,8	61,1
8	157,6	212,8	80	92,0	54,0	59,2	69,8
10	197,0	266,0	100	115,0	67,5	74,0	87,2
15	295,0	399,0	150	192,5	101,0	111,0	131,0

$$h_{2I} = 1,1 * 0,035 \frac{1000}{0,125 - 0,0732} * \frac{0,363^2}{2 * 9,81} = 5,285 м$$

$$h_{2II} = 1,1 * 0,035 \frac{1000}{0,125 - 0,0732} * \frac{0,53^2}{2 * 9,81} = 11,248 м$$

$$h_{2III} = 1,1 * 0,035 \frac{1000}{0,125 - 0,0732} * \frac{0,806^2}{2 * 9,81} = 26,007 м$$

$$h_{2IV} = 1,1 * 0,035 \frac{1000}{0,125 - 0,0732} * \frac{1,167^2}{2 * 9,81} = 54,524 м$$

Потери напора на уравновешивание столбов жидкости разной плотности в промывочных трубах и в кольцевом пространстве определяется по формуле К.А. Апресова (2.3):

$$h_3 = \frac{(1-m) * Fl}{f} * \left[ \frac{\rho_n}{\rho_{ж}} * \left(1 - \frac{V_{кр}}{V_v}\right) - 1 \right], \text{ м.вод.ст.}, \quad (2.3)$$

где  $m$  – пористость песчаной пробки;

$F$  – площадь сечения эксплуатационной колонны;

$l$  – высота пробки, промытой за один прием, м (длина двухтрубного колена);

$f$  – площадь сечения кольцевого пространства скважины, см<sup>2</sup>;

$\rho_n$  – плотность песка кг/м<sup>3</sup>;  $\rho_{ж}$  – плотность воды, кг/м<sup>3</sup>;

$V_{кр}$  – скорость свободного падения песчинок, см/с (критическая скорость), определяется по таблице 10;

$V_v$  – скорость восходящего потока жидкости, м/с.

Таблица 10 – Критическая скорость падения песчинок

Максимальный размер зерен, мм	Скорость свободного падения, см/с	Максимальный размер зерен, мм	Скорость свободного падения, см/с	Максимальный размер зерен, мм	Скорость свободного падения, см/с
0,01	0,01	0,17	2,14	0,45	4,90
0,03	0,07	0,19	2,39	0,50	5,35
0,05	0,19	0,21	2,60	0,60	6,25
0,07	0,36	0,23	2,80	0,70	7,07
0,09	0,60	0,25	3,00	0,80	7,89
0,11	0,90	0,30	3,50	0,90	8,70
0,13	1,26	0,35	3,97	1,00	9,50
0,15	1,67	0,40	4,44	1,20	11,02

В нашей задаче эти величины равны:

$m=0,37$ ;  $F=0,0123 \text{ м}^2$ ;  $l=12 \text{ м}$ ;  $f=0,0088 \text{ м}^2$ ;  $\rho_n=2600 \text{ кг/м}^3$ ;  $\rho_{ж}=1010 \text{ кг/м}^3$ ;  
 $V_{кр}=0,087 \text{ м/с}$ .

$$h_{3l} = \frac{(1-0,37) * 0,0123 * 12}{0,0088} \left[ \frac{2600}{1010} \left(1 - \frac{0,087}{0,363}\right) - 1 \right] = 10,042 \text{ м}$$

$$h_{3II} = \frac{(1-0,37) * 0,0123 * 12}{0,0088} \left[ \frac{2600}{1010} \left(1 - \frac{0,087}{0,53}\right) - 1 \right] = 12,074 м$$

$$h_{3III} = \frac{(1-0,37) * 0,0123 * 12}{0,0088} \left[ \frac{2600}{1010} \left(1 - \frac{0,087}{0,806}\right) - 1 \right] = 13,590 м$$

$$h_{3IV} = \frac{(1-0,37) * 0,0123 * 12}{0,0088} \left[ \frac{2600}{1010} \left(1 - \frac{0,087}{1,187}\right) - 1 \right] = 14,491 м$$

Потери давления на гидравлические сопротивления в шланге и вертлюге, при движении воды определяется по опытным данным, приведенным в таблице 11.

Таблица 11 – Гидравлические потери напора в шланге и вертлюге

Расход воды, л/с	Потери напора, м вод.ст.	Расход воды, л/с	Потери напора, м вод.ст.
3	4	7	22
4	8	8	29
5	12	9	36
6	17	10	50

Потери давления на гидравлические сопротивления в 60-мм нагнетательной линии от насоса до шланга. Принимаем длину этой линии

$l = 40$  м. По формуле (2.1) получим  $h$  при работе агрегата.

$$h_{1I} = 0,035 \frac{40}{0,059} * \frac{1,046^2}{2 * 9,81} = 1,32 м$$

$$h_{1II} = 0,035 \frac{40}{0,059} * \frac{1,53^2}{2 * 9,81} = 2,83 м$$

$$h_{1III} = 0,035 \frac{40}{0,059} * \frac{2,32^2}{2 * 9,81} = 6,51 м$$

$$h_{1IV} = 0,035 \frac{40}{0,059} * \frac{3,36^2}{2 * 9,81} = 13,65 м$$

Давление на выкиде насоса определяется суммой потерь, то есть:

$$P_H = \frac{1}{10^6} \rho_{жс} g * (h_1 + h_2 + h_3 + h_4 + h_5 + h_6), МПа \quad (2.4)$$

$$P_{HI} = \frac{1}{10^6} 1010 * 9,81 * (33,086 + 5,285 + 10,042 + 4,7 + 1,32) = 0,534 \text{ МПа}$$

$$P_{HII} = \frac{1}{10^6} 1010 * 9,81 * (70,79 + 11,248 + 12,074 + 10,4 + 2,83) = 1,053 \text{ МПа}$$

$$P_{HIII} = \frac{1}{10^6} 1010 * 9,81 * (162,76 + 26,007 + 13,590 + 22 + 6,5) = 2,265 \text{ МПа}$$

$$P_{HIV} = \frac{1}{10^6} 1010 * 9,81 * (341,4 + 54,5 + 14,49 + 31 + 13,65) = 4,64 \text{ МПа}$$

Давление на забое скважины:

$$P_{заб} = \frac{1}{10^6} \rho_{ж} g * (H + h_2 + h_3), \text{ МПа} \quad (2.5)$$

$$P_{забI} = \frac{1}{10^6} 1010 * 9,81 * (1000 + 5,285 + 10,42) = 9,96 \text{ МПа}$$

$$P_{забII} = \frac{1}{10^6} 1010 * 9,81 * (1000 + 11,248 + 12,074) = 10,04 \text{ МПа}$$

$$P_{забIII} = \frac{1}{10^6} 1010 * 9,81 * (26,007 + 13,590) = 10,2 \text{ МПа}$$

$$P_{забIV} = \frac{1}{10^6} 1010 * 9,81 * (54,524 + 14,491) = 10,49 \text{ МПа}$$

Определяем мощность, необходимую для промывки скважины от песчаной пробки, по формуле:

$$N = \frac{P_H Q}{10^3 \eta_a}, \text{ кВт}, \quad (2.6)$$

где  $\eta_a$  - общий механический к. п. д. насосной установки (принимая равным  $\eta_a = 0,65$ ).

$$N_1 = \frac{0,534 * 3,16 * 1000000}{10^3 * 0,65 * 1000} = 2,6 \text{ кВт}$$

$$N_2 = \frac{1,053 * 4,61 * 1000000}{10^3 * 0,65 * 1000} = 7,5 \text{ кВт}$$

$$N_3 = \frac{2,265 * 7,01 * 1000000}{10^3 * 0,65 * 1000} = 24,4 \text{ кВт}$$

$$N_4 = \frac{4,64 * 10,15 * 1000000}{10^3 * 0,65 * 1000} = 69,7 \text{ кВт}$$

Агрегат АЗИНМАШ-35 имеет максимальную мощность двигателя 110 кВт. Коэффициент использования максимальной мощности промывочного агрегата  $K$  определяется из соотношения [28]:

$$K = \frac{N}{N_{max}} * 100\% \quad (2.7)$$

$$K_1 = \frac{2,1}{110} * 100 = 2,36\%$$

$$K_2 = \frac{7,5}{110} * 100 = 6,8\%$$

$$K_3 = \frac{24,4}{110} * 100 = 22,2\%$$

$$K_4 = \frac{69,7}{110} * 100 = 63,4\%$$

Скорость подъема размытого песка, который находится как разность скоростей:

$$V_n = V_e - V_{кр}, \text{ м/с} \quad (2.8)$$

$$V_{nI} = 0,363 - 0,087 = 0,28 \text{ м/с}$$

$$V_{nII} = 0,53 - 0,087 = 0,44 \text{ м/с}$$

$$V_{nIII} = 0,806 - 0,087 = 0,72 \text{ м/с}$$

$$V_{nIV} = 1,167 - 0,087 = 1,08 \text{ м/с}$$

Продолжительность подъема размытой пробки после промывки ее каждым коленом до появления чистой воды определяется по формуле:

$$t = \frac{H}{V_n}; \quad (2.9)$$

$$t_1 = \frac{1000}{0,28} = 3617,95 \text{ с} = 1 \text{ ч}$$

$$t_2 = \frac{1000}{0,44} = 2256,57 \text{ с} = 0,63 \text{ ч}$$

$$t_3 = \frac{1000}{0,72} = 1390,53c + 0,39ч$$

$$t_4 = \frac{1000}{1,08} = 925,7c + 0,26ч$$

Размывающая сила струи жидкости. Силу удара струи промывочной жидкости можно определить по следующей формуле, в которую вместо  $f$  подставляют  $f_u = 27,3 \text{ см}^2$  – площадь внутреннего сечения 73-мм труб.

$$P = 2 * 10^2 \frac{Q^2}{f * F}, \text{кПа} \quad (2.10)$$

$$P_1 = 2 * 10^2 \frac{3,16^2}{27,3 * 123} = 0,59 \text{кПа}$$

$$P_2 = 2 * 10^2 \frac{4,61^2}{27,3 * 123} = 1,27 \text{кПа}$$

$$P_3 = 2 * 10^2 \frac{7,01^2}{27,3 * 123} = 2,93 \text{кПа}$$

$$P_4 = 2 * 10^2 \frac{10,15^2}{27,3 * 123} = 6,14 \text{кПа}$$

### **Обратная промывка водой.**

Потери напора на гидравлические сопротивления при движении жидкости в кольцевом пространстве между 141-мм и 73-мм трубами определяются по формуле:

$$h = \lambda \frac{H}{D_e - d_H} * \frac{v_n^2}{2g}, \text{м.вод.ст} \quad (2.11)$$

$$h_{2I} = 0,035 \frac{1000}{0,123 - 0,059} * \frac{0,363^2}{2 * 9,81} = 4,53 \text{м}$$

$$h_{2II} = 0,035 \frac{1000}{0,123 - 0,059} * \frac{0,53^2}{2 * 9,81} = 9,64 \text{м}$$

$$h_{2III} = 0,035 \frac{1000}{0,123 - 0,059} * \frac{0,806^2}{2 * 9,81} = 22,29 \text{м}$$

$$h_{2IV} = 0,035 \frac{1000}{0,123 - 0,059} \frac{1,167^2}{2 * 9,81} = 46,74 м$$

Потери напора на гидравлические сопротивления при движении смеси жидкости с песком в 73-мм трубах определяются по формуле (2.12).

$$h_2 = \varphi * \lambda \frac{H}{d_e} * \frac{v_e^2}{2g}, м.вод.ст., (2.12)$$

где скорость  $V_b$  – скорость восходящего потока равна  $V_n$  при прямой промывке.

$$h_{1I} = 1,1 * 0,035 \frac{1000}{0,059} * \frac{1,046^2}{2 * 9,81} = 36,39 м$$

$$h_{1II} = 1,1 * 0,035 \frac{1000}{0,059} * \frac{1,53^2}{2 * 9,81} = 77,86 м$$

$$h_{1III} = 1,1 * 0,035 \frac{1000}{0,059} * \frac{2,32^2}{2 * 9,81} = 179 м$$

$$h_{1IV} = 1,1 * 0,035 \frac{1000}{0,059} * \frac{3,36^2}{2 * 9,81} = 375,48 м$$

Потери напора на уравновешивание разности плотностей жидкостей в промывочных трубах и кольцевом пространстве определяются по формуле (2.3), в которую вместо  $f$  подставляют  $f_u = 27,3 \text{ см}^2$  – площадь внутреннего сечения 73-мм труб.

$$h_{3I} = \frac{(1 - 0,37) * 0,0123 * 12}{0,00273} \left[ \frac{2600}{1010} \left( 1 - \frac{0,087}{1,046} \right) - 1 \right] = 46,2 м$$

$$h_{3II} = \frac{(1 - 0,37) * 0,0123 * 12}{0,00273} \left[ \frac{2600}{1010} \left( 1 - \frac{0,087}{1,53} \right) - 1 \right] = 48,5 м$$

$$h_{3III} = \frac{(1 - 0,37) * 0,0123 * 12}{0,00273} \left[ \frac{2600}{1010} \left( 1 - \frac{0,087}{2,32} \right) - 1 \right] = 50,2 м$$

$$h_{3IV} = \frac{(1 - 0,37) * 0,0123 * 12}{0,00273} \left[ \frac{2600}{1010} \left( 1 - \frac{0,087}{3,36} \right) - 1 \right] = 51,2 м$$

Гидравлические потери давления в шланге и вертлюге при обратной промывке обычно отсутствуют или ничтожно малы. Примем их за 0,005 м;

0,017 м; 0,022 м и 0,034 м соответственно при I II III и IV скоростях промывки.

Потери давления на гидравлические сопротивления в 60-мм нагнетательной линии от насоса до шланга. Принимаем длину этой линии  $l_H=40$  м. По формуле (2.1) получим  $h$  при работе агрегата.

$$h_{I} = 0,035 \frac{40}{0,059} * \frac{0,363^2}{2 * 9,81} = 0,16 м$$

$$h_{II} = 0,035 \frac{40}{0,059} * \frac{0,53^2}{2 * 9,81} = 0,34 м$$

$$h_{III} = 0,035 \frac{40}{0,059} * \frac{0,806^2}{2 * 9,81} = 0,79 м$$

$$h_{IV} = 0,035 \frac{40}{0,059} * \frac{1,167^2}{2 * 9,81} = 1,65 м$$

Давление на выкиде насоса определяется суммой потерь по формуле (2.4).

$$P_{HI} = \frac{1}{10^6} 1010 * 9,81 * (4,53 + 36,39 + 46,2 + 0,005 + 0,16) = 0,86 МПа$$

$$P_{HII} = \frac{1}{10^6} 1010 * 9,81 * (9,64 + 77,86 + 48,5 + 0,017 + 0,34) = 1,35 МПа$$

$$P_{HIII} = \frac{1}{10^6} 1010 * 9,81 * (22,29 + 179 + 50,2 + 0,022 + 0,79) = 2,5 МПа$$

$$P_{HIV} = \frac{1}{10^6} 1010 * 9,81 * (46,74 + 375,48 + 51,2 + 0,034 + 1,65) = 4,71 МПа$$

Мощность, необходимая для промывки песчаной пробки, определяется по формуле (2.6).

$$N_1 = \frac{0,86 * 3,16 * 1000000}{10^3 * 0,65 * 1000} = 4,2 кВт$$

$$N_2 = \frac{1,35 * 4,61 * 1000000}{10^3 * 0,65 * 1000} = 9,6 кВт$$

$$N_3 = \frac{2,5 * 7,01 * 1000000}{10^3 * 0,65 * 1000} = 27 кВт$$



$$N_4 = \frac{4,71 * 10,15 * 1000000}{10^3 * 0,65 * 1000} = 73,5 \text{ кВт}$$

Коэффициент использования максимальной мощности промывочного агрегата К определяется из соотношения (2.7).

$$K_1 = \frac{4,2}{110} * 100 = 3,82\%$$

$$K_2 = \frac{9,6}{110} * 100 = 8,71\%$$

$$K_3 = \frac{27}{110} * 100 = 24,5\%$$

$$K_4 = \frac{73,5}{110} * 100 = 66,83\%$$

Скорость подъема размытого песка  $V_{п}$  определяется как разность скоростей (2.8).

$$V_{nI} = 1,046 - 0,087 = 0,96 \text{ м/с}$$

$$V_{nII} = 1,53 - 0,087 = 1,44 \text{ м/с}$$

$$V_{nIII} = 2,32 - 0,087 = 2,23 \text{ м/с}$$

$$V_{nIV} = 3,36 - 0,087 = 3,27 \text{ м/с}$$

Продолжительность подъема размытой пробки после промывки ее каждым коленом до появления чистой воды определяется по формуле (2.9).

$$t_1 = \frac{1000}{0,96} = 1042,753 \text{ с} = 0,29 \text{ ч}$$

$$t_2 = \frac{1000}{1,44} = 693,0007 \text{ с} = 0,19 \text{ ч}$$

$$t_3 = \frac{1000}{2,23} = 447,828 \text{ с} + 0,12 \text{ ч}$$

$$t_4 = \frac{1000}{3,27} = 305,53 \text{ с} + 0,08 \text{ ч}$$

Размывающая сила струи жидкости. Силу удара струи промывочной жидкости можно определить по следующей формуле (2.10).

$$P_1 = 2 * 10^2 \frac{3,16^2}{88 * 123} = 0,18 \text{кПа}$$

$$P_2 = 2 * 10^2 \frac{4,61^2}{88 * 123} = 0,39 \text{кПа}$$

$$P_3 = 2 * 10^2 \frac{7,01^2}{88 * 123} = 0,91 \text{кПа}$$

$$P_4 = 2 * 10^2 \frac{10,15^2}{88 * 123} = 1,9 \text{кПа}$$

### Анализ расчета промывок. Выводы.

Проанализируем расчеты прямой и обратной гидравлической промывки песчаных пробок, для этого отобразим графически полученные результаты. На рисунке 10 приведена скорость подъема размытого песка.

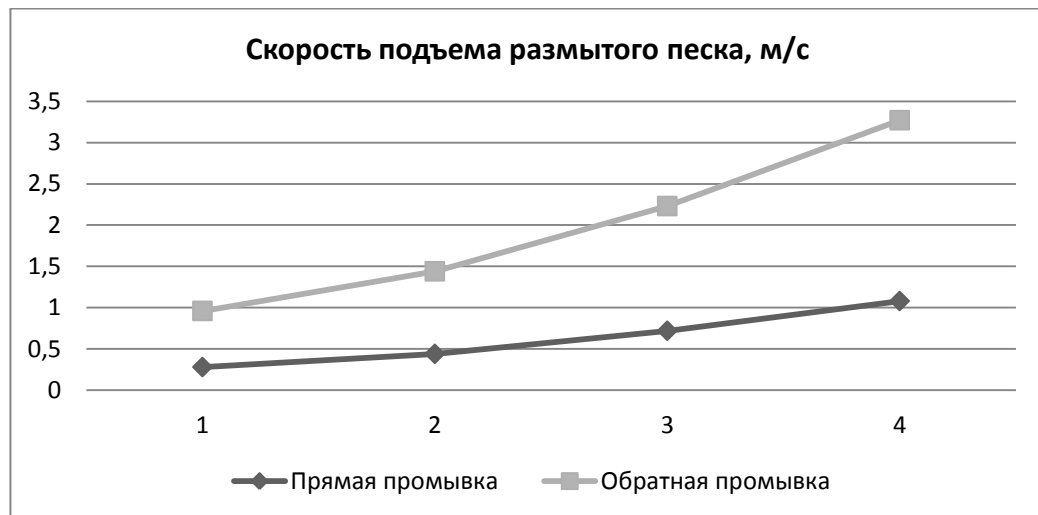


Рисунок 10. Графическая зависимость скорости подъема размытого песка при промывках.

Из данного графика видно, что скорость подъема размытого песка при обратной промывке превышает скорость подъема размытого песка при прямой, связано это напрямую с диаметром обсадной колонны и промывочных труб. При промывке слабосцементированных пробок, целесообразно применять обратную промывку, так как в значительной мере сокращается время на проведение технологической операции.

На рисунке 11 представлена размывающая сила струи жидкости в кПа, также для прямой и обратной промывке.

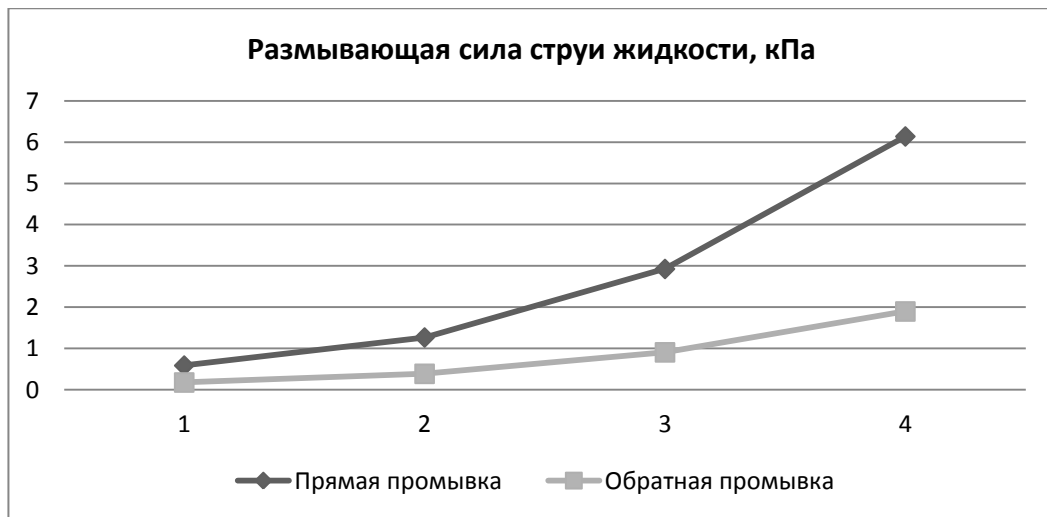


Рисунок 11. Графическая зависимость размывающей силы струи жидкости при промывках.

Из данного графика видно что, размывающая сила струи жидкости при прямой промывке, значительно больше, чем при обратной, это связано это с разностью диаметров обсадной колонны и промывочных труб. В случае сильно сцементированных песчаных пробок будет целесообразно применять прямую промывку, так как струя жидкости из трубы меньшего диаметра более целенаправленно действует на объект.

На рисунке 12 представлена продолжительность подъема размытого песка при прямой и обратной промывке.

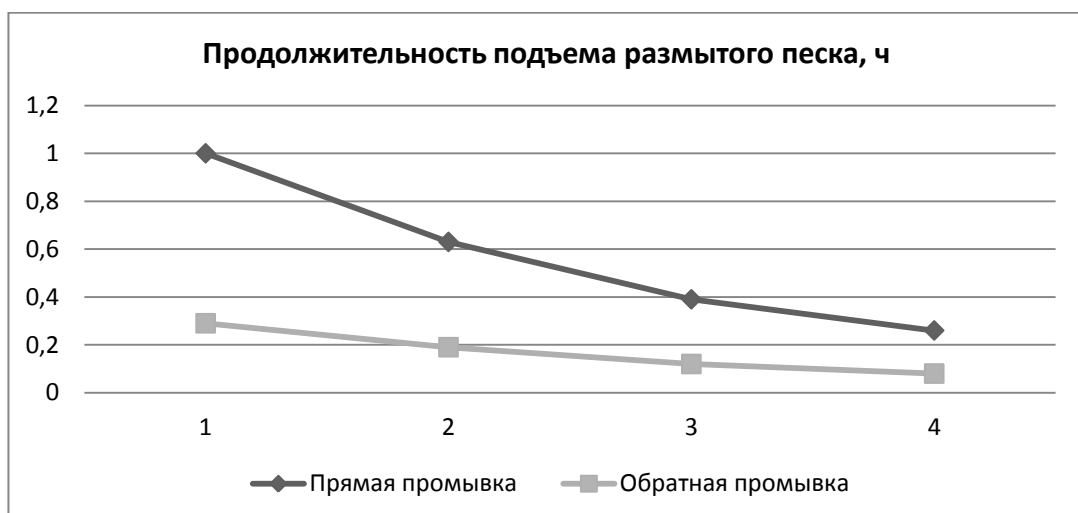


Рисунок 12. Графическая зависимость продолжительности подъема размытого песка при промывках.

Из рисунка 12 видно, что продолжительность подъема размытого песка при прямой промывке дольше, чем при обратной. Следовательно, если песчаная пробка слабосцементированная, то целесообразно производить обратную промывку в скважине.

Скорость и эффективность промывки зависят от качества промывочной жидкости, выбранного способа промывки, диаметра эксплуатационной колонны и промывочных труб, характера самой пробки и т. д. Расчетные данные, полученные при прямой и обратной промывках, отображены на графиках.

Так же, обратная промывка требует более высокого давления на выкиде насоса, создает большее давление на забое и ускоряет вынос размытой песчаной пробки.

## **2.5 Автоматизация процесса очистки внутрискважинного оборудования на основе клапана с электромагнитным приводом.**

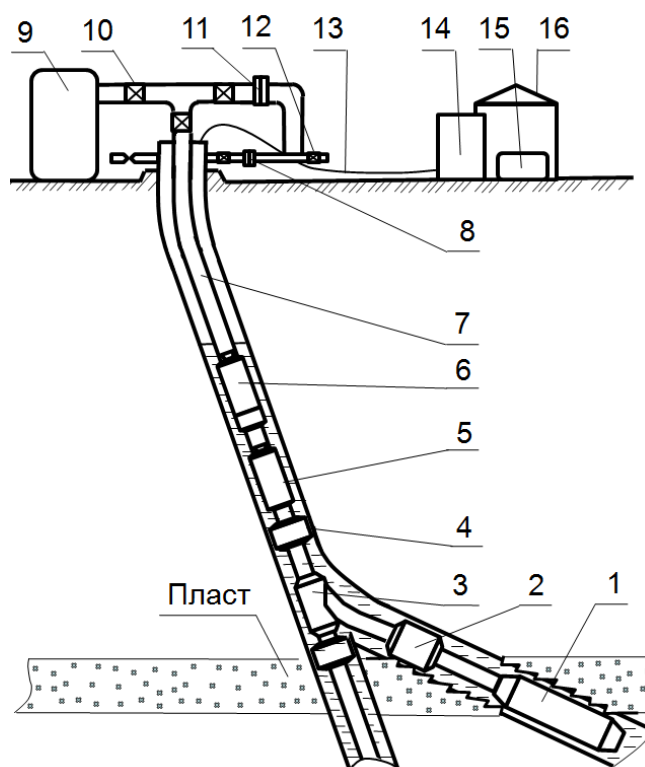
В России около 80% скважин эксплуатируются насосными установками, при этом средняя наработка глубинных насосов в России составляет 150 - 350 суток, что в 5-10 раз ниже проектного ресурса, это результат снижением качества фильтрации перекачиваемой смеси. Поэтому, с выбором способа освоения и эксплуатации скважин важное место также занимают конструктивные особенности фильтров и возможность их очистки без проведения ремонта (СПО).

В процессе эксплуатации скважин, оборудованных фильтрами, снижение производительности и выход из строя происходят в основном по двум причинам: пескование скважин; повышение входных сопротивлений в фильтрах под влиянием механического, гидрохимического и биологического кольматажа. Многочисленные опыты и наблюдения, которые проводили на различных нефтегазовых сооружениях, позволили сделать вывод, что ни один из способов восстановления производительности (химический, гидромеханический или комбинированный) не возвращают скважинам их первоначальных дебитов, а имеют лишь временный характер [30].

В этом случае актуально применение такой системы, при которой частые остановки работы скважины совмещаются с постоянным циклическим чередованием способов очистки (гидромеханических, химических). Решение данной проблемы заключается в организации постоянной циклической работы очистного оборудования связано с автоматизацией его работы без проведения СПО.

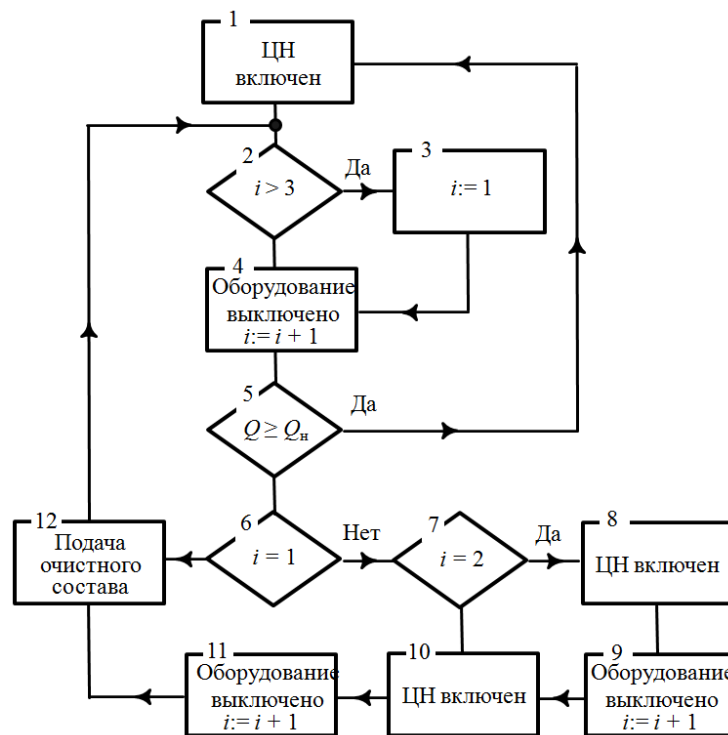
Система автоматической очистки скважины с применением обратного клапана с электромагнитным приводом (рисунок 13), блок центробежных секционных насосов, подключенных к микропроцессору обеспечивает закачку очистного состава в скважину. Связь наземных насосов с устьем скважины осуществляется посредством задвижки с электроприводом, которая также имеет подключение к микропроцессору, координирующему действие всей системы.

Процесс работы установки показан на рисунке 14. Микропроцессор выдает команды на устьевой регулируемый штуцер для его открытия и на центробежный насос для его включения. Микропроцессор в процессе работы насоса производит сравнение его текущей производительности с номинальной, фиксация производительности осуществляется датчиком. При изменении текущего значения производительности в меньшую сторону насос выключается, так как микропроцессор интерпретирует это как загрязнение фильтра, количество отключений насосного оборудования фиксируется микропроцессором, приравнивая единице каждое четвертое измерение. В зависимости от того, чему равно число отключений насоса на момент сравнения, микропроцессор принимает решение сколько раз необходимо включить и выключить центробежный насос перед подачей очистного состава по НКТ к клапану, или начать подачу очистного состава. В процессе очистки датчик фиксирует подачу промывочной смеси а так же сравнивает ее с номинальным значением которое соответствующим очищенному фильтру. При восстановлении подачи насос вновь включается и цикл повторяется.



1 – фильтр; 2 – затрубный пакер с датчиком расхода; 3 – опора подвески хвостовика; 4 – пакер подвесного устройства хвостовика; 5 – электродвигатель с гидрозащитой; 6 – насос; 7 – колонна насосно-компрессорных труб; 8 – обратный клапан; 9 – блок наземных центробежных насосов; 10 – задвижка с электроприводом; 11 – регулируемый штуцер; 12 – выкидная линия; 13 – силовой токопроводящий кабель; 14 – силовой трансформатор; 15 – микропроцессорное устройство; 16 – СУ.

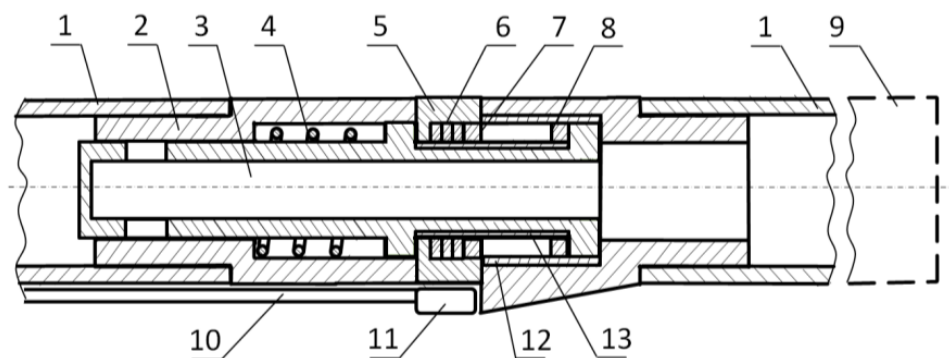
Рисунок 13. Система автоматической очистки скважины с применением обратного клапана с электромагнитным приводом



$1 - 12$  – порядковые номера, соответствующие очередности выполнения технологических операций;  $i$  – текущее значение числа отключений погружного насоса;  $Q$  – текущая производительность;  $Q_n$  – номинальная производительность.

Рисунок 14. Алгоритм автоматического регулирования трехрежимного клапана

Устройство, реализующее обратное открывание клапана с помощью электромагнита (рис 15) , по сравнению с описанным выше аналогом [25], имеет меньшие гидравлические сопротивления.



1 – насосно-компрессорная труба; 2 – корпус клапана; 3 – золотник; 4 – возвратная пружина; 5 – корпус электромагнита; 6 – катушка электромагнита; 7 – полюс электромагнита; 8 – ответное ферромагнитное кольцо; 9 – фильтр; 10 – кабель; 11 – коробка контактных зажимов; 12, 13 – внутренняя и внешняя диэлектрические трубки.

Рисунок 15. Обратный клапан электроцентробежной установки с электромагнитом

В режиме работы центробежного насоса золотник 3 силами гидравлического давления смещается влево, сжимая пружину 4, в результате этого открывается доступ свободному потоку жидкости через отверстия в золотнике 3. При отключении насоса золотник 3 возвращается в исходное положение, перекрывая поток жидкости. В режиме промывки, при подаче напряжения на катушку электромагнита 6, золотник клапана 3 перемещается влево, за счет электромагнитных сил между полюсом 7 и кольцом 8. Недостаток конструкции обратного клапана с использованием электромагнита (рисунок 15) это – отсутствие защиты от загрязнений контактов между кольцом 8 и полюсом 7. Эта проблема может быть решена если корпус самого клапана выполнить в защитном исполнении от АСПО и коррозии.



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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б4В	Шарапову Арсению Николаевичу

<b>Школа</b>	<b>Природных ресурсов</b>	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	<b>ОНД</b>
<b>Уровень образования</b>	бакалавр	<b>Направление/специальность</b>	<b>21.03.01. Нефтегазовое дело Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»</b>

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчет сметной стоимости выполняемых работ, согласно применяемой техники и технологии
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций, нормы расхода материалов, инструмента и др.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 36,7%; Налог на добавленную стоимость 18%

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Технико-экономическое обоснование целесообразности внедрения новой техники или технологии выполнения работ
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Линейный график выполнения работ
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):**

1. Расчетные формулы
2. Таблицы:
1. Показатели работы фонда эксплуатационных скважин и стоимости оборудования
2. Исходные данные для расчета экономических показателей

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
доцент	Креницына З. В.	к.т.н., доцент		17.04.2019 г

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Б4В	Шарапов Арсений Николаевич		17.04.2019 г

### 3. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В данной работе рассматривается способ повышения эффективности регенерации фильтра защиты УЭЦН от механических примесей посредством установки обратного клапана с электромагнитным приводом. Основным показателем, характеризующим экономическую эффективность данного мероприятия, будет экономия от использования клапана за счет сокращения эксплуатационных затрат на одну скважину, включающих снижение числа ремонтно-восстановительных работ. За счет увеличения межремонтного периода и как следствие приведет к дополнительной добычи 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 обратного клапана 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 12 и 13.

Таблица 12 – Показатели работы эксплуатационных скважин ООО "РН-Ванкор".

Показатель	Значение до внедрения	Значение после внедрения
Средний дебит по нефти, т/сут.	79	79
Средняя наработка на отказ, сут.	320	376
Средняя продолжительность одного ремонта, час.	133	
Среднедействующий фонд эксплуатационных скважин, шт.	491	
Средняя стоимость одного ремонта, тыс. руб.	25933,36	

Таблица 13 – Эксплуатационные затраты ООО "РН-Ванкор"

Показатель	Единица измерения	Значение
Средняя стоимость ТРС	тыс. руб./бр. час	20
Энергетические затраты на 1т добычи жидкости механизированным способом	руб./т	21,6
Расходы на оплату труда	тыс.руб./скв.	1528,7
Сбор и транспорт нефти	руб./т	60,49
Технологическая подготовка нефти	руб./т	26,73
Расходы по экспорту нефти	руб./т	912

### 3.1 Расчёт дополнительной добычи

Дополнительную добычу нефти ( $\Delta Q$ ) в связи с установкой обратного клапана вычислим согласно ГОСТ Р 53710-2009 от 01.07.2011 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила проектирования разработки»:

$$\Delta Q_t = (q_1 - q_2) \times 365 \times K_3 + \Delta \text{МРП} (3.1),$$

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

$K_3$  – коэффициент эксплуатации;

365 – количество дней в году;

$\Delta \text{МРП}$  - дополнительная добыча нефти в результате увеличения межремонтного периода

$$\Delta \text{МРП} = (N_d - N_n) \times T \times q_{\text{ср}} (3.2),$$

$N_d$  – количество ремонтов за скользящий год до установки клапана, по причине засорения мехпримесями;

$N_n$  – количество ремонтов за скользящий год после установки клапана, по причине засорения мехпримесями;

$q_{\text{ср}}$  – средний дебит одной скважины;

$T$  – средняя продолжительность ремонта;

СНО–средняя наработка на отказ до и после установки обратного клапана соответственно.

$$N_{д} = \frac{365}{СНО_{до}} \quad (3.3).$$

$$N_{п} = \frac{365}{СНО_{после}} \quad (3.4).$$

$$N_{д} = \frac{365}{148} = 1,14 \quad (3.3).$$

$$N_{п} = \frac{365}{234} = 0,9 \quad (3.4).$$

$$\Delta МРП = (1,14 - 0,9) \times \frac{133}{24} \times 79 = 105 \text{ т/год} \quad (3.2).$$

$$\Delta Q_t = 0 + 105 = 105 \text{ т/год} \quad (3.1).$$

Причем дебит скважины за год с использованием обратного клапана составит  $Q_{н} = 28940 \text{ т}$ .

### 3.2 Расчет единовременных затрат и суммы амортизационных отчислений на проведение мероприятия

Мероприятие по установке обратного клапана проводит бригада по текущему ремонту в которую входит оператор 6 разряда, оператор 4 разряда, машинист подъемника 6 разряда. Установку оборудования для автоматизации работы клапана проводят слесари КиПА 4разряда.

На основании Сметной нормативной базы (СНиР-91) 1991 г. составим график установки оборудования.

Таблица 14 – Нормы времени на установку оборудования

№ п/п	Наименование операций	Объем работ		Продолжительность работ, мин	Состав бригады
		ед. измерения	Кол-во		
1	Переезд подъемника к скважине	км.	21	461,4	3 чел.
2	Подготовительные работы перед началом ремонта скважины			34	3 чел.

Продолжение Таблицы 14.					
№ п/п	Наименование операции	Ед. измерения	Кол-во	Продолжительность работ, мин	Состав бригады
3	Подготовительные работы перед подъемом труб			31	3 чел.
4	Подъем труб	шт.	175	439,4	3 чел.
5	Заключительные работы после подъема труб			7	3 чел.
6	Подготовительные работы перед спуском труб			12	3 чел.
7	Спуск труб	шт.	175	332,5	3 чел.
8	Заключительные работы после спуска труб			16	3 чел.
9	Заправка подъемника насосом	шт.	1	7	3 чел.
10	Установка и снятие автомата по свинчиванию и развинчиванию труб(АПР-2)	шт.	1	39	3 чел.
11	Итого			1329,3	
				23,4 ч.	
12	Надбавка времени на непредусмотренные работы	%	5,5	76	
13	Монтаж контроллера автоматики и системы управления клапаном	шт.	7	840	2 чел.
	Продолжительность ремонтных работ, итого			2245,3	
				37,4 ч.	

Основу сметного расчета составят затраты на ТРС, материалы, заработную плату и амортизацию основных фондов.

Таблица 15 – Стоимость материалов на проведение работ

Наименование материала, единица измерения	Норма расхода материала, нат. ед.	Цена за единицу, руб./нат. ед.	Стоимость материалов, руб.
Клапан обратный с электромагнитом	1 шт.	34730	34730
Оборудование для автоматизации обратного клапана работы	7 шт.		102505,86
ИТОГО			137235,86

Для расчета затрат на ТРС и заработную плату возьмем цены на ремонт скважин и установку оборудования для автоматизации установленные на предприятии ООО "РН-Ванкор" в 2018 году. В стоимость услуг бригады ТРС входит заработная плата с надбавками и коэффициентами, эксплуатация оборудования, страховые взносы и амортизация. Расчет стоимости операции ТРС представлен в таблице 16. Заработная плата слесарей КиПА складывается из тарифной ставки, территориального коэффициента и премии. Расчеты заработной платы представлены в таблицах 17.

$$Z_{зп} = (\sum V_p \times C_{тр} \times n) \times \left(1 + \frac{П}{100}\right) \times K_t, \text{ руб.} \quad (3.5),$$

$C_{тр}$  – тарифная ставка, руб./час.;

$V_p$  – время работы, час.;

$n$  – количество рабочих, чел.;

$П$  – процент премии, %;

$K_t$  – территориальный коэффициент.

Таблица 16 – Стоимость операции ТРС по установке обратного клапана

Состав бригады ТРС	Разряд	Стоимость ТРС, руб./бр.час	Норма времени на проведение мероприятия, ч.	Стоимость операции ТРС, руб.
Оператор	6	20000	23,4	468000
Оператор	4			
Машинист	6			

Таблица 17 – Расчет заработной платы

Должность	Количество	Разряд	Часовая тарифная ставка, руб.	Территориальный коэффициент	Процент премии, %	Норма времени на проведение мероприятия, ч.	Заработная плата с учетом надбавок, руб.
Слесарь КиПА	2	4	73,53	1,15	20	14	2840,8

Расчет амортизационных отчислений определяется согласно постановления Правительства РФ от 01.01.2002 №1 (ред. от 28.04.2018) "О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы".

Инструмент для электромонтажных работ относится к 1-ой амортизационной группе срок полезного использования от 1 до 2 лет код ОКОФ – 330.28.22.18. Клапан обратный относится к 1-ой амортизационной группе срок полезного использования от 1 до 2 лет код ОКОФ – 330.28.92.12.129. Электронное оборудование для автоматизации работы клапана относится ко 2-ой амортизационной группе срок полезного использования от 2 до 3 лет код ОКОФ – 330.28.23.23. Норма амортизации по НК РФ (ч. 2) от 05.08.2000 №117-ФЗ (ред. от 15.04.2019) Статья 259.1. "Порядок расчета сумм амортизации при применении линейного метода начисления амортизации" составляет:



$$A = C_0 \times K \text{ (3.6),}$$

A – сумма начисленной за один месяц амортизации;

$C_0$  – первоначальная стоимость объекта;

K – норма амортизации в процентах к первоначальной стоимости объекта.

$$K = \frac{1}{n} \times 100\% \text{ (3.7),}$$

n – срок полезного использования объекта.

Срок полезного использования – 2 года.

Таблица 18 – Расчет амортизационных отчислений при установке оборудования

Наименование объекта основных фондов	Количество	Балансовая стоимость, руб.	Годовая норма амортизации, %	Сумма амортизации, руб./смену
		всего		
Инструмент для электромонтажных работ	18 шт.	9500	50	7,59

Таблица 19 – Расчет амортизационных отчислений на установленное оборудование

Наименование объекта основных фондов	Количество	Балансовая стоимость, руб.	Годовая норма амортизации, %	Сумма амортизации, руб./год
		всего		
Клапан обратный	1 шт.	34730	50	16272
Оборудование для автоматизации работы клапана	7 шт.	102505,86	33	34168,62
Итого				50440,62

Исходя из вышеперечисленных расчетов затрат определим общую сумму затрат на установку и автоматизацию работы обратного клапана.

Таблица 20 – Затраты на установку и автоматизацию обратного клапана

Состав затрат	Сумма затрат, руб.
1. Материальные затраты	137235,86
2. Затраты на ТРС	468000
3. Затраты на оплату труда	2840,8
4. Страховые взносы 36,7%	1042,5
5. Амортизационные отчисления (инструмент для электромонтажных работ)	7,59
Итого основные расходы	609126,8

### 3.3 Расчет 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).

Расчет себестоимости одной тонны нефти до и после установки оборудования приведен в таблице 21.

Таблица 21 – Себестоимость добычи нефти до и после установки оборудования

Статьи затрат	До внедрения	После внедрения	Изменение затрат
Энергетические затраты, руб.	622836	625104	2268
Сбор и транспорт нефти, руб.	1744229	1750581	6351,45
Технологическая подготовка нефти, руб.	770759,6	773566,2	2806,45
Расходы по экспорту нефти, руб.	9364547	9398647	34100,14
Оплата труда, руб./скв.	1528700	1528700	0
Эксплуатация оборудования, руб.	3032400	239400	-638400
Итого	17063472	16470598	-592874
Себестоимость, руб./т.	591,7	569,1	-22,6

Сумма постоянных и переменных затрат зависит от уровня ресурсоемкости и изменения стоимости материальных ресурсов. На данном предприятии за счет установки нового оборудования сократилось число ремонтов подземного оборудования и как следствие снизились эксплуатационные затраты в отчетном году.

#### **3.4 Расчет экономического эффекта мероприятия**

Экономический эффект при технико-экономическом обосновании внедрения обратного клапана с электромагнитным приводом определяется по формуле:

$$\mathcal{E} = P_t - Z_t \quad (3.7),$$

$P_t$  – стоимостная оценка результатов мероприятия (выручка от реализации продукции), руб.;

$Z_t$  – стоимостная оценка затрат, руб.

$$P_t = \Delta Q \times C_t = 105 \times 32290,3 = 3390481,5 \text{ руб. (3.8),}$$

$C_t$  – цена за единицу продукции, руб.;

$\Delta Q$  – прирост добычи, т.

$$Z_t = И + К = 609126,8 - 592874 = 16252,8 \text{ руб. (3.9),}$$

И – годовые текущие издержки, руб.;

К – единовременные затраты при использовании продукции, руб.

$$\mathcal{E} = 3390481,5 - 16252,8 = 3374228,7 \text{ руб. (3.7).}$$

Для расчета были использованы средневзвешенные данные за 2018 год. Стоимость 1 барреля нефти принималась равной 70,01\$. 1 баррель  $\approx$  0,1364 т, курс доллара: 1\$=62,92руб.

Снижение себестоимости одной тонны нефти определяем по формуле:

$$C_{\text{ср}} = \frac{C_1 - C_2}{C_1} \times 100\% = \frac{591,7 - 569,1}{591,7} \times 100\% = 3,8\% \text{ (3.10),}$$

$C_1$  – себестоимость на добычу нефти до внедрения мероприятия, руб.;

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

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:

$$\Delta B_{\mathcal{E}} = Q_{\text{н}} \times X \times C_{\mathcal{E}} = 105 \times 32290,3 \times 0,3 = 1017144,45 \text{ руб. (3.11),}$$

X – доля нефти на экспорт, %;

$C_{\mathcal{E}}$  – средняя цена реализации нефти на внешнем рынке в 2018 году, руб.

Выручка от реализации нефти на внутреннем рынке:

$$\Delta B_{\text{вн}} = Q_{\text{н}} \times (1 - X) \times C_{\text{вн}} = 105 \times (1 - 0.3) \times 20900 = 1536150 \text{ руб. (3.12),}$$

$C_{\text{вн}}$  – средняя цена реализации нефти на внутреннем рынке в 2018 году, руб.

После расчета выручки определяется величина уплачиваемых налогов.

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

$$\text{НДПИ} = K_{\text{ц}} \times 919 - D_{\text{м}} \quad (3.13),$$

857 рублей – ставка НДПИ в период с 1 января по 31 декабря 2018 года за 1 тонну добытой нефти обессоленной, обезвоженной и стабилизированной.

$$K_{\text{ц}} = \frac{(C - C_{\text{баз}}) \times P}{261} \quad (3.14).$$

$$D_{\text{м}} = K_{\text{НДПИ}} \times K_{\text{ц}} \times (1 - K_{\text{в}} \times K_{\text{з}} \times K_{\text{д}} \times K_{\text{дв}}) \quad (3.15),$$

$K_{\text{НДПИ}} = 559$  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;

С учетом того, что значения коэффициентов  $K_{\text{в}}$ ,  $K_{\text{з}}$ ,  $K_{\text{д}}$ ,  $K_{\text{дв}}$  равны 1, сумма НДПИ к уплате определяется по формуле:

$$\text{НДПИ} = B_{\text{с}} \times \frac{(C - C_{\text{баз}}) \times P}{261} \times Q_{\text{н}} = 857 \times \frac{(70,01 - 40) \times 62,92}{261} \times 105 = 651004,9 \text{ руб. (3.16),}$$

$B_{\text{с}}$  – ставка НДПИ (857 руб./т);

$C$  – цена нефти на мировом рынке (долл./баррель);

$C_{\text{баз}}$  – базовая цена нефти (40 долл./баррель);

$P$  – курс доллара в 2018 году.

Таможенная пошлина:

$$TP = \Delta Q_H \times X \times C_{TP} \times P \quad (3.17),$$

$C_{TP}$  – размер таможенной пошлины на 1 т. нефти в 2018 году (22,3 долл.США/баррель).

$$TP = 105 \times 0,1364 \times 0,3 \times 22,3 \times 62,92 = 6028,6 \text{ руб} \quad (3.17)$$

Налог на прибыль:

$$NP = П \times C_{NP} \quad (3.18),$$

$C_{NP}$  – ставка налога на прибыль (20%);

$П$  – валовая прибыль.

Валовая прибыль:

$$П = \Delta B_{\text{вн}} + \Delta B_{\text{э}} - Z_t - A_r - \text{НДПИ} - TP = 1017144,45 + 1536150 + 16252,8 - 50440,62 - 651004,9 - 6028,6 = 1829567,5 \text{ руб.} \quad (3.19),$$

$A_r$  – годовая амортизация на установленное оборудование, руб.

$$NP = 631087 \times 0,2 = 365913,5 \quad (3.18)$$

Чистая прибыль:

$$ЧП = П - NP = 1829567,5 - 365913,5 = 1463654 \text{ руб.}$$

(3.20)

Изменение производительности труда:

$$P_y = \frac{Q_t / N_{\text{СПт}}}{Q_0 / N_{\text{СПо}}} \times 100\% - 100\% = \frac{28940}{28835} \times 100\% - 100\% = 0.36\% \quad (3.21)$$

Вывод: Целесообразность проведения оптимизации в предлагаемых скважинах подтверждается экономической эффективностью, определенной в выше проведенных расчетах. В результате проведения мероприятия увеличится прибыль, остающаяся в распоряжении предприятия, также снизится себестоимость добываемой продукции и увеличится производительность труда.

При проведении мероприятия объем добычи увеличился на 0,287 т/сут, что повлекло за собой снижение себестоимости на 22,6 руб/т, экономический эффект составил 3390,48 тыс.руб. Таким образом, видим, что установка обратного клапана с электромагнитным приводом экономически целесообразна.

### ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б4В	Шарапову Арсению Николаевичу

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	<b>ОНД</b>
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело (21.03.01)

<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования является автоматизация процесса эксплуатации механизированного фонда месторождения для интенсификации добычи нефти из скважин с наклонным и горизонтальным расположением ствола.
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
<b>1. Производственная безопасность</b> 1.1. Анализ выявленных вредных факторов на объекте	<b>Вредные факторы на месторождении:</b> 1. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны; 2. Неудовлетворительные метеорологические условия; 3. Повышенный уровень шума и вибрации; 4. Неудовлетворительная освещенность. <b>Опасные факторы:</b> 1. Поражение электрическим током; 2. Пожароопасность; 3. Взрывоопасность; 4. Давление в системах работающих механизмов.
<b>2. Экологическая безопасность</b>	1. Анализ воздействия объекта на окружающую среду; 2. Меры применяемые по охране окружающей среды.
<b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</b>	1. Перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации объекта; 2. Разработка мер по предупреждению

	ЧС.
<b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</b>	1. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, 2017г; 2. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом.

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			30.03.2019

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4В	Шарапов Арсений Николаевич		30.03.2019



## **4. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

В результате выполнения данной выпускной квалификационной работы была определена актуальность проблемы механических примесей в добываемой нефти. Описаны механические методы борьбы с пескпроявлением. Выполнено сравнение наиболее распространенных способов очистки фильтров. Выявлены наиболее желательные сферы применения этих методов. Было рассмотрено программное обеспечение системы автоматизации для управления трехрежимным клапаном, который может работать не только, как обратный клапан, но и пропускать жидкость в любом направлении, в зависимости от необходимой задачи.

За прошедшие года в России наметилось развитие корпоративного управления в области социальной ответственности. Для организаций, эксплуатирующих опасные производственные объекты, особую важность имеют ответственные практики в отношении персонала, охрана окружающей среды, участие в жизни местных сообществ и их развитие. Это связано с повышенным уровнем аварийности и травматизма на данных предприятиях, а так же дополнительной экологической нагрузкой на окружающую среду. В следствии этого главной задачей в области социальной ответственности, нефтедобывающих предприятий, является снижение негативного воздействия на человека вредных и опасных производственных факторов.

### **4.1 Производственная безопасность**

Эксплуатация и обслуживание добывающих скважин производит оператор по добычи нефти и газа (ДНГ). Рабочее место оператора состоит из кустовой площадки, добывающих скважин и блоков автоматики.

Работа оператора ДНГ, согласно должностной инструкции на рабочее место, включает в себя: осуществление обслуживания оборудования добывающих скважин, наблюдение за исправностью устьевого оборудования добывающих скважин, систематический обход магистральных и промысловых трубопроводов и добывающих скважин, наблюдение за исправностью их состояния, участие в ремонте и работах по повышению

приемистости скважин, а так же наблюдение за показаниями регистрирующих приборов и учет показаний, участие в работах по монтажу и демонтажу трубопроводов, отбор проб, и ведение вахтового журнала.

На территории производственного объекта работающий персонал подвержен воздействию опасных и вредных факторов ( таблица 22).

Таблица 22 – Опасные и вредные факторы при эксплуатации фонда скважин.

Факторы		Нормативные документы
Вредные	Опасные	
<p>1. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны;</p> <p>2. Неудовлетворительные метеорологические условия;</p> <p>3. Повышенный уровень шума и вибрации;</p> <p>4. Отсутствие или недостаток освещенности.</p>	<p>1. Поражение электрическим током;</p> <p>2. Пожароопасность;</p> <p>3. Взрывоопасность;</p> <p>4. Давление в системах работающих механизмов.</p>	<p>Требования безопасности к уровню шума: ГОСТ 12.1.003-83 (1999);</p> <p>Требования безопасности к уровню вибрации: ГОСТ 12.1.012-90;</p> <p>Защитное заземление, зануление: ГОСТ 12.1.030-81;</p> <p>Естественное и искусственное освещение: СП 52.13330.2011;</p> <p>Оборудование производственное. Общие требования безопасности: ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ.</p>

#### 4.1.1 Анализ вредных производственных факторов

При выполнении работ в местах, где возможно образование концентрации вредных веществ (паров, газов, пыли) выше допустимых норм, работники обеспечиваются средствами индивидуальной защиты органов дыхания (СИЗОД). Они подбираются по размерам и хранятся на рабочих

местах в шкафах. На каждой сумке противогаза должна быть закреплена бирка с указанием фамилии владельца, марки и размера маски. СИЗОД проверяются и меняются в сроки которые указаны в технических паспортах и инструкциях по эксплуатации. В газоопасных местах вывешиваются предупредительные надписи: «Газоопасно», «Проезд запрещен». К газоопасным работам допускаются только после проведения инструктажа, получения наряда–допуска, и утвержденного плана ведения газоопасных работ.

В целях предупреждения несчастных случаев, связанных с работой на открытом воздухе и в необогреваемых закрытых помещениях в холодное время года установлены предельные значения температуры, при которых не могут производиться следующие работы на открытом воздухе приведены в таблице 23.

Таблица 23 – Предельные погодные показатели

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
безветренная погода	-40
менее 5,0	-35
5,1–10,0	-25
10,1–15,0	-15
15,1–20,0	-5
более 20	0

Многие производственные процессы (работа производственного оборудования) сопровождаются значительным уровнем шума или вибрации, которые являются причиной отрицательного действия не только на органы слуха, но и на нервную систему человека. Человек ощущает звуки с частотой колебаний в пределах от 16 до 20 000 Гц. Допустимый уровень шума в механических цехах не должен превышать значения 80 ДБ. Для защиты органов слуха применяют Антифоны-заглушки при технологических процессах, сопровождающихся производственным шумом, превышающим

допустимые нормы. При использовании антифонов-заглушек высокочастотный шум 1200-8000 Гц снижается на 12-15 ДБ, при этом разборчивость речи сохраняется. Ношение антифонов-заглушек должно быть периодическим (30-40 минут с последующим перерывом в течение того же времени).

Освещенность рабочих мест должна быть равномерной и исключать возникновение слепящего действия осветительных приспособлений на работающих. Производство работ в неосвещенных местах не разрешается. Измерение освещенности внутри помещений (участков, отдельных рабочих мест, проходов) проводится при вводе сети освещения в эксплуатацию в соответствии с нормами освещенности, а также при изменении функционального назначения помещений. Так же во всех производственных помещениях, так же предусмотрено аварийное освещение, а в зонах работ в ночное время на открытых площадках - аварийное или эвакуационное освещение. Выбор вида освещения участков, цехов и вспомогательных помещений опасных производственных объектов должен производиться с учетом максимального использования естественного освещения.

#### **4.1.2 Анализ опасных производственных факторов**

В случае возникновения неисправностей электроэнергетического оборудования и несоблюдении персоналом правил электробезопасности существует опасность поражения электрическим током персонала, занятого в процессе добычи нефти и газа.

Электрооборудование должно иметь исправную взрывозащиту, проходить техническое обслуживание и текущие ремонты согласно графика с записью в соответствующий журнал «Журнале осмотра взрывозащищенного оборудования», который храниться у мастеров цеха. В нем указываются виды проведенных работ, с подписями их производивших. Работы, выполняемые на кустовых площадках, должны проводиться специальным "искробезопасным" инструментом. Защита от статического электричества на объекте обеспечивается путем присоединения всего

электрооборудования к защитному контуру заземления. Паспорт контура заземления (заземляющей установки) хранится и ведется электромехаником промысла. К сетям заземления присоединены корпуса электродвигателей, аппаратов, каркасы щитов, шкафов, кабельные конструкции.

При ликвидации возникших аварий при добыче и перекачке нефти, могут выделяться взрывоопасные, пожароопасные и токсичные вещества, (нефть, сероводород, природный газ, меркаптаны, деэмульгаторы) в соответствии с СНиП 2.09.04.87 данное производство отнесено к классу В-1Г и В-1. Кустовые площадки спроектированы с соблюдением действующих норм и правил, пожаробезопасность на них обеспечивается рядом противопожарных мероприятий: сооружения размещены на площадке с соблюдением противопожарных расстояний между ними, выполнена защита оборудования и трубопроводов от электрической и электромагнитной индукции, кустовые площадки обеспечены осветительной аппаратурой во взрывозащищенном исполнении, используемое технологическое электрооборудование принято во взрывозащищенном исполнении, соответствует категории и зоне взрывоопасности площадок, предусмотрена аварийная звуковая и световая сигнализация, ведется контроль воздушной среды в помещении замерной установки с сигнализацией загазованности и включением аварийной вентиляции при необходимости, согласно РД 39-22-113-78 «Временные правила защиты от статического электричества на производственных установках и сооружениях нефтяной и газовой промышленности» опасность действия статического электричества устраняется специальными мерами, все металлические и электропроводные неметаллические части технологического оборудования заземляются.

Для взрывоопасных помещений, площадок наружных помещений проведена классификация по категориям взрывопожарной опасности, границы взрывоопасных зон приведены в таблице 24.

Таблица 24 – Взрывопожарная и пожарная опасность производственных зданий, помещений и наружных сооружений

Наименование помещений, наружных установок и оборудования	Категория взрывопожарной и пожарной опасности по НПБ 105-03	Классификация взрывоопасных зон			Границы взрывоопасной зоны
		по ПУЭ		По ПБ 08-624-03	
		Класс зоны	Категория и группа взрывоопасных смесей		
Технологический блок, замерная установка	А	В-1а	IIА-Т1 IIА-Т3	1  1	Зона В-1г – до 0,5 м (ПУЭ) по горизонтали и вертикали от проемов за наружными ограждающими конструкциями помещения Зона 1 (ПБ) закрытое помещение в котором установлено закрытое технологическое оборудование, содержащее нефть Зона 1 (ПБ) 3м по горизонтали и вертикали вокруг отверстий блока
Блок автоматики замерной установки	Д	-	-	-	-
Блок напорной гребенки	Д	-	-	-	-
Емкость подземная дренажная	Ан	В-1г	IIА-Т3	1  2	Зона В-1г (ПУЭ) до 5 м по горизонтали и вертикали от дыхательного клапана Зона 1 (ПБ) 3м по горизонтали и вертикали и до земли от дыхательного клапана. Зона 2 (ПБ) 2м по горизонтали и вертикали от зоны 1
Устье нефтедобывающей скважины	Ан	В-1г	IIА-Т1 IIА-Т3	0  1	Зона В-1г до 3 м (ПУЭ) по горизонтали и вертикали от скважины Зона 0 (ПБ) 1,5м радиусом вокруг скважины Зона 1 (ПБ) 1,5м радиусом от зоны 0
Устье нагнетательной скважины	Д	-	-	-	При «отработке» на нефть - см. п. 4 таблицы
Устье водозаборных скважин	Ан	В-1г	IIА-Т1	0  1	Зона В-1г до 3 м (ПУЭ) по горизонтали и вертикали от скважины Зона 0 (ПБ) 1,5м радиусом вокруг скважины Зона 1 (ПБ) 1,5м радиусом от зоны 0

На взрывопожароопасных объектах руководством предприятия должен быть разработан план ликвидации возможных аварий (ПЛВА), в котором с учетом специфических условий необходимо предусматривать оперативные

действия персонала по предотвращению аварий и ликвидации аварийных ситуаций, исключению загораний или взрывов, безопасной эвакуации людей, не занятых в ликвидации аварии.

К работе с оборудованием имеющим избыточное давление, допускаются лица аттестованные комиссией с участием Ростехнадзора и имеющие удостоверения на право обслуживания сосудов с указанием наименования, рабочих параметров. Персонал, обслуживающий сосуды, должен быть ознакомлен с руководством по эксплуатации сосудов предприятий изготовителей, так же со схемами включения сосудов с указанием источника давления, параметров, рабочей среды арматуры, контрольно - измерительных приборов, средств автоматического управления, предохранительных и блокирующих устройств.

Оборудование работающее под давлением представляет потенциальную опасность, которая при определенных условиях может повлечь тяжелые последствия. Для этого разработаны Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением», утверждённые Приказом Ростехнадзора №116 от 25.03.2014 г.

Для предотвращения аварийных ситуаций связанных с разгерметизацией оборудования применяют следующие методы контроля: внешний осмотр сосудов и аппаратов, работающих под давлением, гидравлические испытания сосудов, механические испытания материалов, из которых изготовлены сосуды.

#### **4.2 Экологическая безопасность**

При эксплуатации и обслуживании объектов месторождения, негативному воздействию подвергаются все компоненты окружающей среды. Это почвенный и растительный покров, поверхностные воды, и атмосфера. Для предотвращения загрязнения и негативных последствий для

окружающей среды используются комплекс мероприятий который включает следующие пункты:

1. Закрытая система сбора и транспорта нефти с автоматическим отключением насосов, перекачивающих нефть, в случае падения давления в трубопроводе, установка запорной арматуры для отключения участка трубопровода в случае его порыва;

2. Локализация разливов должна проводиться с помощью барьеров из земли с устройством защитных экранов, предотвращающих пропитку барьера нефтью, большие объемы разлитой нефти локализуются с помощью отрывных траншей;

3. Площадки для размещения технологического оборудования состоят из бетонных плит и ограждений, имеют ливневые колодцы, через которые загрязненные дождевые стоки и разлившаяся при аварии жидкость стекает в закрытую сеть производственно-дождевой канализации и попадает в очистные сооружения при установке предварительного сброса воды (УПСВ) с последующей утилизацией в систему ППД;

4. Для каждой скважины разрабатывается организационный план ликвидации аварий, который уменьшит возможное отрицательное воздействие на компоненты окружающей среды.

Аварийные разливы на скважинах должны локализоваться в пределах обвалованных площадок. После сбора задержанной нефти следует проводить обработку биологическими препаратами. Для более полного сбора нефти наряду с механическими средствами могут быть использованы сорбенты различных типов (ДН-75).

#### **4.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

При нарушении технологического процесса добычи нефти и газа возникает угроза возникновения чрезвычайной ситуации, источниками ЧС является добывающие скважины и емкости к ним относятся: аварии в результате газонефтеводопроявление (ГНВП) на кустовой площадке,



разгерметизации РВС для нефти на территории ДНС, порыв выкидных линий и нефтесборных трубопроводов.

Для предотвращения разгерметизации оборудования, аварийных выбросов, разливов опасных веществ и обеспечения безопасности производства, и обслуживающего персонала, реализуются следующие технические решения:

1. Емкостная аппаратура с нефтепродуктами оснащена дыхательными и предохранительными клапанами, арматурой с ручным и дистанционным приводом и сигнализаторами предельного верхнего уровня;

2. Все технологическое оборудование оснащено предохранительными клапанами для защиты оборудования от превышения давления;

3. Технологические процессы проводятся в закрытых аппаратах, чтобы исключить образования взрывоопасной смеси;

4. Испытания трубопроводов и емкостей предусмотрены в соответствии с требованиями РД 39-132-94, СП 34-116-97 и ПБ 03-585-03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» и СНиП 3.05.05-84 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы»;

5. Предусматривается постоянный контроль и ревизия согласно составленным графикам технологического оборудования.

#### **4.4 Правовые и организационные вопросы проведения безопасности**

Рабочее и время отдыха, регламентируются графиком работы, который утверждается работодателем вместе с профсоюзной организации в порядке, который предусмотрен статьей 372 ТК РФ для принятия локальных нормативных актов.

Этот график предусматривается проезд к месту работы и обратно. Дни заезда и выезда в рабочее время не включаются. Так же для вахтовых работников устанавливается районный коэффициент и процентные надбавки к заработной плате, предоставляется ежегодный дополнительный

оплачиваемый отпуск, предусмотренный для лиц работающих в районах крайнего Севера – 24 календарных дня.

С целью создания безопасных условий труда и обеспечения безопасности технологического процесса на предприятии разработано, согласованно и введено в действие "Положение об организации работы по охране труда". Данное "Положение" является системой мер, служащих для недопущения нарушений охраны труда, техники безопасности, требований правил, инструкций, положений. Этим документом предусмотрен трехступенчатый контроль состояния условий труда и соблюдения, установленных норм, правил и инструкций. Предусмотрены инструктажи для ИТР и рабочих, порядок аттестации и допуска к самостоятельной работе. Так же разработаны и утверждены инструкции по безопасности при выполнении отдельных видов работ и для всех видов профессий, необходимых для осуществления деятельности предприятия.

За организацию безопасности технологического процесса и создание безопасных условий труда несет ответственность главный инженер предприятия.

В соответствии с этим документом все ИТР до мастеров являются ответственными за создание и обеспечение безопасности технологического процесса, каждый на своем рабочем месте согласно его полномочиям.

Нормами проектирования предусмотрены строительные и технологические решения обеспечения безопасности технологического процесса и создания безопасных условий труда.

#### Вывод

В данном разделе рассмотрена производственная безопасность при эксплуатации и обслуживании добывающих скважин, выполнен анализ вредных и опасных факторов производства и приведены необходимые меры по их устранению. Рассмотрена экологическая безопасность при эксплуатации месторождения, а так же причины и меры по устранению ЧС на месторождении.

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

В данной работе были решены следующие задачи:

1. Проанализирована проблема засорения и быстрого выхода из работы внутрискважинного оборудования.
2. Были определены причины засорения внутрискважинного оборудования и их характер.
3. Проведены теоретические исследования по работе клапана и его механизмов.

Изменение структуры запасов нефти, отмечаемое в последнее время, приводит к осложнению условий эксплуатации нефтяных, нагнетательных и водозаборных скважин, что сокращает межремонтный период стандартного оборудования и увеличивает затраты на проектирование и изготовление специального оборудования.

Таким образом, изменившиеся условия эксплуатации с применением существующих способов добычи требуют дополнительных затрат и кратно снижают период работы скважин между ремонтами.

В изменившихся условиях успешная эксплуатация скважин требует реализации методов, направленных на максимальное снижение влияния осложняющих факторов.

Проблемы, вызванные осложненными условиями эксплуатации скважин, основными из которых являются вынос механических примесей, солеотложения, температура, коррозия, в последние годы создают все больше трудностей в работе нефтяников. Естественное ухудшение условий нефтегазодобычи, необходимость масштабного применения геолого-технических мероприятий для интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи — следствием этих тенденций является рост осложняющих добычу факторов. На большей части скважин во всех нефтяных компаниях России наблюдается одновременное проявление нескольких осложняющих эксплуатацию факторов.

Поэтому применение традиционных способов борьбы, направленных на ослабление отрицательного воздействия одного из осложняющих факторов, не дает существенного увеличения МРП и, как правило, приводит к увеличению стоимости добычи. Еще более усугубляет ситуацию то, что если раньше нефтяники сталкивались с классическими осложнениями, в частности с солеотложением, то по мере роста ГТМ, направленных на интенсификацию добычи нефти, и прежде всего ГРП, происходит увеличение выноса механических примесей — еще один побочный результат интенсификации добычи.

Данная работа направлена на то, чтобы уменьшить проблемы, вызванные осложненными условиями эксплуатации скважин, связанные с механическими примесями.

Автоматизация процесса очистки внутрискважинного оборудования с использованием обратного клапана с электромагнитным приводом, является одним из новых технических подходов к решению существующей проблемы.

Клапан с электромагнитным приводом может стать одним из немногих путей решения проблемы промывки фильтра на приеме насоса от механических примесей, эффективней будет происходить расклинивание ЭЦН при возможности прямой промывки насоса в малодебитных скважинах.

Экономический эффект от использования клапана предлагаемой конструкции будет получен за счет сокращения эксплуатационных затрат на одну скважину, включающих снижение числа ремонтно-восстановительных работ по замене насоса. Так же за счет увеличения межремонтного периода скважины появляется возможность повысить объем добытой нефти. Более подробную оценку обратному клапану данной модели можно дать после проведения опытно-промышленных испытаний.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Алексеев В.П. Литолого-фациальный анализ: Учебно-методическое пособие. Екатеринбург: Изд-во УГГА, 2002. 147 с.
2. Багринцева К.И. Карбонатные породы – коллекторы нефти и газа. М.: Недра, 1977. 231с.
3. Бурлин Ю.К., Конюхов А.И., Карнюшина Е.Е. Литология нефтегазоносных толщ: Учебное пособие для вузов. М.: Недра, 1991. 286 с.
4. Иванова М.М., Чоловский И.Р., Брагин Ю.И. Нефтегазопромысловая геология. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. 367 с.
5. Логвиненко Н.В. Петрография осадочных пород (с основами методики исследования): Учебник. М.: Высшая школа, 1984. 416 с.
6. Колонкаров Л.В. Нефтегазоносные провинции и области России и сопредельных стран: Учебник. М.: Изд-во “Нефть и газ”, 2003. 560 с.
7. Киркинская В.Н., Смехов Е.М. Карбонатные породы – коллекторы нефти и газа. М.: Недра, 1981. 231 с.
8. Справочник по литологии. М.: Недра, 1983. 509 с.
9. Прошляков Б.К., Гальянова Т.И., Пименов Ю.Г. Коллекторские свойства осадочных пород на больших глубинах. М.: Недра, 1987. 200 с.
10. Систематика и классификация осадочных пород и их аналогов / В.Н. Шванов, В.Т. Фролов, Э.И. Сергеева и др. СПб.: Недра, 1998. 352 с.
11. Механика горных пород применительно к проблемам разведки и добычи нефти //Пер. с англ. и фр., под ред. В. Мори и Д. Фурметро. М.: Мир, 1994.-С.149-156.
12. Назаров С.И. Техника и технология контроля содержания пластового песка в потоке природного газа //Строительство газовых и газоконденсатных скважин: Сб. науч. тр. ВНИИгаза и СевКавНИПИгаза. М., 1995.
13. Мелик-Асланов Л.С., Касиров М.Д., Эфендиев И.Ю. Исследование вопросов пескопроявления в нефтяных скважинах //Нефтепромысловое дело. - 1975.-№2.

14. Ашрафьян М.О., Лебедев О.А., Саркисов Н.М. Совершенствование конструкций забоев скважин. - М.: ВНИИгаз, 1985.
15. Васильев В.А., Дубенко В.Е. Модель переноса песка в пористой среде // Строительство газовых и газоконденсатных скважин: Сб. науч. тр. ВНИИгаза. М., 1996. - С. 94-99.
16. Смольников С.В. и др. Методы защиты насосного оборудования для добычи нефти от механических примесей. Уфа: Нефтегазовое дело, 2010. 41 с.
17. Шмидт А.А. Повышение эффективности эксплуатации скважин, осложненных содержанием мехпримесей в продукции: автореферат диссертации канд. техн. наук. Уфа, 2007. 25 с.
18. Комплексная защита скважинного оборудования при пескопроявлении в ООО «РН-Пурнефтегаз» / А.Г. Михайлов, В.А. Волгин, Р.А. Ягудин, В.А. Стрижнев, В.В. Рагулин // Территория нефтегаз – 2010 г.- №12 – с. 84-89
19. Бухаленко Е.И., Абдуллаев Ю.Г. Монтаж, обслуживание и ремонт нефтепромыслового оборудования. М., Недра, 1974.
20. Технология капитального и подземного ремонта нефтяных и газовых скважин: учеб, для вузов / Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. – Краснодар: «Сов. Кубань», 2002. – 584 с.
21. Арбузов В.Н. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. М., Недра, 2003.
22. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти. Издательство Нефть и газ 2003.
23. Техника и технология добычи нефти и газа/И.М. Муравьев, М.Н. Базлов, А.И. Жуков и др. М., Недра, 1971.
24. Schlumberger, wellbore cleanout АСТive, научный журнал компании шлюмберже семейство активных сервисов ГНКТ, 2014.
25. Кудрявцев И. А. Совершенствование технологии добычи нефти в условиях интенсивного выноса мехпримесей (на примере Самотлорского месторождения). Автореферат диссертации на соискание ученой степени

кандидата технических наук. Тюмень, 2004.

26. Валеев М. Д., Булчаев Н. Д., Салимгареев С. М. и др. Пат. №2544930 РФ на изобретение, кл. E21B34/06. Клапан обратный электроцентробежной установки и способ очистки фильтра на приеме насоса. Заявка №2013142546/03; Заявлено 17.09.2013; Опубл. 20.03.2015.

27. Патент RU №104618 U1. Клапан обратный трехпозиционный, заявлен 25.01.2011, опубликован 20.05.2011.

28. Азеев А. А., Булчаев Н. Д. Автоматизация процесса очистки внутрискважинного оборудования на основе клапана с аналоговым механизмом / Газовая промышленность. – 2016. –№4.

29. Оркин К.Г., Юрчук А.М. Расчеты в технологии и технике добычи нефти. М., изд. Недра, 1967.

30. Богданов А.А. Погружные центробежные электронасосы для добычи нефти. М.: Недра. 1968.С.52-54.